



Plan Décennal Développement du réseau de transport de Teréga

2022/2031

Un ancrage régional, une position clé à l'échelle européenne



Notre modèle d'affaires

RESSOURCES

Financières

- Actionnariat :
 - SNAM (40,5%)
 - Pacific Mezz (Luxembourg) (31,5%)
 - Ouestgaz (18%)
 - Predica (10%)
- Investissements : 138 M€

Industrielles

- 5 115 km de canalisations de transport
- 6,5 Gm³ de capacité totale de stockage de gaz

Humaines

- 650 collaborateurs

Clients

- 73 expéditeurs Transport
- 28 expéditeurs Stockage
- 112 clients industriels
- 152 distributions publiques
- 3 postes d'injection de biométhane

Intellectuelles

- 60 collaborateurs environ intégrés au réseau R&I
- Budget moyen annuel consacré à la R&I : 3 à 5 M€

Environnementales

- Certifications ISO 14001 (management de l'environnement), ISO 50001 (management de l'énergie)

UN SECTEUR RÉGULÉ

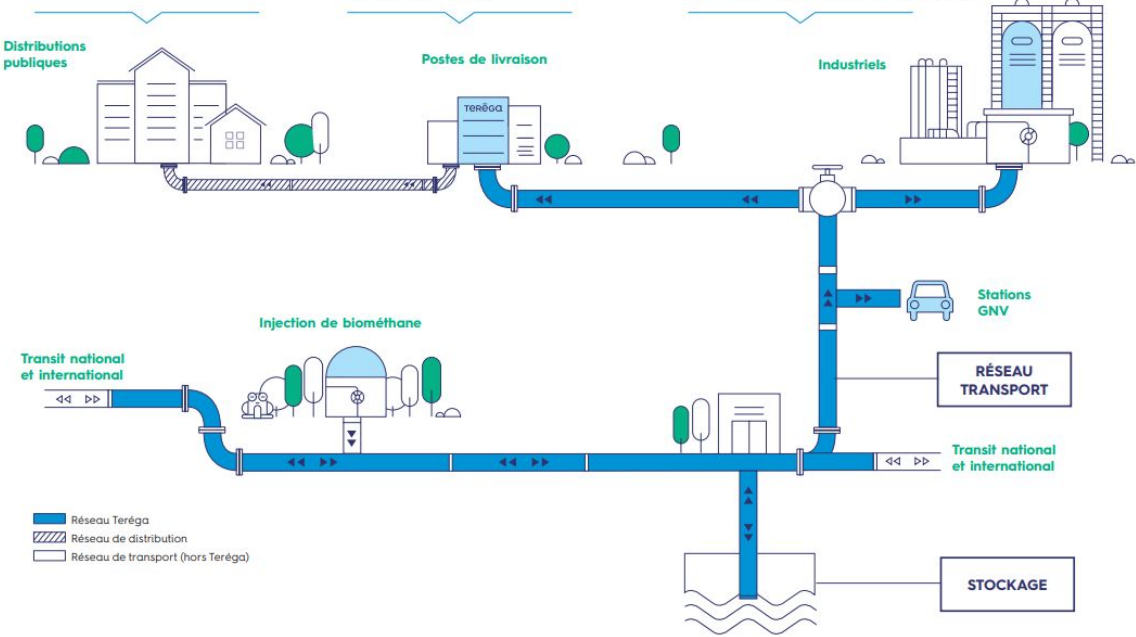
La Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) veille au bon fonctionnement du marché du gaz en France

TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

Nouveaux usages du gaz, nouveaux modes de production, nouveaux réseaux, etc.

OBLIGATIONS DE SERVICE PUBLIC

Conformément aux dispositions des articles L. 431-3 du Code de l'énergie pour le transport et L. 421-3 du Code de l'énergie pour le stockage



RÉSULTATS

Financiers

- 488 M€ de CA

Industriels

- 121 465 GWh de gaz transporté
- 27 422 GWh consommés sur la zone Teréga (industriels + distributions publiques)
- 33 100 GWh de capacité de stockage souscrite, soit 100 % de la capacité disponible

Humains

- 62 embauches (CDI + CDD)
- 95,7 % de collaborateurs formés
- Indice d'engagement de 7,7/10 (enquête biennale de 2021)
- TFAD (taux de fréquence des accidents déclarés) de Teréga : 1,04

Clients

- 100 % de satisfaction globale (enquête 2021 auprès des clients expéditeurs)

Intellectuels

- Environ 50 projets de R&I en cours

Environnementaux

- 0,75 teqCO₂/GWh transporté*

* Calculé avec PRG (pouvoir de réchauffement global) pour le méthane = 34.

UNE MISSION : FAIRE DU GAZ UN ACCÉLÉRATEUR DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE



IMPACTS 2025

UN PLAN STRATÉGIQUE AMBITIEUX AUTOUR DE 5 AXES



NOS TERRITOIRES 15 départements du Sud-Ouest



Sommaire

01

Contexte 2022

8

02

Demande et offre de gaz - Bilan et perspectives

14

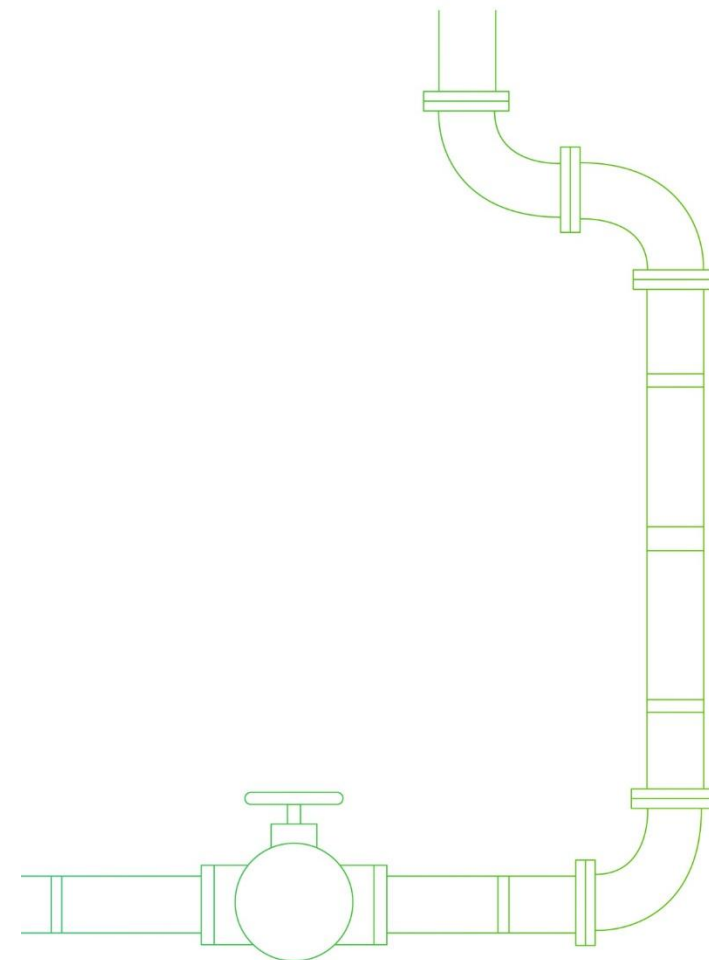
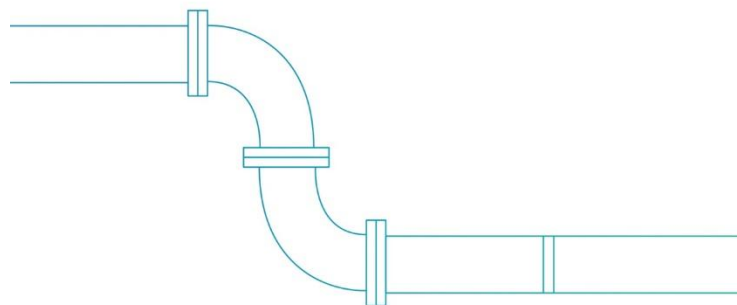
- Demande, approvisionnement et production en 2022
- Bilan Pluriannuel Prévisionnel

03

Investir pour sécuriser et adapter le réseau

38

- Renforcer la sécurité d'approvisionnement gazier du territoire national
- Sécuriser les infrastructures
- Adapter le réseau et accompagner le développement des gaz verts et l'hydrogène renouvelable et bas carbone
- Enveloppes d'investissements à dix ans



Le cadre du Plan décennal de développement (PDD)



Ce document s'inscrit dans le cadre de l'**Article L. 431-6 du code de l'énergie**, qui prévoit que les GRT élaborent, après consultation des parties prenantes intéressées, un plan décennal de développement de leur réseau fondé sur l'offre et la demande de gaz, les prévisions d'injection sur le territoire de gaz renouvelables ainsi que les prévisions raisonnables à moyen terme de développement des infrastructures gazières, de consommation de gaz et des échanges internationaux.

Le plan décennal mentionne les principales infrastructures de transport qui doivent être construites ou modifiées de manière significative dans les dix ans, répertorie les investissements déjà décidés, ainsi que les nouveaux investissements qui doivent être réalisés dans les trois ans, en fournissant un calendrier prévisionnel de réalisation de tous les projets d'investissements. Ce plan est soumis à l'examen de la CRE, qui consulte, selon des modalités qu'elle détermine, les utilisateurs du réseau et rend publique la synthèse de cette consultation. La CRE vérifie si le plan décennal couvre tous les besoins en matière d'investissements et s'il est cohérent avec le plan européen non contraignant élaboré par le Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport institué par le règlement (CE) n° 715/2009 du 13 juillet 2009.

Le plan décennal doit également tenir compte des hypothèses et des besoins identifiés dans le rapport relatif à la **planification des investissements dans le secteur du gaz élaboré par le ministre chargé de l'énergie**.

Le plan décennal de développement du réseau de Teréga 2022-2031 a été présenté aux acteurs du marché en deux temps :

- une première Concertation Gaz le 19/10/2022 afin de présenter au marché les projets de sécurité d'approvisionnement, répondant à la problématique de baisse des importations russes. Cette concertation s'est accompagnée d'une période de consultation du 19/10 au 15/11/2022 ;
- une deuxième Concertation Gaz le 07/12/2022 portant sur l'intégralité du document et prenant en compte les contributions reçues de la consultation.

Le PDD, une démarche qui évolue

L'exercice du PDD s'inscrit dans une démarche globale en cohérence avec celle du GT Stratégie française Energie-Climat (SFEC) et "Avenir des infrastructures" et couvre les éléments suivants :

Sécurité/Maintien

- Identification des projets de sécurité/maintien selon une analyse multicritères

Canalisations libérables - Réseau régional (CO₂/H₂...)

- Études de réseau
- Cas été/hiver

Besoin stockage TRF

- Pointe P2 avec gaz vert à 90% de foisonnement
- Variation consommation & production entre été et hiver

Flux et transits

- Flux sur le réseau Grand Transport Teréga
- Transits à Pirineos et à l'interface avec GRTgaz



Intégration gaz verts - Rebours Distribution/Transport

- Production vs. consommation dans chaque zonage biométhane

Intégration gaz verts - Rebours Transport/Transport

- Production vs. consommation dans chaque zone d'injection

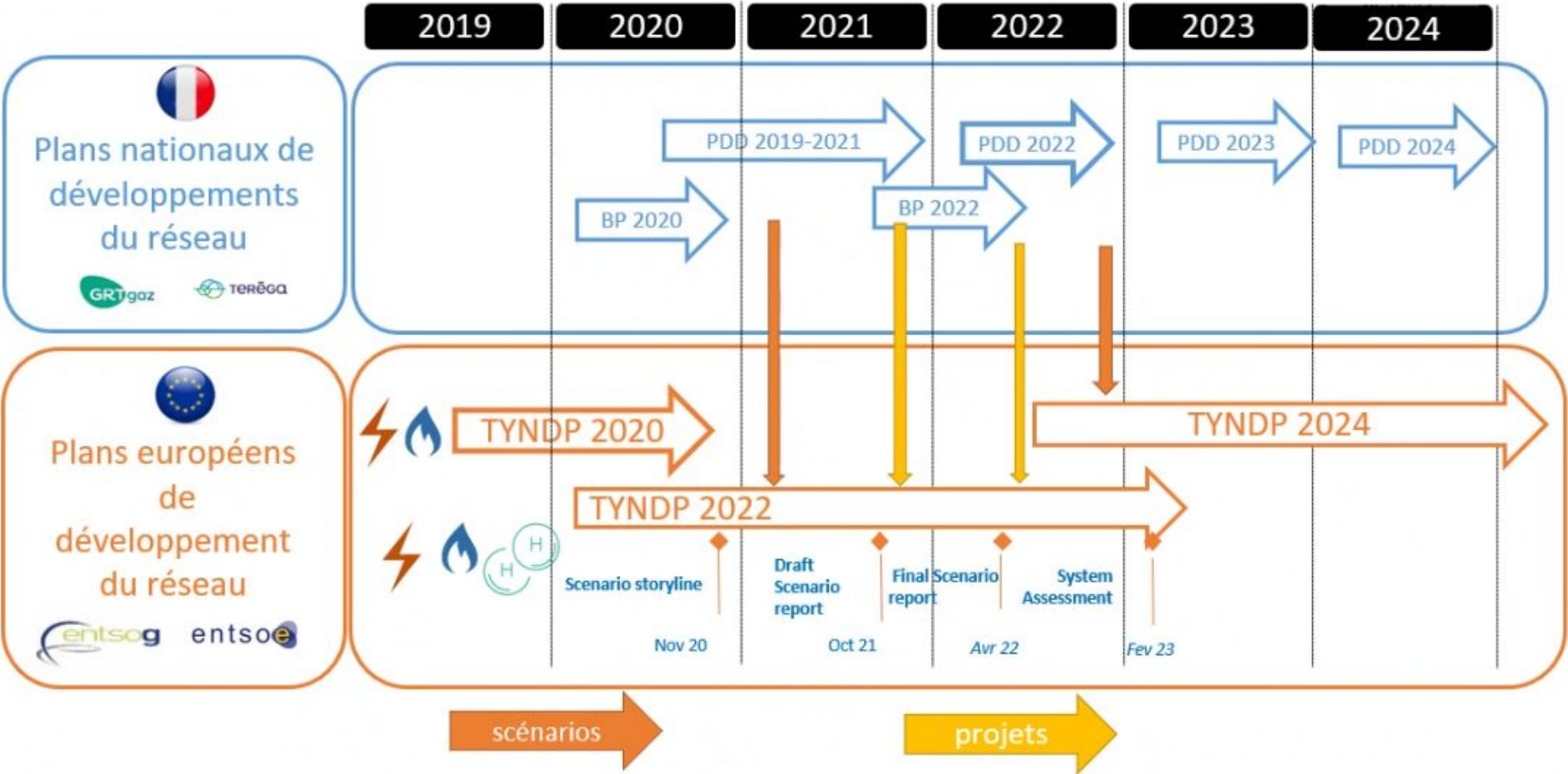
Canalisations convertibles - Réseau Grand Transport (H₂)

- Fondé sur prévisions transits européens et flux interrégionaux
- Cohérence avec la dorsale européenne de l'hydrogène

Sécurité d'approvisionnement

- Identification des projets de sécurité d'approvisionnement

Articulation entre les plans européens et nationaux





Le contexte 2022

Les cadres de politique énergétique aux niveaux européen, national et régional

Les enjeux actuels

Réduction des émissions de méthane

Stratégie européenne pour atteindre les ambitions de la stratégie climat (-35 à 37% d'ici 2030 par rapport à 2005)

SFEC / LPEC / SNBC 3 / PPE (2024-2033)

La SFEC présentera la feuille de route actualisée de la France pour atteindre la neutralité carbone en 2050.

Constituée de la première LPEC, qui doit être adoptée mi 2023, et déclinée par la SNBC 3^e édition, le PNACC 3^e édition et la PPE 2024-2033 (adoption S1 2024).

Stratégies H₂

EU – partie intégrante du Green Deal et du plan de relance

FR - 3,4 milliards d'euros d'ici 2023 et jusqu'à 7,2 milliards d'euros d'ici 2030.

Autres États Membres – Allemagne, Espagne, Portugal

Souveraineté énergétique

Stratégie européenne de réduire la dépendance au gaz Russe, conséquence de la guerre Russie – Ukraine
Accélérer la solidarité entre États Membres

Inflation

Prix record des énergies

Impact sur l'industrie, le tertiaire et le résidentiel.

Importations de GNL en très forte hausse en Europe

La France devient un des plus gros importateurs de GNL en Europe.

Contexte européen

Fit for 55 / REPower EU

Dynamisme de la filière biométhane

Un potentiel à mobiliser aux niveaux national et européen

La politique énergétique européenne



Actions d'urgence
pour limiter la hausse des prix
et assurer le remplissage
des stockages l'hiver prochain



Nouvelles règles de stockage de gaz :

- Obligations de remplissage des stockages à **90% au 1^{er} octobre 2023 (80% en 2022)** avec des seuils intermédiaires.



Réduction volontaire engageante de la demande de gaz pour tous les États Membres :

- - 15% par rapport à la moyenne 2017-2021
- - 7% pour les États Membres non/peu interconnectés ou avec des besoins pour la production d'électricité



Mesures pour mettre fin
à la dépendance
au gaz russe : 20 Mds €



Objectif de s'affranchir du gaz russe en 2027, travail avec les fournisseurs de gaz étrangers et investissements dans les infrastructures nécessaires

Réduction de 155 Gm³ de gaz fossile en cible en 2030 soit 55 Gm³ en plus des ambitions "Fit for 55".



2030

35 Gm³ de bioCH₄ en cible en 2030, doublement de l'ambition du paquet "Fit for 55"



Hydrogen Accelerator pour accélérer le développement des infrastructures de transport et de stockage d'hydrogène

La politique énergétique nationale : les mesures de sécurité d'approvisionnement



→ Remplissage des stockages

→ Loi pouvoir d'achat :

- Mise en place de "stocks de sécurité" visant à maximiser le taux de remplissage des stockages. Le ministre de l'énergie ordonne aux opérateurs de stockage d'acheter le gaz nécessaire pour compléter le remplissage en cas de besoin.

→ Plan de sobriété :

- Objectifs de réduction de 10% des consommations d'électricité et de gaz d'ici 2024 (vs. 2019)

→ Dispositif de répartition de la consommation

- Conso > 300 MWh/an

→ Dispositif d'interruptibilité garantie des consommateurs de gaz :

- Modification des conditions d'éligibilité et d'activation
- Augmentation de la rémunération
- Objectif de 150 GWh/j de capacité interruptibles (dont 6 GWh/j pour Teréga)

→ Délestage

- Consommation > 5 GWh/an

La politique énergétique nationale : le développement des gaz renouvelables



→ **Projet de loi d'accélération des énergies renouvelables :**

- Accélération des procédures d'autorisation
- Libération d'un potentiel foncier adapté
- Amélioration du financement et de l'attractivité des projets EnR et meilleur partage de la valeur avec les riverains affectés par les projets

→ **Biométhane : dispositions prises au Conseil Supérieur de l'Énergie**

- Allongement du délai de mise en service pour relancer certains projets et pour tenir compte des retards pris suite à la pénurie des composants et à la hausse des coûts depuis le début du conflit russo-ukrainien.
- Réindexation du tarif d'achat du biométhane pour tenir compte de l'inflation

Le contexte régional en Nouvelle Aquitaine et en Occitanie



Région Nouvelle-Aquitaine



- Mise en œuvre de la feuille de route Néo Terra issue des objectifs du Sradet visant 100% de gaz renouvelables en 2050.
- Renforcement de l'animation et du soutien à la méthanisation agricole en relation avec la chambre régionale d'agriculture.
- Engagement d'une étude sur la logistique et les usages hydrogène pour affiner la feuille de route hydrogène votée en 2021.
- Animation de la feuille de route H₂ initiée et portée par l'ADI.
- Engagement d'une étude transfrontalière sur les usages de l'hydrogène par la CCI transfrontalière Bihartean.

Région Occitanie



- Un travail de coopération entre Teréga et la région Occitanie est actuellement mené afin d'organiser une complémentarité entre la stratégie énergétique de la région et les besoins de développement d'infrastructures de transport et de stockage sur les sujets de l'hydrogène et du biométhane.
- L'Occitanie poursuit sa stratégie hydrogène ambitieuse avec des productions au niveau de Port-la-Nouvelle qui vont débuter en 2023. La Région a d'ores et déjà identifié de multiples usages dans les secteurs industriel, aéronautique et des mobilités.
- La Région engage une nouvelle dynamique sur le biométhane.



