



DÉLIBÉRATION N° 2019-242

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 14 novembre 2019 portant décision sur les mécanismes encadrant l'insertion du biométhane dans les réseaux de gaz

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

Parmi les différentes techniques de production de gaz d'origine renouvelable existante, la méthanisation est la seule filière mature à ce jour. Le biogaz produit par méthanisation peut être valorisé à travers la cogénération de chaleur et d'électricité, l'utilisation directe pour un usage mobilité sous forme de gaz naturel véhicule (GNV), et l'injection sur le réseau de distribution ou de transport de gaz naturel.

Le projet de décret relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) soumis à consultation en janvier 2019¹ prévoit un objectif de 6 TWh de biogaz injecté dans les réseaux de gaz naturel à l'horizon 2023 et fixe un objectif de 14 à 22 TWh d'ici 2028. Le Comité de prospective de la CRE, dans son rapport publié le 9 juillet 2019², au terme d'une analyse réunissant les acteurs du secteur de l'énergie et du secteur agricole, estime qu'un potentiel de 39 à 42 TWh est atteignable en 2030.

L'atteinte de ces objectifs est, d'une part, conditionnée à la disponibilité des ressources mobilisables *in fine* pour la production de biométhane et, d'autre part, susceptible de nécessiter des investissements importants dans l'adaptation des réseaux de transport et distribution de gaz naturel. Les caractéristiques actuelles des réseaux de gaz naturel, qui ne couvrent pas le territoire de manière homogène, et dont la capacité d'accueil varie fortement d'une région à l'autre, doivent être prises en compte dans le cadre du développement du biométhane injecté dans les réseaux. En effet :

- dans certaines parties du territoire, les investissements dans les réseaux pour permettre d'injecter le biométhane seraient trop coûteux et des solutions alternatives (comme la production d'électricité par cogénération ou le bioGNV non injecté) devront être préférées ;
- dans les parties du territoire où il sera pertinent d'injecter le biométhane dans les réseaux, les coûts pour la collectivité pour raccorder ces installations varieront d'une zone à l'autre, soit pour des raisons de distance au réseau soit du fait de faibles capacités d'accueil préexistantes.

Au vu des coûts induits pour l'adaptation des réseaux, estimé à 1,5 Md€ d'ici 2028, le développement de la filière biométhane doit se faire dans le respect du principe d'efficacité économique afin d'atteindre un coût optimisé pour la collectivité. Cet objectif nécessite, d'une part, de s'assurer que les investissements réalisés sont les investissements optimaux pour atteindre l'objectif fixé par la PPE et, d'autre part, de sortir de la règle du premier arrivé, premier payeur qui peut être dissuasive pour les porteurs de projets et entraver le développement du biométhane injecté dans les réseaux.

À la suite des recommandations du groupe de travail national chargé d'accélérer le développement de la méthanisation, présentées en mars 2018, la loi n° 2018-938 du 30 octobre 2018 pour l'équilibre des relations commerciales dans le secteur agricole et alimentaire et une alimentation saine, durable et accessible à tous, dite EGAlim, a instauré un principe nouveau de droit à l'injection pour les producteurs de biogaz, conditionné à la pertinence technico-économique des investissements de renforcement de réseaux nécessaires à sa mise en œuvre.

¹ [Projet de décret relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie](#)

² Le rapport est disponible au lien suivant : <http://www.eclairerlavenir.fr/actualites/eclairer-lavenir-demain-100-de-gaz-vert/>.

14 novembre 2019

L'article 94 de la loi EGalim a créé un nouvel article au sein de code de l'énergie (article L. 453-9) qui précise notamment que « *[lorsqu'une installation de production de biogaz est située à proximité d'un réseau de gaz naturel, les gestionnaires des réseaux de gaz naturel effectuent les renforcements nécessaires pour permettre l'injection dans le réseau du biogaz produit, dans les conditions et limites permettant de s'assurer de la pertinence technico-économique des investissements [...]]* ».

Les modalités de mise en œuvre de cet article ont été précisées par le décret n° 2019-665 du 28 juin 2019 relatif aux renforcements des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel nécessaires pour permettre l'injection du biogaz produit, et par l'arrêté du 28 juin 2019 qui lui est associé.

Le décret susmentionné introduit trois dispositifs qui visent notamment à répondre à cet enjeu de développement efficace de l'injection de biométhane dans les réseaux :

- un dispositif de zonage de raccordement des installations de production de biogaz à un réseau de gaz naturel ;
- un dispositif d'évaluation et de mutualisation dans les tarifs des projets de renforcement, fondé sur un ratio technico-économique Investissements / Volumes (« I/V ») ;
- un dispositif de partage des coûts des ouvrages mutualisés, qui ne seraient pas constitutifs d'un renforcement, entre les producteurs d'une même zone.

Dans ce cadre, la CRE a travaillé avec la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) et les gestionnaires de réseaux à l'élaboration des dispositifs opérationnels qui permettront la mise en œuvre du droit à l'injection.

La CRE a par ailleurs procédé à une consultation publique du 23 juillet au 16 septembre 2019³, afin de présenter ses orientations relatives à la mise en œuvre du droit à l'injection et de recueillir l'avis des acteurs de marché.

43 contributions ont été adressées à la CRE. Les réponses non confidentielles sont publiées sur le site de la CRE en même temps que la présente délibération. Si les contributeurs ont salué la volonté de la CRE d'améliorer la visibilité de la filière biométhane sur les conditions d'injection dans les réseaux, des réserves et suggestions d'amélioration ont également été formulées. Les contributions à la consultation publique ont également mis en évidence un besoin de pédagogie et de clarification des dispositifs encadrant l'intégration du biométhane sur les réseaux de gaz naturel.

A la suite de ces travaux, la présente délibération vise à définir les modalités de mise en œuvre du droit à l'injection. Celui-ci s'articulera, pour chaque zone concernée par le développement du biométhane, autour des étapes suivantes :

- établissement, conjointement par les différents gestionnaires de réseaux et après concertation des acteurs locaux sur les volumes à considérer sur la zone, d'un zonage de raccordement qui définit le mode de raccordement le plus pertinent pour la collectivité des futurs projets de la zone, notamment en considérant les renforcements nécessaires sur la zone ;
- détermination, pour chaque nouveau projet faisant une demande d'étude en vue de son raccordement, de ses conditions d'injection ;
 - chiffrage des investissements de renforcement et de raccordement nécessaires, conformément au zonage de raccordement établi sur la zone ;
 - précision de leurs modalités de couverture, en tenant compte de l'éligibilité du projet à la mutualisation dans les tarifs de réseau des investissements de renforcement et/ou à la mutualisation avec d'autres projets des ouvrages de raccordement mutualisables, conformément aux dispositions introduites par le décret susmentionné ;
- validation par la CRE des investissements de renforcement pour les projets ayant atteint le stade du dépôt de dossier ICPE, puis déclenchement au moment opportun de ces investissements, après avoir fait éventuellement appel à des solutions de flexibilités temporaires : la procédure de validation et de déclenchement des investissements retenue vise à mettre en œuvre les investissements les plus pertinents pour la collectivité, compte tenu du développement effectif de la filière dans chaque zone, tout en apportant aux porteurs de projet la visibilité sur les conditions financières de raccordement dès l'étude, réalisée par les gestionnaires de réseaux, en vue du raccordement.

³ Consultation publique n°2019-015 du 23 juillet 2019 relative aux conditions d'insertion du biométhane dans les réseaux de gaz et à l'introduction d'un timbre d'injection

14 novembre 2019

Par ailleurs, afin de renforcer la visibilité des acteurs de la filière biométhane sur les conditions d'injection dans les différentes zones du territoire métropolitain, la CRE demande aux gestionnaires de réseaux de construire conjointement, dès le premier trimestre 2020, une cartographie permettant de renseigner sur :

- l'éligibilité d'une zone à la mutualisation dans les tarifs de ses investissements de renforcements ;
- les coûts moyens de raccordement restant à la charge des producteurs estimés sur chaque zone.

La question de la mise en œuvre d'un timbre d'injection, sur laquelle la CRE avait également interrogé les acteurs, lors de la consultation publique susmentionnée, sera traitée dans le cadre des futures décisions tarifaires de la CRE (ATRT7 et ATRD6), prévues pour la fin d'année 2019.

SOMMAIRE

1. CONTEXTE ET COMPÉTENCES DE LA CRE	7
1.1 LE BIOMETHANE INJECTE DANS LES RESEAUX DE GAZ	7
1.1.1 Etat des lieux et perspectives de développement	7
1.1.2 Etapes de raccordement d'une installation au réseau	8
1.2 ADAPTATION DES RESEAUX POUR ACCOMPAGNER LE DEVELOPPEMENT DU BIOMETHANE	9
1.2.1 Caractéristiques géographiques des réseaux de gaz	9
1.2.2 Capacité d'accueil des réseaux actuels et renforcements	10
1.3 DROIT A L'INJECTION	10
1.4 COMPETENCES DE LA CRE	11
2. ZONAGE DE RACCORDEMENT DES INSTALLATIONS DE PRODUCTION DE BIOGAZ A UN RESEAU DE GAZ NATUREL	12
2.1 DEFINITION DU ZONAGE DE RACCORDEMENT.....	12
2.2 MODALITES DE CONSTRUCTION DU ZONAGE DE RACCORDEMENT ET IMPLICATION DES ACTEURS LOCAUX.....	12
2.2.1 Critère technico-économique de détermination du zonage de raccordement.....	12
2.2.2 Calendrier de construction	13
2.2.3 Méthodologie de consultation des acteurs locaux	14
3. CONDITIONS FINANCIERES DE RACCORDEMENT DES INSTALLATIONS DE BIOMETHANE	14
3.1 ELIGIBILITE A LA MUTUALISATION DANS LES TARIFS DE RESEAUX DES COUTS DE RENFORCEMENT	15
3.1.1 Rappel des conditions prévues dans le décret.....	15
3.1.2 Cartographie des zones éligibles	15
3.2 ELIGIBILITE A LA MUTUALISATION ENTRE PRODUCTEURS DE CERTAINS OUVRAGES DE RACCORDEMENT ..	17
3.2.1 Mode de calcul de la quote-part des ouvrages mutualisés payés par les producteurs	18
3.2.2 Seuils d'éligibilité au dispositif.....	20
4. VALIDATION ET DECLENCHEMENT DES INVESTISSEMENTS DE RENFORCEMENT	20
4.1 RAPPEL DU DISPOSITIF PREVU PAR LE DECRET	20
4.2 VALIDATION DES INVESTISSEMENTS DE RENFORCEMENT	21
4.3 DECLENCHEMENT DES INVESTISSEMENTS DE RENFORCEMENT.....	22
DECISION DE LA CRE	23
LEXIQUE	24
ANNEXE 1 : ETAPES DE LA DETERMINATION DU RENFORCEMENT A EFFECTUER POUR UNE ZONE	26
ANNEXE 2 : LISTE DES INFORMATIONS A TRANSMETTRE A LA CRE AU MOMENT DU ZONAGE DE RACCORDEMENT.....	27
ANNEXE 3 : LISTE DES INFORMATIONS QUI POURRAIENT ETRE MISE A DISPOSITION DES ACTEURS VIA LA CARTOGRAPHIE	28
ANNEXE 4 : CONVENTION ENTRE OPERATEURS POUR CHAQUE ETUDE DU JALON D2	29

Synthèse du dispositif de mise en œuvre par la CRE du droit à l'injection

Le dispositif de mise en œuvre du droit à l'injection, établi par cette délibération, est légèrement modifié par rapport à celui proposé dans la consultation publique pour répondre au besoin de visibilité et de pédagogie exprimé par les contributeurs.

Pour chaque zone concernée par le développement du biométhane, il s'articulera autour des étapes suivantes :

- 1- établissement, conjointement par les différents gestionnaires de réseaux et après concertation avec les acteurs locaux sur les volumes à considérer sur la zone, d'un zonage de raccordement prescriptif qui définit le mode de raccordement le plus pertinent pour la collectivité des futurs projets de la zone, notamment en considérant les renforcements nécessaires sur la zone ;
- 2- détermination, pour chaque nouveau projet faisant l'objet d'une demande d'étude en vue de son raccordement, de ses conditions d'injection :
 - a. chiffrage par les gestionnaires de réseaux concernés des investissements de renforcement et de raccordement nécessaires, conformément au zonage de raccordement établi sur la zone ;
 - b. précision de leurs modalités de couverture, en tenant compte de l'éligibilité du projet à la mutualisation dans les tarifs des investissements de renforcement et/ou à la mutualisation avec d'autres projets des ouvrages de raccordement mutualisables, conformément aux dispositions introduites pour le décret relatif au droit à l'injection susmentionné ;
- 3- validation par la CRE des investissements de renforcement pour les projets ayant atteint le stade du dépôt de dossier ICPE, puis, après avoir fait éventuellement appel à des solutions de flexibilités temporaires, déclenchement au moment opportun de ces investissements.

Nécessité d'un zonage de raccordement prescriptif

Si l'article L. 453-9 du code de l'énergie impose aux gestionnaires de réseaux de gaz naturel d'effectuer les investissements nécessaires à l'injection des producteurs de biogaz, dont les coûts sont aujourd'hui portés par les tarifs d'utilisation de ces réseaux, cette obligation est soumise à des « conditions et limites permettant de s'assurer de la pertinence technico-économique des investissements » rendus nécessaires.

