

Tarifs 2024-2028 des infrastructures de gaz

Atelier n°3

*Prise en compte tarifaire de la montée en puissance
du biométhane et de l'émergence des nouveaux gaz
renouvelables et bas carbone*

Au cours de cet atelier...

- Nous vous remercions de veiller à ce que tous les micros restent coupés durant les présentations.
- Les participants sont invités à poser leurs questions **au fil de l'eau dans le chat *Teams***, elles seront synthétisées par notre modérateur.
- Plusieurs temps au cours de l'atelier seront dédiés aux réponses aux questions rédigées sur le chat.
- Nous vous rappelons que cet atelier sera enregistré à des fins de synthèse interne à la CRE puis supprimé avant le 30 juin 2023.

A l'issue de l'atelier, il est possible

- d'adresser des éléments ou des questions complémentaires à la CRE
- de solliciter un échange avec les équipes de la CRE

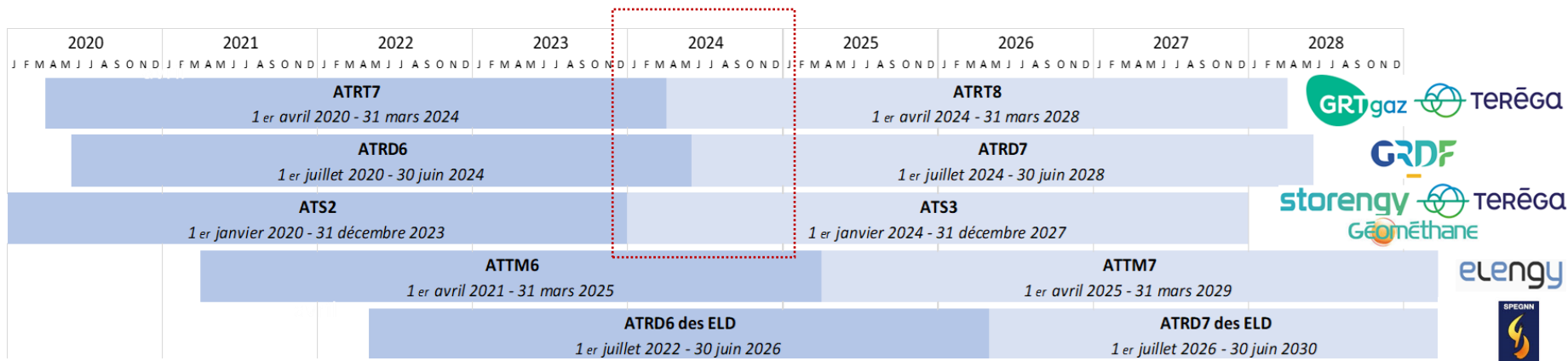
➔ tarifs-infras@cre.fr

Agenda de l'atelier

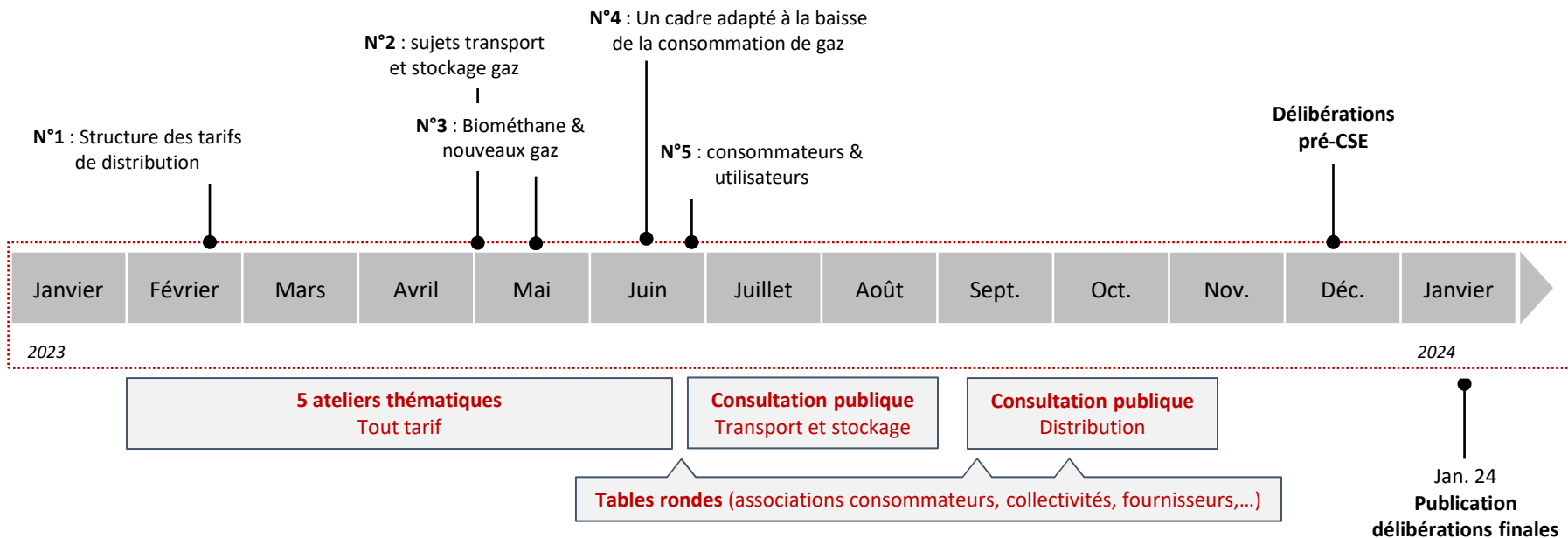
1. Enjeux de la génération tarifaire et démarche de la CRE
2. Cadre du droit à l'injection
3. État des lieux du développement de la filière
4. Retour d'expérience de la période ATRD6/ATRT7
5. Evolution du timbre d'injection
6. Régulation incitative et qualité de service
7. R&D

1. Enjeux de la génération tarifaire et démarche de la CRE

Les prochains tarifs du transport, du stockage et de la distribution de gaz seront préparés en 2023, pour une entrée en vigueur au premier semestre 2024



Calendrier des travaux d'élaboration des prochains tarifs gaziers



2. Cadre du droit à l'injection

Contexte et cadre du droit à l'injection

Le développement du biométhane : une opportunité et un défi pour les réseaux de gaz naturel

- Dans un système gazier français quasiment totalement importateur de gaz fossile se développe désormais une **production décentralisée**, répartie sur l'ensemble du territoire national ;
- Elle implique une **adaptation des réseaux de gaz** pour l'injecter et l'acheminer vers les centres de consommation.
- L'article 94 de la loi Egalim, codifié à l'article L. 453-9 du code de l'énergie, garantit un exutoire à cette production (sous réserve de pertinence technico-économique) :

« 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 définis par décret pris après avis de la Commission de régulation de l'énergie. »

Investissements nécessaires à l'injection de biométhane

Les investissements nécessaires à l'injection de biométhane sont les suivants :

| | | |
|---------------|---------------|--|
| | Raccordements | Canalisations reliant l'installation de production au réseau (à la charge des producteurs modulo une réfaction de 60%) |
| Renforcements | Maillages | Canalisations permettant de relier deux sections du réseau de distribution |
| | Rebours | Installations de compression permettant de remonter le gaz vers un niveau de pression supérieure |

Mutualisation des renforcements des réseaux

Le droit à l'injection prévoit la **mutualisation des renforcements** nécessaires à l'injection de biométhane dans les tarifs d'accès aux réseaux de distribution et de transport de gaz (ATRD et ATRT), sous réserve du respect d'un critère technico-économique.

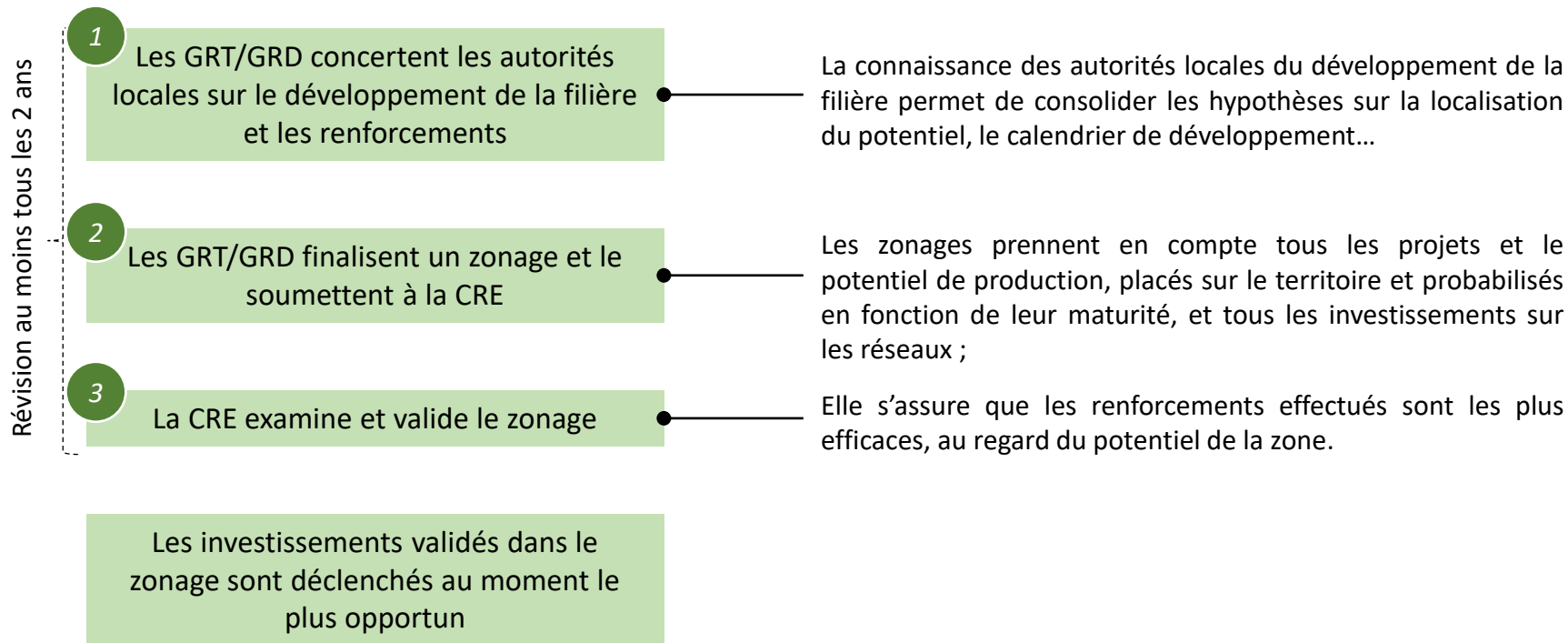
Le critère technico-économique* de mutualisation des renforcements, ou critère I/V (Investissements / Volume de gaz) a été fixé dès 2019 à 4 700 €/Nm³/h à l'échelle d'un zonage :

- **< 4 700 €/Nm/h** : tous les investissements de renforcement sont pris en charges par la collectivité via les tarifs.
- **> 4 700 €/Nm/h** : la réalisation de ces renforcements est possible si les tiers (porteurs de projets, AODE, collectivités, financeurs privés etc.) financent une partie de ces renforcements.

Dans ce cas, la **participation de tiers** nécessaire est calculée à l'échelle d'un zonage et est collective à l'ensemble des tiers financeurs de cette même zone.

** Fixé par le décret du 28 juin 2019*

Processus de construction des zonages de biométhane



Extension du droit à l'injection

- Initialement, le droit à l'injection était réservé au biométhane issu de la méthanisation. **Depuis 2021, le droit à l'injection s'applique à l'ensemble des gaz renouvelables.**



*Certains gaz, tels que les gaz de récupération, bénéficient d'un droit d'accès aux réseaux, s'ils ne nuisent pas à son bon fonctionnement, **mais pas du droit à l'injection.***

- La loi relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables adoptée en mars 2023 a introduit la notion de « **gaz bas carbone** » : « *un gaz constitué principalement de méthane qui peut être injecté et transporté de façon sûre dans le réseau de gaz naturel et dont le procédé de production engendre des émissions inférieures ou égales à un seuil fixé par arrêté du ministre chargé de l'énergie* ».
→ Si **le seuil en question n'est pas encore fixé**, le projet de loi prévoit l'intégration de ces gaz bas carbone à un certain nombre de dispositifs en vigueur, dont celui du droit à l'injection.