02

Demande et offre de gaz - Bilan et perspectives

Demande, approvisionnement et production de gaz en 2022

Bilan Pluriannuel Prévisionnel

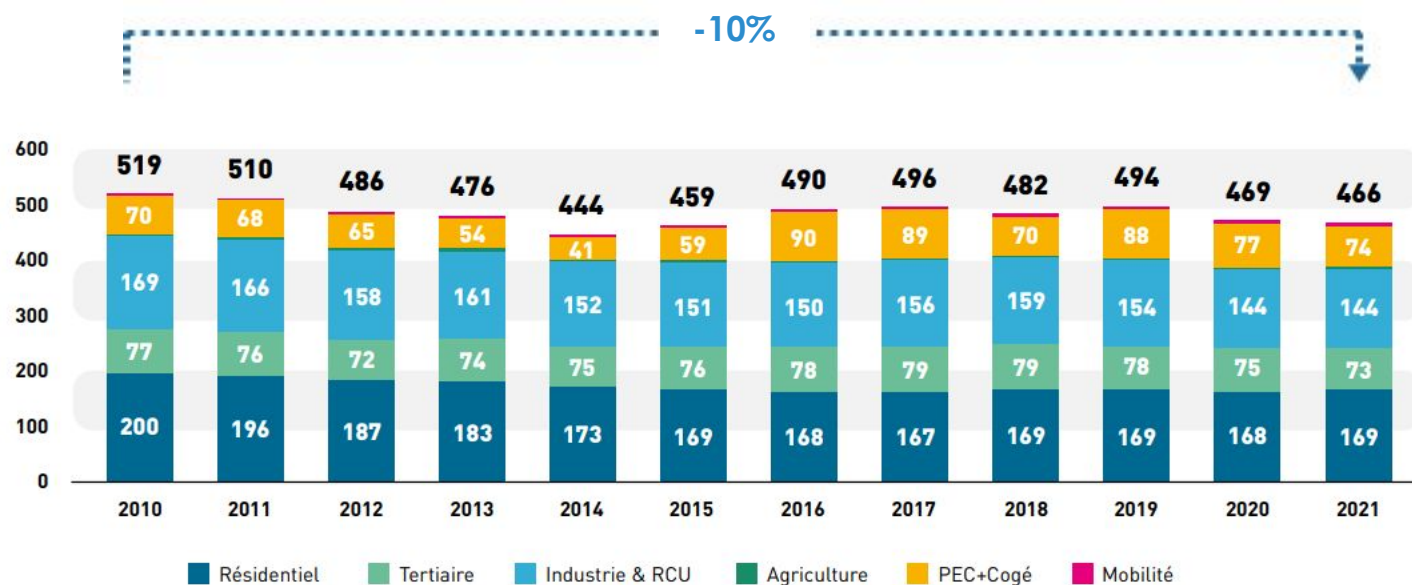
02

Demande et offre de gaz - Bilan et perspectives

Demande, approvisionnement et production de gaz en 2022

Bilan Pluriannuel Prévisionnel

La demande de gaz en France : bilan



Consommation de gaz en TWh PCS - Corrigé du climat

Source : Perspectives gaz, édition 2022

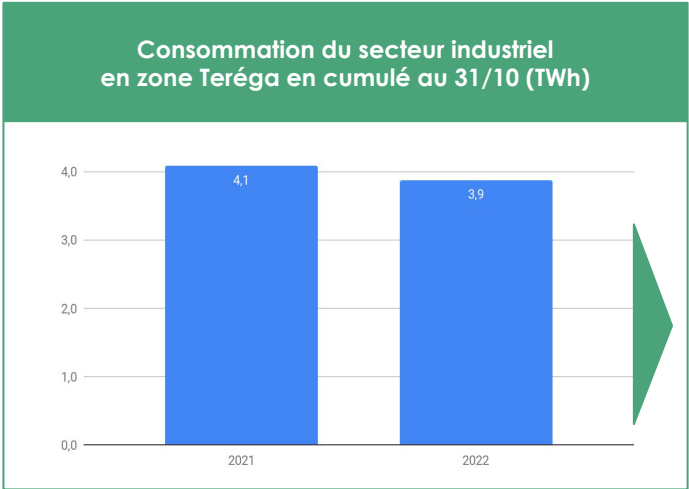
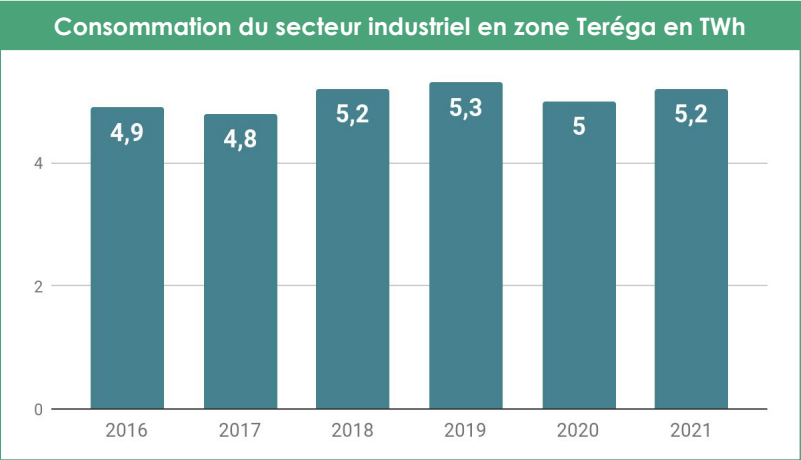
En 2021, la consommation de gaz en France a atteint :

466 TWh

(données corrigées du climat) soit -0,6 % vs 2020

- Des baisses de consommation dans l'industrie en 2020 qui n'ont pas été rattrapées en 2021, en raison d'une réduction très marquée dans les secteurs du raffinage et de la pétrochimie, ces derniers faisant face à une conjoncture particulière depuis la crise du COVID.
- Stabilité des consommations dans le secteur résidentiel & tertiaire.
- Production électrique similaire à 2020. À noter une projection 2022 en très forte hausse en raison d'une dégradation de la disponibilité du parc nucléaire.

La demande de gaz dans la zone Teréga : bilan



Projections 2022 :

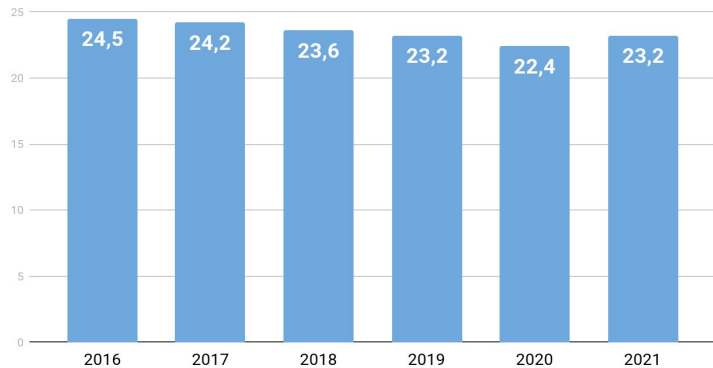
-5% au 31/10/2022

vs 2021, s'expliquant par la montée spectaculaire des prix depuis le début de la crise Russie/Ukraine.

→ En 2021, la consommation de gaz en zone Teréga s'élevait à :

28,3 TWh (données corrigées du climat) soit + 3,3% vs 2020
avec une consommation du secteur industriel qui a rattrapé son niveau d'avant COVID.

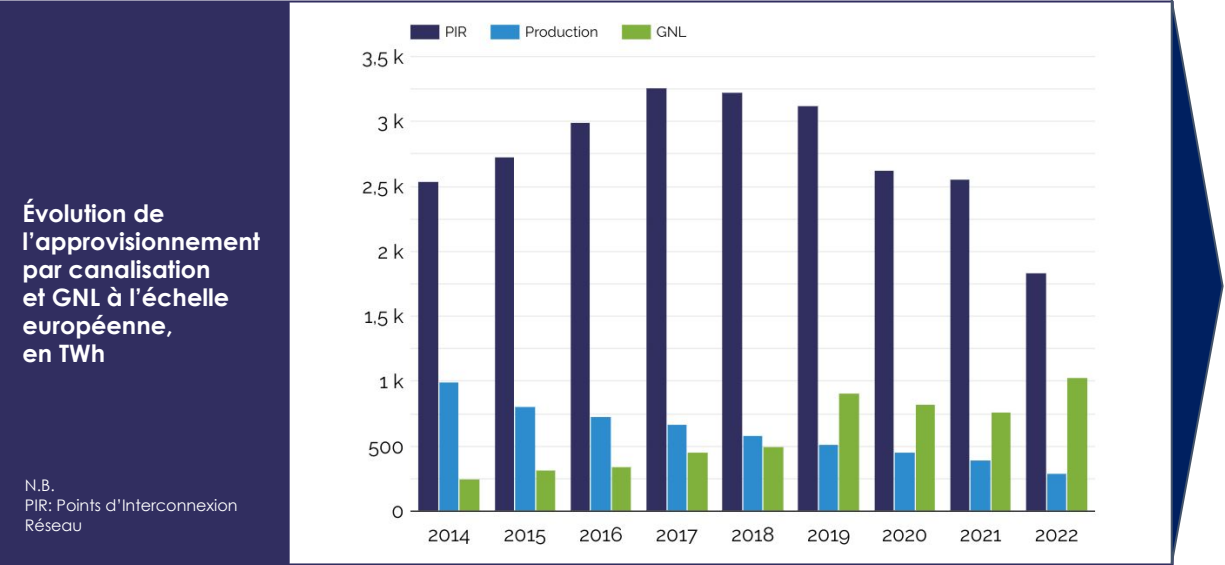
Consommations des DP (corrigées du climat) :
23,2 TWh +3,5% vs. 2020



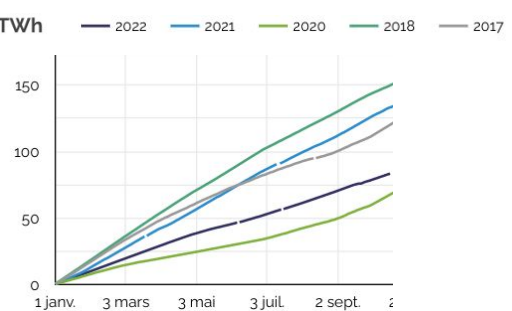
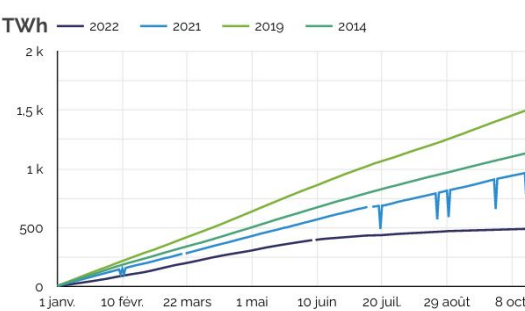
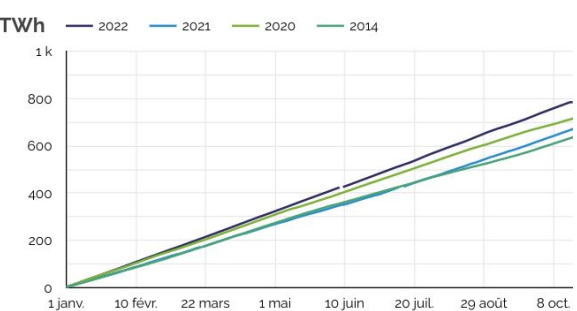
Évolution des consommations corrigées du climat des DP (TWh)

Source : données internes Teréga

Bilan des importations européennes de gaz naturel en 2022



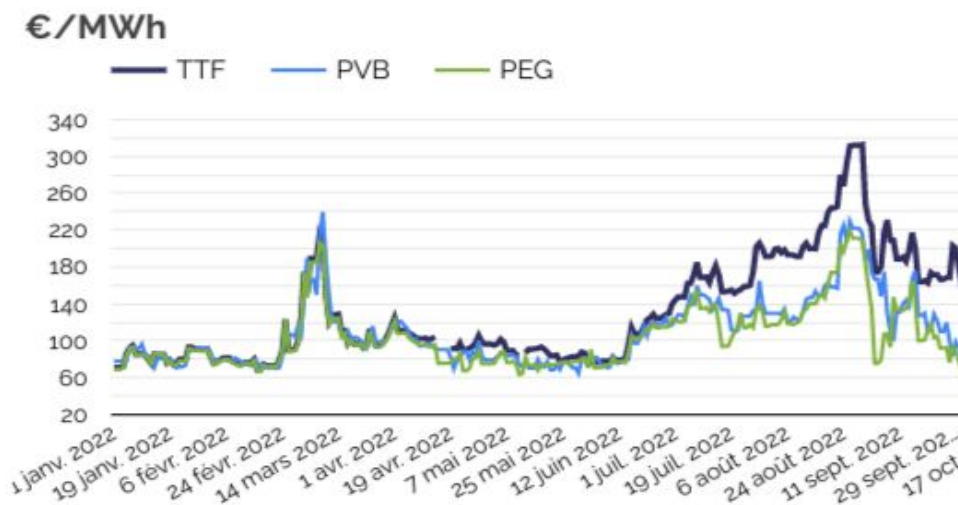
- **Baisse des importations depuis la Russie**
(-54% : janv-sept 2022 vs 2021)
- **Sollicitation maximale de la Norvège**
mais qui ne compense pas totalement l'arrêt de l'approvisionnement russe (+15% : janv-sept 2022 vs 2021)
- **Très forte contribution des terminaux européens**
(+87 % : janv-sept 2022 vs 2021)
- Des importations depuis l'Algérie toujours limitées par la fermeture de la canalisation GME en novembre 2021
- Une production européenne qui poursuit son déclin



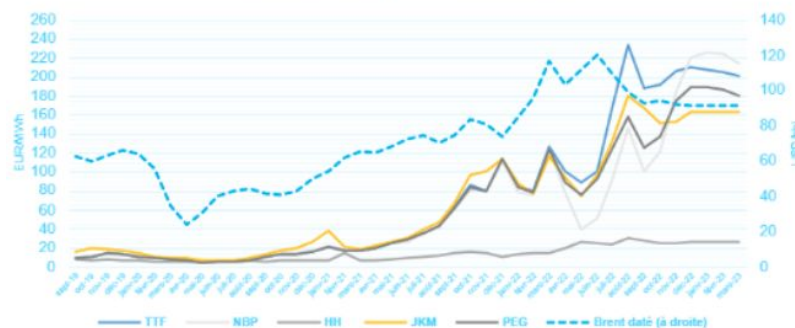
Source : Transparency Platform

Conditions de marché en TRF

Évolution
des prix européens
(€/MWh)

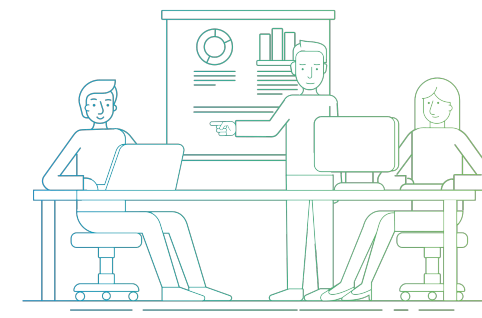


Évolution
des prix internationaux

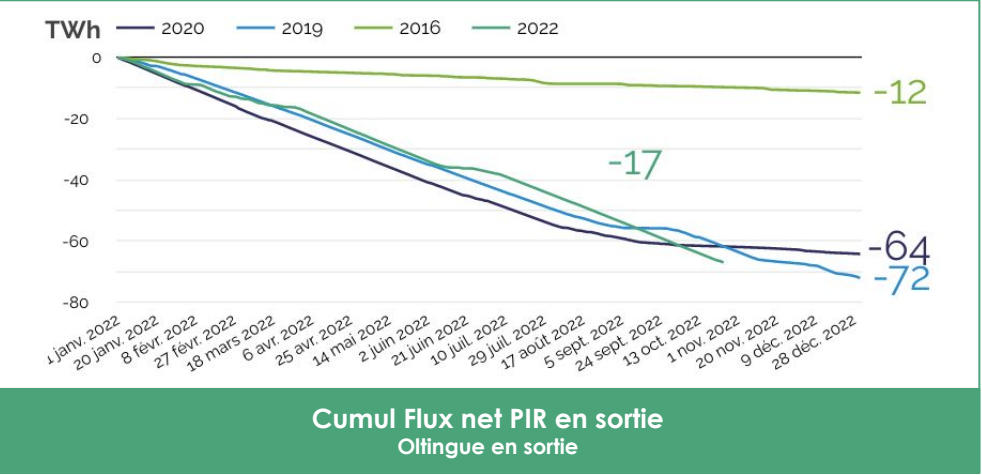
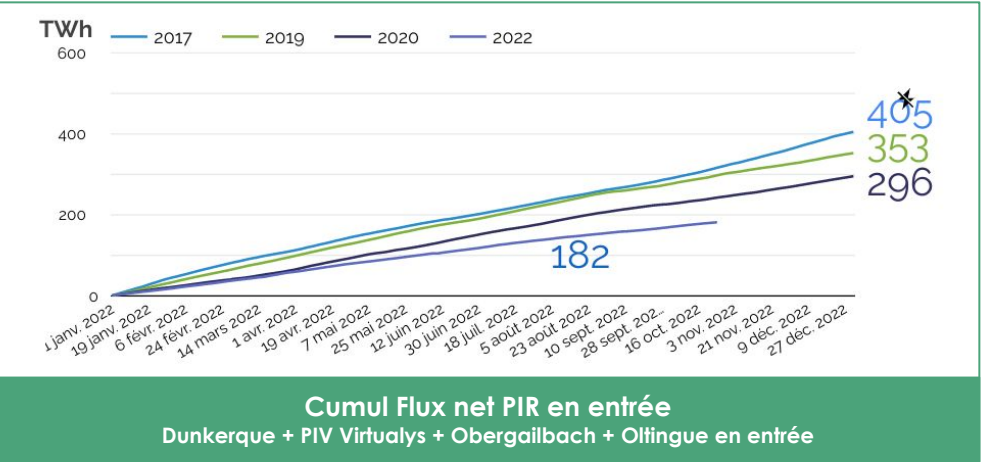


Source : Powermex, GRTgaz

- Une décorrélation des prix des places de marché européennes et en particulier du TTF et PEG depuis le début de la crise en raison de la reconfiguration des flux (importations faibles des flux russes)
- Des conditions de marché très volatiles et une liquidité plus faible
- Des conditions de marché qui attirent le GNL en Europe



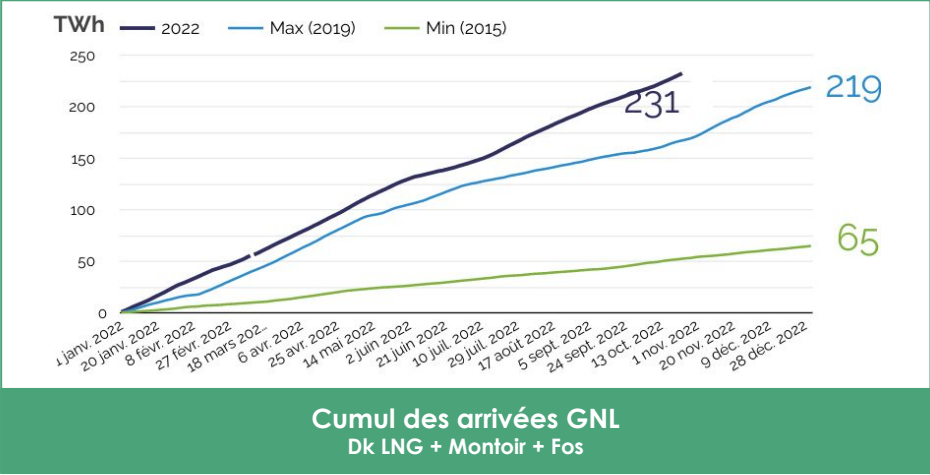
Conséquences sur les flux à la maille France...



→ Les approvisionnements par canalisations sont en très forte baisse :

- les flux entrants depuis l'Allemagne et la Belgique sont redirigés vers l'Est de l'Europe,
- les importations depuis la Norvège se maintiennent,
- Oltingue sollicité en Sortie.

