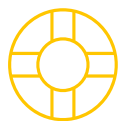


Bienvenue à la restitution du cycle 2035 des « Concertations H_2 , CO_2 & CH_4 : Perspectives d'Avenir »

**Merci de patienter, la présentation va
débuter à 13h45.**

Règles de bon fonctionnement



La réunion est enregistrée. Elle sera disponible, dans les prochains jours, en replay sur les pages internet NaTran et Teréga dédiées à la démarche.

En participant à cette plénière, vous consentez donc à être enregistrés.



Des sessions de Q&A sont prévues après chaque grande partie. Posez vos questions au fil de l'eau dans la rubrique Q&R du TEAMS : précisez dans la question « NOM Prénom, entité, question ». Les questions seront automatiquement publiées. Nous commencerons par prendre les questions de la salle. Puis nous reprendrons les questions posées dans le chat, en vous permettant de compléter à l'oral.



Microphones coupés. Nous ouvrirons vos micros pour vous permettre de préciser vos questions.



Les sessions d'approfondissement permettront de répondre à vos questions. En plénière, il sera donc répondu prioritairement aux questions transverses.



Les slides et documents de synthèse seront mis à dispositions sur nos sites Internet NaTran et Teréga.

AGENDA

13h45– 15h50 : Plénière

- Introduction par J.Agier (DGEC) et A. Duterque (NaTran)
- Restitution à 2035 des Concertations Perspectives d'Avenir
- Conclusion par M.-C. Aoun (Teréga)

15h50 – 16h20 : Pause conviviale

16h20 – 17h00 : Zooms – Temps 1

17h10 – 17h50 : Zooms – Temps 2



Introduction par Julien AGIER et Adeline DUTERQUE



Julien AGIER

Chef du Bureau Gaz
Renouvelables et Bas Carbone

DGEC



Adeline DUTERQUE

Secrétaire Générale

NaTran

Retour sur votre participation aux « Concertations H₂, CO₂ CH₄: Perspectives d'Avenir »

01



Mathilde DELIGNOU

Chargée de mission stratégie

NaTran

La raison d'être des Concertations : construire avec les parties prenantes une vision partagée et cohérente des infrastructures de demain

Les objectifs de la démarche

- Mettre en place un canal d'échanges direct, cyclique et pérenne entre NaTran, Teréga et leurs parties prenantes.
- Concerner certaines hypothèses dans le but, notamment, d'alimenter les PDD et le BPP et les enrichir avec les retours des parties prenantes.
- Dimensionner le réseau en cohérence avec les besoins de nos clients & parties prenantes, tant sur le plan national que territorial.



*Documents de la démarche à retrouver sur les sites respectifs de Natran et Teréga :
« Concertations H₂, CO₂ & CH₄ : Perspectives d'Avenir »*



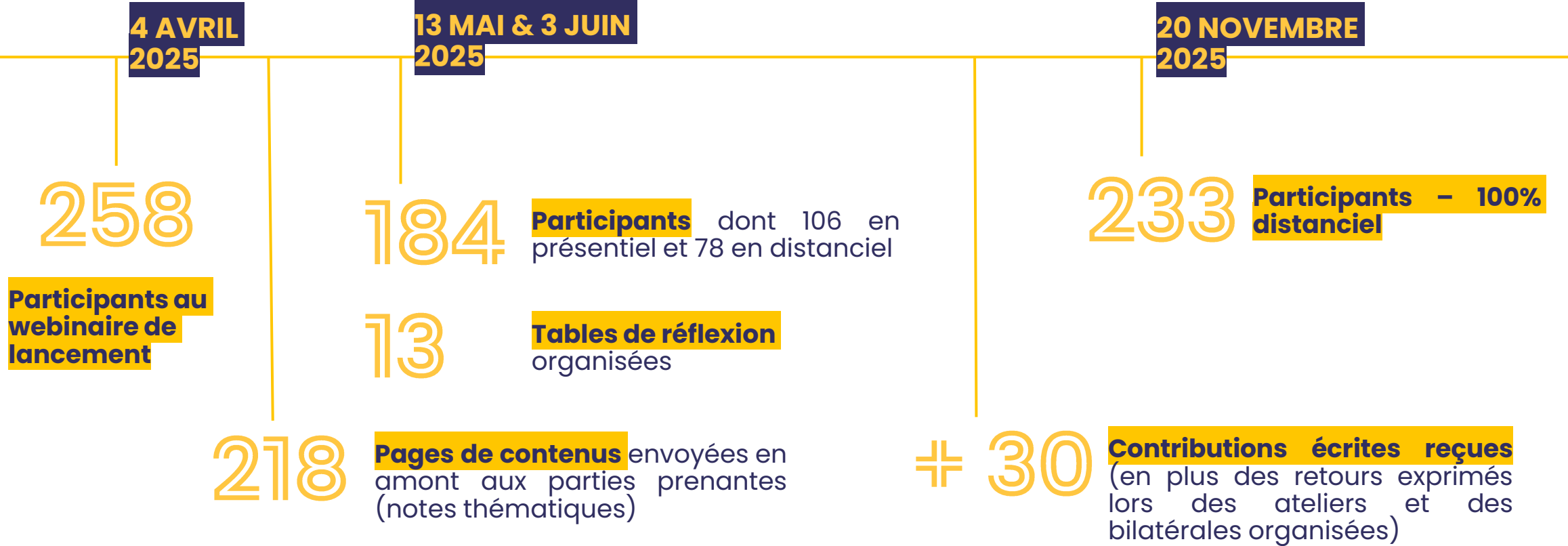
Les documents mis à disposition pour nourrir les échanges :

