

DÉLIBÉRATION N° 2022-191

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie 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

Participaient à la séance : Jean-François CARENCO, président, Catherine EDWIGE, Ivan FAUCHEUX, Jean-Laurent LASTELLE et Valérie PLAGNOL, commissaires.

Le secteur de l'énergie se transforme rapidement. D'une part, les usages des réseaux évoluent en profondeur et à un rythme sans précédent, qu'il s'agisse du développement des énergies renouvelables pour atteindre les objectifs mondiaux de réduction des émissions de CO₂, ou des nouveaux usages comme la mobilité propre ou encore l'auto-consommation. Ces usages génèrent des besoins nouveaux, en matière de flexibilité notamment. D'autre part, la révolution numérique et les nouvelles technologies comme le stockage, offrent de nouvelles possibilités pour répondre à ces besoins, via des réseaux d'électricité et de gaz plus intelligents et plus flexibles. Enfin, de nouveaux services et de nouvelles offres innovantes émergent, grâce à la numérisation des réseaux et notamment aux compteurs communicants.

Il est essentiel que le cadre juridique puisse évoluer afin d'accompagner au plus près ces mutations.

Dans ce contexte, 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. 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.

A la suite d'un premier guichet mené en 2020-2021, la CRE a ouvert un second guichet de candidatures entre le 15 septembre 2021 et le 15 janvier 2022. Lors de ce second guichet, 38 demandes de dérogations ont été soumises à la CRE. Conformément à l'article 61 de la loi Énergie-Climat, par courrier du 28 septembre 2020, la CRE a transmis l'ensemble de ces demandes de dérogation à la ministre de la transition écologique qui disposait d'un délai de deux mois pour s'opposer à l'octroi de tout ou partie de ces dérogations.

La CRE a publié, dans une délibération du 24 mars 2022², les conclusions de l'analyse d'éligibilité. Au total, sur les **38** dossiers reçus, la CRE a retenu comme éligibles au dispositif d'expérimentation réglementaire **22** dossiers, **16** dossiers étant non éligibles (dont 12 faisables à droit constant). Sur les **22** dossiers éligibles, **4** relèvent de la compétence de la CRE, **12** relèvent à la fois des compétences de la CRE et de la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC), **6** relèvent exclusivement de la compétence de la DGEC. En conséquence, la CRE a transmis les demandes pour lesquelles elle n'est pas exclusivement compétente à la DGEC. Lorsque cela est nécessaire, les gestionnaires de réseaux concernés ont été associés à l'analyse approfondie des demandes de dérogation.

¹ Loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat

² Délibération n° 2022-90 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

30 juin 2022

La présente délibération a pour objet de présenter l'analyse approfondie menée par la CRE sur les projets qui relèvent en tout ou partie de ses compétences et d'octroyer, le cas échéant, les dérogations demandées. À la suite de cette analyse, la CRE décide d'octroyer les dérogations demandées pour 14 des 16 projets relevant en tout ou partie de ses compétences.

La CRE réalisera un bilan annuel de l'avancement de ces expérimentations : ce bilan s'appuiera sur les indicateurs définis en annexe de la présente délibération. Une version publique de ce bilan sera publiée sur le site de la CRE.

Enfin, la CRE annonce qu'elle envisage désormais de traiter les demandes de dérogation dans le cadre du bac à sable réglementaire au fur et à mesure de leur réception. Elle adoptera à cette fin une délibération détaillant les nouvelles modalités de soumission des demandes de dérogation.

SOMMAIRE

1. CONTEXTE JURIDIQUE ET COMPETENCE DE LA CRE.....	4
2. RAPPEL DE LA PROCEDURE.....	4
3. RESULTATS DE L'ANALYSE APPROFONDIE DES DOSSIERS REÇUS	5
3.1 DOSSIER RELATIF AU DECOMPTE	5
3.2 DOSSIER RELATIF A LA FLEXIBILITE	6
3.3 DOSSIERS RELATIFS AU RACCORDEMENT DES ENR.....	7
3.4 DOSSIERS RELATIFS AU RACCORDEMENT DES STOCKAGES D'ELECTRICITE	8
3.5 DOSSIER RELATIF A LA FLEXIBILITE SUR LES RESEAUX DE GAZ	9
3.6 DOSSIERS RELATIFS A L'INJECTION DE METHANE PRODUIT PAR COMBINAISON DE PROCESSUS DE METHANATION ET DE PYROGAZEIFICATION DANS LES RESEAUX DE GAZ NATUREL	10
3.7 DOSSIERS RELATIFS A L'INJECTION DE METHANE PRODUIT PAR METHANATION, DONT L'H2 EST ISSU DE L'ELECTROLYSE, DANS LES RESEAUX DE GAZ NATUREL	21
3.8 DOSSIER RELATIF A L'INJECTION DE GAZ PRODUIT A PARTIR DE LA BIOMASSE ET DE COMBUSTIBLES SOLIDES DE RECUPERATION	29
4. DECISION DE LA CRE	32
ANNEXE 1 : CONDITIONS DE LA DEROGATION OCTROYEE A LA SOCIETE EQINOV - DOSSIER E3	34
ANNEXE 2 : CONDITIONS DE LA DEROGATION OCTROYEE A LA SOCIETE WPD - DOSSIER R6.....	36
ANNEXE 3 : CONDITIONS DE LA DEROGATION OCTROYEE A LA SOCIETE AMARENCO - DOSSIER S1	38
ANNEXE 4 : CONDITIONS DE LA DEROGATION OCTROYEE A LA SEM ENERGIE MAYENNE - DOSSIER G.....	40
ANNEXE 5 : CONDITIONS DE LA DEROGATION OCTROYEE A LA SOCIETE SAS HYMOOV - DOSSIER M01	42
ANNEXE 6 : CONDITIONS DE LA DEROGATION OCTROYEE A LA SOCIETE SAS HYMOOV - DOSSIER M02	46
ANNEXE 7 : CONDITIONS DE LA DEROGATION OCTROYEE A LA SOCIETE SAS HYMOOV - DOSSIER M03	50
ANNEXE 8 : CONDITIONS DE LA DEROGATION OCTROYEE A LA SOCIETE SAS HYMOOV - DOSSIER M04	54
ANNEXE 9 : CONDITIONS DE LA DEROGATION OCTROYEE A LA SOCIETE BORDEAUX METROPOLE ENERGIES - DOSSIER M05	58
ANNEXE 10 : CONDITIONS DE LA DEROGATION OCTROYEE A LA SOCIETE ARKOLIA ENERGIES - DOSSIER M07	62
ANNEXE 11 : CONDITIONS DE LA DEROGATION OCTROYEE A LA SOCIETE ENOSIS - DOSSIER M08	66
ANNEXE 12 : CONDITIONS DE LA DEROGATION OCTROYEE A LA CUMA DES ELEVEURS DU BERGERACOIS - DOSSIER M10	70
ANNEXE 13 : CONDITIONS DE LA DEROGATION OCTROYEE AU SIAH CROULT ET PETIT ROSNE - DOSSIER M13.....	74
ANNEXE 14 : CONDITIONS DE LA DEROGATION OCTROYEE A LA SOCIETE SEMARDEL - DOSSIER M14	78

1. CONTEXTE JURIDIQUE ET COMPETENCE DE LA CRE

L'article 61 de la loi Energie-Climat a introduit un dispositif d'expérimentation réglementaire dans le secteur de l'énergie, créant ainsi un cadre juridique favorable aux expérimentations visant à déployer des technologies ou des services innovants en faveur de la transition énergétique et des réseaux et infrastructures intelligents.

La CRE et l'autorité administrative « peuvent, chacune dans leur domaine de compétence, par décision motivée, accorder des dérogations aux conditions d'accès et à l'utilisation des réseaux et installations pour déployer à titre expérimental des technologies ou des services innovants en faveur de la transition énergétique et des réseaux et infrastructures intelligents ».

Ces dérogations temporaires s'inscrivent dans un cadre permettant à la fois le déploiement d'expérimentations innovantes, mais également de garantir la sécurité, la sûreté et la qualité de fonctionnement des réseaux et des installations. Ces expérimentations doivent contribuer à l'atteinte des objectifs de la politique énergétique définis à l'article L. 100-1 du code de l'énergie.

En application des dispositions de l'article 61 de la loi Energie-Climat, la CRE est compétente, dans le cadre des missions qui lui sont confiées par les articles L. 134-1 et L. 134-2 du code de l'énergie, pour accorder des dérogations aux conditions d'accès et d'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.

La délibération n° 2020-125 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 climat³ détermine les conditions de mise en œuvre, par la CRE, du dispositif d'expérimentation réglementaire.

2. RAPPEL DE LA PROCEDURE

Dans sa délibération du 4 juin 2020, la CRE a prévu une procédure en 5 étapes, qui se déclinent comme suit :

- Guichet de candidature : Lors de cette étape, les porteurs de projet déposent leurs demandes de dérogation. Les dossiers incomplets à la date de clôture du guichet sont considérés comme non éligibles.
- Analyse d'éligibilité : Dans un premier temps, la CRE mène une analyse d'éligibilité des projets. Les projets sont examinés au regard de 5 critères d'éligibilité cumulatifs. Pour être éligible, un projet doit (i) concourir aux objectifs de la politique énergétique définis à l'article L. 100-1 du code de l'énergie, (ii) présenter une dimension innovante, (iii) faire face à un obstacle législatif ou réglementaire clairement identifié, (iv) présenter un potentiel de déploiement ultérieur, notamment si l'expérimentation atteint ses objectifs et (v) présenter un bénéfice pour la collectivité si la solution était déployée à terme. A l'issue de cette analyse d'éligibilité, 2 cas se présentent :
 - Le projet n'est pas éligible car il ne respecte pas un ou plusieurs critères d'éligibilité. Le porteur de projet en est individuellement informé. Avec l'accord du porteur de projet, la CRE intègre la description du projet dans la présente délibération et ses communications à venir sur le dispositif d'expérimentation réglementaire ;
 - Le projet est éligible : le projet passe en phase d'analyse approfondie. Avec l'accord du porteur de projet, la CRE intègre une description du projet dans la présente délibération et ses communications à venir. Lorsque la dérogation à accorder ne relève pas exclusivement de ses compétences, la CRE transmet les demandes de dérogation aux autorités compétentes.
- Analyse approfondie : Durant cette phase, la CRE peut demander des compléments d'information aux porteurs de projets et consulte, le cas échéant, les gestionnaires de réseaux et les autorités organisatrices de la distribution d'énergie (AODE) concernés par les expérimentations. A l'issue de cette analyse et une fois le délai d'opposition du ministre passé, la CRE désigne, par délibération, les projets sélectionnés et les conditions de déroulement des expérimentations. Ces informations font l'objet d'une publication de la CRE. Les porteurs des projets qui ne sont pas retenus en sont individuellement informés.
- Expérimentation (dérogation accordée pour 4 ans maximum, renouvelable une fois) : les porteurs de projets la mettent en œuvre. Un bilan d'avancement est transmis à la CRE au moins une fois par an par le porteur de projet. Selon les circonstances et le retour d'expérience, la dérogation pourra être renouvelée dans les conditions et limites fixées par la loi et la délibération de la CRE octroyant la dérogation.
- Fin de la période de dérogation : l'expérimentation prend fin. Un bilan et un retour d'expérience relatif à la modification du cadre réglementaire applicable sont réalisés par le porteur de projet et sont transmis à la CRE.

³ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie 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.

3. RESULTATS DE L'ANALYSE APPROFONDIE DES DOSSIERS REÇUS

À l'issue de l'analyse d'éligibilité, dans une délibération du 24 mars 2022⁴, 22 dossiers ont été considérés éligibles sur les 38 déposés dans le cadre de ce deuxième guichet. Parmi ces 22 projets, 16 relèvent, de façon exclusive ou partagée avec la DGEC, des compétences de la CRE. Cette dernière a mené une analyse approfondie de ces dossiers, en lien avec les gestionnaires de réseaux publics concernés, afin d'octroyer ou non des dérogations. Cette phase d'analyse a également permis de préciser les conditions et modalités dans lesquelles ces dérogations sont attribuées. Celles-ci sont détaillées, le cas échéant, en annexe de la présente délibération.

3.1 Dossier relatif au décompte

Dossier E2 déposé par la société Engie

Description du projet

La société Engie a recours à des prestations de décompte pour le raccordement d'infrastructures de recharge de véhicules électriques. L'installation d'un consommateur en décompte peut induire une augmentation de la puissance souscrite, et donc du tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE) facturé à l'hébergeur. Il revient donc aux parties prenantes ou à leurs fournisseurs de procéder à une transaction financière visant à partager ces coûts, généralement dans le but de neutraliser les surcoûts pour l'hébergeur.

Engie souhaite que, en cas de décompte, la part fixe du TURPE induite par l'augmentation de la puissance souscrite nécessaire à l'installation du décomptant puisse être directement facturée au décomptant.

Freins réglementaires identifiés

Les articles R. 341-1 et R. 341-2 du code de l'énergie et la 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) ne prévoient pas que le TURPE puisse être facturé à un décomptant.

L'article L. 353-9 du code de l'énergie dispose que le tarif de la prestation de décompte en cas de raccordement indirect d'une infrastructure de recharge de véhicules électriques est défini dans les tarifs des prestations annexes réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de réseaux mentionnés au deuxième alinéa de l'article L. 341-3 du même code et ne prévoit pas que le TURPE puisse être facturé à un décomptant. La délibération de la CRE n° 2021-211 portant décision sur les prestations annexes réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité (GRD) d'électricité fixe le tarif de la prestation de décompte et dispose que « [l]e décomptant n'étant pas directement raccordé au réseau public d'électricité, il ne peut se voir facturer le TURPE ».

Compétences de la CRE

Selon l'article L. 341-3 du code de l'énergie, la CRE est compétente pour fixer les méthodes utilisées pour établir les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité ainsi que les méthodes utilisées pour établir les tarifs des prestations annexes réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de réseaux.

Par conséquent, dans le cadre du dispositif d'expérimentation réglementaire, il relève de sa compétence d'accorder des dérogations temporaires à la 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) et à la délibération n° 2021-211 portant décision sur les prestations annexes réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité (GRD) d'électricité.

Néanmoins, les freins identifiés ne relèvent pas exclusivement de la compétence de la CRE. Le projet ne peut être mis en œuvre sans dérogations aux dispositions des articles L. 353-9, R. 341-1 et R. 341-2 du code de l'énergie. Ces dérogations relèvent de la compétence de la DGEC.

Synthèse de l'analyse approfondie

En fonction du profil de consommation de l'installation en décompte, le TURPE facturé à l'hébergeur peut sensiblement différer du TURPE qui serait facturé sans décompte (notamment en cas d'augmentation de la puissance souscrite ou de modification significative de la durée d'utilisation). La facturation du TURPE au seul hébergeur peut alors nécessiter une refacturation dont la complexité pourrait freiner le développement d'infrastructures de recharge en décompte. Partant de ce constant, la CRE et Enedis ont lancé un chantier pour préciser et identifier les évolutions pertinentes du cadre relatif au décompte.

⁴ 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 : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/eligibilite-des-dossiers-soumis-a-la-cre-dans-le-cadre-du-deuxieme-guichet-du-dispositif-d-experimentation-reglementaire-prevu-par-la-loi-relative>

Toutefois, il ressort de l'analyse approfondie que la réalisation d'une expérimentation se résumant à la facturation de la part fixe du TURPE à un décomptant en cas de raccordement indirect d'une infrastructure de recharge de véhicules électriques n'apporterait pas d'enseignements nouveaux, tout en générant des coûts pour la collectivité. Dès lors, la CRE décide de ne pas accorder de dérogations aux freins réglementaires identifiés qui relèvent de sa compétence au porteur de projet, et annonce poursuivre les travaux visant à identifier les évolutions à apporter au cadre relatif au décompte.

3.2 Dossier relatif à la flexibilité

Dossier E3 déposé par la société Eginov

Description du projet

La société Eginov 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.

Frein réglementaire identifié

D'une part, si les règles NEBEF, visées aux articles L. 321-15-1 et R. 271-3 du code de l'énergie, prévoient la possibilité de valoriser des reports de consommation (consécutives à un effacement) à compter de dates E et E', ces dates n'ont pas encore été définies à ce jour. D'autre part, les modalités prévues dans les règles NEBEF ne permettent pas actuellement de valoriser une augmentation de consommation à des périodes de prix favorables.

Compétence de la CRE

En application notamment des dispositions des articles L.271-2, alinéa 4, R. 271-3, paragraphe 2, et L. 321-15-1 du code de l'énergie, la CRE approuve les règles de valorisation des effacements de consommation sur les marchés de l'énergie. La CRE est donc compétente pour accorder une dérogation à ces règles dans le cadre du dispositif d'expérimentation réglementaire.

Intérêt de l'expérimentation

A la suite d'un effacement, la pertinence d'une incitation à reporter sa consommation au moment le plus opportun pour le système semble acquise. En revanche les modalités d'incitation optimales ne sont pas encore totalement définies : l'expérimentation permettrait de montrer si la mise en place d'une valorisation des hausses de consommation symétrique de la valorisation des effacements est efficace, même sans lier l'effacement et le report. Un tel mécanisme permettrait également de valoriser d'autres modulations de consommation à la hausse par le mécanisme NEBEF et inciterait les consommateurs à déplacer leurs consommations aux périodes de prix faibles sur les marchés de gros, permettant de contribuer à l'efficacité économique et écologique du système électrique. L'expérimentation permettrait de confirmer la pertinence d'une telle évolution. Le cas échéant, des développements informatiques permettraient de généraliser directement la symétrisation du mécanisme, sans passer par l'étape de valorisation des seuls reports.

Dérogation accordée par la CRE

Par dérogation aux règles NEBEF en vigueur, Eginov pourra 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 à définir en nombre et en puissance dans la convention d'expérimentation.

Durée des dérogations

La CRE accorde cette dérogation pour une durée de 4 ans à compter du 1^{er} juillet 2023. Cette dérogation est accordée dans les conditions fixées dans la présente délibération et précisées dans l'annexe 1. En cas de modification substantielle du projet, Eginov devra en informer la CRE sans délai.

Demandes aux parties prenantes

La CRE demande à RTE, Enedis et Eginov d'élaborer conjointement, en concertation avec la CRE, une proposition de règles dans le cadre desquelles Eginov pourra valoriser de manière symétrique les modulations de consommation de ses clients, dans la limite d'un portefeuille à définir en nombre et en puissance.

Sur la base de cette proposition, la CRE fixera les modalités complémentaires associées à la réalisation de l'expérimentation. Ces modalités de l'expérimentation devront notamment permettre de s'assurer que la valorisation des hausses de consommation n'entraîne pas une augmentation globale de la consommation des clients.

Ces modalités seront ensuite déclinées dans une convention d'expérimentation qui sera communiquée à la CRE préalablement à sa signature.

Afin de pouvoir suivre et évaluer cette expérimentation, la CRE demande à RTE et Eginov de transmettre annuellement un bilan d'avancement de l'expérimentation sur la base des indicateurs de suivi définis dans le tableau 3 de l'annexe 1.

3.3 Dossiers relatifs au raccordement des EnR

Dossier R6 déposé par la société WPD

Description du projet

WPD souhaite raccorder un parc éolien de 14,4 MW au réseau d'Enedis en 2023. L'offre de raccordement de référence proposée par Enedis nécessite la création d'un poste source, de sorte que la mise à disposition du raccordement est prévue en 2027. Compte tenu de cette échéance, le producteur a demandé à Enedis d'étudier un raccordement alternatif. Enedis propose ainsi la solution alternative suivante pour un raccordement en 2023 : un raccordement alternatif « longue distance » de 32 km sur un seul nouveau départ direct d'un poste de transformation existant, qui ne permet d'évacuer que 11,4 MW de productible, en raison de problématique de tension haute⁵.

WPD estime que les problématiques de tension haute peuvent être évitées si le parc consomme plus de réactif, permettant ainsi une optimisation du raccordement. Par conséquent, WPD souhaite se voir proposer par Enedis une solution de raccordement avec un seul départ direct pour une puissance de raccordement de 14,4 MW, assortie d'une augmentation de la puissance réactive.

Cette solution alternative permettra au producteur d'être raccordé plus rapidement (en 2023 plutôt qu'en 2027), mais aura pour conséquence une augmentation des pertes réseau (les pertes supplémentaires sont estimées à 1,2% du productible annuel pour une puissance de raccordement de 14,4 MW). 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.

Freins identifiés

Le paragraphe 4.2.6 de la documentation technique de référence (DTR) d'Enedis (Enedis-PRO-RES_05E) précise que pour le raccordement d'un producteur sur un départ direct, « *la tangente ϕ^6 contractuelle de référence sera 0. Le bandeau de fonctionnement autorisé de largeur $E=0,1$ pourra être en injection $([0 ; 0,1])$ ou en absorption de réactif $([-0,1 ; 0])$, et sera déterminé par Enedis en fonction de la situation du réseau de raccordement* ». La mise en place d'une régulation de tension afin « *d'adapter de manière dynamique la production ou la consommation d'énergie réactive de l'Installation de Production en fonction de la tension mesurée* » n'est prévue que pour les raccordements sur des départs existants.

La délibération n° 2021-13 du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 6 HTA-BT) ne prévoit pas qu'un utilisateur du réseau public de distribution puisse verser une compensation à Enedis équivalente aux pertes supplémentaires générées par une solution alternative de raccordement demandée par l'utilisateur et que cette compensation financière puisse intégrer les recettes perçues par Enedis lors du calcul annuel du compte de régularisation des charges et des produits tel que défini dans la délibération n° 2021-13 du 21 janvier 2021.

Compétences de la CRE

Selon l'article L. 134-1 du code de l'énergie, la CRE est compétente pour préciser les règles concernant les conditions de raccordement aux réseaux publics de transport et de distribution d'électricité.

Selon l'article L. 341-3 du code de l'énergie, la CRE est compétente pour fixer les méthodes utilisées pour établir les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité.

⁵ 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.

⁶ Rapport entre la puissance active et la puissance réactive

Intérêt de l'expérimentation

Le projet permettra d'expérimenter l'application d'une loi de régulation de la puissance réactive permettant de maximiser l'énergie injectable lors d'un raccordement longue distance sur un nouveau départ, et d'en vérifier la pertinence technique et économique.

Dérogation accordée par la CRE

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 impliquera des pertes supplémentaires dont le coût doit être imputé au porteur du projet du parc éolien de Magnac-Laval.

La CRE autorise 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 dans les conditions définies dans l'annexe 2, sous réserve qu'Enedis applique, pour le porteur de projet, 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.

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.

Durée des dérogations

La CRE accorde cette dérogation pour une durée de 4 ans à partir de la demande de raccordement ou à défaut, au plus tard le 1^{er} janvier 2023. Cette dérogation est accordée dans l'unique objectif de mener l'expérimentation proposée par WPD. Cette dérogation est accordée dans les conditions fixées dans la présente délibération et précisées dans l'annexe 2. En cas de modification substantielle du projet, WPD devra en informer la CRE sans délai.

Demands aux parties prenantes

La CRE demande à Enedis et WPD de s'accorder sur une convention d'expérimentation qui encadrera le projet et précisera si besoin les règles applicables dans le cadre de l'expérimentation. Cette convention devra être notifiée à la CRE préalablement à sa signature.

Afin de pouvoir suivre et évaluer cette expérimentation, la CRE demande à Enedis et WPD de transmettre annuellement un bilan d'avancement de l'expérimentation sur la base des indicateurs de suivi définis dans le tableau 5 de l'annexe 2.

3.4 Dossiers relatifs au raccordement des stockages d'électricité**Dossier S1 déposé par la société AFR20 (Amarenco)****Description du projet**

Amarenco développe un projet de stockage d'environ 4 MW, 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 un certain nombre d'heures par an. Amarenco souhaite optimiser le raccordement de ce stockage, notamment en tenant compte de son caractère contracyclique, en dérogeant aux hypothèses d'étude de raccordement définies dans la DTR d'Enedis.

Frein identifié

Dans ses études prévues notamment au paragraphe 4 de la DTR d'Enedis (Enedis-PRO-RES_06E), Enedis considère, dans le cadre de l'offre de raccordement de référence, que le stockage doit pouvoir injecter une puissance égale à sa puissance de raccordement à chaque instant, ce qui se traduit par deux études dans les deux cas extrêmes suivants : soutirage maximal et injection nulle puis soutirage minimal et injection maximale.

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 (qu'il s'engage à lui fournir) correspondant au comportement envisagé du stockage.

Compétence de la CRE

Selon l'article L. 134-1 du code de l'énergie, la CRE est compétente pour préciser les règles concernant les conditions de raccordement aux réseaux publics de transport et de distribution d'électricité.

Intérêt de l'expérimentation

La prise en compte du caractère contracyclique des stockages peut conduire à un dimensionnement plus juste des réseaux, à des économies pour la collectivité et à une facilitation du développement des stockages et des EnR. Cette expérimentation est également l'occasion de répondre à la demande formulée par la CRE dans sa décision du 12 décembre 2019⁷ de prendre en compte le caractère contracyclique dans le cadre d'une offre de raccordement alternative proposée par le gestionnaire de réseau à l'opérateur de l'installation de stockage et ainsi de pouvoir élaborer les modalités de prise en compte de ce caractère dans les procédures de raccordement.

Dérogations

La CRE demande à Enedis de déroger à ses DTR « Enedis-PRO-RES_06E » et « Enedis-PRO-RES_67E » pour réaliser les études de raccordement en se basant sur des courbes de fonctionnement et des hypothèses fournies par Amarenco, dans le cadre du raccordement d'un stockage d'une puissance maximale de 4 MW. Les hypothèses et les résultats de ces études seront transmis à la CRE.

Si ces études en démontrent la faisabilité et la pertinence technico-économique, Enedis proposera une offre de raccordement alternative à Amarenco. Dans le cas contraire, Amarenco pourrait solliciter, auprès de la DGEC, une dérogation pour bénéficier d'une offre de raccordement associée à un pilotage dynamique du stockage en fonction des contraintes réelles du réseau, aujourd'hui ouverte aux seuls producteurs EnR.

Durée des dérogations

La CRE demande à Enedis de déroger à sa DTR pour une durée de 4 ans à partir de la demande de raccordement ou à défaut, au plus tard le 31 mars 2023. Cette dérogation a pour unique but de mener l'expérimentation proposée par Amarenco. Cette dérogation doit respecter les conditions fixées dans la présente délibération et précisées dans l'annexe 3. En cas de modification substantielle du projet, Amarenco devra en informer la CRE sans délai.

Demande aux parties prenantes

La CRE demande à Enedis et Amarenco de s'accorder sur une convention d'expérimentation qui encadrera le projet et son développement. Cette convention devra être notifiée à la CRE préalablement à sa signature.

Afin de pouvoir suivre et évaluer cette expérimentation, la CRE demande à Enedis et Amarenco de transmettre annuellement un bilan d'avancement de l'expérimentation sur la base des indicateurs de suivi définis dans le tableau 7 de l'annexe 3.

3.5 Dossier relatif à la flexibilité sur les réseaux de gaz**Dossier G déposé par la SEM Energie Mayenne****Description du projet**

SEM Energie Mayenne souhaite permettre à une station GNV 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.

Freins identifiés

Les articles L. 453-9 et les articles D. 453-20 à D. 453-25 du code de l'énergie prévoient que les gestionnaires des réseaux de gaz naturel effectuent les renforcements nécessaires pour permettre l'injection dans le réseau du biogaz produit, dans des conditions et limites permettant de s'assurer de la pertinence technico-économique des investissements. En particulier, l'article D. 453-22 prévoit que lorsque la capacité du réseau est insuffisante pour permettre les raccordements des projets d'installations de production de biogaz, le gestionnaire de ce réseau élabore, conjointement avec les autres gestionnaires de réseaux de transport et de distribution de gaz naturel concernés, un projet de renforcement des réseaux.

La CRE considère que le cadre applicable n'exclut pas la prise en compte, lors de la détermination des capacités de réseaux disponibles pour le raccordement d'installations de production de biogaz, d'éventuelles solutions de flexibilité qui seraient de nature à permettre l'injection du gaz produit par ces installations. Dans cette hypothèse, la capacité du réseau existante, compte tenu d'une telle solution de flexibilité, demeurerait suffisante pour permettre les raccordements des projets d'installations de production de biogaz sans qu'il soit nécessaire de procéder à des renforcements.

⁷ Délibération de la CRE du 12 décembre 2019 portant décision sur les règles d'élaboration des procédures de traitement des demandes de raccordement aux réseaux publics de distribution d'électricité et le suivi de leur mise en œuvre.

La CRE relève toutefois qu'il n'existe pas de cadre juridique, technique, contractuel et financier établi pour la mise en place de telles solutions de flexibilité.

Le porteur de projet demande donc la mise en place d'un cadre expérimental pour un tel mécanisme de flexibilité, dont les modalités techniques, contractuelles et financières sont à définir.

Compétence de la CRE

En application des dispositions de l'article L. 134-2 du code énergie, la CRE est compétente pour préciser les règles relatives aux missions des gestionnaires de réseaux de distribution de gaz naturel en matière d'exploitation et de développement de ces réseaux ainsi que les règles relatives aux conditions d'accès et d'utilisation aux réseaux de distribution de gaz naturel.

Intérêt de l'expérimentation

Le projet pourrait permettre de démontrer l'intérêt de solutions de flexibilité en alternative à des renforcements des réseaux de gaz. Il serait également l'occasion de travailler à l'identification d'un cadre pertinent pour le recours à ces flexibilités.

Dérogation accordée par la CRE

La CRE autorise SEM Energie Mayenne et GRDF à contractualiser un service de flexibilité, impliquant le pilotage du soutirage et du stockage de la station GNV 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.

Durée des dérogations

La CRE accorde cette dérogation pour une durée de 4 ans à compter de la mise en service de la station de GNV et au plus tard le 1^{er} novembre 2024. Cette dérogation est accordée dans les conditions fixées dans la présente délibération et précisées dans l'annexe 4. En cas de modification substantielle du projet, SEM Energie Mayenne devra en informer la CRE sans délai.

Demandes aux parties prenantes

GRDF et la SEM Energie Mayenne élaboreront conjointement, en concertation avec la CRE, une proposition de modalités techniques, contractuelles et financières (notamment rémunération, éventuelles pénalités contractuelles le cas échéant) associées à ce mécanisme.

Sur la base de cette proposition, la CRE fixera les modalités associées à la réalisation de l'expérimentation.

Ces modalités seront déclinées dans une convention d'expérimentation qui sera communiquée à la CRE préalablement à sa signature.

Afin de pouvoir suivre et évaluer cette expérimentation, la CRE demande à GRDF et SEM Energie Mayenne de transmettre annuellement un bilan d'avancement de l'expérimentation sur la base des indicateurs de suivi définis dans le tableau 9 de l'annexe 4.



3.6 Dossiers relatifs à l'injection de méthane produit par combinaison de processus de méthanation et de pyrogazéification dans les réseaux de gaz naturel

Dossier M01 déposé par la société SAS HYMOOV

Description du projet

La société SAS HYMOOV souhaite mener un projet visant à valoriser des déchets de bois par la production de syngas par pyrogazéification et un projet visant à valoriser le CO₂ en le combinant à de l'hydrogène produit sur le site pour produire du gaz de synthèse par méthanation.

La société SAS HYMOOV souhaite bénéficier du dispositif d'expérimentation réglementaire afin de pouvoir injecter le gaz de synthèse produit dans les réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF.

Freins identifiés

Le cadre juridique, contractuel et technique aujourd'hui applicable à l'injection de gaz sur les réseaux a été construit afin d'accompagner le développement de la filière de production de biométhane par méthanisation sans pour autant envisager explicitement, et jusqu'alors, d'autres modes de production de gaz, tels que les gaz de synthèse. En particulier, ce cadre n'est pas, à ce jour, applicable aux installations de production de gaz dont le gaz est produit, totalement ou partiellement, à partir d'autres intrants que de la biomasse.

De la sorte, la majorité des dispositifs précédant et conditionnant l'injection de gaz sur les réseaux n'intègre pas, dans le périmètre de leurs bénéficiaires, les projets d'injection de gaz de synthèse. Les dispositifs concernés sont les suivants :

- le bénéfice des prestations annexes des gestionnaires de réseaux relatives à l'injection de gaz n'est aujourd'hui réservé qu'aux porteurs de projet d'injection de biométhane ;
- l'inscription sur le registre des capacités n'est pas prévue pour les projets d'injection de gaz de synthèse ;
- les contrats de raccordement et d'injection ne prennent aujourd'hui pas en compte les spécificités du méthane de synthèse ;
- la réfaction tarifaire sur les coûts de raccordement et la possibilité de bénéficier des dispositifs mis en œuvre dans le cadre du « *droit à l'injection* »⁸ sont aujourd'hui réservées aux producteurs de biogaz ;

Compétences de la CRE

La CRE est compétente pour fixer « *les conditions de raccordement aux réseaux de transport et de distribution de gaz naturel* » en application de l'article L. 134-2 du code de l'énergie.

La CRE est par ailleurs compétente, en application du second alinéa de l'article L. 452-2 du code de l'énergie, pour fixer les méthodes utilisées pour établir les tarifs des prestations annexes réalisées exclusivement par les gestionnaires de réseaux de gaz naturel.

Par conséquent, dans le cadre du dispositif d'expérimentation réglementaire, il relève de sa compétence d'accorder des dérogations temporaires à une partie des dispositifs mentionnés ci-dessus.

Intérêt de l'expérimentation

Cette expérimentation sera l'occasion de tester la faisabilité technique, les risques associés et la pertinence économique de l'injection dans les réseaux de gaz naturel d'un méthane produit par méthanation.

Dérogations accordées par la CRE

Étude détaillée

Par dérogation à la délibération du 3 juin 2021⁹, l'accès à la prestation d'étude détaillée d'injection est ouvert à la société SAS HYMOOV. Certaines modalités de cette étude devront toutefois être adaptées afin de prendre en compte les spécificités du projet et la nature du gaz destiné à être injecté.

GRDF devra notamment, dans le cadre de cette étude, réaliser des analyses de faisabilité de l'injection, dans les réseaux de gaz contenant des résidus d'hydrogène. En effet, le méthane de synthèse injecté par le porteur de projet contient des résidus d'hydrogène dont l'impact sur les réseaux n'est pas entièrement connu à ce stade. Il est, en conséquence, indispensable de s'assurer, préalablement à l'injection du méthane de synthèse, que l'hydrogène ne présente pas de risque pour les ouvrages du réseau public et pour les utilisateurs situés à proximité du producteur. Cette analyse d'impact de l'hydrogène devra être menée sur la portion de réseaux concernée par l'injection. En particulier, si dans la zone, un rebours est présent ou est envisagé, l'étude d'impact devra également couvrir les portions de réseaux amont, en associant les gestionnaires de réseaux concernés.