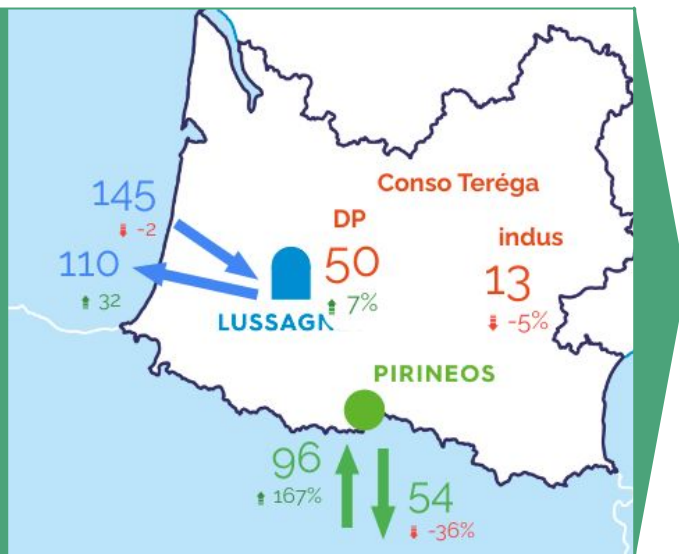
→ **Les terminaux méthaniers sont très fortement sollicités** pour remplacer la baisse d'entrée depuis l'Allemagne et la Belgique et atteignent des niveaux très élevés (plus haut que 2019 qui était l'année record)



Source : Transparency Platform

... et en zone Teréga

Moyenne des allocations en entrée et sortie entre janvier/septembre 2022 en GWh/j et différence avec la moyenne de la période précédente



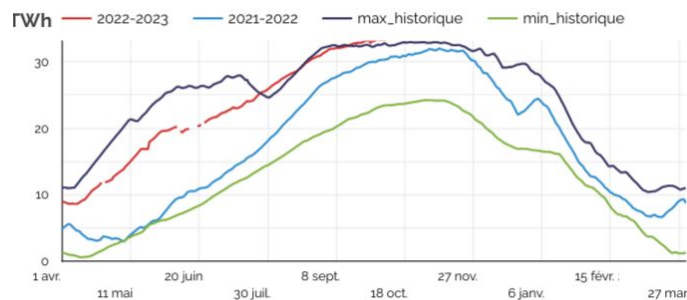
→ Pirineos est sollicité dans le sens Espagne → France

Les flux nets sont désormais en entrée.

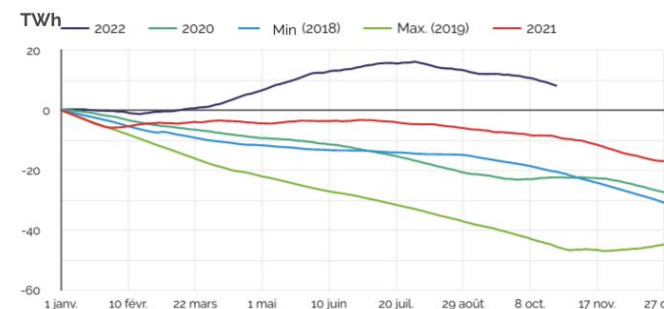
- Hausse historique de 275% des flux physiques en provenance d'Espagne, soit 68 GWh/j vs. 18 GWh/j en moyenne sur Q1/Q2/Q3 2022 vs 2021.

→ 2022 confirme l'intérêt d'une offre bidirectionnelle la plus flexible possible à PIRINEOS afin de répondre rapidement aux différentes configurations du marché.

→ **Le site de Lussagnet est rempli à 102%*** au 21/11/22 en raison d'injections maximisées jusqu'en septembre/octobre et un début d'hiver très doux (faibles soutirages).



Evolution du stock à Lussagnet, en TWh



Evolution des flux nets à Pirineos, en TWh

Source : données internes Teréga

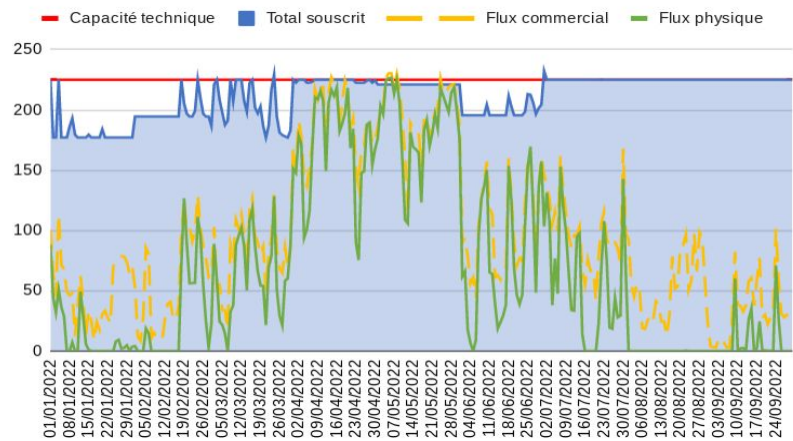
* capacités additionnelles mises sur le marché grâce à la performance du stockage

Des impacts sur les congestions

Deux constats :

1. Le VIP Pirineos est de plus en plus sollicité en entrée

Utilisation du point Pirineos en 2022 en GWh/j, sens Espagne > France



2. Des flux contraints par les limites Sud > Nord sur le réseau national dans certaines situations (cf. cas d'étude illustré ci-contre)

→ Depuis fin novembre, la baisse des approvisionnements de gaz norvégien au nord de la France engendre une configuration de réseau fortement contrainte par les congestions Sud > Nord

Étude des distances aux limites pour la limite SN1 et SN3

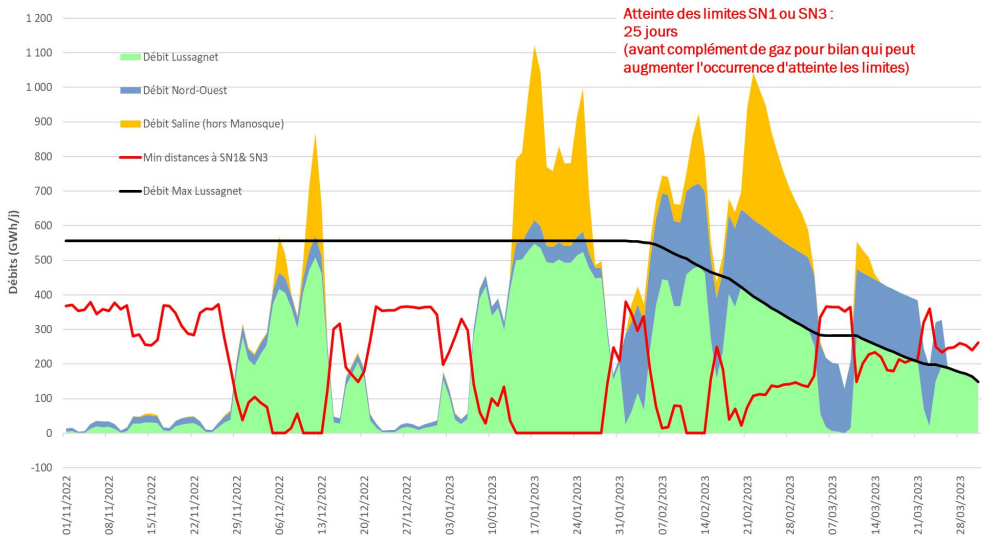
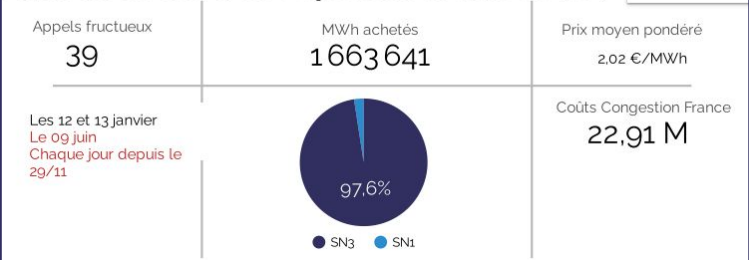


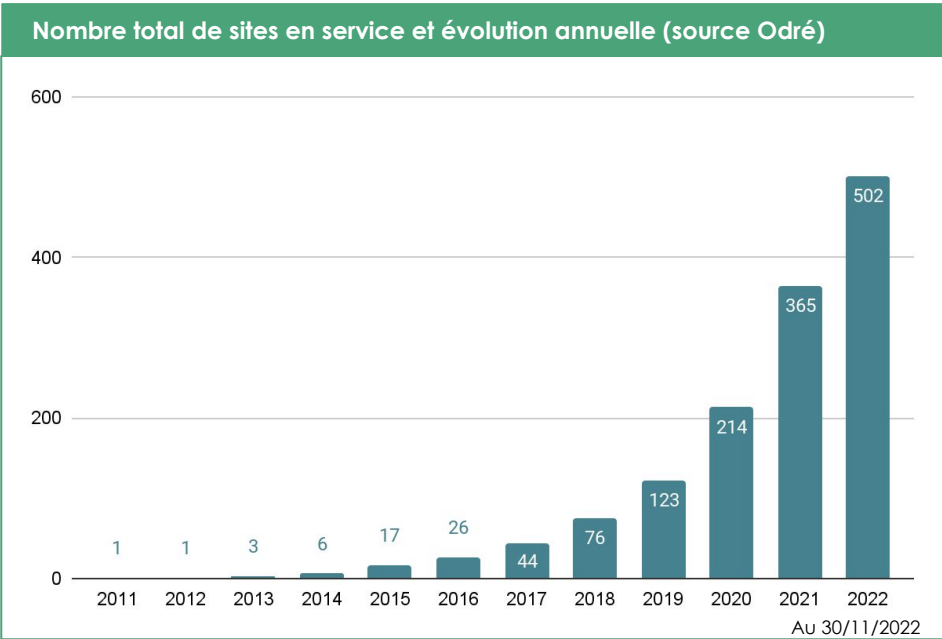
Tableau de bord des spreads localisés (SL)*

1 janv. 2022



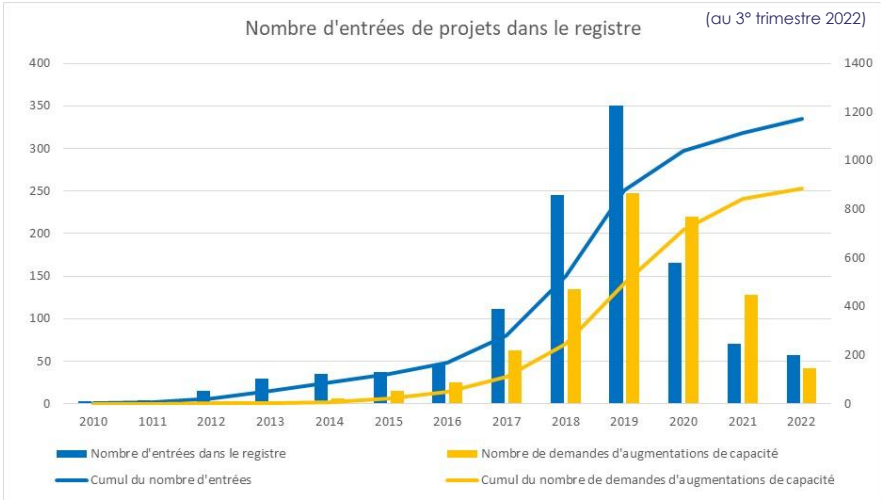
actualisé au 13/12/2022

Le dynamisme de la filière biométhane



Les délibérations de la CRE sur la mise en place des **Certificats de Production Biométhane** (CPB) et les **appels d'offres** (AO) parues à la fin du premier trimestre 2022 sont un signal de soutien à la filière pour maintenir un rythme élevé de développement de la filière, afin de répondre aux objectifs législatifs et aux enjeux de souveraineté énergétique.

- A la fin Novembre 2022, la France comptait **502 sites d'injection de biométhane** (soit 137 sites supplémentaires par rapport à la fin de l'année 2021).
- **Les injections de biométhane** sur le réseau de gaz français représentent **4,3 TWh** en 2021.
- 1 149 projets sont en file d'attente (au 31/12/2021) avec une ambition d'atteindre 50 TWh injectés en 2030 comme annoncé dans les Perspectives Gaz 2022 par les opérateurs de distribution et de transport.



Source : Perspectives Gaz, édition 2022 et Registre des capacités

L'IGR : Indicateur des Gaz Renouvelables

L'Indicateur Gaz Renouvelable (IGR) est le ratio entre le biométhane produit et le gaz consommé.

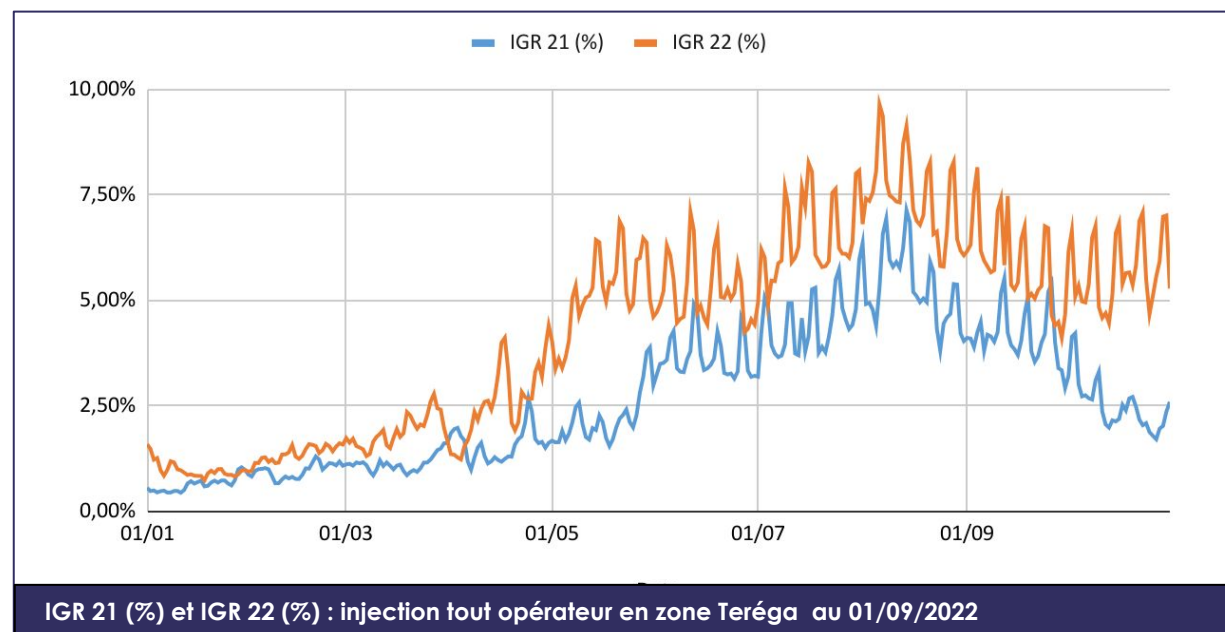
En zone Teréga :

- **IGR 2022 (tout opérateur en zone Teréga) :**
3,9 % en moyenne (au 01/09)
- En moyenne, $IGR_j^* 2022 = 1,7 \times IGR_j 2021$
- **IGRj max en 2022 : 9,6% le 06/08/2022**

À la maille France :

- **IGR 2022 (tout opérateur - France) :**
1,5 % en moyenne (au 01/09/22)

* journalier



Source: Odré (<https://odre.opendatasoft.com/explore/dataset/igra-nat/export/>) + analyses Teréga

Teréga, acteur de la filière biométhane

Le réseau de Teréga accueille à fin octobre 2022 **six unités de production de biométhane** pour une capacité d'injection d'environ **200 GWh/an**.

Cinq autres producteurs se sont engagés contractuellement et assureront à terme l'injection supplémentaire de **360 GWh/an**.

La dynamique positive se manifeste également au travers d'une **dizaine de projets supplémentaires**, dont le raccordement est aujourd'hui au stade de l'étude de faisabilité.

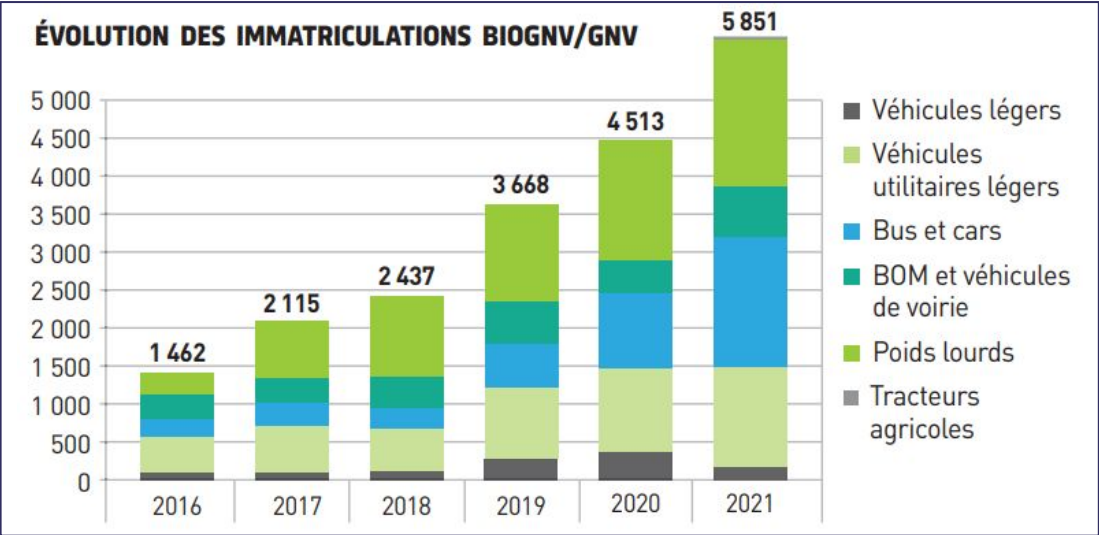
6
sites en injection
200 GWh/an

5
contrats
360 GWh/an

1 BIOVILLENEUVOIS (47) 100 GWh/an	2 METHALAYOU (64) 10 GWh/an
3 ARSEME (09) 15 GWh/an	4 MELUSINE (33) 20 GWh/an
5 PROMETER (12) 45 GWh/an	6 AGRIENERGIE (33) 10 GWh/an
1 BIOBEARN (64) 230 GWh/an	
2 TRIFYL (81) 65 GWh/an	3 CAP VERT ENERGIE (81) 30 GWh/an
4 ENERGIES SUD AVEYRON (12) 10 GWh/an	5 GARONNE BIOGAZ (82) 25 GWh/an



Teréga, acteur de la filière biométhane

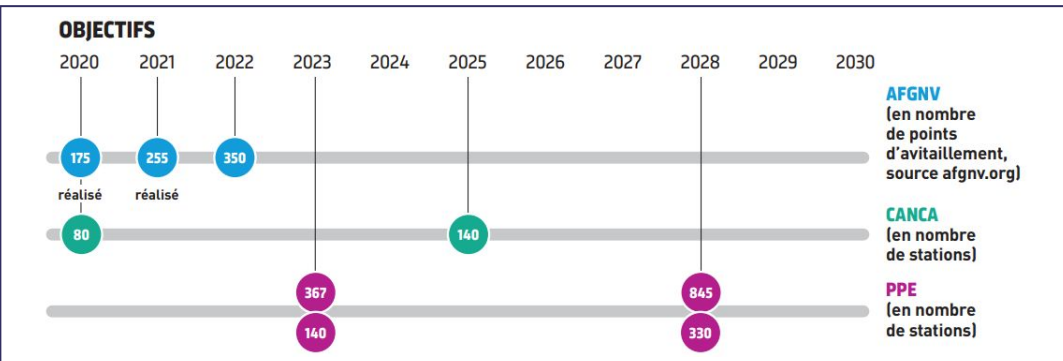
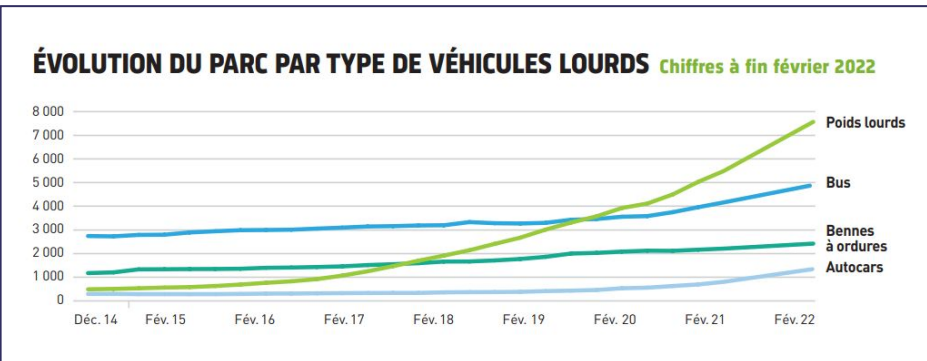


→ 32 200 véhicules roulent au BioGNV/GNV en France.

→ Les véhicules lourds constituent l'essentiel du parc roulant au GNV/bioGNV, ce dernier étant une des solutions alternatives permettant au secteur de se décarboner.

- 5 % des poids lourds vendus en France en 2021 sont au GNV
- 17% des bus urbains et 12 % des bennes à ordures roulent au GNV

→ Un réseau de distribution de GNV qui ne cesse de se développer avec 255 stations en service en 2021.



Source : <https://www.afgnv.org/wp-content/uploads/2022/06/Panorama-GNV-2021-simples-plages.pdf>

Le développement du Gaz Naturel Véhicule en France : état des lieux



2 stations publiques en service

20 GWh/an

- 1 BIOGNV DU CONFLUENT
Damazan (47)
- 2 SEVEN OCCITANIE
St Sulpice la Pointe (81)

4 stations privatives Teréga

2 GWh/an

- | | |
|------------------|-----------------|
| 1 Pau (64) | 3 Cugnaux (31) |
| 2 Lussagnet (40) | 4 Barbaira (11) |

TRANSPORTEUR

Teréga propose une offre dédiée aux stations GNV construite sur la base d'un branchement classique et un poste de livraison dit "au fil du gaz" permettant de tirer partie de la pression d'exploitation du réseau de transport.