A ce titre, l'article D. 453-20 du code de l'énergie, introduisant le zonage de raccordement, vise notamment à garantir ex ante la pertinence technico-économique des investissements d'adaptations des réseaux projetés.

Le zonage de raccordement définit, pour chaque zone du territoire métropolitain continental située à proximité d'un réseau de gaz naturel, le réseau gazier le plus pertinent d'un point de vue technico-économique auquel les projets d'installations de production de biogaz doivent se raccorder. Il est soumis, pour validation, à la CRE.

Les zonages de raccordement seront fondés sur une analyse technico-économique permettant de s'assurer que le raccordement des différents projets se fait de manière optimale pour la collectivité. En effet, un raccordement conforme à l'intérêt individuel de chaque projet n'aboutirait pas nécessairement à une solution de raccordement compatible avec l'intérêt collectif. Une telle situation pourrait non seulement aboutir à des surcoûts pour la collectivité mais aussi empêcher l'atteinte des objectifs de développement du biométhane. En effet, si dans une zone donnée, les premiers raccordements sont faits sans prendre en compte le potentiel global de la zone, la pertinence de mettre en œuvre des renforcements mutualisés pourrait être remise en cause pour les projets suivants.

Pour être validé par la CRE, ce zonage de raccordement doit être établi conjointement par l'ensemble des gestionnaires de réseaux sur la zone. Le zonage de raccordement étant prescriptif, tous les raccordements faits dans cette zone devront être conformes à ce zonage.

Conditions financières de raccordement des installations de biométhane

Lors d'un raccordement, les investissements associés peuvent relever de l'une ou plusieurs des catégories suivantes :

- les renforcements qui peuvent être éligibles à la mutualisation dans les tarifs de réseaux (rebours et maillages), et donc ne donnant pas lieu à contribution financière par les producteurs ;
- les investissements de raccordement qui peuvent être éligibles à une mutualisation entre producteurs (compressions mutualisées, extensions mutualisées) ;
- les autres investissements de raccordement (extensions, branchements...) donnant lieu à contribution financière par les producteurs ;

Les conditions financières et la répartition entre les producteurs et les tarifs de réseaux des dépenses associées à ces catégories d'investissements sont les suivantes :

- s'agissant des ouvrages de renforcement :
 - le décret a introduit, à l'article D. 453-22 du code de l'énergie, des précisions sur les conditions de mutualisation dans les tarifs des investissements de renforcement. L'éligibilité à la mutualisation est évaluée *via* le calcul d'un ratio I/V^4 dont le seuil a été fixé par arrêté à 4700 €/Nm³/h ;
 - dans les zones où le ratio I/V est supérieur à ce seuil d'éligibilité, le décret introduit, à l'article D. 453-24 du code de l'énergie, la possibilité de faire financer par le porteur du projet ou des tiers une partie des investissements de renforcements.
- s'agissant des ouvrages de raccordement ayant vocation à être utilisés par plusieurs producteurs :
 - le décret a introduit, à l'article D. 453-25 du code de l'énergie, un dispositif de mutualisation entre producteurs des investissements de raccordement mutualisés (extensions ou compressions) afin de sortir du principe « premier arrivé premier payeur » ;
 - la CRE définit dans la présente délibération un système de quote-part permettant de mettre en place cette mutualisation tout en limitant le risque porté par le tarif ;
- s'agissant des autres ouvrages de raccordement, leur coût est supporté directement par le producteur les nécessitant, moyennant une réfaction tarifaire le cas échéant.

L'ensemble de ces conditions de raccordement et d'injection sont précisées au porteur de projet au moment de l'étude au cours de laquelle les gestionnaires de réseaux s'engagent sur les modalités de raccordement d'une installation (étude détaillée en distribution et étude de faisabilité en transport, soit jalon D2). Afin d'assurer de la stabilité au porteur de projet au moment de sa décision d'investissement, le dispositif d'étude de l'éligibilité des investissements de renforcements à une mutualisation dans les tarifs a été adapté afin que les conditions financières communiquées au porteur de projet à ce stade d'avancement soient garanties quels que soient les investissements de renforcements effectivement validés par la CRE le moment venu.

Validation et déclenchement des investissements de renforcement

Le décret prévoit une validation par la CRE des programmes de renforcement dès lors que les projets qui leurs sont associés ont, a minima, effectué leur dépôt de demande ICPE (jalon D4).

Cependant, comme indiqué précédemment, pour répondre aux craintes exprimées par les acteurs de la filière, le processus de validation des programmes de renforcement retenu dans la présente délibération s'enclenche dès la première demande de raccordement dans une zone nécessitant un renforcement.

Ainsi, au moment du jalon D2 (étude détaillée en distribution et étude de faisabilité en transport), les gestionnaires de réseaux s'engagent auprès des porteurs de projet sur les conditions de raccordement, et donc sur une éventuelle mutualisation dans les tarifs des coûts associés aux investissements de renforcement.

La validation formelle de la CRE n'intervient qu'au moment où les projets concernés par le programme de renforcement ont atteint le jalon D4. Le programme de renforcement peut être modifié pour tenir compte des évolutions de la zone mais les demandes de raccordement sur lesquelles les gestionnaires de réseaux se seront engagés au moment de l'étude (jalon D2) sont assurées aux conditions financières initialement prévues, afin de ne pas faire supporter au porteur de projet le risque de modification des programmes de renforcement.

La CRE peut demander aux gestionnaires de réseaux concernés de modifier le programme de renforcement sur la zone jusqu'au déclenchement des travaux de renforcement. Afin de déclencher les investissements au moment le plus opportun, la CRE demande aux gestionnaires de réseaux d'étudier la mise en place, le cas échéant, de solutions temporaires de flexibilité, si elles s'avèrent plus économiques dans un premier temps que le déclenchement de l'investissement en lui-même.

⁴ Le ratio technico-économique introduit par le décret n°2019-665 au D. 453-22 du code de l'énergie afin de déterminer l'éligibilité d'un programme de renforcements à la mutualisation dans les tarifs (dit I/V) consiste à diviser le montant des investissements de renforcements envisagés sur une zone par les volumes probabilisés qui lui sont associés. Les probabilités utilisées pour le calcul du I/V sont précisées dans l'arrêté du 28 juin 2019 associé au décret.

1. CONTEXTE ET COMPÉTENCES DE LA CRE

1.1 Le biométhane injecté dans les réseaux de gaz

La CRE est convaincue que le développement du biométhane est un enjeu majeur pour réussir la transition énergétique. Pour rappel, le biogaz produit est valorisé sous différentes formes : par la production d'électricité par cogénération, en injection dans un réseau de gaz le cas échéant après portage ou comme carburant pour véhicules. Ce sont les conditions économiques et les caractéristiques du réseau à l'échelle locale qui doivent permettre de retenir au cas par cas la solution la plus efficace du point de vue de la collectivité en termes de valorisation du biogaz produit. Si l'injection dans les réseaux de gaz présente des avantages importants en termes d'efficacité énergétique, elle n'est toutefois pas envisageable sur l'ensemble du territoire, compte tenu des coûts de réseaux que cela générerait.

A la suite de la publication du décret n° 2019-665, qui porte sur les conditions de mise œuvre du droit à l'injection, et de la consultation publique de la CRE n° 2019-015 qui s'est déroulée du 23 juillet au 16 septembre 2019 et portait sur les règles applicables à l'injection de biogaz dans les réseaux, la présente délibération précise les conditions de mise en œuvre par la CRE des différents dispositifs introduits par ce décret.

1.1.1 Etat des lieux et perspectives de développement

Au 30 septembre 2019, 107 sites injectent sur les réseaux publics de transport et de distribution de gaz. Ils se différencient par leur typologie d'intrants et les infrastructures auxquelles ils sont associés : 76 utilisent des intrants d'origine agricole, 5 des déchets ménagers, 7 sont associés à des installations de stockage de déchets non-dangereux (ISDND), 7 à des industriels et 12 à des stations d'épuration.

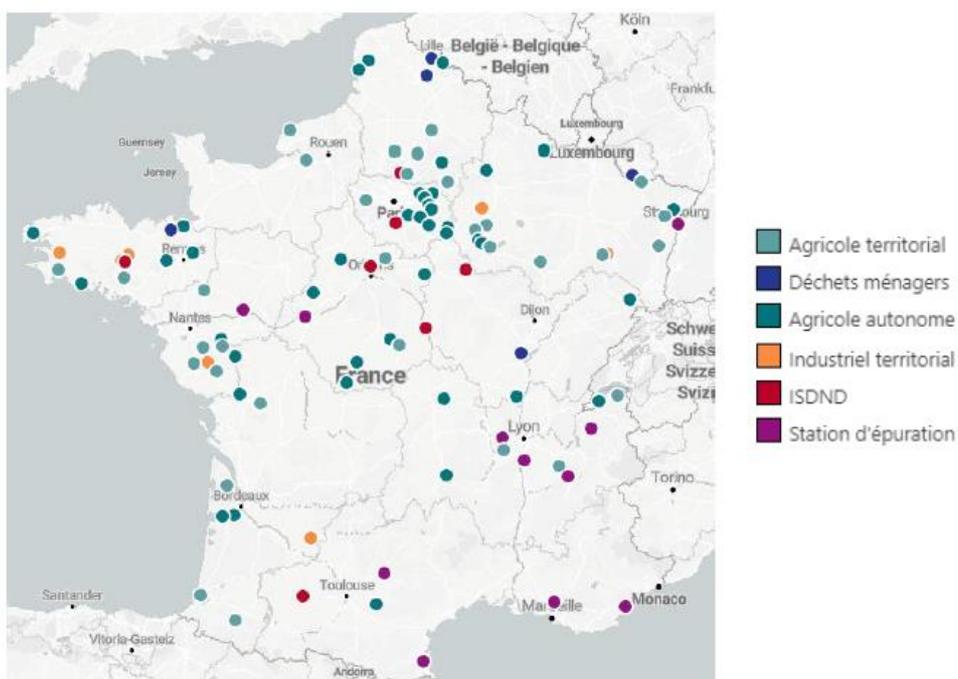


Figure 1 - Carte des installations d'injection de biométhane

Source : GRTgaz

Ces installations représentent actuellement une capacité d'injection sur le réseau de 1,8 TWh, pour un volume total injecté de 0,8 TWh en 2018 et de 0,8 TWh au 30 septembre 2019.

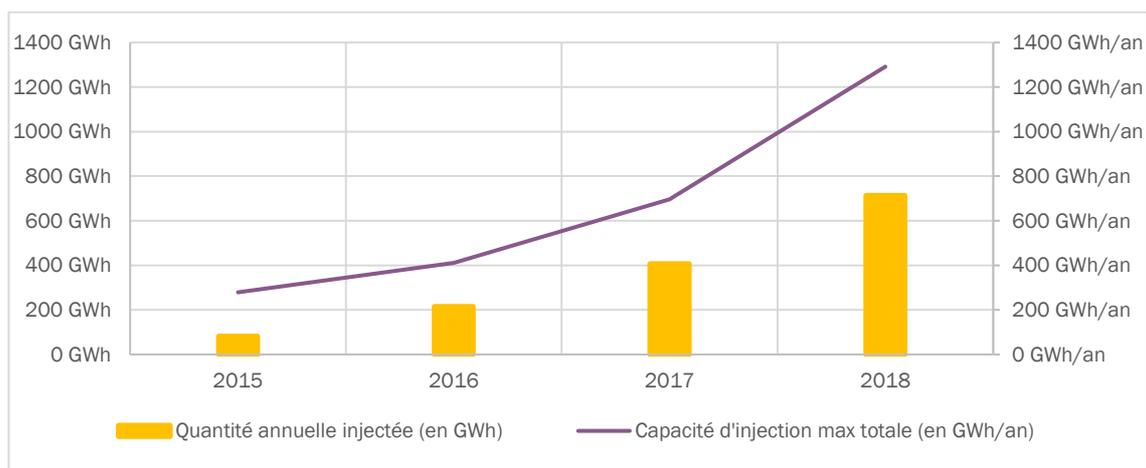


Figure 2 - Historique d'injection de biométhane et de capacités installées

Une augmentation des capacités installées et des volumes injectés est attendue pour les années à venir. A ce titre, le projet de programmation pluriannuel de l'énergie (PPE) mis en consultation en janvier 2019 prévoit de porter le volume de biogaz injecté dans les réseaux à 6 TWh à horizon 2023, pour un objectif de 14 à 22 TWh d'ici 2028.

