

Les

Rendez-vous Clients

GRTgaz

VERS UN AVENIR
ÉNERGÉTIQUE DÉCARBONÉ



**Jeudi
4
avril**

9h00 - 17h00

Yacht de Paris
Salon Nework

Les

Rendez-vous Clients

GRTgaz

Introduction

Pierre Cotin

Programme

9.45

Plénière

- **Introduction, Pierre Cotin**, Directeur Clients et optimisation du réseau
- **Le Bilan gaz 2023 : consommation et flux**
- **La TRF : un système robuste et optimisé**
- **Le nouveau tarif ATRT8 : enjeux et évolutions**
- **Conclusion de la matinée**, Sandrine Meunier, Directrice générale GRTgaz

12.00

Déjeuner

14.00

Plénière

- **La transition gazière en mouvement**
- **Les stratégies de décarbonation : témoignage d'ArcelorMittal**
 - Emmanuel Tillous-Borde, General Manager – Head of Energy Purchasing, ArcelorMittal
- **La décarbonation de l'industrie par le biométhane : leviers et outils**
 - Témoignage de Aude Filippi, Director Business Development Gas & Sustainability Markets, EEX – European Energy Exchange AG

16.00

Goûter networking

Les

Rendez-vous Clients

GRTgaz

Introduction

Pierre Cotin

Les

Rendez-vous Clients

GRTgaz

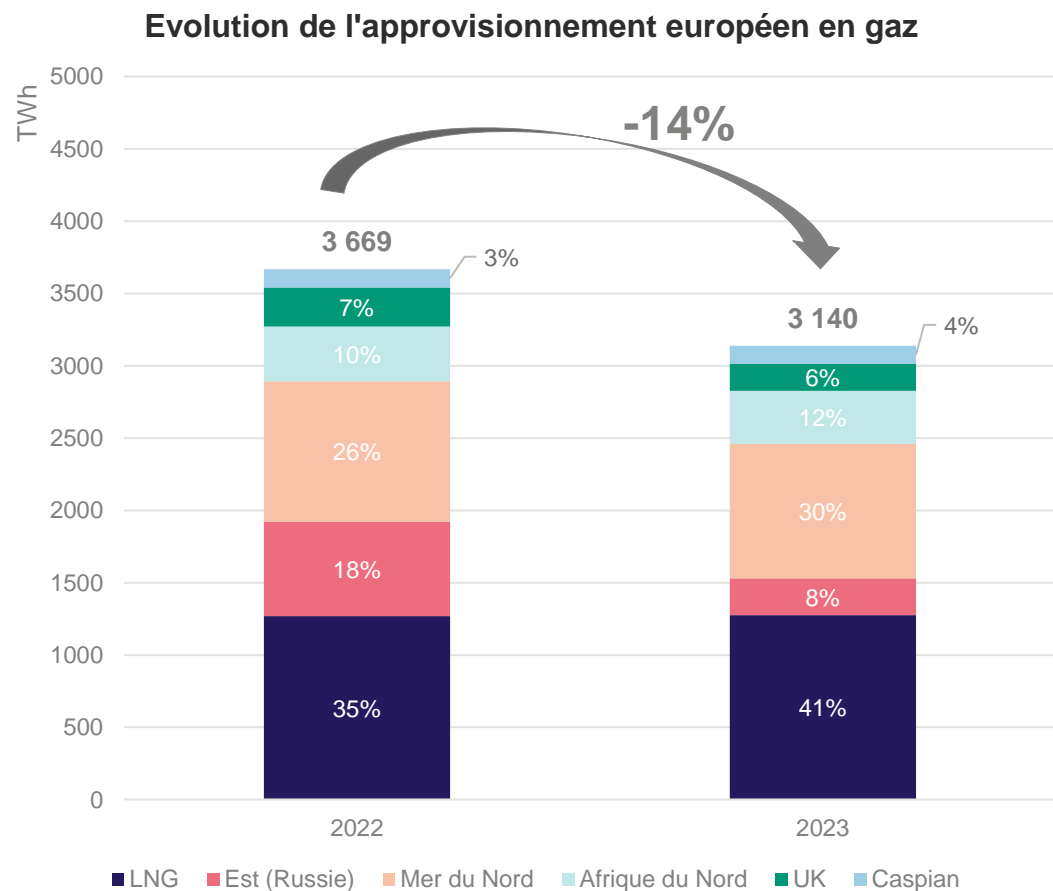
Le Bilan gaz 2023

Matthieu Morin

Contexte européen 2023



Le système gazier européen se consolide et s'adapte à la baisse des flux en provenance de Russie



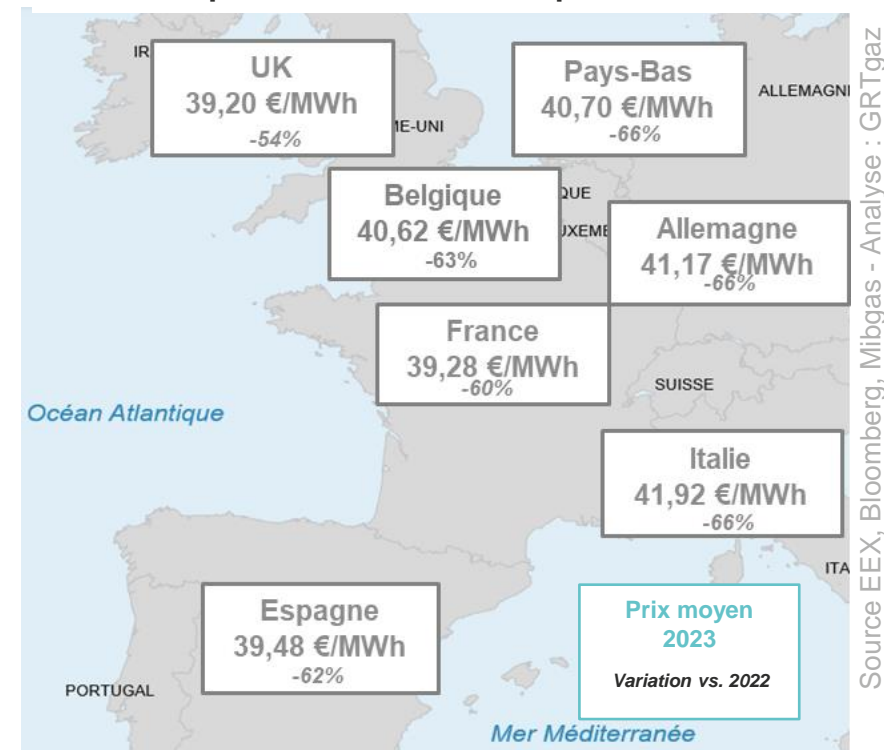
Sources : ENTSOG, Eurostat, GIE ALSI, S&P Global – Analyse : GRTgaz

- **Baisse des approvisionnements** européens en gaz de **14%** qui reflète :
 - la **tendance baissière de la demande** européenne (-7,2% selon Eurostat)
 - Un **besoin d'injection dans les stockages** important en 2022 et **faible** en 2023
- La part de **GNL** dans l'approvisionnement européen passe de 35% en 2022 à **41% en 2023** tandis que les approvisionnements en **gaz russe** par gazoducs passent de 18% à **8%**
- Le GNL est **livré à l'Ouest de l'Europe**, notamment France (22%), Espagne (19%), Pays-Bas (16%), Italie (12%) et dont une partie **transite vers l'Est**

Stabilisation des prix du gaz en Europe et retour à des niveaux compétitifs d'avant-guerre



Prix spot moyens sur l'année 2023 des principales places de marché européennes



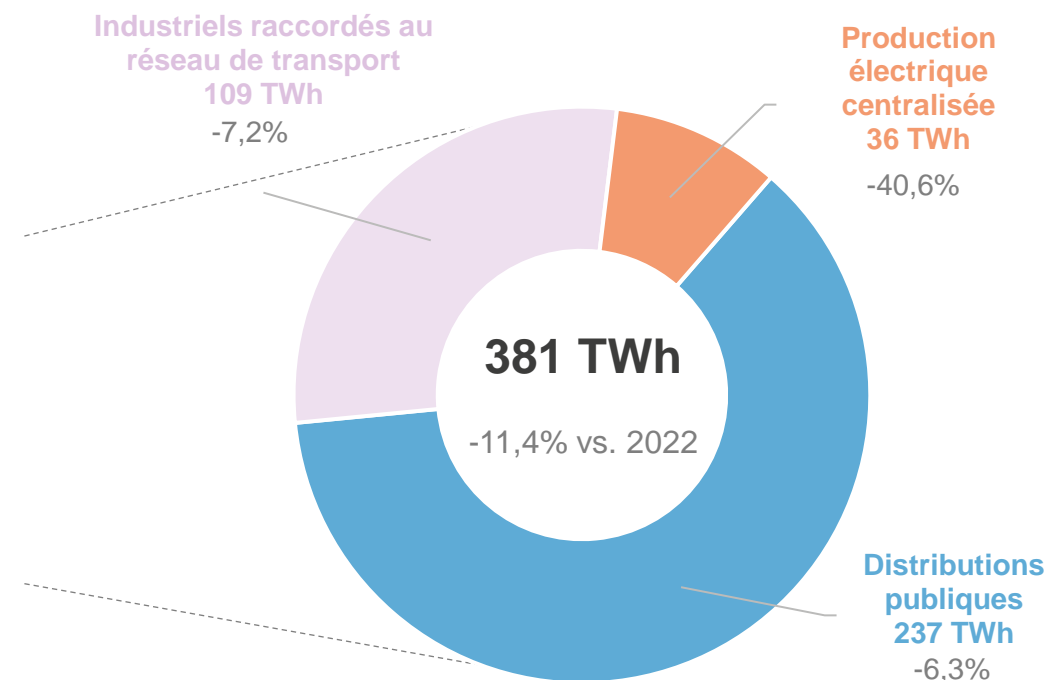
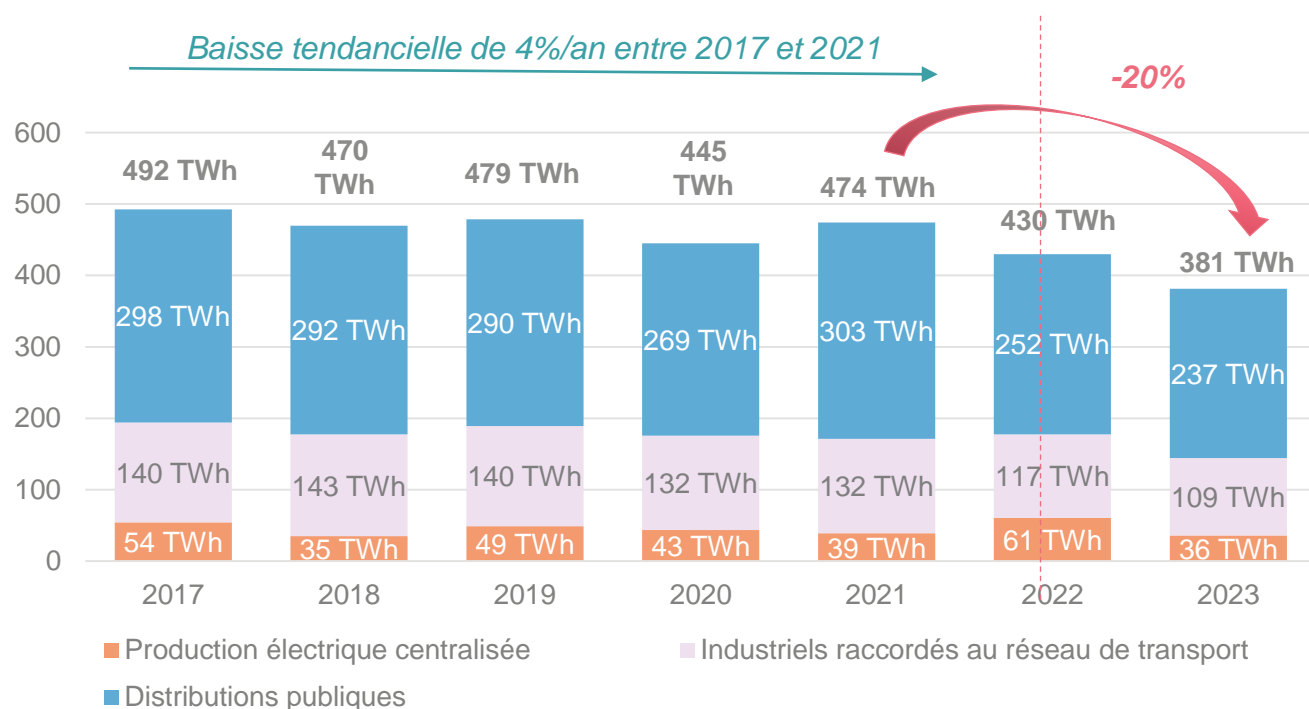
- Des **prix en baisse** sur toutes les places de marché européennes qui reviennent à des niveaux d'avant-guerre
- Une **volatilité des prix qui a considérablement diminué** tout en restant supérieure à celle de début 2021 en lien avec l'actualité (rupture balticconnector, guerre en Israël, ...)
- La **France est la place de marché la moins chère d'Europe** (au même niveau que le UK) preuve d'une bonne structure d'approvisionnement et d'infrastructures adaptées
- Des prix anticipés à la baisse par le marché à moyen terme autour de **27 €/MWh à horizon 2027**

Bilan Gaz France 2023
Consommations & flux



La consommation de gaz en France en baisse de 11,4% par rapport à 2022

Evolution de la consommation brute de gaz en France depuis 2017



Sources : GRTgaz, Teréga, GRDF, ELD - Analyse : GRTgaz

- **Rupture tendancielle** de la consommation à partir de 2021 reflétant un changement de comportement des consommateurs et un climat doux (2023 deuxième année la plus chaude après 2022 depuis 1900)
- **Baisse des consommations finales de gaz (-6,7%)** dont distributions publiques (-6,3%) et industriels (-7,2%) vs. 2022
- **Moindre sollicitation de la production électrique centralisée à partir de gaz (-40%)** après une année 2022 exceptionnelle marquée par une forte indisponibilité des centrales nucléaires

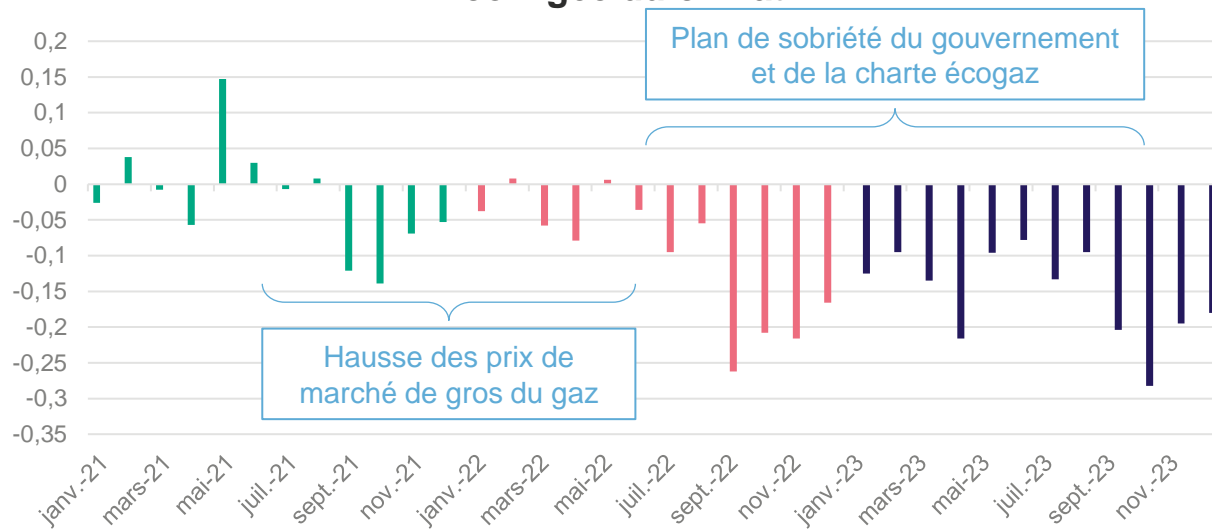
En 2023, la consommation de gaz des centrales électriques revient aux niveaux de 2021

- Une année 2022 exceptionnelle du fait des indisponibilités importantes des centrales nucléaires et une faible production hydraulique
- En 2023 la consommation des centrales électriques au gaz (hors cogénération) atteint **36 TWh** dans un **contexte électrique détendu**
 - redressement partiel de la disponibilité nucléaire
 - production électrique record d'origine renouvelable
 - demande électrique à la baisse (sobriété, réaction à l'inflation)
- Le **système gaz joue son rôle assurantiel** de l'équilibre du système électrique au travers de la flexibilité qu'il offre
- Le gaz représente environ **6% du mix électrique** en 2023 (10% en 2022)

	2020	2021	2022	2023
Consommation des centrales à gaz (hors cogé) en TWh PCS	44	40 ↓	61 ↑	36 ↓
Production nucléaire en TWh PCI	335	361 ↑	279 ↓	320 ↑

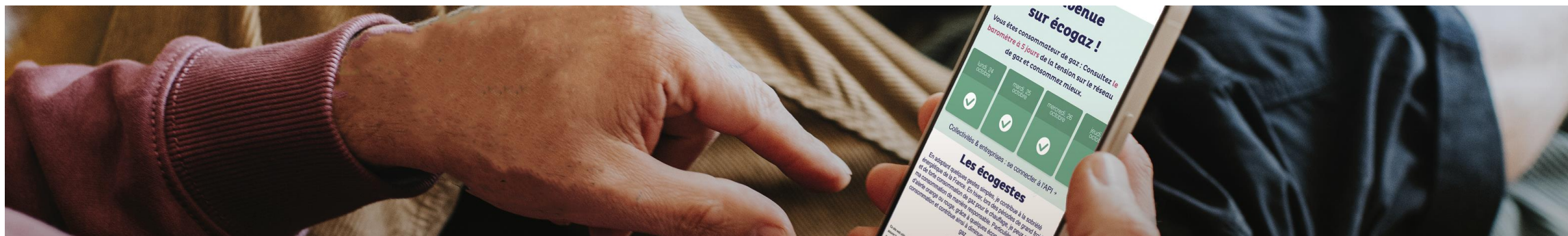
Consommation des distributions publiques corrigée du climat en baisse de 6,5%

Ecart entre la consommation mensuelle 2021, 2022 et 2023, et la consommation mensuelle de 2019 en corrigée du climat