À fin octobre 2022, deux stations GNV publiques sont raccordées au réseau de transport de Teréga, à Damazan (47) et Saint-Sulpice-la-Pointe (81).

CLIENT UTILISATEUR

Teréga a opté pour une flotte 100% GNV dans le cadre de son programme éco-responsable BE+ et a investi dans quatre stations d'avitaillement privatives, sur ses sites de Pau (64), Lussagnet (40), Cugnaux (31) et Barbaira (11).

02

Demande et offre de gaz - Bilan et perspectives

Demande, approvisionnement et production de gaz en 2022

Bilan Pluriannuel Prévisionnel

Les perspectives d'évolution de la demande de gaz en France en volume à long terme

→ Trois scénarios retenus pour le PDD en cohérence avec l'exercice en cours du GT SFEC "Avenir des infrastructures" :

- **ADEME S1**
 - **ADEME S3**
 - **Un scénario à 320 TWh**
- issus du rapport [Transition\(s\) 2050 de l'ADEME](#)
- construit à partir de la trajectoire haute des [Perspectives Gaz 2022](#)

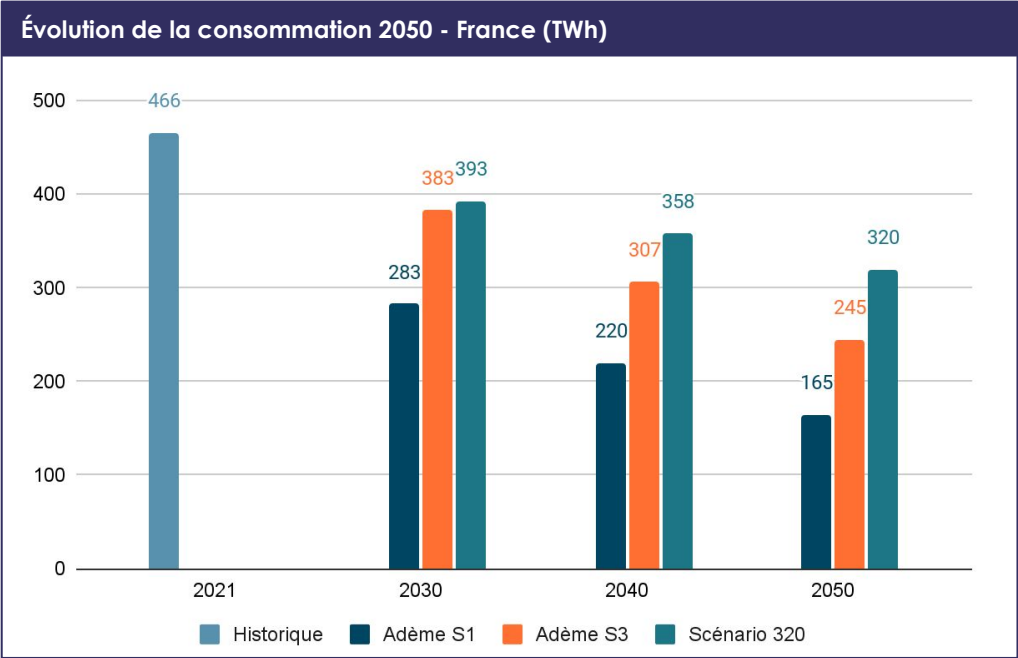
	consommation	production
Scénario bas (165 TWh en 2050)	Hypothèses du scénario S1 de l'ADEME converties en PCS	Hypothèses du scénario S1 de l'ADEME proratisées pour simuler un scénario de référence avec un bilan équilibré en 2050
Scénario médian (245 TWh en 2050)	Hypothèses du scénario S3 de l'ADEME converties en PCS	Hypothèses du scénario S1 de l'ADEME proratisées pour simuler un scénario de référence avec un bilan équilibré en 2050
Scénario haut (320 TWh en 2050)	Hypothèses des GR : à horizon 2030 (scénario Territoires des perspectives gaz) / à horizon 2050 consommation calée sur la base du potentiel de production	Hypothèses des GR

N.B. GR: Gestionnaires de réseaux

GT SFEC "Avenir des infrastructures"

Dans le cadre des travaux pour la SFEC et du GT "sécurité d'approvisionnement", la DGEC a demandé à la CRE de piloter une étude sur l'avenir des infrastructures en CH4 en 2050. La CRE a retenu trois scénarios contrastés afin d'avoir une vision exhaustive des impacts de la baisse de consommation sur le réseau.

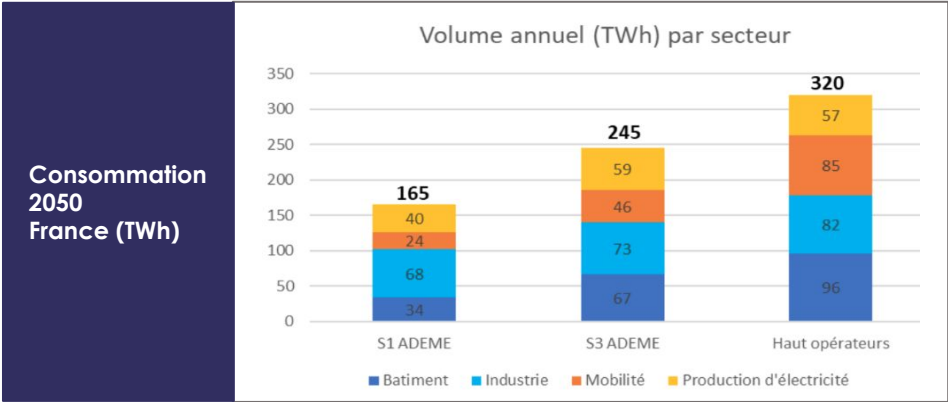
Les perspectives d'évolution de la demande de gaz en France en volume



Volume annuel (TWh)	2030	2040	2050
S1 ADEME	283	221	165
S3 ADEME	383	309	245
Scénario 320 (issu des PG)	393	357	320

Rappel sur la construction du scénario 320 TWh:

- Les Perspectives Gaz 22 incluent un scénario "haut" s'élevant à 334 TWh de consommation.
- Ce scénario a été recalé à 320 TWh, correspondant au potentiel de production identifié dans le même exercice (Cf. slide 33).
- Les hypothèses suivantes ont été retenues pour 2030 et 2040 :
 - le point de passage à 2030 résulte de la projection de la baisse en 2050 sur le scénario "territoires ajusté" 2030,
 - 2040 est une interpolation linéaire entre 2030 et 2050.



Les perspectives d'évolution de la demande de gaz en France à la pointe

Une pointe estimée à **4 202 GWh/j en 2022** et qui se situerait entre 1 151 et 2 619 GWh/j à l'horizon 2050 avec les hypothèses suivantes :

→ Dans le bâtiment :

- Part des clients gaz résidentiel équipés d'une PAC hybride :

Part des PAC h	2030	2040	2050
ADEME S1	0%	0%	0%
ADEME S3	10%	36%	62%
PG22_variante_320	8%	28%	38%

- Ratio de conso gaz annuel d'un client en PAC hybride par rapport à un client en chaudière gaz uniquement :

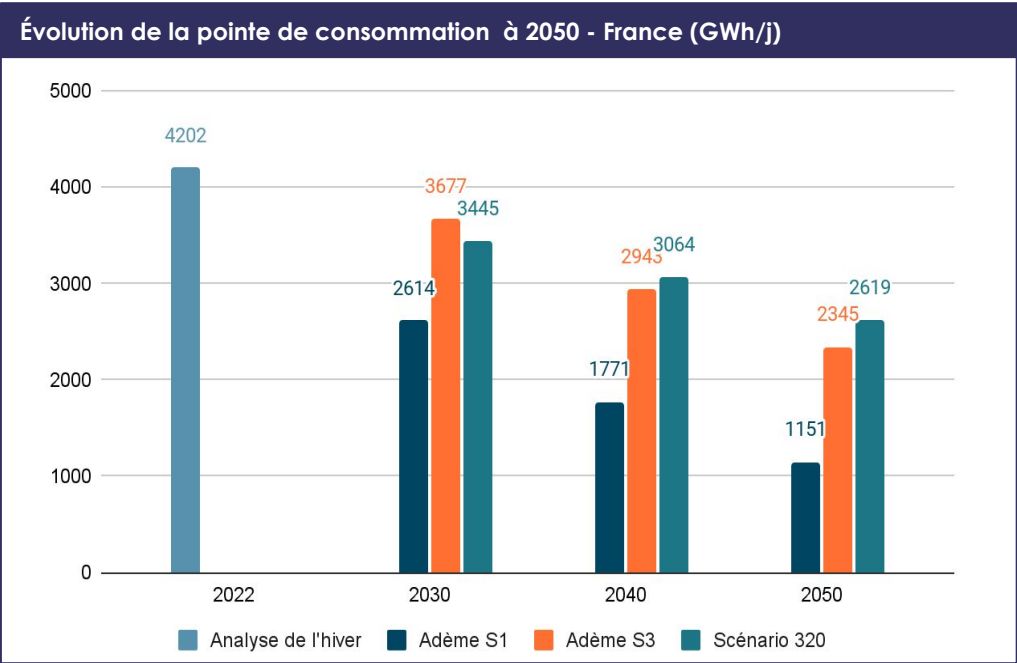
	Ratio conso PACH
ADEME S1	10%
ADEME S3	10%
PG22_variante_320	17%

→ Dans le secteur de l'énergie :

- Baisse de la capacité installée des cogénérations de 20% en 2030 par rapport à 2020, conformément au bilan prévisionnel à 2030 de RTE et disparition complète en 2050.

→ Dans le secteur de la mobilité :

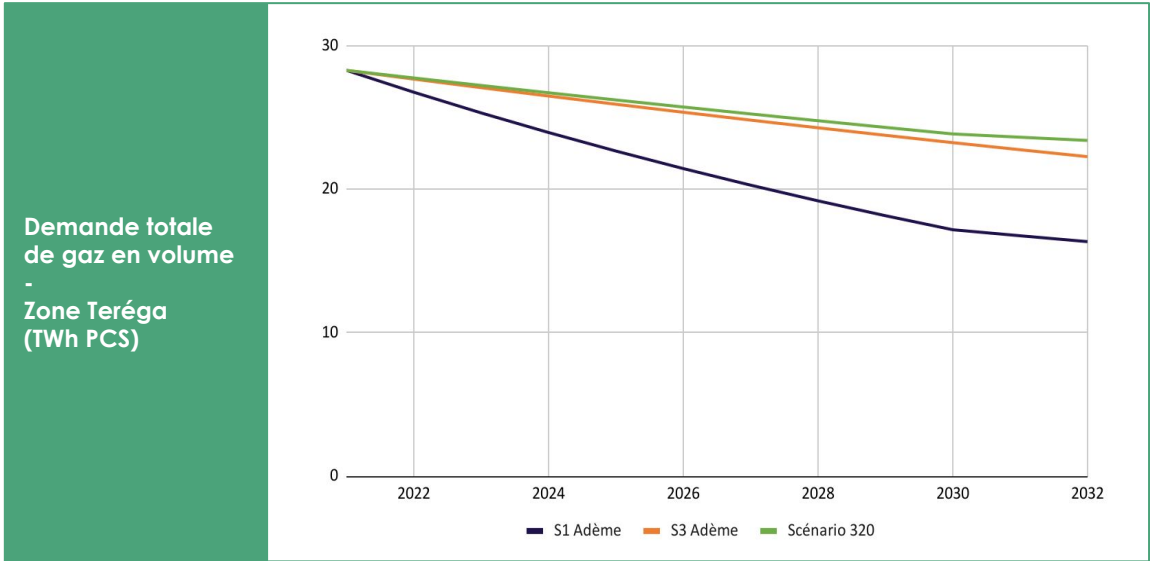
- La consommation annuelle est divisée par 300 jours (correspondant à la modulation observée pour la mobilité).



Déclinaison des trajectoires en volume et à la pointe en zone Teréga

L'évolution sur la zone Teréga en volume reprend les hypothèses des 3 scénarios précédemment décrits :

- S1 de l'ADEME
- S3 de l'ADEME
- Scénario 320 issu des Perspectives gaz 2022

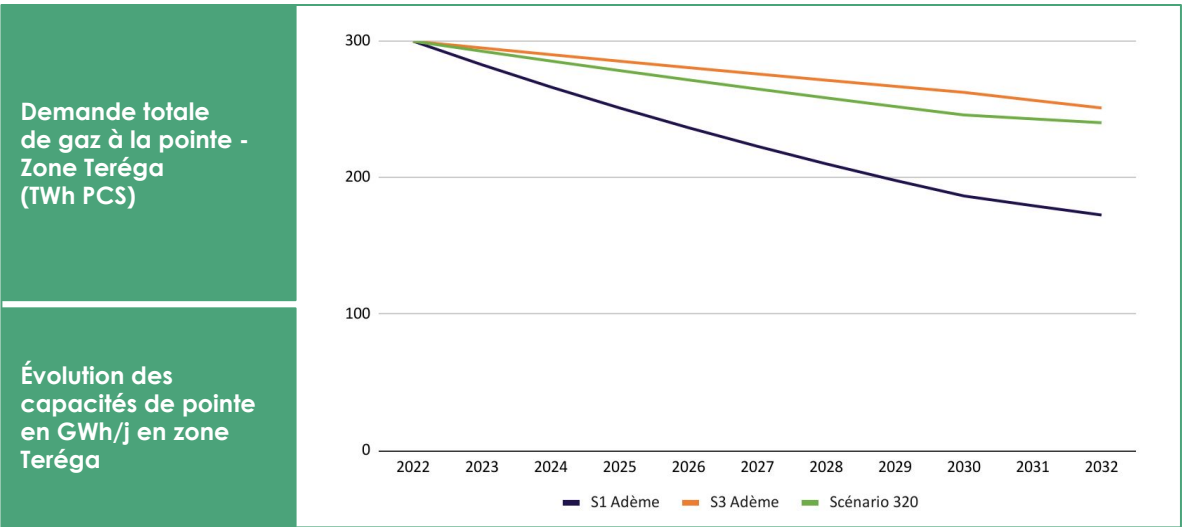


300 GWh/jour de consommation de pointe en zone Teréga

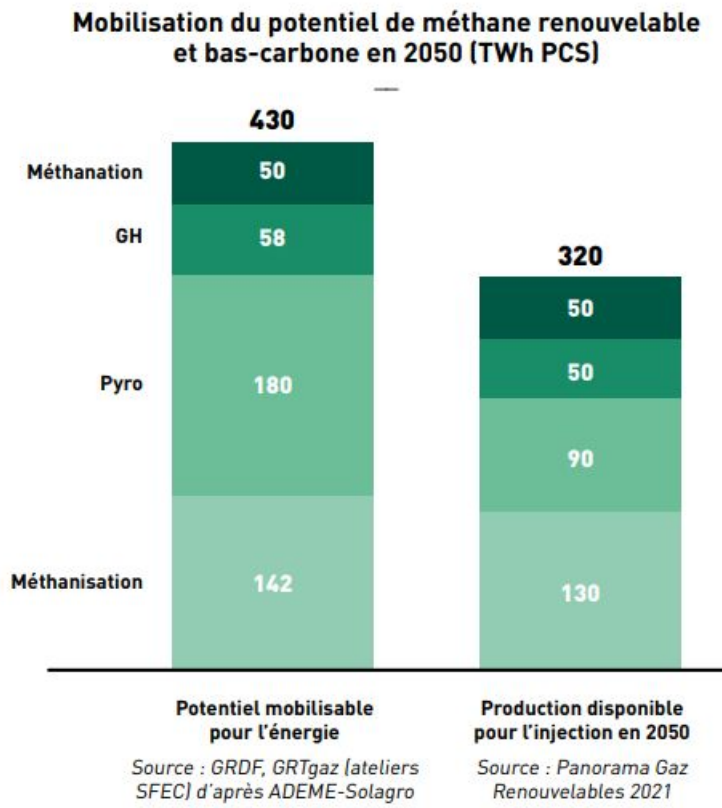
pour l'hiver 2022-23 avec la répartition suivante :

- **90 %** pour les **Distribution Publiques**
- **10 %** pour les **industriels** raccordés sur le réseau de transport

Les réseaux de chaleur représentent 2,2 % de la pointe sur la zone Teréga. Teréga poursuit les travaux d'amélioration de l'évaluation et de la projection de la demande de pointe.

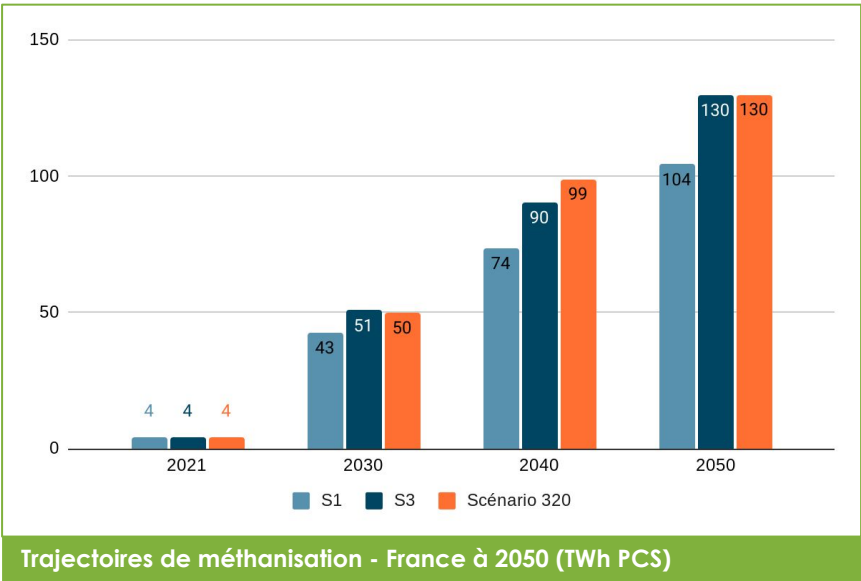


Le dynamisme de la filière biométhane en France : perspectives



Source : Perspectives Gaz, édition 2022

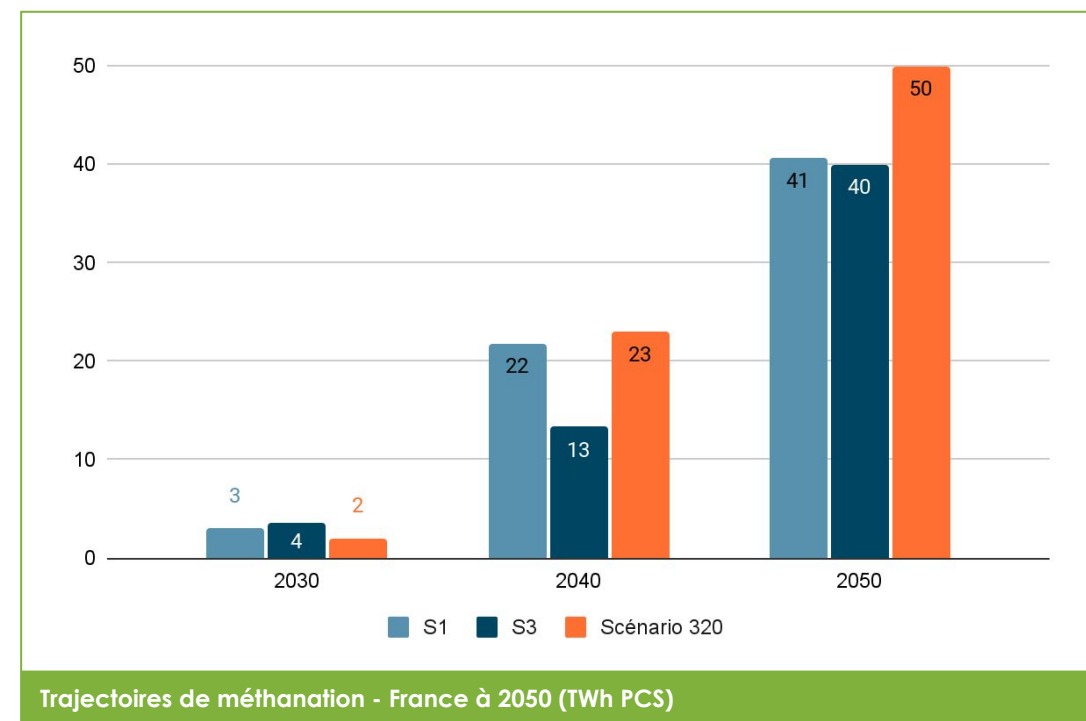
- Le scénario 320 TWh issu des Perspectives Gaz 2022 s'appuie sur un **potentiel de production de méthane renouvelable injectable dans le réseau de gaz de 430 TWh à l'horizon 2050**, provenant de plusieurs filières de production : la méthanisation, la pyrogazéification, la gazéification hydrothermale et la méthanation.
- Une trajectoire de production réaliste pour l'injection en 2050 a été retenue à **320 TWh** afin de tenir compte d'hypothèses de concrétisation de ces potentiels et d'intégrer une concurrence entre vecteurs pour la valorisation de certains types de biomasse utilisés.