- Excel des données
- Notes détaillées thématiques pour chaque échange

Calendrier de la démarche



L'intérêt des participants est confirmé, notamment par leur engagement dans les échanges et les retours que nous avons reçus



Rappel des étapes et précisions sur la méthode

02



Alice CHICHE

Chargée de mission
Stratégique

NaTran



Emilie MAUGER

Responsable des études
prospectives

Teréga

NaTran et Teréga portent une responsabilité centrale dans la robustesse technique, l'exploitabilité et la résilience du système énergétique

Nos missions légales :

Le Code de l'énergie impose aux opérateurs de réseau de transport d'être en mesure d'assurer la continuité d'acheminement du gaz même dans des conditions climatiques extrêmes. Par conséquent, NaTran et Teréga mettent en œuvre différentes dispositions pour assurer cette mission au quotidien en veillant notamment au dimensionnement adéquat de leurs infrastructures.

=> Notre responsabilité est donc d'assurer la robustesse des infrastructures face aux aléas affectant nécessairement la trajectoire de planification de l'Etat. Il convient donc de travailler par scénarios de déviations à ce scénario central.

Un exercice structuré de prospective et de concertation, ouvert à l'ensemble des parties prenantes, portant sur les infrastructures et marchés du méthane, de l'hydrogène et du CO₂ pour son stockage comme pour son usage.

Cette démarche repose sur :

- une approche par scénarios, **explicitant les incertitudes** plutôt que cherchant une trajectoire unique ;
- des documents partagés soumis à concertation (narratifs, scénarios, données associées) ;
- une concertation large et ouverte associant opérateurs de réseaux, industriels, acteurs publics, associations professionnelles et acteurs académiques ;
- et une finalité claire d'éclairage des politiques publiques, de **leur résilience en lien avec les infrastructures dans un contexte de fortes incertitudes** technologiques, industrielles et réglementaires.

A travers cet exercice de concertation, Natran et Teréga se préparent aux nouvelles responsabilités issues du 4e Paquet européen Gaz décarboné à transposer d'ici août 2026.

Des scénarios de transition énergétique déclinés autour du scénario des pouvoirs publics afin d'éclairer les futurs possibles

1 / Des scénarios qui encadrent ceux des pouvoirs publics avec différentes vitesses de mise en œuvre de la transition énergétique

Scénarios des pouvoirs publics (PP)

Sensibilité « accélération des efforts de décarbonation » (A)

Sensibilité « Accélération limitée et atteinte retardée de certains objectifs » (B)

3 / Des déclinaisons liées à la sollicitation des réseaux



Déclinaisons horaires liées aux données climatiques et à la flexibilité

Scénarios aussi alimentés par les Appels à Manifestation d'Intérêt

2/ Des sensibilités de chaque scénario selon différentes configurations

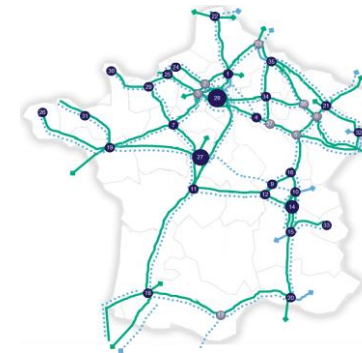
Modes de décarbonation

	Electricité	Biomasse directe	Biométhane	CCS	H ₂
<i>Elec.</i>	++	+	-	-	+
<i>Mol.</i>	+	-	+	+	+