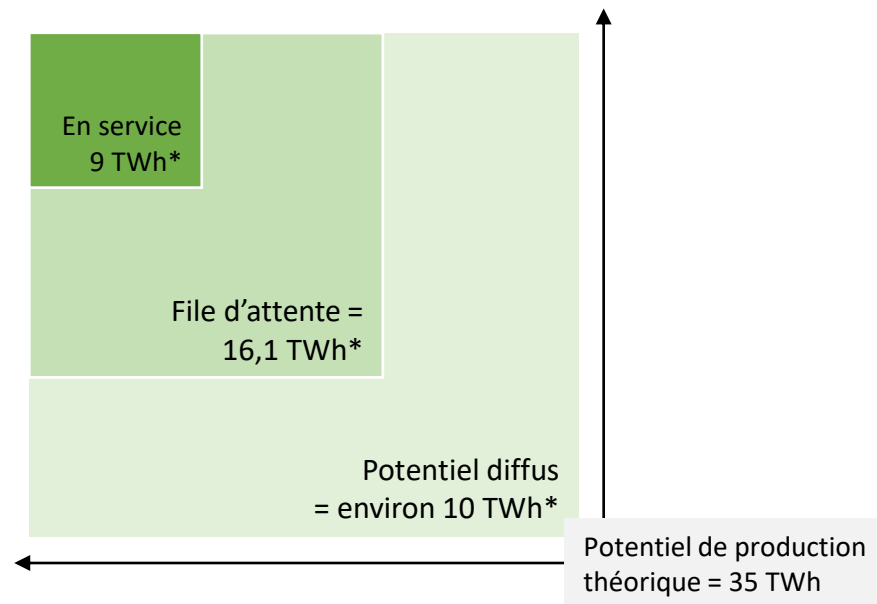
Question

**Avez-vous des questions concernant le cadre du droit
à l'injection ?**

3. Etat des lieux du développement de la filière

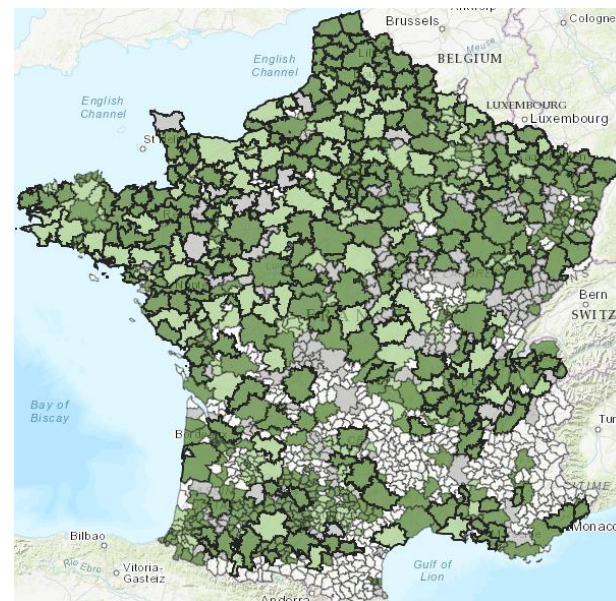
Nombre et répartition des zonages validés

323 zonages de raccordement validés (dont 113 révisés)

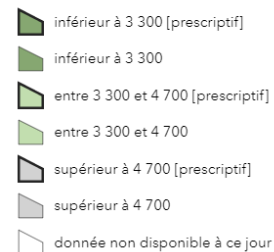


* Au 31 décembre 2022

Localisation des zonages validés par la CRE



Critère technico-économique [€/Nm³/h] [03/2023]



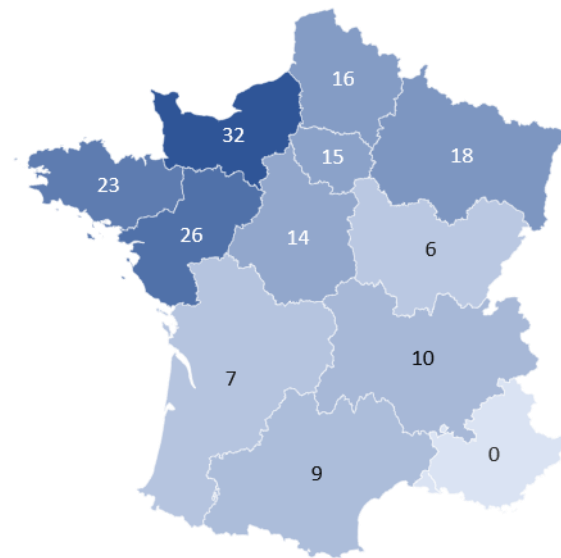
Les zonages dits « prescriptifs » sont ceux ayant été validés par la CRE.

Source : GRDF, ODRE

Montants d'investissements sur les réseaux de distribution

- **190 M€ d'investissements** de renforcement sur le réseau de distribution (quasi essentiellement GRDF) ont été validés par la CRE
- **1 548 km de réseaux** supplémentaires par rapport aux 200 000 km de réseaux de GRDF.
- Ces maillages validés représentent environ la moitié des maillages prévus sur le réseau de distribution dans les 323 zonages déjà validés.

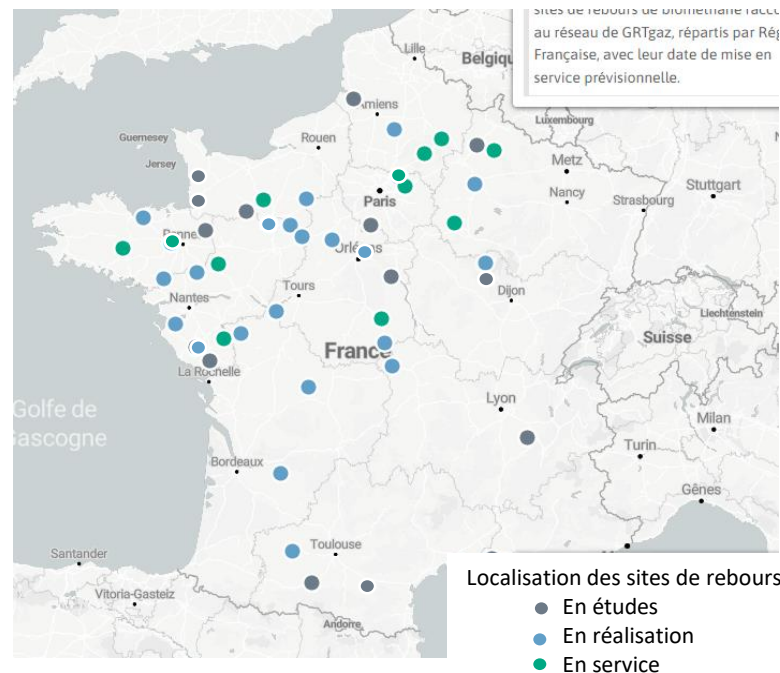
Répartition des investissements distribution (M€)
validés par la CRE



Montants d'investissements sur les réseaux de transport

- **105 M€** d'investissements sur des ouvrages de **rebours** validés sur le réseau de transport : **environ 40 unités** (en grande majorité chez GRTgaz) ;
- **2,8 M€** de coût moyen par rebours ;
- **1 000 nm³/h** de gaz remonté sur le réseau de transport par rebours.
- En 2023, les projets de rebours représentent respectivement 7% et 2% des investissements prévus sur le réseau de GRTgaz et Teréga (à titre de comparaison, le biométhane représente 10% des investissements de GRDF en 2023).

Localisation des sites de rebours en service et en projet



551 sites injectent au 31 mars 2023

Source : données des gestionnaires de réseaux

470 agricoles

358 type « autonome »

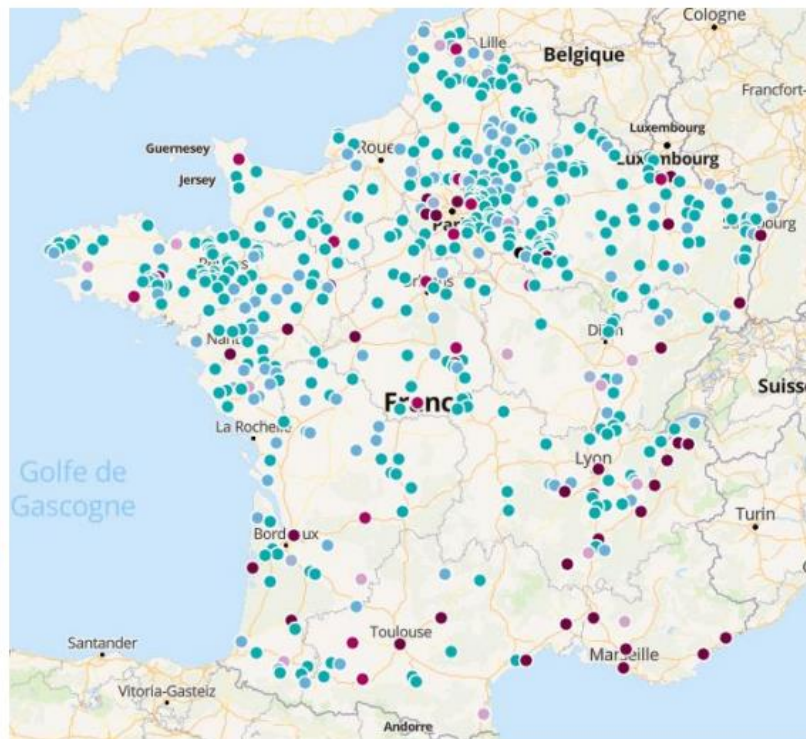
112 type « territorial »