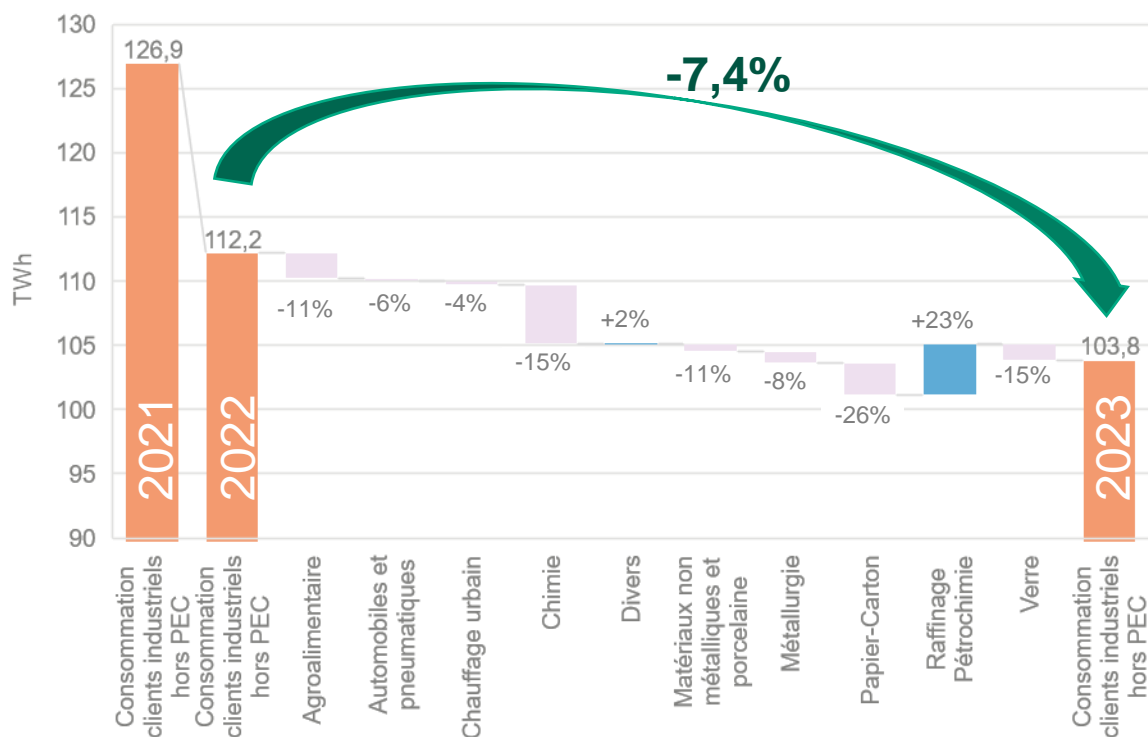
Sources : GRTgaz, Teréga, GRDF - Analyse GRTgaz

- Pas d'effet du climat sur les consommations entre **2022 et 2023**, ces deux années étant respectivement les 1^{ère} et 2^{ème} années **les plus chaudes depuis 1900**
- La consommation corrigée du climat des distributions publiques est en baisse de **6,5%** par rapport à 2022 et atteint 253 TWh (-13,2% vs 2021)
- Des **efforts de sobriété** et des **réponses à l'inflation** initiées au 4^{ème} trimestre 2022, avec le **plan de sobriété** et la charte **écogaz** et maintenues tout au long de **2023**



La consommation des clients industriels raccordés au réseau de GRTgaz en baisse de 7,4%

Evolution des consommations brutes des clients industriels raccordés au réseau de GRTgaz ventilée par secteur
(hors production électrique centralisée)

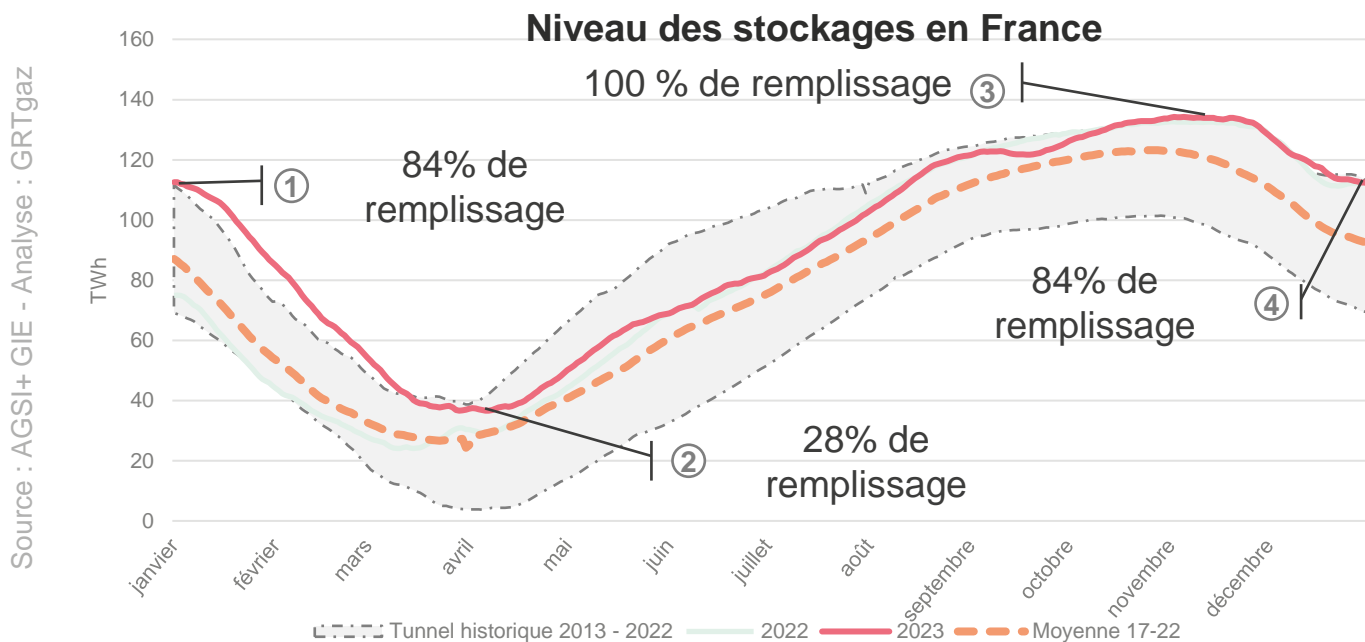


Source : GRTgaz - Analyse GRTgaz

- Réduction de la consommation de gaz de la majorité des secteurs industriels (**-7,4%** vs. 2022, et -18,2% vs 2021)
- Une baisse différenciée selon les secteurs
- Dans chaque secteur, l'évolution de la consommation des industriels est la résultante de **3 effets principaux** : évolution de l'activité industrielle, efforts d'efficacité énergétique et substitutions entre énergies



Des stockages à l'équilibre entre soutirage et injection



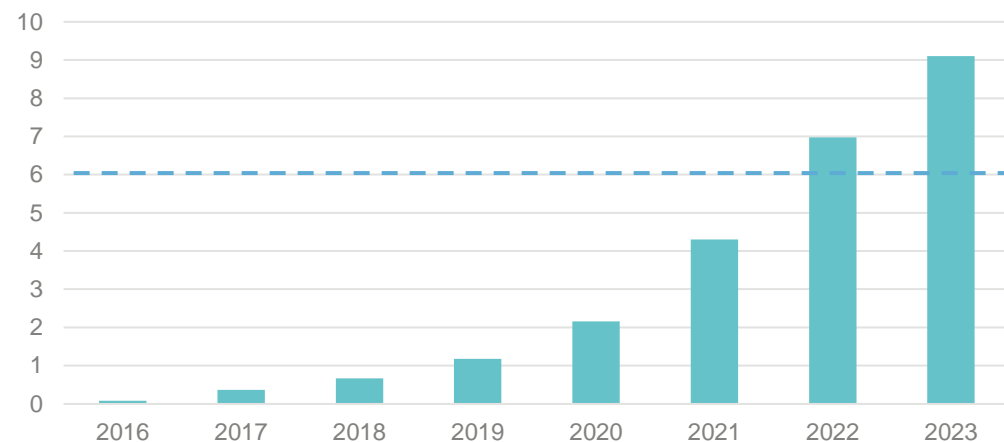
- Un niveau de stockage très haut en début d'année 2023 ①
- Un soutirage plus important en 2023 qu'en 2022 du fait d'un **besoin de cyclage des stockages** ②
- Un remplissage à **100%** au 1^{er} novembre 2023 ③
- En 2023 un soutirage net nul avec **138 TWh** soutirés et **137 TWh** injectés ④



Biométhane : une dynamique qui reste soutenue en 2023 malgré un contexte difficile

- **652 sites de méthanisation** injectent dans les réseaux gaziers à fin **2023 (+138)**, dont **80** dans le réseau de GRTgaz (**+17**) représentant près de **20%** de la capacité nationale
- Parmi ces sites, **560 sites de méthanisation agricole**, apportant un complément de revenus stable aux exploitants en valorisant principalement des déchets de leurs exploitation **dans une logique d'économie circulaire**
- **Capacité annuelle de production de 11,8 TWh/an** (équivalent de 2 réacteurs nucléaires ou 7 parcs éoliens offshore), **+2,8 TWh/an** vs 2022. Les sites raccordés ont produit plus de **9 TWh** de gaz renouvelable en France, 50% de plus par rapport aux objectifs PPE (cible 6 TWh en 2023)
- **14,8 TWh** de projets d'unités de méthanisation actuellement en développement et une reprise de la dynamique de nouveaux projets après 3 années difficiles.

Production de biométhane, TWh PCS à 0°C



Source : ODRE - Analyse : GRTgaz

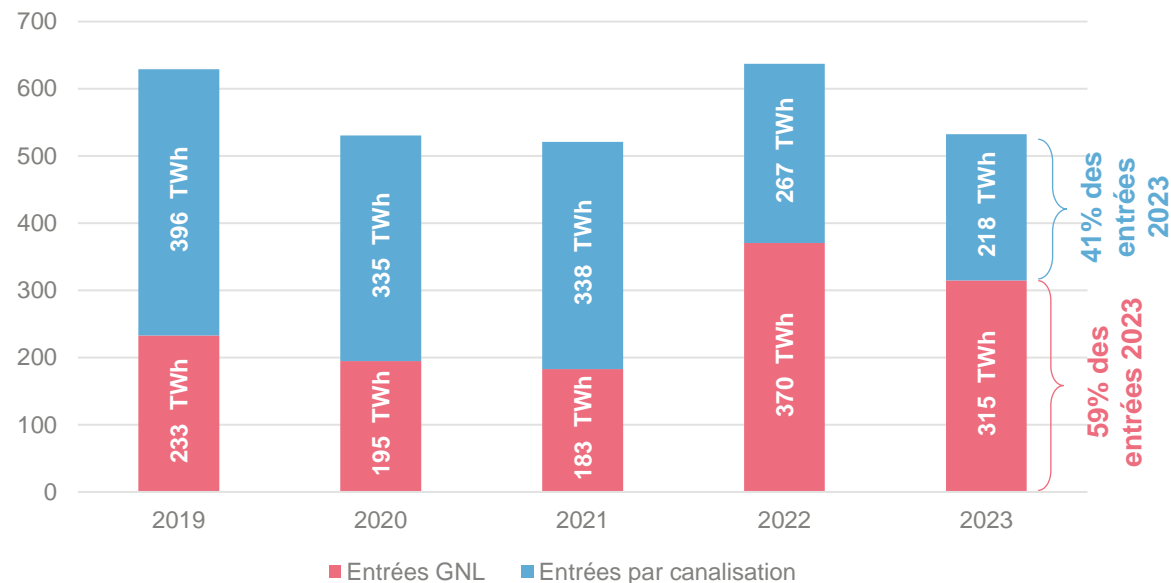
6 TWh :
cible 2023
(fixée dans
la PPE
2020), déjà
dépassée
en 2022

20 rebours en opération chez GRTgaz, 16 en construction et 7 à l'étude

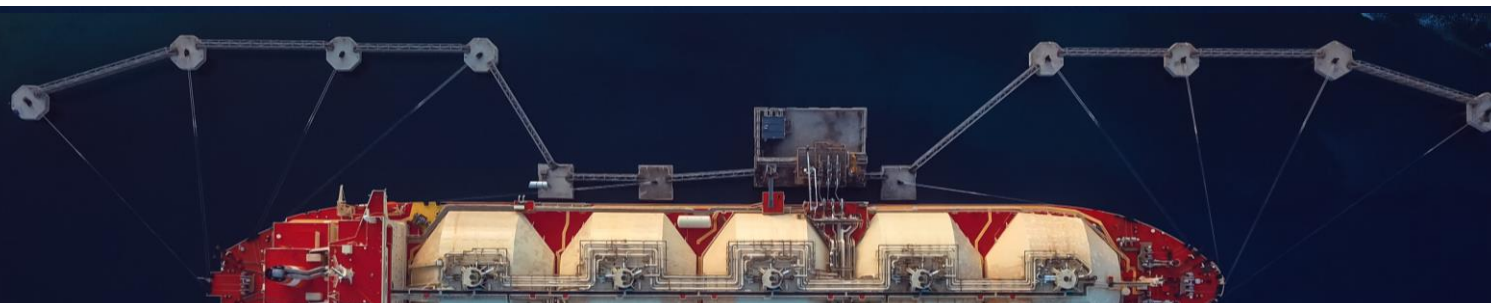


Des entrées de GNL majoritaires dans l'approvisionnement français en gaz naturel

Evolution des entrées de gaz par canalisation et par les terminaux GNL du territoire français

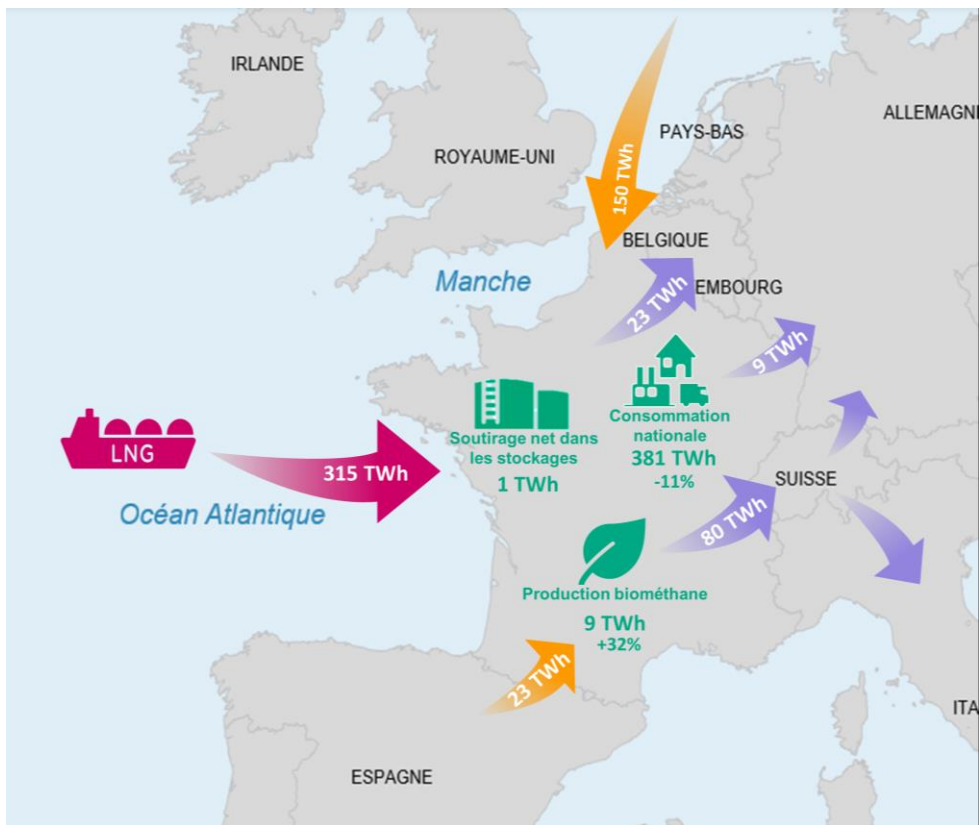


- Un schéma d'importation qui se consolide avec **59% de GNL** (vs 35% en 2021) et **41% par canalisation**
- **Baisse des entrées de GNL (-15,1%)** par rapport à 2022, en lien avec les baisses de la consommation, de la demande aux frontières et du fait d'un besoin moins important de remplissage des stockages
- **Baisse des importations par canalisation (-18,4%** par rapport à 2022) pour les mêmes raisons, combinée à la fin des approvisionnements en provenance de l'Est
- **Le terminal flottant (FSRU)**, projet mis en service en près d'un an et demi, offre une puissance équivalente à 3 EPR et a émis près de 5 TWh en 3 mois de service sur 2023



Transport de gaz en France : une baisse de 10% par rapport à 2022

Source : GRTgaz, GIE, Teréga, ODRE - Analyse : GRTgaz



- En 2023 environ **680 TWh** de gaz ont été transportés, tous opérateurs de réseaux confondus, en baisse de près de 10% par rapport à 2022
- La France confirme sa place de **point d'entrée majeur du GNL** en Europe. Les 5 terminaux du territoire français représentent **22%** des imports européens de GNL
- La France maintient un haut niveau de transit avec **112 TWh de gaz transporté vers ses pays voisins**, majoritairement vers l'Italie, la Belgique et l'Allemagne
- **Une bidirectionnalité** maintenue sur certains points d'interconnexion, notamment avec la Belgique (37 TWh en entrée et 60 TWh en sortie) et l'Espagne (30 TWh en entrée et 7 TWh en sortie)
- **Résilience et fiabilité** de nos infrastructures malgré un renversement des schémas de flux





Merci

Les

Rendez-vous Clients

GRTgaz

**TRF : un système
robuste et optimisé**

Barbara Pichayrou
Isabelle Pelloux-Prayer
Romane Chamailard
François Blanchard
Amélie Viaud