Par ailleurs, la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte⁵ (LTECV) a fixé à 10 % la part de gaz consommé issu de filières renouvelables à l'horizon 2030. A cet horizon, le rapport du groupe de travail du Comité de prospective de la CRE consacré au verdissement du gaz⁶ propose un scénario de développement de l'injection de biométhane à hauteur de 39 à 42 TWh. Cette estimation se base en partie sur l'évaluation du potentiel méthanisable réalisée par l'Ademe à horizon 2030 et 2050,

	2030 (TWh)	2050 (TWh)
Déjections d'élevages	22	27
Cultures intermédiaires	6,5	51
Herbe et fourrages	0	13
Résidus de culture	23	31
Biodéchets (IAA et ménages)	5	8
Total	56	131

Figure 3 - Détail du potentiel méthanisable évalué par l'Ademe

1.1.2 Etapes de raccordement d'une installation au réseau

Pour être raccordées à un réseau de gaz, les installations de production de biogaz doivent s'inscrire au registre de gestion des capacités. Ce registre met en place un système de réservation de capacités, spécifique à une zone d'injection. Cette dernière est définie dans les procédures de gestion des réservations de capacité d'injection de biométhane comme une « zone constituée d'un réseau de transport régional et des zones de distribution aval qui y sont raccordées », dans laquelle les premiers projets arrivés réservent une capacité d'injection de biométhane sur la zone en question.

L'inscription au registre de gestion des capacités est effectuée lors de la commande d'une étude (étude détaillée en distribution et étude de faisabilité en transport), lors de laquelle les gestionnaires de réseaux informent les producteurs du profil de consommation de la zone à laquelle ils envisagent de se raccorder et donc de sa capacité d'accueil, et s'engagent sur un devis pour raccorder le producteur. Le contrat de raccordement n'est signé que plusieurs mois après la remise de cette étude. La mise en service effective de l'installation de production intervient quant à elle 18 mois environ après la signature du contrat de raccordement.

⁵ Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte

⁶ <http://www.eclairerlavenir.fr/actualites/eclairer-lavenir-demain-100-de-gaz-vert/>

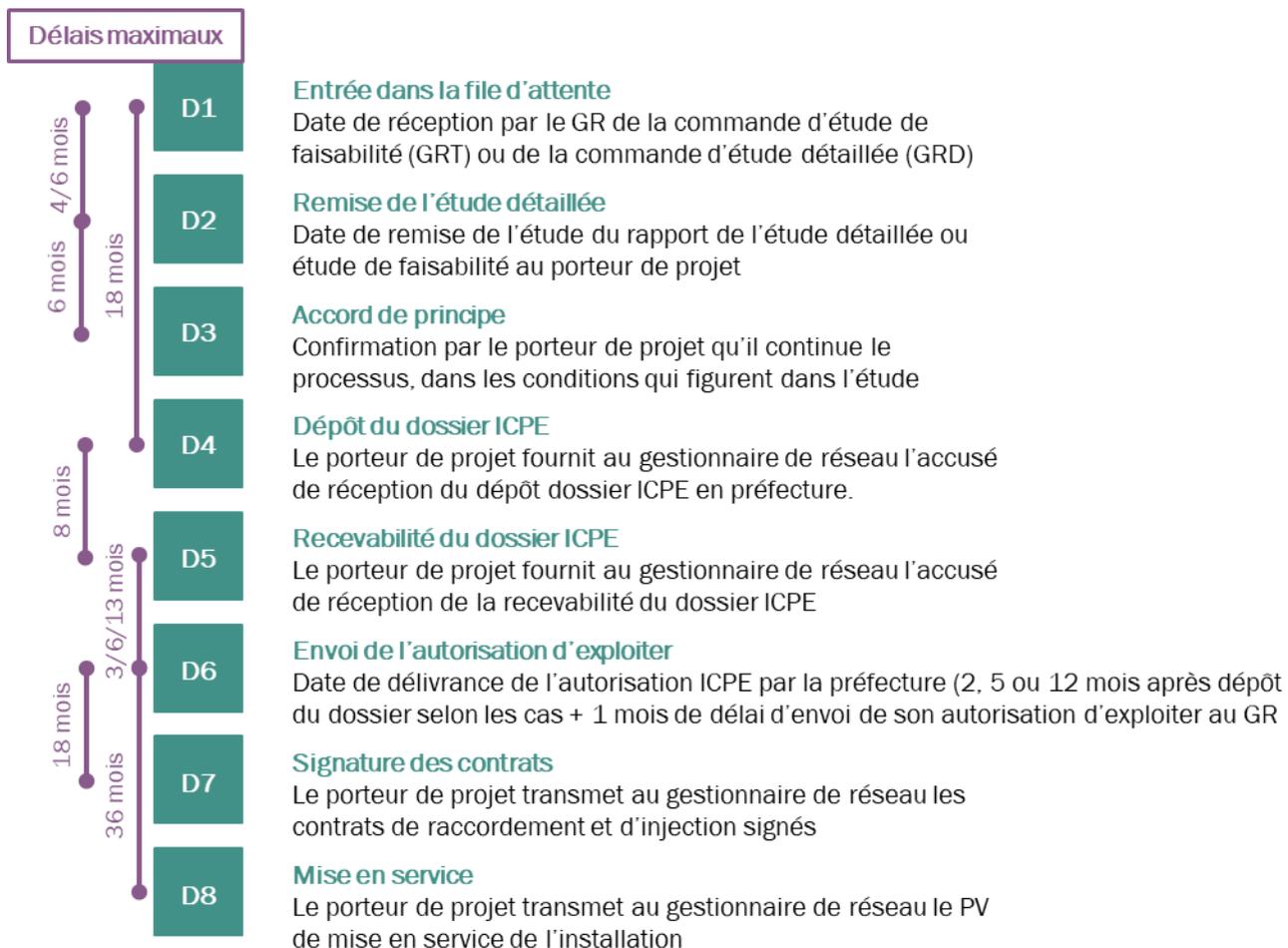


Figure 4 - Détail des étapes d'avancement d'un projet d'injection de biométhane (source : Procédure de gestion du Registre de capacités)

1.2 Adaptation des réseaux pour accompagner le développement du biométhane

L'atteinte des objectifs prévus par la PPE en matière de biométhane injecté nécessitera, au-delà d'un engagement budgétaire de la part de l'Etat (entre 7 et 9 Mds€ de dépenses publiques supplémentaires pour le développement de gaz renouvelable entre 2019 et 2028 selon le projet de PPE), des investissements importants dans les réseaux de transport et de distribution de gaz, de l'ordre de 1,5 Mds€ pour un objectif de 22 TWh de biogaz injecté en 2028⁷.

1.2.1 Caractéristiques géographiques des réseaux de gaz

La valorisation du biogaz produit par l'injection sur le réseau de gaz naturel est conditionnée à la présence d'un réseau accessible à proximité de l'installation de production. Or, le réseau de gaz naturel a pour spécificité de ne pas couvrir l'ensemble du territoire métropolitain. En effet, la consommation de gaz naturel acheminé par des réseaux de transport et de distribution, dans la mesure où il s'agit d'une énergie substituable, s'est seulement développée dans les zones où cela était économiquement pertinent. Il s'agit essentiellement de zones où la densité de population et l'activité économique, et donc la potentielle consommation de gaz, sont suffisantes pour justifier les investissements liés à l'extension du réseau.

Ainsi, les réseaux de distribution de gaz naturel couvrent aujourd'hui près de 10 000 communes (de l'ordre de 40% du territoire) et se situent en priorité sur des zones urbaines alors que le potentiel méthanogène est plus important dans les zones rurales. Sur les 2 100 potentiels projets de sites d'injection identifiés par GRDF, 35 % sont situés en dehors d'une zone de desserte. Le raccordement des sites nécessitera donc des extensions de réseaux de plus

⁷ Ces investissements se décomposent, pour un tiers, en investissements de renforcements (435 M€ de rebours et 65 M€ de maillages estimés) et, pour les deux tiers restants, en investissements d'extensions (1060 M€ estimés), selon les estimations de GRDF, GRTgaz et Teréga.

en plus longues (on observe déjà une augmentation de la longueur moyenne des raccordements des sites de biométhane au réseau de distribution : 3 500 mètres en 2018, contre 2 403 mètres en 2017 et 1 158 mètres en 2016). Dans certains cas, si le site de production se situe trop loin d'une zone de desserte, ces extensions de réseaux pourraient représenter un investissement inefficace pour la collectivité.

Par ailleurs, certains des investissements de raccordement au réseau ont vocation à bénéficier à plusieurs producteurs. En l'absence de mécanisme pour mutualiser les coûts d'investissements associés à ces ouvrages, la règle du « premier arrivé, premier payeur » s'applique et peut freiner le développement du biométhane, dans des zones pourtant pertinentes économiquement.

1.2.2 Capacité d'accueil des réseaux actuels et renforcements

Les infrastructures de gaz ont été construites pour assurer le transport du gaz depuis des points d'entrée sur le réseau, qui sont peu nombreux, (zones de production nationales, aujourd'hui quasi-inexistantes, interconnexions avec les pays voisins, terminaux méthaniers) vers les zones de consommation et les stockages. A partir du réseau de transport, des mailles (ou poches) du réseau de distribution assurent la livraison de gaz jusqu'aux consommateurs à des pressions de plus en plus basses. Les infrastructures de gaz ne permettent pas, sauf investissement spécifique, de faire remonter le gaz à des niveaux de pression supérieure ce qui peut contraindre le développement d'une production décentralisée, dans la mesure où une installation ne peut injecter qu'à concurrence de la consommation de la poche dans laquelle elle injecte (étages de pression inférieure qui lui sont rattachés compris).

La capacité d'accueil d'une zone dépend donc du profil de consommation de cette dernière, ce profil variant sensiblement en fonction des consommateurs de la zone : des industries ou des hôpitaux peuvent par exemple consommer du gaz toute l'année alors que les particuliers voient leurs consommations estivales réduites aux besoins de cuisson ou d'eau chaude. Cette capacité d'accueil est donc très fluctuante à l'échelle saisonnière, mais également, à saison donnée, à la maille journalière (dans certaines zones par exemple la capacité d'accueil estivale peut varier fortement entre les jours de semaine et les jours de week-end). Dans le cas où les capacités d'accueil sur la zone seraient saturées, par exemple durant la période estivale, un producteur se verrait contraint de limiter l'injection de biogaz par son installation.

Des ouvrages de réseaux, définis comme des renforcements, peuvent permettre de créer des exutoires à la production d'une installation qui saturerait à un moment de l'année la maille de distribution sur laquelle elle injecte :

- le maillage : deux mailles de distribution de pression équivalente sont raccordées physiquement ;
- le rebours : l'installation d'un compresseur permet d'injecter le gaz sur un réseau de pression supérieure.

A ce jour, la plupart des installations en service sont en mesure d'injecter à leur capacité maximale sans recourir à de tels investissements.

Cependant, les gestionnaires de réseaux considèrent que le réseau actuel ne peut raccorder qu'un tiers des projets du registre de capacité. Les capacités d'injection sur certaines zones seront donc, à court terme, limitées et nécessiteront des investissements de renforcement. A horizon 2028, ces investissements de renforcements sont évalués à 500 M€ (pour un objectif de 22 TWh). A ce jour, la CRE a approuvé 3 réalisations de rebours et 5 études de rebours.

1.3 Droit à l'injection

A la suite des recommandations du groupe de travail national chargé d'accélérer le développement de la méthanisation, présentées en mars 2018, la loi n° 2018-938 du 30 octobre 2018 pour l'équilibre des relations commerciales dans le secteur agricole et alimentaire et une alimentation saine, durable et accessible à tous, dite EGALIM, a instauré un principe nouveau de droit à l'injection pour les producteurs de biogaz (article 94 de la loi).

Ce droit à l'injection a été codifié à l'article L. 453-9 du code de l'énergie qui dispose que « *[l]orsqu'une installation de production de biogaz est située à proximité d'un réseau de gaz naturel, les gestionnaires des réseaux de gaz naturel effectuent les renforcements nécessaires pour permettre l'injection dans le réseau du biogaz produit, dans les conditions et limites permettant de s'assurer de la pertinence technico-économique des investissements définies par décret pris après avis de la Commission de régulation de l'énergie.* »

L'article L. 453-9 prévoit également que ce décret précise « *la partie du coût des renforcements des réseaux à la charge du ou des gestionnaires des réseaux et celle restant à la charge du ou des producteurs ainsi que la répartition de cette dernière entre les différents producteurs concernés* ».

Le décret d'application prévu par la loi Egalim (décret n° 2019-665) a été publié le 28 juin 2019, après avis de la CRE. Les principales dispositions figurent dans son article 1 qui crée les articles D. 453-20 à D. 453-25 du Code de l'énergie.

Comme prévu par l'article L. 453-9 du code de l'énergie, l'article 1 du décret a défini les « *conditions et limites permettant de s'assurer de la pertinence technico-économique des investissements* » nécessaires pour permettre l'injection dans le réseau du biogaz produit. A ce titre, l'article 1 du décret introduit trois dispositifs permettant de garantir que les adaptations de réseaux nécessaires à l'injection du biogaz se fassent dans des conditions techniques, économiques et financières maîtrisées pour la collectivité : :

- un dispositif de zonage de raccordement des installations de production de biogaz à un réseau de gaz naturel ;
- un dispositif d'évaluation et de mutualisation dans les tarifs, donc non pris en charge directement par les producteurs de biométhane, des projets de renforcement, fondé sur un ratio technico-économique Investissements / Volumes (« I/V ») ;
- un dispositif de partage entre les producteurs des coûts des ouvrages mutualisés, qui ne seraient pas constitutifs d'un renforcement, entre les producteurs d'une même zone.