Activité : tendance de la production industrielle

Réindustrialisation

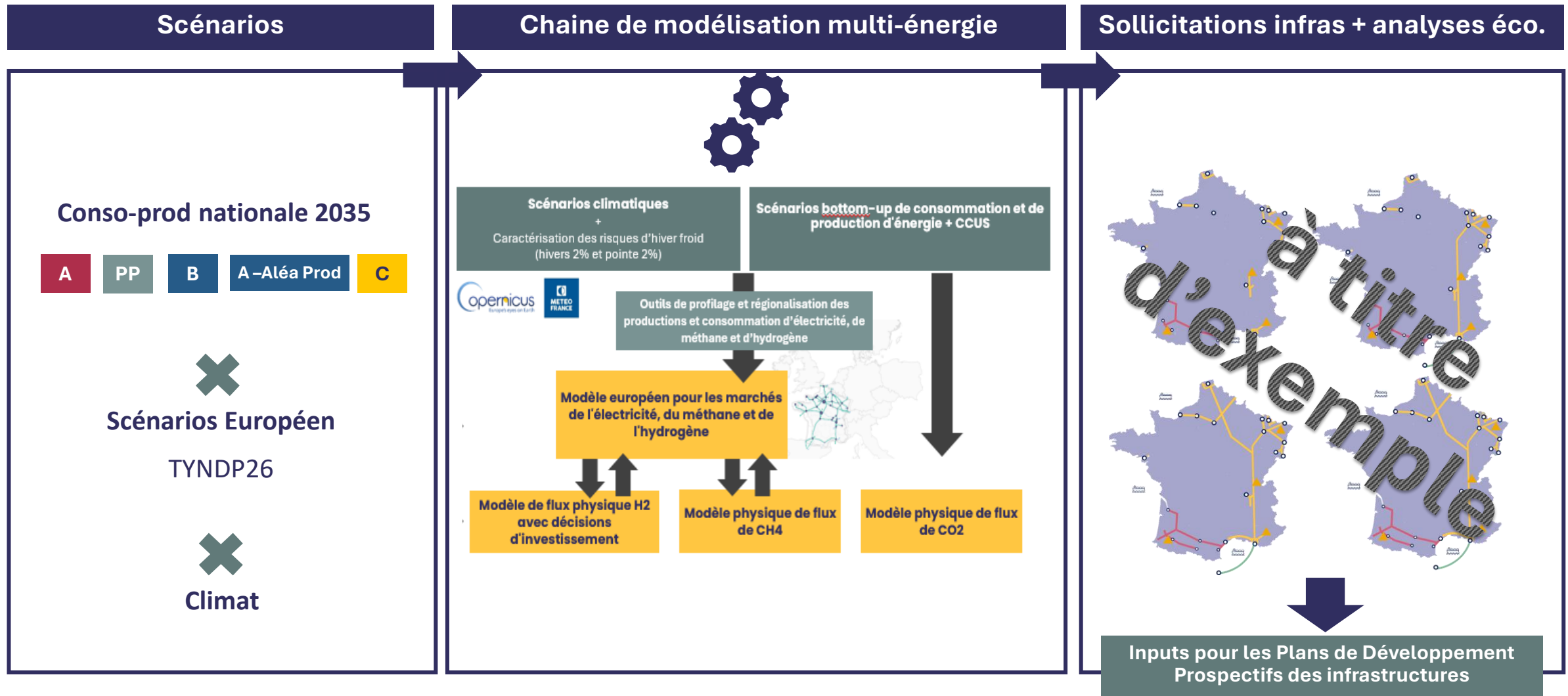
Moindre réindustrialisation voire poursuite de la désindustrialisation



Déclinaisons géographiques à la maille réseaux

Après révision des scénarios, des configurations de déploiement des infrastructures à 2035 ont été analysées

Exemple H₂



Présentation des scénarios CH_4 , CO_2 et H_2 à 2035 et des plans de développement prospectifs associés

03

Présentation des scénarios de consommation de méthane mis à jour



Matthieu ACKER

Chargé de mission stratégie

NaTran



Emilie MAUGER

Responsable des études prospectives

Teréga

Les scénarios de consommation CH₄ ont été réévalués à la suite de vos retours lors du processus des concertations :

Industrie

Le volet industrie a été retravaillé en profondeur avec de nombreuses hypothèses testées (plus ou moins d'industrie localisée en France, sensibilités concernant les logiques de décarbonation).