7 déchets ménagers

16 ISDND

18 industriels

40 stations d'épuration

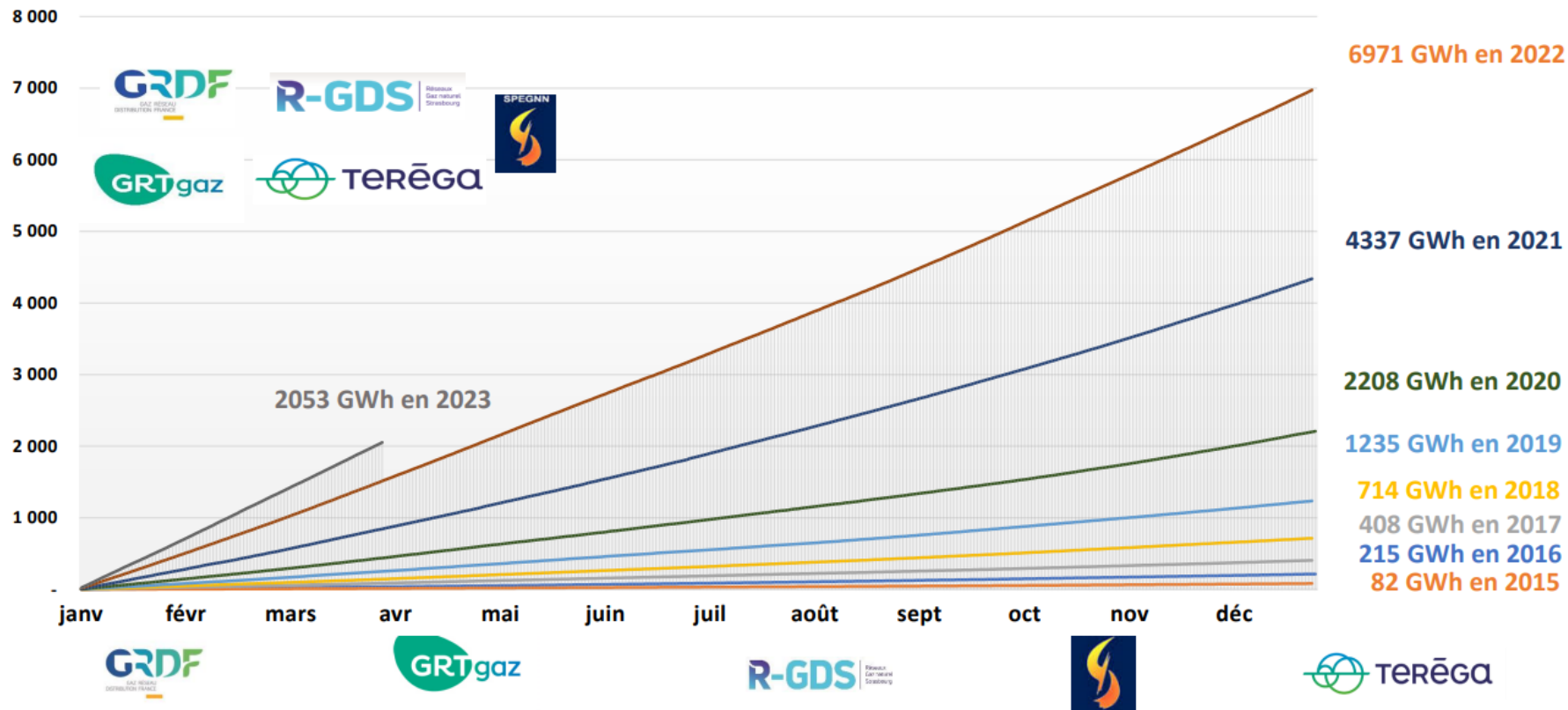


Point d'injection de biométhane en service

Par type de site

| | |
|---|---|
|  | Agricole autonome |
|  | Agricole territorial |
|  | Station d'épuration |
|  | Stockage de déchets non dangereux (ISDND) |
|  | Industriel territorial |
|  | Déchets ménagers |

Cumul de biométhane injecté sur les réseaux de gaz en France en GWh (0°C) de 2015 à 2023



Capacités déclarées au registre de gestion des capacités par trimestre d'entrée, exprimées en GWh/an

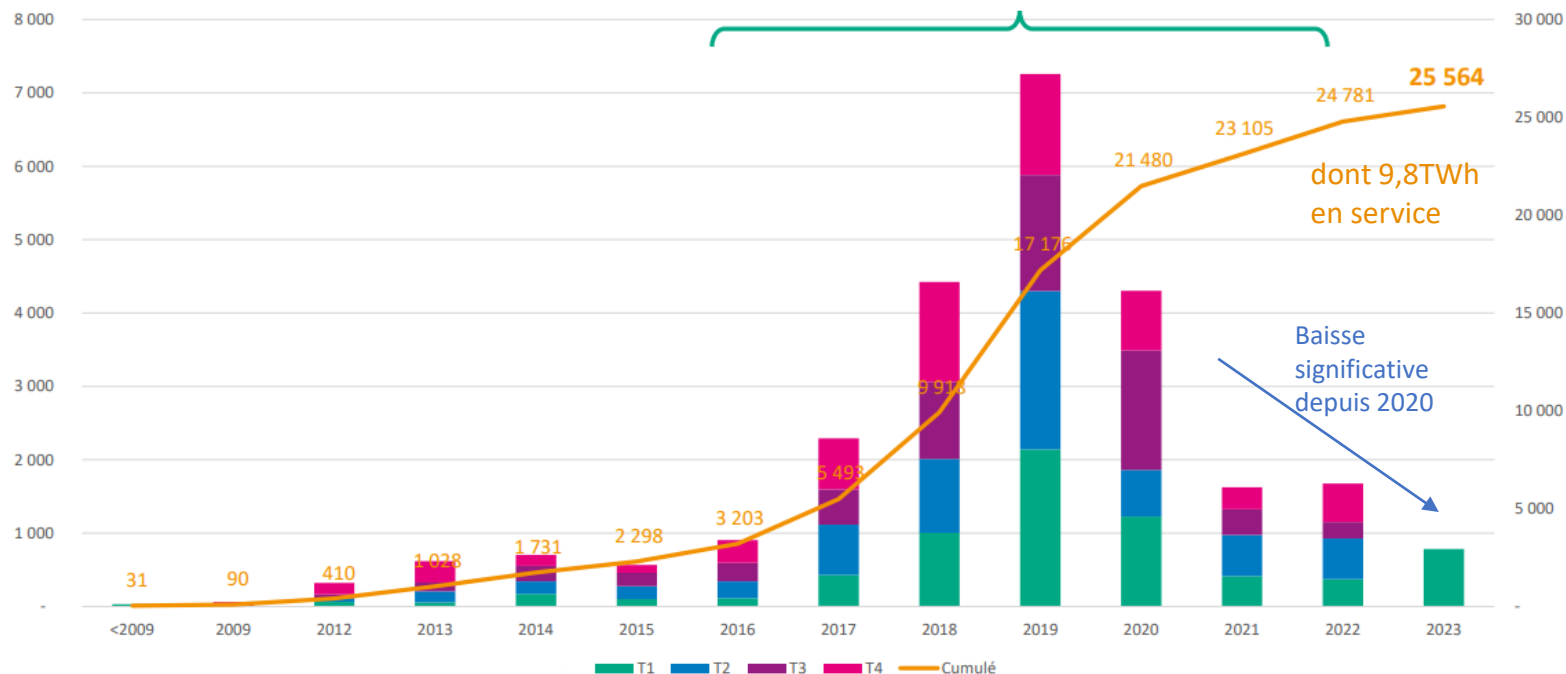
France entière - hors projets en attente, sortis, abandonnés. Incluant les demandes d'augmentation de capacité

Source : registre des capacités au 31.03.2023

0,4 TWh de capacités abandonnées au cours du T1 2023

T1 2023

2023



25 564
GWh/an de
capacités au
registre

Dont 18
GWh/an de
méthanation
et 273
GWh/an de
pyrogazéifica-
tion

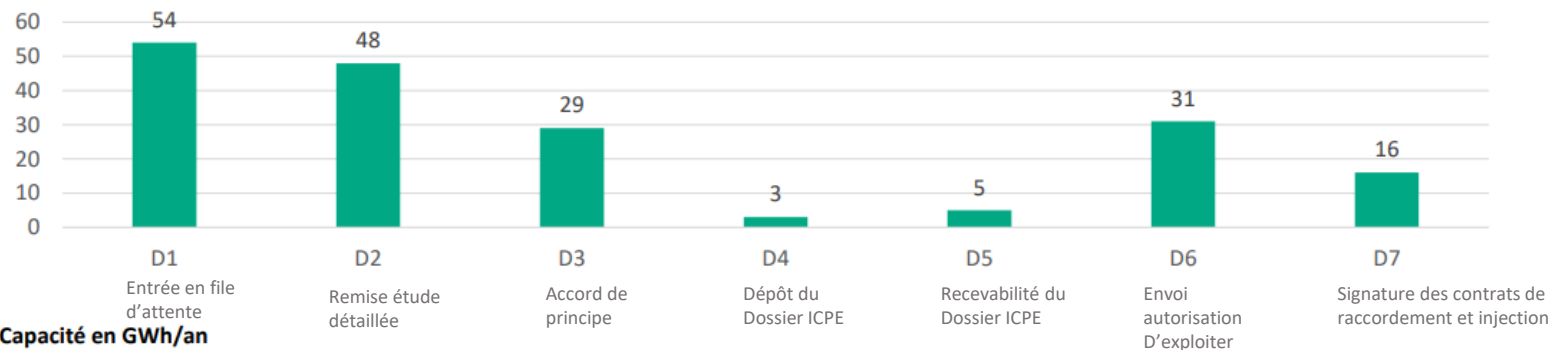
Baisse
significative
depuis 2020

Avancée des projets rentrés au registre depuis novembre 2020 1/2

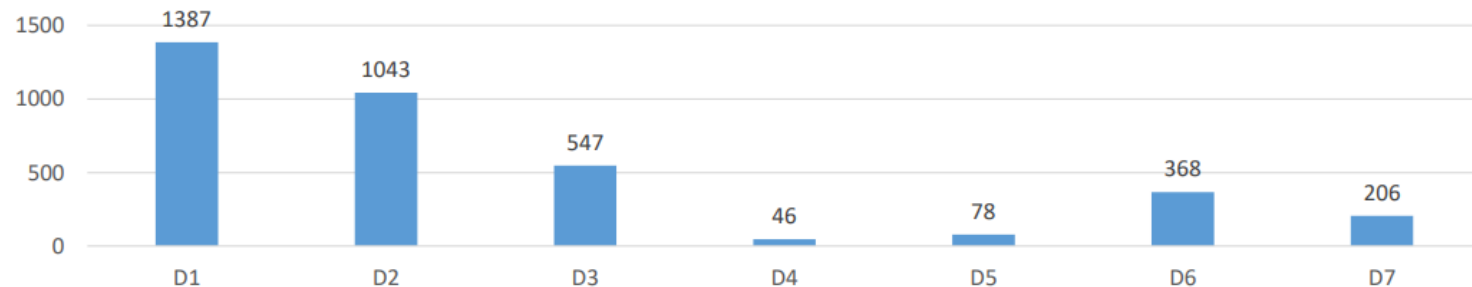
France entière - hors projets de demandes d'augmentation de capacité et hors abandons

Source : registre des capacités au 25.01.2023

Nombre de sites



Capacité en GWh/an



186 sites rentrés au registre des capacités depuis le 20 novembre 2020

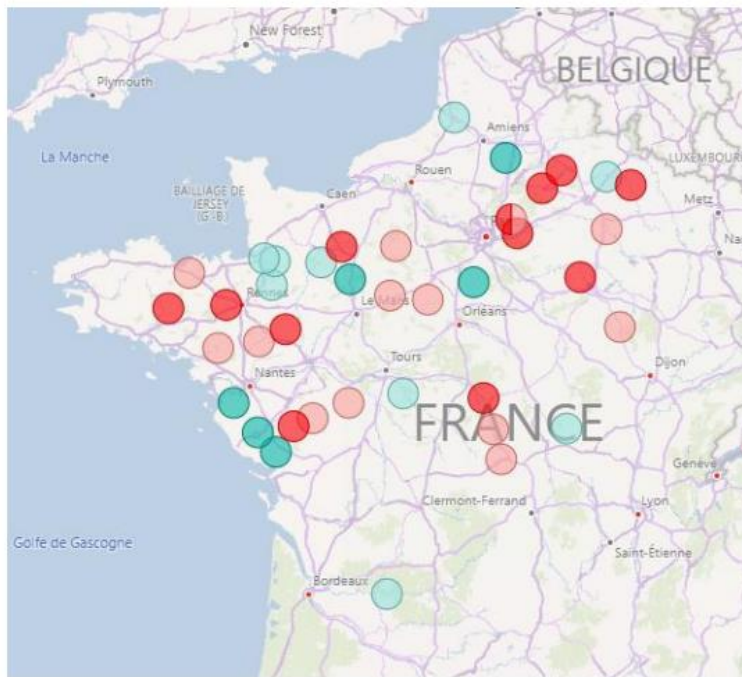
Dont 6 projets hors méthanisation. Parmi ces projets, 5 sont au jalon D1 et 1 projet est au jalon D7

Les 186 projets rentrés au registre depuis le 20 novembre 2020 représentent une capacité de 3,67 TWh /an.