Registre des capacités

Par dérogation à la délibération du 23 septembre 2021 *portant décision sur les modalités d'établissement de la procédure de gestion des réservations de capacité d'injection de biométhane*¹⁰ (ci-après la délibération « *Registre des capacités* »), le projet d'injection de gaz de synthèse porté par la société SAS HYMOOV pourra être inscrit dans le registre des capacités selon les modalités prévues par la délibération susmentionnée.

⁸ Le droit à l'injection est défini aux articles L. 453-9, L. 453-10, D. 453-20 à D. 453-25 du code de l'énergie.

⁹ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 3 juin 2021 portant décision sur les prestations réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de réseaux de distribution de gaz naturel : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/prestations-realisees-a-titre-exclusif-par-les-gestionnaires-de-reseaux-de-distribution-de-gaz-naturel6>

¹⁰ Délibération du 23 septembre 2021 *portant décision sur les modalités d'établissement de la procédure de gestion des réservations de capacité d'injection de biométhane sur les réseaux de transport et de distribution de gaz naturel* proposée par le « *GT Injection Biométhane* » : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/gestion-des-reservations-de-capacite-d-injection-de-biomethane-sur-les-reseaux-de-transport-et-de-distribution-de-gaz-naturel-proposee-par-le-gt>

Les modalités d'inscription applicables aux projets d'injection de biométhane, prévues par la délibération susmentionnée, s'appliqueront à l'exception de certaines dispositions. En effet, les études de raccordement d'une installation de production de méthane de synthèse nécessitent des études spécifiques dont la durée n'est pas encore connue précisément. De plus, afin de maîtriser les risques liés à l'injection de résidus d'hydrogène sur les réseaux, des équipements supplémentaires pourraient être nécessaires et imposés par le gestionnaire de réseaux. Par conséquent, certaines modalités définies dans la délibération « Registre des capacités » pourront être adaptées, notamment la durée des jalons, le caractère engageant de la proposition technique et financière de GRDF, les conditions de maintien dans la file d'attente et dans le registre des capacités. Ces modalités seront détaillées dans la convention d'expérimentation.

Raccordement et injection

Par dérogation à la délibération du 3 juin 2021, 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 est ouverte au porteur de projet, à condition que la faisabilité de l'injection du gaz de synthèse contenant des résidus d'hydrogène soit démontrée par GRDF.

Certaines modalités de réalisation de ces prestations devront toutefois être adaptées afin de prendre en compte les spécificités du projet et la nature du gaz destiné à être injecté. Par exemple, la prestation de GRDF visant à analyser la qualité du gaz lors de son injection devra notamment prévoir la mesure en continu de la concentration en hydrogène résiduel.

Réfaction, dispositif de droit à l'injection et mutualisation des postes d'injection

Dans l'hypothèse où la faisabilité de l'injection du gaz de synthèse contenant des résidus d'hydrogène est démontrée par GRDF, la DGEC pourrait étudier les demandes de dérogations relatives à la réfaction tarifaire sur les coûts de raccordement de l'installation et la possibilité de bénéficier du dispositif de droit à l'injection. En l'absence de ces dérogations, le porteur de projet devra supporter l'intégralité de ses coûts de raccordement et des éventuels coûts de renforcement du réseau qu'il pourrait générer. La DGEC pourrait également étudier les demandes de dérogations relatives à la possibilité de mutualiser un poste pour l'injection de méthane de synthèse et de biométhane.

Durée des dérogations

La CRE accorde ces dérogations pour une durée de 4 ans à partir de la date de dépôt de la demande d'étude détaillée auprès de GRDF, ou à défaut au plus tard le 1^{er} juillet 2023. Ces dérogations sont accordées dans l'unique but de mener l'expérimentation proposée par SAS HYMOOV. Ces dérogations sont accordées dans les conditions fixées dans la présente délibération et précisées dans l'annexe 5. En cas de modification substantielle du projet, SAS HYMOOV et ses partenaires devront en informer sans délai la CRE.

Demandes aux parties prenantes

Pour les besoins de l'expérimentation, la CRE demande à GRDF d'étendre le bénéfice des prestations relatives à l'injection de gaz dans les réseaux, aujourd'hui réservée à l'injection de biométhane dans ces réseaux, au porteur de projet. Les modalités de réalisation de ces prestations pourront toutefois être adaptées afin de prendre en compte les spécificités du projet et la nature du gaz destiné à être injecté.

La CRE demande à GRDF d'adapter ses contrats de raccordement et d'injection afin de prendre en compte les spécificités du méthane de synthèse (modalités de contrôle de la qualité du gaz, éventuels coûts d'adaptation des réseaux liés à la présence d'hydrogène dans le gaz injecté, etc.).

La CRE demande à GRDF et SAS HYMOOV d'élaborer une convention d'expérimentation qui encadrera le projet et son développement. Cette convention devra être communiquée à la CRE préalablement à sa signature.

Afin de pouvoir suivre et évaluer cette expérimentation, la CRE demande à GRDF et SAS HYMOOV de transmettre annuellement un bilan d'avancement de l'expérimentation sur la base des indicateurs de suivi définis dans le tableau 12 de l'annexe 5.

Dossier M02 déposé par la société SAS HYMOOV

Description du projet

La société SAS HYMOOV souhaite mener un projet visant à valoriser des déchets de bois par la production de syngas par pyrogazéification et un projet visant à valoriser le CO₂ en le combinant à de l'hydrogène produit sur le site pour produire du gaz de synthèse par méthanation.

La société SAS HYMOOV souhaite bénéficier du dispositif d'expérimentation réglementaire afin de pouvoir injecter le gaz de synthèse produit dans les réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz.

Freins identifiés

Le cadre juridique, contractuel et technique aujourd'hui applicable à l'injection de gaz sur les réseaux de transport de gaz naturel a été construit afin d'accompagner le développement de la filière de production de biométhane par méthanisation sans pour autant envisager explicitement, et jusqu'alors, d'autres modes de production de gaz, tels que les gaz de synthèse. En particulier, ce cadre n'est pas, à ce jour, applicable aux installations de production de gaz dont le gaz est produit, totalement ou partiellement, à partir d'autres intrants que de la biomasse.

De la sorte, la majorité des dispositifs précédant et conditionnant l'injection de gaz sur les réseaux n'intègre pas dans le périmètre de leurs bénéficiaires les projets d'injection de gaz de synthèse. Les dispositifs concernés sont les suivants :

- le bénéfice des prestations des gestionnaires de réseaux de transport de gaz naturel relatives à l'injection de gaz n'est aujourd'hui réservé qu'aux porteurs de projet d'injection de biogaz;
- l'inscription sur le registre des capacités n'est pas prévue pour les projets d'injection de gaz de synthèse ;
- les contrats de raccordement et d'injection ne prennent aujourd'hui pas en compte les spécificités du méthane de synthèse ;
- la réfaction tarifaire sur les coûts de raccordement et la possibilité de bénéficier des dispositifs mis en œuvre dans le cadre du « *droit à l'injection* »¹¹ sont aujourd'hui réservées aux producteurs de biogaz ;

Compétence de la CRE

La CRE est compétente pour fixer « *les conditions de raccordement aux réseaux de transport et de distribution de gaz naturel* » en application de l'article L. 134-2 du code de l'énergie.

Par conséquent, dans le cadre du dispositif d'expérimentation réglementaire, il relève de sa compétence d'accorder des dérogations temporaires à une partie des dispositifs mentionnés ci-dessus.

Intérêt de l'expérimentation

Cette expérimentation sera l'occasion de tester la faisabilité technique, les risques associés et la pertinence économique de l'injection dans les réseaux de gaz naturel d'un méthane produit par méthanation.

Dérogations accordées par la CRE

Études de raccordement

Le catalogue de prestation de GRTgaz¹² prévoit la réalisation d'études préalables au raccordement des installations de production de biométhane. La CRE demande à GRTgaz de proposer également ces prestations au porteur de projet. Certaines modalités de ces études devront toutefois être adaptées afin de prendre en compte les spécificités du projet et la nature du gaz destiné à être injecté.

GRTgaz devra notamment, dans le cadre de ces études, réaliser des analyses de faisabilité de l'injection, dans les réseaux de transport de gaz naturel, de gaz contenant des résidus d'hydrogène. En effet, le méthane de synthèse injecté par le porteur de projet contient des résidus d'hydrogène dont l'impact sur les réseaux n'est pas entièrement connu à ce stade. Il est, en conséquence, indispensable de s'assurer, préalablement à l'injection du méthane de synthèse, que l'hydrogène ne présente pas de risque pour les ouvrages du réseau et pour les utilisateurs situés à proximité du producteur. Cette analyse d'impact de l'hydrogène devra être menée sur la portion de réseaux concernée par l'injection.

Registre des capacités

Par dérogation à la délibération du 23 septembre 2021 portant décision sur les modalités d'établissement de la procédure de gestion des réservations de capacité d'injection de biométhane¹³ (ci-après la délibération « Registre des capacités »), le projet d'injection de gaz de synthèse porté par la société SAS HYMOOV pourra être inscrit dans le registre des capacités selon les modalités prévues par la délibération susmentionnée.

¹¹ Le droit à l'injection est défini aux articles L. 453-9, L. 453-10, D. 453-20 à D. 453-25 du code de l'énergie.

¹²

Catalogue des prestations au 1^{er} janvier 2022 : <https://www.grtgaz.com/sites/default/files/2022-01/Catalogue-prestations-Clients.pdf>

¹³ Délibération du 23 septembre 2021 portant décision sur les modalités d'établissement de la procédure de gestion des réservations de capacité d'injection de biométhane sur les réseaux de transport et de distribution de gaz naturel proposée par le « GT Injection Biométhane » : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/gestion-des-reservations-de-capacite-d-injection-de-biomethane-sur-les-reseaux-de-transport-et-de-distribution-de-gaz-naturel-proposee-par-le-gt>

Les modalités d'inscription applicables aux projets d'injection de biométhane, prévues par la délibération susmentionnée, s'appliqueront à l'exception de certaines dispositions. En effet, les études de raccordement d'une installation de production de méthane de synthèse nécessitent des études spécifiques dont la durée n'est pas encore connue précisément. De plus, afin de maîtriser les risques liés à l'injection de résidus d'hydrogène sur les réseaux, des équipements supplémentaires pourraient être nécessaires et imposés par le gestionnaire de réseaux. Par conséquent, certaines modalités définies dans la délibération « Registre des capacités » pourront être adaptées, notamment la durée des jalons, ou les conditions de maintien dans le registre des capacités. Ces modalités seront détaillées dans la convention d'expérimentation.

Raccordement et injection

Le catalogue de prestation de GRTgaz¹⁴ prévoit des prestations permettant (i) la réalisation du raccordement, (ii) l'analyse de la qualité du gaz produit et (iii) l'injection du gaz produit. Ces prestations sont aujourd'hui accessibles aux producteurs de biométhane. La CRE demande à GRTgaz de proposer également ces prestations au porteur de projet, à condition que la faisabilité de l'injection du gaz de synthèse contenant des résidus d'hydrogène soit démontrée par GRTgaz.

Certaines modalités de réalisation de ces prestations devront toutefois être adaptées afin de prendre en compte les spécificités du projet et la nature du gaz destiné à être injecté. Par exemple, la prestation de GRTgaz visant à analyser la qualité du gaz lors de son injection pourrait évoluer au vu du besoin de mesurer la concentration d'hydrogène résiduel.

Réfaction, dispositif de droit à l'injection et mutualisation des postes d'injection

Dans l'hypothèse où la faisabilité de l'injection du gaz de synthèse contenant des résidus d'hydrogène est démontrée par GRTgaz, la DGEC pourrait étudier les demandes de dérogations relatives à la réfaction tarifaire sur les coûts de raccordement de l'installation et la possibilité de bénéficier du dispositif de droit à l'injection. En l'absence de ces dérogations, le porteur de projet devra supporter l'intégralité de ses coûts de raccordement et des éventuels coûts de renforcement du réseau qu'il pourrait générer. La DGEC pourrait également étudier les demandes de dérogations relatives à la possibilité de mutualiser un poste pour l'injection de méthane de synthèse et de biométhane.

Durée des dérogations

La CRE accorde ces dérogations pour une durée de 4 ans à partir de la date de dépôt de la demande d'étude de raccordement auprès de GRTgaz, ou à défaut au plus tard le 1er juillet 2023. Ces dérogations sont accordées dans l'unique but de mener l'expérimentation proposée par SAS HYMOOV. Ces dérogations sont accordées dans les conditions fixées dans la présente délibération et précisées dans l'annexe 6. En cas de modification substantielle du projet, SAS HYMOOV et ses partenaires devront en informer sans délai la CRE.

Demandes aux parties prenantes

Pour les besoins de l'expérimentation, la CRE demande à GRTgaz d'étendre le bénéfice des prestations relatives à l'injection de gaz dans les réseaux de transport de gaz naturel, aujourd'hui réservée à l'injection de biométhane dans ces réseaux, au porteur de projet. Les modalités de réalisation de ces prestations pourront toutefois être adaptées afin de prendre en compte les spécificités du projet et la nature du gaz destiné à être injecté.

La CRE demande à GRTgaz d'adapter son contrat de raccordement et d'injection afin de prendre en compte les spécificités du méthane de synthèse (modalités de contrôle de la qualité du gaz, éventuels coûts d'adaptation des réseaux liés à la présence d'hydrogène dans le gaz injecté, etc.).

La CRE demande à GRTgaz et SAS HYMOOV d'élaborer une convention d'expérimentation qui encadrera le projet et son développement. Cette convention devra être communiquée à la CRE préalablement à sa signature.

Afin de pouvoir suivre et évaluer cette expérimentation, la CRE demande à GRTgaz et SAS HYMOOV de transmettre annuellement un bilan d'avancement de l'expérimentation sur la base des indicateurs de suivi définis dans le tableau 15 de l'annexe 6.

Dossier M03 déposé par la société SAS HYMOOV

Description du projet

La société SAS HYMOOV souhaite mener un projet visant à valoriser des déchets de bois par la production de syngas par pyrogazéification et un projet visant à valoriser le CO₂ en le combinant à de l'hydrogène produit sur le site pour produire du gaz de synthèse par méthanation.

¹⁴

Catalogue des prestations au 1^{er} janvier 2022 : <https://www.grtgaz.com/sites/default/files/2022-01/Catalogue-prestations-Clients.pdf>

La société SAS HYMOOV souhaite bénéficier du dispositif d'expérimentation réglementaire afin de pouvoir injecter le gaz de synthèse produit dans les réseaux de transport de gaz naturel de Teréga.

Freins réglementaires identifiés

Le cadre juridique, contractuel et technique aujourd'hui applicable à l'injection de gaz sur les réseaux a été construit afin d'accompagner le développement de la filière de production de biométhane par méthanisation sans pour autant envisager explicitement, et jusqu'alors, d'autres modes de production de gaz, tels que les gaz de synthèse. En particulier, ce cadre n'est pas, à ce jour, applicable aux installations de production de gaz dont le gaz est produit, totalement ou partiellement, à partir d'autres intrants que de la biomasse.

De la sorte, la majorité des dispositifs précédant et conditionnant l'injection de gaz sur les réseaux n'intègre pas dans le périmètre de leurs bénéficiaires les projets d'injection de gaz de synthèse. Les dispositifs concernés sont les suivants :

- le bénéfice des prestations des gestionnaires de réseaux de transport de gaz naturel relatives à l'injection de gaz n'est aujourd'hui réservé qu'aux porteurs de projet d'injection de biométhane ;
- l'inscription sur le registre des capacités n'est pas prévue pour les projets d'injection de gaz de synthèse ;
- les contrats de raccordement et d'injection ne prennent aujourd'hui pas en compte les spécificités du méthane de synthèse ;
- la réfaction tarifaire sur les coûts de raccordement et la possibilité de bénéficier des dispositifs mis en œuvre dans le cadre du « *droit à l'injection* »¹⁵ sont aujourd'hui réservées aux producteurs de biogaz ;

Compétence de la CRE

La CRE est compétente pour fixer « *les conditions de raccordement aux réseaux de transport et de distribution de gaz naturel* » en application de l'article L. 134-2 du code de l'énergie.

La CRE est par ailleurs compétente, en application du second alinéa de l'article L. 452-2 du code de l'énergie, pour fixer les méthodes utilisées pour établir les tarifs des prestations annexes réalisées exclusivement par les gestionnaires de réseaux de gaz naturel.

Par conséquent, dans le cadre du dispositif d'expérimentation réglementaire, il relève de sa compétence d'accorder des dérogations temporaires à une partie des dispositifs mentionnés ci-dessus.

Intérêt de l'expérimentation

Cette expérimentation sera l'occasion de tester la faisabilité technique, les risques associés et la pertinence économique de l'injection dans les réseaux de gaz naturel d'un méthane produit par méthanation.

Dérogations accordées par la CRE

Études de raccordement

Le catalogue de prestation de Teréga¹⁶ prévoit la réalisation d'études préalables au raccordement des installations de production de biométhane. La CRE demande à Teréga de proposer également ces prestations au porteur de projet. Certaines modalités de ces études devront toutefois être adaptées afin de prendre en compte les spécificités du projet et la nature du gaz destiné à être injecté.

Teréga devra notamment, dans le cadre de ces études, réaliser des analyses de faisabilité de l'injection, dans les réseaux de transport de gaz naturel, de gaz contenant des résidus d'hydrogène. En effet, le méthane de synthèse injecté par le porteur de projet contient des résidus d'hydrogène dont l'impact sur les réseaux n'est pas entièrement connu à ce stade. Il est, en conséquence, indispensable de s'assurer, préalablement à l'injection du méthane de synthèse, que l'hydrogène ne présente pas de risque pour les ouvrages du réseau et pour les utilisateurs situés à proximité du producteur. Cette analyse d'impact de l'hydrogène devra être menée sur la portion de réseaux concernée par l'injection.

Registre des capacités

Par dérogation à la délibération du 23 septembre 2021 *portant décision sur les modalités d'établissement de la procédure de gestion des réservations de capacité d'injection de biométhane*¹⁷ (ci-après la délibération « Registre des capacités »), le projet d'injection de gaz de synthèse porté par la société SAS HYMOOV pourra être inscrit dans le registre des capacités selon les modalités prévues par la délibération susmentionnée.

¹⁵ Le droit à l'injection est défini aux articles L. 453-9, L. 453-10, D. 453-20 à D. 453-25 du code de l'énergie.

¹⁶ Catalogue des prestations de Teréga : <https://www.terega.fr/labore/quelles-sont-les-prestations-proposees-par-terega>

¹⁷ Délibération du 23 septembre 2021 *portant décision sur les modalités d'établissement de la procédure de gestion des réservations de capacité d'injection de biométhane sur les réseaux de transport et de distribution de gaz naturel* proposée par le « GT Injection Biométhane » : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/gestion-des-reservations-de-capacite-d-injection-de-biomethane-sur-les-reseaux-de-transport-et-de-distribution-de-gaz-naturel-proposee-par-le-gt>

Les modalités d'inscription applicables aux projets d'injection de biométhane, prévues par la délibération susmentionnée, s'appliqueront à l'exception de certaines dispositions. En effet, les études de raccordement d'une installation de production de méthane de synthèse nécessitent des études spécifiques dont la durée n'est pas encore connue précisément. De plus, afin de maîtriser les risques liés à l'injection de résidus d'hydrogène sur les réseaux, des équipements supplémentaires pourraient être nécessaires et imposés par le gestionnaire de réseaux. Par conséquent, certaines modalités définies dans la délibération « Registre des capacités » pourront être adaptées, notamment la durée des jalons ou les conditions de maintien dans le registre des capacités. Ces modalités seront détaillées dans la convention d'expérimentation.

Raccordement et injection

Le catalogue de prestation de Teréga¹⁸ prévoit des prestations permettant (i) la réalisation du raccordement, (ii) l'analyse de la qualité du gaz produit et (iii) l'injection du gaz produit. Ces prestations sont aujourd'hui accessibles aux producteurs de biométhane. La CRE demande à Teréga de proposer également ces prestations au porteur de projet, à condition que la faisabilité de l'injection du gaz de synthèse contenant des résidus d'hydrogène soit démontrée par Teréga.

Certaines modalités de réalisation de ces prestations devront toutefois être adaptées afin de prendre en compte les spécificités du projet et la nature du gaz destiné à être injecté. Par exemple, la prestation de Teréga visant à analyser la qualité du gaz lors de son injection pourrait évoluer au vu du besoin de mesurer la concentration d'hydrogène résiduel.

Réfaction, dispositif de droit à l'injection et mutualisation des postes d'injection

Dans l'hypothèse où la faisabilité de l'injection du gaz de synthèse contenant des résidus d'hydrogène est démontrée par Teréga, la DGEC pourrait étudier les demandes de dérogations relatives à la réfaction tarifaire sur les coûts de raccordement de l'installation et la possibilité de bénéficier du dispositif de droit à l'injection. En l'absence de ces dérogations, le porteur de projet devra supporter l'intégralité de ses coûts de raccordement et des éventuels coûts de renforcement du réseau qu'il pourrait générer. La DGEC pourrait également étudier les demandes de dérogations relatives à la possibilité de mutualiser un poste pour l'injection de méthane de synthèse et de biométhane.

Durée des dérogations

La CRE accorde ces dérogations pour une durée de 4 ans à partir de la date de dépôt de la demande d'étude de raccordement auprès de Teréga, ou à défaut au plus tard le 1er juillet 2023. Ces dérogations sont accordées dans l'unique but de mener l'expérimentation proposée par SAS HYMOOV. Ces dérogations sont accordées dans les conditions fixées dans la présente délibération et précisées dans l'annexe 7. En cas de modification substantielle du projet, SAS HYMOOV et ses partenaires devront en informer sans délai la CRE.

Demandes aux parties prenantes

Pour les besoins de l'expérimentation, la CRE demande à Teréga d'étendre le bénéfice des prestations relatives à l'injection de gaz dans les réseaux de transport de gaz naturel, aujourd'hui réservée à l'injection de biométhane dans ces réseaux, au porteur de projet. Les modalités de réalisation de ces prestations pourront toutefois être adaptées afin de prendre en compte les spécificités du projet et la nature du gaz destiné à être injecté.

La CRE demande à Teréga d'adapter son contrat de raccordement et d'injection afin de prendre en compte les spécificités du méthane de synthèse (modalités de contrôle de la qualité du gaz, éventuels coûts d'adaptation des réseaux liés à la présence d'hydrogène dans le gaz injecté, etc.).

La CRE demande à Teréga et SAS HYMOOV d'élaborer une convention d'expérimentation qui encadrera le projet et son développement. Cette convention devra être communiquée à la CRE préalablement à sa signature.

Afin de pouvoir suivre et évaluer cette expérimentation, la CRE demande à Teréga et SAS HYMOOV de transmettre annuellement un bilan d'avancement de l'expérimentation sur la base des indicateurs de suivi définis dans le tableau 18 de l'annexe 7.

¹⁸ Catalogue des prestations de Teréga : <https://www.terega.fr/labo/quelles-sont-les-prestations-proposees-par-terega>

Dossier M04 déposé par la société SAS HYMOOV

Description du projet

La société SAS HYMOOV souhaite mener un projet visant à valoriser des déchets de bois par la production de syngas par pyrogazéification et un projet visant à valoriser le CO₂ en le combinant à de l'hydrogène produit sur le site pour produire du gaz de synthèse par méthanation.

La société SAS HYMOOV souhaite bénéficier du dispositif d'expérimentation réglementaire afin de pouvoir injecter le gaz de synthèse produit dans les réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF.

Freins réglementaires identifiés

Le cadre juridique, contractuel et technique aujourd'hui applicable à l'injection de gaz sur les réseaux de transport de gaz naturel a été construit afin d'accompagner le développement de la filière de production de biométhane par méthanisation sans pour autant envisager explicitement, et jusqu'alors, d'autres modes de production de gaz, tels que les gaz de synthèse. En particulier, ce cadre n'est pas, à ce jour, applicable aux installations de production de gaz dont le gaz est produit, totalement ou partiellement, à partir d'autres intrants que de la biomasse.

De la sorte, la majorité des dispositifs précédant et conditionnant l'injection de gaz sur les réseaux n'intègre pas dans le périmètre de leurs bénéficiaires les projets d'injection de gaz de synthèse. Les dispositifs concernés sont les suivants :

- le bénéfice des prestations annexes des gestionnaires de réseaux relatives à l'injection de gaz n'est aujourd'hui réservé qu'aux porteurs de projet d'injection de biométhane ;
- l'inscription sur le registre des capacités n'est pas prévue pour les projets d'injection de gaz de synthèse ;
- les contrats de raccordement et d'injection ne prennent aujourd'hui pas en compte les spécificités du méthane de synthèse ;
- la réfaction tarifaire sur les coûts de raccordement et la possibilité de bénéficier des dispositifs mis en œuvre dans le cadre du « droit à l'injection »¹⁹ sont aujourd'hui réservées aux producteurs de biogaz ;

Compétence de la CRE

La CRE est compétente pour fixer « les conditions de raccordement aux réseaux de transport et de distribution de gaz naturel » en application de l'article L. 134-2 du code de l'énergie.

La CRE est par ailleurs compétente, en application du second alinéa de l'article L. 452-2 du code de l'énergie, pour fixer les méthodes utilisées pour établir les tarifs des prestations annexes réalisées exclusivement par les gestionnaires de réseaux de gaz naturel.

Par conséquent, dans le cadre du dispositif d'expérimentation réglementaire, il relève de sa compétence d'accorder des dérogations temporaires à une partie des dispositifs mentionnés ci-dessus.

Intérêt de l'expérimentation

Cette expérimentation sera l'occasion de tester la faisabilité technique, les risques associés et la pertinence économique de l'injection dans les réseaux de gaz naturel d'un méthane produit par méthanation.

Dérogations accordées par la CRE

Étude détaillée

Par dérogation à la délibération du 3 juin 2021²⁰, l'accès à la prestation d'étude détaillée d'injection est ouvert à la société SAS HYMOOV. Certaines modalités de cette étude devront toutefois être adaptées afin de prendre en compte les spécificités du projet et la nature du gaz destiné à être injecté.

GRDF devra notamment, dans le cadre de cette étude, réaliser des analyses de faisabilité de l'injection, dans les réseaux, de gaz contenant des résidus d'hydrogène. En effet, le méthane de synthèse injecté par le porteur de projet contient des résidus d'hydrogène dont l'impact sur les réseaux n'est pas entièrement connu à ce stade. Il est, en conséquence, indispensable de s'assurer, préalablement à l'injection du méthane de synthèse, que l'hydrogène ne présente pas de risque pour les ouvrages du réseau public et pour les utilisateurs situés à proximité du producteur. Cette analyse d'impact de l'hydrogène devra être menée sur la portion de réseaux concernée par l'injection. En particulier, si dans la zone, un rebours est présent ou est envisagé, l'étude d'impact devra également couvrir les portions de réseaux amont, en associant les gestionnaires de réseaux concernés.

¹⁹ Le droit à l'injection est défini aux articles L. 453-9, L. 453-10, D. 453-20 à D. 453-25 du code de l'énergie.

²⁰ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 3 juin 2021 portant décision sur les prestations réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de réseaux de distribution de gaz naturel : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/prestations-realisees-a-titre-exclusif-par-les-gestionnaires-de-reseaux-de-distribution-de-gaz-naturel6>

Registre des capacités

Par dérogation à la délibération du 23 septembre 2021 portant décision sur les modalités d'établissement de la procédure de gestion des réservations de capacité d'injection de biométhane²¹ (ci-après la délibération « Registre des capacités »), le projet d'injection de gaz de synthèse porté par la société SAS HYMOOV pourra être inscrit dans le registre des capacités selon les modalités prévues par la délibération susmentionnée.

Les modalités d'inscription applicables aux projets d'injection de biométhane, prévues par la délibération susmentionnée, s'appliqueront à l'exception de certaines dispositions. En effet, les études de raccordement d'une installation de production de méthane de synthèse nécessitent des études spécifiques dont la durée n'est pas encore connue précisément. De plus, afin de maîtriser les risques liés à l'injection de résidus d'hydrogène sur les réseaux, des équipements supplémentaires pourraient être nécessaires et imposés par le gestionnaire de réseaux. Par conséquent, certaines modalités définies dans la délibération « Registre des capacités » pourront être adaptées, notamment la durée des jalons, le caractère engageant de la proposition technique et financière de GRDF, les conditions de maintien dans la file d'attente et dans le registre des capacités. Ces modalités seront détaillées dans la convention d'expérimentation.

Raccordement et injection

Par dérogation à la délibération du 3 juin 2021, 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 est ouverte au porteur de projet, à condition que la faisabilité de l'injection du gaz de synthèse contenant des résidus d'hydrogène soit démontrée par GRDF.

Certaines modalités de réalisation de ces prestations devront toutefois être adaptées afin de prendre en compte les spécificités du projet et la nature du gaz destiné à être injecté. Par exemple, la prestation de GRDF visant à analyser la qualité du gaz lors de son injection devra notamment prévoir la mesure en continu de la concentration en hydrogène résiduel.

Réfaction, dispositif de droit à l'injection et mutualisation des postes d'injection

Dans l'hypothèse où la faisabilité de l'injection du gaz de synthèse contenant des résidus d'hydrogène est démontrée par GRDF, la DGEC pourrait étudier les demandes de dérogations relatives à la réfaction tarifaire sur les coûts de raccordement de l'installation et la possibilité de bénéficier du dispositif de droit à l'injection. En l'absence de ces dérogations, le porteur de projet devra supporter l'intégralité de ses coûts de raccordement et des éventuels coûts de renforcement du réseau qu'il pourrait générer. La DGEC pourrait également étudier les demandes de dérogations relatives à la possibilité de mutualiser un poste pour l'injection de méthane de synthèse et de biométhane.

Durée des dérogations

La CRE accorde ces dérogations pour une durée de 4 ans à partir de la date de dépôt de la demande d'étude détaillée auprès de GRDF, ou à défaut au plus tard le 1er juillet 2023. Ces dérogations sont accordées dans l'unique but de mener l'expérimentation proposée par SAS HYMOOV. Ces dérogations sont accordées dans les conditions fixées dans la présente délibération et précisées dans l'annexe 8. En cas de modification substantielle du projet, SAS HYMOOV et ses partenaires devront en informer sans délai la CRE.

Demandes aux parties prenantes

Pour les besoins de l'expérimentation, la CRE demande à GRDF d'étendre le bénéfice des prestations relatives à l'injection de gaz dans les réseaux, aujourd'hui réservée à l'injection de biométhane dans ces réseaux, au porteur de projet. Les modalités de réalisation de ces prestations pourront toutefois être adaptées afin de prendre en compte les spécificités du projet et la nature du gaz destiné à être injecté.

La CRE demande à GRDF d'adapter ses contrats de raccordement et d'injection afin de prendre en compte les spécificités du méthane de synthèse (modalités de contrôle de la qualité du gaz, éventuels coûts d'adaptation des réseaux liés à la présence d'hydrogène dans le gaz injecté, etc.).

La CRE demande à GRDF et SAS HYMOOV d'élaborer une convention d'expérimentation qui encadrera le projet et son développement. Cette convention devra être communiquée à la CRE préalablement à sa signature.

Afin de pouvoir suivre et évaluer cette expérimentation, la CRE demande à GRDF et SAS HYMOOV de transmettre annuellement un bilan d'avancement de l'expérimentation sur la base des indicateurs de suivi définis dans le tableau 21 de l'annexe 8.

²¹ Délibération du 23 septembre 2021 portant décision sur les modalités d'établissement de la procédure de gestion des réservations de capacité d'injection de biométhane sur les réseaux de transport et de distribution de gaz naturel proposée par le « GT Injection Biométhane » : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/gestion-des-reservations-de-capacite-d-injection-de-biomethane-sur-les-reseaux-de-transport-et-de-distribution-de-gaz-naturel-proposee-par-le-gt>

Dossier M05 déposé par la société Bordeaux Métropole Energies

Description du projet

La société Bordeaux Métropole Energies souhaite mener un projet visant à valoriser des déchets de bois et de filière viticole par la production de syngas par pyrogazéification et un projet visant à valoriser le CO₂ en le combinant à de l'hydrogène produit sur le site pour produire du gaz de synthèse par méthanation.

La société Bordeaux Métropole Energies souhaite bénéficier du dispositif d'expérimentation réglementaire afin de pouvoir injecter le gaz de synthèse produit dans les réseaux publics de distribution de gaz naturel de Régaz Bordeaux.

Freins réglementaires identifiés

Le cadre juridique, contractuel et technique aujourd'hui applicable à l'injection de gaz sur les réseaux a été construit afin d'accompagner le développement de la filière de production de biométhane par méthanisation sans pour autant envisager explicitement, et jusqu'alors, d'autres modes de production de gaz, tels que les gaz de synthèse. En particulier, ce cadre n'est pas, à ce jour, applicable aux installations de production de gaz dont le gaz est produit, totalement ou partiellement, à partir d'autres intrants que de la biomasse.

De la sorte, la majorité des dispositifs précédant et conditionnant l'injection de gaz sur les réseaux n'intègre pas dans le périmètre de leurs bénéficiaires les projets d'injection de gaz de synthèse. Les dispositifs concernés sont les suivants :

- le bénéfice des prestations annexes des gestionnaires de réseaux relatives à l'injection de gaz n'est aujourd'hui réservé qu'aux porteurs de projet d'injection de biométhane ;
- l'inscription sur le registre des capacités n'est pas prévue pour les projets d'injection de gaz de synthèse ;
- les contrats de raccordement et d'injection ne prennent aujourd'hui pas en compte les spécificités du méthane de synthèse ;
- la réfaction tarifaire sur les coûts de raccordement et la possibilité de bénéficier des dispositifs mis en œuvre dans le cadre du « droit à l'injection »²² sont aujourd'hui réservées aux producteurs de biogaz ;

Compétence de la CRE

La CRE est compétente pour fixer « les conditions de raccordement aux réseaux de transport et de distribution de gaz naturel » en application de l'article L. 134-2 du code de l'énergie.

La CRE est par ailleurs compétente, en application du second alinéa de l'article L. 452-2 du code de l'énergie, pour fixer les méthodes utilisées pour établir les tarifs des prestations annexes réalisées exclusivement par les gestionnaires de réseaux de gaz naturel.

Par conséquent, dans le cadre du dispositif d'expérimentation réglementaire, il relève de sa compétence d'accorder des dérogations temporaires à une partie des dispositifs mentionnés ci-dessus.

Intérêt de l'expérimentation

Cette expérimentation sera l'occasion de tester la faisabilité technique, les risques associés et la pertinence économique de l'injection dans les réseaux de gaz naturel d'un méthane produit par méthanation.