Centrales à gaz

Le recours aux centrales à gaz tel que scénarisé par RTE a été intégré.

En parallèle **des sensibilités à la pointe ont pu être testées**, notamment concernant l'évolution du stock de chauffages Joule dans le résidentiel. Selon les hypothèses testées, **l'impact à la pointe liée au bâtiment serait équivalent à 2 à 3 centrales à gaz.**

Data Centers

Etude de la **prise en compte du développement des Data Centers** dans les années à venir.

Des scénarios de raccordement de Data Centers au gaz pour du secours ont été étudiés.

Les ordres de grandeurs analysés à 2030-2035 ne sont pas de nature à impacter fortement le réseau méthane.

Correction climatique

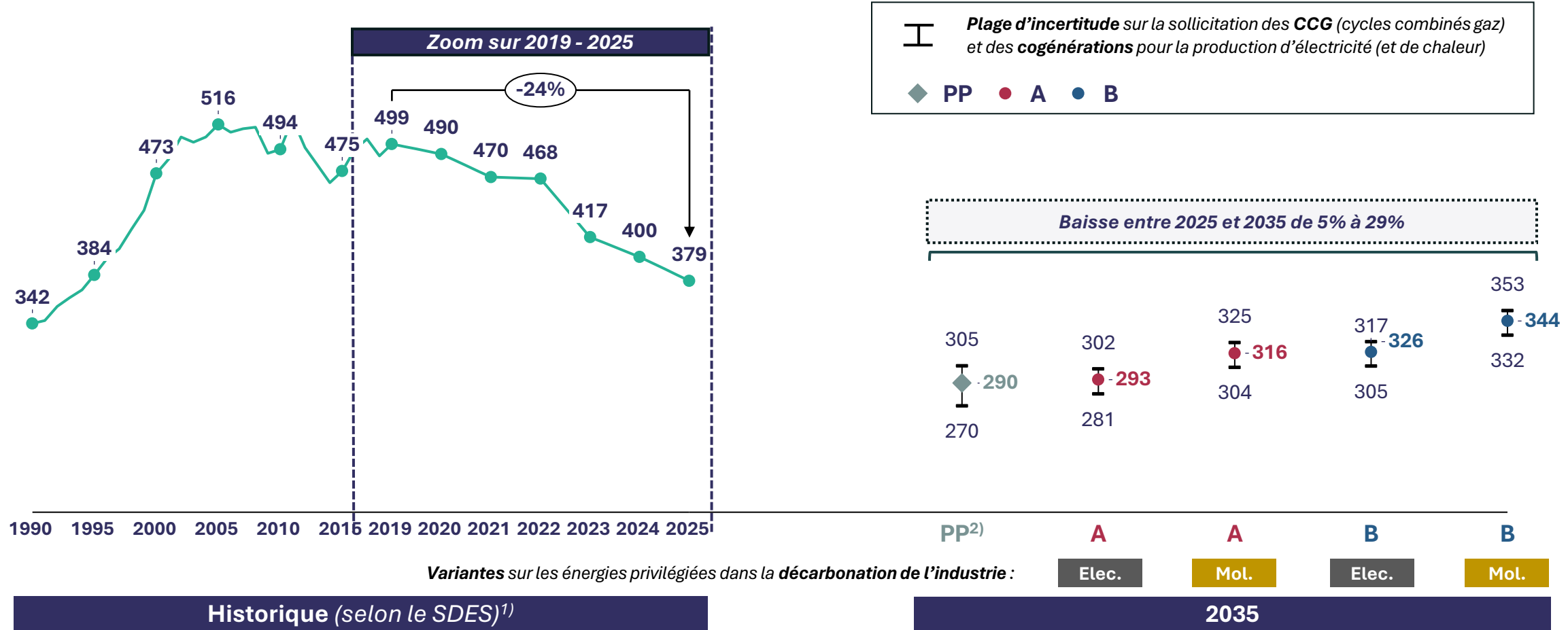
Les scénarios de consommation sont projetés à partir des **données corrigées du climat selon la méthode du SDES** et non plus selon la méthode des opérateurs de réseau, afin d'améliorer la comparabilité avec les scénarios des pouvoirs publics.