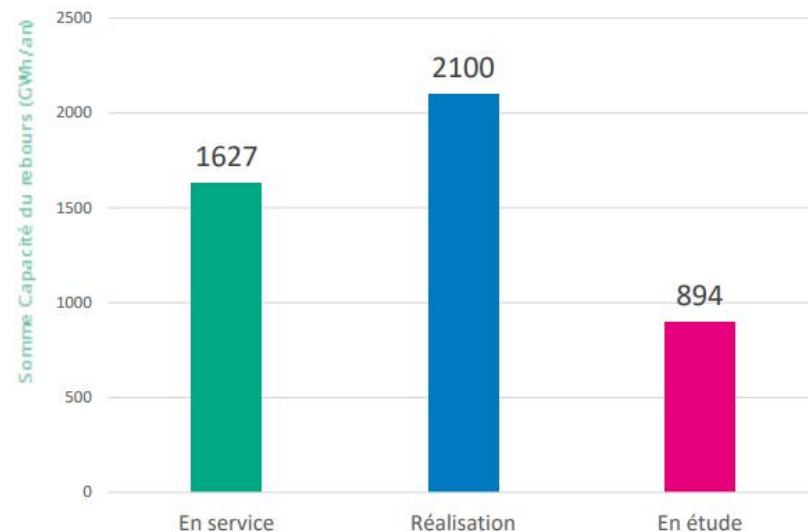
Prévisions des mises en service de rebours localisation et capacités

Données des rebours au 31/03/2023

- En service (12)
- Réalisation (19)
- Etude (15)



Somme de capacités de biométhane supplémentaires (GWh/an) permises grâce aux rebours par état de validation



Question

**Avez-vous des questions concernant les
développements récents de la filière des gaz verts ?**

4. Retour d'expérience ATRD6/ATRT7

Le timbre d'injection en 2019

- Selon le droit à l'injection, dans la majorité des cas, les producteurs ne paient que la partie non réfactée de leur raccordement (40% des coûts de raccordement) et les investissements de renforcement sont mutualisés.
 - Les producteurs ne sont pas incités à optimiser leur localisation au regard des renforcements nécessaires pour le réseau.
- Pour y remédier, la CRE a introduit un nouveau terme tarifaire, le **timbre** d'injection, pour adresser un signal tarifaire aux coûts générés à la **localisation** et **recouvrer une partie des OPEX** créés par l'injection de biométhane.
- Ce timbre reflète les différences de coûts entre chaque zone via trois niveaux possibles (voir ci-contre).
- Chaque producteur se voit attribuer un timbre d'injection reflétant les conditions technico-économiques sur sa zone **au moment de son installation (jalon D2, remise de l'étude détaillée)**.
- Les sites qui injectaient déjà sur le réseau au moment de la mise en œuvre de ce timbre se sont vu affecter normativement le timbre 1.

Zones sans renforcement

Timbre 1

Raccordements
(transport et distribution)

Zones avec maillages

Timbre 2

Raccordements
(transport et distribution)

Maillages

Zones avec rebours

Timbre 3

Raccordements
(transport et distribution)

Maillages

Rebours

Méthodologie de construction de la grille du timbre d'injection en 2019

L'objectif du timbre était de recouvrir les coûts d'OPEX associés au développement du biométhane à l'exception des coûts d'OPEX généraux (notamment pilotage et SI) et s'appuyait sur :

- des volumes d'OPEX, déterminés par application d'un taux normatif aux investissements de chaque zone (4% pour les rebours, 0,2% pour les maillages et raccordements) ;
- des volumes injectés prévisionnels, correspondant à la PPE (6 TWh en 2023), pour la période 2020-2023 sur chaque type de zone.

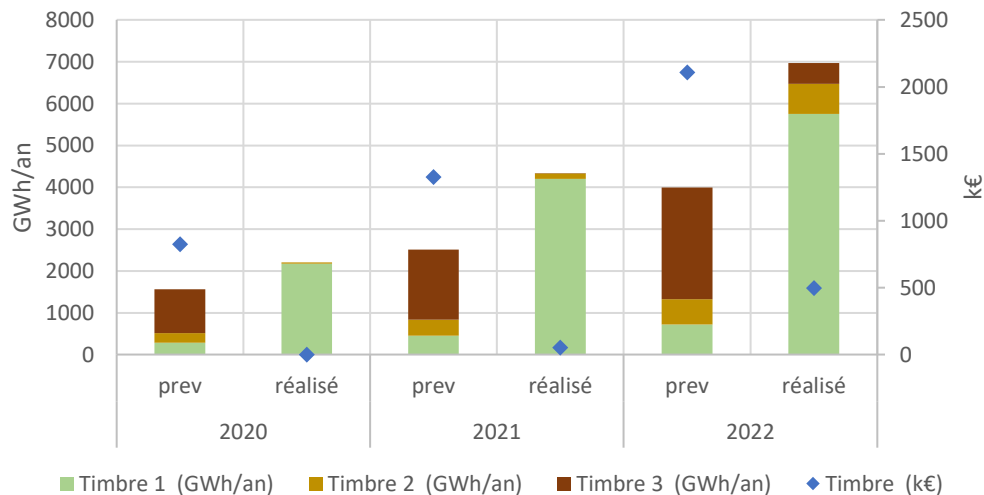
Les OPEX prévisionnels ont été divisés par les volumes prévisionnels cumulés associés à chaque coefficient de timbre. La CRE a fixé la grille suivante :

| Timbre | Grille retenue |
|--------|------------------|
| | (€/MWh injectés) |
| 3 | 0,7 |
| 2 | 0,4 |
| 1 | 0 |

Coûts recouvrés sur la période ATRD6 / ATRT7

Les montants recouvrés via ce timbre sont significativement inférieurs aux recettes prévisionnelles initiales (0,6 M€ au total effectivement collectés sur la période 2020-2022 contre 4,3 M€ prévus), malgré des volumes réalisés supérieurs aux volumes prévisionnels :

Répartition des volumes et timbre collectés



Les recettes liées au timbre 3 qui représentaient 89% des recettes prévisionnelles ont été notamment beaucoup plus faibles que prévu :

- un décalage temporel d'un an entre la mise en service des sites et leur facturation ;
- la file d'attente préalable à l'entrée en vigueur du timbre : la délibération tarifaire prévoyait que les sites qui n'injectaient pas encore devaient se voir affecter un timbre au moment de la signature de leur contrat de raccordement. Ainsi, tous les sites qui injectaient ou avaient déjà conclu leur contrat se sont vu affecter normativement le timbre 1.

Question

Avez-vous des questions concernant les modalités de construction du timbre d'injection en ATRD6/ATRT7 ?

5. Propositions d'évolution du timbre d'injection

Contexte : Conclusions de l'étude de la CRE sur l'avenir des infrastructures gazières

L'adaptation des réseaux pour accueillir la production de gaz décarboné nécessitera des investissements compris entre 6 et 9,7 Md€ d'ici 2050 en fonction des scénarios. L'effort d'investissement annuel correspondant (entre 200 et 300 M€ par an) reste raisonnable au regard des coûts d'investissements actuels (1,3 Md€ par an). Le coût unitaire par TWh injecté décroît avec le volume de production, et des économies d'échelle apparaissent à partir de 2040 dans tous les scénarios.

Enjeux pour la période tarifaire

Constats

- Evolution de la filière et du droit à l'injection vers l'intégration de nouveaux gaz renouvelables et bas-carbone : de plus en plus de projets de différentes technologies vont donc se raccorder en distribution et en transport ;
- Coûts générés croissants par les producteurs de biométhane pour les réseaux et pour les opérateurs.

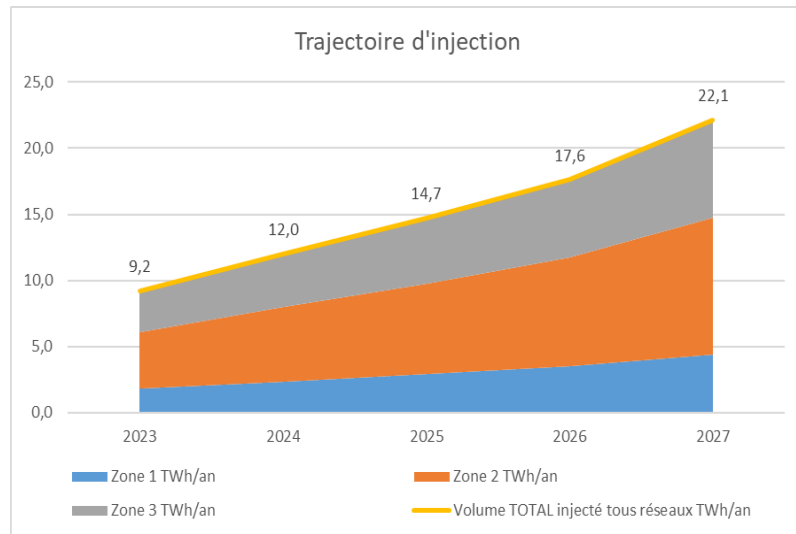


Enjeux

- Maintien d'un signal tarifaire aux producteurs, catégorie d'utilisateurs du réseau en croissance ;
- Couverture des coûts d'exploitation générés par les producteurs de biométhane (les coûts d'investissement étant en revanche mutualisés) ;
- Signal à l'optimisation des capacités installées et à leur localisation, en fonction des coûts générés pour le réseau.

Trajectoire de volumes de gaz injecté

- **Référence retenue pour les simulations de l'atelier : trajectoire proposée par GRDF (au périmètre distribution + transport)** pour la période 2024-2027, en cohérence avec la PPE et les capacités inscrites au registre de gestion des capacités.
- **Diminution du nombre de nouvelles zones sans renforcements du réseau (zone 1), au profit de zones 2 puis 3, l'injection de gaz renouvelables nécessitant la construction de maillages puis de rebours.**
- **A terme, des rebours nécessaires sur l'ensemble du territoire** selon les opérateurs ; cependant, à l'horizon des zonages et de la période tarifaire, toutes les zones ne nécessitent pas encore de rebours.



Source : GRDF, CRE

Trajectoires d'investissements

Les dossiers tarifaires des opérateurs prévoient une trajectoire des investissements de renforcement des réseaux, qui va être utilisée comme base pour la détermination des OPEX à inclure dans le timbre tarifaire.

| CAPEX cumulés en M€ | | Réalisé | Prévisionnel | Demandé | Demandé | Demandé | Demandé |
|---------------------|----------------------|---------|--------------|---------|---------|---------|---------|
| | | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 |
| Transport | Rebours | 38,5 | 66,0 | 94,9 | 118,9 | 167,3 | 244,2 |
| | Raccordements | 50,4 | 65,3 | 78,8 | 94,9 | 121,9 | 148,5 |
| Distribution | Tous investissements | 267,9 | 419,6 | 568,5 | 683,4 | 808,5 | 1 012,5 |
| Total | | 356,8 | 550,9 | 742,2 | 897,2 | 1098,7 | 1405,2 |

Simulation du timbre à iso-méthode

Rappel : La méthode à date limite les coûts couverts aux charges d'exploitation directes (maintenance et énergie), par application d'un pourcentage des CAPEX : **4%** pour les rebours et **0,2%** pour les maillages et raccordements)

Pour la prochaine période : la CRE envisage de maintenir une différenciation du niveau par terme : en phase de croissance, il est important d'envoyer un signal à la localisation la plus pertinente.

- La réplique stricte de la méthode employée dans les tarifs ATRD6/ATRT7 conduit à une forte hausse du terme 3 et à une baisse convergente des termes 2 et 1.

Timbre en vigueur

| Timbre | Montant |
|--------|------------------|
| | Total (€/MWh/an) |
| 3 | 0,7 |
| 2 | 0,4 |
| 1 | 0 |



Timbre ATRD7/ATRT8 iso-méthode

| Timbre | Montant |
|--------|------------------|
| | Total (€/MWh/an) |
| 3 | 1,4 |
| 2 | 0,1 |
| 1 | 0,0 |

Quels coûts des gestionnaires de réseaux répercuter dans ce timbre ?

- **Le périmètre actuel** correspond à une estimation normative des coûts de maintenance et d'énergie (% normatif appliqué aux dépenses d'investissement prévisionnelles de transport et de distribution), estimés à date de l'ordre de **9 à 12 M€/an**.
- Or, la montée en puissance de la filière a appelé des coûts de structuration opérationnelle pour les opérateurs, qui vont au-delà des seuls coûts de maintenance et d'énergie directement liés à l'ouvrage de renforcement. Les opérateurs supportent notamment les coûts des équipes commerciales et opérationnelles dédiées, les coûts d'études, de systèmes d'information etc. Il pourrait donc être envisagé d'intégrer des coûts sur un périmètre plus large.
 - Sur la base de clés d'allocations pour les GRD, et d'une extrapolation pour les GRT, ces charges pourraient représenter, selon la CRE et à date, un montant de l'ordre de **10 à 13,5 M€/an**.