Dérogations accordées par la CRE

Étude détaillée

Par dérogation à la délibération du 3 juin 2021²³, l'accès à la prestation d'étude détaillée d'injection est ouvert à la société Bordeaux Métropole Energies. Certaines modalités de cette étude devront toutefois être adaptées afin de prendre en compte les spécificités du projet et la nature du gaz destiné à être injecté.

REGAZ-Bordeaux devra notamment, dans le cadre de cette étude, réaliser des analyses de faisabilité de l'injection, dans les réseaux, de gaz contenant des résidus d'hydrogène. En effet, le méthane de synthèse injecté par le porteur de projet contient des résidus d'hydrogène dont l'impact sur les réseaux n'est pas entièrement connu à ce stade. Il est, en conséquence, indispensable de s'assurer, préalablement à l'injection du méthane de synthèse, que l'hydrogène ne présente pas de risque pour les ouvrages du réseau public et pour les utilisateurs situés à proximité du producteur. Cette analyse d'impact de l'hydrogène devra être menée sur la portion de réseaux concernée par l'injection. En particulier, si dans la zone, un rebours est présent ou est envisagé, l'étude d'impact devra également couvrir les portions de réseaux amont, en associant les gestionnaires de réseaux concernés.

²² Le droit à l'injection est défini aux articles L. 453-9, L. 453-10, D. 453-20 à D. 453-25 du code de l'énergie.

²³ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 3 juin 2021 portant décision sur les prestations réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de réseaux de distribution de gaz naturel : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/prestations-realisees-a-titre-exclusif-par-les-gestionnaires-de-reseaux-de-distribution-de-gaz-naturel6>

Registre des capacités

Par dérogation à la délibération du 23 septembre 2021 portant décision sur les modalités d'établissement de la procédure de gestion des réservations de capacité d'injection de biométhane²⁴ (ci-après la délibération « Registre des capacités »), le projet d'injection de gaz de synthèse porté par la société Bordeaux Métropole Energies pourra être inscrit dans le registre des capacités selon les modalités prévues par la délibération susmentionnée.

Les modalités d'inscription applicables aux projets d'injection de biométhane, prévues par la délibération susmentionnée, s'appliqueront à l'exception de certaines dispositions. En effet, les études de raccordement d'une installation de production de méthane de synthèse nécessitent des études spécifiques dont la durée n'est pas encore connue précisément. De plus, afin de maîtriser les risques liés à l'injection de résidus d'hydrogène sur les réseaux, des équipements supplémentaires pourraient être nécessaires et imposés par le gestionnaire de réseaux. Par conséquent, certaines modalités définies dans la délibération « Registre des capacités » pourront être adaptées, notamment la durée des jalons, le caractère engageant de la proposition technique et financière de REGAZ-Bordeaux, les conditions de maintien dans la file d'attente et dans le registre des capacités. Ces modalités seront détaillées dans la convention d'expérimentation.

Raccordement et injection

Par dérogation à la délibération du 3 juin 2021, 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 est ouverte au porteur de projet, à condition que la faisabilité de l'injection du gaz de synthèse contenant des résidus d'hydrogène soit démontrée par REGAZ-Bordeaux.

Certaines modalités de réalisation de ces prestations devront toutefois être adaptées afin de prendre en compte les spécificités du projet et la nature du gaz destiné à être injecté. Par exemple, la prestation de REGAZ-Bordeaux visant à analyser la qualité du gaz lors de son injection devra notamment prévoir la mesure en continu de la concentration en hydrogène résiduel.

Réfaction, dispositif de droit à l'injection et mutualisation des postes d'injection

Dans l'hypothèse où la faisabilité de l'injection du gaz de synthèse contenant des résidus d'hydrogène est démontrée par REGAZ-Bordeaux, la DGEC pourrait étudier les demandes de dérogations relatives à la réfaction tarifaire sur les coûts de raccordement de l'installation et la possibilité de bénéficier du dispositif de droit à l'injection. En l'absence de ces dérogations, le porteur de projet devra supporter l'intégralité de ses coûts de raccordement et des éventuels coûts de renforcement du réseau qu'il pourrait générer. La DGEC pourrait également étudier les demandes de dérogations relatives à la possibilité de mutualiser un poste pour l'injection de méthane de synthèse et de biométhane.

Durée des dérogations

La CRE accorde ces dérogations pour une durée de 4 ans à partir de la date de dépôt de la demande d'étude détaillée auprès de REGAZ-Bordeaux, ou à défaut au plus tard le 1^{er} juillet 2023. Ces dérogations sont accordées dans l'unique but de mener l'expérimentation proposée par Bordeaux Métropole Energies. Ces dérogations sont accordées dans les conditions fixées dans la présente délibération et précisées dans l'annexe 9. En cas de modification substantielle du projet, Bordeaux Métropole Energies et ses partenaires devront en informer sans délai la CRE.

Demandes aux parties prenantes

Pour les besoins de l'expérimentation, la CRE demande à REGAZ-Bordeaux d'étendre le bénéfice des prestations relatives à l'injection de gaz dans les réseaux, aujourd'hui réservée à l'injection de biométhane dans ces réseaux, au porteur de projet. Les modalités de réalisation de ces prestations pourront toutefois être adaptées afin de prendre en compte les spécificités du projet et la nature du gaz destiné à être injecté.

La CRE demande à REGAZ-Bordeaux d'adapter ses contrats de raccordement et d'injection afin de prendre en compte les spécificités du méthane de synthèse (modalités de contrôle de la qualité du gaz, éventuels coûts d'adaptation des réseaux liés à la présence d'hydrogène dans le gaz injecté, etc.).

La CRE demande à REGAZ-Bordeaux et Bordeaux Métropole Energies d'élaborer une convention d'expérimentation qui encadrera le projet et son développement. Cette convention devra être communiquée à la CRE préalablement à sa signature.

²⁴ Délibération du 23 septembre 2021 portant décision sur les modalités d'établissement de la procédure de gestion des réservations de capacité d'injection de biométhane sur les réseaux de transport et de distribution de gaz naturel proposée par le « GT Injection Biométhane » : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/gestion-des-reservations-de-capacite-d-injection-de-biomethane-sur-les-reseaux-de-transport-et-de-distribution-de-gaz-naturel-proposee-par-le-gt>

Afin de pouvoir suivre et évaluer cette expérimentation, la CRE demande à REGAZ-Bordeaux et Bordeaux Métropole Energies de transmettre annuellement un bilan d'avancement de l'expérimentation sur la base des indicateurs de suivi définis dans le tableau 24 de l'annexe 9.

3.7 Dossiers relatifs à l'injection de méthane produit par méthanation, dont l'H2 est issu de l'électrolyse, dans les réseaux de gaz naturel

Dossier M07 déposé par la société Arkolia Energies

Description du projet

La société Arkolia Energies souhaite mener un projet visant à valoriser des substrats agricoles par la production de biogaz par méthanisation et un projet visant à valoriser le CO₂ en le combinant à de l'hydrogène produit sur le site pour produire du gaz de synthèse par méthanation.

La société Arkolia Energies souhaite bénéficier du dispositif d'expérimentation réglementaire afin de pouvoir injecter le gaz de synthèse produit dans les réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF.

Freins réglementaires identifiés

Le cadre juridique, contractuel et technique aujourd'hui applicable à l'injection de gaz sur les réseaux a été construit afin d'accompagner le développement de la filière de production de biométhane par méthanisation sans pour autant envisager explicitement, et jusqu'alors, d'autres modes de production de gaz, tels que les gaz de synthèse. En particulier, ce cadre n'est pas, à ce jour, applicable aux installations de production de gaz dont le gaz est produit, totalement ou partiellement, à partir d'autres intrants que de la biomasse.

De la sorte, la majorité des dispositifs précédant et conditionnant l'injection de gaz sur les réseaux n'intègre pas dans le périmètre de leurs bénéficiaires les projets d'injection de gaz de synthèse. Les dispositifs concernés sont les suivants :

- le bénéfice des prestations annexes des gestionnaires de réseaux relatives à l'injection de gaz n'est aujourd'hui réservé qu'aux porteurs de projet d'injection de biométhane ;
- l'inscription sur le registre des capacités n'est pas prévue pour les projets d'injection de gaz de synthèse ;
- les contrats de raccordement et d'injection ne prennent aujourd'hui pas en compte les spécificités du méthane de synthèse ;
- la réfaction tarifaire sur les coûts de raccordement et la possibilité de bénéficier des dispositifs mis en œuvre dans le cadre du « droit à l'injection »²⁵ sont aujourd'hui réservées aux producteurs de biogaz ;

Compétence de la CRE

La CRE est compétente pour fixer « les conditions de raccordement aux réseaux de transport et de distribution de gaz naturel » en application de l'article L. 134-2 du code de l'énergie.

La CRE est par ailleurs compétente, en application du second alinéa de l'article L. 452-2 du code de l'énergie, pour fixer les méthodes utilisées pour établir les tarifs des prestations annexes réalisées exclusivement par les gestionnaires de réseaux de gaz naturel.

Par conséquent, dans le cadre du dispositif d'expérimentation réglementaire, il relève de sa compétence d'accorder des dérogations temporaires à une partie des dispositifs mentionnés ci-dessus.

Intérêt de l'expérimentation

Cette expérimentation sera l'occasion de tester la faisabilité technique, les risques associés et la pertinence économique de l'injection dans les réseaux de gaz naturel d'un méthane produit par méthanation.

Dérogations accordées par la CRE

Étude détaillée

Par dérogation à la délibération du 3 juin 2021²⁶, l'accès à la prestation d'étude détaillée d'injection est ouvert à la société Arkolia Energies. Certaines modalités de cette étude devront toutefois être adaptées afin de prendre en compte les spécificités du projet et la nature du gaz destiné à être injecté.

²⁵ Le droit à l'injection est défini aux articles L. 453-9, L. 453-10, D. 453-20 à D. 453-25 du code de l'énergie.

²⁶ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 3 juin 2021 portant décision sur les prestations réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de réseaux de distribution de gaz naturel : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/prestations-realisees-a-titre-exclusif-par-les-gestionnaires-de-reseaux-de-distribution-de-gaz-naturel6>

GRDF devra notamment, dans le cadre de cette étude, réaliser des analyses de faisabilité de l'injection, dans les réseaux, de gaz contenant des résidus d'hydrogène. En effet, le méthane de synthèse injecté par le porteur de projet contient des résidus d'hydrogène dont l'impact sur les réseaux n'est pas entièrement connu à ce stade. Il est, en conséquence, indispensable de s'assurer, préalablement à l'injection du méthane de synthèse, que l'hydrogène ne présente pas de risque pour les ouvrages du réseau public et pour les utilisateurs situés à proximité du producteur. Cette analyse d'impact de l'hydrogène devra être menée sur la portion de réseaux concernée par l'injection. En particulier, si dans la zone, un rebours est présent ou est envisagé, l'étude d'impact devra également couvrir les portions de réseaux amont, en associant les gestionnaires de réseaux concernés.

Registre des capacités

Par dérogation à la délibération du 23 septembre 2021 portant décision sur les modalités d'établissement de la procédure de gestion des réservations de capacité d'injection de biométhane²⁷ (ci-après la délibération « Registre des capacités »), le projet d'injection de gaz de synthèse porté par la société Arkolia Energies pourra être inscrit dans le registre des capacités selon les modalités prévues par la délibération susmentionnée.

Les modalités d'inscription applicables aux projets d'injection de biométhane, prévues par la délibération susmentionnée, s'appliqueront à l'exception de certaines dispositions. En effet, les études de raccordement d'une installation de production de méthane de synthèse nécessitent des études spécifiques dont la durée n'est pas encore connue précisément. De plus, afin de maîtriser les risques liés à l'injection de résidus d'hydrogène sur les réseaux, des équipements supplémentaires pourraient être nécessaires et imposés par le gestionnaire de réseaux. Par conséquent, certaines modalités définies dans la délibération « Registre des capacités » pourront être adaptées, notamment la durée des jalons, le caractère engageant de la proposition technique et financière de GRDF, les conditions de maintien dans la file d'attente et dans le registre des capacités. Ces modalités seront détaillées dans la convention d'expérimentation.

Raccordement et injection

Par dérogation à la délibération du 3 juin 2021, 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 est ouverte au porteur de projet, à condition que la faisabilité de l'injection du gaz de synthèse contenant des résidus d'hydrogène soit démontrée par GRDF.

Certaines modalités de réalisation de ces prestations devront toutefois être adaptées afin de prendre en compte les spécificités du projet et la nature du gaz destiné à être injecté. Par exemple, la prestation de GRDF visant à analyser la qualité du gaz lors de son injection devra notamment prévoir la mesure en continu de la concentration en hydrogène résiduel.

Réfaction, dispositif de droit à l'injection et mutualisation des postes d'injection

Dans l'hypothèse où la faisabilité de l'injection du gaz de synthèse contenant des résidus d'hydrogène est démontrée par GRDF, la DGEC pourrait étudier les demandes de dérogations relatives à la réfaction tarifaire sur les coûts de raccordement de l'installation et la possibilité de bénéficier du dispositif de droit à l'injection. En l'absence de ces dérogations, le porteur de projet devra supporter l'intégralité de ses coûts de raccordement et des éventuels coûts de renforcement du réseau qu'il pourrait générer. La DGEC pourrait également étudier les demandes de dérogations relatives à la possibilité de mutualiser un poste pour l'injection de méthane de synthèse et de biométhane.

Durée des dérogations

La CRE accorde ces dérogations pour une durée de 4 ans à partir de la date de dépôt de la demande d'étude détaillée auprès de GRDF, ou à défaut au plus tard le 1^{er} juillet 2023. Ces dérogations sont accordées dans l'unique but de mener l'expérimentation proposée par Arkolia Energies. Ces dérogations sont accordées dans les conditions fixées dans la présente délibération et précisées dans l'annexe 10. En cas de modification substantielle du projet, Arkolia Energies et ses partenaires devront en informer sans délai la CRE.

Demandes aux parties prenantes

Pour les besoins de l'expérimentation, la CRE demande à GRDF d'étendre le bénéfice des prestations relatives à l'injection de gaz dans les réseaux, aujourd'hui réservée à l'injection de biométhane dans ces réseaux, au porteur de projet. Les modalités de réalisation de ces prestations pourront toutefois être adaptées afin de prendre en compte les spécificités du projet et la nature du gaz destiné à être injecté.

²⁷ Délibération du 23 septembre 2021 portant décision sur les modalités d'établissement de la procédure de gestion des réservations de capacité d'injection de biométhane sur les réseaux de transport et de distribution de gaz naturel proposée par le « GT Injection Biométhane » : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/gestion-des-reservations-de-capacite-d-injection-de-biomethane-sur-les-reseaux-de-transport-et-de-distribution-de-gaz-naturel-proposee-par-le-gt>

La CRE demande à GRDF d'adapter ses contrats de raccordement et d'injection afin de prendre en compte les spécificités du méthane de synthèse (modalités de contrôle de la qualité du gaz, éventuels coûts d'adaptation des réseaux liés à la présence d'hydrogène dans le gaz injecté, etc.).

La CRE demande à GRDF et Arkolia Energies d'élaborer une convention d'expérimentation qui encadrera le projet et son développement. Cette convention devra être communiquée à la CRE préalablement à sa signature.

Afin de pouvoir suivre et évaluer cette expérimentation, la CRE demande à GRDF et Arkolia Energies de transmettre annuellement un bilan d'avancement de l'expérimentation sur la base des indicateurs de suivi définis dans le tableau 27 de l'annexe 10.

Dossier M08 déposé par la société Enosis

Description du projet

La société Enosis souhaite mener un projet visant à enrichir le biogaz produit par méthanisation de boues de station d'épuration en convertissant le CO₂ qu'il contient en le combinant à de l'hydrogène pour produire du gaz de synthèse par méthanation.

La société Enosis souhaite bénéficier du dispositif d'expérimentation réglementaire afin de pouvoir injecter le méthane de synthèse produit dans les réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF.

Freins réglementaires identifiés

Le cadre juridique, contractuel et technique aujourd'hui applicable à l'injection de gaz sur les réseaux a été construit afin d'accompagner le développement de la filière de production de biométhane par méthanisation sans pour autant envisager explicitement, et jusqu'alors, d'autres modes de production de gaz, tels que les gaz de synthèse. En particulier, ce cadre n'est pas, à ce jour, applicable aux installations de production de gaz dont le gaz est produit, totalement ou partiellement, à partir d'autres intrants que de la biomasse.

De la sorte, la majorité des dispositifs précédant et conditionnant l'injection de gaz sur les réseaux n'intègre pas dans le périmètre de leurs bénéficiaires les projets d'injection de gaz de synthèse. Les dispositifs concernés sont les suivants :

- le bénéfice des prestations annexes des gestionnaires de réseaux relatives à l'injection de gaz n'est aujourd'hui réservé qu'aux porteurs de projet d'injection de biométhane ;
- l'inscription sur le registre des capacités n'est pas prévue pour les projets d'injection de gaz de synthèse ;
- les contrats de raccordement et d'injection ne prennent aujourd'hui pas en compte les spécificités du méthane de synthèse ;
- la réfaction tarifaire sur les coûts de raccordement et la possibilité de bénéficier des dispositifs mis en œuvre dans le cadre du « *droit à l'injection* »²⁸ sont aujourd'hui réservées aux producteurs de biogaz ;

Compétence de la CRE

La CRE est compétente pour fixer « *les conditions de raccordement aux réseaux de transport et de distribution de gaz naturel* » en application de l'article L. 134-2 du code de l'énergie.

La CRE est par ailleurs compétente, en application du second alinéa de l'article L. 452-2 du code de l'énergie, pour fixer les méthodes utilisées pour établir les tarifs des prestations annexes réalisées exclusivement par les gestionnaires de réseaux de gaz naturel.

Par conséquent, dans le cadre du dispositif d'expérimentation réglementaire, il relève de sa compétence d'accorder des dérogations temporaires à une partie des dispositifs mentionnés ci-dessus.

Intérêt de l'expérimentation

Cette expérimentation sera l'occasion de tester la faisabilité technique, les risques associés et la pertinence économique de l'injection dans les réseaux de gaz naturel d'un méthane produit par méthanation biologique du biogaz brut.

²⁸ Le droit à l'injection est défini aux articles L. 453-9, L. 453-10, D. 453-20 à D. 453-25 du code de l'énergie.

Dérogations accordées par la CRE**Étude détaillée**

Par dérogation à la délibération du 3 juin 2021²⁹, l'accès à la prestation d'étude détaillée d'injection est ouvert à la société Enosis. Certaines modalités de cette étude devront toutefois être adaptées afin de prendre en compte les spécificités du projet et la nature du gaz destiné à être injecté.

GRDF devra notamment, dans le cadre de cette étude, réaliser des analyses de faisabilité de l'injection, dans les réseaux, de gaz contenant des résidus d'hydrogène. En effet, le méthane de synthèse injecté par le porteur de projet contient des résidus d'hydrogène dont l'impact sur les réseaux n'est pas entièrement connu à ce stade. Il est, en conséquence, indispensable de s'assurer, préalablement à l'injection du méthane de synthèse, que l'hydrogène ne présente pas de risque pour les ouvrages du réseau public et pour les utilisateurs situés à proximité du producteur. Cette analyse d'impact de l'hydrogène devra être menée sur la portion de réseaux concernée par l'injection. En particulier, si dans la zone, un rebours est présent ou est envisagé, l'étude d'impact devra également couvrir les portions de réseaux amont, en associant les gestionnaires de réseaux concernés.

Registre des capacités

Par dérogation à la délibération du 23 septembre 2021 portant décision sur les modalités d'établissement de la procédure de gestion des réservations de capacité d'injection de biométhane³⁰ (ci-après la délibération « Registre des capacités »), le projet d'injection de gaz de synthèse porté par la société Enosis pourra être inscrit dans le registre des capacités selon les modalités prévues par la délibération susmentionnée.

Les modalités d'inscription applicables aux projets d'injection de biométhane, prévues par la délibération susmentionnée, s'appliqueront à l'exception de certaines dispositions. En effet, les études de raccordement d'une installation de production de méthane de synthèse nécessitent des études spécifiques dont la durée n'est pas encore connue précisément. De plus, afin de maîtriser les risques liés à l'injection de résidus d'hydrogène sur les réseaux, des équipements supplémentaires pourraient être nécessaires et imposés par le gestionnaire de réseaux. Par conséquent, certaines modalités définies dans la délibération « Registre des capacités » pourront être adaptées, notamment la durée des jalons, le caractère engageant de la proposition technique et financière de GRDF, les conditions de maintien dans la file d'attente et dans le registre des capacités. Ces modalités seront détaillées dans la convention d'expérimentation.

Raccordement et injection

Par dérogation à la délibération du 3 juin 2021, 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 est ouverte au porteur de projet, à condition que la faisabilité de l'injection du gaz de synthèse contenant des résidus d'hydrogène soit démontrée par GRDF.

Certaines modalités de réalisation de ces prestations devront toutefois être adaptées afin de prendre en compte les spécificités du projet et la nature du gaz destiné à être injecté. Par exemple, la prestation de GRDF visant à analyser la qualité du gaz lors de son injection devra notamment prévoir la mesure en continu de la concentration en hydrogène résiduel.

Réfaction, dispositif de droit à l'injection et mutualisation des postes d'injection

Dans l'hypothèse où la faisabilité de l'injection du gaz de synthèse contenant des résidus d'hydrogène est démontrée par GRDF, la DGEC pourrait étudier les demandes de dérogations relatives à la réfaction tarifaire sur les coûts de raccordement de l'installation et la possibilité de bénéficier du dispositif de droit à l'injection. En l'absence de ces dérogations, le porteur de projet devra supporter l'intégralité de ses coûts de raccordement et des éventuels coûts de renforcement du réseau qu'il pourrait générer. La DGEC pourrait également étudier les demandes de dérogations relatives à la possibilité de mutualiser un poste pour l'injection de méthane de synthèse et de biométhane.

Durée des dérogations

La CRE accorde ces dérogations pour une durée de 4 ans à partir de la date de dépôt de la demande d'étude détaillée auprès de GRDF, ou à défaut au plus tard le 1er juillet 2023. Ces dérogations sont accordées dans l'unique but de mener l'expérimentation proposée par Enosis. Ces dérogations sont accordées dans les conditions fixées dans la présente délibération et précisées dans l'annexe 11. En cas de modification substantielle du projet, Enosis et ses partenaires devront en informer sans délai la CRE.

²⁹ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 3 juin 2021 portant décision sur les prestations réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de réseaux de distribution de gaz naturel : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/prestations-realisees-a-titre-exclusif-par-les-gestionnaires-de-reseaux-de-distribution-de-gaz-naturel>

³⁰ Délibération du 23 septembre 2021 portant décision sur les modalités d'établissement de la procédure de gestion des réservations de capacité d'injection de biométhane sur les réseaux de transport et de distribution de gaz naturel proposée par le « GT Injection Biométhane » : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/gestion-des-reservations-de-capacite-d-injection-de-biomethane-sur-les-reseaux-de-transport-et-de-distribution-de-gaz-naturel-proposee-par-le-gt>

Demands aux parties prenantes

Pour les besoins de l'expérimentation, la CRE demande à GRDF d'étendre le bénéfice des prestations relatives à l'injection de gaz dans les réseaux, aujourd'hui réservée à l'injection de biométhane dans ces réseaux, au porteur de projet. Les modalités de réalisation de ces prestations pourront toutefois être adaptées afin de prendre en compte les spécificités du projet et la nature du gaz destiné à être injecté.

La CRE demande à GRDF d'adapter ses contrats de raccordement et d'injection afin de prendre en compte les spécificités du méthane de synthèse (modalités de contrôle de la qualité du gaz, éventuels coûts d'adaptation des réseaux liés à la présence d'hydrogène dans le gaz injecté, etc.).

La CRE demande à GRDF et Enosis d'élaborer une convention d'expérimentation qui encadrera le projet et son développement. Cette convention devra être communiquée à la CRE préalablement à sa signature.

Afin de pouvoir suivre et évaluer cette expérimentation, la CRE demande à GRDF et Enosis de transmettre annuellement un bilan d'avancement de l'expérimentation sur la base des indicateurs de suivi définis dans le tableau 30 de l'annexe 11.

Dossier M10 déposé par la CUMA des éleveurs du Bergeracois**Description du projet**

La CUMA des éleveurs du Bergeracois souhaite mener un projet visant à valoriser des déchets agricoles par la production de biogaz par méthanisation et un projet visant à valoriser le CO₂ en le combinant à de l'hydrogène produit sur le site pour produire du gaz de synthèse par méthanation.

La CUMA des éleveurs du Bergeracois souhaite bénéficier du dispositif d'expérimentation réglementaire afin de pouvoir injecter le gaz de synthèse produit dans les réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF.

Freins réglementaires identifiés

Le cadre juridique, contractuel et technique aujourd'hui applicable à l'injection de gaz sur les réseaux a été construit afin d'accompagner le développement de la filière de production de biométhane par méthanisation sans pour autant envisager explicitement, et jusqu'alors, d'autres modes de production de gaz, tels que les gaz de synthèse. En particulier, ce cadre n'est pas, à ce jour, applicable aux installations de production de gaz dont le gaz est produit, totalement ou partiellement, à partir d'autres intrants que de la biomasse.

De la sorte, la majorité des dispositifs précédant et conditionnant l'injection de gaz sur les réseaux n'intègre pas dans le périmètre de leurs bénéficiaires les projets d'injection de gaz de synthèse. Les dispositifs concernés sont les suivants :

- le bénéfice des prestations annexes des gestionnaires de réseaux relatives à l'injection de gaz n'est aujourd'hui réservé qu'aux porteurs de projet d'injection de biométhane ;
- l'inscription sur le registre des capacités n'est pas prévue pour les projets d'injection de gaz de synthèse ;
- les contrats de raccordement et d'injection ne prennent aujourd'hui pas en compte les spécificités du méthane de synthèse ;
- la réfaction tarifaire sur les coûts de raccordement et la possibilité de bénéficier des dispositifs mis en œuvre dans le cadre du « droit à l'injection »³¹ sont aujourd'hui réservées aux producteurs de biogaz ;

Compétence de la CRE

La CRE est compétente pour fixer « les conditions de raccordement aux réseaux de transport et de distribution de gaz naturel » en application de l'article L. 134-2 du code de l'énergie.

La CRE est par ailleurs compétente, en application du second alinéa de l'article L. 452-2 du code de l'énergie, pour fixer les méthodes utilisées pour établir les tarifs des prestations annexes réalisées exclusivement par les gestionnaires de réseaux de gaz naturel.

Par conséquent, dans le cadre du dispositif d'expérimentation réglementaire, il relève de sa compétence d'accorder des dérogations temporaires à une partie des dispositifs mentionnés ci-dessus.

Intérêt de l'expérimentation

Cette expérimentation sera l'occasion de tester la faisabilité technique, les risques associés et la pertinence économique de l'injection dans les réseaux de gaz naturel d'un méthane produit par méthanation.

³¹ Le droit à l'injection est défini aux articles L. 453-9, L. 453-10, D. 453-20 à D. 453-25 du code de l'énergie.

Dérogations accordées par la CRE**Étude détaillée**

Par dérogation à la délibération du 3 juin 2021³², l'accès à la prestation d'étude détaillée d'injection est ouvert à la CUMA des éleveurs du Bergeracois. Certaines modalités de cette étude devront toutefois être adaptées afin de prendre en compte les spécificités du projet et la nature du gaz destiné à être injecté.

GRDF devra notamment, dans le cadre de cette étude, réaliser des analyses de faisabilité de l'injection, dans les réseaux, de gaz contenant des résidus d'hydrogène. En effet, le méthane de synthèse injecté par le porteur de projet contient des résidus d'hydrogène dont l'impact sur les réseaux n'est pas entièrement connu à ce stade. Il est, en conséquence, indispensable de s'assurer, préalablement à l'injection du méthane de synthèse, que l'hydrogène ne présente pas de risque pour les ouvrages du réseau public et pour les utilisateurs situés à proximité du producteur. Cette analyse d'impact de l'hydrogène devra être menée sur la portion de réseaux concernée par l'injection. En particulier, si dans la zone, un rebours est présent ou est envisagé, l'étude d'impact devra également couvrir les portions de réseaux amont, en associant les gestionnaires de réseaux concernés.

Registre des capacités

Par dérogation à la délibération du 23 septembre 2021 *portant décision sur les modalités d'établissement de la procédure de gestion des réservations de capacité d'injection de biométhane*³³ (ci-après la délibération « Registre des capacités »), le projet d'injection de gaz de synthèse porté par la CUMA des éleveurs du Bergeracois pourra être inscrit dans le registre des capacités selon les modalités prévues par la délibération susmentionnée.

Les modalités d'inscription applicables aux projets d'injection de biométhane, prévues par la délibération susmentionnée, s'appliqueront à l'exception de certaines dispositions. En effet, les études de raccordement d'une installation de production de méthane de synthèse nécessitent des études spécifiques dont la durée n'est pas encore connue précisément. De plus, afin de maîtriser les risques liés à l'injection de résidus d'hydrogène sur les réseaux, des équipements supplémentaires pourraient être nécessaires et imposés par le gestionnaire de réseaux. Par conséquent, certaines modalités définies dans la délibération « Registre des capacités » pourront être adaptées, notamment la durée des jalons, le caractère engageant de la proposition technique et financière de GRDF, les conditions de maintien dans la file d'attente et dans le registre des capacités. Ces modalités seront détaillées dans la convention d'expérimentation.

Raccordement et injection

Par dérogation à la délibération du 3 juin 2021, 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 est ouverte au porteur de projet, à condition que la faisabilité de l'injection du gaz de synthèse contenant des résidus d'hydrogène soit démontrée par GRDF.

Certaines modalités de réalisation de ces prestations devront toutefois être adaptées afin de prendre en compte les spécificités du projet et la nature du gaz destiné à être injecté. Par exemple, la prestation de GRDF visant à analyser la qualité du gaz lors de son injection devra notamment prévoir la mesure en continu de la concentration en hydrogène résiduel.

Réfaction et dispositif de droit à l'injection

Dans l'hypothèse où la faisabilité de l'injection du gaz de synthèse contenant des résidus d'hydrogène est démontrée par GRDF, la DGEC pourrait étudier les demandes de dérogations relatives à la refaction tarifaire sur les coûts de raccordement de l'installation et la possibilité de bénéficier du dispositif de droit à l'injection. En l'absence de ces dérogations, le porteur de projet devra supporter l'intégralité de ses coûts de raccordement et des éventuels coûts de renforcement du réseau qu'il pourrait générer.

Durée des dérogations

La CRE accorde ces dérogations pour une durée de 4 ans à partir de la date de dépôt de la demande d'étude détaillée auprès de GRDF, ou à défaut au plus tard le 1er juillet 2023. Ces dérogations sont accordées dans l'unique but de mener l'expérimentation proposée par la CUMA des éleveurs du Bergeracois. Ces dérogations sont accordées dans les conditions fixées dans la présente délibération et précisées dans l'annexe 12. En cas de modification substantielle du projet, la CUMA des éleveurs du Bergeracois et ses partenaires devront en informer sans délai la CRE.

³² Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 3 juin 2021 portant décision sur les prestations réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de réseaux de distribution de gaz naturel : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/prestations-realisees-a-titre-exclusif-par-les-gestionnaires-de-reseaux-de-distribution-de-gaz-naturel>

³³ Délibération du 23 septembre 2021 *portant décision sur les modalités d'établissement de la procédure de gestion des réservations de capacité d'injection de biométhane sur les réseaux de transport et de distribution de gaz naturel proposée par le « GT Injection Biométhane »* : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/gestion-des-reservations-de-capacite-d-injection-de-biomethane-sur-les-reseaux-de-transport-et-de-distribution-de-gaz-naturel-proposee-par-le-gt>

Demandes aux parties prenantes

Pour les besoins de l'expérimentation, la CRE demande à GRDF d'étendre le bénéfice des prestations relatives à l'injection de gaz dans les réseaux, aujourd'hui réservée à l'injection de biométhane dans ces réseaux, au porteur de projet. Les modalités de réalisation de ces prestations pourront toutefois être adaptées afin de prendre en compte les spécificités du projet et la nature du gaz destiné à être injecté.

La CRE demande à GRDF d'adapter ses contrats de raccordement et d'injection afin de prendre en compte les spécificités du méthane de synthèse (modalités de contrôle de la qualité du gaz, éventuels coûts d'adaptation des réseaux liés à la présence d'hydrogène dans le gaz injecté, etc.).

La CRE demande à GRDF et la CUMA des éleveurs du Bergeracois d'élaborer une convention d'expérimentation qui encadrera le projet et son développement. Cette convention devra être communiquée à la CRE préalablement à sa signature.

Afin de pouvoir suivre et évaluer cette expérimentation, la CRE demande à GRDF et la CUMA des éleveurs du Bergeracois de transmettre annuellement un bilan d'avancement de l'expérimentation sur la base des indicateurs de suivi définis dans le tableau 33 de l'annexe 12.

Dossier M13 déposé par le SIAH Croult et Petit Rosne**Description du projet**

Le SIAH Croult et Petit Rosne souhaite mener un projet visant à valoriser des boues de station d'épuration par la production de biogaz par méthanisation et un projet visant à valoriser le CO₂ en le combinant à de l'hydrogène produit sur le site pour produire du gaz de synthèse par méthanation.

Le SIAH Croult et Petit Rosne souhaite bénéficier du dispositif d'expérimentation réglementaire afin de pouvoir injecter le gaz de synthèse produit dans les réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF.

Freins réglementaires identifiés

Le cadre juridique, contractuel et technique aujourd'hui applicable à l'injection de gaz sur les réseaux a été construit afin d'accompagner le développement de la filière de production de biométhane par méthanisation sans pour autant envisager explicitement, et jusqu'alors, d'autres modes de production de gaz, tels que les gaz de synthèse. En particulier, ce cadre n'est pas, à ce jour, applicable aux installations de production de gaz dont le gaz est produit, totalement ou partiellement, à partir d'autres intrants que de la biomasse.

De la sorte, la majorité des dispositifs précédant et conditionnant l'injection de gaz sur les réseaux n'intègre pas dans le périmètre de leurs bénéficiaires les projets d'injection de gaz de synthèse. Les dispositifs concernés sont les suivants :

- le bénéfice des prestations annexes des gestionnaires de réseaux relatives à l'injection de gaz n'est aujourd'hui réservé qu'aux porteurs de projet d'injection de biométhane ;
- l'inscription sur le registre des capacités n'est pas prévue pour les projets d'injection de gaz de synthèse ;
- les contrats de raccordement et d'injection ne prennent aujourd'hui pas en compte les spécificités du méthane de synthèse ;
- la réfaction tarifaire sur les coûts de raccordement et la possibilité de bénéficier des dispositifs mis en œuvre dans le cadre du « droit à l'injection »³⁴ sont aujourd'hui réservées aux producteurs de biogaz ;

Compétence de la CRE

La CRE est compétente pour fixer « les conditions de raccordement aux réseaux de transport et de distribution de gaz naturel » en application de l'article L. 134-2 du code de l'énergie.