La TRF :
un système robuste et optimisé



La TRF: un système robuste et optimisé

01

Bilan de l'hiver

FSRU du Havre : un nouveau point d'importation de GNL

Amélioration des offres court terme de sortie vers l'Allemagne et la Suisse

TRF et congestions : un fonctionnement satisfaisant cet hiver

ingrid : désormais l'unique portail clients de GRTgaz



02

Perspectives été et hiver prochain

Programme travaux : une recherche constante d'optimisation

Summer Outlook : le réseau permet le remplissage des stockages

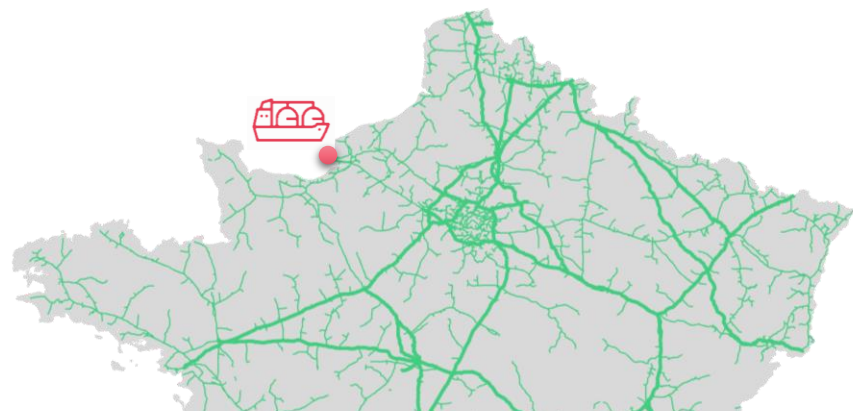
Enquête délestage en cours

Conclusion

Bilan de l'hiver 23/24



Le Havre : un nouveau point d'importation de GNL depuis octobre 2023

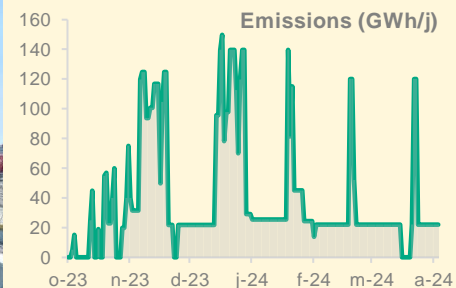


un terminal
méthanier flottant
pour 5 ans dans le
port du **Havre**



des nouvelles
capacités d'entrée
pour sécuriser
l'approvisionnement
de la France

46
TWh/an

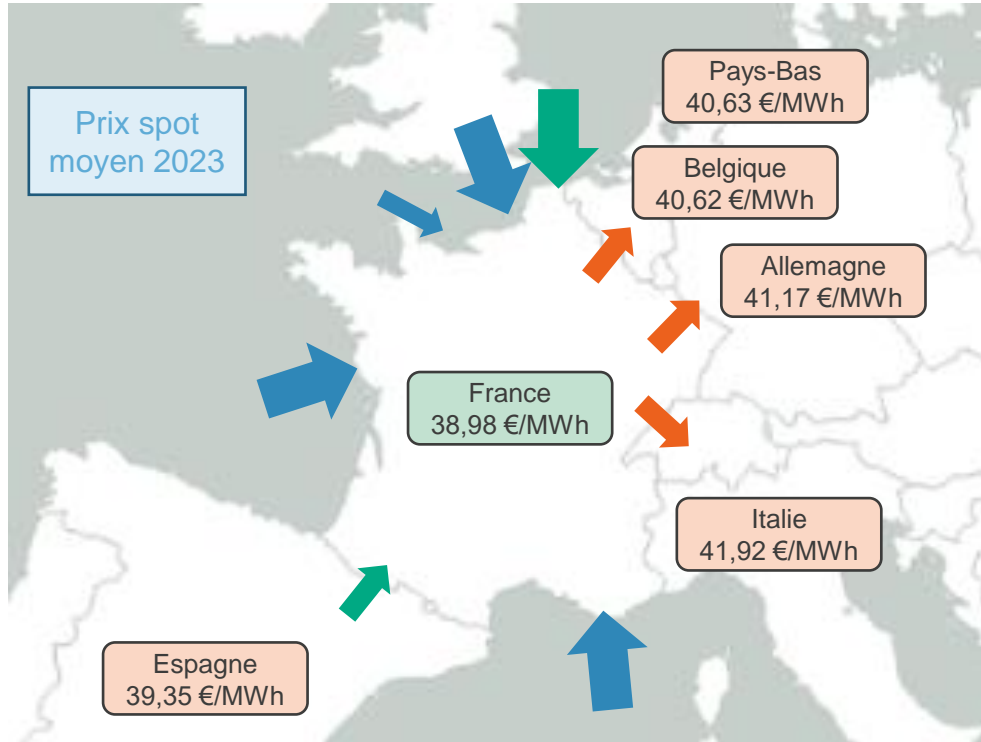


un raccordement au
réseau dans des
délais records



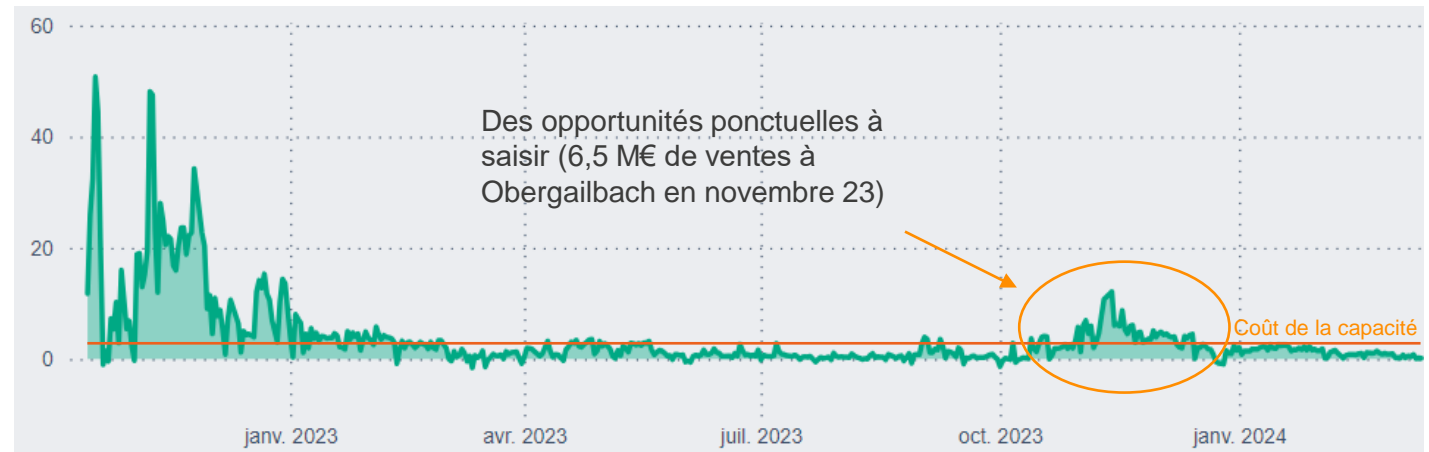
La France au carrefour des flux européens

Un prix du PEG parmi les plus bas d'Europe, et toujours des opportunités pour développer les sorties vers les pays voisins



Source: EEX, Bloomberg, Mibgaz – Analyse: GRTgaz

Spread day-ahead THE-PEG (Allemagne - France) (€/MWh)



- Néanmoins l'intérêt marché pour développer les sorties à long terme diminue

Amélioration des offres court terme de sortie vers l'Allemagne et la Suisse

Répondre à la demande du marché et faire baisser la pression tarifaire en générant des revenus supplémentaires



Offres court terme

- Commercialisation de l'infra-day à Obergailbach depuis avril 2023
- Augmentation des capacités quotidiennes en sortie depuis le 2 janvier 2024:
 - Obergailbach: 100 -> 180 GWh/j max
 - Oltingue: 260 -> 273 GWh/j

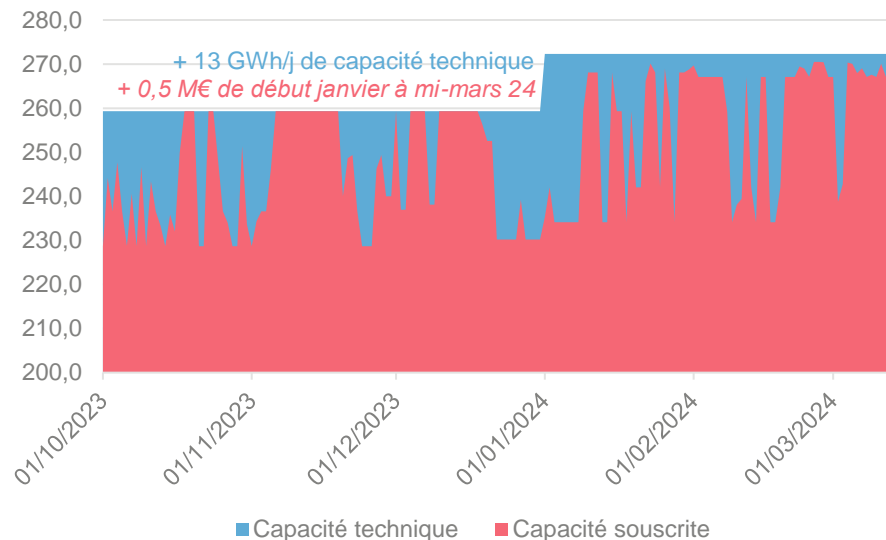


Offre moyen terme, sans investissements



- Capacités de maturité supérieure (mensuelle, trimestrielle...)
- Encore des freins à lever (notamment les congestions sud > nord)
- Sujet mis en stand-by

Capacités souscrites en sortie Oltingue (GWh/j)



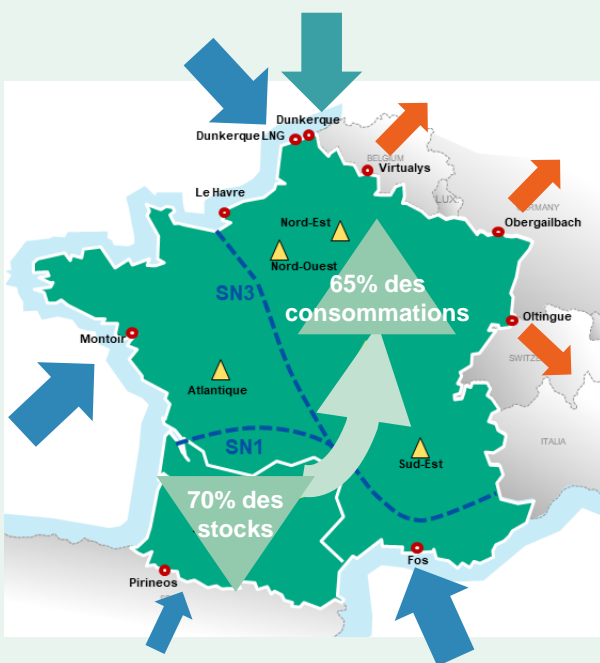
Offre long terme, avec investissements



- Capacités annuelles; pas avant 2028
- Pas de demande du marché lors du processus des capacités incrémentales de l'été 2023
- -> pas d'étude d'investissement lancée

L'offre TRF adaptée pour répondre aux nouvelles configurations de flux

- Les nouveaux schémas d'approvisionnement et d'exportation depuis 2022 ont reconfiguré les flux au sein de la TRF
- Exposant la TRF à un nouveau risque de congestion dans le sens **Sud vers Nord**, principalement en hiver



Hiver 2022-23 : premier hiver avec de fortes congestions Sud-Nord

- TRF résiliente, mais des ajustements de l'offre nécessaires
- Près de 55 M€ pour décongestionner le système
- Des restrictions des capacités fermes des expéditeurs en dernier recours



Comment améliorer la gestion des congestions Sud-Nord les hivers suivants ?

- Etudes d'adaptations de l'offre TRF en concertation avec le marché
- Aboutissant à une délibération de la CRE le 12/10/2023



Hiver 2023-24 : mise en œuvre des nouvelles modalités de fonctionnement de la TRF

TRF : un fonctionnement satisfaisant cet hiver, toujours sous contrôle

Hiver 2023-24 : une nette amélioration de la gestion des congestions Sud-Nord

- Un hiver doux, assez semblable au précédent
- Des mécanismes efficaces pour traiter les congestions
- Des coûts de décongestion en baisse
- Pas d'atteinte aux capacités fermes des expéditeurs
- Les congestions sont la contrepartie d'un prix PEG inférieur aux autres places de marché au Nord-Ouest de l'Europe

Hiver 2022-23

42 jours de congestion

Spread localisé :
5,1 TWh pour 54,6 M€

Dernier recours : 16
restrictions mutualisées

Hiver 2023-24

28 jours de congestion

Spread localisé :
2,4 TWh pour 9,6 M€

0 restriction mutualisée



Un processus d'amélioration continue à poursuivre en 2024

- Un REX de l'hiver sera partagé avec le marché au 2^e trimestre 2024
- Des ajustements à l'étude pour optimiser le fonctionnement de la TRF
- En vue d'une nouvelle consultation de la CRE à l'été 2024
- A venir également : mise en œuvre pour l'hiver 2024-25 des dernières évolutions décidées en 2023

RDV en Concertation
Gaz le 31 mai 2024 pour
échanger sur nos
propositions

Ingrid est désormais l'unique portail clients de GRTgaz



- La mise en service du dernier module INGRID **concrétise la partie externe du projet de refonte SI de l'offre (RIO) entamé par GRTgaz en 2018**
- INGRID devient donc **l'unique portail de tous les Clients de GRTgaz**
- Cette dernière mise en service implique **la fermeture des portails TRANS@ctions et IngridLab**

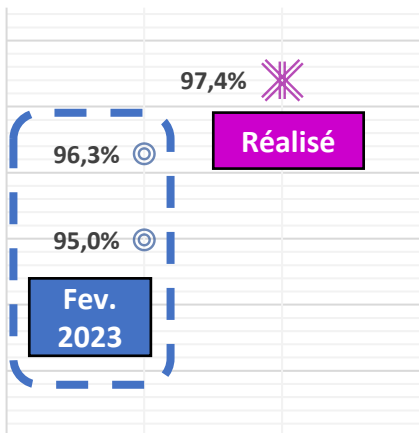
Perspectives été 2024 et hiver prochain



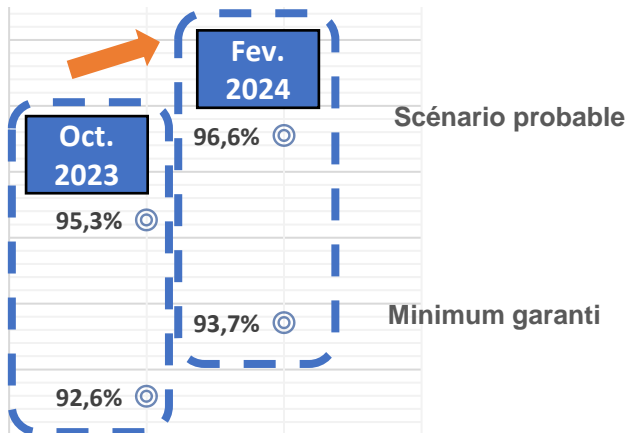
Le programme travaux 2024 pour les clients expéditeurs

Une recherche constante d'optimisation des impacts commerciaux

Programme 2023



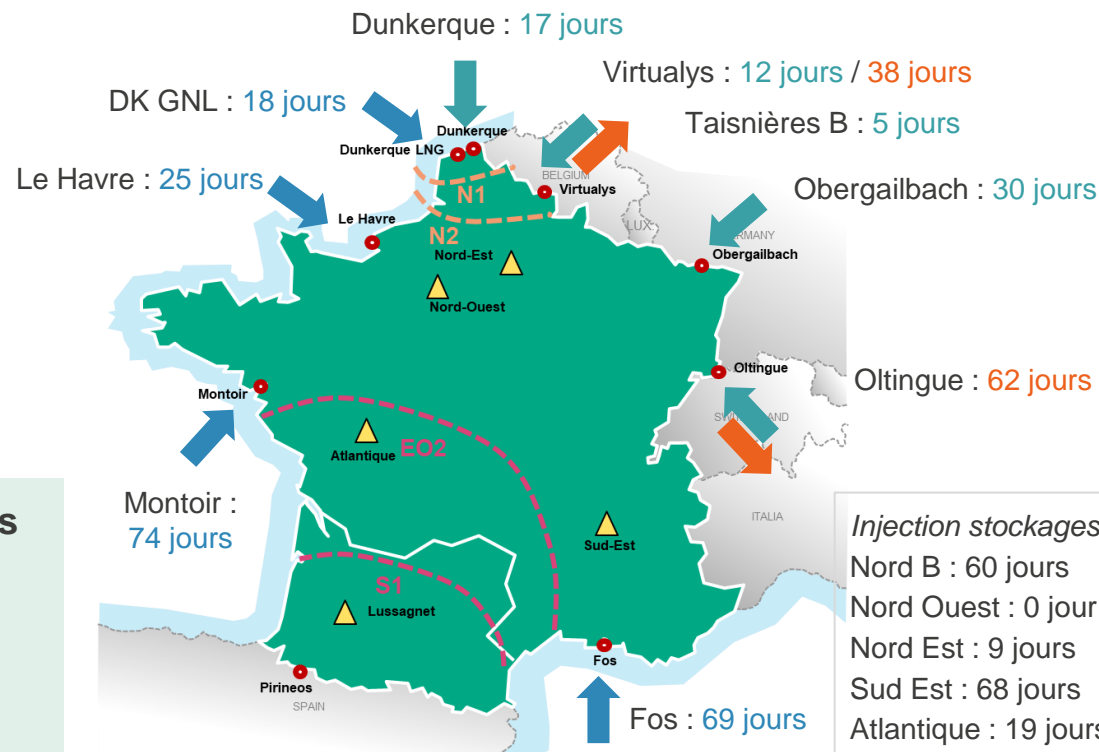
Programme 2024



Disponibilité des capacités fermes souscrites sur l'ensemble des points entrée/sortie de la TRF (y compris points Teréga)

- Maximisation de la capacité disponible grâce à la **coordination avec les opérateurs adjacents**
- Un **programme travaux conséquent** en lien avec l'évolution de la réglementation (Arrêté Multi-Fluides) qui intensifie la fréquence d'inspections et de réhabilitations des canalisations
- **Une meilleure visibilité** grâce à l'adaptation des hypothèses sur le GNL sur l'indicateur de disponibilité de la capacité probable
- **Amélioration de la disponibilité des capacités** depuis la 1ere publication et stabilité par rapport à 2023 sur le scénario probable

SPN2U : 16 jours (impact sur les entrées DK GNL, Dunkerque, Virtualys)
 SPN1U : 1 jour (impact sur les entrées DK GNL, Dunkerque)



SPEO2D : 172 jours (impact sur les sorties Atlantique, Lussagnet, Pirineos)
 SPS1D : 144 jours (impact sur les sorties Teréga : Lussagnet, Pirineos)

Nombre jours avec un taux de restriction maximum sur les souscriptions (TRf Max) supérieur à 0%

Le Summer Outlook:

l'outil d'évaluation du remplissage des stockages pendant l'été



Bilan saisonnier effectué conformément au cadre réglementaire
(Code de l'énergie Art. L141-10)

Objectif : Vérifier les possibilités de remplissage des stockages d'avril à octobre, en tenant compte des limites du réseau et des programmes de maintenance

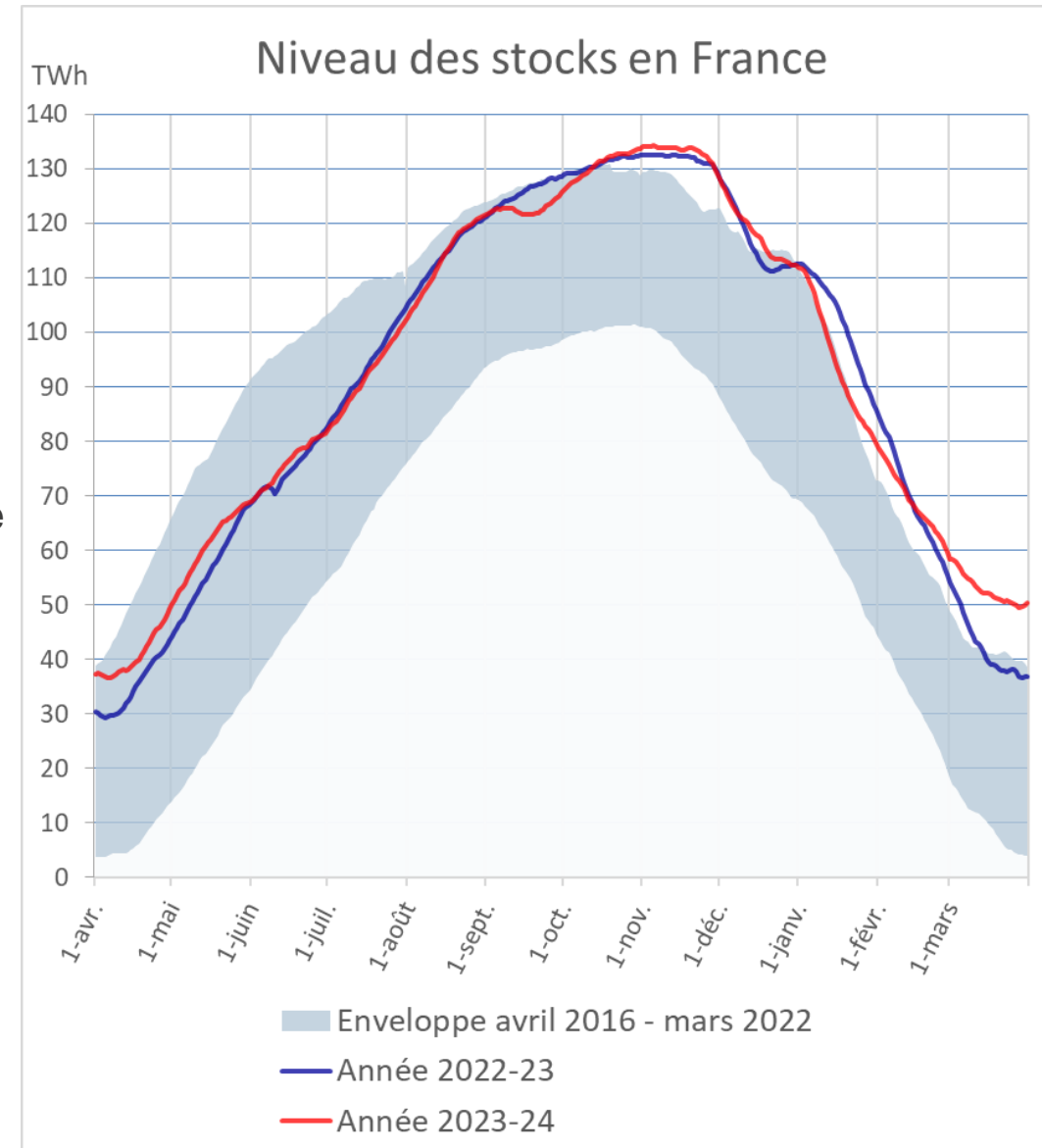
Nota : Exercice d'évaluation des possibilités des infrastructures (non de prévision, ni d'évaluation de la disponibilité des sources d'approvisionnement ; les simulations supposent la disponibilité (hors maintenance) des terminaux méthaniers et des stockages)