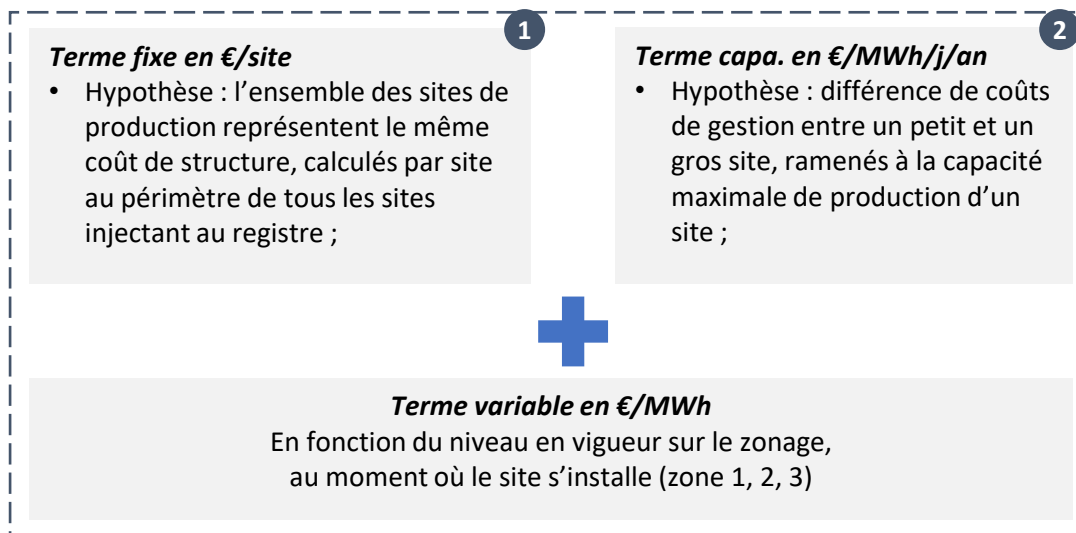
Question

Quelles sont, d'après vous, les charges d'exploitation supportées par les gestionnaires de réseaux qui devraient être couvertes par le timbre d'injection ?

Pistes d'évolution du timbre

La CRE envisage de faire évoluer la forme du timbre d'injection pour la période ATRD7/ATRT8 vers un **binôme de termes**, avec 2 options envisagées :

- 1 L'introduction d'une part fixe + part variable ;
- 2 L'introduction d'une part capacitaire + part variable.



Calcul du terme variable

- La CRE envisage de conserver les modalités de calcul du timbre d'injection pour le calcul du terme variable, qui dépendrait de la production injectée par le site :
 - Calcul d'OPEX de maintenance/énergie par application d'un taux aux dépenses d'investissements. Néanmoins, la CRE considère à ce stade que le taux retenu pour les canalisations (maillages et raccordement) de 0,2% semble faible au regard des coûts réalisés. Elle envisage de le rehausser à **0,6%**. Elle va poursuivre ses analyses pour fiabiliser ce taux, ainsi que celui appliqué aux rebours (**4%**).
 - Ces OPEX sont ensuite divisés par les volumes prévisionnels qui seront injectés.

Calcul du nouveau terme (fixe ou capacitaire)

- **Le terme fixe ou capacitaire** serait calculé en rapportant le montant des charges autres que la maintenance et l'énergie (charges de pilotage et SI) à couvrir à l'ensemble des sites ou des capacités.

Ce terme, proportionnel à la capacité installée du site, ou fixe par an, serait identique quelle que soit la zone de raccordement du site.

- Ramené à la capacité, dans la fourchette basse des estimations des charges à couvrir, ce terme s'établirait à environ 120 €/MWh/j/an. Dans sa version fixe et selon les mêmes hypothèses, il représenterait 6 500 à 7 000 € par an environ.
- Par comparaison, une entrée sur le réseau de transport depuis un point frontalier ou un terminal méthanier, et qui donne accès à la place de marché française (PEG) pourrait s'établir à environ 130 €/MWh/j/an dans les simulations à date pour la période à venir.

Simulation des nouveaux termes

1 Timbre « capacitaire + variable »

En ramenant les coûts globaux (non liés à la localisation du site de production) par MWh installé, chaque site se verrait appliquer un timbre composé :

- d'un terme capacitaire, lié à la capacité maximale de production de chaque site, en MW installé.
- d'un terme variable, lié à la production effective de chaque site, en MWh injecté.

Au vu de la faiblesse du terme variable du timbre 1, la CRE envisage, comme pour la période précédente, de le maintenir à 0.

| Timbre | Grille finale | |
|--------|--------------------------------------|-----------------------------------|
| | Terme capacitaire (€/MWh/jour/an) | Terme variable (€/MWh injecté) |
| 3 | 120 | 1,6 |
| 2 | | 0,4 |
| 1 | | 0,1 |

2 Timbre « fixe + variable »

En ramenant les coûts globaux (non liés à la localisation du site de production) par site et non par MWh installé, chaque site se verrait appliquer un timbre composé :

- d'un terme variable ;
- d'un terme fixe, identique pour tous les sites.

| Timbre | Grille finale | |
|--------|---------------------------|-----------------------------------|
| | Terme fixe (€/site/an) | Terme variable (€/MWh injecté) |
| 3 | 6 751 | 1,6 |
| 2 | | 0,4 |
| 1 | | 0,1 |

Illustrations du timbre d'injection

- Dans le cadre du rapport de la CRE sur l'avenir des infrastructures gazières, simulations sur plusieurs zones spécifiques et représentatives de la diversité des typologies de réseau des GRD (Volonne, Le Havre et Fougères).
- Application du timbre d'injection prévisionnel aux projets de ces zones afin de modéliser le timbre à moyen terme.



Pour un projet type de 13 GWh/an :

Fougères (35), zone à fort potentiel :

- 1,6 TWh/an en 2050 (scénario haut)
- Besoins d'investissements estimés à 25,9 M€ à horizon 2030, dont :
 - 17,2 M€ de raccordements,
 - 1,2 M€ de maillages
 - 7,5 M€ de rebours.

Iso-méthode

Timbre annuel = 18 k€

*Timbre de zone 3 (1,38€)
x 13 000 MWh*

Capacitaire + variable

Timbre annuel = 25,2 k€

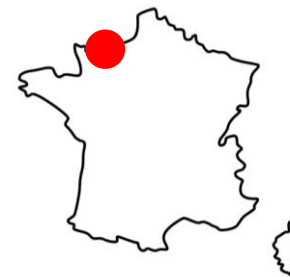
*Terme capacitaire (120 * 35
MWh/jour de capacité)
+ timbre 3 (1,6 € * 13 000
MWh)*

Fixe + variable

Timbre annuel = 27,6 k€

*Terme fixe (6,5 k€)
+ timbre 3 (1,6 * 13 000 MWh)*

Illustrations du timbre d'injection



Pour un projet type de 20 GWh/an :

Le Havre (76), zone à faible potentiel :

- 0,2 TWh/an en 2050 (scénario haut)
- Besoins d'investissements importants, mais pas de rebours projeté à moyen terme

Iso-méthode

Timbre annuel = 3 k€

*Timbre de zone 2 (0,13€)
x 20 000 MWh*

Capacitaire + variable

Timbre annuel = 14,5 k€

*Terme capacitaire (120 * 55
MWh/jour de capacité)*

*+ timbre 2 (0,4€ * 20 000
MWh)*

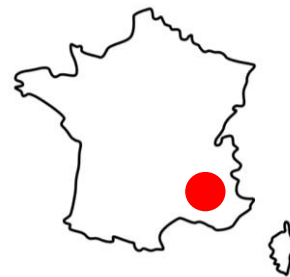
Fixe + variable

Timbre annuel = 14,6 k€

Terme fixe (6,7 k€)

*+ timbre 2 (0,4 * 20 000 MWh)*

Illustrations du timbre d'injection



Pour un projet type de 40 GWh/an :

Volonne (04), zone à faible potentiel et à faible consommation.

- Besoins d'investissements faibles, 7 M€/an de raccordements et de postes d'injection
- Projet identifié sur la zone d'injection de 40 GWh/an (valorisation de biodéchets)

Iso-méthode

Timbre annuel = 0 k€

*Timbre de zone 1 (0 €)
x 40 000 MWh*

Capacitaire + variable

Timbre annuel = 17,2 k€

*Terme capacitaire (120 * 109
MWh/jour de capacité)*

*+ timbre 1 (0,1€ * 40 000
MWh)*

Fixe + variable

Timbre annuel = 10,7 k€

Terme fixe (6,7 k€)

*+ timbre 1 (0,1 * 40 000 MWh)*

Autres modalités relatives au timbre d'injection

1. **Stabilité** : le niveau de timbre est attribué en fonction du zonage de raccordement en vigueur au moment du raccordement du producteur (les producteurs déjà en injection sur une zone en timbre 2 continueraient à se voir appliquer un timbre 2, même si un rebours est construit ultérieurement)
2. **Tarifs d'achat** : le timbre sera répercuté sur les prochains tarifs d'achat, sans rétroactivité (pas de prise en charge par les tarifs en vigueur) ;
3. **Producteurs raccordés en transport** : la CRE propose de ne pas appliquer la tarification d'un éventuel timbre 3 sur la zone, ces producteurs ne générant pas de coûts liés à ce rebours.

Questions

Considérez-vous que la forme de la facturation des coûts de réseaux aux producteurs doit évoluer ?

Quelle unité vous semble la plus pertinente : les €/MWh injectés, la capacité installée (€/MWh/j/an) ou un niveau fixe ?

Quelles devraient être les modalités de répartition des coûts entre le terme fixe/capacitaire et le terme variable ?

Quelles sont les conséquences pour votre activité d'une évolution de la forme du timbre ?

6. Régulation incitative et qualité de service

Régulation incitative

Bilan ATRD6 sur la qualité de service biométhane (1/3)

En ATRD6, la CRE a introduit ou reconduit le suivi sans incitation financière de plusieurs indicateurs qui concernent directement le biométhane :

| Indicateur | Année d'introduction | Description | Résultats |
|--|----------------------|---|---------------------------------------|
| Délai de réponse aux études détaillées pour les porteurs de projet biométhane | 2020 (suivi) | Délai moyen entre la date de réception et la date de réponse aux demandes d'études détaillées adressées à GRDF dans le cadre du raccordement d'une installation d'injection de biométhane | 183 jours (en moyenne sur la période) |
| Nombre de réclamations consécutives au raccordement d'une installation de biométhane | 2020 (suivi) | Nombre total de réclamations de producteurs consécutives au raccordement d'une installation de biométhane clôturées durant le mois M | En moyenne une par mois sur 2 ans |

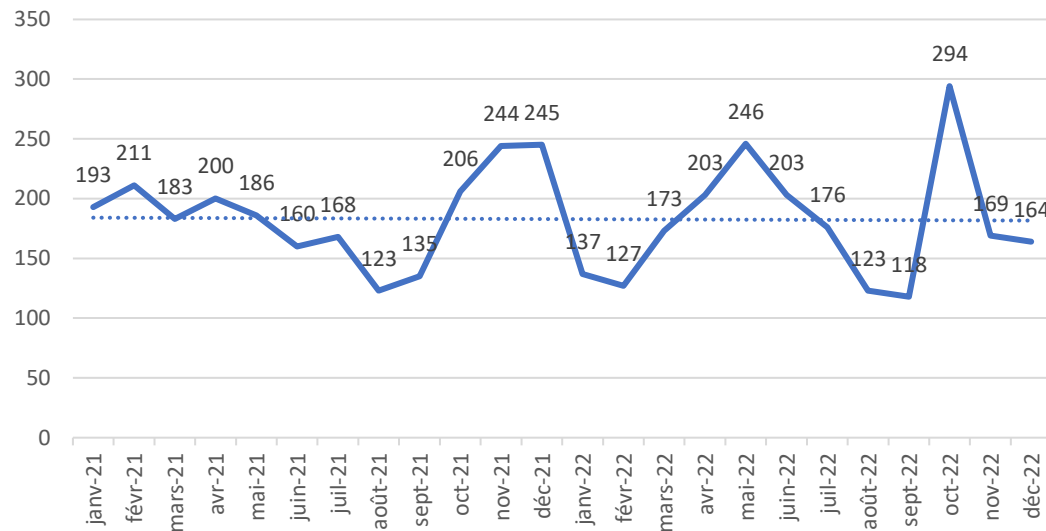
Régulation incitative

Bilan ATRD6 sur la qualité de service biométhane (2/3) - Délai de réponse aux études détaillées pour les porteurs de projet biométhane (nombre de jours)

La CRE constate une variation importante des délais de remise des études détaillées (ED), de 120 à 300 jours environ entre 2021 et 2022.