La CRE est par ailleurs compétente, en application du second alinéa de l'article L. 452-2 du code de l'énergie, pour fixer les méthodes utilisées pour établir les tarifs des prestations annexes réalisées exclusivement par les gestionnaires de réseaux de gaz naturel.

Par conséquent, dans le cadre du dispositif d'expérimentation réglementaire, il relève de sa compétence d'accorder des dérogations temporaires à une partie des dispositifs mentionnés ci-dessus.

Intérêt de l'expérimentation

Cette expérimentation sera l'occasion de tester la faisabilité technique, les risques associés et la pertinence économique de l'injection dans les réseaux de gaz naturel d'un méthane produit par méthanation.

³⁴ Le droit à l'injection est défini aux articles L. 453-9, L. 453-10, D. 453-20 à D. 453-25 du code de l'énergie.

Dérogations accordées par la CRE**Étude détaillée**

Par dérogation à la délibération du 3 juin 2021³⁵, l'accès à la prestation d'étude détaillée d'injection est ouvert au SIAH Croult et Petit Rosne. Certaines modalités de cette étude devront toutefois être adaptées afin de prendre en compte les spécificités du projet et la nature du gaz destiné à être injecté.

GRDF devra notamment, dans le cadre de cette étude, réaliser des analyses de faisabilité de l'injection, dans les réseaux, de gaz contenant des résidus d'hydrogène. En effet, le méthane de synthèse injecté par le porteur de projet contient des résidus d'hydrogène dont l'impact sur les réseaux n'est pas entièrement connu à ce stade. Il est, en conséquence, indispensable de s'assurer, préalablement à l'injection du méthane de synthèse, que l'hydrogène ne présente pas de risque pour les ouvrages du réseau public et pour les utilisateurs situés à proximité du producteur. Cette analyse d'impact de l'hydrogène devra être menée sur la portion de réseaux concernée par l'injection. En particulier, si dans la zone, un rebours est présent ou est envisagé, l'étude d'impact devra également couvrir les portions de réseaux amont, en associant les gestionnaires de réseaux concernés.

Registre des capacités

Par dérogation à la délibération du 23 septembre 2021 portant décision sur les modalités d'établissement de la procédure de gestion des réservations de capacité d'injection de biométhane³⁶ (ci-après la délibération « Registre des capacités »), le projet d'injection de gaz de synthèse porté par le SIAH Croult et Petit Rosne pourra être inscrit dans le registre des capacités selon les modalités prévues par la délibération susmentionnée.

Les modalités d'inscription applicables aux projets d'injection de biométhane, prévues par la délibération susmentionnée, s'appliqueront à l'exception de certaines dispositions. En effet, les études de raccordement d'une installation de production de méthane de synthèse nécessitent des études spécifiques dont la durée n'est pas encore connue précisément. De plus, afin de maîtriser les risques liés à l'injection de résidus d'hydrogène sur les réseaux, des équipements supplémentaires pourraient être nécessaires et imposés par le gestionnaire de réseaux. Par conséquent, certaines modalités définies dans la délibération « Registre des capacités » pourront être adaptées, notamment la durée des jalons, le caractère engageant de la proposition technique et financière de GRDF, les conditions de maintien dans la file d'attente et dans le registre des capacités. Ces modalités seront détaillées dans la convention d'expérimentation.

Raccordement et injection

Par dérogation à la délibération du 3 juin 2021, 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 est ouverte au porteur de projet, à condition que la faisabilité de l'injection du gaz de synthèse contenant des résidus d'hydrogène soit démontrée par GRDF.

Certaines modalités de réalisation de ces prestations devront toutefois être adaptées afin de prendre en compte les spécificités du projet et la nature du gaz destiné à être injecté. Par exemple, la prestation de GRDF visant à analyser la qualité du gaz lors de son injection devra notamment prévoir la mesure en continu de la concentration en hydrogène résiduel.

Réfaction, dispositif de droit à l'injection et mutualisation des postes d'injection

Dans l'hypothèse où la faisabilité de l'injection du gaz de synthèse contenant des résidus d'hydrogène est démontrée par GRDF, la DGEC pourrait étudier les demandes de dérogations relatives à la réfaction tarifaire sur les coûts de raccordement de l'installation et la possibilité de bénéficier du dispositif de droit à l'injection. En l'absence de ces dérogations, le porteur de projet devra supporter l'intégralité de ses coûts de raccordement et des éventuels coûts de renforcement du réseau qu'il pourrait générer. La DGEC pourrait également étudier les demandes de dérogations relatives à la possibilité de mutualiser un poste pour l'injection de méthane de synthèse et de biométhane.

Durée des dérogations

La CRE accorde ces dérogations pour une durée de 4 ans à partir de la date de dépôt de la demande d'étude détaillée auprès de GRDF, ou à défaut au plus tard le 1er juillet 2023. Ces dérogations sont accordées dans l'unique but de mener l'expérimentation proposée par le SIAH Croult et Petit Rosne. Ces dérogations sont accordées dans les conditions fixées dans la présente délibération et précisées dans l'annexe 13. En cas de modification substantielle du projet, le SIAH Croult et Petit Rosne et ses partenaires devront en informer sans délai la CRE.

³⁵ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 3 juin 2021 portant décision sur les prestations réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de réseaux de distribution de gaz naturel : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/prestations-realisees-a-titre-exclusif-par-les-gestionnaires-de-reseaux-de-distribution-de-gaz-naturel>

³⁶ Délibération du 23 septembre 2021 portant décision sur les modalités d'établissement de la procédure de gestion des réservations de capacité d'injection de biométhane sur les réseaux de transport et de distribution de gaz naturel proposée par le « GT Injection Biométhane » : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/gestion-des-reservations-de-capacite-d-injection-de-biomethane-sur-les-reseaux-de-transport-et-de-distribution-de-gaz-naturel-proposee-par-le-gt>

Demandes aux parties prenantes

Pour les besoins de l'expérimentation, la CRE demande à GRDF d'étendre le bénéfice des prestations relatives à l'injection de gaz dans les réseaux, aujourd'hui réservée à l'injection de biométhane dans ces réseaux, au porteur de projet. Les modalités de réalisation de ces prestations pourront toutefois être adaptées afin de prendre en compte les spécificités du projet et la nature du gaz destiné à être injecté.

La CRE demande à GRDF d'adapter ses contrats de raccordement et d'injection afin de prendre en compte les spécificités du méthane de synthèse (modalités de contrôle de la qualité du gaz, éventuels coûts d'adaptation des réseaux liés à la présence d'hydrogène dans le gaz injecté, etc.).

La CRE demande à GRDF et le SIAH Croult et Petit Rosne d'élaborer une convention d'expérimentation qui encadrera le projet et son développement. Cette convention devra être communiquée à la CRE préalablement à sa signature.

Afin de pouvoir suivre et évaluer cette expérimentation, la CRE demande à GRDF et le SIAH Croult et Petit Rosne de transmettre annuellement un bilan d'avancement de l'expérimentation sur la base des indicateurs de suivi définis dans le tableau 36 de l'annexe 13.

3.8 Dossier relatif à l'injection de gaz produit à partir de la biomasse et de combustibles solides de récupération**Dossier M14 déposé par la société Semardel****Description du projet**

La société Semardel souhaite valoriser de la biomasse et des Combustibles Solides de Récupération (CSR) en les transformant par pyrogazéification en méthane.

La société Semardel souhaite bénéficier du dispositif d'expérimentation réglementaire afin de pouvoir injecter le gaz de synthèse produit dans les réseaux publics de distribution de gaz naturel.

Freins réglementaires identifiés

Le cadre juridique, contractuel et technique aujourd'hui applicable à l'injection de gaz sur les réseaux a été construit afin d'accompagner le développement de la filière de production de biométhane sans pour autant envisager explicitement, et jusqu'alors, d'autres modes de production de gaz. En particulier, ce cadre n'est pas, à ce jour, applicable aux installations de production de gaz dont le gaz est produit, totalement ou partiellement, à partir d'autres intrants que de la biomasse.

De la sorte, la majorité des dispositifs précédant et conditionnant l'injection de gaz sur les réseaux n'intègre pas dans le périmètre de leurs bénéficiaires les projets d'injection de gaz de synthèse. Les dispositifs concernés sont les suivants :

- le bénéfice des prestations annexes des gestionnaires de réseaux relatives à l'injection de gaz n'est aujourd'hui réservé qu'aux porteurs de projet d'injection de biométhane ;
- l'inscription sur le registre des capacités n'est pas prévue pour les projets d'injection de gaz de synthèse ;
- les contrats de raccordement et d'injection ne prennent aujourd'hui pas en compte les spécificités du méthane de synthèse ;
- la réfaction tarifaire sur les coûts de raccordement et la possibilité de bénéficier des dispositifs mis en œuvre dans le cadre du « *droit à l'injection* »³⁷ sont aujourd'hui réservées aux producteurs de biogaz ;

Compétence de la CRE

La CRE est compétente pour fixer « *les conditions de raccordement aux réseaux de transport et de distribution de gaz naturel* » en application de l'article L. 134-2 du code de l'énergie.

La CRE est par ailleurs compétente, en application du second alinéa de l'article L. 452-2 du code de l'énergie, pour fixer les méthodes utilisées pour établir les tarifs des prestations annexes réalisées exclusivement par les gestionnaires de réseaux de gaz naturel.

Par conséquent, dans le cadre du dispositif d'expérimentation réglementaire, il relève de sa compétence d'accorder des dérogations temporaires à une partie des dispositifs mentionnés ci-dessus.

³⁷ Le droit à l'injection est défini aux articles L. 453-9, L. 453-10, D. 453-20 à D. 453-25 du code de l'énergie.

Intérêt de l'expérimentation

Cette expérimentation sera l'occasion de tester la faisabilité technique, les risques associés et la pertinence économique de l'injection dans les réseaux de gaz naturel d'un méthane produit par pyrogazéification de CSR.

Dérogations accordées par la CRE

Étude détaillée

Par dérogation à la délibération du 3 juin 2021³⁸, l'accès à la prestation d'étude détaillée d'injection est ouvert à la société Semardel. Certaines modalités de cette étude devront toutefois être adaptées afin de prendre en compte les spécificités du projet et la nature du gaz destiné à être injecté.

GRDF devra notamment, dans le cadre de cette étude, réaliser des analyses de faisabilité de l'injection, dans les réseaux, de gaz contenant des résidus d'hydrogène. En effet, le méthane de synthèse injecté par le porteur de projet contient des résidus d'hydrogène dont l'impact sur les réseaux n'est pas entièrement connu à ce stade. Il est, en conséquence, indispensable de s'assurer, préalablement à l'injection du méthane de synthèse, que l'hydrogène ne présente pas de risque pour les ouvrages du réseau public et pour les utilisateurs situés à proximité du producteur. Cette analyse d'impact de l'hydrogène devra être menée sur la portion de réseaux concernée par l'injection. En particulier, si dans la zone, un rebours est présent ou est envisagé, l'étude d'impact devra également couvrir les portions de réseaux publics amont, en associant les gestionnaires de réseaux concernés.

Registre des capacités

Par dérogation à la délibération du 23 septembre 2021 *portant décision sur les modalités d'établissement de la procédure de gestion des réservations de capacité d'injection de biométhane*³⁹ (ci-après la délibération « Registre des capacités »), le projet d'injection de gaz de synthèse porté par la société Semardel pourra être inscrit dans le registre des capacités selon les modalités prévues par la délibération susmentionnée.

Les modalités d'inscription applicables aux projets d'injection de biométhane, prévues par la délibération susmentionnée, s'appliqueront à l'exception de certaines dispositions. En effet, les études de raccordement d'une installation de production de méthane de synthèse nécessitent des études spécifiques dont la durée n'est pas encore connue précisément. De plus, afin de maîtriser les risques liés à l'injection de résidus d'hydrogène sur les réseaux, des équipements supplémentaires pourraient être nécessaires et imposés par le gestionnaire de réseaux. Par conséquent, certaines modalités définies dans la délibération « Registre des capacités » pourront être adaptées, notamment la durée des jalons, le caractère engageant de la proposition technique et financière de GRDF, les conditions de maintien dans la file d'attente et dans le registre des capacités. Ces modalités seront détaillées dans la convention d'expérimentation.

Raccordement et injection

Par dérogation à la délibération du 3 juin 2021, 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 est ouverte au porteur de projet, à condition que la faisabilité de l'injection du gaz de synthèse contenant des résidus d'hydrogène soit démontrée par GRDF.

Certaines modalités de réalisation de ces prestations devront toutefois être adaptées afin de prendre en compte les spécificités du projet et la nature du gaz destiné à être injecté. Par exemple, la prestation de GRDF visant à analyser la qualité du gaz lors de son injection devra notamment prévoir la mesure en continu de la concentration en hydrogène résiduel.

Réfaction et dispositif de droit à l'injection

Dans l'hypothèse où la faisabilité de l'injection du gaz de synthèse contenant des résidus d'hydrogène est démontrée par GRDF, la DGEC pourrait étudier les demandes de dérogations relatives à la réfaction tarifaire sur les coûts de raccordement de l'installation et la possibilité de bénéficier du dispositif de droit à l'injection. En l'absence de ces dérogations, le porteur de projet devra supporter l'intégralité de ses coûts de raccordement et des éventuels coûts de renforcement du réseau qu'il pourrait générer.

³⁸ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 3 juin 2021 portant décision sur les prestations réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de réseaux de distribution de gaz naturel : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/prestations-realisees-a-titre-exclusif-par-les-gestionnaires-de-reseaux-de-distribution-de-gaz-naturel6>

³⁹ Délibération du 23 septembre 2021 *portant décision sur les modalités d'établissement de la procédure de gestion des réservations de capacité d'injection de biométhane sur les réseaux de transport et de distribution de gaz naturel* proposée par le « GT Injection Biométhane » : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/gestion-des-reservations-de-capacite-d-injection-de-biomethane-sur-les-reseaux-de-transport-et-de-distribution-de-gaz-naturel-proposee-par-le-gt>

Durée des dérogations

La CRE accorde ces dérogations pour une durée de 4 ans à partir de la date de dépôt de la demande d'étude détaillée auprès de GRDF, ou à défaut au plus tard le 1er juillet 2023. Ces dérogations sont accordées dans l'unique but de mener l'expérimentation proposée par Semardel. Ces dérogations sont accordées dans les conditions fixées dans la présente délibération et précisées dans l'annexe 14. En cas de modification substantielle du projet, Semardel et ses partenaires devront en informer sans délai la CRE.

Demands aux parties prenantes

Pour les besoins de l'expérimentation, la CRE demande à GRDF d'étendre le bénéfice des prestations relatives à l'injection de gaz dans les réseaux, aujourd'hui réservée à l'injection de biométhane dans ces réseaux, au porteur de projet. Les modalités de réalisation de ces prestations pourront toutefois être adaptées afin de prendre en compte les spécificités du projet et la nature du gaz destiné à être injecté.

La CRE demande à GRDF d'adapter ses contrats de raccordement et d'injection afin de prendre en compte les spécificités du méthane de synthèse (modalités de contrôle de la qualité du gaz, éventuels coûts d'adaptation des réseaux liés à la présence d'hydrogène dans le gaz injecté, etc.).

La CRE demande à GRDF et Semardel d'élaborer une convention d'expérimentation qui encadrera le projet et son développement. Cette convention devra être communiquée à la CRE préalablement à sa signature.

Afin de pouvoir suivre et évaluer cette expérimentation, la CRE demande à GRDF et Semardel de transmettre annuellement un bilan d'avancement de l'expérimentation sur la base des indicateurs de suivi définis dans le tableau 39 de l'annexe 14.

DECISION DE LA CRE

En application des dispositions de l'article 61 de la loi du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) et l'autorité administrative « *peuvent, chacune dans leur domaine de compétence, par décision motivée, accorder des dérogations aux conditions d'accès et à l'utilisation des réseaux et installations pour déployer à titre expérimental des technologies ou des services innovants en faveur de la transition énergétique et des réseaux et infrastructures intelligents* ».

La CRE est dès lors compétente, dans le cadre des missions qui lui sont confiées par les articles L. 134-1 et L. 134-2 du code de l'énergie, pour accorder des dérogations aux conditions d'accès et d'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.

Par la délibération n° 2020-125 du 4 juin 2020⁴⁰, la CRE a précisé les modalités d'instruction et d'octroi des demandes de dérogations présentées dans le cadre de ce dispositif.

La CRE a ouvert, dans la délibération n° 2021-237 en date du 22 juillet 2021⁴¹, un deuxième guichet de candidature lors duquel les porteurs de projets ont déposé leurs demandes de dérogation. Ces demandes ont fait l'objet d'une analyse d'éligibilité, dont les résultats ont été communiqués par une délibération n° 2022-90 du 24 mars 2022. Sur les 36 dossiers déposés dans le cadre de ce deuxième guichet, 22 dossiers avaient été considérés comme éligibles. 16 projets relevaient, de façon exclusive ou partagée avec la DGEC, des compétences de la CRE.

La CRE a ensuite mené une analyse approfondie de ces dossiers, en lien avec les gestionnaires de réseaux concernés et les porteurs de projets, pour statuer sur la pertinence de chaque dérogation.

Sur les 16 projets, la CRE attribue des dérogations aux 14 suivants :

Dossier	Porteur de projet	Objet	Modalités
E3	Eqinov	Extension du mécanisme NEBEF à la flexibilité à baisse.	Annexe 1
R6	WPD	Optimisation d'un raccordement par modification de la plage de réactif.	Annexe 2
S1	AFR 20	Raccordement prenant en compte le caractère contracyclique d'un stockage.	Annexe 3
G	SEM Energie Mayenne	Mécanisme de flexibilité sur le RPD de gaz grâce à une station GNV.	Annexe 4
M01	SAS HYMOOV	Injection dans les réseaux de méthane produit par méthanation.	Annexe 5
M02	SAS HYMOOV		Annexe 6
M03	SAS HYMOOV		Annexe 7
M04	SAS HYMOOV		Annexe 8
M05	Bordeaux Metropole Energies (BME)		Annexe 9

⁴⁰ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie 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 : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/mise-en-oeuvre-du-dispositif-d-experimentation-reglementaire-prevu-par-la-loi-relative-a-l-energie-et-au-climat>

⁴¹ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 22 juillet 2021 portant communication sur le retour d'expérience du premier guichet du dispositif d'expérimentation réglementaire prévu par la loi relative à l'énergie et au climat et ouverture du second guichet : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Communication/retour-d-experience-du-premier-guichet-du-dispositif-d-experimentation-reglementaire-prevu-par-la-loi-relative-a-l-energie-et-au-climat-et-ouvertur>



M07	Arkolia Energies		Annexe 10
M08	Enosis		Annexe 11
M10	CUMA des éleveurs du Bergeracois		Annexe 12
M13	SIAH Crout et Petit Rosne		Annexe 13
M14	Semardel	Injection dans les réseaux de méthane produit par pyrogazéification de déchets non biogéniques.	Annexe 14

Tableau 1 : Dérogations attribuées par la CRE dans le cadre du dispositif d'expérimentation réglementaire

S'agissant des projets relatifs à l'injection de méthane de synthèse dans les réseaux de distribution, certaines dérogations demandées relèvent des compétences de la DGEC. Néanmoins, les dérogations accordées par la CRE suffisent pour débiter les expérimentations. Les éventuelles dérogations accordées par la DGEC viendront faciliter le modèle économique de ces expérimentations.

Le calendrier d'octroi de ces dérogations est précisé en annexes, ainsi qu'une liste d'indicateurs que les porteurs de projets et les gestionnaires de réseaux devront communiquer à la CRE au moins annuellement.

La CRE réalisera un bilan d'avancement annuel des dérogations attribuées. L'analyse des résultats des expérimentations doit permettre d'éclairer la pertinence de faire évoluer de manière pérenne le cadre réglementaire ou de régulation pour généraliser les dérogations accordées.

Enfin, la CRE annonce qu'elle envisage désormais de traiter les demandes de dérogation dans le cadre du bac à sable réglementaire au fur et à mesure de leur réception. Elle adoptera à cette fin une délibération détaillant les nouvelles modalités de soumission des demandes de dérogation.

La présente délibération sera transmise à la ministre de la transition énergétique et au ministère de l'économie, des finances et de la souveraineté industrielle et numérique. Elle sera également transmise aux porteurs de projets et gestionnaires de réseaux concernés. Elle sera publiée sur le site Internet de la CRE.

Délibéré à Paris, le 30 juin 2022.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Jean-François CARENCO

ANNEXE 1 : CONDITIONS DE LA DEROGATION OCTROYEE A LA SOCIETE EQINOV - DOSSIER E3

1. Structure qui porte le projet et partenaires

Le projet est porté par la SAS Eqinov.

2. Description détaillée du projet

La société Eqinov souhaite pouvoir valoriser des modulations 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. Une telle évolution inciterait les consommateurs à déplacer leurs consommations aux périodes de prix faibles sur les marchés de gros, permettant de contribuer à l'efficacité économique et écologique du système électrique.

3. Obstacles réglementaires

D'une part, les règles NEBEF, issues de l'article R. 271-3 du Code de l'énergie, pris en application de l'article L. 321-15-1 du même code, ont prévu la possibilité de valoriser des reports de consommations à compter de dates E et E', qui n'ont encore jamais été définies. D'autre part, les modalités prévues ne permettent pas de valoriser la flexibilité à la baisse des consommateurs.

4. Dérogations attribuées par la CRE

Par dérogation aux règles NEBEF en vigueur, Eqinov pourra valoriser par l'intermédiaire du mécanisme NEBEF la flexibilité à la baisse de ses clients, dans la limite d'un portefeuille à définir en nombre et en puissance dans la convention d'expérimentation.

5. Durée de l'expérimentation et calendrier

Les dérogations sont accordées pour une durée de 4 ans à compter du 1^{er} juillet 2023. Le calendrier de l'expérimentation est présenté ci-dessous.

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

Tableau 2 : calendrier envisagé de l'expérimentation portée par Eqinov

6. Partage des résultats et indicateurs de suivi

En application de l'article 61 de la loi Énergie-Climat, la CRE réalisera un bilan annuel de l'avancement de ces expérimentations : ce bilan s'appuiera notamment sur les indicateurs définis et présentés ci-dessous qui seront transmis annuellement par RTE et Eqinov. Une version publique de ce bilan sera publiée sur le site de la CRE.

Catégorie d'indicateurs	Indicateurs	Confidentialité	Transmission
Technique	Le nombre d'heures d'effacement et de hausses de consommation réalisées	Public	RTE/Eqinov
Technique	Comparaison des courbes de charge et consommations totales des sites avec et sans valorisation des hausses de consommation	Confidentiel	RTE/Eqinov
Technique	La quantité d'énergie valorisée à la hausse et à la baisse	Public	RTE/Eqinov
Technique	Fiabilité de la flexibilité : volume réalisé rapporté au volume à réaliser	Public	RTE/Eqinov
Economique	Les gains associés à chaque effacement et hausse de consommation	Confidentiel	Eqinov
Economique	Pour chaque effacement et hausse de consommation, le prix SPOT, le	Confidentiel	Eqinov

	tarif de fourniture et le versement fournisseur associé		
Economique	Gains totaux issus de la flexibilité à la hausse et à la baisse	Confidentiel	Eqinov

Tableau 3 : indicateurs de suivi de l'expérimentation portée par Eqinov

7. Modalités de fin d'expérimentation

À l'issue de la période d'expérimentation, la CRE pourra décider de la prolonger pour une période équivalente.

En l'absence de généralisation, Eqinov ne pourra plus valoriser les hausses de consommation de ses clients via le mécanisme NEBEF.

8. Demandes adressées à Eqinov, RTE et Enedis

Afin de pouvoir réaliser et évaluer cette expérimentation, la CRE demande :

- à RTE, Enedis et Eqinov d'élaborer conjointement, en concertation avec la CRE, une proposition de règles dans le cadre desquelles Eqinov pourra valoriser les modulations de consommation de ses clients, à la hausse comme à la baisse, dans la limite d'un portefeuille à définir en nombre et en puissance. Sur la base de cette proposition, la CRE fixera les modalités associées à la réalisation de l'expérimentation.
- à RTE, Enedis et Eqinov de s'accorder sur une convention d'expérimentation qui encadrera le projet et son développement, et de transmettre cette convention à la CRE préalablement à sa signature ;
- à Enedis et RTE, de prendre les dispositions nécessaires pour permettre, dans des modalités d'exception propres à l'expérimentation, la valorisation de la flexibilité à la baisse des clients d'Eqinov ;
- à RTE et Eqinov de transmettre annuellement un bilan d'avancement de l'expérimentation sur la base des indicateurs de suivi définis dans le tableau 3.

ANNEXE 2 : CONDITIONS DE LA DEROGATION OCTROYEE A LA SOCIETE WPD - DOSSIER R6

1. Structure qui porte le projet et partenaires

Le projet est porté par la société Energie Haute-Vienne, société de projet, filiale du groupe WPD. Les sociétés WPD onshore France SAS et WPD construction SAS sont également impliquées dans le projet.

2. Description détaillée du projet

WPD souhaite raccorder un parc éolien de 14,4 MW au réseau d'Enedis en 2023. L'offre de raccordement de référence proposée par Enedis nécessite la création d'un poste-source, soit un raccordement en 2027. Compte tenu de cette échéance, le producteur a demandé à Enedis d'étudier un raccordement alternatif. Enedis propose ainsi la solution alternative suivante : un raccordement alternatif « longue distance » de 32 km sur un seul nouveau départ direct d'un poste de transformation existant, qui ne permet d'évacuer que 11,4 MW de productible, en raison de problématique de tension haute⁴².

WPD estime que les problématiques de tension haute peuvent être évitées si le parc consomme plus de réactif, permettant ainsi une optimisation du raccordement. Par conséquent, WPD souhaite 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.

Cette solution alternative permettra au producteur d'être raccordé plus rapidement (en 2023 plutôt qu'en 2027), mais aurait pour conséquence une augmentation des pertes (les pertes supplémentaires sont estimées à 1,2% du productible annuel pour une puissance de raccordement de 14,4 MW). L'optimisation du raccordement ne doit pas conduire à ce que le producteur soit rémunéré pour une énergie supplémentaire qui serait *in fine* perdue. 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.

3. Obstacles réglementaires

Le paragraphe 4.2.6 de la documentation technique de référence (DTR) d'Enedis (Enedis-PRO-RES_05E) précise que pour le raccordement d'un producteur sur un départ direct, « *la tangente ϕ^{43} contractuelle de référence sera 0. Le bandeau de fonctionnement autorisé de largeur $E=0,1$ pourra être en injection ($[0 ; 0,1]$) ou en absorption de réactif ($[-0,1 ; 0]$), et sera déterminé par Enedis en fonction de la situation du réseau de raccordement* ». La mise en place d'une régulation de tension afin « *d'adapter de manière dynamique la production ou la consommation d'énergie réactive de l'Installation de Production en fonction de la tension mesurée* » n'est prévue que pour les raccordements sur des départs existants.

La délibération n° 2021-13 du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 6 HTA-BT) ne prévoit pas qu'un utilisateur du réseau public de distribution puisse verser une compensation à Enedis équivalente aux pertes supplémentaires générées par une solution alternative de raccordement et que cette compensation financière puisse intégrer les recettes perçues par Enedis lors du calcul annuel du compte de régularisation des charges et des produits tel que défini dans la délibération n° 2021-13 du 21 janvier 2021.

4. Dérogations attribuées par la CRE

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 impliquera des pertes supplémentaires dont le coût doit être imputé au porteur du projet du parc éolien de Magnac-Laval.

La CRE autorise que la compensation financière versée par le porteur de projet à Enedis équivalente aux pertes supplémentaires générées par la solution alternative de raccordement intègre les recettes perçues par Enedis lors du calcul annuel du compte de régularisation des charges et des produits, sous réserve qu'Enedis applique, pour le porteur de projet, 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.

⁴² 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.

⁴³ Rapport entre la puissance active et la puissance réactive

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.

5. Durée de l'expérimentation et calendrier

Les dérogations sont accordées pour une durée de 4 ans à partir de la demande de raccordement ou, à défaut, au plus tard le 1^{er} janvier 2023. Le calendrier de l'expérimentation est présenté ci-dessous.

Echéance	Objectif
T4 2022	Signature d'une convention d'expérimentation
T4 2022	Demande d'étude de raccordement
T1 2023	Remise de la PTF
T4 2023	Mise en service / exploitation
T4 2026	Fin de l'expérimentation

Tableau 4 : calendrier envisagé de l'expérimentation portée par WPD

6. Partage des résultats et indicateurs de suivi

En application de l'article 61 de la loi Énergie-Climat, la CRE réalisera un bilan annuel de l'avancement de ces expérimentations : ce bilan s'appuiera notamment sur les indicateurs définis et présentés ci-dessous qui seront transmis annuellement par Enedis et WPD. Une version publique de ce bilan sera publiée sur le site de la CRE.

Catégorie d'indicateurs	Indicateurs	Confidentialité	Transmission
Technique	Suivi de la régulation d'énergie réactive	Public	Enedis
Technique	Evaluation de l'élévation de tension	Public	Enedis
Technique/Economique	Energie supplémentaire injectée et gains associés	Public	WPD
Technique/Economique	Pertes supplémentaires sur le réseau et coût associé	Public	Enedis

Tableau 5 : indicateurs de suivi de l'expérimentation portée par WPD

7. Modalités de fin d'expérimentation

À l'issue de la période d'expérimentation, la CRE pourra décider de la prolonger pour une période équivalente.

En cas de succès de l'expérimentation, le cadre juridique pourra évoluer afin de généraliser les dérogations accordées.

Si le cadre juridique n'évolue pas, le porteur de projet devra brider son installation de production afin de respecter les seuils de réactifs autorisés et les contraintes de tension.

8. Demandes adressées à WPD et Enedis

Afin de pouvoir réaliser et évaluer cette expérimentation, la CRE demande :

- à Enedis et WPD de s'accorder sur une convention d'expérimentation qui encadrera le projet et son développement, et de notifier cette convention à la CRE préalablement à sa signature ;
- à défaut d'une solution alternative permettant la prise en compte des pertes dans les données de comptage, à Enedis de facturer les pertes additionnelles du producteur ;
- à Enedis et WPD d'élaborer conjointement, en concertation avec la CRE, les modalités de prise en charge des pertes additionnelles par le producteur, qui seront déclinées dans la convention d'expérimentation ;
- à Enedis et WPD de transmettre annuellement un bilan d'avancement de l'expérimentation sur la base des indicateurs de suivi définis dans le tableau 5.



ANNEXE 3 : CONDITIONS DE LA DEROGATION OCTROYEE A LA SOCIETE AMARENCO - DOSSIER S1

1. Structure qui porte le projet et partenaires

Le projet est porté par la société Amarenco à travers l'entité AFR 20.

2. Description détaillée du projet

Amarenco développe un projet de stockage d'environ 4 MW, 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 un certain nombre d'heures par an. Amarenco souhaite optimiser le raccordement de ce stockage, notamment en tenant compte de son caractère contracyclique, en dérogeant aux hypothèses d'étude de raccordement définies dans la DTR d'Enedis.

3. Obstacles réglementaires

Dans ses études prévues notamment au paragraphe 4 de la DTR d'Enedis (Enedis-PRO-RES_05E), Enedis considère, dans le cadre de l'offre de raccordement de référence, que le stockage doit pouvoir injecter une puissance égale à sa puissance de raccordement à chaque instant, ce qui se traduit par deux études dans les deux cas extrêmes suivants : soutirage maximal et injection nulle puis soutirage minimal et injection maximale.

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 (qu'il s'engage à lui fournir) correspondant au comportement envisagé du stockage.

4. Dérogations

La CRE demande à Enedis de déroger à ses DTR « Enedis-PRO-RES_06E » et « Enedis-PRO-RES_67E », pour réaliser les études de raccordement en se basant sur des courbes de fonctionnement et des hypothèses fournies par Amarenco, dans le cadre du raccordement d'un stockage d'une puissance maximale de 4 MW. Les hypothèses et les résultats de ces études seront transmis à la CRE.

Si ces études en démontrent la faisabilité et la pertinence technico-économique, Enedis proposera une offre de raccordement alternative à Amarenco. Dans le cas contraire, Amarenco pourrait solliciter, auprès de la DGEC, une dérogation pour bénéficier d'une offre de raccordement associée à un pilotage dynamique du stockage en fonction des contraintes réelles du réseau, aujourd'hui ouverte aux seuls producteurs EnR.

5. Durée de l'expérimentation et calendrier

Les dérogations auront une durée de 4 ans à partir de la demande de raccordement ou, à défaut, au plus tard le 31 mars 2023. Le calendrier de l'expérimentation est présenté ci-dessous.

Echéance	Objectif
T4 2022	Signature d'une convention d'expérimentation
T1 2023	Demande d'étude de raccordement
T2 2024	Mise en service / exploitation
T1 2027	Fin de l'expérimentation

Tableau 6 : calendrier envisagé de l'expérimentation portée par Amarenco

6. Partage des résultats et indicateurs de suivi

En application de l'article 61 de la loi Énergie-Climat, la CRE réalisera un bilan annuel de l'avancement de ces expérimentations : ce bilan s'appuiera notamment sur les indicateurs définis et présentés ci-dessous qui seront transmis annuellement par Enedis et Amarenco. Une version publique de ce bilan sera publiée sur le site de la CRE.

Catégorie d'indicateurs	Indicateurs	Précisions	Confidentialité	Transmission
Technique	Capacité EnR raccordée en plus à la suite de la mise en œuvre du projet et décorrélée de tout travail éventuel sur le poste source (en MW)		Public	Enedis
Technique	Respect des hypothèses de fonctionnement fournies par le stockage		Public	Enedis

Technique	Caractérisation du comportement contracyclique	Corrélation entre le mode de fonctionnement du stockage (injection/soutirage) et les périodes de fonctionnement extrêmes (injection/soutirage) du poste	Public	Enedis
Technique	Respect des engagements de réserve primaire au niveau de la batterie	Taux de fiabilité de la participation de la batterie à la réserve primaire	Public	Amarenco / RTE
Economique	Rentabilité du projet comparé à un projet de batterie avec un raccordement classique		Confidentiel	Amarenco
Economique	Différence de coût de raccordement avec/sans la dérogation		Confidentiel	Amarenco

Tableau 7 : indicateurs de suivi de l'expérimentation portée par Amarenco

7. Modalités de fin d'expérimentation

À l'issue de la période d'expérimentation, la CRE pourra décider de la prolonger pour une période équivalente.

En cas de succès de l'expérimentation, le cadre juridique pourra évoluer afin de généraliser les dérogations accordées.

Dans l'hypothèse où le cadre juridique n'évolue pas mais que l'installation le stockage souhaite rester raccordée au réseau et que son comportement génère in fine des contraintes réseau, le gestionnaire de réseau devra réaliser les investissements nécessaires qui seront à la charge du porteur de projet dans la limite du coût de la solution de référence.