Cette présentation reprend les informations principales et les messages-clés du Summer Outlook 2024 qui peut être consulté pour plus de détails sur le site GRTgaz

Objectif de remplissage des stockages pendant l'été: passer de 50,4 à 129,5 TWh

- Offre stockage 2024-25 : VU* = **129,55 TWh**
(dont non souscrit à date : 3 TWh en zone B)
- Stock H+B au 1^{er} avril : **50,4 TWh**, soit 38,9% du VU
- Enjeu de sécurité d'approvisionnement pour l'hiver 2024-25 : **maximiser le niveau des stocks à fin octobre**, en particulier dans le contexte russo-ukrainien actuel, pour couvrir les consommations d'un hiver froid avec des exportations potentiellement élevées vers l'Allemagne, la Suisse et la Belgique
- Exigences réglementaires :
 - ⇒ Réglementation française : 85% du volume souscrit au 01/11 (Obligation pour les expéditeurs)
 - ⇒ Réglementation européenne : **90% du volume commercialisable au 01/11** (Obligation pour la France)

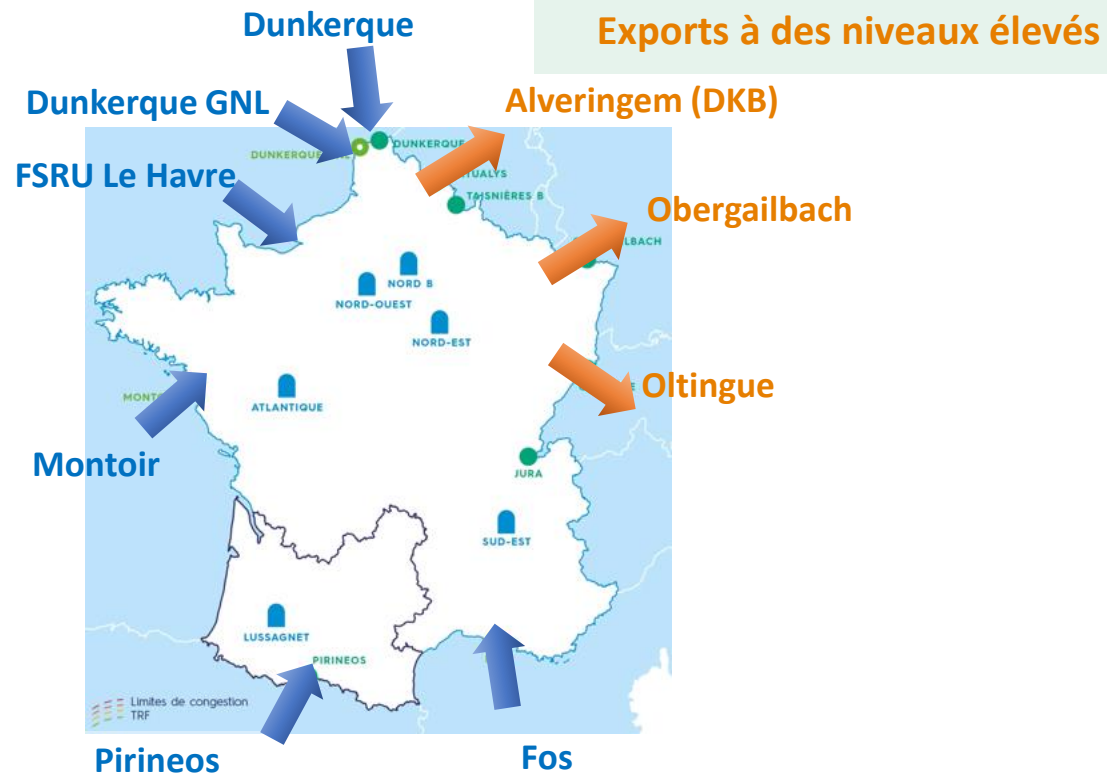
* : VU = volume utile



Résultat

Une utilisation soutenue des points d'entrée Dunkerque, Pirineos & GNL est nécessaire pour un bon niveau de remplissage des stockages

Même % d'utilisation pour tous les points d'import
(cf tableau ci-contre)



Stock H au 31/10 (% VU) (*)				
% utilisation des capacités Dunkerque, Pirineos & PITTM	100%	90%	80%	70%
Scénario consommation élevée	100% 😊	100% 😊	95% 😊	72% 😞
Scénario consommation moyenne	100% 😊	100% 😊	100% 😊	100% 😊

Ordres de grandeur : 1% de remplissage H = 1,2 TWh ≈ 1 méthanier ≈ 4 jours d'export à Oltingue

Le réseau permet le remplissage des stockages

- Prise en compte des travaux des GRT et des opérateurs adjacents
- Deux scénarios de consommation : élevée et moyenne

En synthèse: le réseau permet de remplir les stockages, mais des flux importants en entrée sont nécessaires

**Sécurité d'approvisionnement : enjeu fort sur la maximisation des niveaux de stock en
sortie d'été pour l'hiver prochain**

Le réseau permet le remplissage des stockages à fin octobre

En raison de la rupture des approvisionnements russes, la marge est faible. Le remplissage des stockages suppose :

- * une utilisation des entrées Dunkerque, Pirineos et GNL à **un niveau soutenu**
- * **tout au long de la saison.**

Les efforts de sobriété doivent se poursuivre pour faciliter un remplissage maximum des stockages, même en cas de reprise économique forte, en prévision d'un hiver 2024/25 potentiellement froid.

La notion de délestage

● Le Décret 2022-495 relatif au délestage de la consommation de gaz naturel :

- ⇒ Précise qu'un délestage est la réduction ou l'interruption de la consommation sous 2 heures,
- ⇒ Définit la cible et le contenu de l'« enquête délestage » qui doit être organisée tous les ans par les gestionnaires de réseaux,
- ⇒ Prévoit un délai de deux mois pour répondre à l'enquête à compter de la réception de celle-ci
- ⇒ Indique que les préfetures seront chargées de classer les consommateurs en 3 catégories (ou listes) sur la base des réponses à l'enquête délestage
- ⇒ Définit les ordres de priorité qui seront utilisés par les gestionnaires de réseaux en cas de délestage
 1. Les consommateurs exerçant une activité de production d'électricité d'une puissance supérieure à 150 mégawatts, jusqu'au niveau d'alimentation susceptible de remettre en cause la sécurité d'approvisionnement en électricité,
 2. Les consommateurs consommant plus de 5 GWh par an, jusqu'au niveau d'alimentation mentionné dans l'enquête délestage,
 3. Les consommateurs consommant plus de 5 GWh par an, pour des réductions allant au-delà du niveau d'alimentation mentionné dans l'enquête délestage,
 4. Les consommateurs autres que ceux mentionnés aux 1° à 3°.

Enquête Délestage 2024

L'enquête 2024 relative au délestage est ouverte **du 15 mars au 15 mai**

- **Le questionnaire** reste inchangé par rapport à 2022 à l'exception d'une question relative aux obligations d'achat pour les producteurs d'électricité
- Les réponses du questionnaire 2023 sont **préremplies** à l'issue de la validation finale un **accusé de réception** et une **synthèse des réponses** sera adressée sera envoyée à la personne ayant renseigné le questionnaire
- Les nouvelles listes validées par les préfetures devraient être connues pour l'hiver 2024/2025



En synthèse: la TRF, un système robuste et optimisé

Un contexte marché favorable

- Un PEG compétitif durablement, grâce aux multiples sources d'approvisionnement françaises
- Des stockages à un bon niveau de remplissage en fin d'hiver en France et en Europe



Summer Outlook: vers un remplissage des stockages en été 2024

- Nos infrastructures permettent le remplissage des stockages
- Mais nécessité d'arrivées soutenues de gaz à Dunkerque, Pirineos et GNL pour préserver la sécurité d'approvisionnement.

Une offre mature, en constante optimisation

- TRF: un système sous contrôle, les dernières évolutions sont en cours pour l'hiver prochain
- Programme travaux: des pistes d'amélioration
- Une offre d'acheminement compatible avec le développement à grande échelle du biométhane
- Plus tard: sans doute encore des évolutions avec l'assouplissement des modalités de vente des capacités sur les PIR (en attente des décisions européennes)



Merci

Les

Rendez-vous Clients

GRTgaz

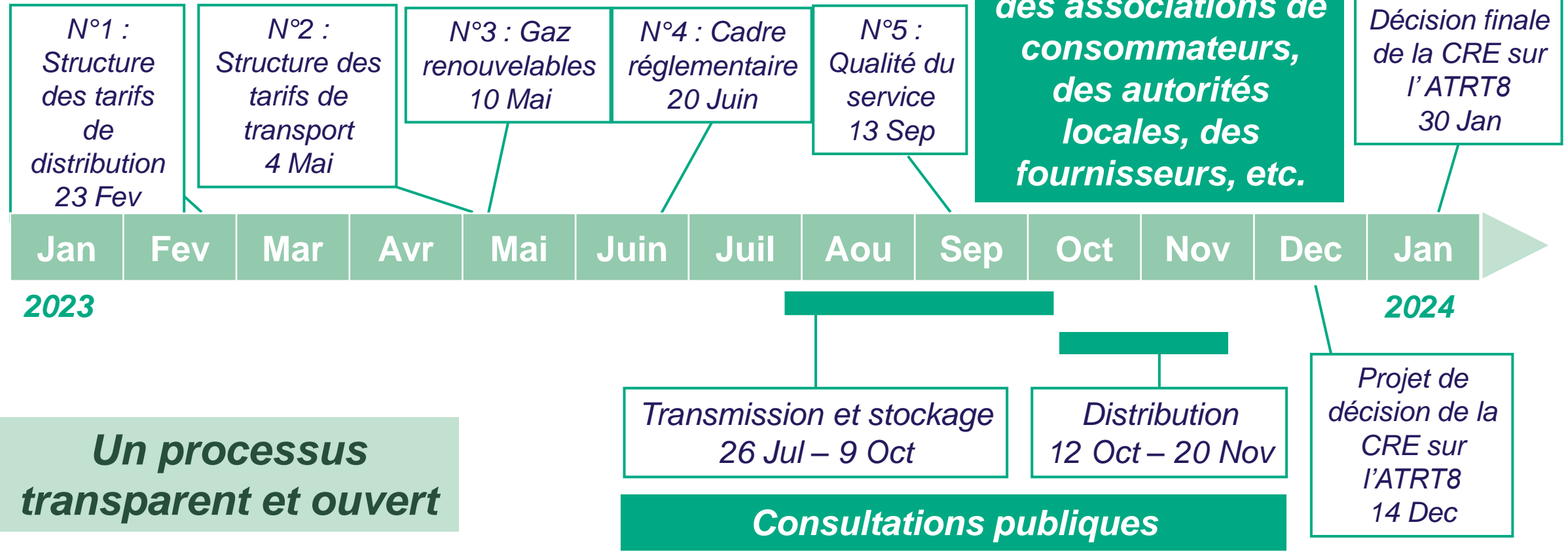
Le nouveau tarif ATRT8 :
enjeux et évolutions

Ophélie Micic-Polianski
Rémy Champavère

Un vaste processus de consultation mené par l'autorité de régulation



atelier sur les tarifs des infrastructures gazières



Un contexte de forte pression sur le tarif

Des charges en hausse



Inflation : forte hausse en 2022-2023 avec un effet sur l'ensemble des charges



Prix de l'énergie et tensions : charges d'énergie, conversion B/H et spread localisé en hausse



Nouveaux besoins : gaz renouvelables, réduction des émissions CH₄, cybersécurité et sûreté



Gains de productivité : -15 ETP/an et -24 M€ cumulés sur les charges externes

Des souscriptions en baisse



Souscriptions long terme non renouvelées : Taisnières, Obergailbach, Oltingue



Baisse de la consommation : prévisions cohérentes avec le scénario ADEME S3



Réchauffement climatique : révision du référentiel climatique GRTgaz (T2%)

Prévisions de souscriptions retenues par la CRE :
 -5% / an en moyenne pour le réseau principal GRTgaz
 -2% / an en moyenne pour le réseau régional GRTgaz

Niveau de charges à couvrir retenu par la CRE :
 +8% pour la moyenne ATRT8 p/r réalisé 2022

revenu autorisé = charges d'exploitation + charges de capital = souscriptions x tarifs

⇒ **Augmentation des termes tarifaires**

ATRT8 : évolution des termes tarifaires en 2024

€/MWh/j/an	Termes actuels	Termes au 1 ^{er} avril 2024	Termes au 1 ^{er} octobre 2024	Evolution
Entrées PIR	105,70	105,70	130,63	+23,6 %
Entrée PIR Taisnières B	81,99	81,99	101,61	+23,9 %
Entrées PITTМ	95,13	116,36	116,36	+22,3 %
Entrées PITS	9,22	10,88	10,88	+18,1 %
Sortie PIR Obergailbach	375,60	375,60	443,25	+18,0 %
Sortie PIR Oltingue	386,85	386,85	440,47	+13,9 %
Sortie PIR Pirineos	587,20	587,20	580,15	-1,2 %
Sortie PIR Virtualys	42,05	42,05	52,17	+24,0 %
Sorties PITS	21,53	28,52	28,52	+32,5 %
Sorties du réseau principal vers le réseau régional	95,20	124,42	124,42	+30,7 %

€/MWh/j/an		Termes actuels	Termes au 1 ^{er} avril 2024	Evolution
GRTgaz	Termes de capacité de transport sur le réseau régional (TCR)	84,29	96,38	+14,3%
Teréga	Termes de capacité de transport sur le réseau régional (TCR)	84,79	102,60	+21,0%

La structure tarifaire :

- a été établie en conformité avec le Code de réseau Tarif (Règlement UE 2017/460)
- a fait l'objet d'une analyse par l'ACER publiée le 8 déc. 2023 ([lien](#))

La méthodologie de calcul des termes tarifaires utilisée en ATRT7 a été reconduite, mais avec des scénarios de flux révisés (baisse du gaz russe)

Pour mémoire, les termes tarifaires sont restés stables en euros courants entre 2020 et 2023, alors que l'inflation a été de 12%

Timbre d'injection biométhane

Evolutions prévues dans le cadre de la délibération ATRD7

Maintien du terme « volume »

- différencié en fonction des zones, sans évolution de son montant
- niveau 3 = 0,7 €/MWh - niveau 2 = 0,4 €/MWh - niveau 1 = 0

Timbre 1

Zones sans
renforcement

Raccordements
(transport et
distribution)

Timbre 2

Zones avec
maillages

Raccordements
(transport et
distribution)

Maillages

Timbre 3

Zones avec
rebours

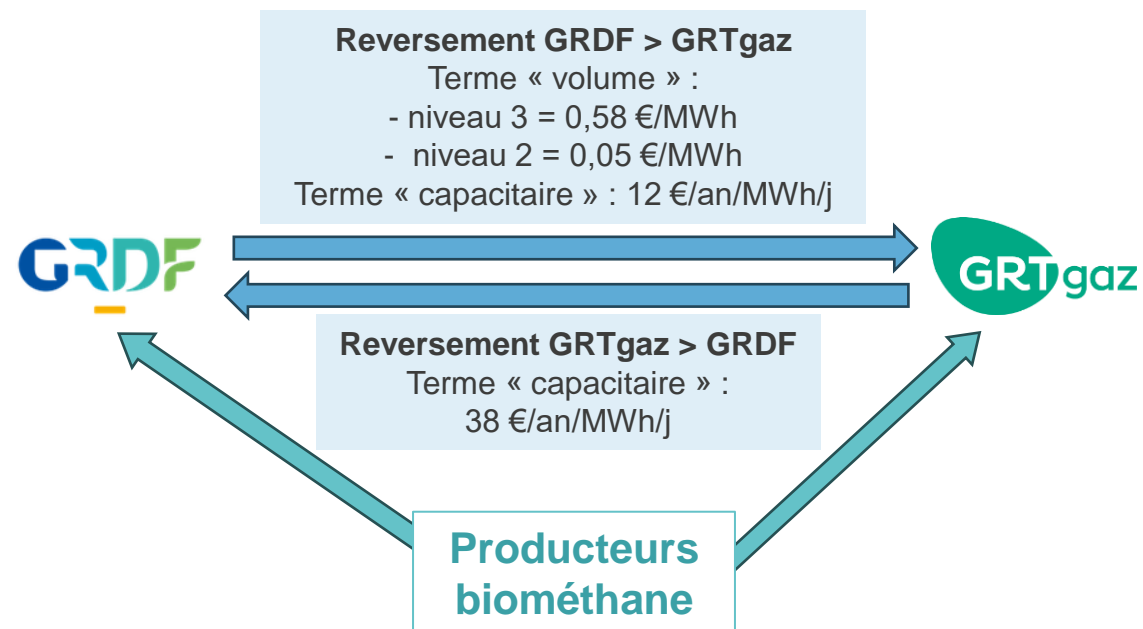
Raccordements
(transport et
distribution)

Maillages

Rebours

Introduction d'un terme « capacitaire »

- applicable à l'ensemble des sites
- de **50 €/MWh/j/an**



ATRT8 : mises à jour tarifaires annuelles et autres évolutions

Une offre marginalement adaptée

- Suppression du tarif « congestionné »
- Offre de rebours PITTM non retenue au final

Principales évolutions du CRCP

- Charges d'énergie : maintien du cadre 2023 (couverture CRCP 90%*) et poursuite de la réflexion engagée en 2023 pour une refonte
- Souscriptions amont (PIR et PITTM) : passage à une couverture CRCP 90% au lieu de 80%

(*) et à 100% pour l'écart entre le réel et la prévision CRE dépassant 50% de la prévision CRE.

Évolution annuelle des termes tarifaires

- = inflation prévisionnelle de l'année à venir
- + écart entre l'inflation réalisée de l'année précédente et l'inflation prévue
- + coefficient k, qui permet de prendre en compte chaque année le niveau du CRCP constaté
⇒ k désormais borné à +/- 3 % au lieu de +/- 2 %

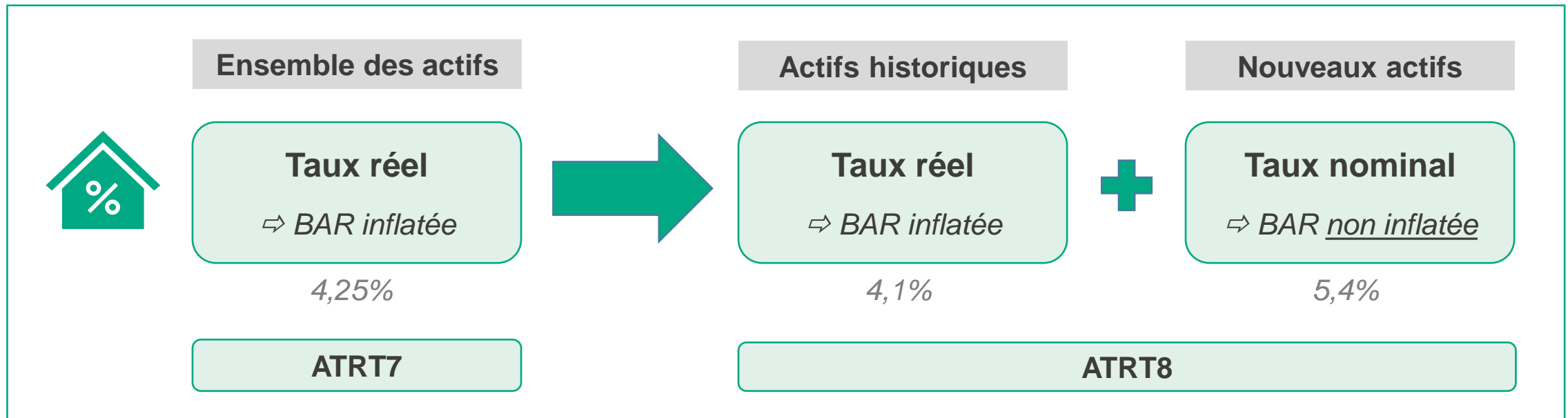
Indicateurs qualité de service

- Introduction de 5 indicateurs (non incités) sur l'injection des gaz renouvelables
- Suppression des indicateurs de suivi du fonctionnement de la TRF

Un tarif qui prépare l'avenir en modifiant le cadre applicable aux nouveaux actifs

Objectif = Limiter le risque d'une hausse trop importante du coût unitaire d'acheminement pour les utilisateurs futurs du réseau

⇒ Levier retenu = adapter la répartition des charges de capital dans le temps : augmentation à court terme et réduction à long terme, en cohérence avec l'évolution anticipée de la consommation de gaz.