La variabilité des délais est plus élevée en 2022 qu'en 2021.

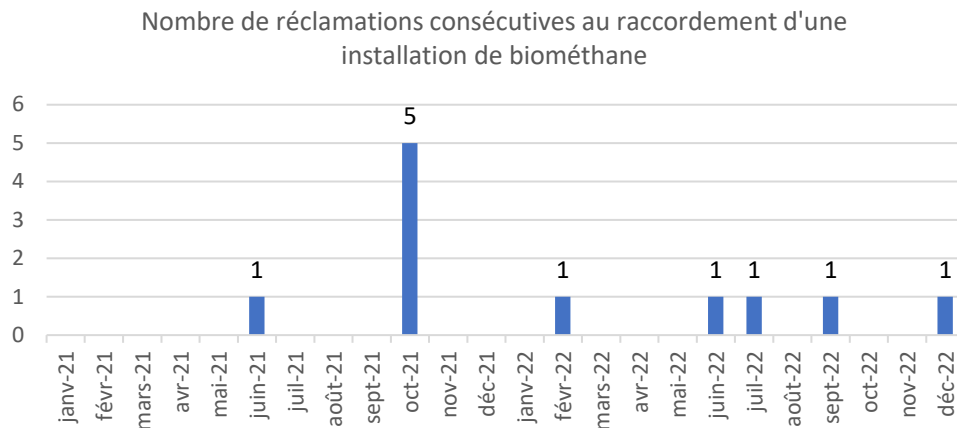
Délai de réponse aux études détaillées pour les porteurs de projet biométhane (j)



Régulation incitative

Bilan ATRD6 sur la qualité de service biométhane (3/3) - Nombre de réclamations consécutives au raccordement d'une installation de biométhane

Le nombre de réclamations consécutives au raccordement d'une installation de biométhane est assez stable sur la période 2021-2022, excepté en octobre 2021 où les 5 cas recensés sont un rattrapage de cas identifiés sur les mois précédents.



Régulation incitative

Propositions sur la qualité de service pour la période ATRD7/ATRT8 (1/2)

Le développement de la filière du biométhane et de l'injection des gaz verts conduit la CRE à étudier une mise à jour du cadre de régulation incitative ces indicateurs :

- **Indicateur « Nombre de réclamations consécutives au raccordement d'une installation de biométhane »** : la CRE n'identifie à ce stade pas de problématique particulière et envisagent de **le reconduire pour la période ATRD7**.
- **Incitation de l'indicateur « Délai de réponse aux études détaillées »** : les résultats 2021-2022 mettent en évidence un délai moyen supérieur d'environ 40 jours au délai prévu dans le catalogue de prestations annexes de GRDF, établi à 4 mois. Du fait du caractère obligatoire de cette prestation pour les producteurs, et des projections de nombre de sites de production de gaz verts en hausse **la CRE envisage d'inciter financièrement cet indicateur à partir de l'ATRD7**.
- **Création d'un indicateur suivi « Respect des délais de raccordement des sites de production de gaz renouvelables et bas carbone »** : l'indicateur actuellement suivi ne concerne que les raccordements de consommateurs de gaz et non pas les producteurs. La CRE envisage de **suivre cet indicateur** à part entière ;
- **Création, en transport, d'un indicateur suivi sur le « délai d'installation et de mise en service d'un rebours »**.

Régulation incitative

Propositions sur la qualité de service pour la période ATRD7/ATRT8 (2/2)

Création d'un indicateur suivi « Volume d'écèlement de la production de gaz verts »

Constat

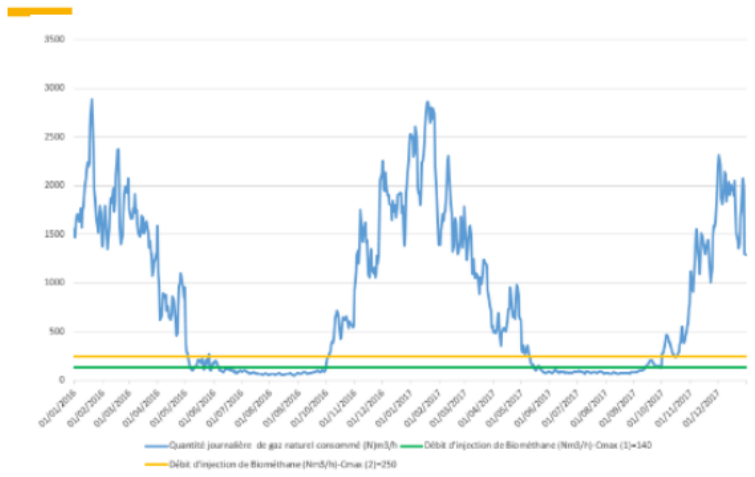
- Incertitudes sur l'exutoire de la production de gaz renouvelables et bas carbone, du fait d'une consommation de gaz tendanciellement en baisse
- **Approche prudente sur les investissements de renforcements** pour les réaliser au plus proche du besoin avéré et ainsi limiter le risque de coûts échoués
- Attention à porter aux écètements de production qui résulteraient d'une consommation locale insuffisante : le gaz vert écèté ne contribue pas à la transition énergétique. Les opérateurs doivent explorer les flexibilités possibles pour les limiter . *c.f Illustration ci-après.*

Piste envisagée

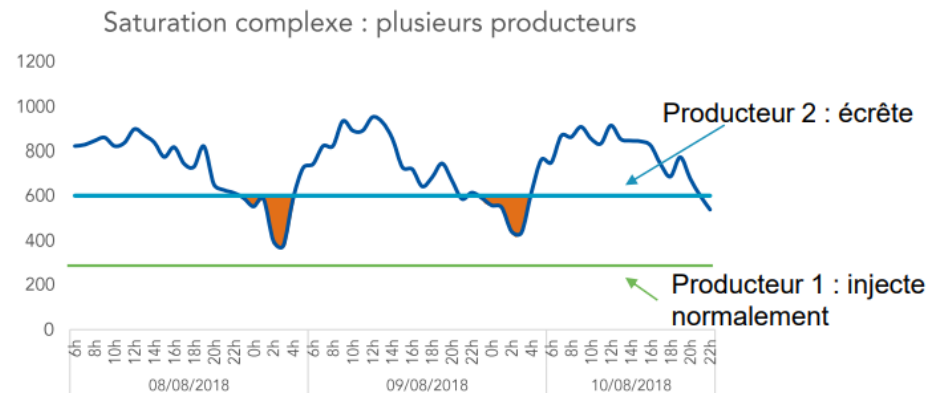
- La CRE envisage d'introduire un indicateur suivi (sans incitation financière) **l'indicateur « Volume d'écèlement de la production de gaz verts »** afin de suivre l'évolution du nombre de zones et de producteurs concernés par l'écèlement de leur production.
- Objectif : analyser les circonstances d'écètements locaux (modulation saisonnière ou intra-mensuelle, évolution temporelle et géographique du phénomène...), dans l'attente de la réalisation d'investissements de renforcement du réseau validés par la CRE.

Saturation réseau et période estivale

Saturation du réseau & principe du registre des capacités biométhane



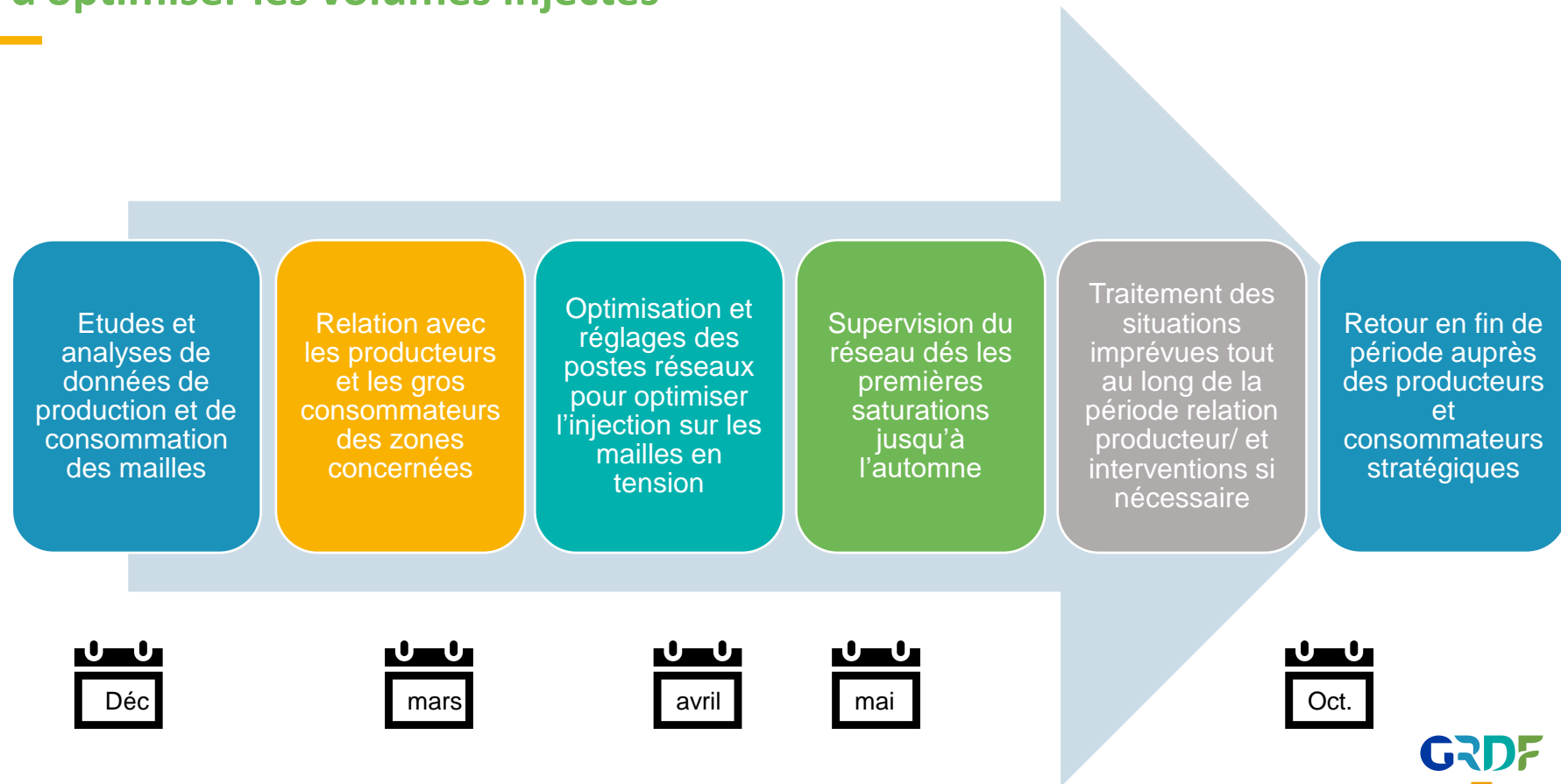
Un projet de biométhane peut être rentable même s'il ne peut pas injecter certains jours de l'année