8. Demandes adressées à Amarenco et Enedis

Afin de pouvoir réaliser et évaluer cette expérimentation, la CRE demande :

- à Enedis de réaliser les études de raccordement sur la base des hypothèses transmises par Amarenco ;
- à Enedis et Amarenco de s'accorder sur une convention d'expérimentation qui encadrera le projet et son développement, et de transmettre cette convention à la CRE préalablement à sa signature ;
- à Enedis et Amarenco de transmettre annuellement un bilan d'avancement de l'expérimentation sur la base des indicateurs de suivi définis dans le tableau 7.

ANNEXE 4 : CONDITIONS DE LA DEROGATION OCTROYEE A LA SEM ENERGIE MAYENNE - DOSSIER G

1. Structure qui porte le projet et partenaires

Le projet est porté par la SEM Energie Mayenne.

2. Description détaillée du projet

La SEM Energie Mayenne souhaite permettre à une station GNV 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.

3. Obstacles réglementaires

Les articles L. 453-9 et les articles D. 453-20 à D. 453-25 du code de l'énergie prévoient que les gestionnaires des réseaux de gaz naturel effectuent les renforcements nécessaires pour permettre l'injection dans le réseau du biogaz produit, dans des conditions et limites permettant de s'assurer de la pertinence technico-économique des investissements. En particulier, l'article D. 453-22 prévoit que lorsque la capacité du réseau est insuffisante pour permettre les raccordements des projets d'installations de production de biogaz, le gestionnaire de ce réseau élabore, conjointement avec les autres gestionnaires de réseaux de transport et de distribution de gaz naturel concernés, un projet de renforcement des réseaux.

La CRE considère que le cadre applicable n'exclut pas la prise en compte, lors de la détermination des capacités de réseaux disponibles pour le raccordement d'installations de production de biogaz, d'éventuelles solutions de flexibilité qui seraient de nature à permettre l'injection du gaz produit par ces installations. Dans cette hypothèse, la capacité du réseau existante, compte tenu d'une telle solution de flexibilité, demeurerait suffisante pour permettre les raccordements des projets d'installations de production de biogaz sans qu'il soit nécessaire de procéder à des renforcements.

La CRE relève toutefois qu'il n'existe pas de cadre juridique, technique, contractuel et financier établi pour la mise en place de solutions de flexibilité.

Le porteur de projet demande donc la mise en place d'un cadre expérimental pour un tel mécanisme de flexibilité, dont les modalités techniques, contractuelles et financières sont à définir.

4. Dérogations attribuées par la CRE

La CRE autorise la SEM Energie Mayenne et GRDF à contractualiser un service de flexibilité, impliquant le pilotage du soutirage et du stockage de la station GNV connectée au réseau de la zone d'Evron (53), sur signal du gestionnaire de réseau de distribution.

GRDF et la SEM Energie Mayenne élaboreront conjointement, en concertation avec la CRE, une proposition de modalités techniques, contractuelles et financières (notamment rémunération, éventuelles pénalités contractuelles le cas échéant) associées à ce mécanisme.

Sur la base de cette proposition, la CRE fixera les modalités associées à la réalisation de l'expérimentation.

Ces modalités seront déclinées dans une convention d'expérimentation qui sera communiquée à la CRE préalablement à sa signature.

5. Durée de l'expérimentation et calendrier

Les dérogations sont accordées pour une durée de 4 ans à partir de la mise en service de la station GNV, à défaut, au plus tard le 1^{er} novembre 2024. Le calendrier de l'expérimentation est présenté ci-dessous.

Echéance	Objectif
T4 2022	Proposition de modalités techniques, contractuelles et financières
T4 2022	Communication de la convention d'expérimentation
T3 2023	Début des travaux de la station GNV
T3 2024	Mise en service de la station
T3 2028	Fin de l'expérimentation

Tableau 8 : calendrier envisagé de l'expérimentation portée par la SEM Energie Mayenne

6. Partage des résultats et indicateurs de suivi

En application de l'article 61 de la loi Énergie-Climat, la CRE réalisera un bilan annuel de l'avancement de ces expérimentations : ce bilan s'appuiera notamment sur les indicateurs définis et présentés ci-dessous qui seront transmis annuellement par GRDF et la SEM Energie Mayenne. Une version publique de ce bilan sera publiée sur le site de la CRE.

Catégorie d'indicateurs	Indicateurs	Précisions	Confidentialité	Transmission
Economique	Montant de la rémunération de la station GNV et des pénalités versées		Confidentiel	GRDF/SEM
Economique	Gains réalisés au niveau de l'ATRD ou de l'ATRT en reportant ou évitant les investissements		Public	GRDF
Technique	Quantité de biogaz supplémentaire injecté grâce au mécanisme de flexibilité		Public	GRDF
Technique	Disponibilité de l'équipement de flexibilité	Nombre d'heures de réponse au besoin de flexibilité divisé par le nombre d'heures d'activation	Public	GRDF/SEM
Technique	Nombre d'heures d'activation de la flexibilité		Public	GRDF/SEM
Technique	Délais de mise en service de la station		Public	SEM
Contractuel	Modèle de contrat type (mode de rémunération)		Confidentiel	GRDF/SEM

Tableau 9 : indicateurs de suivi de l'expérimentation portée par la SEM Energie Mayenne

7. Modalités de fin d'expérimentation

À l'issue de la période d'expérimentation, la CRE pourra décider de la prolonger pour une période équivalente.

En cas de généralisation d'un cadre de flexibilité locale sur les réseaux de gaz, la station GNV pourra poursuivre la valorisation de sa flexibilité.

En l'absence de généralisation, il ne sera plus possible de valoriser la flexibilité fournie par la station et GRDF pourrait être amené à réaliser des investissements sur son réseau.

8. Demandes adressées à la SEM Energie Mayenne et GRDF

Afin de pouvoir réaliser et évaluer cette expérimentation, la CRE demande à GRDF et à la SEM Energie Mayenne :

- d'élaborer conjointement, en concertation avec la CRE, une proposition de modalités techniques, contractuelles et financières (notamment rémunération, éventuelles pénalités contractuelles le cas échéant) associées à ce mécanisme ;
- d'élaborer une convention d'expérimentation qui sera communiquée à la CRE ;
- de transmettre annuellement un bilan d'avancement de l'expérimentation sur la base des indicateurs de suivi définis dans le tableau 9.

ANNEXE 5 : CONDITIONS DE LA DEROGATION OCTROYEE A LA SOCIETE SAS HYMOOV - DOSSIER M01

1. Structure qui porte le projet et partenaires

Le projet est porté par la société SAS HYMOOV.

Des partenaires participent à différents volets du projet : Vitré Communauté, Monier environnement, SDE 35.

GRDF est associé à l'expérimentation ainsi qu'au suivi de son avancement et à son l'évaluation.

2. Description détaillée du projet

La société SAS HYMOOV souhaite mener un projet visant à valoriser des déchets de bois par la production de syngaz par pyrogazéification et un projet visant à valoriser du CO₂ en le combinant à de l'hydrogène produit sur le site par méthanation pour produire du gaz de synthèse. Le méthane de synthèse produit serait injecté sur le réseau public de distribution exploité par GRDF.

Les caractéristiques du projet sont reportées dans le tableau ci-dessous :

Localisation	L'installation de production sera développée dans la zone industrielle de Château-bourg (35 220).
Intrants	La méthanation sera réalisée à partir de gaz issu de déchets de bois B et d'hydrogène produits à partir d'un électrolyseur.
Débit	Le débit de l'installation sera d'environ 1200 Nm ³ /h. Le débit pourra être adapté à la capacité du réseau.

Tableau 10 : description détaillée du projet porté par SAS HYMOOV

3. Obstacles réglementaires

La société SAS HYMOOV souhaite bénéficier du dispositif d'expérimentation réglementaire afin de pouvoir injecter le gaz de synthèse produit dans le réseau public de distribution de gaz naturel exploité par GRDF.

Le cadre juridique, contractuel et technique aujourd'hui applicable à l'injection de gaz sur les réseaux a été construit afin d'accompagner le développement de la filière biométhane sans pour autant envisager explicitement, et jusqu'alors, d'autres gaz, tels que les gaz de synthèse. En particulier, ce cadre n'est pas, à ce jour, applicable aux installations de production de gaz dont le gaz est produit, totalement ou partiellement, à partir d'autres intrants que de la biomasse.

De la sorte, la majorité des dispositifs précédant et conditionnant l'injection de gaz sur les réseaux n'intègre pas dans le périmètre de leurs bénéficiaires les projets d'injection de gaz produits à partir d'intrants non biogéniques. Les dispositifs concernés sont les suivants :

- le bénéfice des prestations annexes des gestionnaires de réseaux publics de distribution de gaz naturel relatives à l'injection de gaz n'est aujourd'hui réservé qu'aux porteurs de projet d'injection de biométhane ;
- l'inscription sur le registre des capacités n'est pas prévue pour les projets d'injection de gaz de synthèse ;
- les contrats de raccordement et d'injection ne prennent aujourd'hui pas en compte les spécificités du méthane de synthèse ;
- la réfaction tarifaire sur les coûts de raccordement et la possibilité de bénéficier des dispositifs mis en œuvre dans le cadre du « droit à l'injection »⁴⁴ sont aujourd'hui réservées aux producteurs de biogaz ;

4. Dérogations attribuées par la CRE

La CRE est compétente pour fixer « les conditions de raccordement aux réseaux de transport et de distribution de gaz naturel » en application de l'article L. 134-2 du code de l'énergie.

La CRE est par ailleurs compétente, en application des dispositions de l'article L. 452-2 du code de l'énergie, afin de fixer les méthodes utilisées pour établir les tarifs des prestations annexes réalisées exclusivement par les gestionnaires de réseaux publics de gaz naturel. Elle en contrôle, par cet intermédiaire, les principales modalités de réalisation.

Par conséquent, dans le cadre du dispositif d'expérimentation réglementaire, il relève de sa compétence d'accorder des dérogations temporaires à une partie des dispositifs mentionnés ci-dessus.

⁴⁴ Le droit à l'injection est défini aux articles L. 453-9, L. 453-10, D. 453-20 à D. 453-25 du code de l'énergie.

Étude détaillée

Par dérogation à la délibération du 3 juin 2021⁴⁵, l'accès à la prestation d'étude détaillée d'injection est ouvert à la société SAS HYMOOV. Certaines modalités de cette étude devront toutefois être adaptées afin de prendre en compte les spécificités du projet et la nature du gaz destiné à être injecté.

GRDF devra notamment, dans le cadre de cette étude, réaliser des analyses de faisabilité de l'injection, dans les réseaux publics, de gaz contenant des résidus d'hydrogène. En effet, le méthane de synthèse injecté par le porteur de projet contient des résidus d'hydrogène dont l'impact sur les réseaux n'est pas entièrement connu à ce stade. Il est en conséquence indispensable de s'assurer préalablement à l'injection du méthane de synthèse que l'hydrogène ne présente pas de risque pour les ouvrages du réseau public et pour les utilisateurs situés à proximité du producteur. Cette analyse d'impact de l'hydrogène devra être menée sur la portion de réseaux concernée par l'injection. En particulier, si dans la zone, un rebours est présent ou est envisagé, l'étude d'impact devra également couvrir les portions de réseaux publics amont, en associant les gestionnaires de réseaux concernés.

Registre des capacités

Par dérogation à la délibération du 23 septembre 2021 *portant décision sur les modalités d'établissement de la procédure de gestion des réservations de capacité d'injection de biométhane*⁴⁶ (ci-après la délibération « Registre des capacités »), le projet d'injection de gaz de synthèse porté par la société SAS HYMOOV pourra être inscrit dans le registre des capacités selon les modalités prévues par la délibération susmentionnée.

Les modalités d'inscription applicables aux projets d'injection de biométhane, prévues par la délibération susmentionnée, s'appliqueront à l'exception de certaines dispositions. En effet, les études de raccordement d'une installation de production de méthane de synthèse nécessitent des études spécifiques dont la durée n'est pas encore connue précisément. De plus, afin de maîtriser les risques liés à l'injection de résidus d'hydrogène sur les réseaux publics, des équipements supplémentaires pourraient être nécessaires et imposés par le gestionnaire de réseaux. Par conséquent, certaines modalités définies dans la délibération « *Registre des capacités* » pourront être adaptées, notamment la durée des jalons, le caractère engageant de la proposition technique et financière de GRDF, les conditions de maintien dans la file d'attente et dans le registre des capacités. Ces modalités seront détaillées dans la convention d'expérimentation.

Raccordement et injection

Par dérogation à la délibération du 3 juin 2021, 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 est ouverte au porteur de projet, à condition que la faisabilité de l'injection du gaz de synthèse contenant des résidus d'hydrogène soit démontrée par GRDF.

Certaines modalités de réalisation de ces prestations devront toutefois être adaptées afin de prendre en compte les spécificités du projet et la nature du gaz destiné à être injecté. Par exemple, la prestation de GRDF visant à analyser la qualité du gaz lors de son injection devra notamment prévoir la mesure en continu de la concentration en hydrogène résiduel.

Réfaction, dispositif de droit à l'injection et mutualisation des postes d'injection Dans l'hypothèse où la faisabilité de l'injection du gaz de synthèse contenant des résidus d'hydrogène est démontrée par GRDF, la DGEC pourrait étudier les demandes de dérogations relatives à la réfaction tarifaire sur les coûts de raccordement de l'installation et la possibilité de bénéficier du dispositif de droit à l'injection. En l'absence de ces dérogations, le porteur de projet devra supporter l'intégralité de ses coûts de raccordement et des éventuels coûts de renforcement du réseau qu'il pourrait générer. La DGEC pourrait également étudier les demandes de dérogations relatives à la possibilité de mutualiser un poste pour l'injection de méthane de synthèse et de biométhane.

Les dérogations accordées par la CRE ont pour seul objectif de permettre à SAS HYMOOV et ses partenaires de mener l'expérimentation proposée. Cette expérimentation devra être menée dans les conditions fixées dans la présente délibération. En cas de modification substantielle du projet, SAS HYMOOV et ses partenaires devront en informer sans délai la CRE.

⁴⁵ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 3 juin 2021 portant décision sur les prestations réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de réseaux de distribution de gaz naturel : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/prestations-realisees-a-titre-exclusif-par-les-gestionnaires-de-reseaux-de-distribution-de-gaz-naturel6>

⁴⁶

Délibération du 23 septembre 2021 *portant décision sur les modalités d'établissement de la procédure de gestion des réservations de capacité d'injection de biométhane sur les réseaux de transport et de distribution de gaz naturel proposée par le « GT Injection Biométhane »* : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/gestion-des-reservations-de-capacite-d-injection-de-biomethane-sur-les-reseaux-de-transport-et-de-distribution-de-gaz-naturel-proposee-par-le-gt>

5. Durée de l'expérimentation et calendrier

Les dérogations sont accordées pour une durée de 4 ans à partir de la date de dépôt de la demande d'étude détaillée auprès de GRDF, ou à défaut au plus tard le 1er juillet 2023. Le calendrier envisagé est présenté ci-dessous :

Échéance	Objectif
T3 2022 – T2 2023	Début de l'expérimentation. Dépôt de la demande d'étude détaillée. Inscription du projet au registre des capacités.
T3 2022 – T2 2023	Conclusion des analyses de faisabilité de l'injection, dans les réseaux publics, de gaz contenant des résidus d'hydrogène. Si les études de faisabilité ne sont pas favorables, le projet ne pourra être raccordé.
T1 2024 - T4 2024	Construction de l'installation de production.
2025	Mise en service de l'installation.
T3 2026 – T2 2027	Fin de l'expérimentation (4 ans après le début de l'expérimentation).

Tableau 11 : calendrier du projet porté par SAS HYMOOV

6. Partage des résultats et indicateurs de suivi

En application de l'article 61 de la loi Énergie-Climat, la CRE réalisera un bilan annuel de l'avancement de ces expérimentations : ce bilan s'appuiera notamment sur les indicateurs définis et présentés ci-dessous qui seront transmis annuellement par GRDF et SAS HYMOOV. Une version publique de ce bilan sera publiée sur le site de la CRE.

Catégorie d'indicateurs	Indicateurs	Précisions	Confidentialité	Transmission
Technologie / Technique	Maîtrise technologique des procédés de production de gaz de synthèse	Explication macro de la technologie	Public ⁴⁷	SAS HYMOOV
		Explication détaillée de la technologie	Confidentiel	SAS HYMOOV
		Rendements	Confidentiel	SAS HYMOOV
		Type d'intrants	Public	SAS HYMOOV
	Raccordement	Suivi des études de raccordement (démarche, durée, coûts et différences par rapport aux études de raccordement pour le biométhane)	Public	GRDF
		Suivi de l'étude de compatibilité à l'hydrogène (démarche, durée et coûts)	Public	GRDF
	Injection	Nombre d'heures d'injection par an, taux de disponibilité et quantité d'énergie produite	Public	SAS HYMOOV et GRDF
		Qualité du gaz produit, taux de méthane non conforme	Public	SAS HYMOOV et GRDF
		Nombre d'incidents/limitations d'injection liés à la présence d'hydrogène	Public	GRDF
		Variation de la qualité de gaz au cours du temps au niveau du poste d'injection	Public	GRDF

⁴⁷ Préalablement à la publication de cet indicateur, le porteur de projet pourra indiquer à la CRE les informations dont le secret est protégé par la loi qui ne devront pas être communiquées publiquement.



Economique	Modèle économique du projet	Prix de revient, prix de vente et durée du contrat	Public ⁴⁸	SAS HYMOOV
		Coût d'achat de matières premières	Confidentiel	SAS HYMOOV
	Développement de PPA	Nombre de contrats de vente directe de méthane de synthèse	Confidentiel	SAS HYMOOV

Tableau 12 : indicateurs de suivi de l'expérimentation portée par SAS HYMOOV

7. Modalités de fin d'expérimentation

À l'issue de la période d'expérimentation, la CRE pourra décider de la prolonger pour une période équivalente.

En cas de succès de l'expérimentation, le cadre juridique pourra évoluer afin de généraliser les dérogations accordées. En cas d'échec de l'expérimentation ou si le cadre juridique n'évolue pas, SAS HYMOOV ne pourra plus bénéficier des dérogations accordées par la présente délibération.

8. Demandes adressées aux parties prenantes

Afin de pouvoir réaliser et évaluer cette expérimentation, la CRE demande :

- à GRDF d'étendre le bénéfice des prestations relatives à l'injection de gaz dans les réseaux publics, aujourd'hui réservée à l'injection de biométhane dans les réseaux, à SAS HYMOOV ;
- au gestionnaire de registre de la zone de desserte d'inscrire le projet porté par SAS HYMOOV dans le registre des capacités ;
- à GRDF d'adapter ses contrats de raccordement et d'injection afin de prendre en compte les spécificités du méthane de synthèse (modalités de contrôle de la qualité du gaz, éventuels coûts d'adaptation des réseaux publics liés à la présence d'hydrogène dans le gaz injecté, etc.) ;
- à GRDF et SAS HYMOOV de respecter le calendrier défini dans le tableau 11 ;
- à GRDF et SAS HYMOOV d'élaborer une convention d'expérimentation qui encadrera le projet et son développement. Cette convention devra être communiquée à la CRE préalablement à sa signature ;
- à GRDF et SAS HYMOOV de transmettre annuellement un bilan d'avancement de l'expérimentation sur la base des indicateurs de suivi définis dans le tableau 12.

⁴⁸ Préalablement à la publication de cet indicateur, le porteur de projet pourra indiquer à la CRE les informations dont le secret est protégé par la loi qui ne devront pas être communiquées publiquement.



ANNEXE 6 : CONDITIONS DE LA DEROGATION OCTROYEE A LA SOCIETE SAS HYMOOV - DOSSIER M02

1. Structure qui porte le projet et partenaires

Le projet est porté par la société SAS HYMOOV.

Des partenaires participent à différents volets du projet : Ginkgo, Ville de Mornant.

GRTgaz est associé à l'expérimentation ainsi qu'au suivi de son avancement et à son l'évaluation.

2. Description détaillée du projet

La société SAS HYMOOV souhaite mener un projet visant à valoriser des déchets de bois par la production de syngaz par pyrogazéification et un projet visant à valoriser du CO₂ en le combinant à de l'hydrogène produit sur le site par méthanation pour produire du gaz de synthèse. Le méthane de synthèse produit serait injecté sur le réseau de transport de gaz naturel exploité par GRTgaz.

Les caractéristiques du projet sont reportées dans le tableau ci-dessous :

Localisation	L'installation de production sera développée à Mornant (69 440).
Intrants	La méthanation sera réalisée à partir de gaz issu de déchets de bois B et d'hydrogène produits à partir d'un électrolyseur.
Débit	Le débit de l'installation sera d'environ 1200 Nm ³ /h. Le débit pourra être adapté à la capacité du réseau.

Tableau 13 : description détaillée du projet porté par SAS HYMOOV

3. Obstacles réglementaires

La société SAS HYMOOV souhaite bénéficier du dispositif d'expérimentation réglementaire afin de pouvoir injecter le gaz de synthèse produit dans les réseaux publics.

Le cadre juridique, contractuel et technique aujourd'hui applicable à l'injection de gaz sur les réseaux publics a été construit afin d'accompagner le développement de la filière biométhane sans pour autant envisager explicitement, et jusqu'alors, d'autres gaz, tels que les gaz de synthèse. En particulier, ce cadre n'est pas, à ce jour, applicable aux installations de production de gaz dont le gaz est produit, totalement ou partiellement, à partir d'autres intrants que de la biomasse.

De la sorte, la majorité des dispositifs précédant et conditionnant l'injection de gaz sur les réseaux publics n'intègre pas dans le périmètre de leurs bénéficiaires les projets d'injection de gaz produits à partir d'intrants non biogéniques. Les dispositifs concernés sont les suivants :

- le bénéfice des prestations des gestionnaires de réseaux de transport de gaz naturel relatives à l'injection de gaz n'est aujourd'hui réservé qu'aux porteurs de projet d'injection de biométhane ;
- l'inscription sur le registre des capacités n'est pas prévue pour les projets d'injection de gaz de synthèse ;
- les contrats de raccordement et d'injection ne prennent aujourd'hui pas en compte les spécificités du méthane de synthèse ;
- la réfaction tarifaire sur les coûts de raccordement et la possibilité de bénéficier des dispositifs mis en œuvre dans le cadre du « droit à l'injection »⁴⁹ sont aujourd'hui réservées aux producteurs de biogaz ;

4. Dérogations attribuées par la CRE

La CRE est compétente pour fixer « les conditions de raccordement aux réseaux de transport et de distribution de gaz naturel » en application de l'article L. 1342 du code de l'énergie.

La CRE est par ailleurs compétente, en application des dispositions de l'article L. 4522 du code de l'énergie, afin de fixer les méthodes utilisées pour établir les tarifs des prestations annexes réalisées exclusivement par les gestionnaires de réseaux publics de gaz naturel. Elle en contrôle, par cet intermédiaire, les principales modalités de réalisation.

Par conséquent, dans le cadre du dispositif d'expérimentation réglementaire, il relève de sa compétence d'accorder des dérogations temporaires à une partie des dispositifs mentionnés ci-dessus.

Études de raccordement

⁴⁹ Le droit à l'injection est défini aux articles L. 453-9, L. 453-10, D. 453-20 à D. 453-25 du code de l'énergie.

Le catalogue de prestation de GRTgaz⁵⁰ prévoit la réalisation d'études préalables au raccordement d'installations de production de biométhane. La CRE demande à GRTgaz de proposer également cette prestation au porteur de projet. Certaines modalités de cette étude devront toutefois être adaptées afin de prendre en compte les spécificités du projet et la nature du gaz destiné à être injecté.

GRTgaz devra notamment, dans le cadre de cette étude, réaliser des analyses de faisabilité de l'injection, dans les réseaux publics, de gaz contenant des résidus d'hydrogène. En effet, le méthane de synthèse injecté par le porteur de projet contient des résidus d'hydrogène dont l'impact sur les réseaux n'est pas entièrement connu à ce stade. Il est en conséquence indispensable de s'assurer préalablement à l'injection du méthane de synthèse que l'hydrogène ne présente pas de risque pour les ouvrages du réseau public et pour les utilisateurs situés à proximité du producteur. Cette analyse d'impact de l'hydrogène devra être menée sur la portion de réseaux concernée par l'injection.

Registre des capacités

Par dérogation à la délibération du 23 septembre 2021 *portant décision sur les modalités d'établissement de la procédure de gestion des réservations de capacité d'injection de biométhane*⁵¹ (ci-après la délibération « Registre des capacités »), le projet d'injection de gaz de synthèse porté par la société SAS HYMOOV pourra être inscrit dans le registre des capacités selon les modalités prévues par la délibération susmentionnée.

Les modalités d'inscription applicables aux projets d'injection de biométhane, prévues par la délibération susmentionnée, s'appliqueront à l'exception de certaines dispositions. En effet, les études de raccordement d'une installation de production de méthane de synthèse nécessitent des études spécifiques dont la durée n'est pas encore connue précisément. De plus, afin de maîtriser les risques liés à l'injection de résidus d'hydrogène sur les réseaux publics, des équipements supplémentaires pourraient être nécessaires et imposés par le gestionnaire de réseaux. Par conséquent, certaines modalités définies dans la délibération « *Registre des capacités* » pourront être adaptées, notamment la durée des jalons ou les conditions de maintien dans le registre des capacités. Ces modalités seront détaillées dans la convention d'expérimentation.

Raccordement et injection

Le catalogue de prestation de GRTgaz⁵² prévoit des prestations permettant (i) la réalisation du raccordement, (ii) l'analyse de la qualité du gaz produit et (iii) l'injection du gaz produit. Ces prestations sont aujourd'hui accessibles aux producteurs de biométhane. La CRE demande à GRTgaz de proposer également ces prestations au porteur de projet, à condition que la faisabilité de l'injection du gaz de synthèse contenant des résidus d'hydrogène soit démontrée par GRTgaz.

Certaines modalités de réalisation de ces prestations devront toutefois être adaptées afin de prendre en compte les spécificités du projet et la nature du gaz destiné à être injecté. Par exemple, la prestation de GRTgaz visant à analyser la qualité du gaz lors de son injection pourrait évoluer au vu du besoin de mesurer la concentration d'hydrogène résiduel.

Réfaction, dispositif de droit à l'injection et mutualisation des postes d'injection

Dans l'hypothèse où la faisabilité de l'injection du gaz de synthèse contenant des résidus d'hydrogène est démontrée par GRTgaz, la DGEC pourrait étudier les demandes de dérogations relatives à la réfaction tarifaire sur les coûts de raccordement de l'installation et la possibilité de bénéficier du dispositif de droit à l'injection. En l'absence de ces dérogations, le porteur de projet devra supporter l'intégralité de ses coûts de raccordement et des éventuels coûts de renforcement du réseau qu'il pourrait générer. La DGEC pourrait également étudier les demandes de dérogations relatives à la possibilité de mutualiser un poste pour l'injection de méthane de synthèse et de biométhane.

Les dérogations accordées par la CRE ont pour seul objectif de permettre à SAS HYMOOV et ses partenaires de mener l'expérimentation proposée. Cette expérimentation devra être menée dans les conditions fixées dans la présente délibération. En cas de modification substantielle du projet, SAS HYMOOV et ses partenaires devront en informer sans délai la CRE.

⁵⁰

Catalogue des prestations au 1^{er} janvier 2022 : <https://www.grtgaz.com/sites/default/files/2022-01/Catalogue-prestations-Clients.pdf>

⁵¹

Délibération du 23 septembre 2021 *portant décision sur les modalités d'établissement de la procédure de gestion des réservations de capacité d'injection de biométhane sur les réseaux de transport et de distribution de gaz naturel proposée par le « GT Injection Biométhane »* : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/gestion-des-reservations-de-capacite-d-injection-de-biomethane-sur-les-reseaux-de-transport-et-de-distribution-de-gaz-naturel-proposee-par-le-gt>

⁵²

Catalogue des prestations au 1^{er} janvier 2022 : <https://www.grtgaz.com/sites/default/files/2022-01/Catalogue-prestations-Clients.pdf>

5. Durée de l'expérimentation et calendrier

Les dérogations sont accordées pour une durée de 4 ans à partir de la date de dépôt de la demande de raccordement auprès de GRTgaz, ou à défaut au plus tard le 1er juillet 2023. Le calendrier envisagé est présenté ci-dessous :

Échéance	Objectif
T3 2022 – T2 2023	Début de l'expérimentation. Dépôt de la demande d'étude de raccordement. Inscription du projet au registre des capacités.
T3 2022 – T2 2023	Conclusion des analyses de faisabilité de l'injection, dans les réseaux publics, de gaz contenant des résidus d'hydrogène. Si les études de faisabilité ne sont pas favorables, le projet ne pourra être raccordé.
T1 2024 - T4 2024	Construction de l'installation de production.
2025	Mise en service de l'installation.
T3 2026 – T2 2027	Fin de l'expérimentation (4 ans après le début de l'expérimentation).

Tableau 14 : calendrier du projet porté par SAS HYMOOV

6. Partage des résultats et indicateurs de suivi

En application de l'article 61 de la loi Énergie-Climat, la CRE réalisera un bilan annuel de l'avancement de ces expérimentations : ce bilan s'appuiera notamment sur les indicateurs définis et présentés ci-dessous qui seront transmis annuellement par GRTgaz et SAS HYMOOV. Une version publique de ce bilan sera publiée sur le site de la CRE.

Catégorie d'indicateurs	Indicateurs	Précisions	Confidentialité	Transmission
Technologie / Technique	Maîtrise technologique des procédés de production de gaz de synthèse	Explication macro de la technologie	Public ⁵³	SAS HYMOOV
		Explication détaillée de la technologie	Confidentiel	SAS HYMOOV
		Rendements	Confidentiel	SAS HYMOOV
		Type d'intrants	Public	SAS HYMOOV
	Raccordement	Suivi des études de raccordement (démarche, durée, coûts et différences par rapport aux études de raccordement pour le biométhane)	Public	GRTgaz
		Suivi de l'étude de compatibilité à l'hydrogène (démarche, durée et coûts)	Public	GRTgaz
	Injection	Nombre d'heures d'injection par an, taux de disponibilité et quantité d'énergie produite	Public	SAS HYMOOV et GRTgaz
		Qualité du gaz produit, taux de méthane non conforme	Public	SAS HYMOOV et GRTgaz
		Nombre d'incidents/limitations d'injection liés à la présence d'hydrogène	Public	GRTgaz
		Variation de la qualité de gaz au cours du temps au niveau du poste d'injection	Public	GRTgaz

⁵³ Préalablement à la publication de cet indicateur, le porteur de projet pourra indiquer à la CRE les informations dont le secret est protégé par la loi qui ne devront pas être communiquées publiquement.



Economique	Modèle économique du projet	Prix de revient, prix de vente et durée du contrat	Public ⁵⁴	SAS HYMOOV
		Coût d'achat de matières premières	Confidentiel	SAS HYMOOV
	Développement de PPA	Nombre de contrats de vente directe de méthane de synthèse	Confidentiel	SAS HYMOOV

Tableau 15 : indicateurs de suivi de l'expérimentation portée par SAS HYMOOV

7. Modalités de fin d'expérimentation

À l'issue de la période d'expérimentation, la CRE pourra décider de la prolonger pour une période équivalente.

En cas de succès de l'expérimentation, le cadre juridique pourra évoluer afin de généraliser les dérogations accordées. En cas d'échec de l'expérimentation ou si le cadre juridique n'évolue pas, SAS HYMOOV ne pourra plus bénéficier des dérogations accordées par la présente délibération.

8. Demandes adressées aux parties prenantes

Afin de pouvoir réaliser et évaluer cette expérimentation, la CRE demande :

- à GRTgaz d'étendre le bénéfice des prestations relatives à l'injection de gaz dans les réseaux de transport de gaz naturel, aujourd'hui réservée à l'injection de biométhane dans les réseaux, à SAS HYMOOV ;
- à GRTgaz d'inscrire le projet porté par SAS HYMOOV dans le registre des capacités ;
- à GRTgaz d'adapter ses contrats de raccordement et d'injection afin de prendre en compte les spécificités du méthane de synthèse (modalités de contrôle de la qualité du gaz, éventuels coûts d'adaptation des réseaux de transport de gaz naturel liés à la présence d'hydrogène dans le gaz injecté, etc.) ;
- à GRTgaz et SAS HYMOOV de respecter le calendrier défini dans le tableau 14 ;
- à GRTgaz et SAS HYMOOV d'élaborer une convention d'expérimentation qui encadrera le projet et son développement. Cette convention devra être communiquée à la CRE préalablement à sa signature ;
- à GRTgaz et SAS HYMOOV de transmettre annuellement un bilan d'avancement de l'expérimentation sur la base des indicateurs de suivi définis dans le tableau 15.

⁵⁴ Préalablement à la publication de cet indicateur, le porteur de projet pourra indiquer à la CRE les informations dont le secret est protégé par la loi qui ne devront pas être communiquées publiquement.



ANNEXE 7 : CONDITIONS DE LA DEROGATION OCTROYEE A LA SOCIETE SAS HYMOOV - DOSSIER M03

1. Structure qui porte le projet et partenaires

Le projet est porté par la société SAS HYMOOV.

La communauté de communes de Lacq Orthez est partenaire du projet.

Teréga est associé à l'expérimentation ainsi qu'au suivi de son avancement et à son l'évaluation.

2. Description détaillée du projet

La société SAS HYMOOV souhaite mener un projet visant à valoriser des déchets de bois par la production de syngaz par pyrogazéification et un projet visant à valoriser du CO₂ en le combinant à de l'hydrogène produit sur le site par méthanation pour produire du gaz de synthèse. Le méthane de synthèse produit serait injecté sur le réseau de transport de gaz naturel exploité par Teréga.

Les caractéristiques du projet sont reportées dans le tableau ci-dessous :

Localisation	L'installation de production sera développée dans la zone industrielle de Mourenx (64 150).
Intrants	La méthanation sera réalisée à partir de gaz issu de déchets de bois B et d'hydrogène produits à partir d'un électrolyseur.
Débit	Le débit de l'installation sera d'environ 1200 Nm ³ /h. Le débit pourra être adapté à la capacité du réseau.

Tableau 16 : description détaillée du projet porté par SAS HYMOOV

3. Obstacles réglementaires

La société SAS HYMOOV souhaite bénéficier du dispositif d'expérimentation réglementaire afin de pouvoir injecter le gaz de synthèse produit dans les réseaux publics.