+ La durée d'amortissement des canalisations (nouveaux actifs) passe de 50 à 30 ans.

Un réseau indispensable pour le présent et pour l'avenir

Le rôle clé du réseau de transport face à la crise russo-ukrainienne



Flexibilité du réseau : hausse des importations GNL, arrêt du gaz russe



PEG<THE: env. 7 G€ de gains pour le marché français*



Sécurité d'approvisionnement européenne : flux accrus vers la Belgique, l'Italie et l'Allemagne



Production d'électricité : +54% en 2022 p/r 2021, dans un contexte d'indisponibilités du nucléaire

L'importance du réseau de transport pour la transition énergétique



Raccorder les producteurs de gaz renouvelables et **tirer le maximum** du potentiel de production



Connecter zones de consommation & de production et permettre l'accès au stockage



Apporter la flexibilité inter-saisonnière indispensable au développement important des ENR électriques



Accompagner le développement de l'hydrogène

Le réseau de transport joue son **rôle assurantiel** pour un coût représentant environ 5% du prix final du gaz**. L'ATRT8 doit lui permettre de continuer tout en garantissant sa **résilience** aux défis actuels et futurs.

* Différentiel quotidien entre prix F et D x consommation française entre fév. 2022 et mars 2023

** pour un client moyen en distribution publique

Les

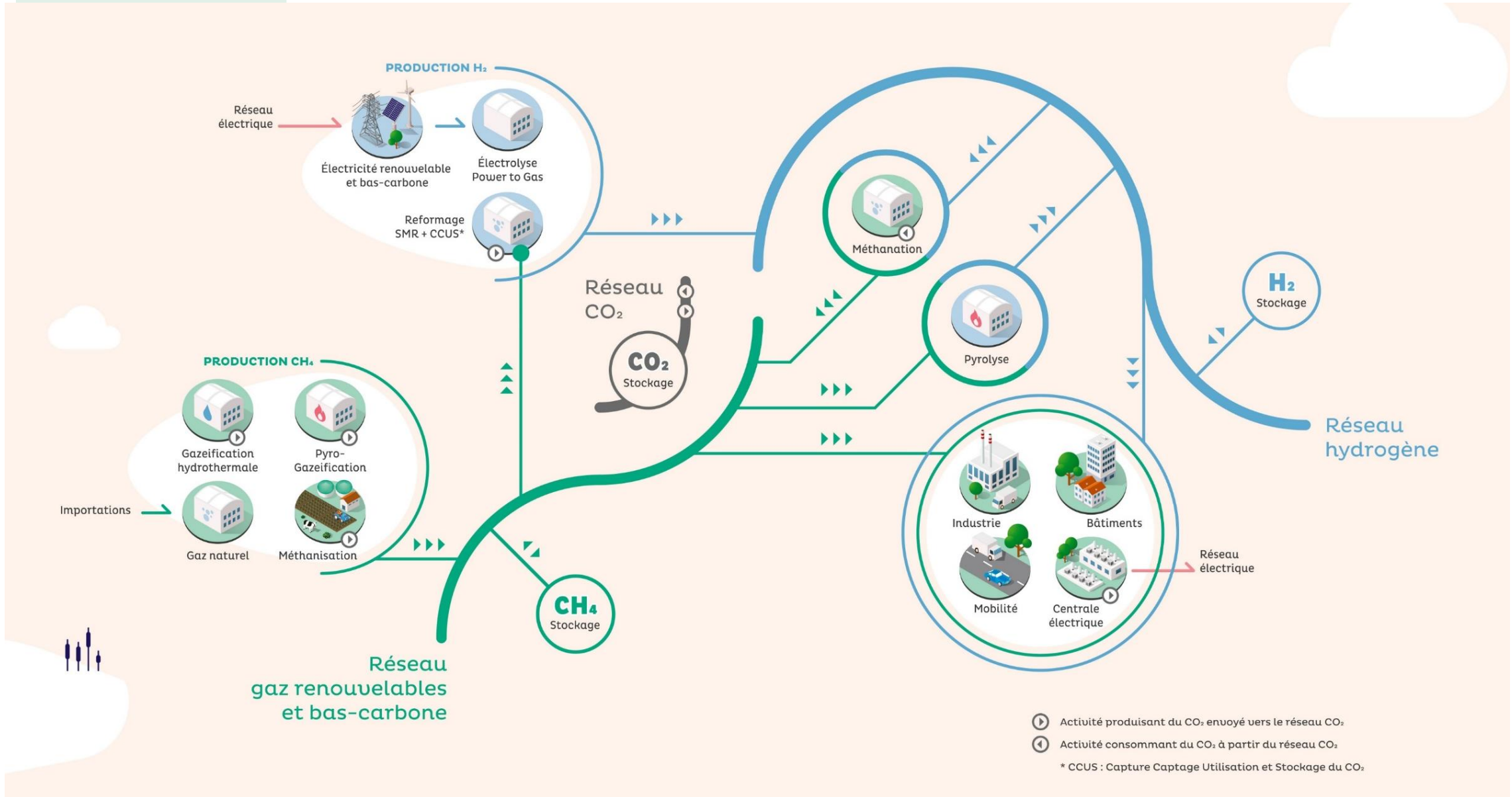
Rendez-vous Clients

GRTgaz

La transition gazière
en mouvement

Jean-Marc Le Gall
Geoffroy Anger

Notre vision du réseau en 2050





La transition gazière en mouvement

**Gaz renouvelables :
une dynamique engagée
et des perspectives de croissance**

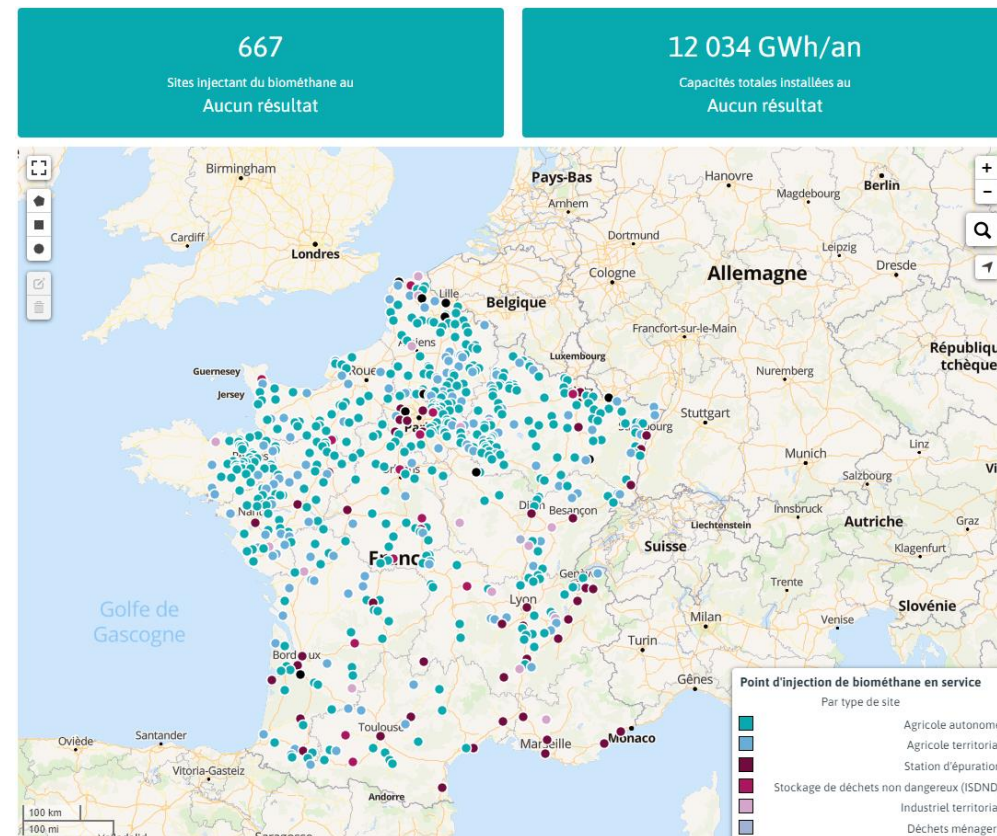
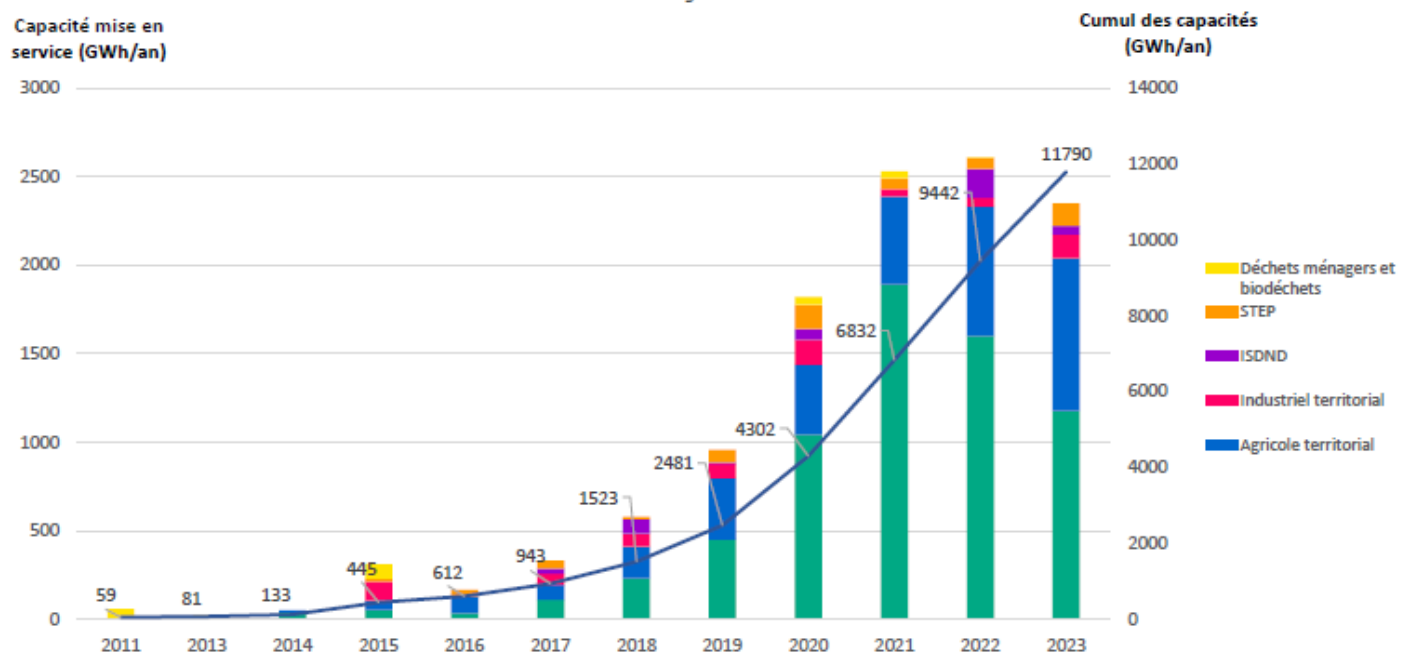


Gaz renouvelables

Aujourd'hui, une production portée par la méthanisation

Capacité raccordée au 31/12/2023 : 11 790 GWh

Source : données des gestionnaires de réseaux



Des perspectives de reprise de l'essor de la méthanisation et de diversification des technologies de production

Méthanisation

Plusieurs signaux :

- 2 relèves d'appel d'offre en 2024
- un tarif à nouveau attractif
- mise en œuvre prochaine du dispositif de CPB

Pyrogazéification

- Annonce d'un appel à projet pour concrétiser les premiers projets industriels

Projet GAYA à Saint Fons (69, France)

Gazéification hydrothermale

- Une filière déjà visible au niveau européen et une initiative française en projet pour 2024.

Figure 14 : Vue aérienne du site d'Alkmaar de SCW Systems (source : invest-nl.nl).

D'ici 2050, un gaz 100% renouvelable et bas-carbone

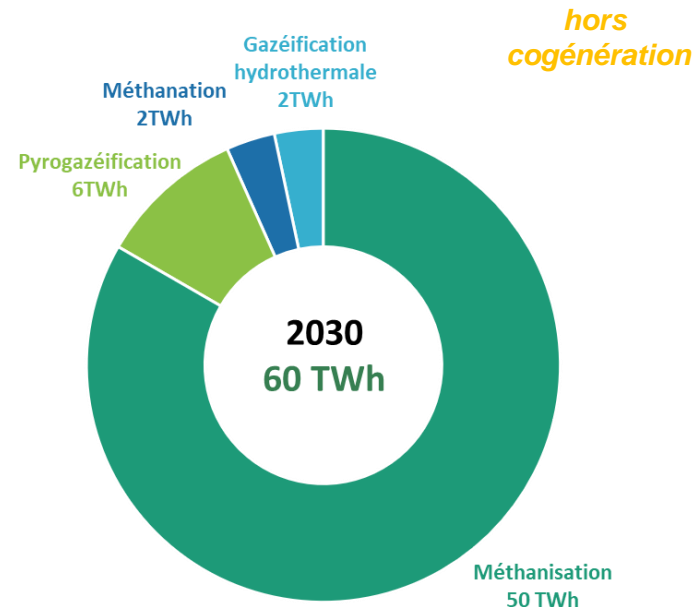
Chiffres France entière, tous réseaux

2023 : 11 TWh



2030 : 60 TWh

15 à 20% de la conso gaz

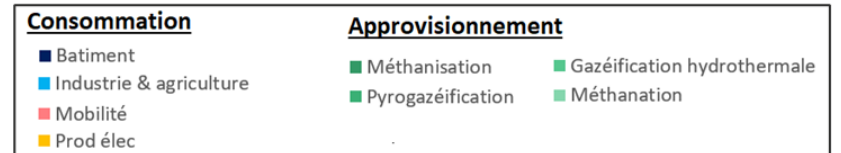
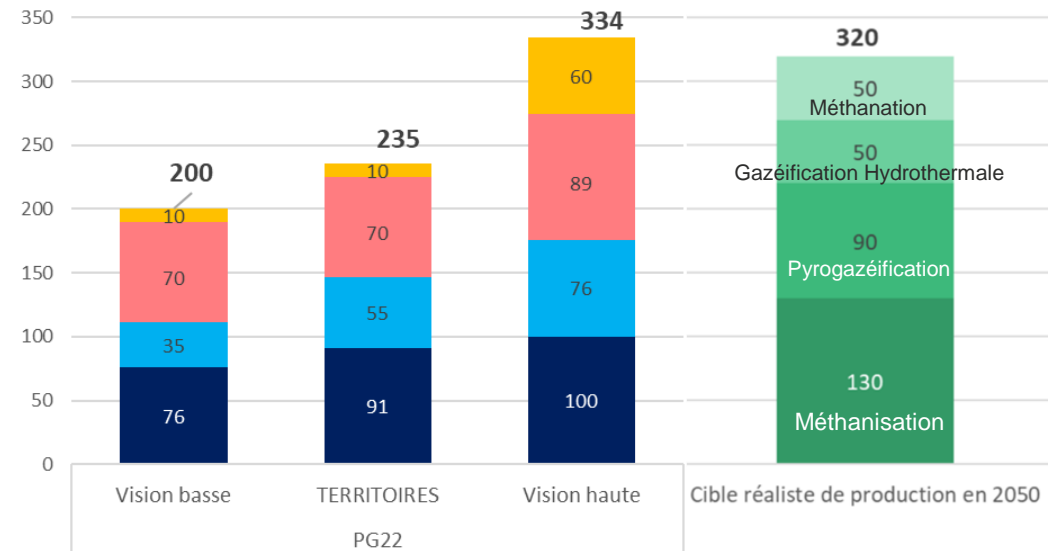


Analyse GRTgaz / GRDF / FGR / ATEE / GT Gazéification hydrothermale sur la base des études disponibles (ADEME, Solagro, France Stratégie, ENEA)

2050

100% gaz renouvelables et bas-carbone

Perspectives Gaz 2022 - Consommation de CH4 en 2050 - TWh PCS



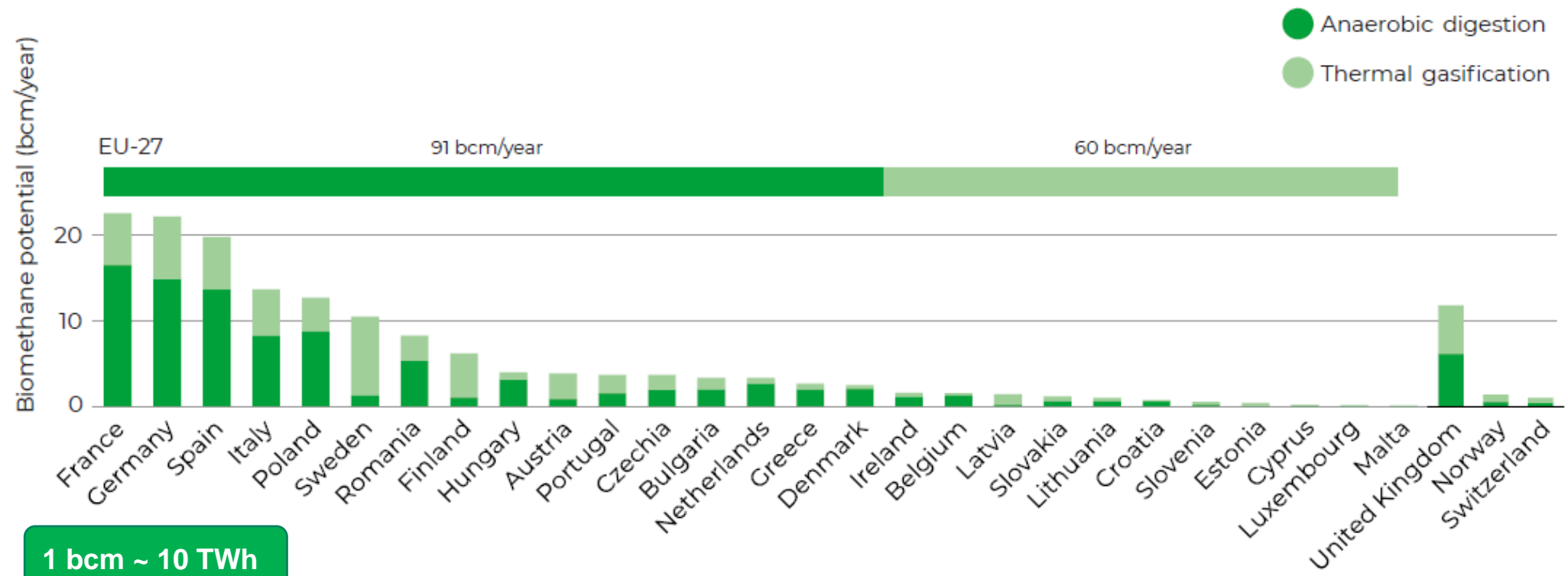
Au-delà de la méthanisation, d'autres technologies amenées à se développer