En cas de saturation ponctuelle avec plusieurs producteurs, le registre détermine la priorité d'accès aux consommations

Le registre des capacités de biométhane réserve un accès aux consommations selon la règle du « premier inscrit- premier servi »

La planification des périodes estivales se prépare très en amont afin d'optimiser les volumes injectés



Synthèse analyses saturation été 2022



Plus de 200 mailles
ont été étudiées par
les régions

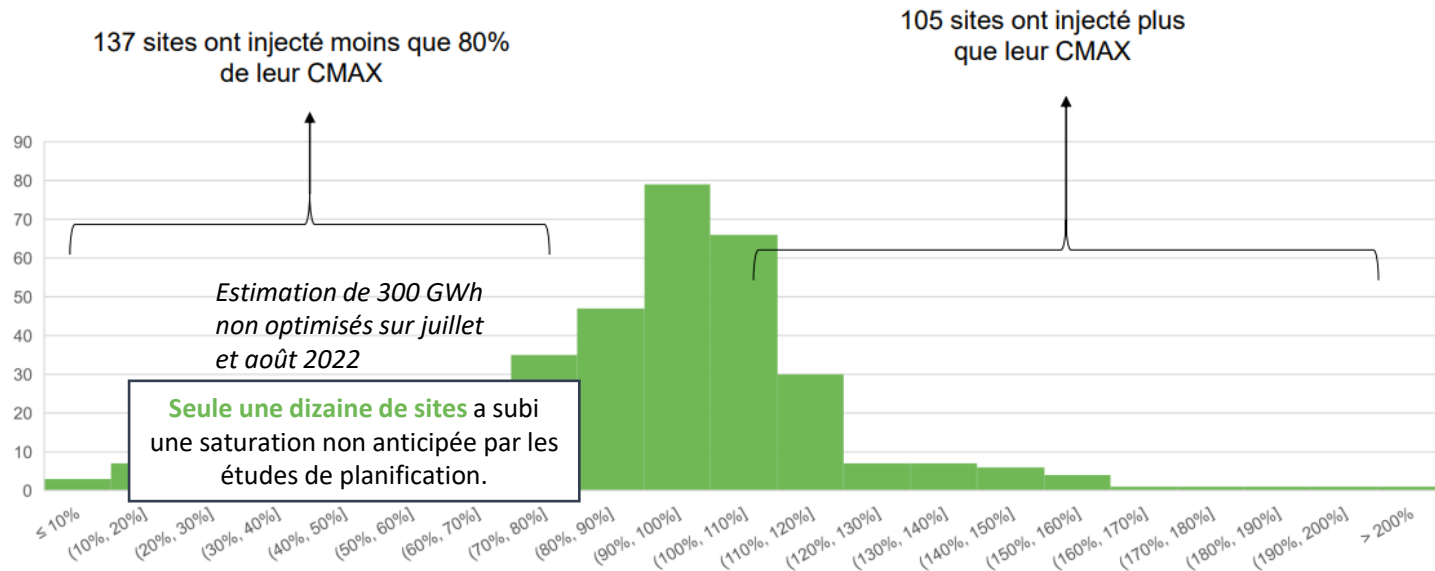
Plus de 400 postes
réseau ont fait l'objet
d'un réglage adaptatif
pour l'été 2022

Les situations de saturation suivies durant l'été ont été globalement conformes aux conclusions des études menées en amont de l'été

Répartition des volumes injectés par rapport aux Cmax

Toutes situations et causes confondues, juillet + août

Total de 394
postes en
injection cet été



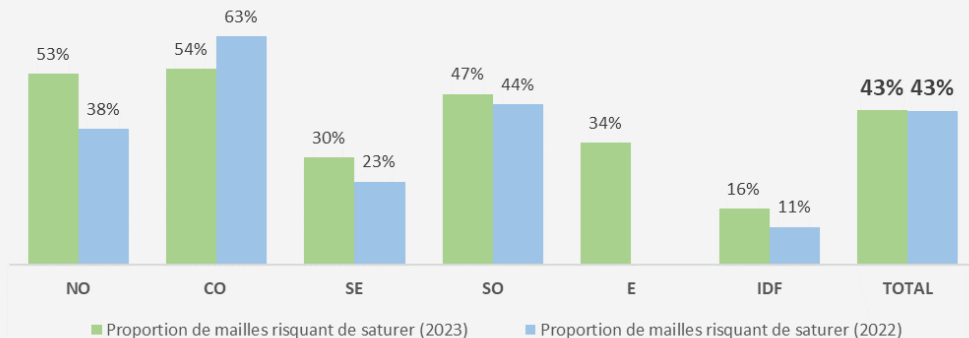
Les causes de non atteinte de la Cmax sont multiples :

- Capacité opérationnelle du site plus basse que la Cmax
- Maintenance programmée ou curative des sites de méthanisation
- Cmax réservée non accessible dans l'attente de la réalisation de travaux ultérieurs (*cause résorbable par adaptation du droit à l'injection*)
- Baisse des consommations plus importante que celle prise comme référence dans l'étude détaillée initiale (*cause résorbable par adaptation du droit à l'injection*)
- Incident d'exploitation sur les réseaux de distribution ou de transport

Il n'est pas possible à date d'évaluer le poids relatif de chacune de ces causes

Les premiers travaux de planification de l'été 2023 amène les premiers constats

Proportion des mailles biomethane risquant de saturer – 2023 vs 2022



43 % des mailles risquent de saturer en 2023 (production au-dessus de la capacité d'accueil).

Les nouveaux rebours, maillages et renforcements autorisés puis réalisés permettent bien de contenir les saturations anticipées. En revanche, au regard du niveau de dégradation constatée sur de nouvelles zones, essentiellement lié à la baisse plus forte que prévue des consommations, la situation ne s'améliore pas à l'échelle du territoire national.

C'est la raison pour laquelle le % de mailles en risque de saturation est identique à celui de l'été 2022. Avec l'augmentation du nombre de sites mis en service et à % constant, le nombre de mailles à surveiller lors de l'été 2023 sera bien supérieur à celui de l'été 2022.

Régulation incitative

- La CRE est favorable à que les gestionnaires de réseaux explorent et mettent en œuvre des solutions de flexibilité : dans certaines situations, elles peuvent permettre d'éviter des écrêtements en attente de la réalisation de renforcements de réseaux, de temporiser des investissements, voire s'y substituer si cela s'avère plus intéressant économiquement.
- La flexibilité ou le stockage sur les réseaux de gaz sont pertinents lorsque la saturation de la zone est courte et répétée, ou lorsqu'un maillage s'avère trop coûteux. Par exemple, un stockage permettrait de traiter des écrêtements hebdomadaires sur les jours non ouvrés.
- Lors du second guichet du bac à sable réglementaire (2022), la CRE a accordé une dérogation à la SEM Energie Mayenne et à GRDF pour expérimenter un mécanisme rémunérant une station GNV pour un service de flexibilité sur le réseau de GRDF, dont les modalités restent à définir.
- La CRE envisage d'adapter le cadre de régulation pour prendre en compte les flexibilités (plusieurs options sont possibles : couverture des coûts de flexibilité, enveloppe dédiée...)

Questions

Êtes-vous favorable à l'incitation financière de l'indicateur sur les « délais de remise des études détaillées » ?

Êtes-vous favorables à l'introduction d'un nouvel indicateur suivi sur les « délais de raccordement des installations de production de biométhane » ?

Êtes-vous favorable à l'introduction d'un nouvel indicateur suivi sur les écrêtements de gaz injecté sur les réseaux de distribution, et d'un nouvel indicateur en transport ?

Quels critères vous semblent pertinents pour appréhender l'analyse des écrêtements de gaz sur les réseaux de distribution et de transport ?

7. R&D

R&D

- Sur la période 2020-2022, GRDF s'était vu allouer une enveloppe de R&D de 47 M€. Les axes de recherche de la période étaient centrés autour de la « Sécurité et performance opérationnelle », les « Smart Gas Grids », les gaz verts et le domaine « aval, sécurité et flexibilité ».
- **Concernant les gaz verts, GRDF a dépensé en moyenne un montant de 5,6 M€/an.** La finalité de cet axe est, selon GRDF, d'aider au développement de la filière des gaz renouvelables, en accompagnant les projets de développement ou en contribuant à l'évolution des technologies favorisant l'injection de biométhane.
- C'est notamment via cet axe que GRDF cherche à accroître la flexibilité du réseau de distribution, via notamment le développement de la solution FLORES 2, un stockage comprimé visant à stocker les surplus de biométhane en cas de saturation.

R&D

- Pour la prochaine période tarifaire, GRDF demande un budget total de 80 M€ pour les axes de R&D précités.
- Parmi les projets envisagés, on peut citer les projets visant à favoriser le développement des procédés thermochimiques de production de gaz de synthèse, ainsi que la compatibilité de l'hydrogène sur les réseaux existants.
- GRDF souhaite également axer sa R&D sur la capture et la valorisation du CO2 pour les installations de biométhane, ou encore l'intelligence artificielle et les réseaux de neurones utiles pour la maintenance prédictive et la conduite du réseau.
- Le programme de R&D de GRDF et des autres opérateurs fera l'objet d'une analyse spécifique dans le cadre des travaux de l'ATRD7/ATRT8, afin notamment de s'assurer qu'ils répondent aux problématiques réseaux actuelles et de chercher d'éventuelles pistes de mutualisation.

• Vers une amélioration de la performance de la méthanisation et une meilleure maîtrise des impacts environnementaux associés – L'importance de la R&D

Accompagner l'amélioration des moyens de production de biométhane et leur efficience

- Améliorer la compétitivité des unités de méthanisation (actuelles et futures)
- Garantir la faisabilité et la viabilité de la mobilisation des gisements de biomasse
- Développer de nouvelles technologies de prétraitements et mesurer l'efficacité des prétraitements
- Améliorer la résilience et sobriété énergétique des unités de méthanisation

Augmenter les bénéfices environnementaux des installations

- Accompagner le développement de la valorisation du CO₂ biogénique (modèles de valorisation accessibles, impacts...)
- Comprendre, quantifier et maîtriser les impacts de la filière sur les compartiments eau / sol / air et la biodiversité

Partenariat avec l'INRAE

Gage de mobilisation des meilleures ressources expertes, GRDF a su au cours de ces dernières années s'allier avec des institutions de recherche publique comme l'INRAE afin d'engager un nombre important de travaux académiques et expérimentaux, comme par exemple :

- Thèse stockage/ensilage des CIVE
- Stockage de carbone dans les sols agricoles (CarboCIMS, BioCIGES)
- DigestEauSol : Impact digestat sur la rétention en eau des sols
- Projet Concept DIG puis FertiDig : typologie de digestats et recommandations d'épandage



AAP valoriser le CO₂ biogénique : w-Ays

Afin d'explorer les solutions innovantes pour valoriser le CO₂ biogénique issu de la méthanisation, GRDF a lancé, en 2021 et 2022, 6 appels à projets régionaux. Parmi les 51 candidatures déposées, 21 dossiers ont été retenus pour être accompagnés par GRDF.

Parmi eux, les sociétés w-Ays et Optiméthas ont proposé une solution de séchage du bois sous atmosphère de CO₂. En plus de retirer l'intégralité de l'eau, ce procédé stocke du CO₂ dans le bois.
Le démonstrateur pourrait être installé sur le site de méthanisation Brie Compost, à Cerneux (77).



• Développer les nouveaux procédés de production de gaz de synthèse

Accompagner l'émergence des nouvelles filières de production de gaz verts, complémentaires à la méthanisation:

- **Méthanation** (Power-to-methane)
- **Pyrogazéification** (biomasse, CSR dont plastiques)
- **Gazéification Hydrothermale** (intrants humides)

Orientations

- Affiner les modèles d'affaires et typologies de projets
- Améliorer les rendements des technologies de production (approfondir l'évaluation des caractéristiques technico-économiques des procédés)
- Faciliter et accompagner l'émergence de premiers projets de démonstration industrielles (études de gisements,
- Maitriser les externalités associées (émissions de polluants atmosphériques, analyses détaillées qualité gaz, étude ACV...)