Un arrêté, pris pour l'application de ce décret, publié le 28 juin 2019, précise le mode de calcul du ratio technico-économique I/V, et le seuil d'éligibilité qui lui est associé.

1.4 Compétences de la CRE

La CRE a pour mission de s'assurer de la pertinence et de l'efficacité des investissements des gestionnaires de réseaux visant au renforcement des infrastructures nécessaires pour permettre l'injection de biogaz. Elle dispose à ce titre de plusieurs leviers.

En premier lieu, la CRE est compétente pour fixer les tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel. Les articles L. 452-1 et L. 452-1-1 du code de l'énergie disposent ainsi que les tarifs d'utilisation des réseaux « *sont établis de manière transparente et non discriminatoire afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par ces gestionnaires, dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace* ». Dans ce cadre, la CRE doit s'assurer – *a priori et a posteriori* – que les investissements de renforcement nécessaires à l'injection de biogaz dans les réseaux, aujourd'hui couverts par les tarifs d'utilisation des réseaux, correspondent bien à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace.

En second lieu, en application des articles L.134-3 et L.431-6 dudit code, les gestionnaires de réseaux de transport (GRT) de gaz (i) transmettent, pour examen, leur plan décennal de développement du réseau à la CRE qui vérifie si ce plan couvre les besoins en matière d'investissement et (ii) soumettent, pour l'application de ce plan décennal, leurs programmes annuel d'investissements à l'approbation de la CRE, qui veille à la réalisation des investissements nécessaires au bon développement des réseaux et à leur accès transparent et non discriminatoire.

En troisième lieu, le code de l'énergie, en son article L. 134-2, confie à la CRE la compétence de fixer, dans des domaines déterminés et dans le cadre défini par les lois et règlements, des normes permettant de mettre en œuvre une loi. A ce titre, la CRE est compétente pour préciser, dans le respect des dispositions législatives et réglementaires, par décision publiée au Journal officiel, (i) les règles relatives aux missions des gestionnaires de réseaux en matière d'exploitation et de développement de ces réseaux et (ii) les règles concernant les conditions de raccordement aux réseaux de transport et de distribution de gaz naturel.

Dans le contexte spécifique de la mise en œuvre du droit à l'injection, le décret n°2019-665 du 28 juin 2019 (codifié aux articles D. 453-20 à D. 453-25 du code de l'énergie), pris en application de l'article L. 453-9 du code de l'énergie, prévoit notamment que la CRE :

- a. valide le zonage de raccordement des installations de production de biogaz à un réseau de gaz naturel élaboré par les GRT et les GRD de gaz naturel, après consultation des autorités organisatrices de la distribution de gaz naturel concernées (article D.453-21) ;
- b. valide les programmes d'investissement établis par les GRT et les GRD concernés pour permettre le raccordement d'un projet d'installation de production de biogaz lorsque la capacité des réseaux est insuffisante pour permettre ce raccordement (articles D. 453-23 et D. 453-24) ;
- c. dispose d'un délai de trois mois pour s'opposer au démarrage des travaux de renforcement, si elle estime que ceux-ci peuvent être retardés ou que l'évolution des besoins justifie l'étude d'un projet de renforcement alternatif (articles D. 453-23 et D. 453-24) ;
- d. peut autoriser le gestionnaire de réseaux à supporter à titre transitoire une quote-part des coûts d'investissements des ouvrages d'extension et de compressions mutualisées (article D. 453-25). Les coûts sont alors partagés entre le producteur demandant l'investissement et le ou les producteurs venant se raccorder postérieurement. Le tarif de réseau porte les coûts de manière transitoire, et le ou les producteurs venant se raccorder postérieurement remboursent au gestionnaire de réseau une quote-part

des coûts de l'ouvrage correspondant à la capacité dont ils ont besoin. La CRE détermine les modalités de calcul de la quote-part.

Dans le cadre de ses compétences et dans le respect des dispositions des articles L. 453-9 et D. 453-21 à D. 453-25 du code de l'énergie, la CRE est ainsi amenée, par la présente délibération, à préciser les mesures permettant de s'assurer de la pertinence technico-économique des renforcements de réseaux nécessaires à la mise en œuvre du droit à l'injection mis en place par la loi EGalim. Zonage de raccordement des installations de production de biogaz à un réseau de gaz naturel

2. ZONAGE DE RACCORDEMENT DES INSTALLATIONS DE PRODUCTION DE BIOGAZ A UN RESEAU DE GAZ NATUREL

L'article D. 453-21 du code de l'énergie, créé par le décret n°2019-665 du 28 juin 2019, prévoit que les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution élaborent un zonage de raccordement des installations de production de biogaz à un réseau de gaz naturel, qu'ils soumettent à la validation de la CRE.

Dans le respect des articles L. 453-9 et D. 453-21 du code de l'énergie, la CRE, sur le fondement de l'article L. 134-2 du code de l'énergie, entend préciser, par la présente délibération, les règles relatives aux modalités de construction du zonage de raccordement.

2.1 Définition du zonage de raccordement

Le zonage de raccordement prévu par l'article D. 453-21 du code de l'énergie a pour objectif de définir, pour chaque zone du territoire métropolitain continental située à proximité d'un réseau de gaz naturel, le réseau le plus pertinent d'un point de vue technico-économique pour le raccordement d'une installation de production de biogaz. Il permet d'identifier la manière la plus optimale, à l'échelle de la collectivité nationale, de raccorder des installations de production de biogaz.

Conformément à l'article D. 453-21 du code de l'énergie, l'établissement du zonage de raccordement se fera de manière conjointe entre les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution, ainsi qu'après consultation des différents acteurs locaux. Il sera par ailleurs transmis à la CRE pour validation. Le zonage de raccordement est prescriptif, concrètement, cela signifie que tout raccordement devra être conforme au zonage préalablement établi par les gestionnaires de réseaux sur sa zone.

La CRE demande que lui soit transmis, pour toute remise d'une étude du jalon D2 à une installation de biométhane, un document cosigné par les deux gestionnaires de réseaux de transport et de distribution présents sur la zone à laquelle le projet sera raccordé, attestant que les conditions prévues pour ce raccordement sont conformes au zonage de raccordement qui lui est applicable (voir annexe 4).

2.2 Modalités de construction du zonage de raccordement et implication des acteurs locaux

Afin d'établir les zonages de raccordement, la CRE a proposé dans la consultation publique que les gestionnaires de réseaux suivent les étapes suivantes :

- définir, en fonction de la configuration des réseaux au niveau local, les limites de la zone pertinente ;
- évaluer les capacités d'accueil, en fonction des données de consommation observées sur les cinq dernières années ;
- identifier les projets connus sur la zone tels qu'inscrits au registre et en estimer le potentiel méthanogène⁸ ;
- établir différents zonages de raccordement possibles, évaluer le coût de chaque solution et déterminer celle qui est la plus pertinente pour la collectivité au regard du critère technico-économique défini ci-après.

Ces étapes ont été majoritairement approuvées par les contributeurs à la consultation publique. Elles sont maintenues en l'état.

2.2.1 Critère technico-économique de détermination du zonage de raccordement

Pour la réalisation des zonages de raccordement, les gestionnaires de réseaux s'appuient sur un critère technico-économique. Dans la consultation publique, la CRE a proposé de retenir, pour ce critère technico-économique, une version élargie du critère I/V introduit par le décret (ci-après critère I/V). Le principe de calcul est le même, à savoir un volume d'investissements divisé par un volume de projets probabilisé, mais le numérateur prend en compte

⁸ Ces probabilités, qui dépendent du stade d'avancement des projets identifiés sur la zone, sont les mêmes que celles utilisées dans le I/V du décret et fixées par arrêté.

l'ensemble des investissements, de renforcement et de raccordement, nécessaires à l'injection de biométhane sur la zone alors définie par les gestionnaires de réseaux.

En effet, la CRE considère que, pour identifier les raccordements optimaux des différentes installations de production de biométhane dans une zone donnée, il est nécessaire de tenir compte de l'ensemble des investissements nécessaires dans les réseaux pour raccorder le potentiel identifié localement, indépendamment de leur mode de financement par les producteurs ou la collectivité des utilisateurs.

Dans leur contribution à la consultation publique, la majorité des acteurs se sont montrés favorables à la proposition de la CRE de recourir à un critère technico-économique, pour déterminer le mode de raccordement pertinent sur une zone. En effet, ils considèrent que la prise en compte de l'ensemble des investissements relatifs à l'installation d'une unité de production permet d'orienter le développement du biométhane de manière plus optimale pour la collectivité.

En revanche, certains acteurs se sont interrogés sur le périmètre du critère technico-économique envisagé par la CRE pour établir le zonage de raccordement et ont suggéré que ce dernier prenne en compte l'existence de solutions de flexibilité temporaire (type stockage).

S'agissant de l'intégration des solutions de flexibilité temporaires au calcul du critère technico-économique du zonage, la CRE considère qu'elle n'est pas pertinente pour déterminer le zonage de raccordement pérenne le plus pertinent. En revanche, ces solutions seront prises en compte lors de l'analyse de la CRE sur la date de déclenchement optimale des investissements de renforcements.

Ainsi, la CRE retient la méthode de calcul suivante pour le critère technico-économique utilisé pour établir le zonage de raccordement :

- au numérateur, les gestionnaires de réseaux devront prendre en compte :
 - les investissements de raccordements anticipés sur la zone ;
 - les investissements de renforcements anticipés sur la zone ;
- au dénominateur, les gestionnaires de réseaux prendront en compte, la somme des capacités de production de biogaz des projets d'installations identifiés sur la zone et du potentiel méthanogène, pondérées par les probabilités de réalisation des projets qui leurs sont associées. La solution de raccordement qui présente les meilleures conditions technico-économiques au regard dudit critère est sélectionnée.

2.2.2 Calendrier de construction

La CRE, dans sa consultation publique, avait proposé que le zonage de raccordement soit fait en deux temps (un premier diagnostic préliminaire suivi d'une analyse plus précise des équipes locales des gestionnaires de réseaux). Cette proposition n'a pas rencontré d'opposition de la part des contributeurs à la consultation publique.

En revanche, compte tenu du besoin de visibilité exprimé par la filière, la CRE précise que le zonage de raccordement dans sa version prescriptive, telle que décrite ci-dessus, doit être réalisé au moment de la première demande de raccordement sur une zone. Il doit alors être transmis à la CRE pour validation, par les gestionnaires de réseaux l'ayant établi conjointement, sous forme dématérialisée, dans un format commun à tous les gestionnaires de réseaux et devant contenir *a minima* l'ensemble des données identifiées en annexe 2.

Concernant l'actualisation de ce zonage, la CRE avait proposé, dans la consultation publique, que le zonage de raccordement soit, dans un premier temps, actualisé annuellement. Les acteurs s'étant montrés globalement favorables à ce rythme d'actualisation, le principe d'une actualisation *a minima* annuelle est maintenue.

La CRE avait indiqué, dans la consultation publique, qu'au moment de cette actualisation, le calcul du critère technico-économique utilisé pour le zonage devait également être actualisé avec :

- une exclusion des volumes déjà raccordés au dénominateur et des investissements déjà effectués au numérateur ;
- l'éventuelle modification des investissements pris en compte au numérateur en cas d'émergence de nouveaux projets entraînant de nouveaux investissements de renforcements et de raccordements ou d'évolution du zonage de raccordement optimal de la zone.

Par cohérence, le calcul du ratio I/V du décret, utilisé pour déterminer l'éligibilité des investissements de renforcement à une mutualisation dans les tarifs devra être actualisé selon les mêmes principes.

L'exclusion des volumes déjà raccordés au moment de l'actualisation du calcul des critères technico-économiques a suscité des réserves de la part de certains contributeurs. Plus particulièrement, les acteurs craignent que cette exclusion :

- rende plus difficile la mutualisation dans les tarifs de certains investissements de renforcement et obère le développement de la filière en vue d'atteindre l'objectif de 22 TWh de biométhane injecté en 2028 prévu par le projet de PPE actuellement en consultation ;
- crée de l'instabilité pour les porteurs de projets qui pourraient voir cette éligibilité annulée par le raccordement d'un projet situé avant eux dans la file d'attente, et exclu de ce fait du calcul du I/V.

Afin de pallier ces facteurs d'instabilité, certaines réponses ont également proposé que les volumes raccordés ne soient exclus du calcul des différents critères technico-économiques qu'à l'issue de plusieurs années.

La CRE maintient sa position concernant cette actualisation des volumes, qui est impérative afin de s'assurer que le développement du biométhane se fera, à long terme, au bénéfice de la collectivité. En revanche, afin de répondre aux inquiétudes manifestées par la filière et les différents acteurs concernant l'instabilité induite par cette actualisation, la CRE a adapté le dispositif d'étude de l'éligibilité des investissements de renforcements à une mutualisation dans les tarifs, afin d'offrir dès le jalon D2 des garanties au producteur sur les volumes qu'il pourra, *in fine*, injecter et les conditions financières associées. Ces modifications sont détaillées dans la partie 5.

2.2.3 Méthodologie de consultation des acteurs locaux

L'article D. 453-21 du code de l'énergie prévoit que le zonage de raccordement soit établi après consultation des autorités organisatrices de la distribution d'énergie (AODE).