Production de gaz renouvelables

La France présente le potentiel le plus important en Europe

Etude Gas for Climate / European Biogas Association – juillet 2022

Figure 2.
Biomethane potential in 2050 per technology and country







Rôle des infrastructures

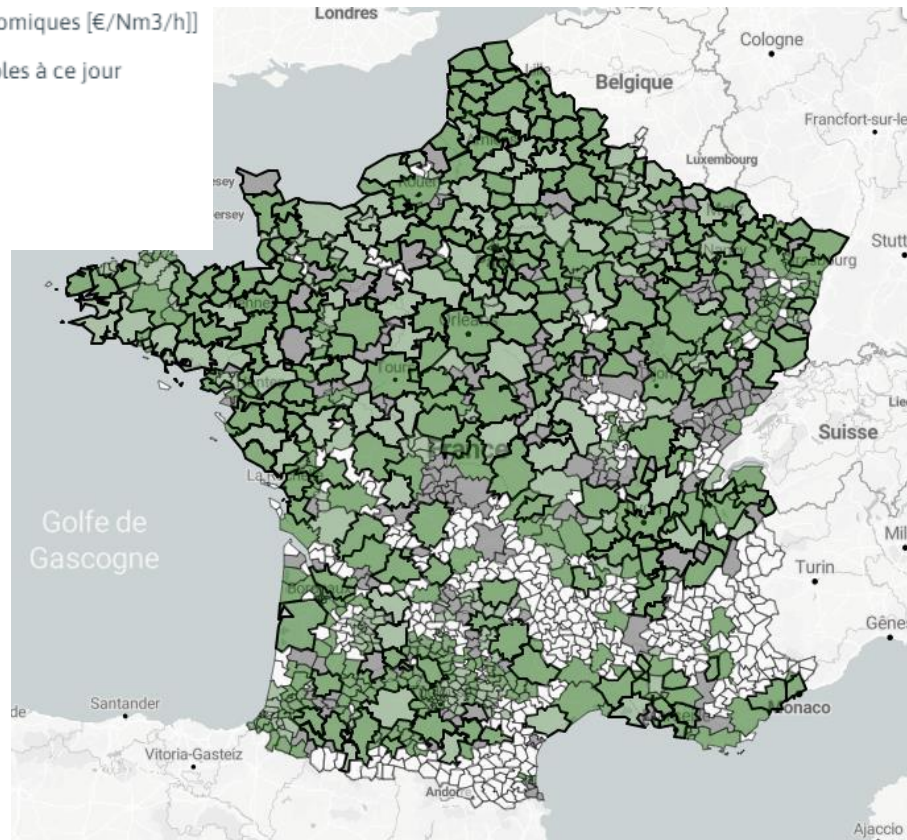
Un accueil des gaz renouvelables à coût maîtrisé

Une part importante du territoire propice à l'injection

Cartographie biométhane d'accès aux réseaux

Critères technico-économiques [€/Nm³/h]]

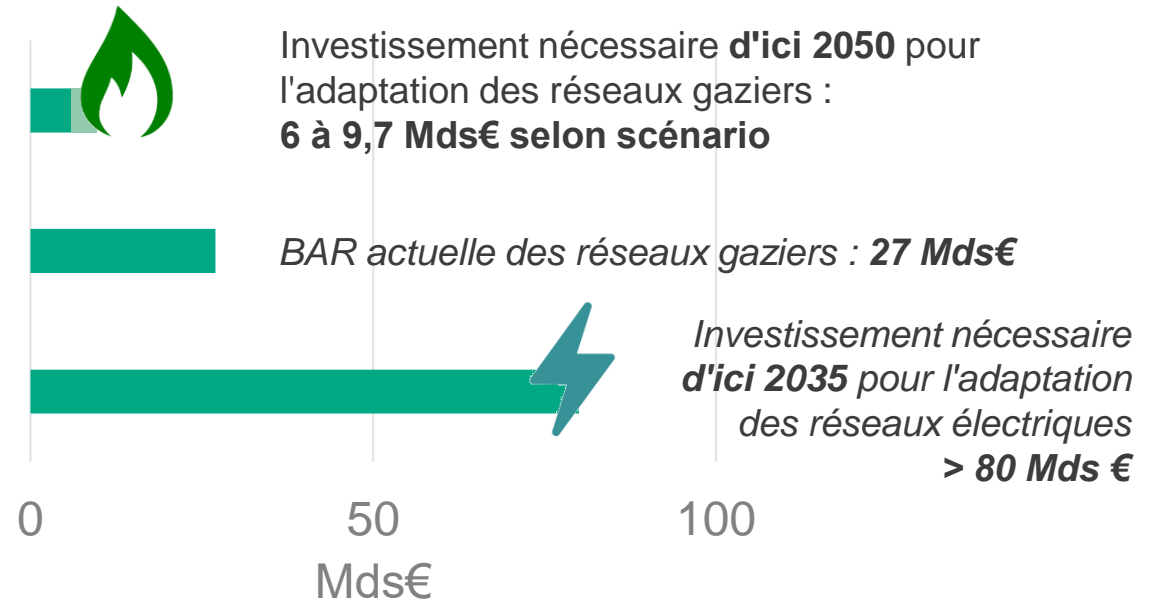
-  données non disponibles à ce jour
-  Inférieur à 3300
-  Supérieur à 4700
-  Entre 3300 et 4700



Source : [Droit à l'injection | grtgaz.com](https://droit-linjection.grtgaz.com)

Des coûts d'investissement maîtrisés

Rapport 2023 Avenir des infrastructures gazières



Graphe GRTgaz sur base des chiffres CRE



La transition gazière en mouvement

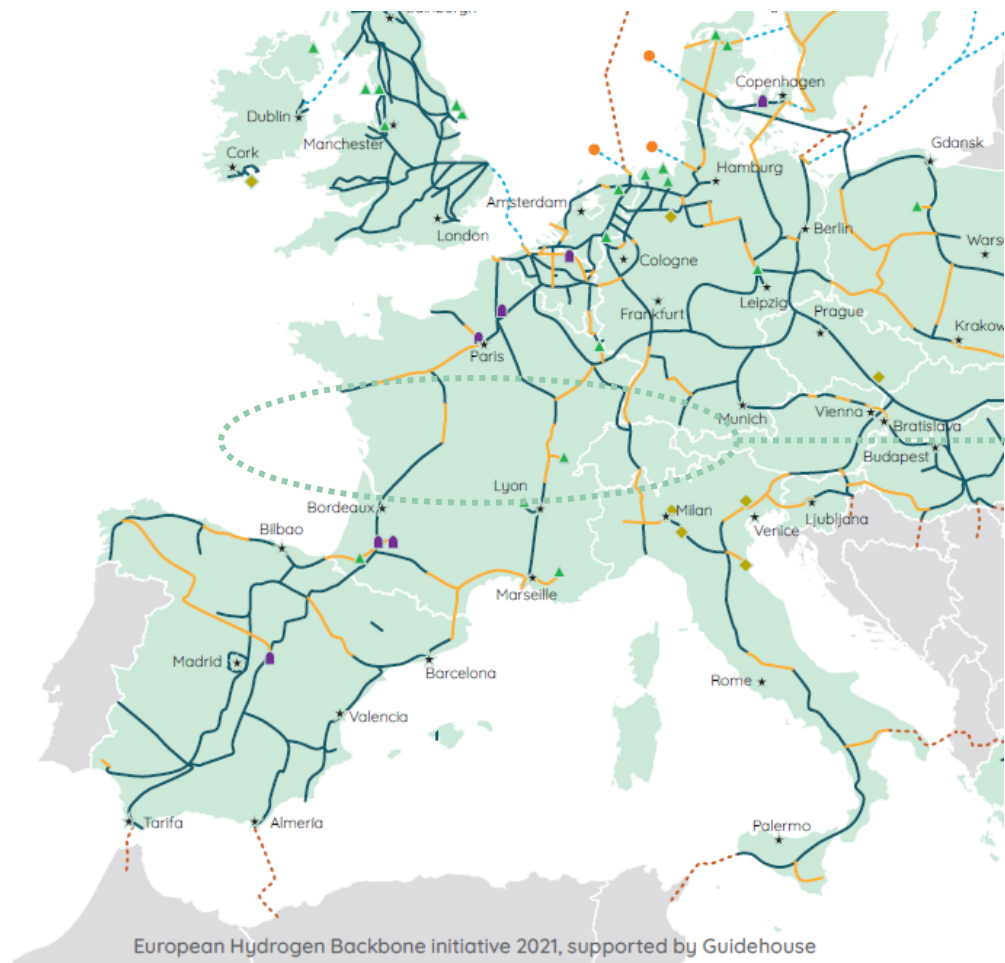
Transport H₂ & CO₂



Vision : Le réseau français H2, partie intégrante de l'EHB

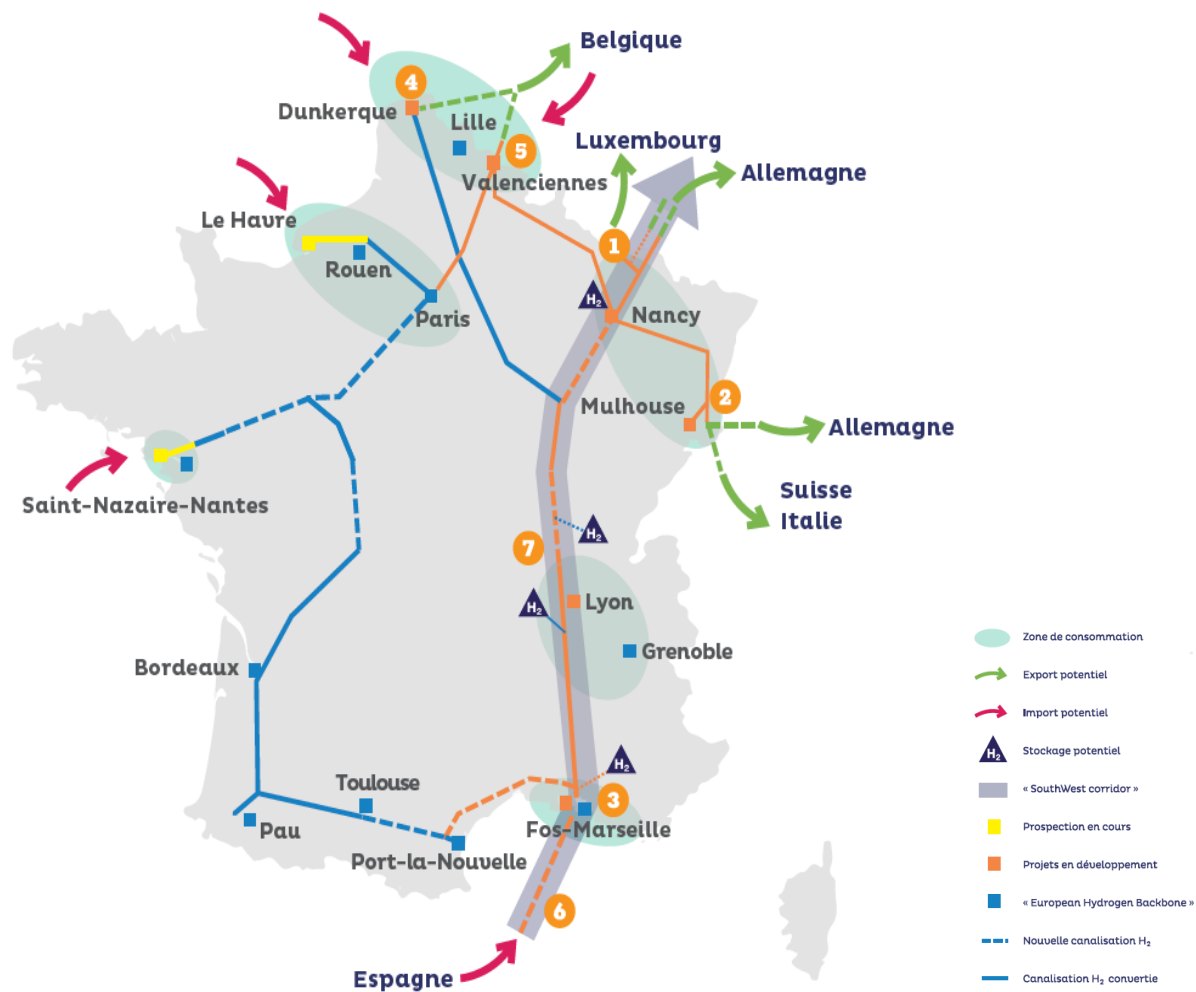
Colonne vertébrale européenne de l'hydrogène d'ici 2040

Coût du transport : 0,11-0,21 € par kg d'hydrogène, pour 1 000 km.



Zoom sur la France

Projets actifs de GRTgaz



Stratégie Nationale Hydrogène

Zoom sur les infrastructures



Figure 3 : Carte des principaux hubs hydrogènes en France

1^{ère} phase :
Focus sur les connexions intra-bassin

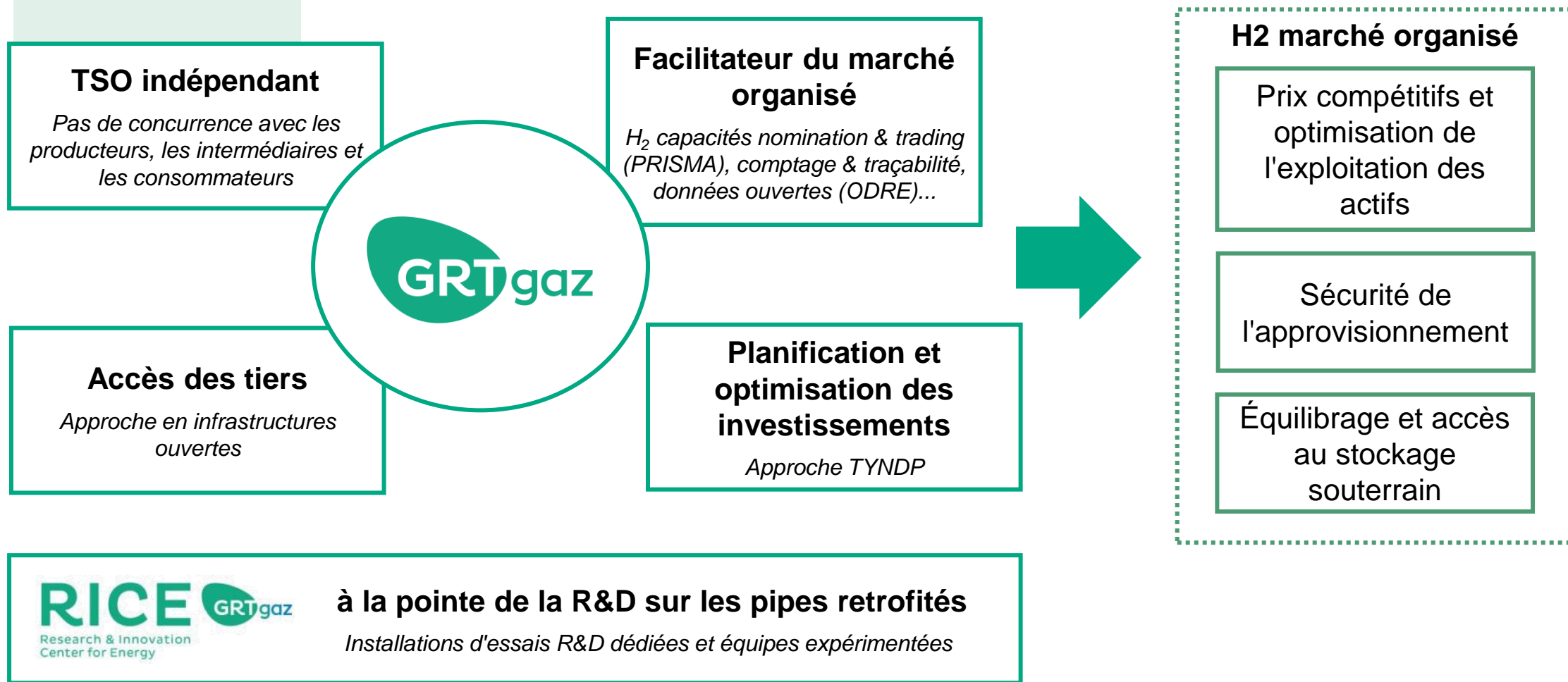
500 km en 2030

Planification et mécanismes de soutien à définir
par la CRE d'ici 2026

Etude des importations d'H2 et dérivés

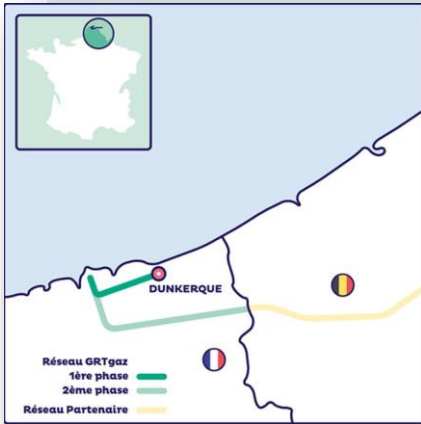
Connexion aux stockages en soutien du système
électrique