Projet GAZHYVERT2 CEA/GRDF

cea

Dans le cadre du projet GAZHYVERT2, lancé début 2022, le CEA et GRDF se sont associés dans un objectif commun de développement des briques de base et du socle des connaissances nécessaires à l'émergence d'une filière française de gazéification hydrothermale (GHT) pour la production de biométhane, sans concurrence d'usage des intrants. Cette technologie permet de produire du gaz renouvelable à haut contenu énergétique, à partir de matière organique humide mal valorisée ou sans retour au sol possible. Objectifs: lever les verrous techniques nécessaires à la montée en maturité du procédé permettant la conception d'un ou plusieurs démonstrateurs industriels à horizon 2025.

Démonstrateur pyrogazéification Limoges



GRDF accompagne le projet innovant de pyrogazéification de la Communauté Urbaine Limoges Métropole, lauréat de l'appel à projet R&D en 2021. La réalisation et l'exploitation seront portées par le consortium IDEX et EQTEC. Le projet vise à produire du biométhane à partir de biomasse (bois propre et déchets de bois) pour injection dans le réseau de distribution de gaz exploité par GRDF.

GRDF contribuera à différentes études et analyses en lien avec son activité de distributeur (suivi des performances et de l'injection, campagne qualité gaz, ACV et durabilité) afin d'alimenter les acteurs de la filière de ces retours d'expérience.

• Adapter les infrastructures réseau et développer des solutions innovantes pour favoriser l'injection de gaz vert

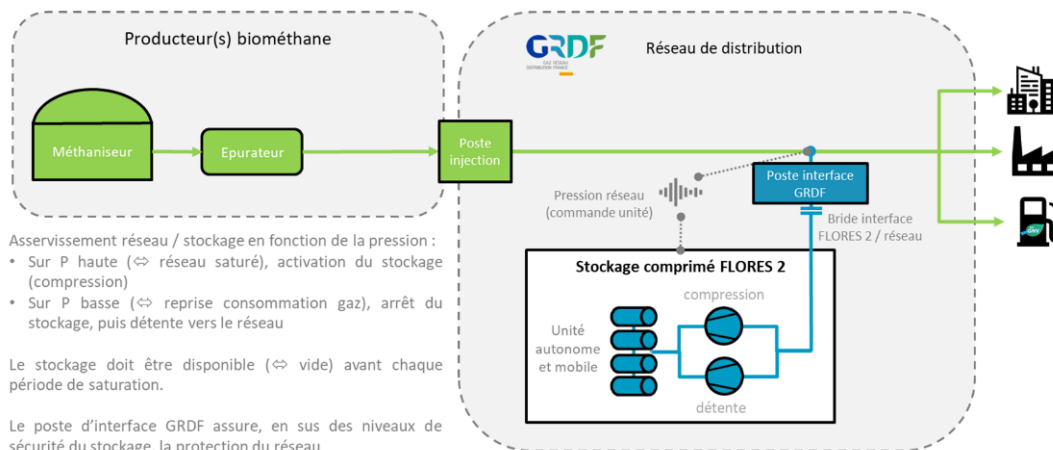
Accompagner l'évolution des infrastructures et des techniques d'exploitation pour accueillir les nouveaux gaz :

- Assurer la compatibilité des nouveaux gaz sur les réseaux existants en s'assurant de la conformité et de la qualité de ces gaz
- Faire évoluer le réseau gaz vers un Smart Gas Grid permettant d'accueillir les nouvelles sources locales de production de gaz
- Concevoir et mettre en place une conduite et une exploitation dynamique du réseau
- Développer des solutions innovantes de flexibilité (ex. stockage FLORES)

Le programme **FLORES** regroupe des solutions **mobiles, temporaires, rapidement déployables, raccordées au réseau GRDF**. Elles permettent de stocker du biométhane du réseau en période de saturation pour **maintenir l'injection des producteurs** d'une même maille. Ces solutions sont **complémentaires** aux rebours et maillages.



Stocker le gaz en période de saturation du réseau pour favoriser l'injection de gaz vert



Recherche & Innovation – Perspectives ATRT8

Méthanes renouvelables



Comment mettre à disposition des producteurs de méthanes renouvelables les meilleures conditions d'injection dans les réseaux ?

01

Lever les freins technologiques et réglementaires nécessaires à l'acceptation de méthanes renouvelables dans les infrastructures de transport

- Finaliser les travaux engagés pour connaître de manière approfondie la qualité et les composés traces de tous les méthanes injectables
- Développer les techniques et méthodes d'analyse adaptées et déterminer les impacts sur les infrastructures
- Mettre à disposition des clients injecteurs l'ensemble des solutions nécessaires à une gestion optimale de l'O₂ du biométhane (épuration du biogaz, désoxygénation, remédiation aux impacts, optimisation des flux)

02

Favoriser l'émergence des technologies de production de méthane de synthèse les plus prometteuses à l'injection dans les réseaux

- Participer à des projets collaboratifs en lien avec les nouvelles technologies de méthanation, pyrogazéification, gazéification hydrothermale ou tout autres types de procédés innovants
- Réaliser un benchmark et des analyses technico-économiques complètes des différentes technologies pour apprécier leur potentiel et identifier les plus pertinentes pour une intégration dans des systèmes multi-énergies ou auprès de producteurs de biométhane

Favoriser l'intégration de méthanes renouvelables dans les infrastructures gazières.

Contribuer à l'amélioration de la viabilité économique des filières méthanisation et pyrogazéification et faire passer les filières encore émergentes de la gazéification hydrothermale et de la méthanation à des filières structurantes qui participent à l'intégration de la transition énergétique dans les territoires, à la décarbonation des systèmes gaziers et à la sécurité et souveraineté d'approvisionnement nationale.

Recherche & Innovation – Perspectives ATS3

Méthanes renouvelables



Comment mettre à disposition des producteurs de méthanes renouvelables les meilleures conditions d'injection dans les stockages ?

01

Lever les freins technologiques et réglementaires nécessaires à l'acceptation de méthanes renouvelables dans les infrastructures de stockage

- Finaliser les travaux engagés pour connaître de manière approfondie la qualité et les composés de tous les méthanes injectables dans les stockages
- Développer les techniques et méthodes d'analyse adaptées et déterminer les impacts sur les stockages en aquifères
- Étudier le cas échéant la mise en place de solutions nécessaires à une gestion optimale de l'O₂ du biométhane pour protéger les stockages (désoxygénation, remédiation aux impacts)

Favoriser l'intégration de méthanes renouvelables dans les infrastructures gazières.

R&D – CARABIO



CARABIO (CARActérisation des BIOMéthanes)

Connaître les composés traces dans les biométhanés pour lever les doutes en termes de qualité des gaz et d'impacts.

Méthode
analytique
développée à
RICE

Bilan période ATRT7 (2020 – 2023)

Consolidation des connaissances sur les biométhanés de méthanisation



30 campagnes d'analyse et plus de 600 composés traces mesurés et évalués via des études d'impacts – méthodes analytiques mise au point à RICE



Vérification de l'innocuité des biométhanés étudiés (selon plusieurs types d'intrants et d'épurations).



Apprentissages utiles aux filières émergentes et première extrapolation à d'autres gaz verts en France : campagne ENERGO - P2M+méthanisation (2022)



Premiers travaux d'adaptation pour des gaz avant mise aux spécifications (pyrogazéification, gazéification hydrothermale, P2M) : thèse RICE + partenaire académique

Partenaires :



Perspectives période ATRT8 (2024 – 2025)

Approfondissement des connaissances et extrapolation à d'autres filières gaz verts



Biométhane issu de la méthanisation : approfondir les études d'impacts sanitaires et environnementales + les études statistiques + nouvelles campagnes stratégiques



Application des méthodes d'analyse à des gaz injectables issus d'autres filières



Hors périmètre CRE: mutualisation des efforts via des projets européens (GERG Biométhane) avec participation de RICE et suivie des TSO/DSO

R&D – West Grid Synergy



1^{er} démonstrateur européen de réseaux intelligents pour le gaz

Exploration de la synergie entre le système gaz et son écosystème afin de soutenir la transition énergétique sur les territoires.

Partenaires :



...entre autres

Bilan période 2017 – 2022 (dont ATRT7)

Phase au service de l'émergence de solutions techniques et numériques

- **Modélisation/simulation** du réseau de distribution des Mauges, Pontivy et Pouzauges
- **Indicateur** gaz renouvelables en **open data** : suivi du développement dans les territoires. Démarré dans WGS puis étendu au territoire national.
- Modèle de **maintenance prédictive** : postes d'injection et rebours
- **Téléréglage** des consignes de pression sur un poste de livraison à l'interface transport-distribution
- **Mise en service** des deux premières stations de **rebours** en France
- **Études d'optimisation des réseaux** via le stock d'une station GNV et le **téléréglage** pour faire varier la pression à l'interface transport-distribution

Perspectives période 2023 – 2025+ (dont ATRT8)

Identifier des cas d'usage, méthodes de concertation et actions de communication



Développement de nouvelles solutions techniques de flexibilité, dont:

Plateforme d'échange pour anticiper/gérer les risques d'écèlement



« Multipress » *low cost* : téléréglage des consignes de pression à l'interface transport-distribution



Flores: stockage et de flexibilité sur la distribution



Poursuite du partenariat avec cadre contractuel assoupli - MoU



Élargir le périmètre- *Pays de la Loire / Bretagne et Nouvelle-Aquitaine / Centre-Val de Loire*



Projets / solutions et pistes de collaboration dans ces domaines :

- Numérique/digitalisation au service des gaz verts et du pilotage des réseaux
- Acceptabilité des projets de production et de consommation
- Gaz renouvelables, mobilité gaz et stations d'avitaillement
- Données : acquisition, manipulation et publication, stratégies énergétiques, intégration plus systématique des collectivités, ouverture UE et internationale



Questions

**Avez-vous des questions concernant les enjeux de R&D relative
aux gaz verts pour la prochaine période tarifaire ?**

Synthèse des questions de l'atelier

Etat des lieux de la filière :

- Avez-vous des questions concernant les développements récents de la filière des gaz verts ?

Retour d'expérience ATRD6/ATRT7 :

- Avez-vous des questions concernant les modalités de construction du timbre d'injection en ATRD6/ATRT7 ?

Evolution du timbre d'injection :

- Quels sont, d'après vous, les charges d'exploitation supportées par les gestionnaires de réseaux qui devraient être couvertes par le timbre d'injection ?
- Considérez-vous que la forme de la facturation des coûts de réseaux aux producteurs doit évoluer ?
- Quelle unité vous semble la plus pertinente : les €/MWh injectés, la capacité installée (€/MWh/j/an) ou un niveau fixe ?
- Quelles devraient être les modalités de répartition des entre le terme fixe/capacitaire et le terme variable ?
- Quelles sont les conséquences pour votre activité d'une évolution de la forme du timbre ?

Régulation incitative :

- Êtes-vous favorable à l'incitation financière de l'indicateur sur les « délais de remise des études détaillées » ?
- Êtes-vous favorables à l'introduction d'un nouvel indicateur suivi sur les « délais de raccordement des installations de production de biométhane » ?
- Êtes-vous favorable à l'introduction d'un nouvel indicateur suivi sur les écrêtements de gaz injecté sur les réseaux de distribution, et d'un nouvel indicateur en transport ?
- Quels critères vous semblent pertinents pour appréhender l'analyse des écrêtements de gaz sur les réseaux de distribution ?

R&D :

- Avez-vous des questions concernant les enjeux de R&D relative aux gaz verts pour la prochaine période tarifaire ?

Pour la suite...

A l'issue de cet atelier, nous vous invitons à :

- nous transmettre vos contributions sur les questions de l'atelier
- nous faire un retour sur l'intérêt pour vous de ce type d'atelier
- nous adresser des éléments d'analyse ou des questions complémentaires
- nous solliciter pour un échange bilatéral

à l'adresse tarifs-infras@cre.fr

MERCI