Dans la consultation publique, la CRE a proposé que les acteurs locaux, au sens large, soient associés à la détermination des volumes à prendre en compte pour l'établissement du zonage de raccordement. La CRE a notamment proposé d'élargir la liste des acteurs concernés aux chambres régionales et départementales d'agriculture, aux syndicats d'énergie et aux représentants de la filière au niveau local.

La CRE considère en effet que cette consultation des acteurs locaux est nécessaire afin d'assurer la cohérence du volume pris en compte, et donc des tracés de raccordement et schémas de renforcement associés, avec la dynamique de la filière sur la zone.

Les acteurs se sont montrés favorables aux modalités de consultation des acteurs locaux envisagées par la CRE.

Certains acteurs suggèrent que cette liste puisse être complétée pour s'adapter aux particularités de chaque zone. D'autres s'inquiètent de l'objectivité des acteurs locaux concernant les estimations de volumes à prendre en compte et demandent que leur avis soit publié.

La CRE retient les modalités de consultation des acteurs locaux envisagées dans la consultation publique pour l'établissement des premiers zonages de raccordement et précise, d'une part que le périmètre des acteurs à consulter est indicatif et pourra être adapté, et d'autre part que cette consultation des acteurs locaux devra être renouvelée tous les deux ans. Par ailleurs, elle demande que le résultat de la consultation des acteurs locaux lui soit transmis en même temps que le document attestant du zonage de raccordement, co-signé par les gestionnaires de réseaux de transport et distribution sur la zone.

3. CONDITIONS FINANCIÈRES DE RACCORDEMENT DES INSTALLATIONS DE BIOMÉTHANE

Afin de décider de s'engager ou non dans la construction d'une installation de production de biométhane sous sa forme injectée, le porteur de projet doit disposer d'informations détaillées sur les conditions d'injection sur la zone, qui peuvent affecter l'équilibre économique de son plan d'affaires. Plus particulièrement, les modalités de raccordement des installations et de renforcement des réseaux sont importantes pour le producteur dans la mesure où elles conditionnent :

- les volumes disponibles pour l'injection de biométhane ;
- la possibilité de mutualiser dans le tarif les investissements associés au renforcement des réseaux et, le cas échéant, la nécessité de financer une partie de ces investissements ;
- le montant relatif aux investissements de raccordement qui devront être payés au moment de la signature du contrat de raccordement.

L'ensemble de ces informations figure dans la première étude engageante rendue par les opérateurs de réseaux aux porteurs de projet (étude dite détaillée en distribution et de faisabilité en transport) avant que ces derniers confirment ou non leur volonté de réserver des capacités d'injection dans la file d'attente de la zone.

Le décret n° 2019-665 introduit deux dispositifs susceptibles d'influer sur les conditions économiques, pour un porteur de projet d'injection sur une zone :

- la possibilité de mutualisation dans les tarifs d'utilisation des réseaux des coûts associés aux investissements de renforcement ;
- la possibilité de mutualisation entre producteurs des coûts associés à certains investissements de raccordement.

Il revient à la CRE de préciser les modalités de mise en œuvre de ces deux dispositifs.

Pour rappel, ces dispositifs sont conditionnés à l'intégration du projet d'installation dans un zonage de raccordement.

3.1 Eligibilité à la mutualisation dans les tarifs de réseaux des coûts de renforcement

3.1.1 Rappel des conditions prévues dans le décret

Le droit à l'injection, introduit par la loi EGalim, a été codifié à l'article L. 453-9 du code de l'énergie qui dispose que : « [L]orsqu'une installation de production de biogaz est située à proximité d'un réseau de gaz naturel, les gestionnaires des réseaux de gaz naturel effectuent les renforcements nécessaires pour permettre l'injection dans le réseau du biogaz produit, dans les conditions et limites permettant de s'assurer de la pertinence technico-économique des investissements définies par décret pris après avis de la Commission de régulation de l'énergie. »

Ce droit à l'injection, qui constitue un droit à la mutualisation dans les tarifs d'utilisation des réseaux de gaz des investissements de renforcement, s'applique donc dans la limite du respect des conditions définies dans le décret d'application n° 2019-665 et l'arrêté publié le 28 juin 2019 qui lui est associé.

Afin d'évaluer la pertinence d'un programme d'investissements de renforcement sur une zone, le décret introduit, à l'article D. 453-22 du code de l'énergie, le ratio technico-économique I/V défini comme le quotient des coûts d'investissements de renforcement nécessaires au raccordement des projets d'installations sur la zone par la somme des capacités de production de biogaz de ces mêmes projets d'installations, pondérées par les probabilités de réalisation des projets qui leurs sont associées⁹.

Afin d'être éligibles à la mutualisation des investissements de renforcement dans les tarifs de réseaux, les schémas de renforcement doivent présenter un I/V inférieur au seuil de 4700 €/Nm³/h, défini par arrêté¹⁰ et construit de manière à permettre l'injection de 22 TWh en 2028 conformément aux objectifs du projet de PPE mis en consultation en février 2019.

Pour les zones sur lesquelles les schémas de renforcement présentent un I/V supérieur au seuil de 4700 €/Nm³/h, le décret prévoit, à l'article D. 453-24 du code de l'énergie, une possibilité de dérogation. En effet, si le porteur de projet ou un tiers acceptent de financer une partie des investissements de renforcement prévus dans le schéma de renforcement de la zone, de manière à ce que le I/V calculé en retranchant du numérateur la partie des investissements ainsi financés passe en dessous du seuil de 4700 €/Nm³/h, la part restante des investissements de renforcement dans le schéma de renforcement de la zone devient éligible à la mutualisation dans les tarifs.

3.1.2 Cartographie des zones éligibles

Objectifs et principes

L'évaluation par le porteur de projet de l'intérêt de développer, sur une zone donnée, une installation de production de biométhane en injection nécessite de disposer de visibilité sur les conditions d'injection sur la zone en question. La CRE estime donc qu'il convient d'adjoindre aux dispositifs prévus par le décret un dispositif permettant d'assurer la visibilité des acteurs de la filière biométhane, notamment sur les conditions de mutualisation dans les tarifs des investissements de renforcement. Pour cela, la CRE a proposé dans la consultation publique n° 2019-015 que les opérateurs de réseaux construisent une cartographie permettant de communiquer, à titre indicatif, cette information aux acteurs de la filière biométhane.

Les contributeurs à la consultation publique se sont montrés en majorité favorables aux orientations proposées par la CRE pour favoriser la visibilité de la filière sur les conditions d'injection dans les différentes zones du territoire métropolitain français.

Dès lors, la CRE demande aux gestionnaires de réseaux de réaliser conjointement cette première cartographie pour la fin du premier trimestre 2020.

En effet, la CRE estime que pour répondre au besoin de visibilité de la filière biométhane, le dispositif de cartographie des conditions d'injection anticipées dans les différentes régions du territoire métropolitain doit être établi rapidement par les gestionnaires de réseaux. A fortiori, la mise en place de cette cartographie ne peut pas

⁹ Ces probabilités, qui dépendent du stade d'avancement des projets identifiés sur la zone, sont fixées par arrêté.

¹⁰ Par conséquent, la valeur de ce seuil pourra être adaptée en cas d'évolution de la dynamique de la filière biométhane.

attendre l'établissement des zonages de raccordement prescriptifs sur chaque zone, par les équipes locales des gestionnaires de réseaux.

Dans l'attente de ces zonages, le montant des investissements totaux (renforcements et raccordements) nécessaires dans chaque zone, ainsi que l'éligibilité d'une zone à la mutualisation des investissements de renforcement dans les tarifs sera donc estimée à partir des outils de calcul statistique développés par les gestionnaires de réseaux qui permettent, à partir des données techniques de réseaux, des projets identifiés dans la file d'attente et du potentiel méthanisable établi par l'étude Solagro, d'estimer le montant d'investissements nécessaires dans les différents cantons disposant d'un potentiel méthanisable. Cette étape de diagnostic préliminaire devra faire l'objet d'une coordination entre gestionnaires de réseaux *via* un outil partagé.

Une fois les premières estimations de I/V réalisées, la CRE demande qu'elles soient mises à disposition de la filière sous forme d'une cartographie commune à l'ensemble des gestionnaires de réseaux, et accessible *via* leur site internet respectif. Cette cartographie indiquera, à travers un code couleur, si les conditions d'injection sur la zone permettent d'anticiper ou non une mutualisation dans les tarifs des investissements de renforcement sur chaque zone du territoire métropolitain continental située à proximité d'un réseau de gaz naturel et disposant d'un potentiel méthanogène.

Les informations communiquées à la filière par le biais de cette cartographie ont une valeur indicative et devront être actualisées périodiquement par les gestionnaires de réseaux :

- par une actualisation annuelle du calcul statistique pour les zones sur lesquelles le I/V est estimé de manière automatisée ;
- en intégrant les schémas de renforcements précis établis au niveau local par les gestionnaires de réseaux lorsque ceux-ci sont disponibles.

Caractéristiques de la cartographie

La CRE a proposé, dans la consultation publique, de distinguer les différentes zones avec trois couleurs (rouge, orange et vert). Les acteurs se sont montrés réservés sur le code couleur proposé, notamment du fait de la superposition de plusieurs types d'informations qui permettraient de l'établir (information sur les conditions de mutualisation des investissements de renforcement et sur les montants moyens des investissements de raccordement).

La CRE, afin de répondre aux préoccupations des acteurs et de ne pas introduire de confusion entre l'exercice de zonage de raccordement et l'éligibilité d'une zone à la mutualisation dans les tarifs de ses investissements de renforcement, prévoit que le code couleur retenu reflète uniquement les conditions d'éligibilité susmentionnées. En revanche, la CRE considère qu'il est pertinent de distinguer, par un autre moyen, les zones pour lesquelles les coûts de raccordement à la charge des producteurs seraient importants en raison de longueurs de canalisations supérieures à la moyenne ou de compressions mutualisées.

La couleur d'une zone sera ainsi déterminée en fonction de la valeur estimée du I/V de sorte que :

- une zone sera affichée grise dès lors que le critère I/V estimé dépassera le seuil prévu par l'arrêté du 28 juin 2019 définissant les modalités d'application de la section 6 du chapitre III du titre V du livre IV du code de l'énergie, soit 4700 €/nm³/h. Cela signifie que, sur ces zones, les investissements de réseaux sont trop élevés pour être directement éligibles au dispositif de couverture tarifaire des renforcements. En revanche :
 - des projets pourront être raccordés sur ces zones jusqu'à atteindre la capacité maximale d'accueil de la zone ;
 - une partie des investissements de renforcement sur ces zones pourront être supportés par les porteurs de projets ou des tiers de manière à ramener le critère I/V, alors calculé en déduisant les investissements directement financés, en deçà du seuil : dans ce cas, les investissements seront ainsi réalisés et financés par les tarifs dans la limite du seuil de 4700 €/nm³/h, le surplus étant financé par les porteurs de projets ou les tiers ;
- une zone sera affichée verte dès lors que le critère I/V estimé sera inférieur au seuil susnommé. Afin de compléter l'information mise à disposition de la filière sur la variabilité de cette catégorisation, on distinguera, les zones dont le critère I/V estimé reste proche de la limite, donc soumis à des variations.

En résumé, les trois couleurs envisagées seront donc déterminées en fonction des critères suivants :

Couleur de la zone	Ratio-technico économique
	$I/V > 4\,700 \text{ €/nm}^3/\text{h}$ (soit 3,2€/MWh)
	$3300 \text{ €/nm}^3/\text{h} < I/V \leq 4\,700 \text{ €/nm}^3/\text{h}$ (soit 2,2 €/ MWh < $I/V < 3,2\text{€/MWh}$)
	$I/V \leq 3300 \text{ €/nm}^3/\text{h}$ (soit 2,2 €/MWh)

Figure 5 - Détail de la répartition par couleur des zones de la cartographie

Par ailleurs, la CRE avait proposé qu'un certain nombre de données supplémentaires (capacité maximale d'accueil par le réseau sur la zone, nombre de projets en cours et potentiel méthanisable identifié) soit mis à disposition via la cartographie. Une liste des données qui pourraient être retenues est proposée en annexe 3.

Il convient de rappeler que seules les informations délivrées par les gestionnaires de réseaux au moment de l'étude détaillée en distribution et de l'étude de faisabilité en transport peuvent être considérées comme engageantes par les porteurs de projets.

3.2 Eligibilité à la mutualisation entre producteurs de certains ouvrages de raccordement

En l'état du cadre législatif et réglementaire, les producteurs de biogaz supportent une partie des coûts de réseaux qu'ils engendrent. En effet, contrairement aux ouvrages de renforcement, les ouvrages de raccordement ne sont pas couverts par les tarifs d'accès aux réseaux. Ainsi, au moment du raccordement, les coûts d'investissement facturés aux producteurs intègrent les coûts du branchement et des extensions nécessaires au raccordement, moyennant une réfaction tarifaire le cas échéant.

Un nouveau dispositif a été introduit par le décret, afin de partager le coût de certains ouvrages ayant vocation à être utilisés par plusieurs producteurs. On distingue deux types d'ouvrages dans cette situation :

- les extensions mutualisées, qui peuvent se situer sur les réseaux de distribution, ou de transport sous forme de réseaux de collecte en polyéthylène (PE) ou en acier ;
- les compressions mutualisées qui se situent exclusivement sur les réseaux de transport.