Le cadre juridique, contractuel et technique aujourd'hui applicable à l'injection de gaz sur les réseaux publics a été construit afin d'accompagner le développement de la filière biométhane sans pour autant envisager explicitement, et jusqu'alors, d'autres gaz, tels que les gaz de synthèse. En particulier, ce cadre n'est pas, à ce jour, applicable aux installations de production de gaz dont le gaz est produit, totalement ou partiellement, à partir d'autres intrants que de la biomasse.

De la sorte, la majorité des dispositifs précédant et conditionnant l'injection de gaz sur les réseaux publics n'intègre pas dans le périmètre de leurs bénéficiaires les projets d'injection de gaz produits à partir d'intrants non biogéniques. Les dispositifs concernés sont les suivants :

- le bénéfice des prestations annexes des gestionnaires de réseaux publics relatives à l'injection de gaz n'est aujourd'hui réservé qu'aux porteurs de projet d'injection de biométhane ;
- l'inscription sur le registre des capacités n'est pas prévue pour les projets d'injection de gaz de synthèse ;
- les contrats de raccordement et d'injection ne prennent aujourd'hui pas en compte les spécificités du méthane de synthèse ;
- la réfaction tarifaire sur les coûts de raccordement et la possibilité de bénéficier des dispositifs mis en œuvre dans le cadre du « droit à l'injection »⁵⁵ sont aujourd'hui réservées aux producteurs de biogaz ;

4. Dérogations attribuées par la CRE

La CRE est compétente pour fixer « les conditions de raccordement aux réseaux de transport et de distribution de gaz naturel » en application de l'article L. 134-2 du code de l'énergie.

Par conséquent, dans le cadre du dispositif d'expérimentation réglementaire, il relève de sa compétence d'accorder des dérogations temporaires à une partie des dispositifs mentionnés ci-dessus.

Études de raccordement

Le catalogue de prestation de Teréga⁵⁶ prévoit la réalisation d'études relatives à la mise à disposition d'ouvrages de raccordement pour les producteurs de biométhane. La CRE demande à Teréga de proposer également cette

⁵⁵ Le droit à l'injection est défini aux articles L. 453-9, L. 453-10, D. 453-20 à D. 453-25 du code de l'énergie.

⁵⁶ Catalogue des prestations de Teréga : <https://www.terega.fr/labo/queelles-sont-les-prestations-proposees-par-terega>

prestation au porteur de projet. Certaines modalités de cette étude devront toutefois être adaptées afin de prendre en compte les spécificités du projet et la nature du gaz destiné à être injecté.

Teréga devra notamment, dans le cadre de cette étude, réaliser des analyses de faisabilité de l'injection, dans les réseaux de transport de gaz naturel contenant des résidus d'hydrogène. En effet, le méthane de synthèse injecté par le porteur de projet contient des résidus d'hydrogène dont l'impact sur les réseaux n'est pas entièrement connu à ce stade. Il est en conséquence indispensable de s'assurer préalablement à l'injection du méthane de synthèse que l'hydrogène ne présente pas de risque pour les ouvrages du réseau public et pour les utilisateurs situés à proximité du producteur. Cette analyse d'impact de l'hydrogène devra être menée sur la portion de réseaux concernée par l'injection.

Registre des capacités

Par dérogation à la délibération du 23 septembre 2021 portant décision sur les modalités d'établissement de la procédure de gestion des réservations de capacité d'injection de biométhane⁵⁷ (ci-après la délibération « Registre des capacités »), le projet d'injection de gaz de synthèse porté par la société SAS HYMOOV pourra être inscrit dans le registre des capacités selon les modalités prévues par la délibération susmentionnée.

Les modalités d'inscription applicables aux projets d'injection de biométhane, prévues par la délibération susmentionnée, s'appliqueront à l'exception de certaines dispositions. En effet, les études de raccordement d'une installation de production de méthane de synthèse nécessitent des études spécifiques dont la durée n'est pas encore connue précisément. De plus, afin de maîtriser les risques liés à l'injection de résidus d'hydrogène sur les réseaux, des équipements supplémentaires pourraient être nécessaires et imposés par le gestionnaire de réseaux. Par conséquent, certaines modalités définies dans la délibération « Registre des capacités » pourront être adaptées, notamment la durée des jalons ou les conditions de maintien dans le registre des capacités. Ces modalités seront détaillées dans la convention d'expérimentation.

Raccordement et injection

Le catalogue de prestation de Teréga⁵⁸ prévoit des prestations permettant (i) la réalisation du raccordement, (ii) l'analyse de la qualité du gaz produit et (iii) l'injection du gaz produit. Ces prestations sont aujourd'hui accessibles aux producteurs de biométhane. La CRE demande à Teréga de proposer également ces prestations au porteur de projet, à condition que la faisabilité de l'injection du gaz de synthèse contenant des résidus d'hydrogène soit démontrée par Teréga.

Certaines modalités de réalisation de ces prestations devront toutefois être adaptées afin de prendre en compte les spécificités du projet et la nature du gaz destiné à être injecté. Par exemple, la prestation de Teréga visant à analyser la qualité du gaz lors de son injection pourrait évoluer au vu du besoin de mesurer la concentration d'hydrogène résiduel.

Réfaction, dispositif de droit à l'injection et mutualisation des postes d'injection

Dans l'hypothèse où la faisabilité de l'injection du gaz de synthèse contenant des résidus d'hydrogène est démontrée par Teréga, la DGEC pourrait étudier les demandes de dérogations relatives à la réfaction tarifaire sur les coûts de raccordement de l'installation et la possibilité de bénéficier du dispositif de droit à l'injection. En l'absence de ces dérogations, le porteur de projet devra supporter l'intégralité de ses coûts de raccordement et des éventuels coûts de renforcement du réseau qu'il pourrait générer. La DGEC pourrait également étudier les demandes de dérogations relatives à la possibilité de mutualiser un poste pour l'injection de méthane de synthèse et de biométhane.

Les dérogations accordées par la CRE ont pour seul objectif de permettre à SAS HYMOOV et ses partenaires de mener l'expérimentation proposée. Cette expérimentation devra être menée dans les conditions fixées dans la présente délibération. En cas de modification substantielle du projet, SAS HYMOOV et ses partenaires devront en informer sans délai la CRE.

5. Durée de l'expérimentation et calendrier

Les dérogations sont accordées pour une durée de 4 ans à partir de la date de dépôt de la demande d'étude de raccordement auprès de Teréga, ou à défaut au plus tard le 1er juillet 2023. Le calendrier envisagé est présenté ci-dessous :

Échéance	Objectif
T3 2022 – T2 2023	Début de l'expérimentation.

⁵⁷ Délibération du 23 septembre 2021 portant décision sur les modalités d'établissement de la procédure de gestion des réservations de capacité d'injection de biométhane sur les réseaux de transport et de distribution de gaz naturel proposée par le « GT Injection Biométhane » : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/gestion-des-reservations-de-capacite-d-injection-de-biomethane-sur-les-reseaux-de-transport-et-de-distribution-de-gaz-naturel-proposee-par-le-gt>

⁵⁸ Catalogue des prestations de Teréga : <https://www.terega.fr/labo/quelles-sont-les-prestations-proposees-par-terega>



	Dépôt de la demande d'étude de raccordement. Inscription du projet au registre des capacités.
T3 2022 - T2 2023	Conclusion des analyses de faisabilité de l'injection, dans les réseaux publics, de gaz contenant des résidus d'hydrogène. Si les études de faisabilité ne sont pas favorables, le projet ne pourra être raccordé.
T1 2024 - T4 2024	Construction de l'installation de production.
2025	Mise en service de l'installation.
T3 2026 - T2 2027	Fin de l'expérimentation (4 ans après le début de l'expérimentation).

Tableau 17 : calendrier du projet porté par SAS HYMOOV

6. Partage des résultats et indicateurs de suivi

En application de l'article 61 de la loi Énergie-Climat, la CRE réalisera un bilan annuel de l'avancement de ces expérimentations : ce bilan s'appuiera notamment sur les indicateurs définis et présentés ci-dessous qui seront transmis annuellement par Teréga et SAS HYMOOV. Une version publique de ce bilan sera publiée sur le site de la CRE.

Catégorie d'indicateurs	Indicateurs	Précisions	Confidentialité	Transmission
Technologie / Technique	Maîtrise technologique des procédés de production de gaz de synthèse	Explication macro de la technologie	Public ⁵⁹	SAS HYMOOV
		Explication détaillée de la technologie	Confidentiel	SAS HYMOOV
		Rendements	Confidentiel	SAS HYMOOV
		Type d'intrants	Public	SAS HYMOOV
	Raccordement	Suivi des études de raccordement (démarche, durée, coûts et différences par rapport aux études de raccordement pour le biométhane)	Public	Teréga
		Suivi de l'étude de compatibilité à l'hydrogène (démarche, durée et coûts)	Public	Teréga
	Injection	Nombre d'heures d'injection par an, taux de disponibilité et quantité d'énergie produite	Public	SAS HYMOOV et Teréga
		Qualité du gaz produit, taux de méthane non conforme	Public	SAS HYMOOV et Teréga
		Nombre d'incidents/limitations d'injection liés à la présence d'hydrogène	Public	Teréga
		Variation de la qualité de gaz au cours du temps au niveau du poste d'injection	Public	Teréga
Economique	Modèle économique du projet	Prix de revient, prix de vente et durée du contrat	Public ⁶⁰	SAS HYMOOV
		Coût d'achat de matières premières	Confidentiel	SAS HYMOOV
	Développement de PPA	Nombre de contrats de vente directe de méthane de synthèse	Confidentiel	SAS HYMOOV

⁵⁹ Préalablement à la publication de cet indicateur, le porteur de projet pourra indiquer à la CRE les informations dont le secret est protégé par la loi qui ne devront pas être communiquées publiquement.

⁶⁰ Préalablement à la publication de cet indicateur, le porteur de projet pourra indiquer à la CRE les informations dont le secret est protégé par la loi qui ne devront pas être communiquées publiquement.



Tableau 18 : indicateurs de suivi de l'expérimentation portée par SAS HYMOOV**7. Modalités de fin d'expérimentation**

À l'issue de la période d'expérimentation, la CRE pourra décider de la prolonger pour une période équivalente.

En cas de succès de l'expérimentation, le cadre juridique pourra évoluer afin de généraliser les dérogations accordées. En cas d'échec de l'expérimentation ou si le cadre juridique n'évolue pas, SAS HYMOOV ne pourra plus bénéficier des dérogations accordées par la présente délibération.

8. Demandes adressées aux parties prenantes

Afin de pouvoir réaliser et évaluer cette expérimentation, la CRE demande :

- à Teréga d'étendre le bénéfice des prestations relatives à l'injection de gaz dans les réseaux de transport de gaz naturel, aujourd'hui réservée à l'injection de biométhane dans les réseaux, à SAS HYMOOV ;
- à Teréga d'inscrire le projet porté par SAS HYMOOV dans le registre des capacités ;
- à Teréga d'adapter ses contrats de raccordement et d'injection afin de prendre en compte les spécificités du méthane de synthèse (modalités de contrôle de la qualité du gaz, éventuels coûts d'adaptation des réseaux liés à la présence d'hydrogène dans le gaz injecté, etc.) ;
- à Teréga et SAS HYMOOV de respecter le calendrier défini dans le tableau 17 ;
- à Teréga et SAS HYMOOV d'élaborer une convention d'expérimentation qui encadrera le projet et son développement. Cette convention devra être communiquée à la CRE préalablement à sa signature ;
- à Teréga et SAS HYMOOV de transmettre annuellement un bilan d'avancement de l'expérimentation sur la base des indicateurs de suivi définis dans le tableau 18.

ANNEXE 8 : CONDITIONS DE LA DEROGATION OCTROYEE A LA SOCIETE SAS HYMOOV - DOSSIER M04

1. Structure qui porte le projet et partenaires

Le projet est porté par la société SAS HYMOOV.

SEVIGNE TPD est partenaire du projet.

GRDF est associé à l'expérimentation ainsi qu'au suivi de son avancement et à son l'évaluation.

2. Description détaillée du projet

La société SAS HYMOOV souhaite mener un projet visant à valoriser des déchets de bois par la production de syngaz par pyrogazéification et un projet visant à valoriser du CO₂ en le combinant à de l'hydrogène produit sur le site par méthanation pour produire du gaz de synthèse. Le méthane de synthèse produit serait injecté sur le réseau public de distribution exploité par GRDF.

Les caractéristiques du projet sont reportées dans le tableau ci-dessous :

Localisation	L'installation de production sera développée à Onet-le-Château (12 000)
Intrants	La méthanation sera réalisée à partir de gaz issu de déchets de bois B et d'hydrogène produits à partir d'un électrolyseur.
Débit	Le débit de l'installation sera d'environ 1200 Nm ³ /h. Le débit pourra être adapté à la capacité du réseau.

Tableau 19 : description détaillée du projet porté par SAS HYMOOV

3. Obstacles réglementaires

La société SAS HYMOOV souhaite bénéficier du dispositif d'expérimentation réglementaire afin de pouvoir injecter le gaz de synthèse produit dans les réseaux publics de distribution de gaz naturel.

Le cadre juridique, contractuel et technique aujourd'hui applicable à l'injection de gaz sur les réseaux a été construit afin d'accompagner le développement de la filière biométhane sans pour autant envisager explicitement, et jusqu'alors, d'autres gaz, tels que les gaz de synthèse. En particulier, ce cadre n'est pas, à ce jour, applicable aux installations de production de gaz dont le gaz est produit, totalement ou partiellement, à partir d'autres intrants que de la biomasse.

De la sorte, la majorité des dispositifs précédant et conditionnant l'injection de gaz sur les réseaux n'intègre pas dans le périmètre de leurs bénéficiaires les projets d'injection de gaz produits à partir d'intrants non biogéniques. Les dispositifs concernés sont les suivants :

- le bénéfice des prestations annexes des gestionnaires de réseaux publics de distribution de gaz naturel relatives à l'injection de gaz n'est aujourd'hui réservé qu'aux porteurs de projet d'injection de biométhane ;
- l'inscription sur le registre des capacités n'est pas prévue pour les projets d'injection de gaz de synthèse ;
- les contrats de raccordement et d'injection ne prennent aujourd'hui pas en compte les spécificités du méthane de synthèse ;
- la réfaction tarifaire sur les coûts de raccordement et la possibilité de bénéficier des dispositifs mis en œuvre dans le cadre du « droit à l'injection »⁶¹ sont aujourd'hui réservées aux producteurs de biogaz ;

4. Dérogations attribuées par la CRE

La CRE est compétente pour fixer « les conditions de raccordement aux réseaux de transport et de distribution de gaz naturel » en application de l'article L. 1342 du code de l'énergie.

La CRE est par ailleurs compétente, en application des dispositions de l'article L. 4522 du code de l'énergie, afin de fixer les méthodes utilisées pour établir les tarifs des prestations annexes réalisées exclusivement par les gestionnaires de réseaux publics de gaz naturel. Elle en contrôle, par cet intermédiaire, les principales modalités de réalisation.

Par conséquent, dans le cadre du dispositif d'expérimentation réglementaire, il relève de sa compétence d'accorder des dérogations temporaires à une partie des dispositifs mentionnés ci-dessus.

Étude détaillée

⁶¹ Le droit à l'injection est défini aux articles L. 453-9, L. 453-10, D. 453-20 à D. 453-25 du code de l'énergie.

Par dérogation à la délibération du 3 juin 2021⁶², l'accès à la prestation d'étude détaillée d'injection est ouvert à la société SAS HYMOOV. Certaines modalités de cette étude devront toutefois être adaptées afin de prendre en compte les spécificités du projet et la nature du gaz destiné à être injecté.

GRDF devra notamment, dans le cadre de cette étude, réaliser des analyses de faisabilité de l'injection, dans les réseaux, de gaz contenant des résidus d'hydrogène. En effet, le méthane de synthèse injecté par le porteur de projet contient des résidus d'hydrogène dont l'impact sur les réseaux n'est pas entièrement connu à ce stade. Il est en conséquence indispensable de s'assurer préalablement à l'injection du méthane de synthèse que l'hydrogène ne présente pas de risque pour les ouvrages du réseau public et pour les utilisateurs situés à proximité du producteur. Cette analyse d'impact de l'hydrogène devra être menée sur la portion de réseaux concernée par l'injection. En particulier, si dans la zone, un rebours est présent ou est envisagé, l'étude d'impact devra également couvrir les portions de réseaux amont, en associant les gestionnaires de réseaux concernés.

Registre des capacités

Par dérogation à la délibération du 23 septembre 2021 *portant décision sur les modalités d'établissement de la procédure de gestion des réservations de capacité d'injection de biométhane*⁶³ (ci-après la délibération « Registre des capacités »), le projet d'injection de gaz de synthèse porté par la société SAS HYMOOV pourra être inscrit dans le registre des capacités selon les modalités prévues par la délibération susmentionnée.

Les modalités d'inscription applicables aux projets d'injection de biométhane, prévues par la délibération susmentionnée, s'appliqueront à l'exception de certaines dispositions. En effet, les études de raccordement d'une installation de production de méthane de synthèse nécessitent des études spécifiques dont la durée n'est pas encore connue précisément. De plus, afin de maîtriser les risques liés à l'injection de résidus d'hydrogène sur les réseaux, des équipements supplémentaires pourraient être nécessaires et imposés par le gestionnaire de réseaux. Par conséquent, certaines modalités définies dans la délibération « *Registre des capacités* » pourront être adaptées, notamment la durée des jalons, le caractère engageant de la proposition technique et financière de GRDF, les conditions de maintien dans la file d'attente et dans le registre des capacités. Ces modalités seront détaillées dans la convention d'expérimentation.

Raccordement et injection

Par dérogation à la délibération du 3 juin 2021, 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 est ouverte au porteur de projet, à condition que la faisabilité de l'injection du gaz de synthèse contenant des résidus d'hydrogène soit démontrée par GRDF.

Certaines modalités de réalisation de ces prestations devront toutefois être adaptées afin de prendre en compte les spécificités du projet et la nature du gaz destiné à être injecté. Par exemple, la prestation de GRDF visant à analyser la qualité du gaz lors de son injection devra notamment prévoir la mesure en continu de la concentration en hydrogène résiduel.

Réfaction, dispositif de droit à l'injection et mutualisation des postes d'injection

Dans l'hypothèse où la faisabilité de l'injection du gaz de synthèse contenant des résidus d'hydrogène est démontrée par GRDF, la DGEC pourrait étudier les demandes de dérogations relatives à la réfaction tarifaire sur les coûts de raccordement de l'installation et la possibilité de bénéficier du dispositif de droit à l'injection. En l'absence de ces dérogations, le porteur de projet devra supporter l'intégralité de ses coûts de raccordement et des éventuels coûts de renforcement du réseau qu'il pourrait générer. La DGEC pourrait également étudier les demandes de dérogations relatives à la possibilité de mutualiser un poste pour l'injection de méthane de synthèse et de biométhane.

Les dérogations accordées par la CRE ont pour seul objectif de permettre à SAS HYMOOV et ses partenaires de mener l'expérimentation proposée. Cette expérimentation devra être menée dans les conditions fixées dans la présente délibération. En cas de modification substantielle du projet, SAS HYMOOV et ses partenaires devront en informer sans délai la CRE.

⁶² Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 3 juin 2021 portant décision sur les prestations réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de réseaux de distribution de gaz naturel : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/prestations-realisees-a-titre-exclusif-par-les-gestionnaires-de-reseaux-de-distribution-de-gaz-naturel6>

⁶³

Délibération du 23 septembre 2021 *portant décision sur les modalités d'établissement de la procédure de gestion des réservations de capacité d'injection de biométhane sur les réseaux de transport et de distribution de gaz naturel proposée par le « GT Injection Biométhane »* : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/gestion-des-reservations-de-capacite-d-injection-de-biomethane-sur-les-reseaux-de-transport-et-de-distribution-de-gaz-naturel-proposee-par-le-gt>

5. Durée de l'expérimentation et calendrier

Les dérogations sont accordées pour une durée de 4 ans à partir de la date de dépôt de la demande d'étude détaillée auprès de GRDF, ou à défaut au plus tard le 1er juillet 2023. Le calendrier envisagé est présenté ci-dessous :

Échéance	Objectif
T3 2022 – T2 2023	Début de l'expérimentation. Dépôt de la demande d'étude détaillée. Inscription du projet au registre des capacités.
T3 2022 – T2 2023	Conclusion des analyses de faisabilité de l'injection, dans les réseaux publics, de gaz contenant des résidus d'hydrogène. Si les études de faisabilité ne sont pas favorables, le projet ne pourra être raccordé.
T1 2024 - T4 2024	Construction de l'installation de production.
2025	Mise en service de l'installation.
T3 2026 – T2 2027	Fin de l'expérimentation (4 ans après le début de l'expérimentation).

Tableau 20 : calendrier du projet porté par SAS HYMOOV

6. Partage des résultats et indicateurs de suivi

En application de l'article 61 de la loi Énergie-Climat, la CRE réalisera un bilan annuel de l'avancement de ces expérimentations : ce bilan s'appuiera notamment sur les indicateurs définis et présentés ci-dessous qui seront transmis annuellement par GRDF et SAS HYMOOV. Une version publique de ce bilan sera publiée sur le site de la CRE.

Catégorie d'indicateurs	Indicateurs	Précisions	Confidentialité	Transmission
Technologie / Technique	Maîtrise technologique des procédés de production de gaz de synthèse	Explication macro de la technologie	Public ⁶⁴	SAS HYMOOV
		Explication détaillée de la technologie	Confidentiel	SAS HYMOOV
		Rendements	Confidentiel	SAS HYMOOV
		Type d'intrants	Public	SAS HYMOOV
	Raccordement	Suivi des études de raccordement (démarche, durée, coûts et différences par rapport aux études de raccordement pour le biométhane)	Public	GRDF
		Suivi de l'étude de compatibilité à l'hydrogène (démarche, durée et coûts)	Public	GRDF
	Injection	Nombre d'heures d'injection par an, taux de disponibilité et quantité d'énergie produite	Public	SAS HYMOOV et GRDF
		Qualité du gaz produit, taux de méthane non conforme	Public	SAS HYMOOV et GRDF
		Nombre d'incidents/limitations d'injection liés à la présence d'hydrogène	Public	GRDF
		Variation de la qualité de gaz au cours du temps au niveau du poste d'injection	Public	GRDF

⁶⁴ Préalablement à la publication de cet indicateur, le porteur de projet pourra indiquer à la CRE les informations dont le secret est protégé par la loi qui ne devront pas être communiquées publiquement.



Economique	Modèle économique du projet	Prix de revient, prix de vente et durée du contrat	Public ⁶⁵	SAS HYMOOV
		Coût d'achat de matières premières	Confidentiel	SAS HYMOOV
	Développement de PPA	Nombre de contrats de vente directe de méthane de synthèse	Confidentiel	SAS HYMOOV

Tableau 21 : indicateurs de suivi de l'expérimentation portée par SAS HYMOOV

7. Modalités de fin d'expérimentation

À l'issue de la période d'expérimentation, la CRE pourra décider de la prolonger pour une période équivalente.

En cas de succès de l'expérimentation, le cadre juridique pourra évoluer afin de généraliser les dérogations accordées. En cas d'échec de l'expérimentation ou si le cadre juridique n'évolue pas, SAS HYMOOV ne pourra plus bénéficier des dérogations accordées par la présente délibération.

8. Demandes adressées aux parties prenantes

Afin de pouvoir réaliser et évaluer cette expérimentation, la CRE demande :

- à GRDF d'étendre le bénéfice des prestations relatives à l'injection de gaz dans les réseaux publics de distribution de gaz naturel, aujourd'hui réservée à l'injection de biométhane dans les réseaux, à SAS HYMOOV ;
- au gestionnaire de registre de la zone de desserte d'inscrire le projet porté par SAS HYMOOV dans le registre des capacités ;
- à GRDF d'adapter ses contrats de raccordement et d'injection afin de prendre en compte les spécificités du méthane de synthèse (modalités de contrôle de la qualité du gaz, éventuels coûts d'adaptation des réseaux publics de distribution de gaz naturel liés à la présence d'hydrogène dans le gaz injecté, etc.) ;
- à GRDF et SAS HYMOOV de respecter le calendrier défini dans le tableau 20 ;
- à GRDF et SAS HYMOOV d'élaborer une convention d'expérimentation qui encadrera le projet et son développement. Cette convention devra être communiquée à la CRE préalablement à sa signature ;
- à GRDF et SAS HYMOOV de transmettre annuellement un bilan d'avancement de l'expérimentation sur la base des indicateurs de suivi définis dans le tableau 21.

⁶⁵ Préalablement à la publication de cet indicateur, le porteur de projet pourra indiquer à la CRE les informations dont le secret est protégé par la loi qui ne devront pas être communiquées publiquement.



ANNEXE 9 : CONDITIONS DE LA DEROGATION OCTROYEE A LA SOCIETE BORDEAUX METROPOLE ENERGIES - DOSSIER M05

1. Structure qui porte le projet et partenaires

Le projet est porté par la société Bordeaux Métropole Energies.

La société SAS HYMOOV est partenaire du projet.

REGAZ-Bordeaux est associé à l'expérimentation ainsi qu'au suivi de son avancement et à son l'évaluation.

2. Description détaillée du projet

La société Bordeaux Métropole Energies souhaite mener un projet visant à valoriser des déchets de bois et de filière viticole par la production de syngaz par pyrogazéification et un projet visant à valoriser du CO₂ en le combinant à de l'hydrogène produit sur le site par méthanation pour produire du gaz de synthèse. Le méthane de synthèse produit serait injecté sur le réseau public de distribution de gaz naturel exploité par REGAZ-Bordeaux.

Les caractéristiques du projet sont reportées dans le tableau ci-dessous :

Localisation	L'installation de production sera développée sur le site de la Cabaleyre à Soussans (33 460)
Intrants	La méthanation sera réalisée à partir de gaz issu de déchets de bois B, de ceps et de sarments de vigne, ainsi qu'à partir d'hydrogène produits par un électrolyseur.
Débit	Le débit de l'installation sera d'environ 1200 Nm ³ /h. Le débit pourra être adapté à la capacité du réseau.

Tableau 22 : description détaillée du projet porté par Bordeaux Métropole Energies

3. Obstacles réglementaires

La société Bordeaux Métropole Energies souhaite bénéficier du dispositif d'expérimentation réglementaire afin de pouvoir injecter le gaz de synthèse produit dans les réseaux publics de distribution de gaz naturel.

Le cadre juridique, contractuel et technique aujourd'hui applicable à l'injection de gaz sur les réseaux a été construit afin d'accompagner le développement de la filière biométhane sans pour autant envisager explicitement, et jusqu'alors, d'autres gaz, tels que les gaz de synthèse. En particulier, ce cadre n'est pas, à ce jour, applicable aux installations de production de gaz dont le gaz est produit, totalement ou partiellement, à partir d'autres intrants que de la biomasse.

De la sorte, la majorité des dispositifs précédant et conditionnant l'injection de gaz sur les réseaux n'intègre pas dans le périmètre de leurs bénéficiaires les projets d'injection de gaz produits à partir d'intrants non biogéniques. Les dispositifs concernés sont les suivants :

- le bénéfice des prestations annexes des gestionnaires de réseaux publics de distribution de gaz naturel relatives à l'injection de gaz n'est aujourd'hui réservé qu'aux porteurs de projet d'injection de biométhane ;
- l'inscription sur le registre des capacités n'est pas prévue pour les projets d'injection de gaz de synthèse ;
- les contrats de raccordement et d'injection ne prennent aujourd'hui pas en compte les spécificités du méthane de synthèse ;
- la réfaction tarifaire sur les coûts de raccordement et la possibilité de bénéficier des dispositifs mis en œuvre dans le cadre du « droit à l'injection »⁶⁶ sont aujourd'hui réservées aux producteurs de biogaz ;

4. Dérogations attribuées par la CRE

La CRE est compétente pour fixer « les conditions de raccordement aux réseaux de transport et de distribution de gaz naturel » en application de l'article L. 134-2 du code de l'énergie.

La CRE est par ailleurs compétente, en application des dispositions de l'article L. 452-2 du code de l'énergie, afin de fixer les méthodes utilisées pour établir les tarifs des prestations annexes réalisées exclusivement par les gestionnaires de réseaux de gaz naturel. Elle en contrôle, par cet intermédiaire, les principales modalités de réalisation.

Par conséquent, dans le cadre du dispositif d'expérimentation réglementaire, il relève de sa compétence d'accorder des dérogations temporaires à une partie des dispositifs mentionnés ci-dessus.

Étude détaillée

⁶⁶ Le droit à l'injection est défini aux articles L. 453-9, L. 453-10, D. 453-20 à D. 453-25 du code de l'énergie.



Par dérogation à la délibération du 3 juin 2021⁶⁷, l'accès à la prestation d'étude détaillée d'injection est ouvert à la société Bordeaux Métropole Energies. Certaines modalités de cette étude devront toutefois être adaptées afin de prendre en compte les spécificités du projet et la nature du gaz destiné à être injecté.

REGAZ-Bordeaux devra notamment, dans le cadre de cette étude, réaliser des analyses de faisabilité de l'injection, dans les réseaux publics de distribution de gaz naturel, de gaz contenant des résidus d'hydrogène. En effet, le méthane de synthèse injecté par le porteur de projet contient des résidus d'hydrogène dont l'impact sur les réseaux n'est pas entièrement connu à ce stade. Il est en conséquence indispensable de s'assurer préalablement à l'injection du méthane de synthèse que l'hydrogène ne présente pas de risque pour les ouvrages du réseau public et pour les utilisateurs situés à proximité du producteur. Cette analyse d'impact de l'hydrogène devra être menée sur la portion de réseaux concernée par l'injection. En particulier, si dans la zone, un rebours est présent ou est envisagé, l'étude d'impact devra également couvrir les portions de réseaux amont, en associant les gestionnaires de réseaux concernés.

Registre des capacités

Par dérogation à la délibération du 23 septembre 2021 *portant décision sur les modalités d'établissement de la procédure de gestion des réservations de capacité d'injection de biométhane*⁶⁸ (ci-après la délibération « Registre des capacités »), le projet d'injection de gaz de synthèse porté par la société Bordeaux Métropole Energies pourra être inscrit dans le registre des capacités selon les modalités prévues par la délibération susmentionnée.

Les modalités d'inscription applicables aux projets d'injection de biométhane, prévues par la délibération susmentionnée, s'appliqueront à l'exception de certaines dispositions. En effet, les études de raccordement d'une installation de production de méthane de synthèse nécessitent des études spécifiques dont la durée n'est pas encore connue précisément. De plus, afin de maîtriser les risques liés à l'injection de résidus d'hydrogène sur les réseaux, des équipements supplémentaires pourraient être nécessaires et imposés par le gestionnaire de réseaux. Par conséquent, certaines modalités définies dans la délibération « *Registre des capacités* » pourront être adaptées, notamment la durée des jalons, le caractère engageant de la proposition technique et financière de REGAZ-Bordeaux, les conditions de maintien dans la file d'attente et dans le registre des capacités. Ces modalités seront détaillées dans la convention d'expérimentation.

Raccordement et injection

Par dérogation à la délibération du 3 juin 2021, 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 est ouverte au porteur de projet, à condition que la faisabilité de l'injection du gaz de synthèse contenant des résidus d'hydrogène soit démontrée par REGAZ-Bordeaux.

Certaines modalités de réalisation de ces prestations devront toutefois être adaptées afin de prendre en compte les spécificités du projet et la nature du gaz destiné à être injecté. Par exemple, la prestation de REGAZ-Bordeaux visant à analyser la qualité du gaz lors de son injection devra notamment prévoir la mesure en continu de la concentration en hydrogène résiduel.

Réfaction, dispositif de droit à l'injection et mutualisation des postes d'injection

Dans l'hypothèse où la faisabilité de l'injection du gaz de synthèse contenant des résidus d'hydrogène est démontrée par REGAZ-Bordeaux, la DGEC pourrait étudier les demandes de dérogations relatives à la réfaction tarifaire sur les coûts de raccordement de l'installation et la possibilité de bénéficier du dispositif de droit à l'injection. En l'absence de ces dérogations, le porteur de projet devra supporter l'intégralité de ses coûts de raccordement et des éventuels coûts de renforcement du réseau qu'il pourrait générer. La DGEC pourrait également étudier les demandes de dérogations relatives à la possibilité de mutualiser un poste pour l'injection de méthane de synthèse et de biométhane.

Les dérogations accordées par la CRE ont pour seul objectif de permettre à Bordeaux Métropole Energies et ses partenaires de mener l'expérimentation proposée. Cette expérimentation devra être menée dans les conditions fixées dans la présente délibération. En cas de modification substantielle du projet, Bordeaux Métropole Energies et ses partenaires devront en informer sans délai la CRE.

⁶⁷ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 3 juin 2021 portant décision sur les prestations réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de réseaux de distribution de gaz naturel : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/prestations-realisees-a-titre-exclusif-par-les-gestionnaires-de-reseaux-de-distribution-de-gaz-naturel6>

⁶⁸

Délibération du 23 septembre 2021 *portant décision sur les modalités d'établissement de la procédure de gestion des réservations de capacité d'injection de biométhane sur les réseaux de transport et de distribution de gaz naturel proposée par le « GT Injection Biométhane »* : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/gestion-des-reservations-de-capacite-d-injection-de-biomethane-sur-les-reseaux-de-transport-et-de-distribution-de-gaz-naturel-proposee-par-le-gt>

5. Durée de l'expérimentation et calendrier

Les dérogations sont accordées pour une durée de 4 ans à partir de la date de dépôt de la demande d'étude détaillée auprès de REGAZ-Bordeaux, ou à défaut au plus tard le 1er juillet 2023. Le calendrier envisagé est présenté ci-dessous :

Échéance	Objectif
T3 2022 - T2 2023	Début de l'expérimentation. Dépôt de la demande d'étude détaillée. Inscription du projet au registre des capacités.
T3 2022 - T2 2023	Conclusion des analyses de faisabilité de l'injection, dans les réseaux publics de distribution de gaz naturel, de gaz contenant des résidus d'hydrogène. Si les études de faisabilité ne sont pas favorables, le projet ne pourra être raccordé.
T1 2024 - T4 2024	Construction de l'installation de production.
2025	Mise en service de l'installation.
T3 2026 - T2 2027	Fin de l'expérimentation (4 ans après le début de l'expérimentation).

Tableau 23 : calendrier du projet porté par Bordeaux Métropole Energies

6. Partage des résultats et indicateurs de suivi

En application de l'article 61 de la loi Énergie-Climat, la CRE réalisera un bilan annuel de l'avancement de ces expérimentations : ce bilan s'appuiera notamment sur les indicateurs définis et présentés ci-dessous qui seront transmis annuellement par REGAZ-Bordeaux et Bordeaux Métropole Energies. Une version publique de ce bilan sera publiée sur le site de la CRE.