Trajectoire de méthanation

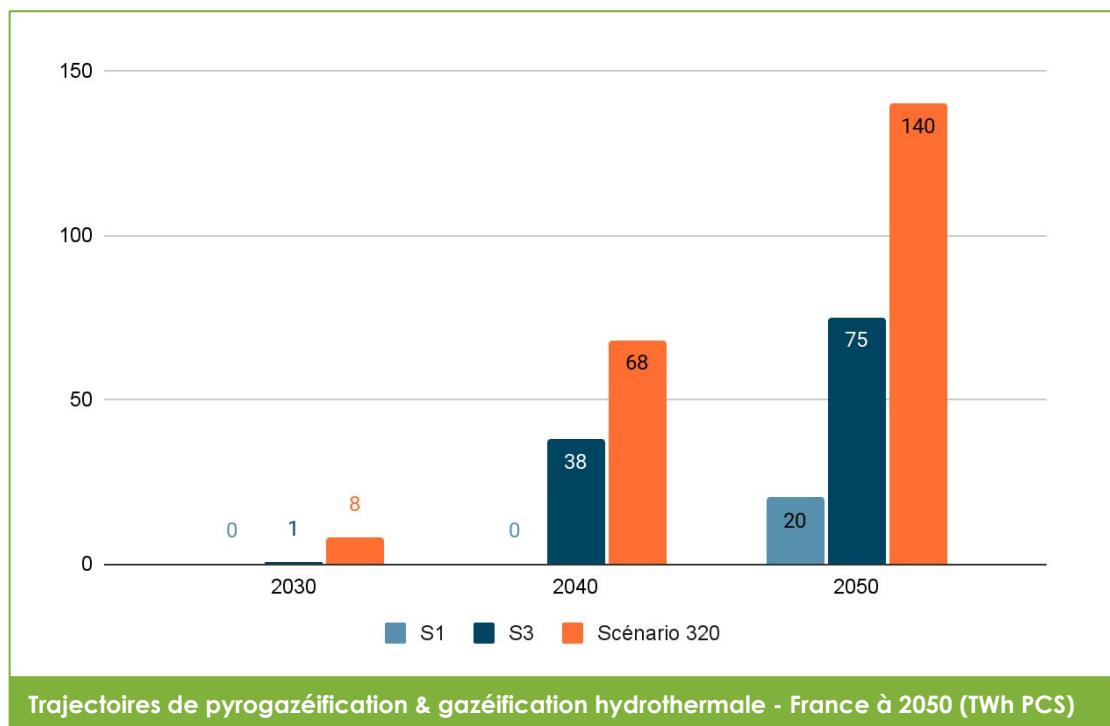
L'édition 2022 des Perspectives Gaz a retenu une trajectoire de **50 TWh** en cohérence avec l'étude ADEME 2021, en valorisant utilement les excédents de production électrique renouvelable.

Cette trajectoire est identifiée en évaluant les optimisations possibles de la valorisation du CO₂ et en misant notamment sur une synergie forte entre méthanisation et méthanation, électrolyseurs et unités de méthanation étant installés sur les sites de méthanisation pour valoriser le CO₂ biogénique. Pour rappel, la méthanation permet de produire du méthane de synthèse en recombinaison de l'hydrogène avec du CO₂ (par exemple issu de méthanisation).



Source : Perspectives Gaz, édition 2022

L'émergence des filières pyrogazéification et gazéification hydrothermale en France



Source : Perspectives Gaz, édition 2022

Dans le scénario des opérateurs (320 TWh), le potentiel mobilisable de la **pyrogazéification** s'élève à **180 TWh en 2050**.

Les Perspectives Gaz édition 2022 retiennent une production disponible de **90 TWh** pour l'injection de méthane renouvelable ou de récupération issu de pyrogazéification.

Le processus de pyrogazéification de résidus solides tels que la biomasse ligneuse (bois, paille...) ou ses déchets ultimes préparés (combustibles solides de récupération) consiste en l'oxydation partielle de la matière à haute température afin de produire un gaz de synthèse, qui par une étape de méthanation puis d'épuration sera amené aux spécifications du gaz naturel.

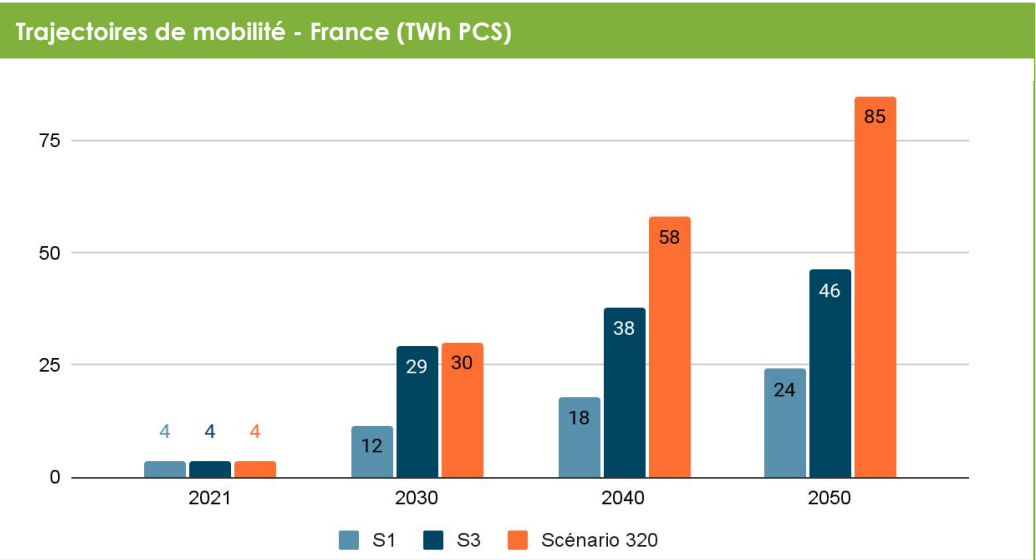
Le potentiel mobilisable de la **gazéification hydrothermale** s'élève à environ **58 TWh**. La trajectoire de production disponible pour injection retenue dans cet exercice s'élève à **50 TWh**.

Pour rappel, la gazéification hydrothermale est un procédé thermochimique à haute pression et haute température qui permet de convertir la biomasse liquide en biométhane.

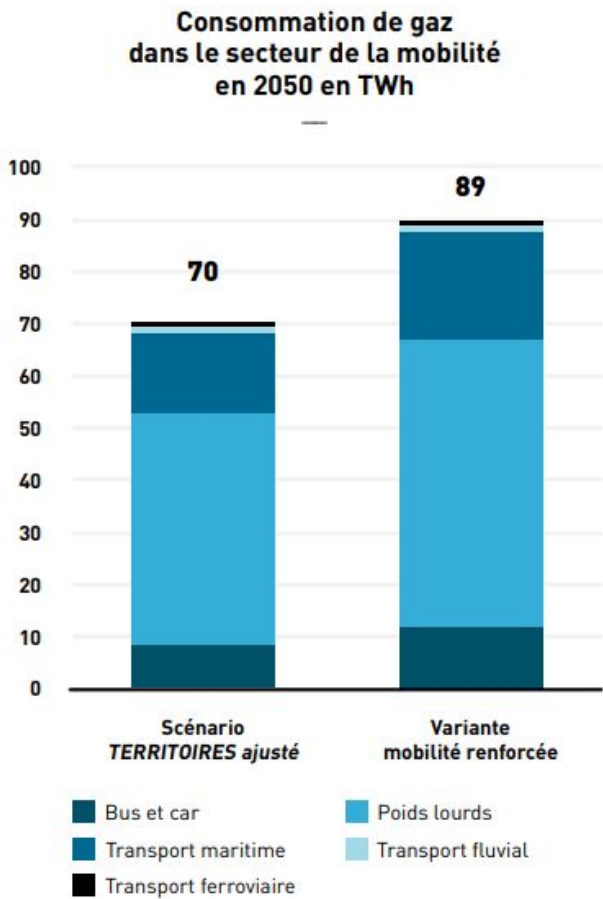
Trajectoires - Mobilité gaz en France

Trajectoire retenue pour le scénario 320 TWh (Haut Perspectives Gaz):

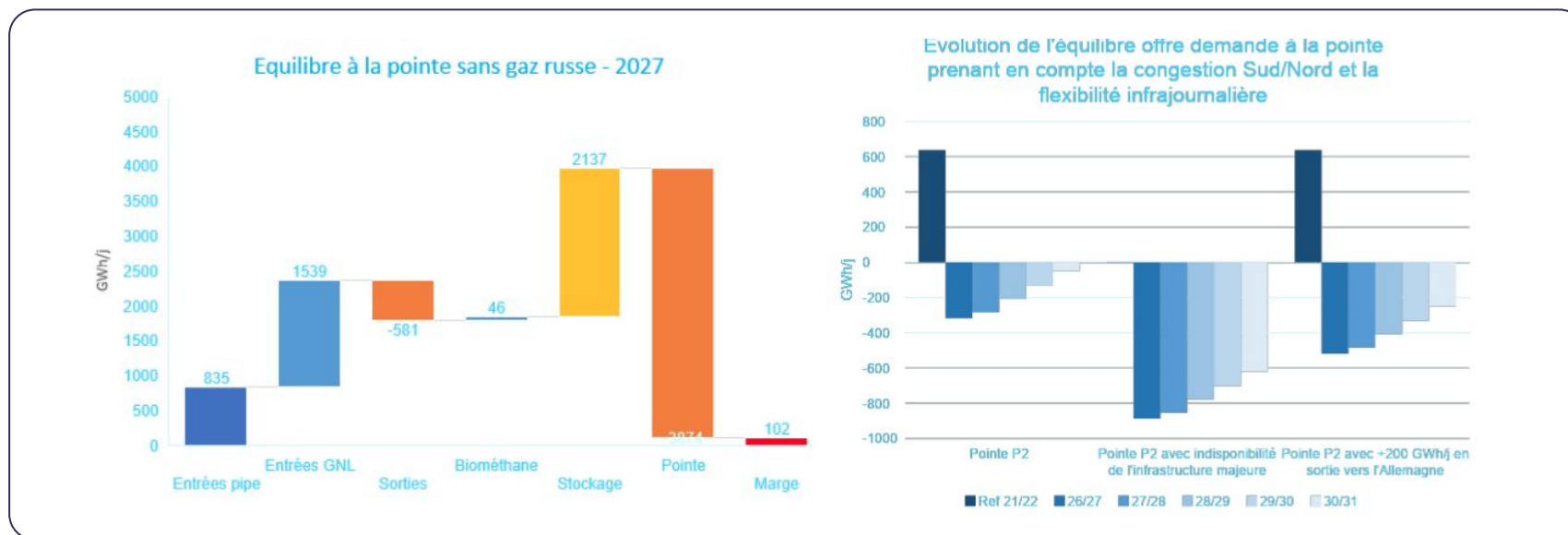
- Les consommations de biométhane dans le secteur du transport (bioGNV) sont concentrées sur la mobilité lourde : le bioGNV représenterait **jusqu'à 60% des camions et 50% des bus et cars en 2050** dans la trajectoire haute des Perspectives gaz 2022.
- Une part de la consommation est concentrée sur le transport maritime incluant les soutes internationales.



Source : Perspectives Gaz, édition 2022



Bilan offre/demande à 2027 - Enjeux de sécurité d'approvisionnement



Hypothèses

- Absence de gaz russe
- Sorties maximisées vers l'Italie et la Belgique

En cas de maximisation des capacités d'exportation et également de pointe de froid au risque 2%, tous les points d'entrée devraient être utilisés à leur maximum sans marge technique. L'indisponibilité d'une infrastructure contraindrait davantage le système à la pointe.

- Il en résulte une marge Entrées/Sorties très réduite avec **peu de souplesse opérationnelle (maintenance, congestion, incidents) ou de flexibilité pour le marché.**
- Des améliorations telles que la mise en place d'un FSRU, la baisse de la demande et une production importante de gaz renouvelables permettront d'accroître les marges.



03

Investir pour sécuriser et adapter le réseau

Renforcer la sécurité d'approvisionnement gazier du territoire national

Sécuriser les infrastructures

Adapter le réseau et accompagner le développement des gaz verts
et l'hydrogène renouvelable et bas carbone

Enveloppes d'investissements à dix ans



03

Investir pour sécuriser et adapter le réseau

Projets d'infrastructures sur le réseau de Teréga contribuant à renforcer la sécurité d'approvisionnement gazière

Sécuriser les infrastructures

Adapter le réseau et accompagner le développement des gaz verts et l'hydrogène renouvelable et bas carbone

Enveloppes d'investissements à dix ans

Augmentation des capacités d'entrée à Biriadou (Pirineos)

Ce projet vise à **exploiter la pleine capacité de la canalisation DN 600 "Artère de l'Adour"** reliant Arcangues (64) à Coudoures (40) soit 60 GWh/j supplémentaires.



1^{re} phase

→ Augmenter la capacité à hauteur de +40 GWh interruptibles

Ne nécessitant aucun investissement, ces capacités supplémentaires en entrée à Pirineos sont commercialisées depuis le 1^{er} novembre 2022.

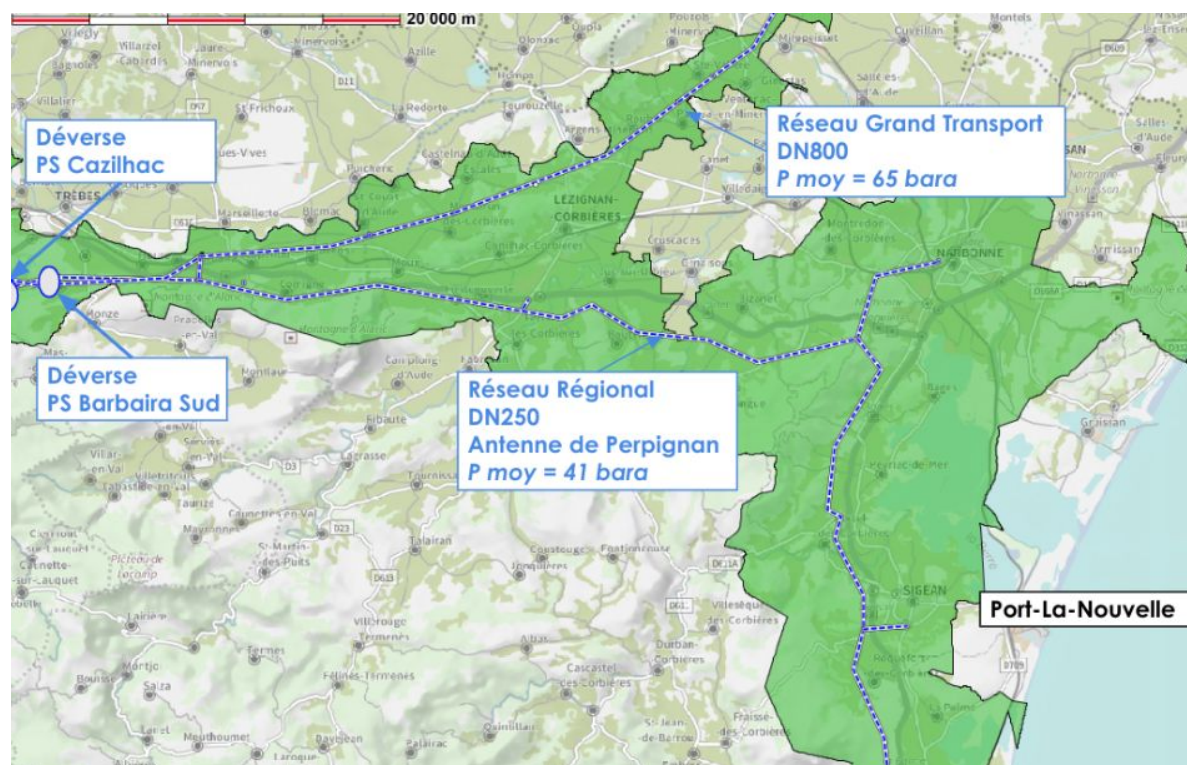
2^e phase

→ Déterminer les investissements nécessaires sur les réseaux espagnols et français, pour :

- **Développer l'intégralité des 60 GWh/j** (40 GWh/j de la 1^{re} phase + 20 GWh/j supplémentaires). Les travaux à réaliser sur le réseau Teréga consisteraient à modifier une station de comptage du gaz au niveau de Lussagnet. La mise en service pourrait être envisagée dès l'hiver 2023-24 pour un investissement estimé entre 1 et 2 M€.
- **Affermir ces 60 GWh/j (phase 1 + phase 2)**
Des études sont en cours pour déterminer les investissements nécessaires.

FSRU à Port-la-Nouvelle

Ce projet a pour objectif d'installer une **unité flottante de stockage et de regazéification (FSRU)** sur un des nouveaux quais du port, permettant d'importer du GNL et de l'injecter dans le réseau de transport.



→ Étude des différentes options de raccordement au réseau Teréga et des impacts associés :

- **Raccordement au réseau régional, distant de 7 kilomètres environ :**
 - ⇒ permettrait de développer une capacité d'environ 20 GWh/j, pour un investissement estimé à une dizaine de millions d'euros.
- **Raccordement au réseau principal, distant de plus de 40 kilomètres**
 - ⇒ permettrait de développer une capacité maximale de 230 GWh/j, pour un investissement probablement supérieur à 50 M€.
 - ⇒ des renforcements du cœur de réseau sont à prévoir

OPSTOCK - Optimisation des capacités de stockage de Lussagnet/Izaute

Ce projet de stockage permettra de **développer des capacités d'entrée sur le réseau**. Des études complémentaires vont être menées afin d'évaluer l'impact sur le réseau de transport.