Jusqu'alors, la règle du « premier arrivé, premier payeur » s'appliquait. Le premier producteur nécessitant l'ouvrage mutualisé supportait à lui seul entre 60 et 100 % du coût de l'ouvrage en fonction du niveau de réfaction en vigueur sur le réseau auquel il se raccordait. Ce mode de fonctionnement pouvait contribuer à dissuader l'installation du premier producteur, et par conséquent celle de tous les suivants.

Afin de sortir de cet écueil, le décret n° 2019-665 a introduit dans le code de l'énergie l'article D. 453-25 qui prévoit que : « Lorsque la capacité d'un ouvrage non constitutif d'un renforcement, (...), est supérieure à la capacité dont [l']installation [de production de biométhane] a besoin, la Commission de régulation de l'énergie peut autoriser le gestionnaire de ce réseau à supporter la quote-part des coûts de cet ouvrage correspondant à la capacité non-utilisée pour le raccordement de l'installation de production de biogaz ».

Conformément à ces dispositions, la CRE définit dans la présente délibération les règles encadrant le partage de ces coûts, permettant ainsi à un gestionnaire de réseaux de supporter, de manière transitoire, la quote-part des coûts d'un ouvrage mutualisable correspondant à la capacité non utilisée. Un producteur, venant se raccorder ultérieurement, rembourse au gestionnaire de réseau une quote-part des coûts de l'ouvrage mutualisé correspondant à la capacité dont il a besoin.

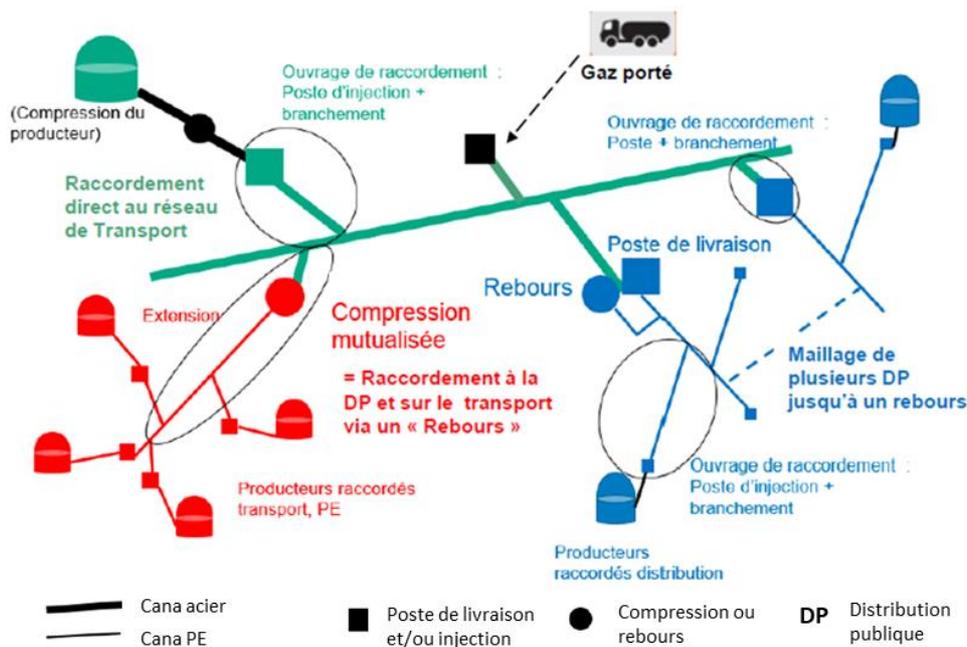


Figure 6 – Exemple de zonage de raccordement intégrant des ouvrages mutualisés en transport

La CRE met en place dans la présente délibération un système de quote-part, dont le calcul répond aux objectifs suivants :

- établir un coût acceptable pour les producteurs, afin de ne pas freiner le développement du biométhane sur certaines zones ;
- limiter le niveau du risque porté par le tarif en cas de non réalisation des projets anticipés, après réalisation de l'ouvrage mutualisé.

Les modalités décrites ci-dessous s'appliquent aux gestionnaires de réseaux de distribution comme de transport.

3.2.1 Mode de calcul de la quote-part des ouvrages mutualisés payés par les producteurs

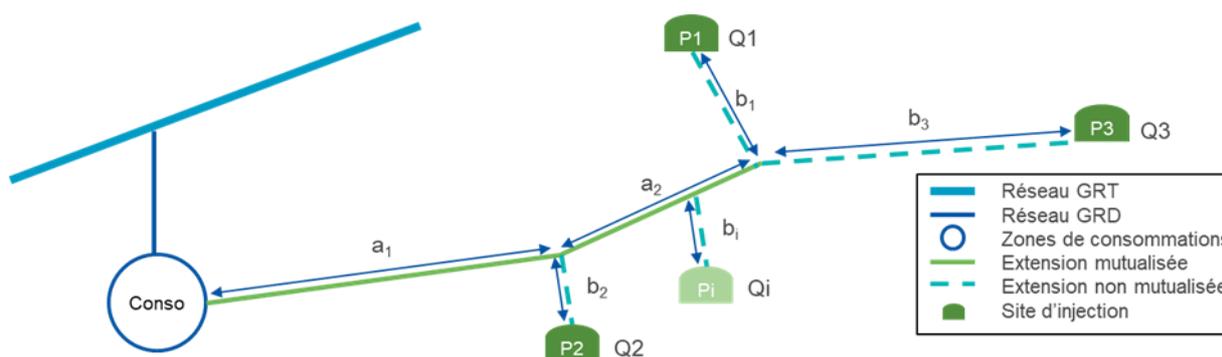


Figure 7 – Exemple de zonage de raccordement sur une zone nécessitant une extension mutualisée

Dans sa consultation publique, la CRE a proposé, pour déterminer la quote-part des ouvrages mutualisés payé par les producteurs, les modalités rappelées ci-après.

Tant que les ouvrages de raccordement constitutifs de l'ouvrage mutualisé ne sont pas construits, la quote-part payée par le producteur au moment du raccordement est calculée avec le séquençage suivant :

- les projets considérés dans le calcul sont tous les projets pouvant bénéficier de l'extension mutualisée et ayant fait l'objet, a minima, d'une première étude (étude de faisabilité en distribution et étude d'opportunité en transport) ;
- à chaque fois qu'un nouveau projet entre au stade de l'étude à l'issue de laquelle l'opérateur s'engage sur les conditions de raccordement (étude détaillée pour la distribution et de faisabilité pour le transport), le calcul de la quote-part associée à l'extension mutualisée est réactualisé.

Afin de minimiser le risque porté par le tarif, et donc des coûts échoués qui pourraient être occasionnés en cas de non-aboutissement d'un ou plusieurs des projets associés à l'ouvrage mutualisé, à chaque projet considéré est associée une probabilité de réalisation suivant son degré d'avancement. A ce titre, la capacité d'accueil prévisionnelle de l'ouvrage *mutualisé* q est définie comme la somme pour, chaque projet P_i concerné, du produit des capacités maximales d'injection, correspondant à la $C_{\max}(P_i) = Q_i$, et des probabilités d'aboutir (p_i).

$$q = \sum_{i \text{ projets}} Q_i * p_i$$

Les probabilités de l'état d'avancement prises en compte dans le calcul de q sont définies comme suit :

- $p_i = 0,5$ pour les projets au stade de la première étude facultative (soit étude de faisabilité en distribution et étude d'opportunité en transport)¹¹ ;
- $p_i = 1$ pour les projets étant au moins au stade de l'étude à l'issue de laquelle l'opérateur s'engage sur les conditions de raccordement (soit étude détaillée en distribution et étude de faisabilité en transport)¹¹.

Ce ratio de un à deux conserve l'écart de probabilités de réalisation, définies dans le décret, entre un projet au stade de la première étude facultative (20 %) et un projet au stade de l'étude à l'issue de laquelle l'opérateur s'engage sur les conditions de raccordement (40 %). Ce choix de probabilisation des projets permet d'assurer que les premières quotes-parts ne soient pas trop élevées, et donc raisonnables pour les porteurs de projets et le développement de la filière.

Chaque producteur se voit annoncer, au moment de l'étude à l'issue de laquelle l'opérateur s'engage sur les conditions de raccordement (D_2), le montant maximal C_1 qu'il sera amené à payer au moment du raccordement, avec :

- a le coût des ouvrages mutualisés dont il profite ;
- Q_1 la capacité d'injection du producteur P_1 ;
- q la capacité d'accueil prévisionnelle de l'ouvrage mutualisé définie précédemment ;
- *réfaction* la proportion de l'ouvrage mutualisée dans le tarif concerné.

$$c_1 = \frac{Q_1}{q} * a * (1 - \text{réfaction})$$

Au moment de la réalisation de l'ouvrage, chaque projet payera le minimum entre :

- la quote-part renseignée au moment de sa propre étude à l'issue de laquelle l'opérateur s'engage sur les conditions de raccordement (c_1) ;
- et le montant qui résulterait de l'actualisation éventuelle de la quote-part (en cas par exemple de modification du tracé) avant la réalisation dudit ouvrage, cette actualisation étant effectuée à chaque nouvelle demande de raccordement.

A partir de la réalisation de l'ouvrage mutualisé, et dans les 5 années suivantes, les nouvelles installations entrant au stade de l'étude à l'issue de laquelle l'opérateur s'engage sur les conditions de raccordement se verront attribuer la dernière quote-part en vigueur sur leur zone.

Après 5 ans d'existence de l'ouvrage mutualisé, l'ouvrage est réputé remboursé et ne fait plus l'objet d'une mutualisation pour les nouveaux projets.

Les modalités de ce dispositif ont dans l'ensemble été accueillies favorablement par les acteurs s'étant exprimés lors de la consultation publique, nombre d'entre eux soulignant l'avancée que constitue le principe de mutualisation par rapport à la situation préexistante. Certains ont toutefois émis des réserves :

¹¹ voir lexique.

- sur les probabilités proposées, proposant l'utilisation de celles figurant dans le décret (soit 20 % pour un projet au stade de l'étude facultative et 40 % pour un projet au stade de l'étude à l'issue de laquelle l'opérateur s'engage sur les conditions de raccordement) ;
- sur la durée au bout de laquelle les ouvrages mutualisés seront réputés mutualisés, la considérant soit trop courte, soit trop longue selon les répondants.

La CRE conserve le dispositif tel qu'il a été décrit dans la consultation publique et rappelé ci-dessus, tant pour les probabilités utilisées dans le calcul de la quote-part que pour la durée au bout de laquelle les ouvrages mutualisés seront réputés remboursés. En effet, elle considère que ces paramètres constituent un juste équilibre permettant à la fois d'assurer que les premières quotes-parts ne soient pas trop élevées et donc raisonnables pour les porteurs de projets, tout en maintenant un degré de prudence pour les tarifs.

3.2.2 Seuils d'éligibilité au dispositif

La CRE a par ailleurs proposé dans la consultation publique d'introduire des prérequis, de deux natures distinctes, pour l'étude d'un ouvrage mutualisé :

- pour les extensions : un seuil de longueur minimale pour la canalisation « mutualisée » (2 km) ainsi qu'un seuil pour ses éventuels tronçons (500 m) ;
- pour les extensions et les compressions : un seuil de capacité minimale d'injection (1/3) que devront représenter les projets au stade de l'étude à l'issue de laquelle l'opérateur s'engage sur les conditions de raccordement.

Les deux natures de seuils d'éligibilités ont été de manière générale accueillies favorablement par les répondants à la consultation publique. Des réserves ont toutefois été émises par certains acteurs :

- sur le seuil minimal de 500 mètres pour les tronçons, du fait de sa complexité de mise en œuvre ;
- sur le seuil à atteindre en termes de capacité minimale d'injection, certains acteurs ayant demandé à ce qu'il soit descendu à 1/5.

Tout comme pour les probabilités utilisées dans le système de quote-part décrit dans le point précédent, la CRE a cherché dans le mécanisme présenté un juste équilibre entre la nécessité de minimiser le risque porté par les tarifs et celle de ne pas grever le développement de la filière. En particulier, concernant le seuil de capacité minimale d'injection que devront représenter les projets au stade de l'étude détaillée, ce dernier permet de s'assurer que les premiers projets paient une part suffisante de l'investissement. La CRE considère que retenir un seuil inférieur à 1/3 ferait porter un risque trop important au tarif dans la mesure où, au moment du déclenchement de l'investissement, moins de la moitié des coûts d'investissement à répartir entre les producteurs serait supportée par les projets les plus avancés. Les deux natures de critères présentés en consultation publique sont ainsi conservées dans le dispositif final, à l'exclusion du seuil minimal de 500 mètres par tronçon.

4. VALIDATION ET DECLENCHEMENT DES INVESTISSEMENTS DE RENFORCEMENT

4.1 Rappel du dispositif prévu par le décret

Les articles D. 453-22, D. 453-23 et D. 453-24 du code de l'énergie, introduits par le décret, précisent le processus d'évaluation et de validation des investissements de renforcement.