Ambition : devenir l'acteur de confiance du marché H2 en France et dans l'UE



Zoom sur les bassins

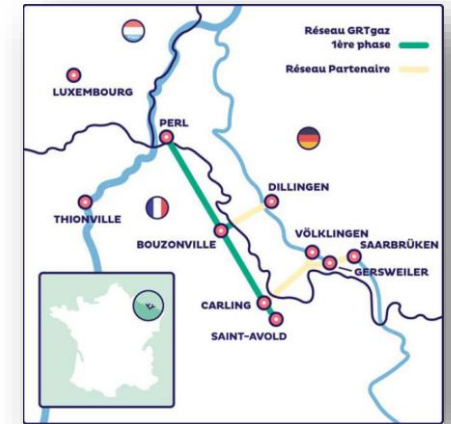
● DHUNE



● HYnframed



● mosaHYc

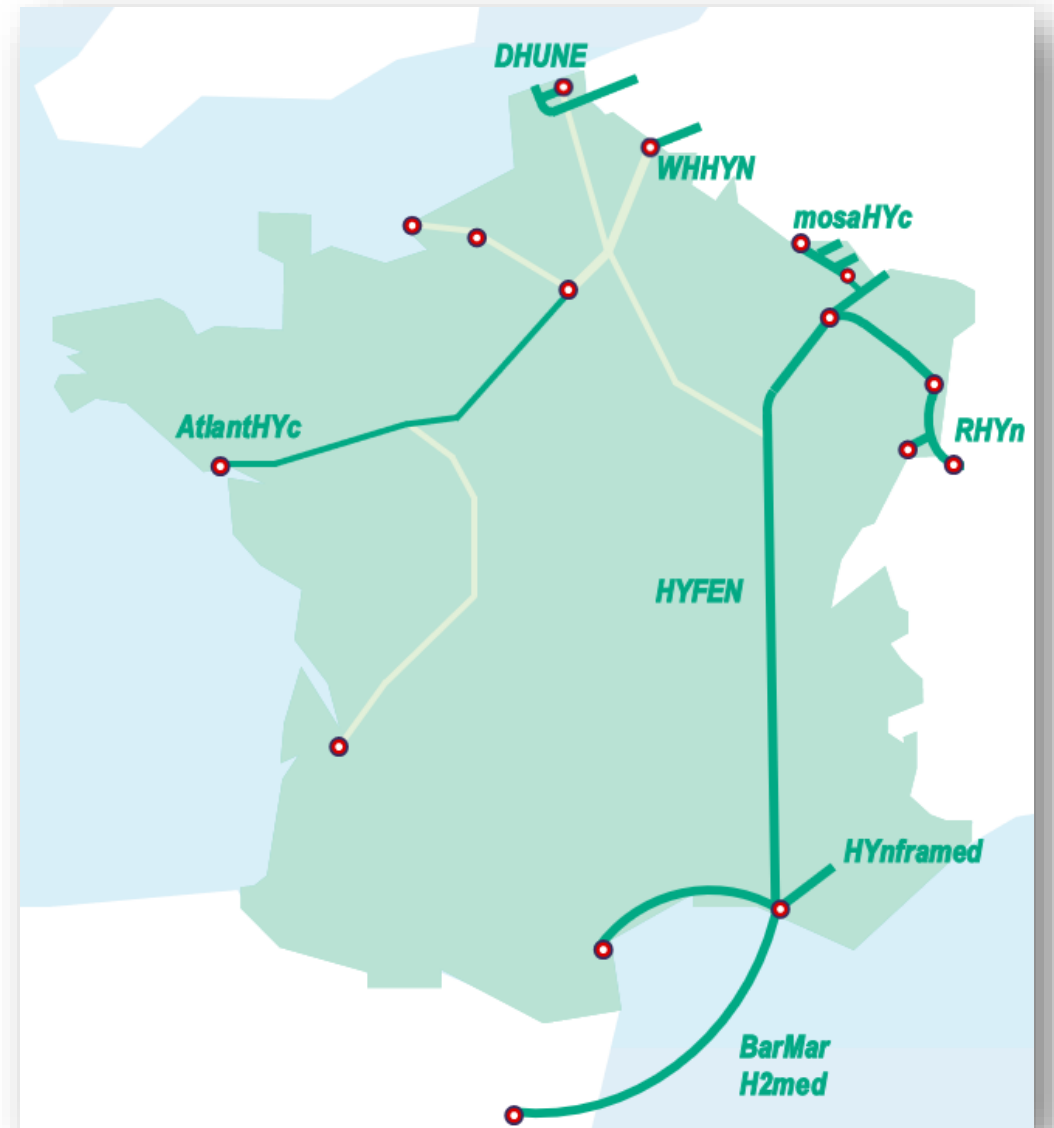


● RHYn



H2Med/BarMar et HY-FEN

- Lancement du projet H2Med en décembre 2022
- Extension du corridor H2Med jusqu'à l'Allemagne via le projet HY-FEN
- 2 Mt H2/an de capacité



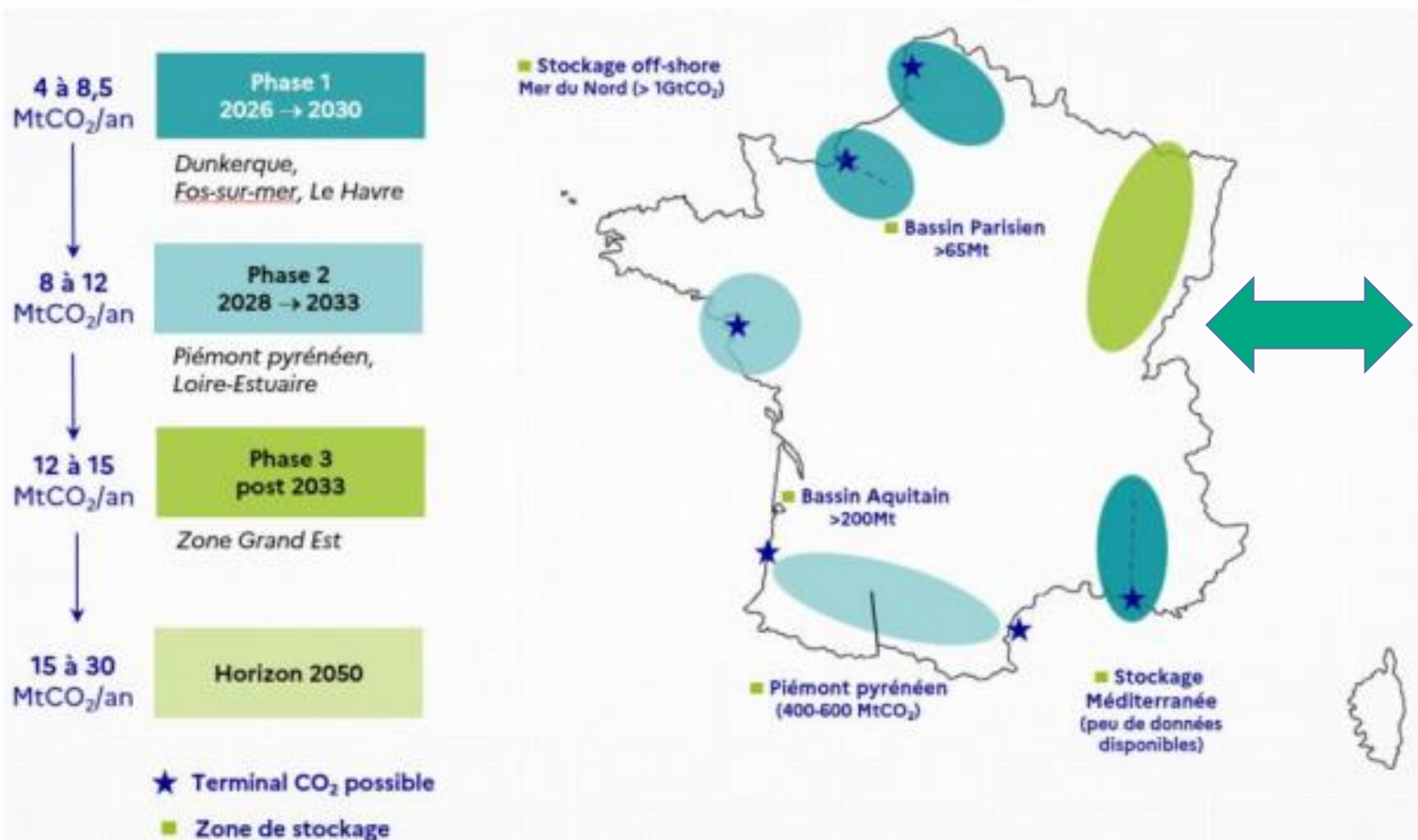
Stratégie CO2



Rappel des perspectives de marché pour le transport de CO₂

Un développement dans les zones clefs industrialo-portuaires, cohérent avec la stratégie de l'Etat

Stratégie CCUS de l'Etat (juin 2023) - 15 à 30 MtCO₂/an



- **Contrats CCFD** (Carbone Contract for Difference) sur Appel d'Offre pour soutenir les industriels
- **Infrastructures :**
 - **Enjeu clé du développement des infrastructures à court terme** sur les bassins industriels et hubs d'export CO₂
 - **Encadrement par une régulation confiée à la CRE**
 - Sélection d'opérateurs de monopole sur chaque bassin
 - Garantie de revenu minimum : partage des risques équilibré pas encore déterminé entre Etat, émetteurs et infrastructures
 - Cadre régulé nécessaire

Un business modèle proposé par GRTgaz en phase avec les enjeux et le modèle des infrastructures CO2 proposés par la consultation CCUS

Ce que promet GRTgaz

Modèle d'ATR, avec opérateurs autorisés nationalement, garantie de l'Etat et régulation.

+

Intérêt d'une synergie tous gaz

+

Nécessité d'un développement coordonné par zone

analyse d'un ensemble projets + infrastructures (coût moyen d'abattement au sein de chaque cluster) pour les Appels d'Offre CCfD afin de :

- **Maximiser les volumes** captés sur chaque bassin
- **Coordonner le développement** sur chaque bassin

+

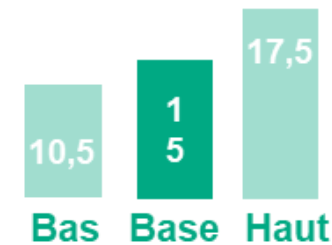
Tout projet CC(U)S avec une analyse coût/bénéfice positive doit être financé / aidé dans le cadre FR

Cibles identifiées par GRTgaz

Etude GRTgaz

Cible clusters > 500 ktCO₂ /an

Potentiel « minimum » et une vision « no regret »



EMERTON

Aligné sur la
SNBC 2020

Une stratégie par clusters, cohérente avec le niveau de marché minimal évalué par l'Etat : 15 à 20 Mt CO₂/an pour le secteur industriel

Des projets CO2 autour des ports de Dunkerque, Fos et Saint-Nazaire

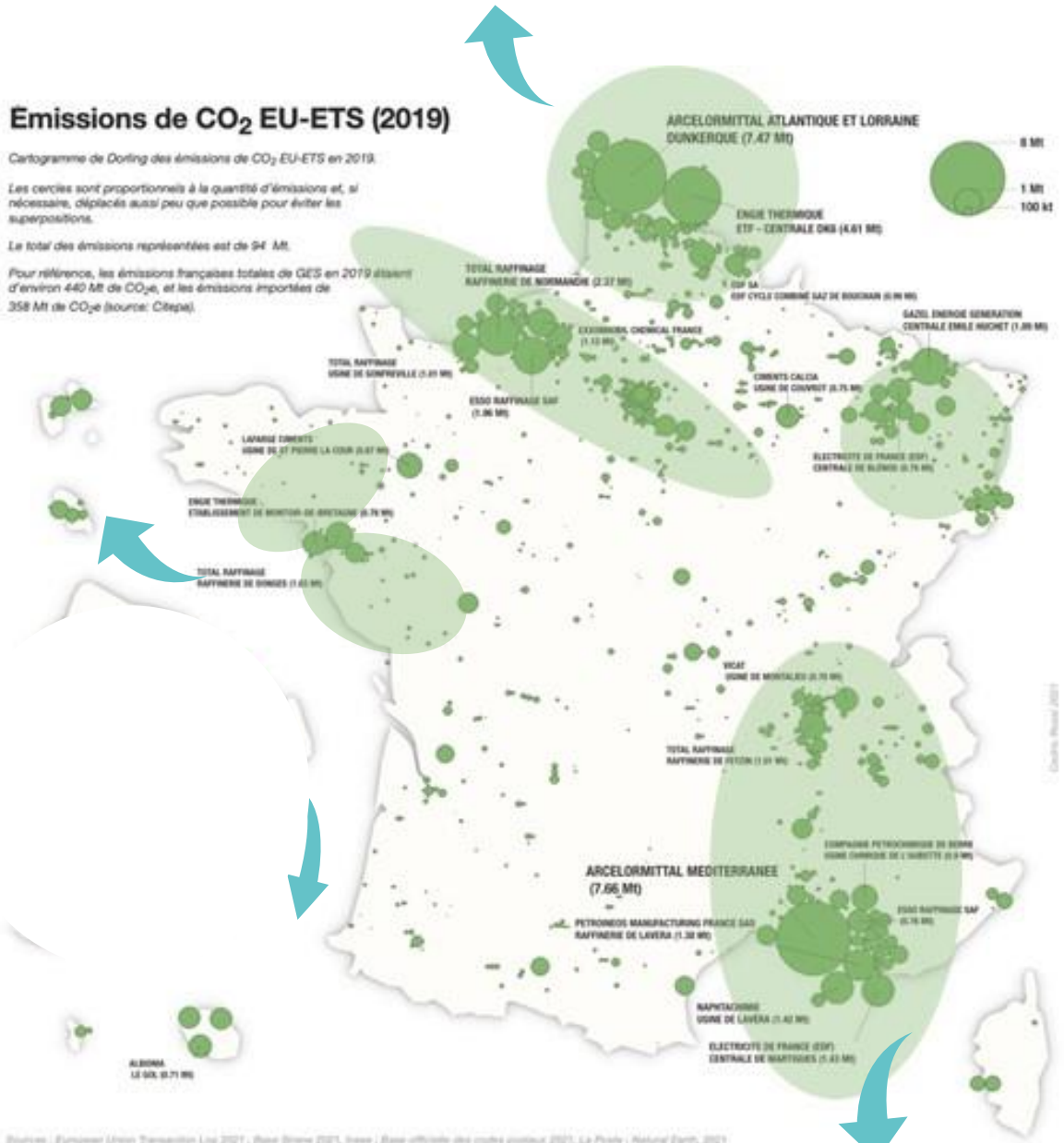
Emissions de CO2 EU-ETS (2019)

Cartogramme de Dorling des émissions de CO2 EU-ETS en 2019.

Les cercles sont proportionnels à la quantité d'émissions et, si nécessaire, déplacés aussi peu que possible pour éviter les superpositions.

Le total des émissions représentées est de 94 Mt.

Pour référence, les émissions françaises totales de GES en 2019 étaient d'environ 440 Mt de CO2e, et les émissions importées de 358 Mt de CO2e (source: Citepa).



GO CO2

~400km de canalisation sur 35-53-79-85-44
Pour collecter les émissions de CO2 et les transporter à Montoir
Liquéfaction pour stockage via ELENGY ou usage CO2 localement

AMI en cours

DK CO2

Réseau de transport pour collecter les émissions de CO2 d'industriels et les valoriser
Etude d'export du CO2

Etudes de Faisabilité faites

CALLISTO

~ 300km de canalisation pour collecter les émissions dans la Vallée du RHONE et Zone de FOS pour export vers RAVENE (IT) via ELENGY

Structuration en cours

Source: European Union Transaction Log 2021; Base Brno 2021; Base officielle des codes postaux 2021; La Poste; Natural Earth, 2021



Merci

Les

Rendez-vous Clients

GRTgaz

Les stratégies de
décarbonation :
témoignage
d'ArcelorMittal

Emmanuel Tillous-Borde
Jean-Victor Rotger

Témoignage



Emmanuel TILLOUS-BORDE

General Manager – Head of Energy Purchasing

ArcelorMittal



Merci

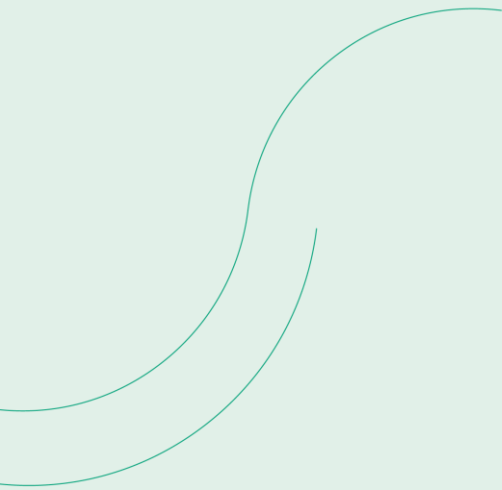
Les

Rendez-vous Clients

GRTgaz

La décarbonation par
le biométhane :
leviers et outils
Témoignage d'EEX

Aude Filippi
Sylvie Jadoul
Guillaume Vens



Décarboner l'industrie par le biométhane

Leviers et outils



Sommaire



01

Introduction : dynamique du biométhane,

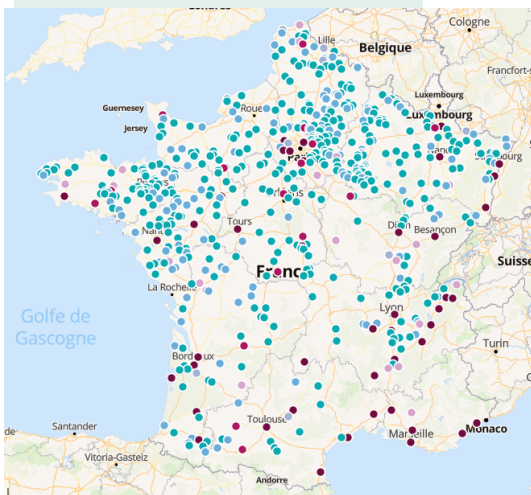
02

Acheter du Biométhane comment cela marche, les atouts du nouveau registre, et la durabilité

03

Et les CPB ?

Le biométhane est une réalité dans le mix énergétique

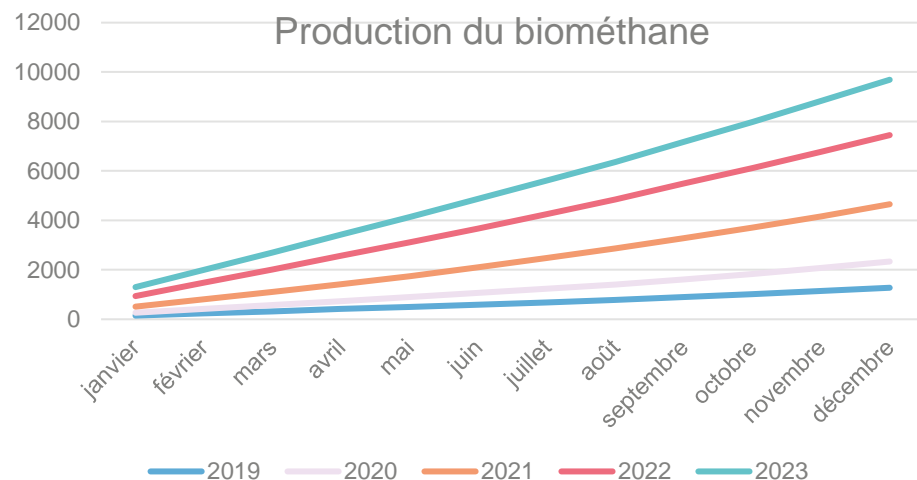


Cartographie des sites en injection

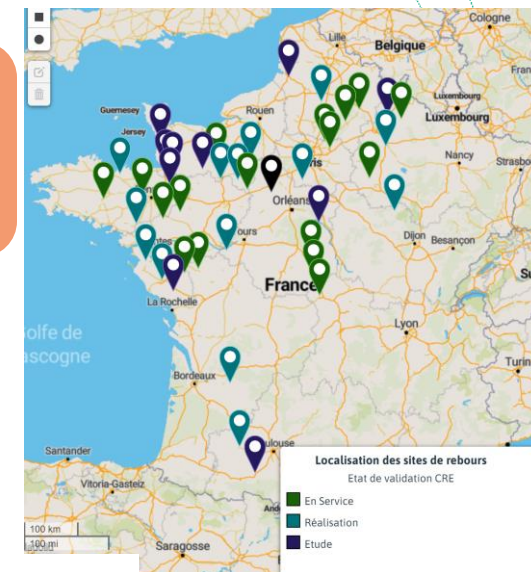
652 sites d'injection de biométhane en France.

Plus de 800 à horizon 2025 pour 15TWh

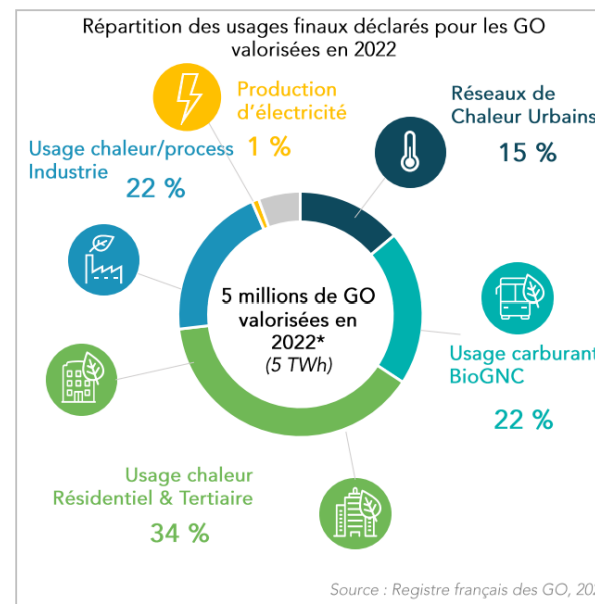
9,7 TWh injectés en 2023 soit 1,5% de la consommation annuelle française



Des infrastructures de réseau qui s'adaptent : 20 rebours en service ~40 à horizon 2025



Cartographie des Rebours
Données au 01/03/2024



22% du biométhane est utilisé par l'industrie en 2022

Biométhane : des ambitions européennes et françaises

RePowerEU : 380 TWh de biométhane en Europe à horizon 2030, transposé en droit français :



RePowerEU

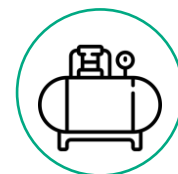
- Objectif UE indépendante des importations fossiles russes d'ici 2030.
- Un engagement politique conforté par un engagement industriel : le Net Zero Industry Act, lancé en mars 2023, met en avant le biométhane comme un secteur d'investissement stratégique au sein de l'Union Européenne.