Des scénarios de transition énergétique déclinés autour du scénario des pouvoirs publics, avec des variantes supplémentaires pour l'industrie

Eléments	Scénarios des pouvoirs publics	Sensibilité « accélération des efforts de décarbonation »	Sensibilités « Accélération limitée et atteinte retardée de certains objectifs »
	PP	A (avec 3 variantes industrie)	B (avec 3 variantes industrie)
Description succincte	Scénario des pouvoirs publics selon la PPE 3 et la SNBC 3 en consultation	Décarbonation rapide avec forte ambition sur l'électrification, l'H ₂ et la production de biométhane	Décarbonation retardée , tant sur l'électrification, le rôle de l'H ₂ , que la production de biométhane
Rythme de décarbonation	Rapide		Retardé
Production de biométhane	Basse à élevée	Elevée	Modérée
Modes de décarbonation et Variantes concernant l'industrie	L'ensemble des scénarios s'appuie sur une ambition forte d'électrification. Des variantes ont été travaillées pour l'industrie dans les scénarios A et B, notamment des sensibilités concernant les modes de décarbonation et différentes trajectoires d'activité industrielle. Pour simplifier, la variante industrie avec une décarbonation privilégiant l'électricité et la biomasse directe est labellisée Elec. et celle privilégiant davantage le biométhane est labellisée Mol.		

La consommation de méthane a fortement augmenté entre 1990 et 2019, avant de décroître de 25% sur la période de 2019 à 2025, et pourrait diminuer encore de 5% à 25% entre 2025 et 2035

CONSOMMATION TOTALE DE MÉTHANE (FOSSILE ET RENOUVELABLE) CORRIGÉE DU CLIMAT EN FRANCE HISTORIQUE ET SCÉNARISÉE [1980-2035], TWh CH₄ PCS / an



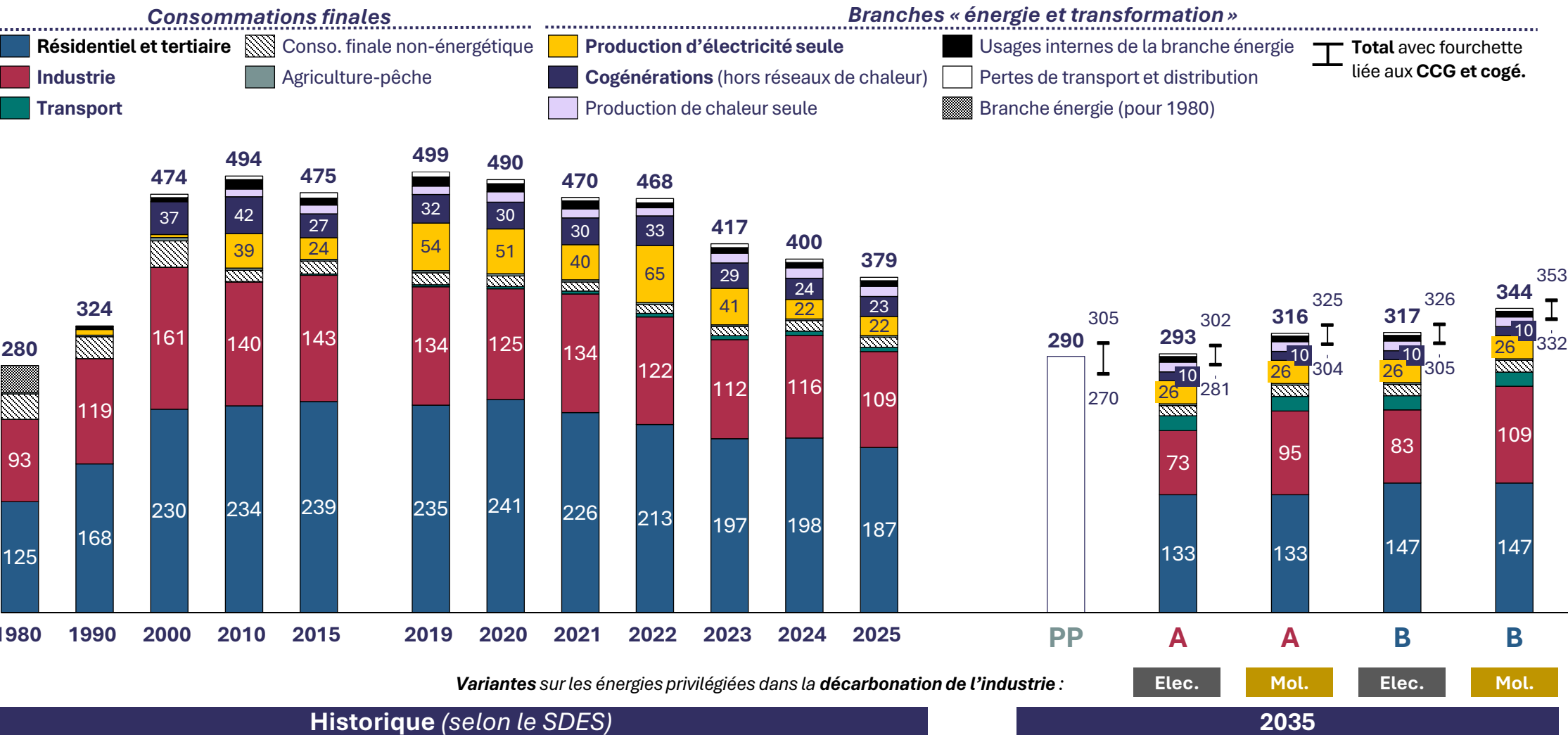
1) Un écart entre les données corrigées du climat du SDES et des opérateurs gaziers (GRDF, Teréga, NaTran) existe à cause d'une méthodologie de correction climatique différente. L'écart était de 25 TWh PCI / an en 2024 et 15 TWh PCI / an en 2023 (SDES plus haut que gaziers).