Catégorie d'indicateurs	Indicateurs	Précisions	Confidentialité	Transmission
Technologie / Technique	Maitrise technologique des procédés de production de gaz de synthèse	Explication macro de la technologie	Public ⁶⁹	Bordeaux Métropole Energies
		Explication détaillée de la technologie	Confidentiel	Bordeaux Métropole Energies
		Rendements	Confidentiel	Bordeaux Métropole Energies
		Type d'intrants	Public	Bordeaux Métropole Energies
	Raccordement	Suivi des études de raccordement (démarche, durée, coûts et différences par rapport aux études de raccordement pour le biométhane)	Public	REGAZ-Bordeaux
		Suivi de l'étude de compatibilité à l'hydrogène (démarche, durée et coûts)	Public	REGAZ-Bordeaux
	Injection	Nombre d'heures d'injection par an, taux de disponibilité et quantité d'énergie produite	Public	Bordeaux Métropole Energies et REGAZ-Bordeaux
		Qualité du gaz produit, taux de méthane non conforme	Public	Bordeaux Métropole Energies et

⁶⁹ Préalablement à la publication de cet indicateur, le porteur de projet pourra indiquer à la CRE les informations dont le secret est protégé par la loi qui ne devront pas être communiquées publiquement.



				REGAZ-Bordeaux
		Nombre d'incidents/limitations d'injection liés à la présence d'hydrogène	Public	REGAZ-Bordeaux
		Variation de la qualité de gaz au cours du temps au niveau du poste d'injection	Public	REGAZ-Bordeaux
Economique	Modèle économique du projet	Prix de revient, prix de vente et durée du contrat	Public ⁷⁰	Bordeaux Métropole Energies
		Coût d'achat de matières premières	Confidentiel	Bordeaux Métropole Energies
	Développement de PPA	Nombre de contrats de vente directe de méthane de synthèse	Confidentiel	Bordeaux Métropole Energies

Tableau 24 : indicateurs de suivi de l'expérimentation portée par Bordeaux Métropole Energies

7. Modalités de fin d'expérimentation

À l'issue de la période d'expérimentation, la CRE pourra décider de la prolonger pour une période équivalente.

En cas de succès de l'expérimentation, le cadre juridique pourra évoluer afin de généraliser les dérogations accordées. En cas d'échec de l'expérimentation ou si le cadre juridique n'évolue pas, Bordeaux Métropole Energies ne pourra plus bénéficier des dérogations accordées par la présente délibération.

8. Demandes adressées aux parties prenantes

Afin de pouvoir réaliser et évaluer cette expérimentation, la CRE demande :

- à REGAZ-Bordeaux d'étendre le bénéfice des prestations relatives à l'injection de gaz dans les réseaux publics de distribution de gaz naturel, aujourd'hui réservée à l'injection de biométhane dans les réseaux, à Bordeaux Métropole Energies;
- au gestionnaire de registre de la zone de desserte d'inscrire le projet porté par Bordeaux Métropole Energies dans le registre des capacités ;
- à REGAZ-Bordeaux d'adapter ses contrats de raccordement et d'injection afin de prendre en compte les spécificités du méthane de synthèse (modalités de contrôle de la qualité du gaz, éventuels coûts d'adaptation des réseaux publics de distribution de gaz naturel liés à la présence d'hydrogène dans le gaz injecté, etc.) ;
- à REGAZ-Bordeaux et Bordeaux Métropole Energies de respecter le calendrier défini dans le tableau 23 ;
- à REGAZ-Bordeaux et Bordeaux Métropole Energies d'élaborer une convention d'expérimentation qui encadrera le projet et son développement. Cette convention devra être communiquée à la CRE préalablement à sa signature ;
- à REGAZ-Bordeaux et Bordeaux Métropole Energies de transmettre annuellement un bilan d'avancement de l'expérimentation sur la base des indicateurs de suivi définis dans le tableau 24.

⁷⁰ Préalablement à la publication de cet indicateur, le porteur de projet pourra indiquer à la CRE les informations dont le secret est protégé par la loi qui ne devront pas être communiquées publiquement.



ANNEXE 10 : CONDITIONS DE LA DEROGATION OCTROYEE A LA SOCIETE ARKOLIA ENERGIES - DOSSIER M07

1. Structure qui porte le projet et partenaires

Le projet est porté par la société Arkolia Energies.

Des partenaires participent à différents volets du projet : Ariège Biométhane ; AREC Innovation.

GRDF est associé à l'expérimentation ainsi qu'au suivi de son avancement et à son l'évaluation.

2. Description détaillée du projet

La société Arkolia Energies souhaite mener un projet visant à valoriser des substrats agricoles par la production de biogaz par méthanisation et un projet visant à valoriser le CO₂ en le combinant à de l'hydrogène produit sur le site pour produire du gaz de synthèse par méthanation. Le méthane de synthèse produit serait injecté sur le réseau public de distribution exploité par GRDF.

Les caractéristiques du projet sont reportées dans le tableau ci-dessous :

Localisation	L'installation de production sera développée sur le site de Ariège Biométhane, Ludiès (09 100)
Intrants	La méthanation sera réalisée à partir de gaz issu de substrats agricoles et d'hydrogène produits à partir d'un électrolyseur.
Débit	Le débit de l'installation sera d'environ 160 Nm ³ /h. Le débit pourra être adapté à la capacité du réseau.

Tableau 25 : description détaillée du projet porté par Arkolia Energies

3. Obstacles réglementaires

La société Arkolia Energies souhaite bénéficier du dispositif d'expérimentation réglementaire afin de pouvoir injecter le gaz de synthèse produit dans les réseaux publics de distribution de gaz naturel.

Le cadre juridique, contractuel et technique aujourd'hui applicable à l'injection de gaz sur les réseaux a été construit afin d'accompagner le développement de la filière biométhane sans pour autant envisager explicitement, et jusqu'alors, d'autres gaz, tels que les gaz de synthèse. En particulier, ce cadre n'est pas, à ce jour, applicable aux installations de production de gaz dont le gaz est produit, totalement ou partiellement, à partir d'autres intrants que de la biomasse.

De la sorte, la majorité des dispositifs précédant et conditionnant l'injection de gaz sur les réseaux n'intègre pas dans le périmètre de leurs bénéficiaires les projets d'injection de gaz produits à partir d'intrants non biogéniques. Les dispositifs concernés sont les suivants :

- le bénéfice des prestations annexes des gestionnaires de réseaux publics de distribution de gaz naturel relatives à l'injection de gaz n'est aujourd'hui réservé qu'aux porteurs de projet d'injection de biométhane ;
- l'inscription sur le registre des capacités n'est pas prévue pour les projets d'injection de gaz de synthèse ;
- les contrats de raccordement et d'injection ne prennent aujourd'hui pas en compte les spécificités du méthane de synthèse ;
- la réfaction tarifaire sur les coûts de raccordement et la possibilité de bénéficier des dispositifs mis en œuvre dans le cadre du « droit à l'injection » ⁷¹ sont aujourd'hui réservées aux producteurs de biogaz ;

4. Dérogations attribuées par la CRE

La CRE est compétente pour fixer « les conditions de raccordement aux réseaux de transport et de distribution de gaz naturel » en application de l'article L. 134-2 du code de l'énergie.

La CRE est par ailleurs compétente, en application des dispositions de l'article L. 452-2 du code de l'énergie, afin de fixer les méthodes utilisées pour établir les tarifs des prestations annexes réalisées exclusivement par les gestionnaires de réseaux de gaz naturel. Elle en contrôle, par cet intermédiaire, les principales modalités de réalisation.

Par conséquent, dans le cadre du dispositif d'expérimentation réglementaire, il relève de sa compétence d'accorder des dérogations temporaires à une partie des dispositifs mentionnés ci-dessus.

Étude détaillée

⁷¹ Le droit à l'injection est défini aux articles L. 453-9, L. 453-10, D. 453-20 à D. 453-25 du code de l'énergie.

Par dérogation à la délibération du 3 juin 2021⁷², l'accès à la prestation d'étude détaillée d'injection est ouvert à la société Arkolia Energies. Certaines modalités de cette étude devront toutefois être adaptées afin de prendre en compte les spécificités du projet et la nature du gaz destiné à être injecté.

GRDF devra notamment, dans le cadre de cette étude, réaliser des analyses de faisabilité de l'injection, dans les réseaux publics de distribution de gaz naturel, de gaz contenant des résidus d'hydrogène. En effet, le méthane de synthèse injecté par le porteur de projet contient des résidus d'hydrogène dont l'impact sur les réseaux n'est pas entièrement connu à ce stade. Il est en conséquence indispensable de s'assurer préalablement à l'injection du méthane de synthèse que l'hydrogène ne présente pas de risque pour les ouvrages du réseau public et pour les utilisateurs situés à proximité du producteur. Cette analyse d'impact de l'hydrogène devra être menée sur la portion de réseaux concernée par l'injection. En particulier, si dans la zone, un rebours est présent ou est envisagé, l'étude d'impact devra également couvrir les portions de réseaux amont, en associant les gestionnaires de réseaux concernés.

Registre des capacités

Par dérogation à la délibération du 23 septembre 2021 *portant décision sur les modalités d'établissement de la procédure de gestion des réservations de capacité d'injection de biométhane*⁷³ (ci-après la délibération « Registre des capacités »), le projet d'injection de gaz de synthèse porté par la société Arkolia Energies pourra être inscrit dans le registre des capacités selon les modalités prévues par la délibération susmentionnée.

Les modalités d'inscription applicables aux projets d'injection de biométhane, prévues par la délibération susmentionnée, s'appliqueront à l'exception de certaines dispositions. En effet, les études de raccordement d'une installation de production de méthane de synthèse nécessitent des études spécifiques dont la durée n'est pas encore connue précisément. De plus, afin de maîtriser les risques liés à l'injection de résidus d'hydrogène sur les réseaux, des équipements supplémentaires pourraient être nécessaires et imposés par le gestionnaire de réseaux. Par conséquent, certaines modalités définies dans la délibération « *Registre des capacités* » pourront être adaptées, notamment la durée des jalons, le caractère engageant de la proposition technique et financière de GRDF, les conditions de maintien dans la file d'attente et dans le registre des capacités. Ces modalités seront détaillées dans la convention d'expérimentation.

Raccordement et injection

Par dérogation à la délibération du 3 juin 2021, 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 est ouverte au porteur de projet, à condition que la faisabilité de l'injection du gaz de synthèse contenant des résidus d'hydrogène soit démontrée par GRDF.

Certaines modalités de réalisation de ces prestations devront toutefois être adaptées afin de prendre en compte les spécificités du projet et la nature du gaz destiné à être injecté. Par exemple, la prestation de GRDF visant à analyser la qualité du gaz lors de son injection devra notamment prévoir la mesure en continu de la concentration en hydrogène résiduel.

Réfaction, dispositif de droit à l'injection et mutualisation des postes d'injection

Dans l'hypothèse où la faisabilité de l'injection du gaz de synthèse contenant des résidus d'hydrogène est démontrée par GRDF, la DGEC pourrait étudier les demandes de dérogations relatives à la réfaction tarifaire sur les coûts de raccordement de l'installation et la possibilité de bénéficier du dispositif de droit à l'injection. En l'absence de ces dérogations, le porteur de projet devra supporter l'intégralité de ses coûts de raccordement et des éventuels coûts de renforcement du réseau qu'il pourrait générer. La DGEC pourrait également étudier les demandes de dérogations relatives à la possibilité de mutualiser un poste pour l'injection de méthane de synthèse et de biométhane.

Les dérogations accordées par la CRE ont pour seul objectif de permettre à Arkolia Energies et ses partenaires de mener l'expérimentation proposée. Cette expérimentation devra être menée dans les conditions fixées dans la présente délibération. En cas de modification substantielle du projet, Arkolia Energies et ses partenaires devront en informer sans délai la CRE.

⁷² Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 3 juin 2021 portant décision sur les prestations réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de réseaux de distribution de gaz naturel : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/prestations-realisees-a-titre-exclusif-par-les-gestionnaires-de-reseaux-de-distribution-de-gaz-naturel6>

⁷³

Délibération du 23 septembre 2021 *portant décision sur les modalités d'établissement de la procédure de gestion des réservations de capacité d'injection de biométhane sur les réseaux de transport et de distribution de gaz naturel proposée par le « GT Injection Biométhane »* : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/gestion-des-reservations-de-capacite-d-injection-de-biomethane-sur-les-reseaux-de-transport-et-de-distribution-de-gaz-naturel-proposee-par-le-gt>

5. Durée de l'expérimentation et calendrier

Les dérogations sont accordées pour une durée de 4 ans à partir de la date de dépôt de la demande d'étude détaillée auprès de GRDF, ou à défaut au plus tard le 1er juillet 2023. Le calendrier envisagé est présenté ci-dessous :

Échéance	Objectif
T3 2022 – T2 2023	Début de l'expérimentation. Dépôt de la demande d'étude détaillée. Inscription du projet au registre des capacités.
T3 2022 – T2 2023	Conclusion des analyses de faisabilité de l'injection, dans les réseaux publics de distribution de gaz naturel, de gaz contenant des résidus d'hydrogène. Si les études de faisabilité ne sont pas favorables, le projet ne pourra être raccordé.
T1 2024 - T4 2024	Construction de l'installation de production.
2025	Mise en service de l'installation.
T3 2026 – T2 2027	Fin de l'expérimentation (4 ans après le début de l'expérimentation).

Tableau 26 : calendrier du projet porté par Arkolia Energies

6. Partage des résultats et indicateurs de suivi

En application de l'article 61 de la loi Énergie-Climat, la CRE réalisera un bilan annuel de l'avancement de ces expérimentations : ce bilan s'appuiera notamment sur les indicateurs définis et présentés ci-dessous qui seront transmis annuellement par GRDF et Arkolia Energies. Une version publique de ce bilan sera publiée sur le site de la CRE.

Catégorie d'indicateurs	Indicateurs	Précisions	Confidentialité	Transmission
Technologie / Technique	Maitrise technologique des procédés de production de gaz de synthèse	Explication macro de la technologie	Public ⁷⁴	Arkolia Energies
		Explication détaillée de la technologie	Confidentiel	Arkolia Energies
		Rendements	Confidentiel	Arkolia Energies
		Type d'intrants	Public	Arkolia Energies
	Raccordement	Suivi des études de raccordement (démarche, durée, coûts et différences par rapport aux études de raccordement pour le biométhane)	Public	GRDF
		Suivi de l'étude de compatibilité à l'hydrogène (démarche, durée et coûts)	Public	GRDF
	Injection	Nombre d'heures d'injection par an, taux de disponibilité et quantité d'énergie produite	Public	Arkolia Energies et GRDF
		Qualité du gaz produit, taux de méthane non conforme	Public	Arkolia Energies et GRDF
		Nombre d'incidents/limitations d'injection liés à la présence d'hydrogène	Public	GRDF
		Variation de la qualité de gaz au cours du temps au niveau du poste d'injection	Public	GRDF

⁷⁴ Préalablement à la publication de cet indicateur, le porteur de projet pourra indiquer à la CRE les informations dont le secret est protégé par la loi qui ne devront pas être communiquées publiquement.



Economique	Modèle économique du projet	Prix de revient, prix de vente et durée du contrat	Public ⁷⁵	Arkolia Energies
		Coût d'achat de matières premières	Confidentiel	Arkolia Energies
	Développement de PPA	Nombre de contrats de vente directe de méthane de synthèse	Confidentiel	Arkolia Energies

Tableau 27 : indicateurs de suivi de l'expérimentation portée par Arkolia Energies

7. Modalités de fin d'expérimentation

À l'issue de la période d'expérimentation, la CRE pourra décider de la prolonger pour une période équivalente.

En cas de succès de l'expérimentation, le cadre juridique pourra évoluer afin de généraliser les dérogations accordées. En cas d'échec de l'expérimentation ou si le cadre juridique n'évolue pas, Arkolia Energies ne pourra plus bénéficier des dérogations accordées par la présente délibération.

8. Demandes adressées aux parties prenantes

Afin de pouvoir réaliser et évaluer cette expérimentation, la CRE demande :

- à GRDF d'étendre le bénéfice des prestations relatives à l'injection de gaz dans les réseaux publics de distribution de gaz naturel, aujourd'hui réservée à l'injection de biométhane dans les réseaux, à Arkolia Energies;
- au gestionnaire de registre de la zone de desserte d'inscrire le projet porté par Arkolia Energies dans le registre des capacités ;
- à GRDF d'adapter ses contrats de raccordement et d'injection afin de prendre en compte les spécificités du méthane de synthèse (modalités de contrôle de la qualité du gaz, éventuels coûts d'adaptation des réseaux liés à la présence d'hydrogène dans le gaz injecté, etc.) ;
- à GRDF et Arkolia Energies de respecter le calendrier défini dans le tableau 26 ;
- à GRDF et Arkolia Energies d'élaborer une convention d'expérimentation qui encadrera le projet et son développement. Cette convention devra être communiquée à la CRE préalablement à sa signature ;
- à GRDF et Arkolia Energies de transmettre annuellement un bilan d'avancement de l'expérimentation sur la base des indicateurs de suivi définis dans le tableau 27.

⁷⁵ Préalablement à la publication de cet indicateur, le porteur de projet pourra indiquer à la CRE les informations dont le secret est protégé par la loi qui ne devront pas être communiquées publiquement.



ANNEXE 11 : CONDITIONS DE LA DEROGATION OCTROYEE A LA SOCIETE ENOSIS - DOSSIER M08

1. Structure qui porte le projet et partenaires

Le projet est porté par la société Enosis.

Des partenaires participent à différents volets du projet : Suez Eau France, Asteo et Toulouse Métropole.

GRDF est associé à l'expérimentation ainsi qu'au suivi de son avancement et à son l'évaluation.

2. Description détaillée du projet

La société Enosis souhaite mener un projet visant à enrichir le biogaz produit par méthanisation de boues de station d'épuration en convertissant le CO₂ qu'il contient en le combinant à de l'hydrogène pour produire du gaz de synthèse par méthanation. Le méthane de synthèse produit serait injecté sur le réseau public de distribution exploité par GRDF.

Les caractéristiques du projet sont reportées dans le tableau ci-dessous :

Localisation	L'installation de production sera développée sur l'usine de dépollution des eaux usées de Toulouse-Ginestous-Garonne (31 200)
Intrants	La méthanation sera réalisée à partir de gaz issu de la méthanisation des boues produites sur la station d'épuration et d'hydrogène produit à partir d'un électrolyseur.
Débit	Le débit de l'installation sera de 80Nm ³ /h. Il pourra être adapté à la capacité du réseau.

Tableau 28 : description détaillée du projet porté par Enosis

3. Obstacles réglementaires

La société Enosis souhaite bénéficier du dispositif d'expérimentation réglementaire afin de pouvoir injecter le méthane de synthèse produit dans les réseaux publics de distribution de gaz naturel.

Le cadre juridique, contractuel et technique aujourd'hui applicable à l'injection de gaz sur les réseaux a été construit afin d'accompagner le développement de la filière biométhane sans pour autant envisager explicitement, et jusqu'alors, d'autres gaz, tels que les gaz de synthèse. En particulier, ce cadre n'est pas, à ce jour, applicable aux installations de production de gaz dont le gaz est produit, totalement ou partiellement, à partir d'autres intrants que de la biomasse.

De la sorte, la majorité des dispositifs précédant et conditionnant l'injection de gaz sur les réseaux n'intègre pas dans le périmètre de leurs bénéficiaires les projets d'injection de gaz produits à partir d'intrants non biogéniques. Les dispositifs concernés sont les suivants :

- le bénéfice des prestations annexes des gestionnaires de réseaux publics de distribution de gaz naturel relatives à l'injection de gaz n'est aujourd'hui réservé qu'aux porteurs de projet d'injection de biométhane ;
- l'inscription sur le registre des capacités n'est pas prévue pour les projets d'injection de gaz de synthèse ;
- les contrats de raccordement et d'injection ne prennent aujourd'hui pas en compte les spécificités du méthane de synthèse ;
- la réfaction tarifaire sur les coûts de raccordement et la possibilité de bénéficier des dispositifs mis en œuvre dans le cadre du « droit à l'injection »⁷⁶ sont aujourd'hui réservées aux producteurs de biogaz ;

4. Dérogations attribuées par la CRE

La CRE est compétente pour fixer « les conditions de raccordement aux réseaux de transport et de distribution de gaz naturel » en application de l'article L. 134-2 du code de l'énergie.

La CRE est par ailleurs compétente, en application des dispositions de l'article L. 452-2 du code de l'énergie, afin de fixer les méthodes utilisées pour établir les tarifs des prestations annexes réalisées exclusivement par les gestionnaires de réseaux de gaz naturel. Elle en contrôle, par cet intermédiaire, les principales modalités de réalisation.

Par conséquent, dans le cadre du dispositif d'expérimentation réglementaire, il relève de sa compétence d'accorder des dérogations temporaires à une partie des dispositifs mentionnés ci-dessus.

⁷⁶ Le droit à l'injection est défini aux articles L. 453-9, L. 453-10, D. 453-20 à D. 453-25 du code de l'énergie.

Étude détaillée

Par dérogation à la délibération du 3 juin 2021⁷⁷, l'accès à la prestation d'étude détaillée d'injection est ouvert à la société Enosis. Certaines modalités de cette étude devront toutefois être adaptées afin de prendre en compte les spécificités du projet et la nature du gaz destiné à être injecté.

GRDF devra notamment, dans le cadre de cette étude, réaliser des analyses de faisabilité de l'injection, dans les réseaux publics de distribution de gaz naturel, de gaz contenant des résidus d'hydrogène. En effet, le méthane de synthèse injecté par le porteur de projet contient des résidus d'hydrogène dont l'impact sur les réseaux n'est pas entièrement connu à ce stade. Il est en conséquence indispensable de s'assurer préalablement à l'injection du méthane de synthèse que l'hydrogène ne présente pas de risque pour les ouvrages du réseau public et pour les utilisateurs situés à proximité du producteur. Cette analyse d'impact de l'hydrogène devra être menée sur la portion de réseaux concernée par l'injection. En particulier, si dans la zone, un rebours est présent ou est envisagé, l'étude d'impact devra également couvrir les portions de réseaux amont, en associant les gestionnaires de réseaux concernés.

Registre des capacités

Par dérogation à la délibération du 23 septembre 2021 *portant décision sur les modalités d'établissement de la procédure de gestion des réservations de capacité d'injection de biométhane*⁷⁸ (ci-après la délibération « Registre des capacités »), le projet d'injection de gaz de synthèse porté par la société Enosis pourra être inscrit dans le registre des capacités selon les modalités prévues par la délibération susmentionnée.

Les modalités d'inscription applicables aux projets d'injection de biométhane, prévues par la délibération susmentionnée, s'appliqueront à l'exception de certaines dispositions. En effet, les études de raccordement d'une installation de production de méthane de synthèse nécessitent des études spécifiques dont la durée n'est pas encore connue précisément. De plus, afin de maîtriser les risques liés à l'injection de résidus d'hydrogène sur les réseaux, des équipements supplémentaires pourraient être nécessaires et imposés par le gestionnaire de réseaux. Par conséquent, certaines modalités définies dans la délibération « *Registre des capacités* » pourront être adaptées, notamment la durée des jalons, le caractère engageant de la proposition technique et financière de GRDF, les conditions de maintien dans la file d'attente et dans le registre des capacités. Ces modalités seront détaillées dans la convention d'expérimentation.

Raccordement et injection

Par dérogation à la délibération du 3 juin 2021, 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 est ouverte au porteur de projet, à condition que la faisabilité de l'injection du gaz de synthèse contenant des résidus d'hydrogène soit démontrée par GRDF.

Certaines modalités de réalisation de ces prestations devront toutefois être adaptées afin de prendre en compte les spécificités du projet et la nature du gaz destiné à être injecté. Par exemple, la prestation de GRDF visant à analyser la qualité du gaz lors de son injection devra notamment prévoir la mesure en continu de la concentration en hydrogène résiduel.

Réfaction, dispositif de droit à l'injection et mutualisation des postes d'injection

Dans l'hypothèse où la faisabilité de l'injection du gaz de synthèse contenant des résidus d'hydrogène est démontrée par GRDF, la DGEC pourrait étudier les demandes de dérogations relatives à la réfaction tarifaire sur les coûts de raccordement de l'installation et la possibilité de bénéficier du dispositif de droit à l'injection. En l'absence de ces dérogations, le porteur de projet devra supporter l'intégralité de ses coûts de raccordement et des éventuels coûts de renforcement du réseau qu'il pourrait générer. La DGEC pourrait également étudier les demandes de dérogations relatives à la possibilité de mutualiser un poste pour l'injection de méthane de synthèse et de biométhane.

Les dérogations accordées par la CRE ont pour seul objectif de permettre à Enosis et ses partenaires de mener l'expérimentation proposée. Cette expérimentation devra être menée dans les conditions fixées dans la présente délibération. En cas de modification substantielle du projet, Enosis et ses partenaires devront en informer sans délai la CRE.

⁷⁷ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 3 juin 2021 portant décision sur les prestations réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de réseaux de distribution de gaz naturel : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/prestations-realisees-a-titre-exclusif-par-les-gestionnaires-de-reseaux-de-distribution-de-gaz-naturel6>

⁷⁸

Délibération du 23 septembre 2021 *portant décision sur les modalités d'établissement de la procédure de gestion des réservations de capacité d'injection de biométhane sur les réseaux de transport et de distribution de gaz naturel proposée par le « GT Injection Biométhane »* : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/gestion-des-reservations-de-capacite-d-injection-de-biomethane-sur-les-reseaux-de-transport-et-de-distribution-de-gaz-naturel-proposee-par-le-gt>

5. Durée de l'expérimentation et calendrier

Les dérogations sont accordées pour une durée de 4 ans à partir de la date de dépôt de la demande d'étude détaillée auprès de GRDF, ou à défaut au plus tard le 1er juillet 2023. Le calendrier envisagé est présenté ci-dessous :

Échéance	Objectif
T3 2022 – T2 2023	Début de l'expérimentation. Dépôt de la demande d'étude détaillée. Inscription du projet au registre des capacités.
T3 2022 – T2 2023	Conclusion des analyses de faisabilité de l'injection, dans les réseaux publics de distribution de gaz naturel, de gaz contenant des résidus d'hydrogène. Si les études de faisabilité ne sont pas favorables, le projet ne pourra être raccordé.
T1 2024 - T4 2024	Construction de l'installation de production.
2025	Mise en service de l'installation.
T3 2026 – T2 2027	Fin de l'expérimentation (4 ans après le début de l'expérimentation).

Tableau 29 : calendrier du projet porté par Enosis

6. Partage des résultats et indicateurs de suivi

En application de l'article 61 de la loi Énergie-Climat, la CRE réalisera un bilan annuel de l'avancement de ces expérimentations : ce bilan s'appuiera notamment sur les indicateurs définis et présentés ci-dessous qui seront transmis annuellement par GRDF et Enosis. Une version publique de ce bilan sera publiée sur le site de la CRE.

Catégorie d'indicateurs	Indicateurs	Précisions	Confidentialité	Transmission
Technologie / Technique	Maîtrise technologique des procédés de production de gaz de synthèse	Explication macro de la technologie	Public ⁷⁹	Enosis
		Explication détaillée de la technologie	Confidentiel	Enosis
		Rendements	Confidentiel	Enosis
		Type d'intrants	Public	Enosis
	Raccordement	Suivi des études de raccordement (démarche, durée, coûts et différences par rapport aux études de raccordement pour le biométhane)	Public	GRDF
		Suivi de l'étude de compatibilité à l'hydrogène (démarche, durée et coûts)	Public	GRDF
	Injection	Nombre d'heures d'injection par an, taux de disponibilité et quantité d'énergie produite	Public	Enosis et GRDF
		Qualité du gaz produit, taux de méthane non conforme	Public	Enosis et GRDF
		Nombre d'incidents/limitations d'injection liés à la présence d'hydrogène	Public	GRDF
		Variation de la qualité de gaz au cours du temps au niveau du poste d'injection	Public	GRDF

⁷⁹ Préalablement à la publication de cet indicateur, le porteur de projet pourra indiquer à la CRE les informations dont le secret est protégé par la loi qui ne devront pas être communiquées publiquement.



Economique	Modèle économique du projet	Prix de revient, prix de vente et durée du contrat	Public ⁸⁰	Enosis
		Coût d'achat de matières premières	Confidentiel	Enosis
	Développement de PPA	Nombre de contrats de vente directe de méthane de synthèse	Confidentiel	Enosis

Tableau 30 : indicateurs de suivi de l'expérimentation portée par Enosis

7. Modalités de fin d'expérimentation

À l'issue de la période d'expérimentation, la CRE pourra décider de la prolonger pour une période équivalente.

En cas de succès de l'expérimentation, le cadre juridique pourra évoluer afin de généraliser les dérogations accordées. En cas d'échec de l'expérimentation ou si le cadre juridique n'évolue pas, Enosis ne pourra plus bénéficier des dérogations accordées par la présente délibération.

8. Demandes adressées aux parties prenantes

Afin de pouvoir réaliser et évaluer cette expérimentation, la CRE demande :

- à GRDF d'étendre le bénéfice des prestations relatives à l'injection de gaz dans les réseaux publics de distribution de gaz naturel, aujourd'hui réservée à l'injection de biométhane dans les réseaux, à Enosis;
- au gestionnaire de registre de la zone de desserte d'inscrire le projet porté par Enosis dans le registre des capacités ;
- à GRDF d'adapter ses contrats de raccordement et d'injection afin de prendre en compte les spécificités du méthane de synthèse (modalités de contrôle de la qualité du gaz, éventuels coûts d'adaptation des réseaux liés à la présence d'hydrogène dans le gaz injecté, etc.) ;
- à GRDF et Enosis de respecter le calendrier défini dans le tableau 29 ;
- à GRDF et Enosis d'élaborer une convention d'expérimentation qui encadrera le projet et son développement. Cette convention devra être communiquée à la CRE préalablement à sa signature ;
- à GRDF et Enosis de transmettre annuellement un bilan d'avancement de l'expérimentation sur la base des indicateurs de suivi définis dans le tableau 30.

⁸⁰ Préalablement à la publication de cet indicateur, le porteur de projet pourra indiquer à la CRE les informations dont le secret est protégé par la loi qui ne devront pas être communiquées publiquement.



ANNEXE 12 : CONDITIONS DE LA DEROGATION OCTROYEE A LA CUMA DES ELEVEURS DU BERGERACOIS - DOSSIER M10

1. Structure qui porte le projet et partenaires

Le projet est porté par la CUMA des éleveurs du Bergeracois.

Des partenaires participent à différents volets du projet : Bouygues Energies et Services, Chambre d'agriculture de la Dordogne.

GRDF est associé à l'expérimentation ainsi qu'au suivi de son avancement et à son l'évaluation.

2. Description détaillée du projet

La CUMA des éleveurs du Bergeracois mène un projet visant à valoriser des déchets agricoles par la production de biogaz par méthanisation et souhaite mener un projet visant à valoriser le CO2 en le combinant à de l'hydrogène produit sur le site par méthanation pour produire du gaz de synthèse. Le méthane de synthèse produit serait injecté sur le réseau public de distribution exploité par GRDF.

Les caractéristiques du projet sont reportées dans le tableau ci-dessous :

Localisation	L'installation de production sera développée sur la Commune de Saint-Pierre d'Eyraud (24 130)
Intrants	La méthanation sera réalisée à partir de gaz issu de déchets agricoles et d'hydrogène produit à partir d'un électrolyseur.
Débit	Le débit de l'installation sera d'environ 130 Nm ³ /h. Le débit pourra être adapté à la capacité du réseau.

Tableau 31 : description détaillée du projet porté par la CUMA des éleveurs du Bergeracois

3. Obstacles réglementaires

La CUMA des éleveurs du Bergeracois souhaite bénéficier du dispositif d'expérimentation réglementaire afin de pouvoir injecter le gaz de synthèse produit dans les réseaux publics de distribution de gaz naturel.

Le cadre juridique, contractuel et technique aujourd'hui applicable à l'injection de gaz sur les réseaux a été construit afin d'accompagner le développement de la filière biométhane sans pour autant envisager explicitement, et jusqu'alors, d'autres gaz, tels que les gaz de synthèse. En particulier, ce cadre n'est pas, à ce jour, applicable aux installations de production de gaz dont le gaz est produit, totalement ou partiellement, à partir d'autres intrants que de la biomasse.

De la sorte, la majorité des dispositifs précédant et conditionnant l'injection de gaz sur les réseaux n'intègre pas dans le périmètre de leurs bénéficiaires les projets d'injection de gaz produits à partir d'intrants non biogéniques. Les dispositifs concernés sont les suivants :

- le bénéfice des prestations annexes des gestionnaires de réseaux publics de distribution de gaz naturel relatives à l'injection de gaz n'est aujourd'hui réservé qu'aux porteurs de projet d'injection de biométhane ;
- l'inscription sur le registre des capacités n'est pas prévue pour les projets d'injection de gaz de synthèse ;
- les contrats de raccordement et d'injection ne prennent aujourd'hui pas en compte les spécificités du méthane de synthèse ;
- la réfaction tarifaire sur les coûts de raccordement et la possibilité de bénéficier des dispositifs mis en œuvre dans le cadre du « droit à l'injection »⁸¹ sont aujourd'hui réservées aux producteurs de biogaz ;

4. Dérogations attribuées par la CRE

La CRE est compétente pour fixer « les conditions de raccordement aux réseaux de transport et de distribution de gaz naturel » en application de l'article L. 134-2 du code de l'énergie.

La CRE est par ailleurs compétente, en application des dispositions de l'article L. 452-2 du code de l'énergie, afin de fixer les méthodes utilisées pour établir les tarifs des prestations annexes réalisées exclusivement par les gestionnaires de réseaux de gaz naturel. Elle en contrôle, par cet intermédiaire, les principales modalités de réalisation.

Par conséquent, dans le cadre du dispositif d'expérimentation réglementaire, il relève de sa compétence d'accorder des dérogations temporaires à une partie des dispositifs mentionnés ci-dessus.

⁸¹ Le droit à l'injection est défini aux articles L. 453-9, L. 453-10, D. 453-20 à D. 453-25 du code de l'énergie.

Étude détaillée

Par dérogation à la délibération du 3 juin 2021⁸², l'accès à la prestation d'étude détaillée d'injection est ouvert à la CUMA des éleveurs du Bergeracois. Certaines modalités de cette étude devront toutefois être adaptées afin de prendre en compte les spécificités du projet et la nature du gaz destiné à être injecté.

GRDF devra notamment, dans le cadre de cette étude, réaliser des analyses de faisabilité de l'injection, dans les réseaux publics de distribution de gaz naturel, de gaz contenant des résidus d'hydrogène. En effet, le méthane de synthèse injecté par le porteur de projet contient des résidus d'hydrogène dont l'impact sur les réseaux n'est pas entièrement connu à ce stade. Il est en conséquence indispensable de s'assurer préalablement à l'injection du méthane de synthèse que l'hydrogène ne présente pas de risque pour les ouvrages du réseau public et pour les utilisateurs situés à proximité du producteur. Cette analyse d'impact de l'hydrogène devra être menée sur la portion de réseaux concernée par l'injection. En particulier, si dans la zone, un rebours est présent ou est envisagé, l'étude d'impact devra également couvrir les portions de réseaux amont, en associant les gestionnaires de réseaux concernés.