A ce titre, l'article D. 453-23 du code de l'énergie prévoit que lorsque la capacité d'un réseau de transport ou de distribution de gaz naturel est insuffisante pour permettre le raccordement d'un projet d'installation de production de biogaz ayant *a minima* effectué sa demande ICPE, les gestionnaires des réseaux concernés par le projet de renforcement établissent le programme d'investissement correspondant à ce projet, qu'ils soumettent pour validation à la CRE.

A cette occasion, la CRE vérifie que les conditions suivantes sont respectées :

- le ratio technico-économique tel que défini par l'article D. 453-22 du code de l'énergie (I/V décret) est inférieur au seuil fixé par l'arrêté du 28 juin 2019, tout en appliquant la dérogation prévue par l'article D. 453-24¹² ;
- le montant du programme d'investissements reste dans l'enveloppe annuelle globale de 2 % (transport) ou 0,4 % (distribution) des recettes tarifaires de l'opérateur concerné, fixées dans les décisions tarifaires de la CRE.

¹² Cette dérogation autorise un projet de renforcement à présenter d'un critère I/V supérieur au plafond si le producteur ou un tiers supporte une partie des coûts du renforcement (le montant des investissements diminué de cette participation faisant passer le critère I/V en dessous du plafond).

Par ailleurs le décret prévoit que « [l]es gestionnaires des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel concernés par le projet de renforcement transmettent à la Commission de régulation de l'énergie une proposition de date de démarrage pour la réalisation des investissements correspondants. La Commission de régulation de l'énergie peut s'opposer à cette proposition, dans un délai de trois mois suivant sa réception, si elle estime que la date de démarrage peut être retardée ou que l'évolution des besoins justifie l'étude d'un projet de renforcement alternatif. Aucune dépense ne peut être engagée par les gestionnaires des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel avant l'expiration de ce délai. »

4.2 Validation des investissements de renforcement

La CRE a rappelé dans sa consultation publique que l'exercice de zonage réalisé par les gestionnaires de réseaux validé par la CRE permettra, entre autres, d'identifier les zones éligibles à la couverture par les tarifs de distribution ou de transport de leurs investissements de renforcement. L'articulation de cet exercice de zonage avec le dispositif de validation et de déclenchement des investissements de renforcement introduit par le décret n° 2019-665 est donc essentielle et permet de garantir que les projets de renforcement présentés par les gestionnaires de réseaux sont bien les projets les plus pertinents pour la collectivité à l'échelle de la zone.

Pour chaque zone, le programme de renforcement pourra inclure un ou plusieurs ouvrages de renforcement, qu'il s'agisse de rebours ou de maillages. La CRE a indiqué dans la consultation publique que chacun des investissements constituant ce programme global ne pourra être validé individuellement que si le I/V du programme calculé conformément aux dispositions de l'article D. 453-22 du code de l'énergie est inférieur au plafond.

Cependant, dans les zones où le programme de renforcement nécessaire pour raccorder l'ensemble du potentiel serait trop coûteux au regard du potentiel, la CRE a proposé dans la consultation publique de permettre aux gestionnaires de réseaux de présenter un programme de renforcement dit « réduit » permettant de raccorder un volume plus faible, si cela permet d'obtenir un I/V décret inférieur au plafond. Dans ce cas, le volume pris en compte dans le calcul du critère devra être cohérent et le processus classique de validation des investissements de renforcement s'appliquera à ce programme « réduit ».

Pour la validation des investissements respectant les principes énoncés ci-dessus, la CRE a présenté dans la consultation publique les modalités de traitement envisagées, différenciées en fonction des types d'ouvrages.

La majorité des contributeurs s'est exprimée en faveur des modalités de validation des investissements de renforcement proposées par la CRE. Cependant, les représentants de la filière biométhane ont exprimé des réserves ou des divergences, notamment sur les critères de validation et le rythme d'approbation.

Le plafond de l'enveloppe annuelle d'investissements, notamment celui de 0,4 % des recettes pour la distribution, qui a été introduit par le décret et n'a pas fait l'objet d'une question dans la consultation publique, est considéré comme insuffisant au regard du dynamisme de la filière par certains contributeurs. La CRE rappelle que ces plafonds ont été introduits par le décret et sont codifiés aux articles D. 452-23 et D. 453-24 du code de l'énergie. En outre, ils permettent d'éviter une dérive des coûts associés aux renforcements de réseaux nécessaires à la mise en œuvre du droit à l'injection. S'agissant du différentiel de taux transport/distribution, mis en cause par certains acteurs, ce dernier est justifié par la taille des investissements de renforcement sur le réseau de transport (rebours vs maillage) et le différentiel de chiffres d'affaires entre les GRD et les GRT.

Les acteurs de la filière s'interrogent également sur le calendrier d'approbation des investissements de renforcement, qu'il s'agisse du critère D4 introduit par le décret (validation de l'investissement dès que la somme des capacités associées à des projets ayant déposé leur demande d'ICPE, ou de maturité plus avancée, dépasse la capacité d'accueil de la zone) ou du rythme semestriel d'approbation par la CRE qui pourraient générer des retards dans la réalisation des projets. Ils demandent ainsi une validation au pas de temps trimestriel. Enfin, certains acteurs considèrent que la CRE n'est pas suffisamment prescriptive sur les modalités de validation des maillages.

La CRE considère pertinent d'approuver les investissements une fois la probabilité de mise en œuvre des installations de biométhane suffisamment élevée. Ainsi le jalon D4, introduit par le décret semble acceptable. Cependant, afin d'assurer la stabilité des conditions d'injection sur une zone, la CRE considère nécessaire de garantir aux porteurs de projet un débouché concernant les volumes d'injection pris en compte par les gestionnaires de réseaux au moment de l'étude pour laquelle les gestionnaires de réseaux se sont engagés sur les conditions de raccordement (jalon D2), quel que soit le schéma de renforcement retenu *in fine* sur la zone.

Le nouveau dispositif de validation des investissements de renforcement est donc le suivant :

1. Les gestionnaires de réseaux s'engageant auprès des porteurs de projet sur les conditions de raccordement au jalon D2 (remise de l'étude pour laquelle les gestionnaires de réseaux se sont engagés sur les conditions de raccordement), l'éligibilité d'une zone à la mutualisation de ses coûts de renforcement dans les tarifs ATRT et ATRD sera alors évaluée, par le gestionnaire de réseau

concerné, avec le I/V tel que calculé au jalon D2 du premier projet nécessitant un renforcement, soit avant le stade où la CRE approuve le programme de renforcement.

2. La CRE valide les programmes de renforcement soumis à son approbation par les gestionnaires de réseaux, dans les conditions prévues par le décret, lorsque le premier projet nécessitant le renforcement atteint le jalon D4. Le schéma de renforcement peut être différent de celui proposé dans l'étape précédente d'éligibilité à la mutualisation dans le tarif du coût de renforcement mais avec garantie des demandes sur lesquelles les gestionnaires de réseaux se sont engagés au stade de l'étude sur les conditions de raccordement du jalon D2, et ce sans coût additionnel pour le porteur de projet. Concrètement, le zonage de raccordement est actualisé pour déterminer les modalités de raccordement et donc le schéma de renforcement le plus pertinent à date. Si ce dernier est différent de celui établi au jalon D2, le producteur dispose de la garantie que la capacité demandée et garantie au jalon D2 lui sera bien mise à disposition sans coût additionnel, quel que soit le résultat de l'actualisation du zonage. Les écarts éventuels seront pris en charge par les tarifs.

Enfin, la CRE maintient un traitement différencié par type d'ouvrages de renforcement :

- la validation des investissements de rebours, qui seront portés par les GRT, sera intégrée dans l'exercice annuel d'approbation des investissements des gestionnaires de réseaux de transport réalisé en fin d'année N-1 pour l'année N, ainsi que dans l'exercice de bilan à mi-année N, au cours duquel des évolutions du programme d'investissements peuvent être examinées. La CRE considère qu'un exercice semestriel paraît suffisant mais, le cas échéant, la CRE pourra se prononcer plus fréquemment;
- concernant les maillages, qui seront réalisés par les GRD, la CRE propose de ne pas les valider individuellement, du fait de leur nombre important. Les GRD devront soumettre semestriellement à la CRE leur volume prévisionnel de maillages pour l'année à venir. Cet exercice sera également l'occasion d'un retour d'expérience sur les investissements réalisés au cours de l'année précédente, notamment permettant d'identifier le fait que les maillages réalisés sont bien conformes aux zonages de raccordement. Les opérateurs y détailleront les maillages effectués, ainsi que les zones et les I/V associés. La CRE pourra mener des audits plus poussés le cas échéant.

4.3 Déclenchement des investissements de renforcement

Les jalons inscrits dans le décret, évoqués ci-dessus, conduisent la CRE à étudier la validation pour les rebours dès que la somme des capacités associées à des projets ayant déposé leur demande d'ICPE (ou de maturité plus avancée) dépasse la capacité d'accueil de la zone et rend nécessaire l'investissement, soit au minimum un an avant le besoin effectif de déclenchement de l'investissement. Le décret prévoit toutefois que la CRE « peut s'opposer » à la date de déclenchement.

La CRE a présenté dans la consultation publique le processus de décision suivant : une date de déclenchement estimée est fixée à titre indicatif lors de l'exercice d'approbation des investissements sans que celle-ci soit engageante. Le déclenchement réel ne pourra en tout état de cause intervenir que si le rebours fonctionne en théorie pour, *a minima*, 3 % des volumes injectés dans la zone en prenant en compte le délai de réalisation de l'infrastructure (9 à 12 mois hors étude).

La majorité des contributeurs s'est exprimée en faveur des modalités de validation des investissements de renforcement proposées par la CRE. Cependant, les représentants de la filière biométhane ont exprimé des réserves, notamment sur le critère de déclenchement de 3 %.

Ces modalités présentées dans la consultation publique restent inchangées et la CRE conserve, conformément aux dispositions prévues par le décret, la possibilité de s'opposer à la date de démarrage des travaux si elle estime que le démarrage peut être retardé par exemple dans le cas où l'évolution des besoins justifie l'étude d'un projet de renforcement alternatif ou si le recours à des solutions de flexibilité temporaire, telles que l'installation d'unités de stockage de gaz sous forme liquéfiée s'avère économiquement plus efficaces que l'installation d'un rebours. Notamment dans le cas où demeure une incertitude sur le raccordement de nouvelles capacités d'injection, il peut être pertinent d'installer une unité de flexibilité de manière temporaire, l'installation du rebours peut ainsi être reporté le temps que suffisamment de capacités d'injection soient mises en service et nécessitent le déclenchement de l'investissement de renforcement.

Les GRT soumettront à la CRE tous les semestres les dates effectives de déclenchement des rebours qui devront être lancés avant le prochain exercice d'approbation annuelle.

Concernant les maillages, dont la réalisation est plus rapide et demande moins d'anticipation, ils seront déclenchés par le GRD dès que le premier projet dépassant la capacité d'accueil de la zone signe son contrat de raccordement.

DECISION DE LA CRE

Conformément aux dispositions de l'article L. 453-9 du code de l'énergie, les gestionnaires des réseaux de gaz naturel effectuent les renforcements nécessaires pour permettre l'injection dans le réseau du biogaz produit, dans les conditions et limites définies par décret, permettant de s'assurer de leur pertinence technico-économique.

Pris pour l'application de cet article, le décret n°2019-665, désormais codifié aux articles D. 453-20 à D. 453-25 du code de l'énergie, encadre la mise en œuvre du droit à l'injection des installations de biométhane en introduisant plusieurs dispositifs. Les modalités de mise en œuvre et d'encadrement par la CRE des différents dispositifs associés à ce droit à l'injection, sont ainsi décidées. Pour chaque zone concernée par le développement du biométhane, la mise en œuvre du droit à l'injection s'articulera autour des étapes suivantes :

- établissement, conjointement par les différents gestionnaires de réseaux et après concertation avec les acteurs locaux sur les volumes à considérer sur la zone, d'un zonage de raccordement qui définit le mode de raccordement le plus pertinent pour la collectivité des futurs projets de la zone, notamment en considérant les renforcements nécessaires sur la zone ;
- détermination, pour chaque nouveau projet faisant une demande d'étude en vue de son raccordement, de ses conditions d'injection ;
 - chiffrage des investissements de renforcement et de raccordement nécessaires, conformément au zonage de raccordement établi sur la zone ;
 - précision de leurs modalités de couverture, en tenant compte
 - de l'éligibilité du projet à la mutualisation dans les tarifs de réseau et donc ne donnant pas lieu à contribution financière par les producteurs des investissements de renforcement
 - et/ou à la mutualisation entre producteurs, et donc donnant lieu à contribution financière par ces derniers, avec d'autres projets des ouvrages de raccordement mutualisables, conformément aux dispositions introduites par le décret susmentionné ;
- validation par la CRE des investissements de renforcement pour les projets ayant atteint le stade du dépôt de dossier ICPE, puis déclenchement au moment opportun de ces investissements, après avoir fait éventuellement appel à des solutions de flexibilités temporaires : la procédure de validation et de déclenchement des investissements retenue vise à mettre en œuvre les investissements les plus pertinents pour la collectivité, compte tenu du développement effectif de la filière dans chaque zone, tout en apportant aux porteurs de projet la visibilité sur les conditions financières de raccordement dès l'étude, réalisée par les gestionnaires de réseaux, en vue du raccordement, citée au point précédent.