2) Fourchette de la PPE 3 : consommation de gaz primaire fossile + fourchette de production du biométhane en France

Sources : SDES (Bilan énergétique de la France pour 2024 du 04/03/2026), PPE 3 (page 10 et 48), NaTran et Teréga

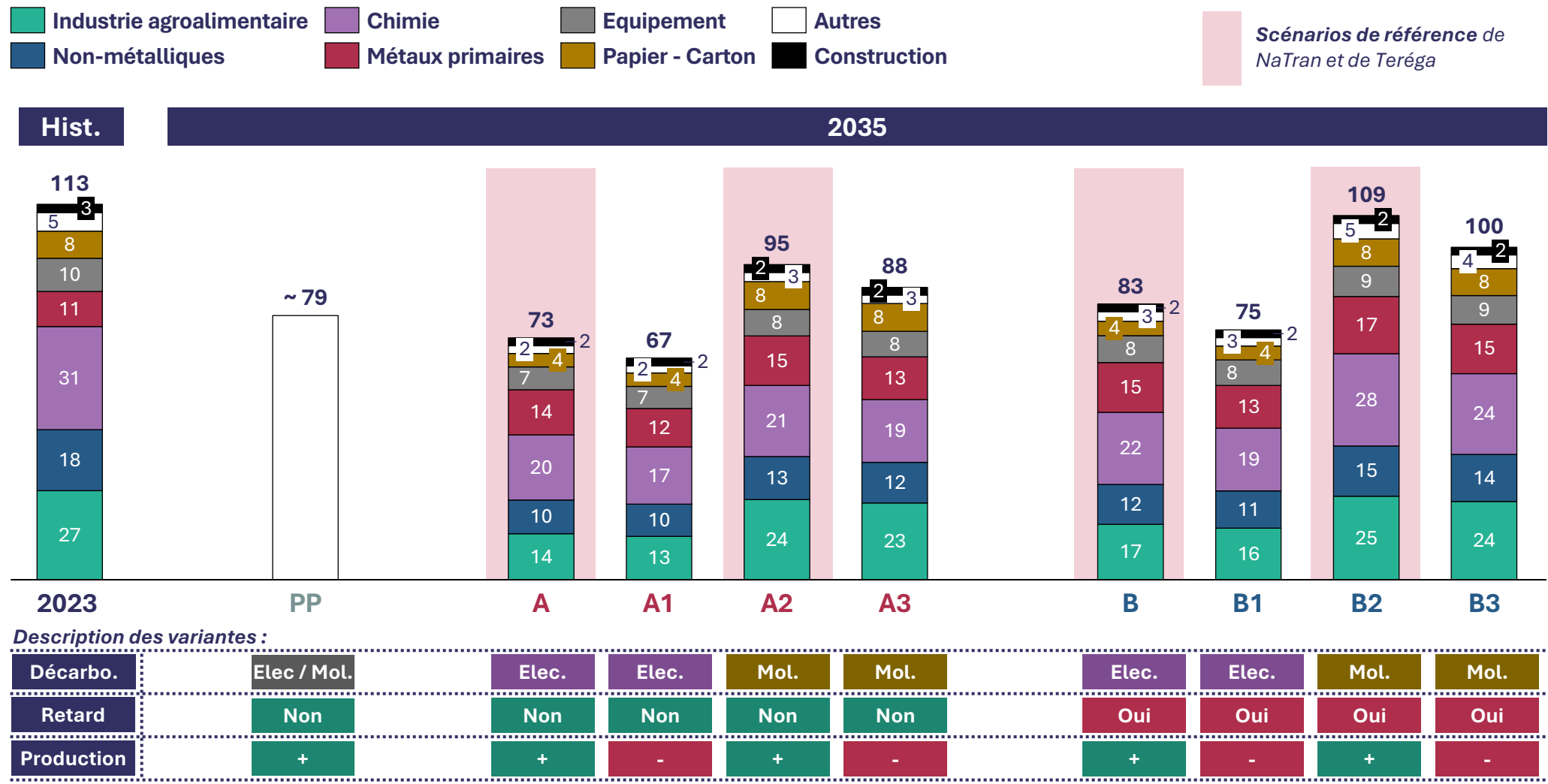
La baisse scénarisée de la consommation totale de méthane entre 2024 et 2035 s'explique par une baisse dans les secteurs bâtiment et industrie, malgré une légère hausse dans les transports