Registre des capacités

Par dérogation à la délibération du 23 septembre 2021 *portant décision sur les modalités d'établissement de la procédure de gestion des réservations de capacité d'injection de biométhane*⁸³ (ci-après la délibération « Registre des capacités »), le projet d'injection de gaz de synthèse porté par la CUMA des éleveurs du Bergeracois pourra être inscrit dans le registre des capacités selon les modalités prévues par la délibération susmentionnée.

Les modalités d'inscription applicables aux projets d'injection de biométhane, prévues par la délibération susmentionnée, s'appliqueront à l'exception de certaines dispositions. En effet, les études de raccordement d'une installation de production de méthane de synthèse nécessitent des études spécifiques dont la durée n'est pas encore connue précisément. De plus, afin de maîtriser les risques liés à l'injection de résidus d'hydrogène sur les réseaux, des équipements supplémentaires pourraient être nécessaires et imposés par le gestionnaire de réseaux. Par conséquent, certaines modalités définies dans la délibération « *Registre des capacités* » pourront être adaptées, notamment la durée des jalons, le caractère engageant de la proposition technique et financière de GRDF, les conditions de maintien dans la file d'attente et dans le registre des capacités. Ces modalités seront détaillées dans la convention d'expérimentation.

Raccordement et injection

Par dérogation à la délibération du 3 juin 2021, 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 est ouverte au porteur de projet, à condition que la faisabilité de l'injection du gaz de synthèse contenant des résidus d'hydrogène soit démontrée par GRDF.

Certaines modalités de réalisation de ces prestations devront toutefois être adaptées afin de prendre en compte les spécificités du projet et la nature du gaz destiné à être injecté. Par exemple, la prestation de GRDF visant à analyser la qualité du gaz lors de son injection devra notamment prévoir la mesure en continu de la concentration en hydrogène résiduel.

Réfaction et dispositif de droit à l'injection

Dans l'hypothèse où la faisabilité de l'injection du gaz de synthèse contenant des résidus d'hydrogène est démontrée par GRDF, la DGEC pourrait étudier les demandes de dérogations relatives à la réfaction tarifaire sur les coûts de raccordement de l'installation et la possibilité de bénéficier du dispositif de droit à l'injection. En l'absence de ces dérogations, le porteur de projet devra supporter l'intégralité de ses coûts de raccordement et des éventuels coûts de renforcement du réseau qu'il pourrait générer.

Les dérogations accordées par la CRE ont pour seul objectif de permettre à la CUMA des éleveurs du Bergeracois et ses partenaires de mener l'expérimentation proposée. Cette expérimentation devra être menée dans les conditions fixées dans la présente délibération. En cas de modification substantielle du projet, la CUMA des éleveurs du Bergeracois et ses partenaires devront en informer sans délai la CRE.

⁸² Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 3 juin 2021 portant décision sur les prestations réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de réseaux de distribution de gaz naturel : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/prestations-realisees-a-titre-exclusif-par-les-gestionnaires-de-reseaux-de-distribution-de-gaz-naturel6>

⁸³

Délibération du 23 septembre 2021 *portant décision sur les modalités d'établissement de la procédure de gestion des réservations de capacité d'injection de biométhane sur les réseaux de transport et de distribution de gaz naturel proposée par le « GT Injection Biométhane »* : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/gestion-des-reservations-de-capacite-d-injection-de-biomethane-sur-les-reseaux-de-transport-et-de-distribution-de-gaz-naturel-proposee-par-le-gt>

5. Durée de l'expérimentation et calendrier

Les dérogations sont accordées pour une durée de 4 ans à partir de la date de dépôt de la demande d'étude détaillée auprès de GRDF, ou à défaut au plus tard le 1er juillet 2023. Le calendrier envisagé est présenté ci-dessous :

Échéance	Objectif
T3 2022 – T2 2023	Début de l'expérimentation. Dépôt de la demande d'étude détaillée. Inscription du projet au registre des capacités.
T3 2022 – T2 2023	Conclusion des analyses de faisabilité de l'injection, dans les réseaux publics de distribution de gaz naturel, de gaz contenant des résidus d'hydrogène. Si les études de faisabilité ne sont pas favorables, le projet ne pourra être raccordé.
T1 2023 - T4 2023	Construction de l'installation de production.
2024	Mise en service de l'installation.
T3 2026 – T2 2027	Fin de l'expérimentation (4 ans après le début de l'expérimentation).

Tableau 32 : calendrier du projet porté par la CUMA des éleveurs du Bergeracois

6. Partage des résultats et indicateurs de suivi

En application de l'article 61 de la loi Énergie-Climat, la CRE réalisera un bilan annuel de l'avancement de ces expérimentations : ce bilan s'appuiera notamment sur les indicateurs définis et présentés ci-dessous qui seront transmis annuellement par GRDF et la CUMA des éleveurs du Bergeracois. Une version publique de ce bilan sera publiée sur le site de la CRE.

Catégorie d'indicateurs	Indicateurs	Précisions	Confidentialité	Transmission
Technologie / Technique	Maîtrise technologique des procédés de production de gaz de synthèse	Explication macro de la technologie	Public ⁸⁴	CUMA des éleveurs du Bergeracois CUMA des éleveurs du Bergeracois CUMA des éleveurs du Bergeracois CUMA des éleveurs du Bergeracois
		Explication détaillée de la technologie	Confidentiel	
		Rendements	Confidentiel	
		Type d'intrants	Public	
	Raccordement	Suivi des études de raccordement (démarche, durée, coûts et différences par rapport aux études de raccordement pour le biométhane)	Public	GRDF
		Suivi de l'étude de compatibilité à l'hydrogène (démarche, durée et coûts)	Public	
	Injection	Nombre d'heures d'injection par an, taux de disponibilité et quantité d'énergie produite	Public	CUMA des éleveurs du Bergeracois et GRDF
		Qualité du gaz produit, taux de méthane non conforme	Public	
		Nombre d'incidents/limitations d'injection liés à la présence d'hydrogène	Public	GRDF

⁸⁴ Préalablement à la publication de cet indicateur, le porteur de projet pourra indiquer à la CRE les informations dont le secret est protégé par la loi qui ne devront pas être communiquées publiquement.



		Variation de la qualité de gaz au cours du temps au niveau du poste d'injection	Public	
Economique	Modèle économique du projet	Prix de revient, prix de vente et durée du contrat	Public ⁸⁵	CUMA des éleveurs du Bergeracois
		Coût d'achat de matières premières	Confidentiel	
	Développement de PPA	Nombre de contrats de vente directe de méthane de synthèse	Confidentiel	

Tableau 33 : indicateurs de suivi de l'expérimentation portée par la CUMA des éleveurs du Bergeracois

7. Modalités de fin d'expérimentation

À l'issue de la période d'expérimentation, la CRE pourra décider de la prolonger pour une période équivalente.

En cas de succès de l'expérimentation, le cadre juridique pourra évoluer afin de généraliser les dérogations accordées. En cas d'échec de l'expérimentation ou si le cadre juridique n'évolue pas, la CUMA des éleveurs du Bergeracois ne pourra plus bénéficier des dérogations accordées par la présente délibération.

8. Demandes adressées aux parties prenantes

Afin de pouvoir réaliser et évaluer cette expérimentation, la CRE demande :

- à GRDF d'étendre le bénéfice des prestations relatives à l'injection de gaz dans les réseaux publics de distribution de gaz naturel, aujourd'hui réservée à l'injection de biométhane dans les réseaux, à la CUMA des éleveurs du Bergeracois;
- au gestionnaire de registre de la zone de desserte d'inscrire le projet porté par la CUMA des éleveurs du Bergeracois dans le registre des capacités ;
- à GRDF d'adapter ses contrats de raccordement et d'injection afin de prendre en compte les spécificités du méthane de synthèse (modalités de contrôle de la qualité du gaz, éventuels coûts d'adaptation des réseaux liés à la présence d'hydrogène dans le gaz injecté, etc.) ;
- à GRDF et la CUMA des éleveurs du Bergeracois de respecter le calendrier défini dans le tableau 32 ;
- à GRDF et la CUMA des éleveurs du Bergeracois d'élaborer une convention d'expérimentation qui encadrera le projet et son développement. Cette convention devra être communiquée à la CRE préalablement à sa signature ;
- à GRDF et la CUMA des éleveurs du Bergeracois de transmettre annuellement un bilan d'avancement de l'expérimentation sur la base des indicateurs de suivi définis dans le tableau 33.

⁸⁵ Préalablement à la publication de cet indicateur, le porteur de projet pourra indiquer à la CRE les informations dont le secret est protégé par la loi qui ne devront pas être communiquées publiquement.



ANNEXE 13 : CONDITIONS DE LA DEROGATION OCTROYEE AU SIAH CROULT ET PETIT ROSNE - DOSSIER M13

1. Structure qui porte le projet et partenaires

Le projet est porté par le SIAH Croult et Petit Rosne.

La région Ile de France est partenaire du projet.

GRDF est associé à l'expérimentation ainsi qu'au suivi de son avancement et à son l'évaluation.

2. Description détaillée du projet

Le SIAH Croult et Petit Rosne souhaite mener un projet visant à valoriser par méthanation le CO₂ issu de la méthanisation des boues de la station d'épuration, en le combinant à de l'hydrogène produit sur le site pour produire du gaz de synthèse. Le méthane de synthèse produit serait injecté sur le réseau public de distribution exploité par GRDF.

Les caractéristiques du projet sont reportées dans le tableau ci-dessous :

Localisation	L'installation de production sera développée à Bonneuil-en-France (95500)
Intrants	La méthanation sera réalisée à partir de gaz issu de station d'épuration et d'hydrogène produit à partir d'un électrolyseur.
Débit	Le débit de l'installation sera en moyenne de 40 Nm ³ /h. Il pourra être adapté à la capacité du réseau.

Tableau 34 : description détaillée du projet porté par le SIAH Croult et Petit Rosne

3. Obstacles réglementaires

Le SIAH Croult et Petit Rosne souhaite bénéficier du dispositif d'expérimentation réglementaire afin de pouvoir injecter le gaz de synthèse produit dans les réseaux publics de distribution de gaz naturel.

Le cadre juridique, contractuel et technique aujourd'hui applicable à l'injection de gaz sur les réseaux a été construit afin d'accompagner le développement de la filière biométhane sans pour autant envisager explicitement, et jusqu'alors, d'autres gaz, tels que les gaz de synthèse. En particulier, ce cadre n'est pas, à ce jour, applicable aux installations de production de gaz dont le gaz est produit, totalement ou partiellement, à partir d'autres intrants que de la biomasse.

De la sorte, la majorité des dispositifs précédant et conditionnant l'injection de gaz sur les réseaux n'intègre pas dans le périmètre de leurs bénéficiaires les projets d'injection de gaz produits à partir d'intrants non biogéniques. Les dispositifs concernés sont les suivants :

- le bénéfice des prestations annexes des gestionnaires de réseaux publics de distribution de gaz naturel relatives à l'injection de gaz n'est aujourd'hui réservé qu'aux porteurs de projet d'injection de biométhane ;
- l'inscription sur le registre des capacités n'est pas prévue pour les projets d'injection de gaz de synthèse ;
- les contrats de raccordement et d'injection ne prennent aujourd'hui pas en compte les spécificités du méthane de synthèse ;
- la réfaction tarifaire sur les coûts de raccordement et la possibilité de bénéficier des dispositifs mis en œuvre dans le cadre du « droit à l'injection »⁸⁶ sont aujourd'hui réservées aux producteurs de biogaz ;

4. Dérogations attribuées par la CRE

La CRE est compétente pour fixer « les conditions de raccordement aux réseaux de transport et de distribution de gaz naturel » en application de l'article L. 134-2 du code de l'énergie.

La CRE est par ailleurs compétente, en application des dispositions de l'article L. 452-2 du code de l'énergie, afin de fixer les méthodes utilisées pour établir les tarifs des prestations annexes réalisées exclusivement par les gestionnaires de réseaux de gaz naturel. Elle en contrôle, par cet intermédiaire, les principales modalités de réalisation.

Par conséquent, dans le cadre du dispositif d'expérimentation réglementaire, il relève de sa compétence d'accorder des dérogations temporaires à une partie des dispositifs mentionnés ci-dessus.

Étude détaillée

⁸⁶ Le droit à l'injection est défini aux articles L. 453-9, L. 453-10, D. 453-20 à D. 453-25 du code de l'énergie.

Par dérogation à la délibération du 3 juin 2021⁸⁷, l'accès à la prestation d'étude détaillée d'injection est ouvert à le SIAH Croult et Petit Rosne. Certaines modalités de cette étude devront toutefois être adaptées afin de prendre en compte les spécificités du projet et la nature du gaz destiné à être injecté.

GRDF devra notamment, dans le cadre de cette étude, réaliser des analyses de faisabilité de l'injection, dans les réseaux publics de distribution de gaz naturel, de gaz contenant des résidus d'hydrogène. En effet, le méthane de synthèse injecté par le porteur de projet contient des résidus d'hydrogène dont l'impact sur les réseaux n'est pas entièrement connu à ce stade. Il est en conséquence indispensable de s'assurer préalablement à l'injection du méthane de synthèse que l'hydrogène ne présente pas de risque pour les ouvrages du réseau public et pour les utilisateurs situés à proximité du producteur. Cette analyse d'impact de l'hydrogène devra être menée sur la portion de réseaux concernée par l'injection. En particulier, si dans la zone, un rebours est présent ou est envisagé, l'étude d'impact devra également couvrir les portions de réseaux amont, en associant les gestionnaires de réseaux concernés.

Registre des capacités

Par dérogation à la délibération du 23 septembre 2021 *portant décision sur les modalités d'établissement de la procédure de gestion des réservations de capacité d'injection de biométhane*⁸⁸ (ci-après la délibération « Registre des capacités »), le projet d'injection de gaz de synthèse porté par le SIAH Croult et Petit Rosne pourra être inscrit dans le registre des capacités selon les modalités prévues par la délibération susmentionnée.

Les modalités d'inscription applicables aux projets d'injection de biométhane, prévues par la délibération susmentionnée, s'appliqueront à l'exception de certaines dispositions. En effet, les études de raccordement d'une installation de production de méthane de synthèse nécessitent des études spécifiques dont la durée n'est pas encore connue précisément. De plus, afin de maîtriser les risques liés à l'injection de résidus d'hydrogène sur les réseaux, des équipements supplémentaires pourraient être nécessaires et imposés par le gestionnaire de réseaux. Par conséquent, certaines modalités définies dans la délibération « *Registre des capacités* » pourront être adaptées, notamment la durée des jalons, le caractère engageant de la proposition technique et financière de GRDF, les conditions de maintien dans la file d'attente et dans le registre des capacités. Ces modalités seront détaillées dans la convention d'expérimentation.

Raccordement et injection

Par dérogation à la délibération du 3 juin 2021, 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 est ouverte au porteur de projet, à condition que la faisabilité de l'injection du gaz de synthèse contenant des résidus d'hydrogène soit démontrée par GRDF.

Certaines modalités de réalisation de ces prestations devront toutefois être adaptées afin de prendre en compte les spécificités du projet et la nature du gaz destiné à être injecté. Par exemple, la prestation de GRDF visant à analyser la qualité du gaz lors de son injection devra notamment prévoir la mesure en continu de la concentration en hydrogène résiduel.

Réfaction, dispositif de droit à l'injection et mutualisation des postes d'injection

Dans l'hypothèse où la faisabilité de l'injection du gaz de synthèse contenant des résidus d'hydrogène est démontrée par GRDF, la DGEC pourrait étudier les demandes de dérogations relatives à la réfaction tarifaire sur les coûts de raccordement de l'installation et la possibilité de bénéficier du dispositif de droit à l'injection. En l'absence de ces dérogations, le porteur de projet devra supporter l'intégralité de ses coûts de raccordement et des éventuels coûts de renforcement du réseau qu'il pourrait générer. La DGEC pourrait également étudier les demandes de dérogations relatives à la possibilité de mutualiser un poste pour l'injection de méthane de synthèse et de biométhane.

Les dérogations accordées par la CRE ont pour seul objectif de permettre au SIAH Croult et Petit Rosne et ses partenaires de mener l'expérimentation proposée. Cette expérimentation devra être menée dans les conditions fixées dans la présente délibération. En cas de modification substantielle du projet, le SIAH Croult et Petit Rosne et ses partenaires devront en informer sans délai la CRE.

⁸⁷ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 3 juin 2021 portant décision sur les prestations réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de réseaux de distribution de gaz naturel : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/prestations-realisees-a-titre-exclusif-par-les-gestionnaires-de-reseaux-de-distribution-de-gaz-naturel6>

⁸⁸ Délibération du 23 septembre 2021 *portant décision sur les modalités d'établissement de la procédure de gestion des réservations de capacité d'injection de biométhane sur les réseaux de transport et de distribution de gaz naturel proposée par le « GT Injection Biométhane »* : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/gestion-des-reservations-de-capacite-d-injection-de-biomethane-sur-les-reseaux-de-transport-et-de-distribution-de-gaz-naturel-proposee-par-le-gt>

5. Durée de l'expérimentation et calendrier

Les dérogations sont accordées pour une durée de 4 ans à partir de la date de dépôt de la demande d'étude détaillée auprès de GRDF, ou à défaut au plus tard le 1er juillet 2023. Le calendrier envisagé est présenté ci-dessous :

Échéance	Objectif
T3 2022 – T2 2023	Début de l'expérimentation. Dépôt de la demande d'étude détaillée. Inscription du projet au registre des capacités.
T3 2022 – T2 2023	Conclusion des analyses de faisabilité de l'injection, dans les réseaux publics de distribution de gaz naturel, de gaz contenant des résidus d'hydrogène. Si les études de faisabilité ne sont pas favorables, le projet ne pourra être raccordé.
T4 2023 - T4 2024	Construction de l'installation de production.
T4 2024 – T1 2025	Mise en service de l'installation.
T3 2026 – T2 2027	Fin de l'expérimentation (4 ans après le début de l'expérimentation).

Tableau 35 : calendrier du projet porté par le SIAH Croult et Petit Rosne

6. Partage des résultats et indicateurs de suivi

En application de l'article 61 de la loi Énergie-Climat, la CRE réalisera un bilan annuel de l'avancement de ces expérimentations : ce bilan s'appuiera notamment sur les indicateurs définis et présentés ci-dessous qui seront transmis annuellement par GRDF et le SIAH Croult et Petit Rosne. Une version publique de ce bilan sera publiée sur le site de la CRE.

Catégorie d'indicateurs	Indicateurs	Précisions	Confidentialité	Transmission
Technologie / Technique	Maîtrise technologique des procédés de production de gaz de synthèse	Explication macro de la technologie	Public ⁸⁹	SIAH Croult et Petit Rosne
		Explication détaillée de la technologie	Confidentiel	
		Rendements	Confidentiel	
		Type d'intrants	Public	
	Raccordement	Suivi des études de raccordement (démarche, durée, coûts et différences par rapport aux études de raccordement pour le biométhane)	Public	GRDF
		Suivi de l'étude de compatibilité à l'hydrogène (démarche, durée et coûts)	Public	GRDF
	Injection	Nombre d'heures d'injection par an, taux de disponibilité et quantité d'énergie produite	Public	SIAH Croult et Petit Rosne et GRDF
		Qualité du gaz produit, taux de méthane non conforme	Public	
		Nombre d'incidents/limitations d'injection liés à la présence d'hydrogène	Public	GRDF
		Variation de la qualité de gaz au cours du temps au niveau du poste d'injection	Public	GRDF

⁸⁹ Préalablement à la publication de cet indicateur, le porteur de projet pourra indiquer à la CRE les informations dont le secret est protégé par la loi qui ne devront pas être communiquées publiquement.

Economique	Modèle économique du projet	Prix de revient, prix de vente et durée du contrat	Public ⁹⁰	SIAH Croult et Petit Rosne
		Coût d'achat de matières premières	Confidentiel	
	Développement de PPA	Nombre de contrats de vente directe de méthane de synthèse	Confidentiel	

Tableau 36 : indicateurs de suivi de l'expérimentation portée par le SIAH Croult et Petit Rosne

7. Modalités de fin d'expérimentation

À l'issue de la période d'expérimentation, la CRE pourra décider de la prolonger pour une période équivalente.

En cas de succès de l'expérimentation, le cadre juridique pourra évoluer afin de généraliser les dérogations accordées. En cas d'échec de l'expérimentation ou si le cadre juridique n'évolue pas, le SIAH Croult et Petit Rosne ne pourra plus bénéficier des dérogations accordées par la présente délibération.

8. Demandes adressées aux parties prenantes

Afin de pouvoir réaliser et évaluer cette expérimentation, la CRE demande :

- à GRDF d'étendre le bénéfice des prestations relatives à l'injection de gaz dans les réseaux publics de distribution de gaz naturel, aujourd'hui réservée à l'injection de biométhane dans les réseaux, au SIAH Croult et Petit Rosne;
- au gestionnaire de registre de la zone de desserte d'inscrire le projet porté par le SIAH Croult et Petit Rosne dans le registre des capacités ;
- à GRDF d'adapter ses contrats de raccordement et d'injection afin de prendre en compte les spécificités du méthane de synthèse (modalités de contrôle de la qualité du gaz, éventuels coûts d'adaptation des réseaux liés à la présence d'hydrogène dans le gaz injecté, etc.) ;
- à GRDF et le SIAH Croult et Petit Rosne de respecter le calendrier défini dans le tableau 35 ;
- à GRDF et le SIAH Croult et Petit Rosne d'élaborer une convention d'expérimentation qui encadrera le projet et son développement. Cette convention devra être communiquée à la CRE préalablement à sa signature ;
- à GRDF et le SIAH Croult et Petit Rosne de transmettre annuellement un bilan d'avancement de l'expérimentation sur la base des indicateurs de suivi définis dans le tableau 36.

⁹⁰ Préalablement à la publication de cet indicateur, le porteur de projet pourra indiquer à la CRE les informations dont le secret est protégé par la loi qui ne devront pas être communiquées publiquement.



ANNEXE 14 : CONDITIONS DE LA DEROGATION OCTROYEE A LA SOCIETE SEMARDEL - DOSSIER M14

1. Structure qui porte le projet et partenaires

Le projet est porté par la société Semardel.

GRDF est associé à l'expérimentation ainsi qu'au suivi de son avancement et à son l'évaluation.

2. Description détaillée du projet

La société Semardel souhaite valoriser de la biomasse et des Combustibles Solides de Récupération (CSR) en les transformant par pyrogazéification en méthane. Le méthane produit serait injecté sur le réseau public de distribution exploité par GRDF.

Les caractéristiques du projet sont reportées dans le tableau ci-dessous :

Localisation	L'installation de production sera développée à Vert-Le-Grand (91810)
Intrants	La pyrogazéification sera réalisée à partir de biomasse et de CSR.
Débit	Le débit de l'installation sera d'environ 627 Nm ³ /h. Il pourra être adapté à la capacité du réseau.

Tableau 37 : description détaillée du projet porté par Semardel

3. Obstacles réglementaires

La société Semardel souhaite bénéficier du dispositif d'expérimentation réglementaire afin de pouvoir injecter le gaz produit dans les réseaux publics de distribution de gaz naturel.

Le cadre juridique, contractuel et technique aujourd'hui applicable à l'injection de gaz sur les réseaux a été construit afin d'accompagner le développement de la filière biométhane sans pour autant envisager explicitement, et jusqu'alors, d'autres gaz. En particulier, ce cadre n'est pas, à ce jour, applicable aux installations de production de gaz dont le gaz est produit, totalement ou partiellement, à partir d'autres intrants que de la biomasse.

De la sorte, la majorité des dispositifs précédant et conditionnant l'injection de gaz sur les réseaux n'intègre pas dans le périmètre de leurs bénéficiaires les projets d'injection de gaz produits à partir d'intrants non biogéniques. Les dispositifs concernés sont les suivants :

- le bénéfice des prestations annexes des gestionnaires de réseaux publics de distribution de gaz naturel relatives à l'injection de gaz n'est aujourd'hui réservé qu'aux porteurs de projet d'injection de biométhane ;
- l'inscription sur le registre des capacités n'est pas prévue pour les projets d'injection de gaz de synthèse ;
- les contrats de raccordement et d'injection ne prennent aujourd'hui pas en compte les spécificités du méthane de synthèse ;
- la réfaction tarifaire sur les coûts de raccordement et la possibilité de bénéficier des dispositifs mis en œuvre dans le cadre du « droit à l'injection »⁹¹ sont aujourd'hui réservées aux producteurs de biogaz ;

4. Dérogations attribuées par la CRE

La CRE est compétente pour fixer « les conditions de raccordement aux réseaux de transport et de distribution de gaz naturel » en application de l'article L. 134-2 du code de l'énergie.

La CRE est par ailleurs compétente, en application des dispositions de l'article L. 452-2 du code de l'énergie, afin de fixer les méthodes utilisées pour établir les tarifs des prestations annexes réalisées exclusivement par les gestionnaires de réseaux publics de gaz naturel. Elle en contrôle, par cet intermédiaire, les principales modalités de réalisation.

Par conséquent, dans le cadre du dispositif d'expérimentation réglementaire, il relève de sa compétence d'accorder des dérogations temporaires à une partie des dispositifs mentionnés ci-dessus.

Étude détaillée

⁹¹ Le droit à l'injection est défini aux articles L. 453-9, L. 453-10, D. 453-20 à D. 453-25 du code de l'énergie.

Par dérogation à la délibération du 3 juin 2021⁹², l'accès à la prestation d'étude détaillée d'injection est ouvert à la société Semardel. Certaines modalités de cette étude devront toutefois être adaptées afin de prendre en compte les spécificités du projet et la nature du gaz destiné à être injecté.

GRDF devra notamment, dans le cadre de cette étude, réaliser des analyses de faisabilité de l'injection, dans les réseaux publics de distribution de gaz naturel, de gaz contenant des résidus d'hydrogène. En effet, le méthane de synthèse injecté par le porteur de projet contient des résidus d'hydrogène dont l'impact sur les réseaux n'est pas entièrement connu à ce stade. Il est en conséquence indispensable de s'assurer préalablement à l'injection du méthane de synthèse que l'hydrogène ne présente pas de risque pour les ouvrages du réseau public et pour les utilisateurs situés à proximité du producteur. Cette analyse d'impact de l'hydrogène devra être menée sur la portion de réseaux concernée par l'injection. En particulier, si dans la zone, un rebours est présent ou est envisagé, l'étude d'impact devra également couvrir les portions de réseaux amont, en associant les gestionnaires de réseaux concernés.

Registre des capacités

Par dérogation à la délibération du 23 septembre 2021 portant décision sur les modalités d'établissement de la procédure de gestion des réservations de capacité d'injection de biométhane⁹³ (ci-après la délibération « Registre des capacités »), le projet d'injection de gaz de synthèse porté par la société Semardel pourra être inscrit dans le registre des capacités selon les modalités prévues par la délibération susmentionnée.

Les modalités d'inscription applicables aux projets d'injection de biométhane, prévues par la délibération susmentionnée, s'appliqueront à l'exception de certaines dispositions. En effet, les études de raccordement d'une installation de production de méthane de synthèse nécessitent des études spécifiques dont la durée n'est pas encore connue précisément. De plus, afin de maîtriser les risques liés à l'injection de résidus d'hydrogène sur les réseaux, des équipements supplémentaires pourraient être nécessaires et imposés par le gestionnaire de réseaux. Par conséquent, certaines modalités définies dans la délibération « Registre des capacités » pourront être adaptées, notamment la durée des jalons, le caractère engageant de la proposition technique et financière de GRDF, les conditions de maintien dans la file d'attente et dans le registre des capacités. Ces modalités seront détaillées dans la convention d'expérimentation.

Raccordement et injection

Par dérogation à la délibération du 3 juin 2021, 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 est ouverte au porteur de projet, à condition que la faisabilité de l'injection du gaz de synthèse contenant des résidus d'hydrogène soit démontrée par GRDF.

Certaines modalités de réalisation de ces prestations devront toutefois être adaptées afin de prendre en compte les spécificités du projet et la nature du gaz destiné à être injecté. Par exemple, la prestation de GRDF visant à analyser la qualité du gaz lors de son injection devra notamment prévoir la mesure en continu de la concentration en hydrogène résiduel.

Réfaction et dispositif de droit à l'injection

Dans l'hypothèse où la faisabilité de l'injection du gaz de synthèse contenant des résidus d'hydrogène est démontrée par GRDF, la DGEC pourrait étudier les demandes de dérogations relatives à la réfaction tarifaire sur les coûts de raccordement de l'installation et la possibilité de bénéficier du dispositif de droit à l'injection. En l'absence de ces dérogations, le porteur de projet devra supporter l'intégralité de ses coûts de raccordement et des éventuels coûts de renforcement du réseau qu'il pourrait générer.

Les dérogations accordées par la CRE ont pour seul objectif de permettre à Semardel et ses partenaires de mener l'expérimentation proposée. Cette expérimentation devra être menée dans les conditions fixées dans la présente délibération. En cas de modification substantielle du projet, Semardel et ses partenaires devront en informer sans délai la CRE.

5. Durée de l'expérimentation et calendrier

Les dérogations sont accordées pour une durée de 4 ans à partir de la date de dépôt de la demande d'étude détaillée auprès de GRDF, ou à défaut au plus tard le 1er juillet 2024. Le calendrier envisagé est présenté ci-dessous :

Échéance	Objectif
----------	----------

⁹² Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 3 juin 2021 portant décision sur les prestations réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de réseaux de distribution de gaz naturel : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/prestations-realisees-a-titre-exclusif-par-les-gestionnaires-de-reseaux-de-distribution-de-gaz-naturel6>

⁹³

Délibération du 23 septembre 2021 portant décision sur les modalités d'établissement de la procédure de gestion des réservations de capacité d'injection de biométhane sur les réseaux de transport et de distribution de gaz naturel proposée par le « GT Injection Biométhane » : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/gestion-des-reservations-de-capacite-d-injection-de-biomethane-sur-les-reseaux-de-transport-et-de-distribution-de-gaz-naturel-proposee-par-le-gt>



T3 2022 – T2 2024	Début de l'expérimentation. Dépôt de la demande d'étude détaillée. Inscription du projet au registre des capacités.
T3 2022 – T2 2024	Conclusion des analyses de faisabilité de l'injection, dans les réseaux publics de distribution de gaz naturel, de gaz contenant des résidus d'hydrogène. Si les études de faisabilité ne sont pas favorables, le projet ne pourra être raccordé.
T1 2025 - T4 2025	Construction de l'installation de production.
2026	Mise en service de l'installation.
T3 2026 – T2 2028	Fin de l'expérimentation (4 ans après le début de l'expérimentation).

Tableau 38 : calendrier du projet porté par Semardel

6. Partage des résultats et indicateurs de suivi

En application de l'article 61 de la loi Énergie-Climat, la CRE réalisera un bilan annuel de l'avancement de ces expérimentations : ce bilan s'appuiera notamment sur les indicateurs définis et présentés ci-dessous qui seront transmis annuellement par GRDF et Semardel. Une version publique de ce bilan sera publiée sur le site de la CRE.

Catégorie d'indicateurs	Indicateurs	Précisions	Confidentialité	Transmission
Technologie / Technique	Maîtrise technologique des procédés de production de gaz de synthèse	Explication macro de la technologie	Public ⁹⁴	Semardel
		Explication détaillée de la technologie	Confidentiel	Semardel
		Rendements	Confidentiel	Semardel
		Type d'intrants	Public	Semardel
	Raccordement	Suivi des études de raccordement (démarche, durée, coûts et différences par rapport aux études de raccordement pour le biométhane)	Public	GRDF
		Suivi de l'étude de compatibilité à l'hydrogène (démarche, durée et coûts)	Public	GRDF
	Injection	Nombre d'heures d'injection par an, taux de disponibilité et quantité d'énergie produite	Public	Semardel et GRDF
		Qualité du gaz produit, taux de méthane non conforme	Public	Semardel et GRDF
		Nombre d'incidents/limitations d'injection liés à la présence d'hydrogène	Public	GRDF
		Variation de la qualité de gaz au cours du temps au niveau du poste d'injection	Public	GRDF
Economique	Modèle économique du projet	Prix de revient, prix de vente et durée du contrat	Public ⁹⁵	Semardel
		Coût d'achat de matières premières	Confidentiel	Semardel

⁹⁴ Préalablement à la publication de cet indicateur, le porteur de projet pourra indiquer à la CRE les informations dont le secret est protégé par la loi qui ne devront pas être communiquées publiquement.

⁹⁵ Préalablement à la publication de cet indicateur, le porteur de projet pourra indiquer à la CRE les informations dont le secret est protégé par la loi qui ne devront pas être communiquées publiquement.

	Développement de PPA	Nombre de contrats de vente directe de méthane de synthèse	Confidentiel	Semardel
--	----------------------	--	--------------	----------

Tableau 39 : indicateurs de suivi de l'expérimentation portée par Semardel

7. Modalités de fin d'expérimentation

À l'issue de la période d'expérimentation, la CRE pourra décider de la prolonger pour une période équivalente.

En cas de succès de l'expérimentation, le cadre juridique pourra évoluer afin de généraliser les dérogations accordées. En cas d'échec de l'expérimentation ou si le cadre juridique n'évolue pas, Semardel ne pourra plus bénéficier des dérogations accordées par la présente délibération.

8. Demandes adressées aux parties prenantes

Afin de pouvoir réaliser et évaluer cette expérimentation, la CRE demande :

- à GRDF d'étendre le bénéfice des prestations relatives à l'injection de gaz dans les réseaux publics, aujourd'hui réservée à l'injection de biométhane dans les réseaux, à Semardel;
- au gestionnaire de registre de la zone de desserte d'inscrire le projet porté par Semardel dans le registre des capacités ;
- à GRDF d'adapter ses contrats de raccordement et d'injection afin de prendre en compte les spécificités du méthane de synthèse (modalités de contrôle de la qualité du gaz, éventuels coûts d'adaptation des réseaux liés à la présence d'hydrogène dans le gaz injecté, etc.) ;
- à GRDF et Semardel de respecter le calendrier défini dans le tableau 38 ;
- à GRDF et Semardel d'élaborer une convention d'expérimentation qui encadrera le projet et son développement. Cette convention devra être communiquée à la CRE préalablement à sa signature ;
- à GRDF et Semardel de transmettre annuellement un bilan d'avancement de l'expérimentation sur la base des indicateurs de suivi définis dans le tableau 39.