Afin de s'assurer que les zonages de raccordement, ainsi que les études détaillées, sont réalisés dans des délais compatibles avec la décision d'investissement des porteurs de projet, la CRE prévoit d'introduire, à l'occasion de la délibération tarifaire ATRD6, un indicateur de suivi des délais de réponse aux demandes d'étude des porteurs de projet biométhane.

Par ailleurs, afin de renforcer la visibilité des acteurs de la filière biométhane sur les conditions d'injection dans les différentes zones du territoire métropolitain, la CRE demande aux gestionnaires de réseaux de construire conjointement, dès le premier trimestre 2020, une cartographie permettant de renseigner la filière sur :

- l'éligibilité d'une zone à la mutualisation dans les tarifs de ses investissements de renforcements ;
- les coûts moyens de raccordement restant à la charge des producteurs estimés sur chaque zone.

La présente délibération sera publiée au *Journal officiel* de la République française et sur le site Internet de la CRE. Elle sera transmise à la ministre de la transition écologique et solidaire et au ministre de l'agriculture et de l'alimentation.

Délibéré à Paris, le 14 novembre 2019.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

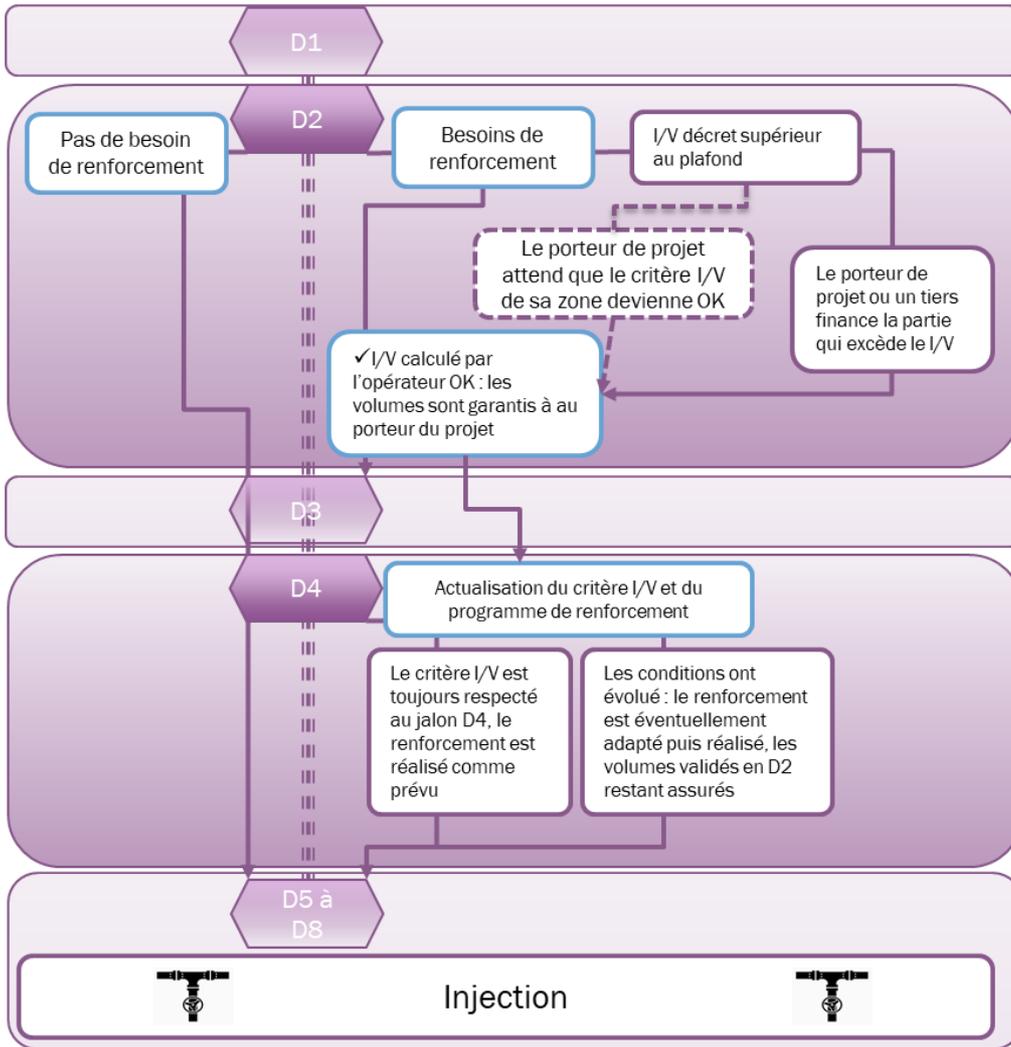
Jean-François CARENCO

LEXIQUE

Intitulé	Définition
Capacité d'accueil d'une zone	Capacité maximale d'injection sans renforcement, estimée à partir du profil de consommation d'une zone tout au long de l'année sur la base de l'historique de consommation sur la zone.
Compression mutualisée	Ouvrage de compression permettant d'injecter sur un réseau, au niveau de pression adéquat, les volumes de gaz produits par plusieurs installations de productions de biométhane raccordées au réseau de transport.
Critère technico-économique du zonage de raccordement	Critère déterminant le schéma de raccordement pertinent sur une zone. Ce critère est construit de manière à minimiser l'ensemble des coûts de renforcement et de raccordement pour la collectivité sur chaque zone.
Déclenchement des investissements	Accord donné par la CRE pour le démarrage des travaux de renforcements sur une zone donnée.
Dossier "Installation classée pour la protection de l'environnement" (ICPE)	Les installations qui présentent, en raison des dangers ou des inconvénients qu'elles sont susceptibles de présenter notamment pour la protection de la nature, de l'environnement et des paysages, sont soumises à déclaration / enregistrement / autorisation préfectorale. L'exploitant d'une telle installation doit faire une demande avant toute mise en service, démontrant l'acceptabilité des dangers ou inconvénients. Les installations de production de biométhane sont soumises à cette obligation.
Etude de faisabilité (distribution) / étude d'opportunité (transport)	Etude facultative réalisée par le gestionnaire de réseaux sur demande du porteur de projet pour vérifier la compatibilité du projet avec les caractéristiques de la zone (en distribution, l'étude est facturée au porteur de projet, selon les modalités prévues par le catalogue de prestations de l'opérateur concerné, pour un délai de réalisation de 2 mois environ).
Etude détaillée (distribution) / étude de faisabilité (transport)	Première étude, réalisée par les gestionnaires de réseaux sur demande des porteurs de projet, à l'occasion de laquelle les gestionnaires de réseaux s'engagent sur les conditions financières de raccordement. La demande d'étude détaillée / de faisabilité permet d'entrer dans le registre de capacité. L'étude est facturée au porteur de projet, selon les modalités prévues par le catalogue de prestations de l'opérateur concerné. La remise de cette étude par les gestionnaires de réseaux correspond au jalon D2.
Extensions/Extensions mutualisées	Prolongement d'un réseau de gaz, en distribution ou en transport, permettant de raccorder de nouveaux sites. L'extension peut être dédiée à un site, ou mutualisée entre plusieurs sites.
File d'attente du registre de capacités	Le registre des capacités permet d'inscrire les projets des producteurs de biométhane en fonction de leur ordre d'arrivée avec l'attribution d'un numéro qui permettra de prioriser, le cas échéant, les allocations de capacité d'injection sur les réseaux de gaz (transport et distribution) en France. On distingue 8 jalons d'avancement dans le registre de capacité, notés D1 à D8 (voir schéma p.9).
Maillage	Canalisation permettant de relier deux sections préexistantes d'un ou de plusieurs réseaux de distribution de gaz naturel, incluant le cas échéant un poste de comptage à l'interface des réseaux. Ces ouvrages sont réalisés par les GRD.
Ouvrage de renforcement	Renouvellement d'une canalisation existante, doublement d'une canalisation existante, maillage, rebours, modification ou déplacement d'un poste de détente existant permettant d'accroître la capacité d'injection de biogaz dans une section préexistante d'un réseau de transport ou de distribution de gaz naturel.
Ratio technico économique (I/V)	Critère technico-économique introduit par le décret à l'article D. 453-22 du code de l'énergie pour déterminer les programmes de renforcement éligibles à la mutualisation dans les tarifs des coûts qui leurs sont associés. Les investissements pris en compte dans le « I » sont ainsi les seuls investissements de renforcement.
Rebours	Installation de compression permettant un flux de gaz naturel d'une section préexistante d'un réseau de transport ou de distribution de gaz naturel vers une section préexistante d'un réseau de transport ou de distribution de gaz naturel de pression supérieure. Ces ouvrages sont réalisés par les GRT.
Réfaction	Portion des coûts de raccordement financée par les tarifs de transport ou de distribution de gaz naturel, qui vient réduire la partie des investissements à la charge d'un utilisateur de réseau.

Schéma (ou programme) de renforcement	Programme d'investissements établi par les gestionnaires de réseaux présents sur une zone, en lien avec l'ensemble des investisseurs concernés, pour permettre l'injection des volumes prévisionnels identifiés.
Zonage de raccordement	Résultat de l'étude, faite en concertation par les gestionnaires de réseaux, déterminant la configuration de réseau optimale sur la base du critère technico-économique de zonage.
Zone	Unité de territoire homogène pour l'injection de biométhane du point de vue de ses caractéristiques réseaux et définie par les gestionnaires au moment de l'établissement du zonage de raccordement.

ANNEXE 1 : ETAPES DE LA DETERMINATION DU RENFORCEMENT A EFFECTUER POUR UNE ZONE



ANNEXE 2 : LISTE DES INFORMATIONS A TRANSMETTRE A LA CRE AU MOMENT DU ZONAGE DE RACCORDEMENT

La CRE demande que les informations suivantes lui soient transmises au moment de la validation d'un zonage de raccordement.

Informations sur le zonage :

Date de mise à jour du zonage

Zone

- Identifiant de la zone
- Coordonnées géographiques de la zone (en format KML par exemple)
- Carte de la zone avec tracé des canalisations (format image)
- Capacité observée d'accueil de la zone par an

Volumes pris en compte

- Projets passés [Identifiant, Nom, Capacité, géolocalisation]
- Projets identifiés futur [Identifiant, Nom, Capacité, Stade, Probabilité, géolocalisation]
- Potentiel diffus [Capacité, Probabilité]

Investissements estimés

- Renforcements [Identifiant unique, Nom, Type, Capacité apportée, CAPEX, Statut, date MES prévisionnelle, géolocalisation]
- Ouvrages mutualisés [Identifiant unique, Nom, Type, Capacité apportée, CAPEX, Statut, date MES prévisionnelle, géolocalisation]
- Estimations des raccordements [CAPEX]

Critère technico-économiques

- critère technico-économique du zonage
- I/V décret

Informations sur les projets identifiés passés et futurs de la zone (ces informations individuelles seront actualisées et transmises à la CRE lors de la remise de l'étude du jalon D2 et lors du raccordement effectif de l'installation) :

Gestionnaire de réseaux de raccordement

Coordonnées géographiques du projet

Volumes

- Capacités demandées

Investissements

- ouvrages de raccordement non mutualisables [CAPEX, date MES prévisionnelle, géolocalisation]
- ouvrages de raccordement mutualisés [Identifiant unique, montant de la quote-part payée ou estimée]
- ouvrages de renforcement [Identifiant unique, montant à la charge du producteur le cas échéant]

ANNEXE 3 : LISTE DES INFORMATIONS QUI POURRAIENT ÊTRE MISE A DISPOSITION DES ACTEURS VIA LA CARTOGRAPHIE

Sous condition de disponibilité de ces informations, en tenant compte du fait que certaines ne seront accessibles qu'après établissement du schéma de renforcement précis sur la zone, les informations suivantes semblent pertinentes :

- capacité maximale d'accueil par le réseau sur la zone (avant et après renforcements) ;
- montant estimé des investissements de renforcement et de raccordement ;
- montant de la participation de tiers nécessaire pour pouvoir bénéficier de la dérogation mentionnée à l'article D. 453-24 du code de l'énergie (pour les zones grises) ;
- nombre de projets en cours ;
- capacités d'injection réservées dans la file d'attente ;
- potentiel méthanisable identifié sur la zone.

ANNEXE 4 : CONVENTION ENTRE OPERATEURS POUR CHAQUE ETUDE DU JALON D2

Opérateur 1

Opérateur 2

ENTRE LES SOUSSIGNEES :

[Opérateur 1], [adresse], [immatriculation], [représentant], dument habilité aux fins des présentes,
ci-après dénommée « Opérateur 1 »,
d'une part,

ET

[Opérateur 2], [adresse], [immatriculation], [représentant], dument habilité aux fins des présentes,
ci-après dénommée « Opérateur 2 »,
d'autre part,

Opérateur 1 et Opérateur 2 certifient que l'étude remise au projet [X] qui fait l'objet du présent courrier est conforme au zonage de raccordement de la zone [Y] ».

A [lieu], le [date],

Opérateur 1

Opérateur 2

Titre et Nom du représentant

Titre et Nom du représentant