CONSOMMATION TOTALE DE MÉTHANE EN FRANCE PAR SECTEURS – CVC¹⁾ - [1980-2035], TWh CH₄ PCS / an



La consommation de méthane dans l'industrie en 2035 varie sensiblement selon les variantes de voies de décarbonation et de niveaux de production envisagées

CONSOMMATION DE MÉTHANE EN FRANCE DANS L'INDUSTRIE – CVC¹⁾ - [2023-2035], TWh CH₄ PCS / an



CH₄ renouvelables et bas-carbone



Aurélien LECAILLE

Responsable adjoint du Pôle
Stratégie

NaTran



Emeline DROUET

Cheffe de projets prospective
Direction développement

NaTran



Emilie MAUGER

Responsable des études
prospectives

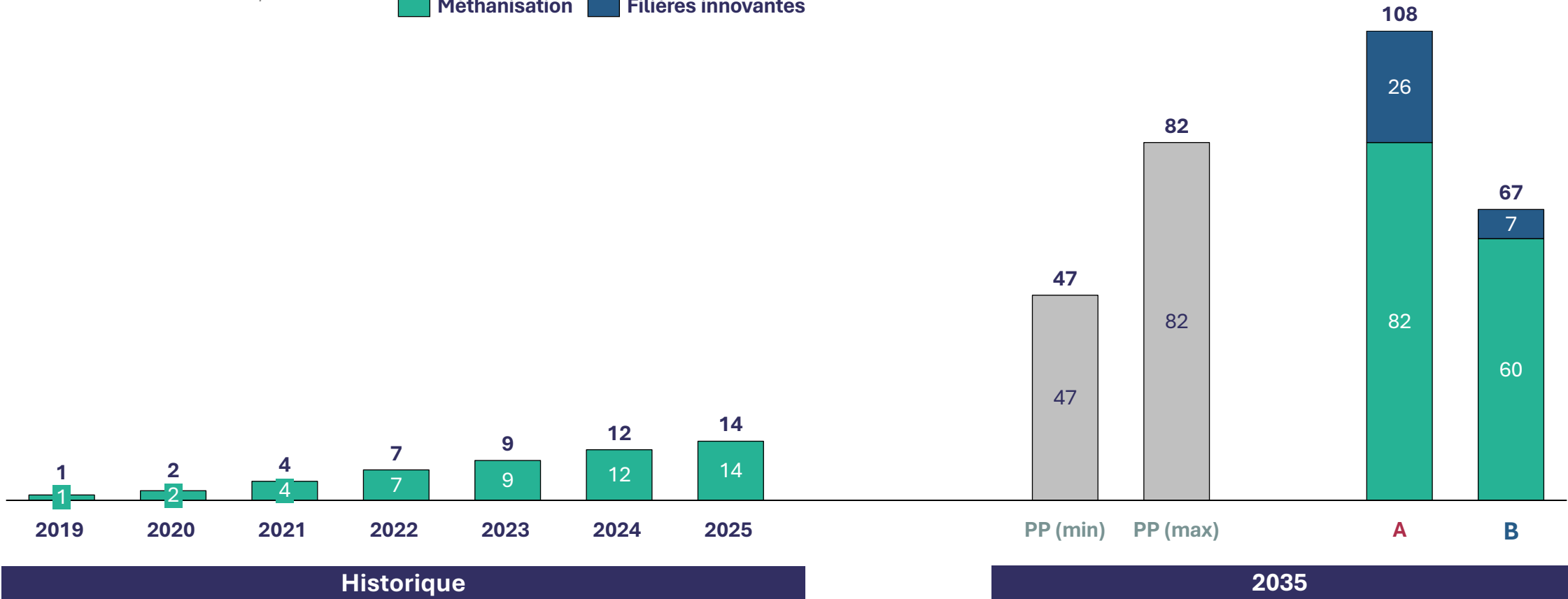