→ Augmentation du volume utile

Volume Lussagnet disponible égal à 480 MNm³ (environ 5,5 TWh)

⇒ Possibilité d'en développer une partie sous la forme de volume utile

- Nécessité de conserver du volume disponible pour l'injection de gaz coussin compensant la baisse tendancielle de la nappe aquifère
- Nécessité de maintenir un équilibre proche de 50% entre volume de gaz coussin et volume utile

⇒ **Possibilité d'augmenter le volume utile de son stockage de 200 MNm³, soit 2,3 TWh (+7%)**

⇒ **Condition = injection de gaz coussin**

→ Augmentation de la capacité de soutirage

Possibilité d'augmenter le débit de soutirage de son stockage de Lussagnet/Izaute, d'une capacité évaluée à 80 GWh/j environ

⇒ **Le débit de pointe serait ainsi porté à environ 635 GWh/j (+14%)**

Conditions :

- Augmentation de la puissance de compression
- Forage de nouveaux puits de production (et éventuellement adaptation des collectes)
- Redimensionnement de certaines unités de traitement (parmi : séparation primaire, déshydratation, régénération TEG, désulfuration, qualité gaz ou odorisation selon les configurations)
- Injection de gaz coussin

OPSTOCK 2023

Possibilité de développer des capacités dès l'hiver 2023-24 :

+900 GWh de volume utile
+25 GWh/j de débit de pointe

Condition : injecter 700 GWh de gaz coussin



03

Investir pour sécuriser et adapter le réseau

Projets d'infrastructures sur le réseau de Teréga contribuant à renforcer la sécurité d'approvisionnement gazière

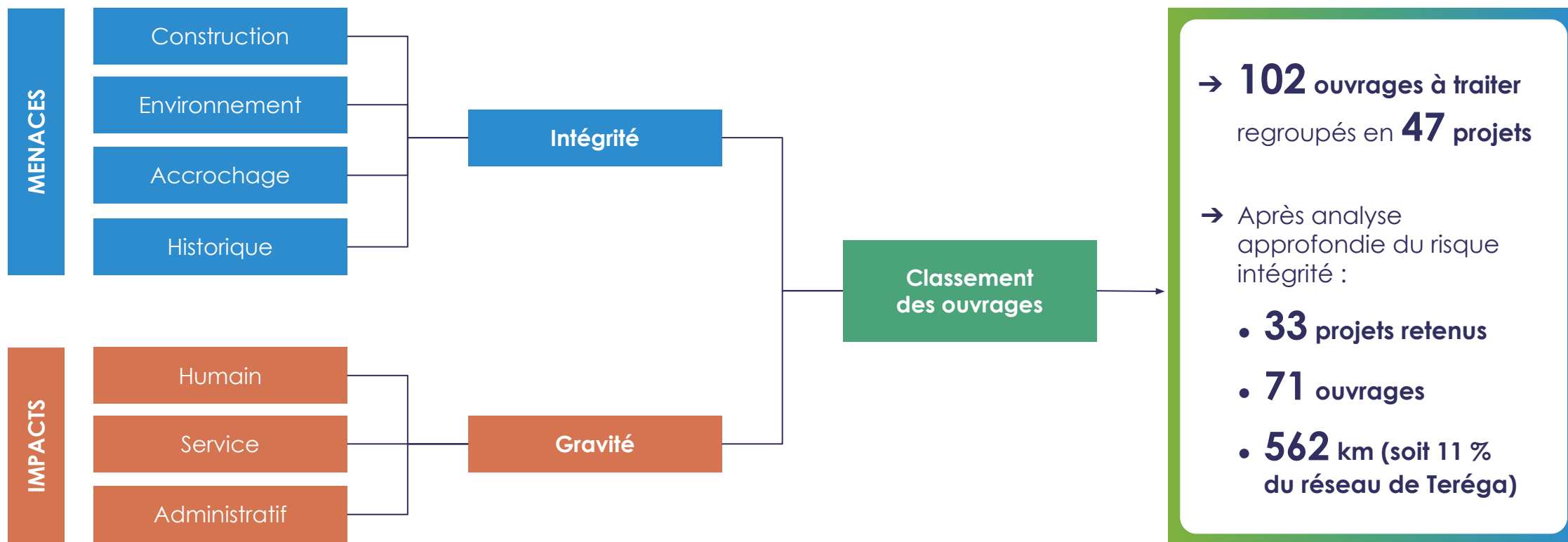
Projets de sécurité/maintien des infrastructures

Adapter le réseau et accompagner le développement des gaz verts et l'hydrogène renouvelable et bas carbone

Enveloppes d'investissements à dix ans

Méthodologie d'identification des projets de sécurité/maintenance

L'identification des ouvrages de transport à sécuriser repose sur une **analyse multi-critères** :

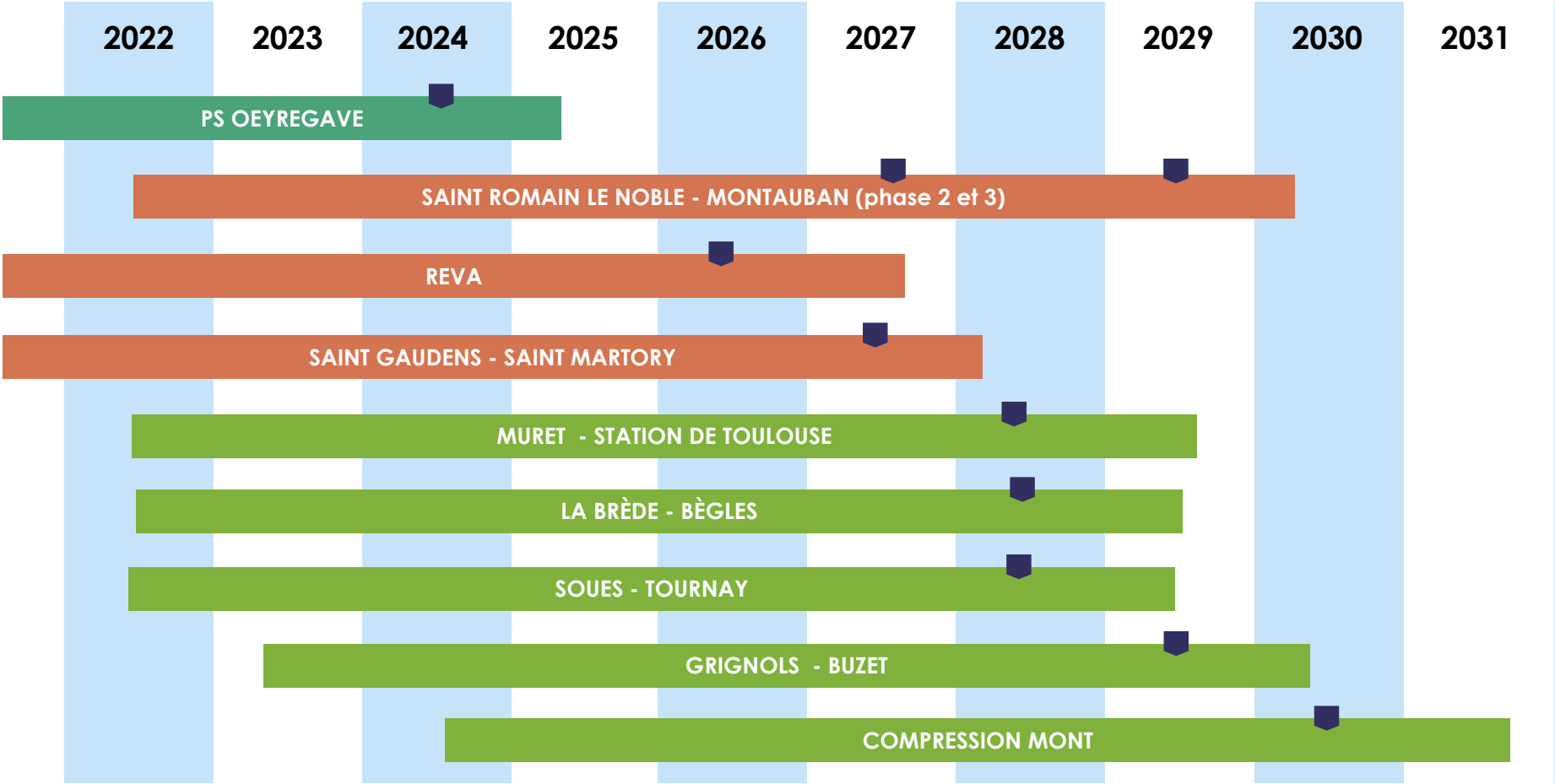


Calendrier prévisionnel des principaux investissements de Sécurité/Maintien

Sécurité
&
Maintenance

Principaux
projets :

- en cours
- à l'étude
- à venir



Investissements de Sécurité/Maintien : focus sur REVA (REnouvellement Villariès-Albi)

REVA, un projet local de modernisation de notre réseau

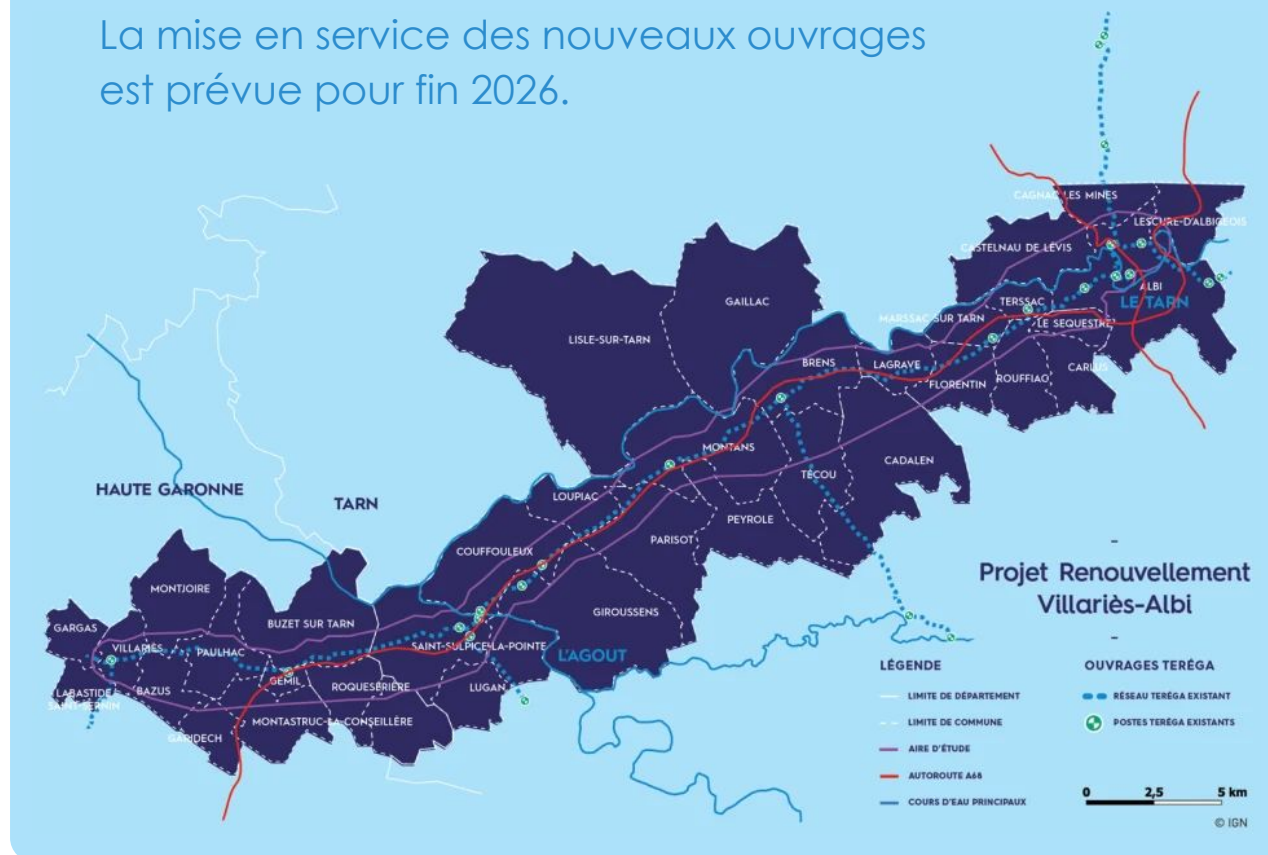
Avec près de **70 km de canalisations à renouveler** entre les communes de Villariès (31) et Albi (81), le projet REVA (Renouvellement Villariès-Albi) répond à un enjeu de **modernisation et de sécurisation de nos infrastructures** de transport de gaz en Occitanie tout en accompagnant la **transition énergétique des territoires**.

La canalisation, reliant les deux communes et alimentant **14 Distributions Publiques et 7 clients industriels**, doit être remplacée afin de répondre aux **exigences réglementaires et techniques** :

- **canalisation ancienne** (bientôt 50 ans) présentant, sur toute sa longueur, un **décollement du revêtement** qui augmente le **risque de corrosion**,
- nombreux coudes rendant les **ouvrages difficilement pistonnables**,
- nombreuses **sous-profondeurs**,
- traversées de **zones fortement urbanisées**.

Comme pour l'ensemble des projets de renouvellement de nos infrastructures, Teréga s'engage à contribuer au **développement des territoires**. Pour le projet REVA, cela passe par le **raccordement des unités de méthanisation et des stations GNV** de la zone.

La mise en service des nouveaux ouvrages est prévue pour fin 2026.





03

Investir pour sécuriser et adapter le réseau

Projets d'infrastructures sur le réseau de Teréga contribuant
à renforcer la sécurité d'approvisionnement gazière

Sécuriser les infrastructures

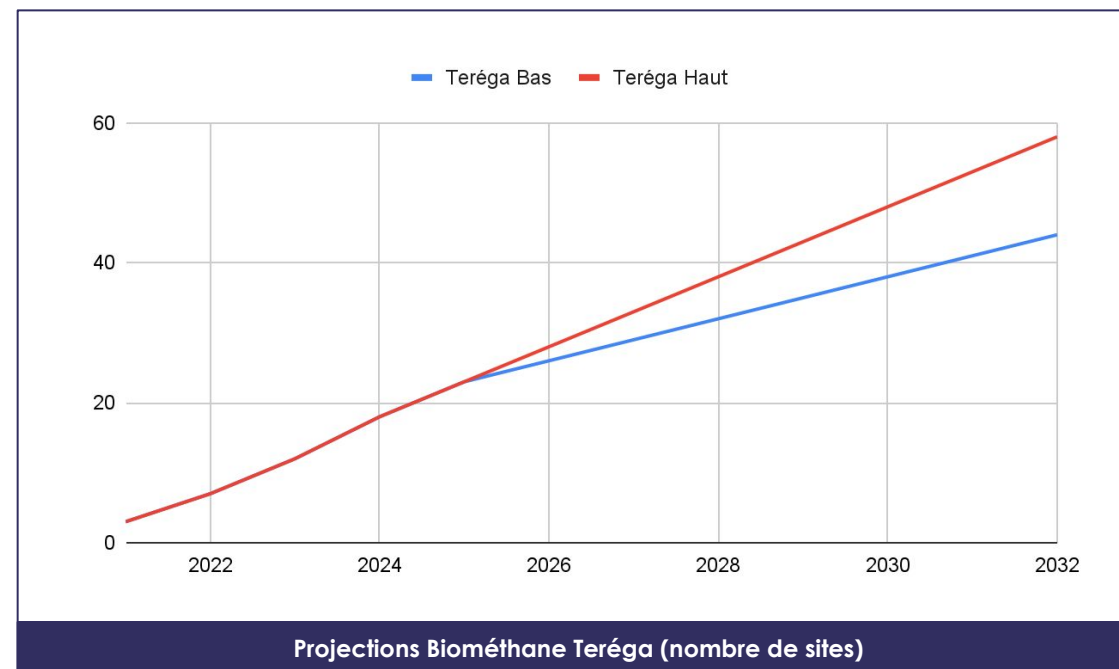
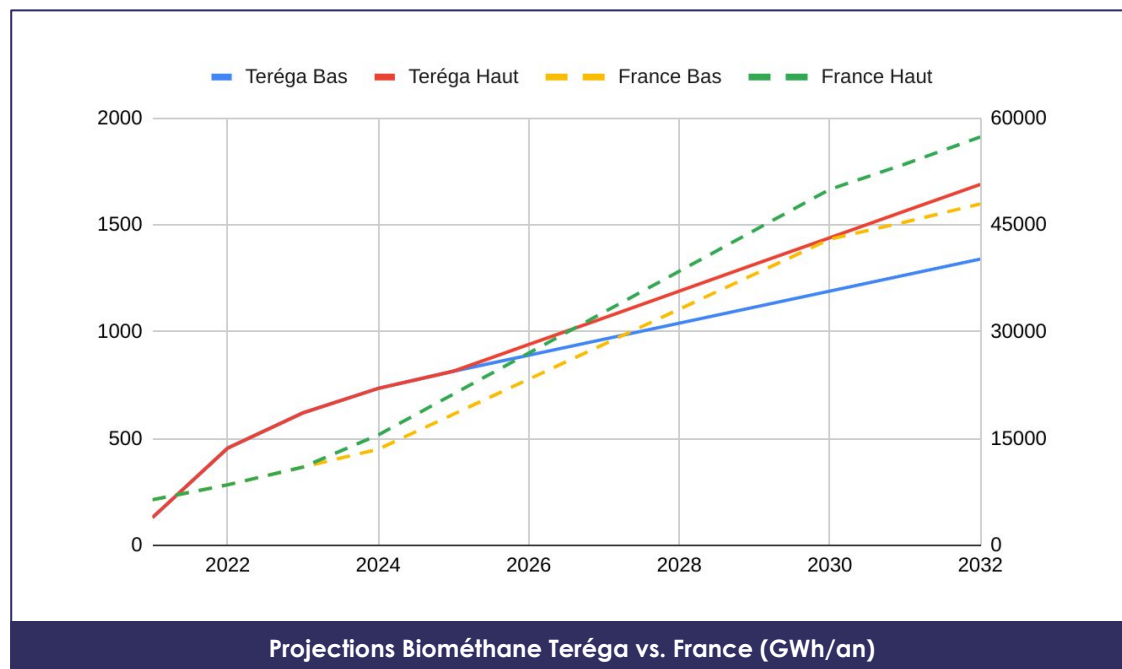
**Adapter le réseau et accompagner le développement des gaz verts
et l'hydrogène renouvelable et bas carbone**

Enveloppes d'investissements à dix ans

Les perspectives de raccordement des installations de méthanisation

Les trajectoires des raccordements du biométhane sur le réseau Teréga sont construites à partir des scénarios prospectifs retenus par la CRE dans le cadre du GT SFEC sur l'Avenir des Infrastructures Gaz (ADEME S1, ADEME S3 et 320 TWh).

Teréga prévoit **3 à 5 raccordements par an d'ici 2031**, ce qui porterait le **nombre d'unités raccordées à son réseau entre 40 et 55** à cet horizon, pour une **capacité d'injection cumulée comprise entre 1,2 et 1,6 TWh/an** et un **investissement total estimé entre 33 et 43 M€**.

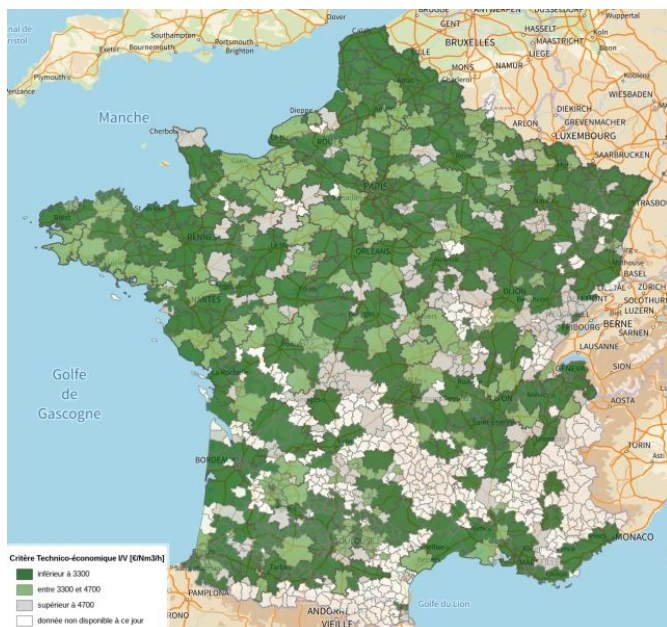


N.B. Trajectoire basse fondée sur ADEME S3 / Scénario 320 et Trajectoire haute sur ADEME S1

Le zonage, outil pour préparer l'adaptation des réseaux à l'arrivée des gaz verts

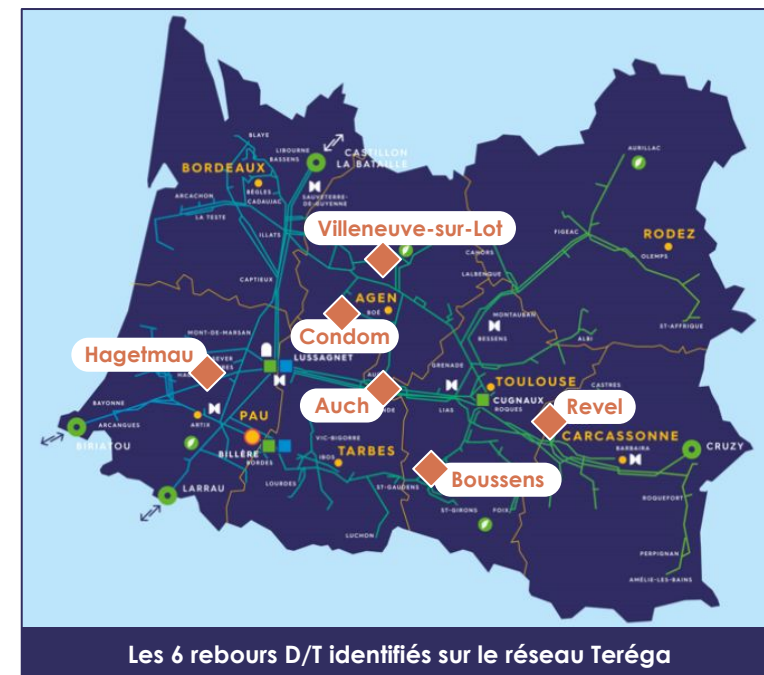
Teréga participe pleinement à l'élaboration des **zonages de raccordement du biométhane** conjointement avec les autres gestionnaires d'infrastructures présents sur son territoire. À fin octobre 2022, une trentaine de zonages ont été réalisés, représentant environ **60% du total des zones à traiter**.

La **cartographie d'accès aux réseaux gaziers** permettant aux producteurs d'identifier les zones les plus favorables à l'injection du biométhane est mise à jour chaque année et disponible sur le **site internet de Teréga**.



Les zonages proposés par Teréga et approuvés par la CRE font apparaître la nécessité d'installer dans les prochaines années **6 postes de rebours Distribution/Transport** (si les projets de méthanisation identifiés sur ces zones se concrétisent d'ici là) :

- ces rebours seraient implantés autour d'**Auch, Boussens, Condom, Hagetmau, Revel et Villeneuve-sur-Lot**,
- pour un investissement d'environ **18 M€**.