X10
la production actuelle

X2
par rapport à la cible de
Fit for 55

- Une Ambition qui se confirme dans RED III : Objectif ENR pouvant aller **jusque 45% à horizon 2030**

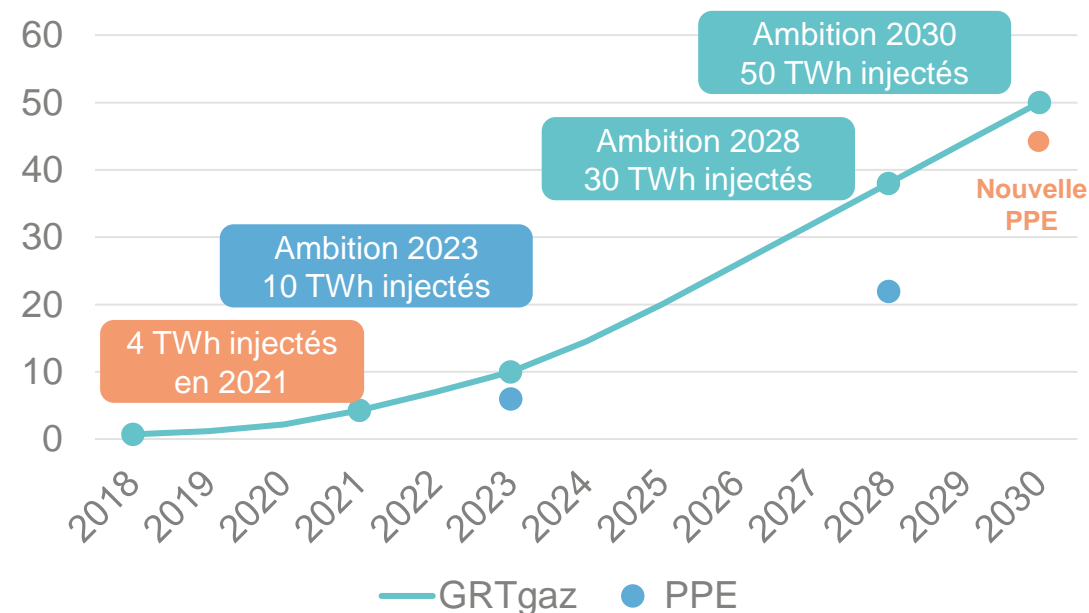


35 bcm
de production de
biométhane en 2030

Future PPE 2024 – 2032, Ambitions réhaussées !

44 TWh de biométhane injecté en 2030

→ 60 TWh de capacité raccordée de projets
« nouveaux gaz » en 2030



Sommaire



01

Introduction : dynamique du biométhane,

02

Acheter du Biométhane comment cela marche, les atouts du nouveau registre, et la durabilité

03

Et les CPB ?

Comment m'assurer que je consomme du gaz vert lorsque je suis raccordé à un réseau gaz ?

1 MWh de biométhane injecté = 1 garantie d'origine GO

Une **garantie d'origine GO** est un **document électronique** qui permet au consommateur d'avoir la garantie de la **traçabilité** du biométhane, de son point de production jusqu'à son point de consommation. Elle est **annulée une fois utilisée**



1 MWh acheté + 1 GO = 1 MWh de gaz vert consommé

Comment acheter du biométhane - GRTgaz

99,9% des cas actuels en France de contrats d'achats de gaz vert

Production subventionnée



J'achète

1 MWh à l'origine indéterminée
+
1 « garantie d'origine » GO
provenant d'un producteur subventionné

Prix \approx prix gaz marché + premium GO

2 cas en France de Biomethane Purchase Agreement (BPA)

Production non subventionnée



J'achète

1 MWh du producteur partenaire
+
1 « garantie d'origine »
du producteur partenaire non subventionné

Prix \approx coût de production + frais

Analyse du décret du 8/12/2022

Décret n° 2022-1540 du 8 décembre 2022 relatif aux garanties d'origine de biogaz injecté dans les réseaux de gaz naturel



Biométhane avec tarif

- Une partie utilisable dans l'ETS (+ si respect critère de durabilité RED2)
- L'autre réservé à l'ESR
- Prorata conso gaz ETS/conso totale gaz (France et N-2)



Biométhane non aidé

- Utilisable dans l'ETS (si respect critère de durabilité RED2)



Biométhane par GO européennes

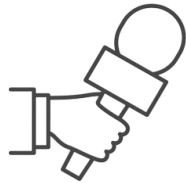
- Utilisable dans l'ETS (si respect critère de durabilité RED2)
- Sous réserve que l'état d'origine ne les ait pas déjà comptabilisées

EEX - Nouvel attributaire pour le registre des GO



eex

**Nouveau gestionnaire du registre de
GO biométhane et du registre CPB au 1/10/2023
(arrêté du 4 Août 2023)**



INTERVIEW



Entretien avec Aude FILIPPI

**Director Business Development Gas
& Sustainability Markets**

European Energy Exchange AG

Les avantages du biométhane



1- Contenu carbone du biométhane

- **6 fois plus faible** que celui du gaz naturel! Si F.E. base ADEME à 44g/kWh
- Si prise en compte des externalités positives => 23g/kWh soit **une division par 10** des émissions carbone!

2- Circularité de l'économie locale

- Une production **Centrée dans les territoires**
- Au sein de leur **écosystème local** (industriels, collectivités, agriculteurs)
- **Intrants locaux!** PAS d'importation contrairement au gaz naturel ou à l'uranium
- **Autonomie énergétique nationale voire locale!**



3- Conservation de l'outil industriel

- **Propriétés du biométhane identiques** au gaz naturel
- **Pas de CAPEX** ni changement de process ou d'équipement
- **Décarbonation progressive** en fonction de VOTRE feuille de route



BPA – un décryptage pour les industriels

Les résultats des travaux communs GRTgaz – OSIRIS



BIOMETHANE PURCHASE AGREEMENT



Un guide de décryptage pour les industriels consommateurs de gaz



Le document s'articule en quatre grandes parties

- *Présentation du biométhane*
- *Définition des différentes formes de BPA*
- *Questions fréquemment posées par les industriels consommateurs de gaz*
- *Dix freins identifiés avec propositions d'actions et exemples de parties prenantes*

OSIRIS et GRTgaz tiennent à remercier E-CUBE et FINERGREEN pour la réalisation de ce guide ainsi que AXPO FRANCE et WAGA ENERGY pour leurs contributions.

BPA – un décryptage pour les industriels

Les résultats des travaux communs GRTgaz – OSIRIS

BIOMETHANE PURCHASE AGREEMENT



Un guide de décryptage pour les industriels consommateurs de gaz



Le document s'articule en quatre grandes parties

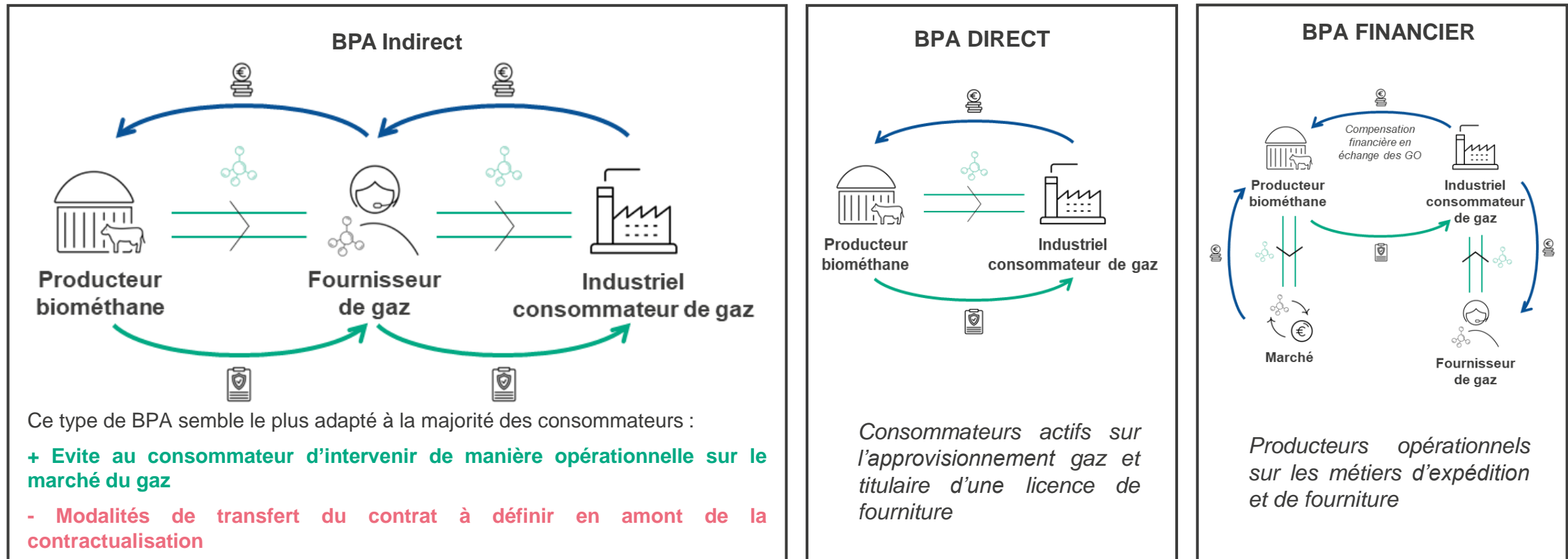
- *Présentation du biométhane*
- *Définition des différentes formes de BPA*
- *Questions fréquemment posées par les industriels consommateurs de gaz*
- *Dix freins identifiés avec propositions d'actions et exemples de parties prenantes*

OSIRIS et GRTgaz tiennent à remercier E-CUBE et FINERGREEN pour la réalisation de ce guide ainsi que AXPO FRANCE et WAGA ENERGY pour leurs contributions.

Les BPA – Biomethane Purchase Agreement

Caractéristiques du mécanisme

- Un BPA est un mécanisme extra-budgétaire simple : il s'agit d'un **Contrat d'achat direct ou indirect entre un producteur et un consommateur**. Le producteur de biométhane s'engage à vendre le biométhane (énergie, GO, certificat de durabilité éventuel) à un **prix négocié entre les parties** pendant une **période donnée**.
- Les **GO émises dans le cadre d'un BPA sont 100% éligibles à l'ETS** car non soutenues par l'Etat.

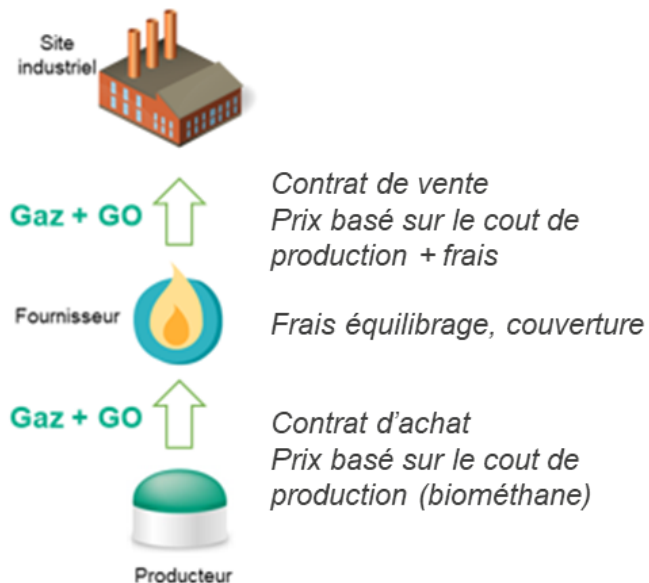


Biométhane et EU-ETS en France : un intérêt de plus en plus vif pour les contrats de gré-à-gré entre un producteur de biométhane et un industriel

Les atouts complémentaires du BPA:

Pour des garanties d'origine FR correspondant à du biogaz produit en dehors d'un contrat d'achat réglementé

= GGPA / BPA / PPA gaz*
Achat direct, contrat de gré-à-gré



Décarbonation maximale

- Les GO issues d'achats non-aidés peuvent être affectées à 100% à l'EU-ETS si elles sont durables

Stabilité du prix

- Le consommateur ne subit pas la volatilité des prix de marché en lien avec la sécurité d'approvisionnement

Visibilité des termes contractuels

- Producteur et consommateur s'engagent dans la durée, sur une période négociée de gré à gré

Additionnalité

- Permet de générer de nouvelles capacités de production (greenfield)

Une implantation dans le tissu local

- L'identification connue du ou des sites producteurs, et la contribution directe du consommateur pour le tissu local (emploi, gestion des déchets, digestats, etc)

Gestion des effluents

- La possibilité de valoriser des déchets du site industriel

Sommaire



01

Introduction : dynamique du biométhane,

02

Acheter du Biométhane comment cela marche, les atouts du nouveau registre, et la durabilité

03

Et les CPB ?

Les Certificats de Production de Biogaz

Obligation réglementaire pour les fournisseurs d'incorporer du gaz renouvelable aux consommateurs

dans leur livraison de gaz



Une partie du dispositif est déjà inscrite dans le cadre réglementaire*

Décret n°2022-640 du 25 avril 2022 relatif au dispositif de certificats de production de biogaz

Principes généraux



Modalités opérationnelles

*Articles L. 446-31 à L. 446-55 du Code de l'Énergie introduits par la LOI n° 2021-1104 du 22 août 2021 portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets

Les Certificats de Production de Biogaz

Vue des producteurs



Typologie de projets éligibles

- **Biométhane produit par captage sur une ISDND et la méthanisation** en digesteur.
- le producteur de biogaz **en France métropolitaine** doit respecter les conditions suivantes :
 - Pas de **mécanisme de soutien**,
 - Respecter des critères de **GES et durabilité**
 - Respecter la **limite d'approvisionnement par des cultures alimentaires**
- La production annuelle prévisionnelle de l'installation PAP est définie au départ et **1 seule modification de la PAP de l'installation est autorisée par période de douze mois.**
- **Aucun CPB délivré pour le biométhane** injecté dans un réseau de gaz naturel **en dépassement** de la PAP.
- **La modulation** définit le nombre de CPB / MWh

€/MWh



Prix du CPB en
€/MWh

Prix de molécule de
gaz €/MWh
dépendant du marché
du gaz

Rémunération des producteurs

Rémunération négociée avec
identification séparée de la part
énergie et CPB

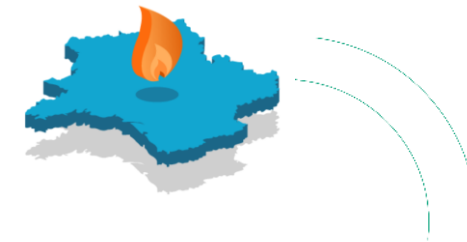
Les CPB assurent un moyen de financement sur le long terme pour la filière sans besoin de financement direct des pouvoirs publics

Les Certificats de Production de Biogaz

Vue des fournisseurs

Principes de fonctionnement

- **Obligation d'incorporation d'une part de biométhane** aux fournisseurs de gaz
- Les fournisseurs devront restituer chaque année un volume de CPB proportionnel au volume qu'ils commercialisent.
- **L'obligation concerne** dans un premier temps les **gros fournisseurs** (livraisons ou consommations annuelles supérieures à 400 GWh PCS) et intégrera les petits fournisseurs au fur et à mesure (seuil réduit de 100GWh PCS chaque année civile)
- Visibilité sur le **prix moyen auquel ces certificats ont été vendus : publiés chaque mois.**
- Pénalité maximale de **100 €/CPB manquant** en cas de non-respect de **l'obligation de restitutions des certificats à l'Etat** (*pourrait être révisé pour tenir compte de l'inflation*)



Le volume de gaz livré qui sert au calcul dépend des clients dans l'assiette



La quantité de CPB nécessaire dépend de la trajectoire



La pénalité définit de fait le prix plafond du CPB

Les Certificats de Production de Biogaz

Vue des clients



Principes de fonctionnement

Les clients dans l'assiette :

- Paieront le surcout du à cette obligation
- peuvent bénéficier d'une offre verte à hauteur du taux d'incorporation

Les clients qui ne sont pas dans l'assiette ne peuvent pas bénéficier de ces CPB sauf :

- Achat de surplus de CPB auprès d'un fournisseur
- Les CPB sont éligibles ETS

Les Certificats de Production de Biogaz

Etat des lieux de la réglementation



Une partie du dispositif est déjà inscrite dans le cadre réglementaire*

Décret n°2022-640 du 25 avril 2022 relatif au dispositif de certificats de production de biogaz

Principes généraux



Modalités opérationnelles



.. mais certaines précisions pratiques importantes devraient être précisées courant 2024

L'assiette de consommation

- **Les consommateurs de gaz concernés**
- **Les trajectoires d'incorporation** et donc le volume de CPB à restituer chaque année (pour la 1^{ère} période)

La modulation des installations de production

- **Les ratios de modulation CPB/MWh** des unités de production en fonction de **leur taille et leur type**

Le registre

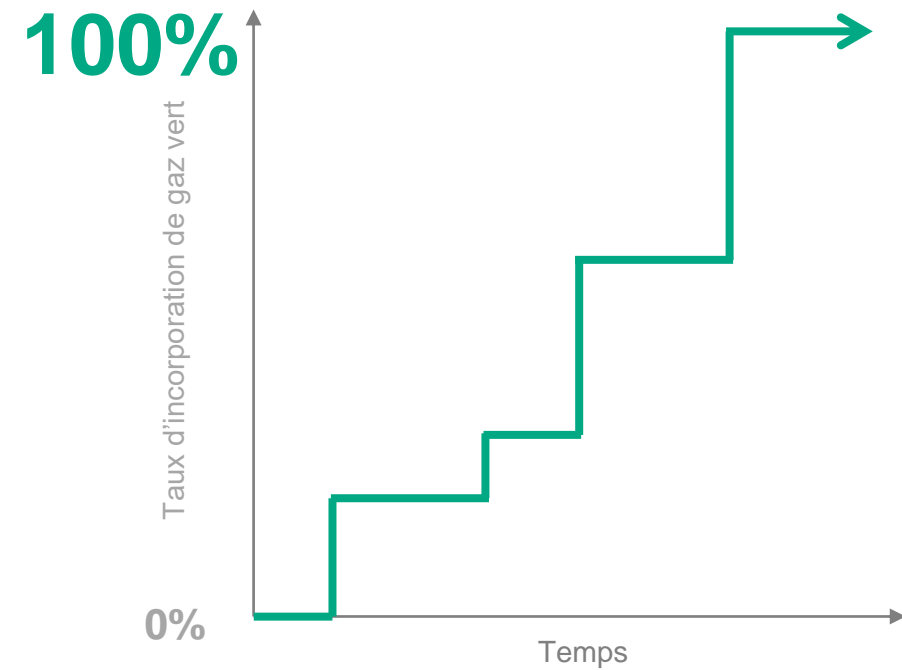
- **La mise en place du registre** suite à l'attribution en août à EEX

Dois-je investir dans mon outil industriel pour consommer du gaz vert ?

La décarbonation peut se faire sans modifier les installations industrielles et toujours avec la même facilité d'exploitation qu'avec du gaz naturel



Le gaz vert permet une décarbonation progressive



Les

Rendez-vous Clients

GRTgaz

Merci