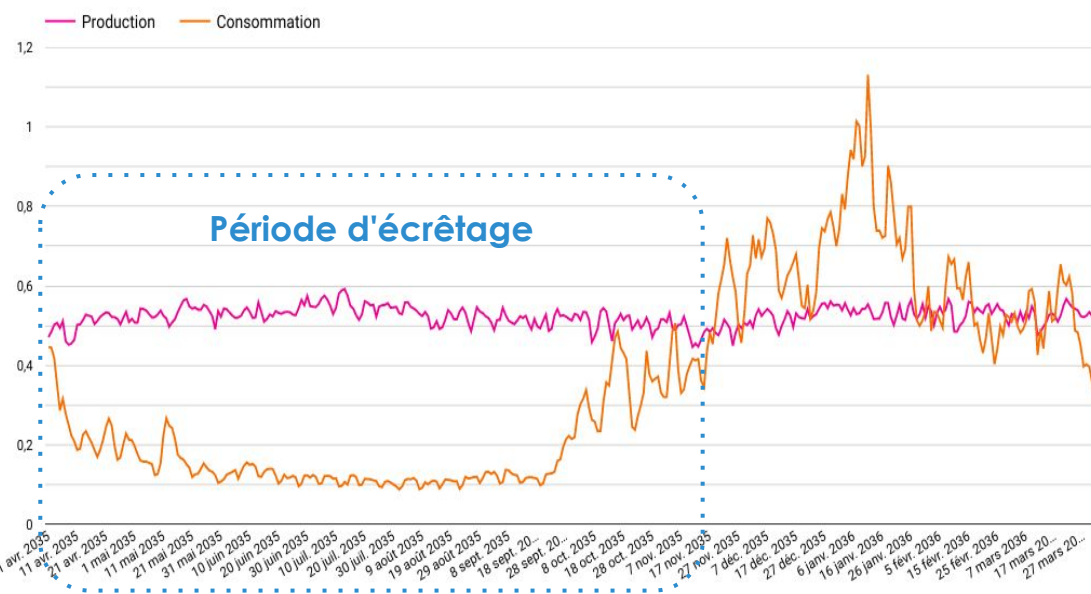


Les perspectives d'installation des postes de rebours Distribution/Transport

Les besoins de **rebours Distribution/Transport** sont identifiés en comparant l'évolution des **production et consommation de gaz dans chaque zonage** suivant les trois scénarios prospectifs (ADEME S1, ADEME S3 et 320 TWh).

Exemple :

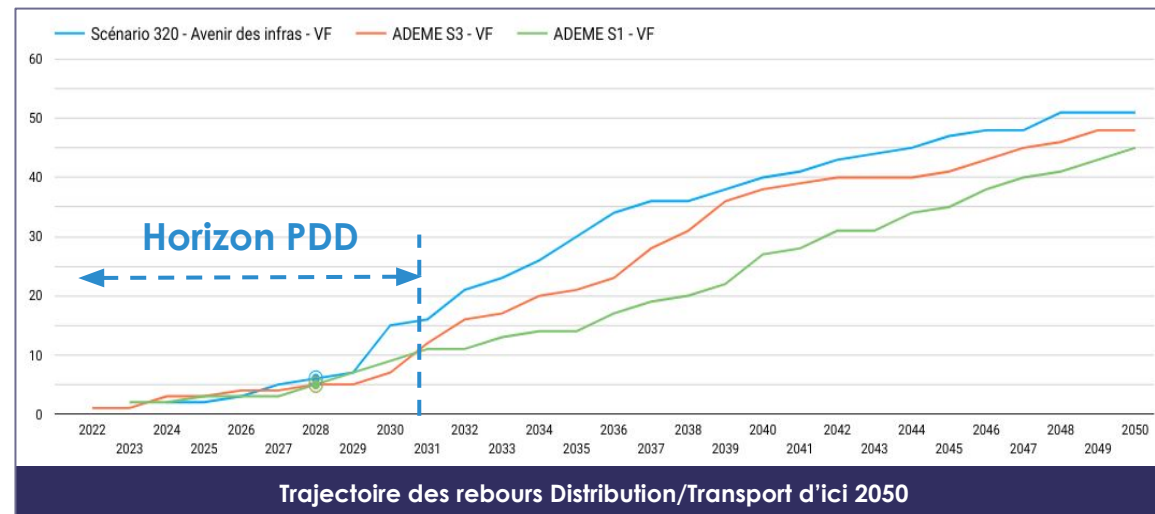
Production et consommation dans la zone d'Auch en 2035 (ADEME S3), GWh/j



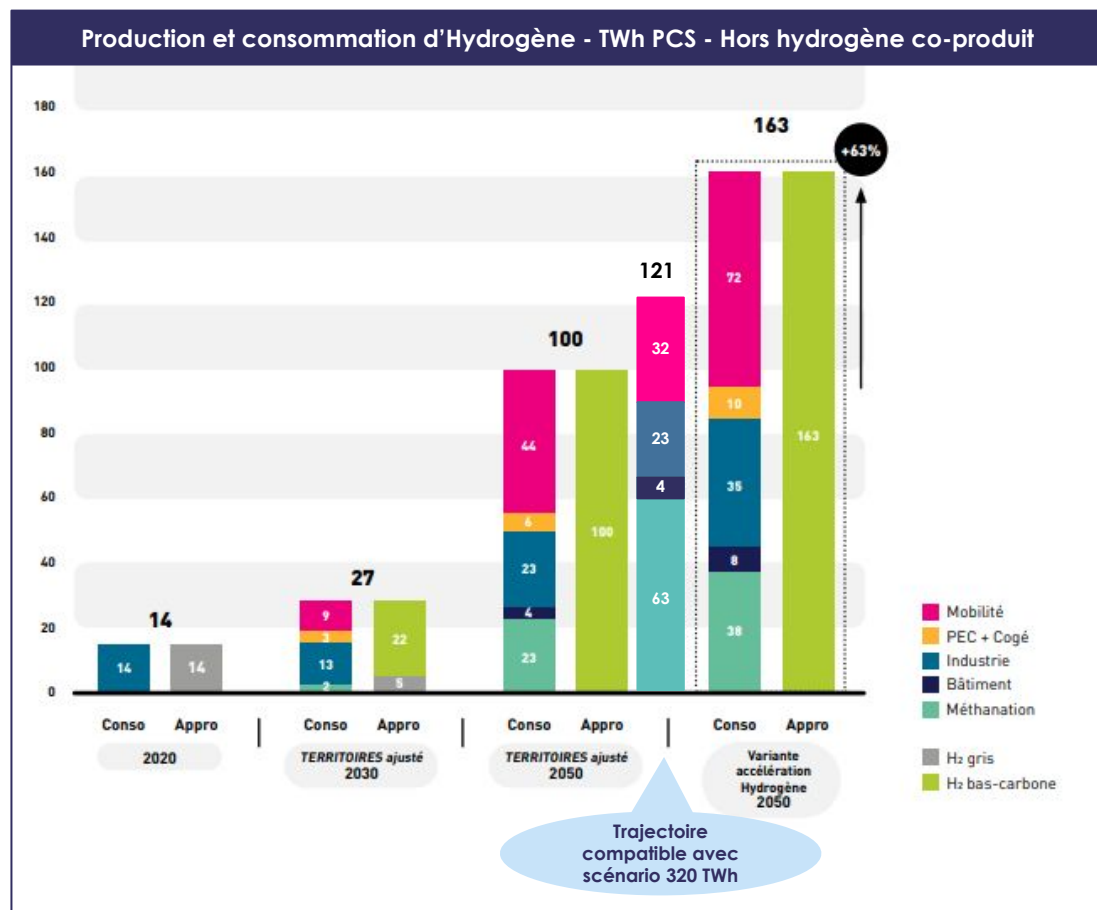
Consommation et production par zonage

Trois trajectoires de rebours D/T sont ainsi construites jusqu'en 2050. Sur l'horizon du PDD, seules deux trajectoires sont retenues :

- **Trajectoire basse** : 1 rebours D/T par an à partir de 2024 pour un total de 8 rebours, et un investissement d'environ 24 M€
- **Trajectoire haute** : 1 rebours D/T par an entre 2024 et 2029 puis 2 par an pour un total de 10 rebours, et un investissement d'environ 30 M€



L'émergence de la filière hydrogène en France : perspectives de consommation



Source : Perspectives Gaz, édition 2022

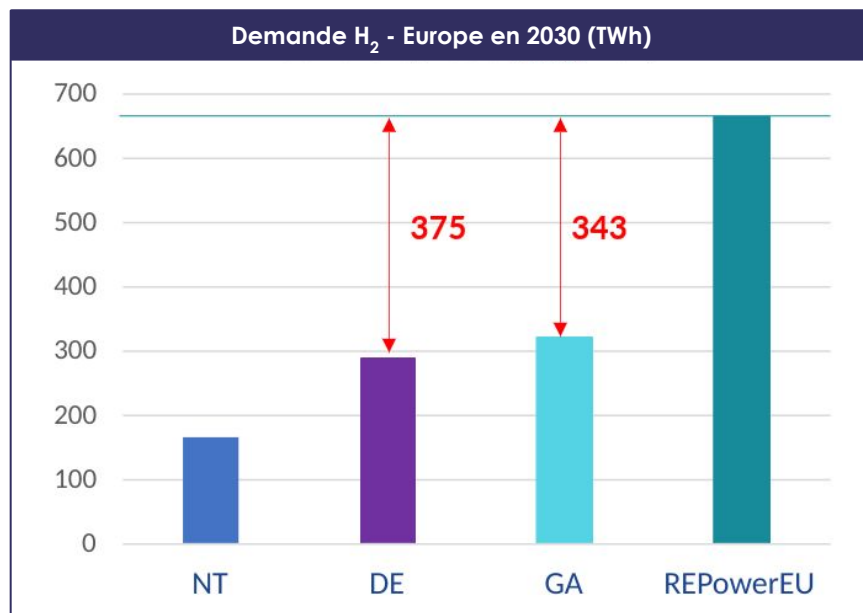
Plus de 200 projets d'hydrogène renouvelable et bas-carbone en France ont été répertoriés par France Hydrogène, qu'il s'agisse d'unités de production, de consommation industrielle (pour la production d'ammoniac) ou de stations pour la mobilité. Les projets d'hydrogène renouvelable ou bas-carbone devraient se développer en lien avec les soutiens de l'État et les incitations à décarboner l'industrie ou la mobilité.

Deux trajectoires retenues dans les Perspectives Gaz 2022 :

- Une trajectoire médiane d'environ **27 TWh en 2030** et **100 TWh en 2050** concentrée sur les usages de mobilité lourde (poids-lourds, maritime, aérien) ou industriels.
- Une trajectoire maximisée autour de **163 TWh en 2050**, avec une consommation importante pour la production de carburants de synthèse pour l'aviation, une conversion de 40% du parc de poids lourds à l'hydrogène ; et un passage de l'ensemble des hauts-fourneaux au processus DRI H₂.

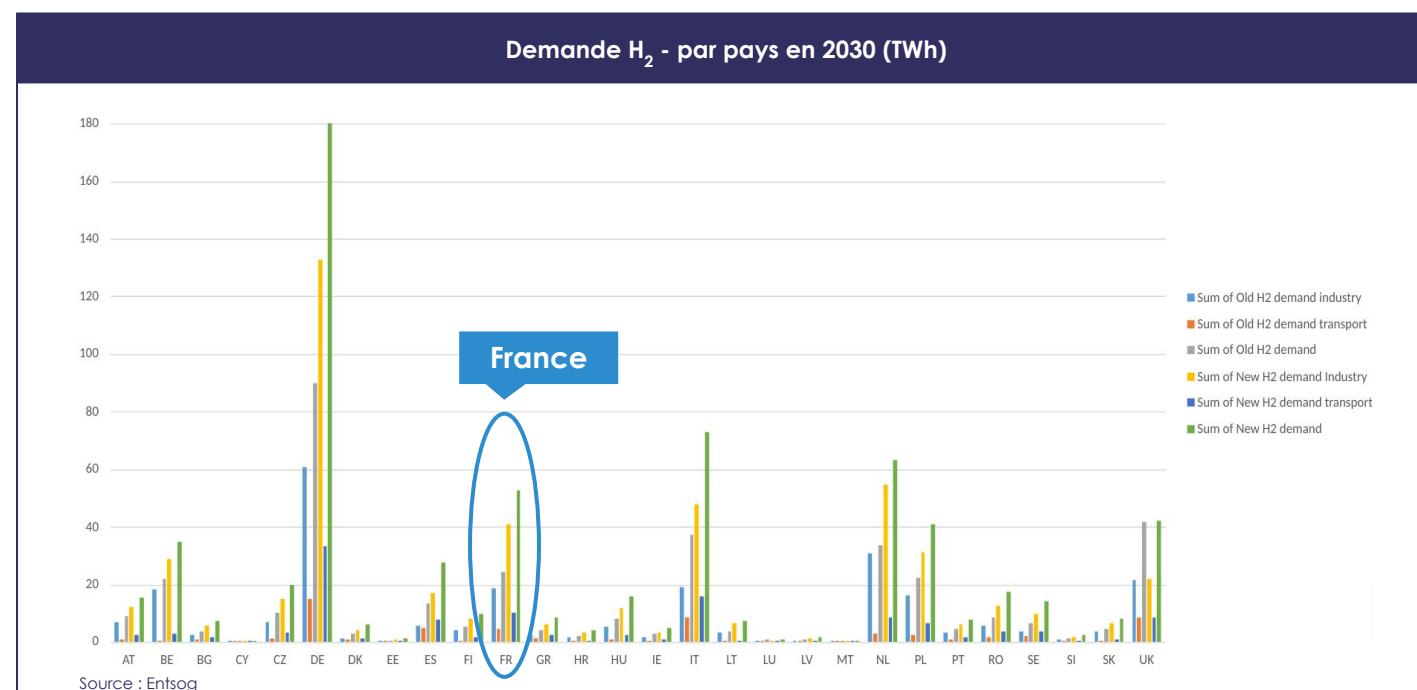
Une trajectoire autour de 121 TWh compatible avec le scénario 320 TWh à 2050

Des trajectoires H₂ européennes révisées suite au plan REPower EU



Avec NT: National Trends; DE: Distributed Energy; GA: Global Ambition

- La demande d'hydrogène en France en 2030 se situerait autour de 50 TWh dans les deux scénarios Distributed Energy (DE) et Global Ambition (GA) du TYNDP 2022 de l'ENTSOG, afin d'atteindre les objectifs de REPower EU en 2030.
- L'ajustement de la demande repose sur une demande supplémentaire répartie entre les secteurs de l'industrie et la mobilité avec un ratio de 80/20 entre industrie et transport, fondée sur une substitution du gaz naturel par l'hydrogène.



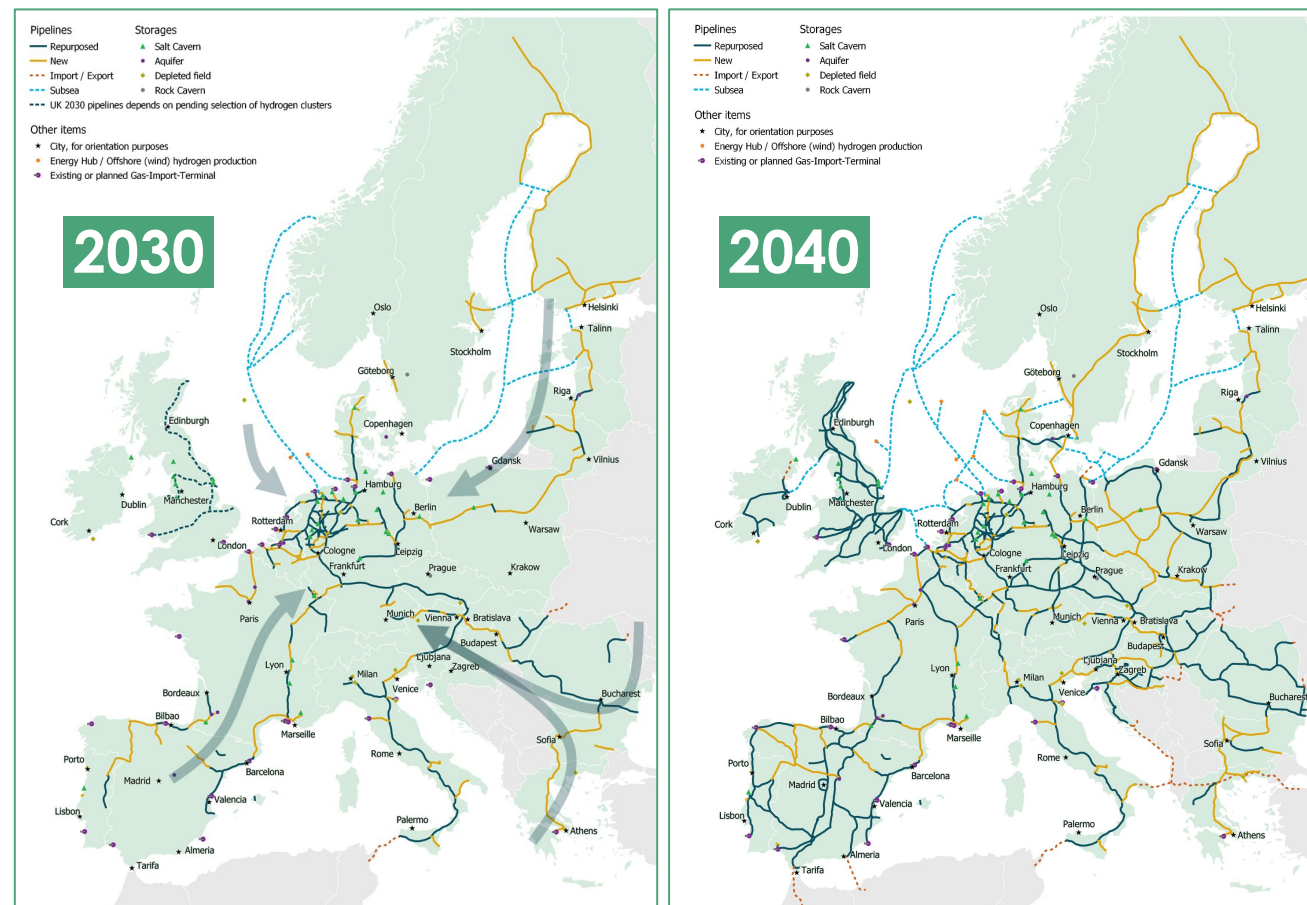
Source : Entso-g

La Dorsale européenne de l'hydrogène (European Hydrogen Backbone) anticipe à 2030 sa vision initialement prévue pour 2035 suite au plan "REPowerEU"

Une accélération nécessaire pour répondre aux annonces du plan REPowerEU.

Comment mettre en place un réseau de l'hydrogène ?

- **5 corridors paneuropéens** d'approvisionnement et d'importation d'H₂ sont identifiés.
- En 2030, un réseau de **28 000 km**.
En 2040, plus de **53 000 km** de canalisations de H₂ dans 28 pays (**60 % de canalisations gazières reconverties** à l'H₂, et 40 % de nouvelles canalisations dédiées)
- Coût de transport sur 1 000 km moyen de **0,11 à 0,21 € par kg d'H₂**.

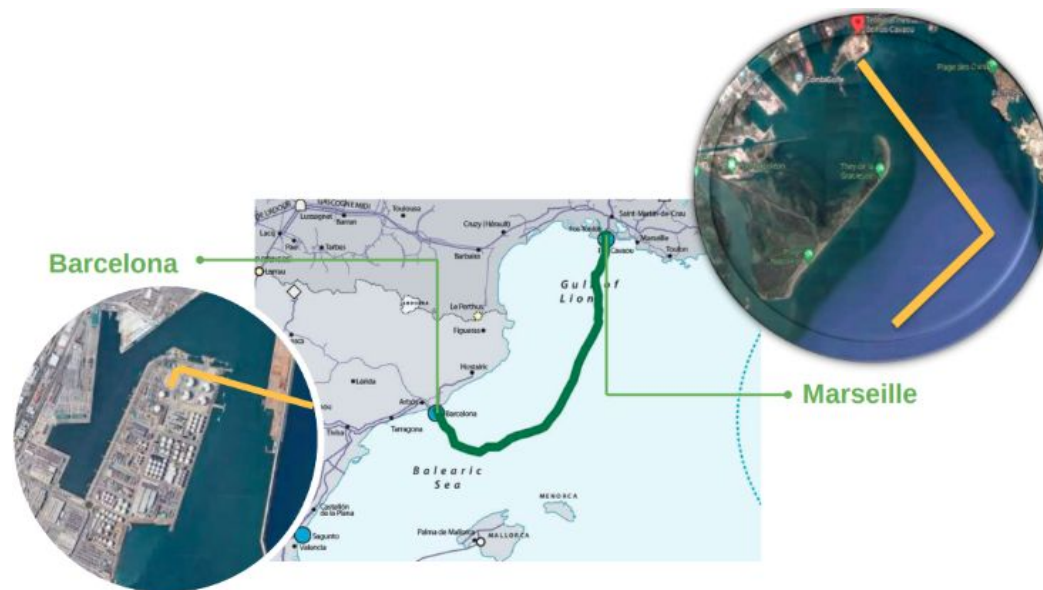


Projet H2Med / BarMar

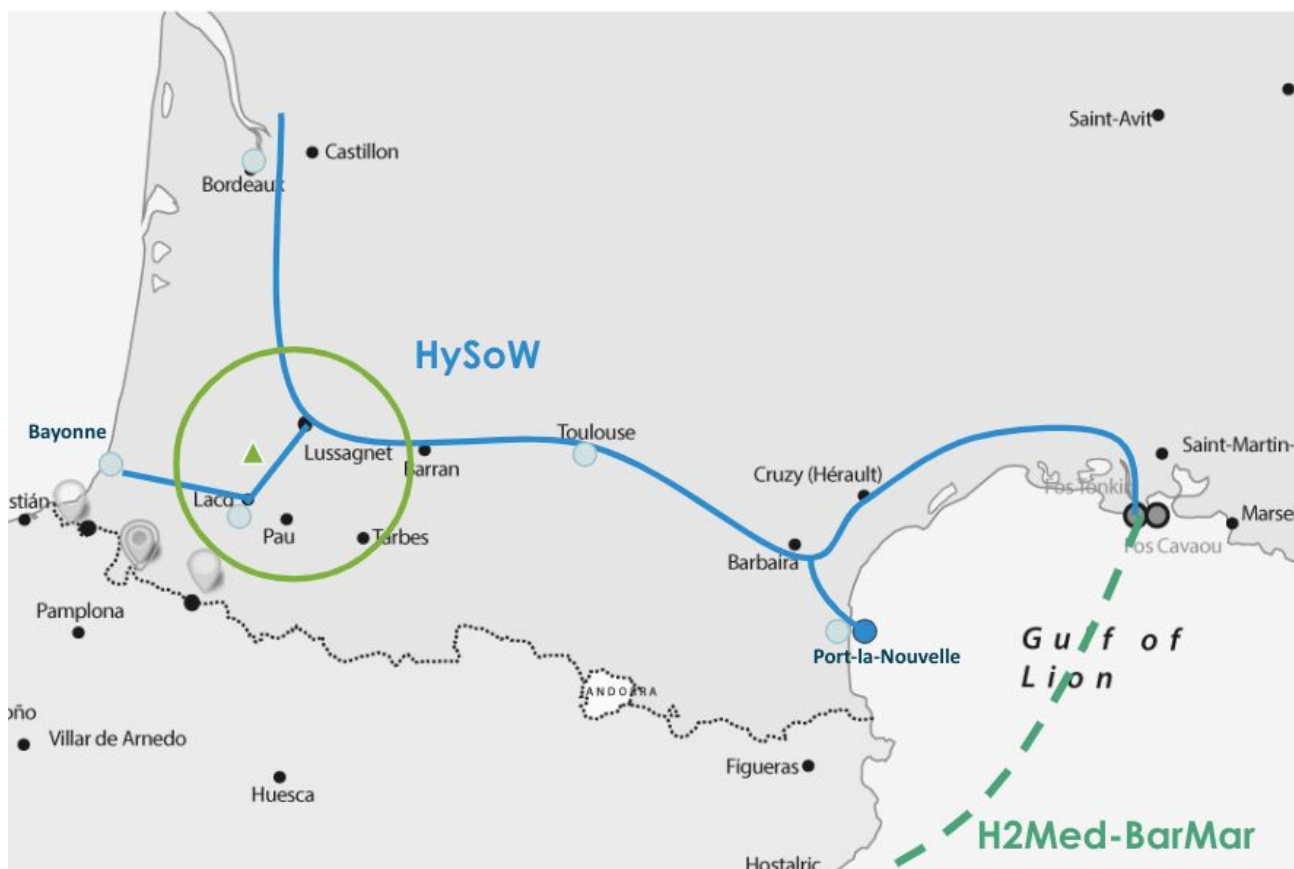
Le 20 octobre 2022, les Chefs d'Etat et des gouvernements de la France, de l'Espagne et du Portugal ont décidé d'accélérer le développement des interconnexions énergétiques et de **créer un corridor énergétique vert reliant le Portugal, l'Espagne et la France au réseau énergétique de l'UE**. Ils ont également convenus d'une interconnexion d'hydrogène entre le Portugal et l'Espagne (Celórico-Zamora) ainsi que du développement d'une **canalisation maritime reliant l'Espagne et la France (Barcelone-Marseille)** afin de transporter de l'hydrogène renouvelable de la péninsule ibérique vers l'Europe centrale.

Les trois dirigeants ont ratifié cet engagement lors du sommet Euromed du 9 décembre dernier avec le soutien de la Présidente de la Commission européenne, Ursula Von Der Leyen.

- Le projet BarMar a pour objectif de relier la **péninsule ibérique à la France** de Barcelone à Marseille dans le but de créer des capacités d'échange d'hydrogène. Il est en ligne avec la démarche initiée dans le cadre de **la dorsale européenne de l'hydrogène (EHB)**.
- Les capacités envisagées sont de l'ordre de **2 millions de tonnes par an**
 - CAPEX = 2,135 milliards d'euros
 - Mise en service en 2030
- Des études sont actuellement menées par Enagas, GRTGaz et Teréga.
- Le projet est candidat aux Projets d'intérêt commun dans le cadre du règlement sur les réseaux transeuropéens d'énergie (RTE-E) (UE/2022/869).
- Signature d'un MoU entre REN, GRTGaz, Teréga et Enagas pour le développement du corridor H2MED le 13 décembre 2022.



HySoW (Hydrogen South West France corridor)



Un réseau hydrogène Sud Ouest en 2030 constitué de:

- Clusters de consommation tels que:
 - Corridor mobilité Occitanie
 - Toulouse (secteur aéronautique)
 - Bordeaux (secteur portuaire et industriel)
 - Lacq (secteur industriel)
 - Bayonne (secteur portuaire)
- Stockages d'hydrogène

Ce réseau Hydrogène est composé d'environ 600 km de canalisations avec 40% de canalisations reconverties et 60% de canalisations neuves.

Légende:

- Clusters de production H2
- Clusters de consommation H2
- ▲ Stockages d'H2
- Cluster stockage Sud-Ouest France

Le développement de l'hydrogène sur le territoire Teréga

Dans l'objectif d'atteindre les objectifs nationaux et européens de développement de la filière Hydrogène, Teréga a mis en place un programme de développement qui s'appuie sur :

→ Des travaux et démonstrateurs R&I

- Travaux R&D sur l'impact H₂ dans les stockages souterrains (RINGS par exemple)
- Travaux et tests sur l'impact H₂ sur le réseau de transport
- Banc de tests, développement et formations pour anticiper la montée en compétence
- Démonstrateur de Power To Gas avec injection H₂ dans le réseau (Jupiter1000 avec GRTgaz)

→ Des études afin d'anticiper la modification des installations

- Conception d'un poste de mélange et d'injection
- Raccordement d'un poste d'injection
- Conception de poste de sectionnement H₂
- Gestion de la qualité gaz dans le réseau

→ Des premiers projets d'industrialisation

- Études relatives à un projet de reconversion d'infrastructures existantes pour le transport et le stockage d'H₂ (projet Lacq Hydrogen)
- Projet de stockage d'H₂ en cavité saline (HYGEO)
- Participation aux développements d'écosystèmes dédiées ou de décarbonation - Lacq

→ Des visions à plus long terme

- Des infrastructures européennes de transport de l'hydrogène : l'European Hydrogen Backbone

La Recherche & Innovation pour faire évoluer le système énergétique

Dans le contexte mondial actuel, les acteurs du secteur de l'énergie doivent s'appuyer sur l'innovation pour faire évoluer leurs métiers, les pérenniser et construire un système énergétique qui répond aux enjeux économiques et environnementaux.

Plus d'informations :
[Rapport d'activités R&I 2021](#)



Empreinte environnementale

Investissements R&I pour mettre au point et tester des solutions de **réduction des émissions de méthane** en tout point du réseau (recompression mobile, système de récupération des gaz de garnitures).

Performance opérationnelle et Sécurité des installations

Investissements R&I dans les **infrastructures connectées et les nouvelles technologies** pour plus de fiabilité, de sécurité et de disponibilité (surveillance réseau, inspection, anticipation défaillances, monitoring des stockages,...)



Biométhane et méthane de synthèse

Investissements R&I pour **préparer les réseaux à l'arrivée des nouveaux gaz** issus de méthanisation, pyrogazéification ou de méthanation ou gazéification hydrothermale (méthodes d'analyse, évaluation technique-économique-réglementaire, construction plateforme de recherche)

Hydrogène

Investissements R&I pour **faciliter l'intégration de l'H₂ dans les réseaux gaziers** (compatibilité des infrastructures existantes) et **développer de nouvelles infrastructures** à plus long terme (stockage H₂ en cavités salines, dorsale européenne de l'hydrogène)

Systèmes multi-énergies

Investissements R&I pour mettre au point les briques technologiques et numériques qui répondront aux grands enjeux des **écosystèmes multi-énergies et multi-acteurs de demain**

IMPULSE 2025, un projet innovant à l'approche multi-énergies

[Vidéo Impulse](#)



IMPULSE 2025, un maillon central du système énergétique de demain

Le projet IMPULSE 2025 consiste en une nouvelle approche des systèmes énergétiques possible grâce aux technologies industrielles et numériques. À travers IMPULSE 2025, Teréga souhaite valoriser les énergies perdues pour un usage approprié au moment opportun pour le consommateur dans une démarche d'économie circulaire.

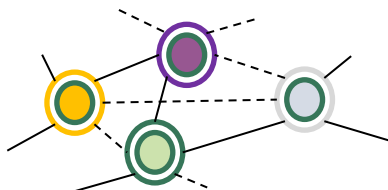
Aujourd'hui



Les énergies sont considérées individuellement/en silos

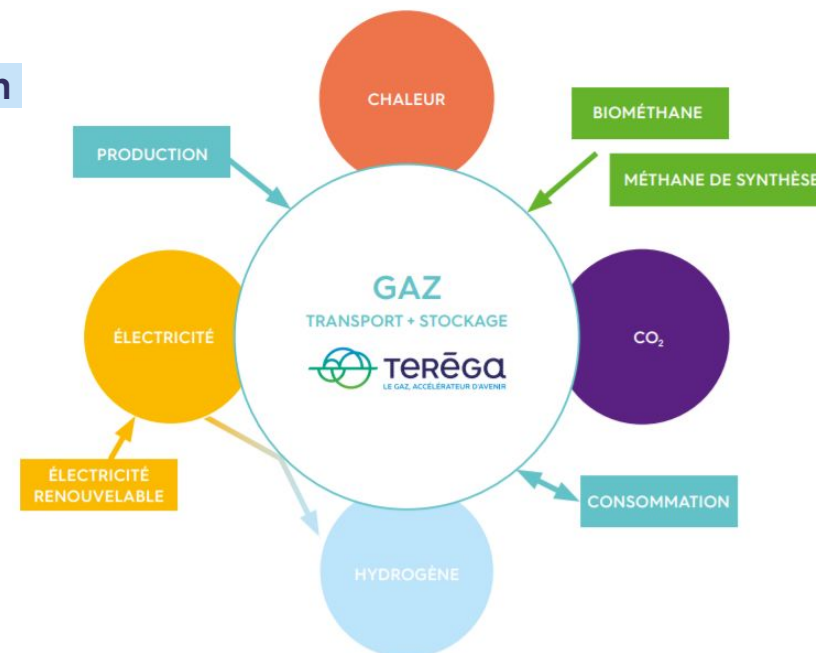


Demain



Les énergies doivent être considérées ensemble/en réseau pour optimiser conjointement performance globale et impact environnemental en :

- s'appuyant sur les technologies des réseaux numériques intelligents et prendre en compte tous les vecteurs énergétiques pouvant être présents sur site,
- déployant des solutions de stockage d'énergie et des voies de couplage entre réseaux.

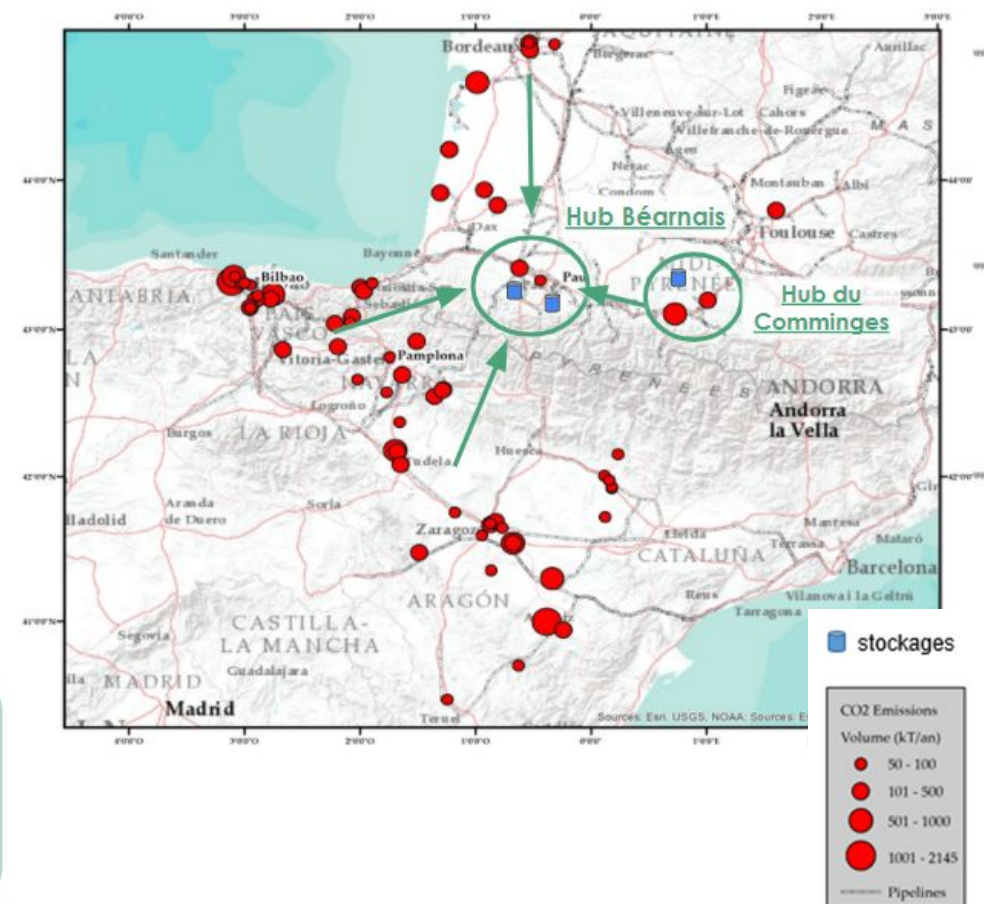


L'écosystème PYCASSO - Un contexte et une opportunité unique



L'ambition de PYCASSO est de développer l'un des plus grands projets CCUS (> 500 Mt de capacité de stockage potentielle) en Europe continentale.

- **Objectif de décarbonation des industries et de neutralité carbone des territoires** Émissions industrielles régionales > 13 Mt/an de CO₂ (France et Espagne du Nord)
- **Stockage potentiel et sites d'utilisation > 500 Mt**
Gisements gaziers déplétés du Béarn et d'Occitanie
- **Disponibilité des compétences locales sur toute la chaîne de valeur**
- **Renforcement de l'attractivité territoriale en proposant des solutions d'infrastructures neutres en carbone aux industriels** présentant des enjeux de relocalisation, de développement économique et de création d'emplois





03

Investir pour sécuriser et adapter le réseau

Projets d'infrastructures sur le réseau de Teréga contribuant à renforcer la sécurité d'approvisionnement gazière

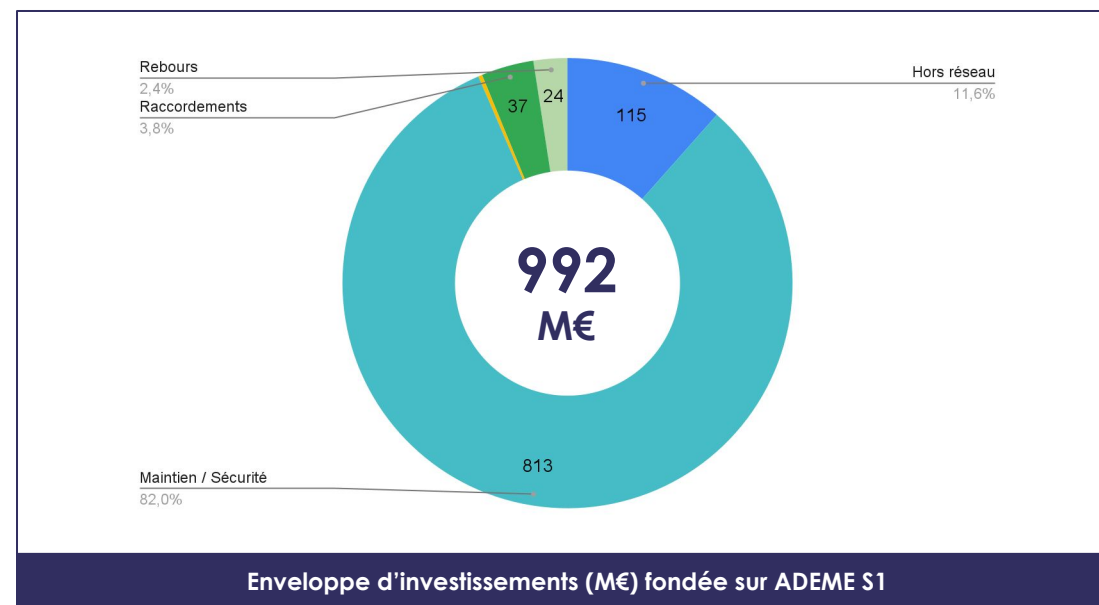
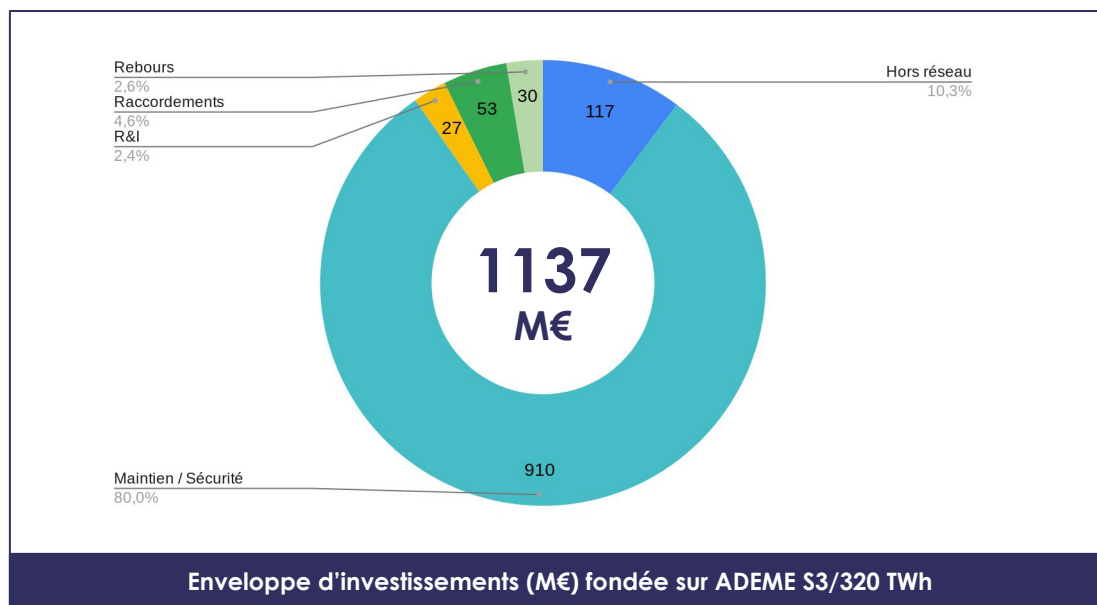
Projets de sécurité/maintien des infrastructures

Adapter le réseau et accompagner le développement des gaz verts et l'hydrogène renouvelable et bas carbone

Enveloppes d'investissements à dix ans

Enveloppes à 10 ans des dépenses d'investissement

En lien avec les différents scénarios prospectifs retenus par la CRE dans le cadre des travaux nationaux sur l'avenir des infrastructures gazières, Teréga a construit deux programmes d'investissements dont les enveloppes indicatives à 10 ans (en M€ constants) sont détaillées ci-dessous :



Les principales différences entre ces deux programmes sont liées au dimensionnement de certains projets de sécurité/maintenance ainsi qu'aux trajectoires de raccordement d'unités de méthanisation et d'installation de postes de rebours.



Annexe PDD2022_trajectoires_scenario

[Annexe trajectoires scénario 2022](#)