Teréga

La production de méthane renouvelable et bas-carbone pourrait augmenter significativement d'ici 2035, ce qui diminuerait l'import de gaz naturel et améliorerait la souveraineté et la balance commerciale françaises

PRODUCTION DE MÉTHANE RENOUVELABLE ET BAS-CARBONE EN FRANCE

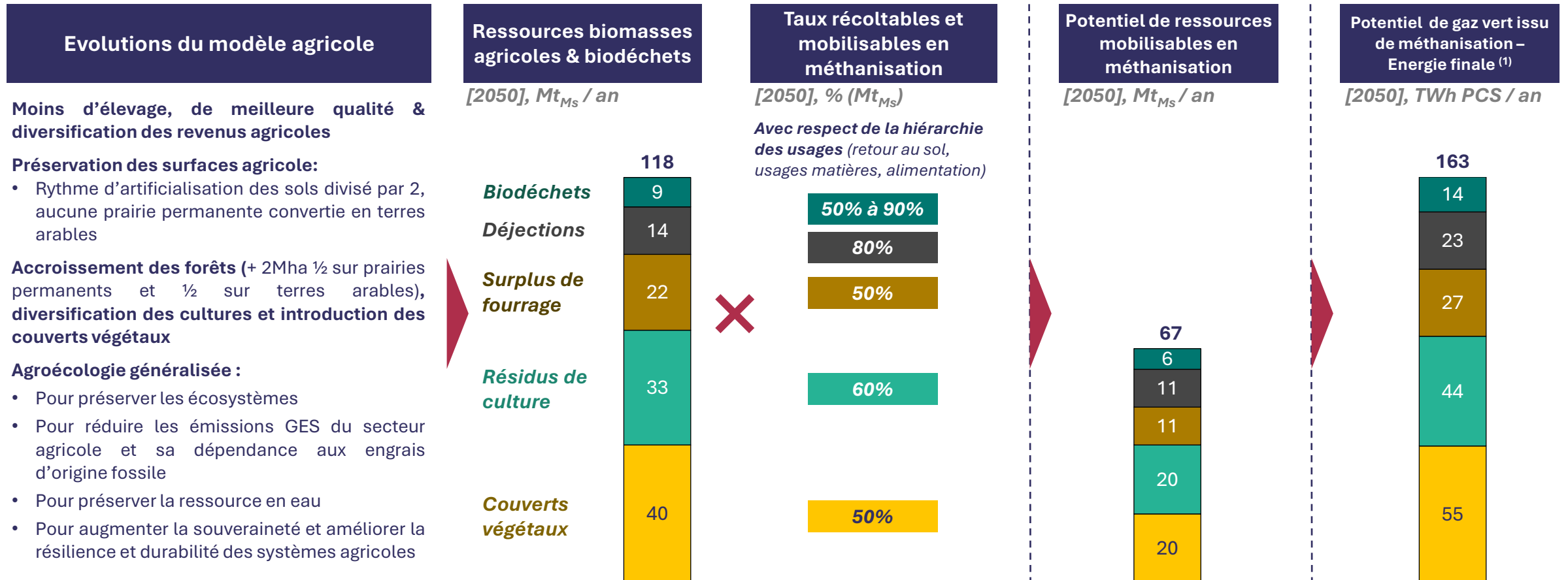
[2019-2035], TWh CH₄ PCS / an

■ Méthanisation ■ Filières innovantes



Les scénarios de méthanisation à 2035 (60 à 82 TWh PCS / an) ne sont a priori pas contraints par la ressource et représentent ~ 30% à 50% du volume potentiel identifié à 2050 selon le scénario « Afterres2050 » (2026)

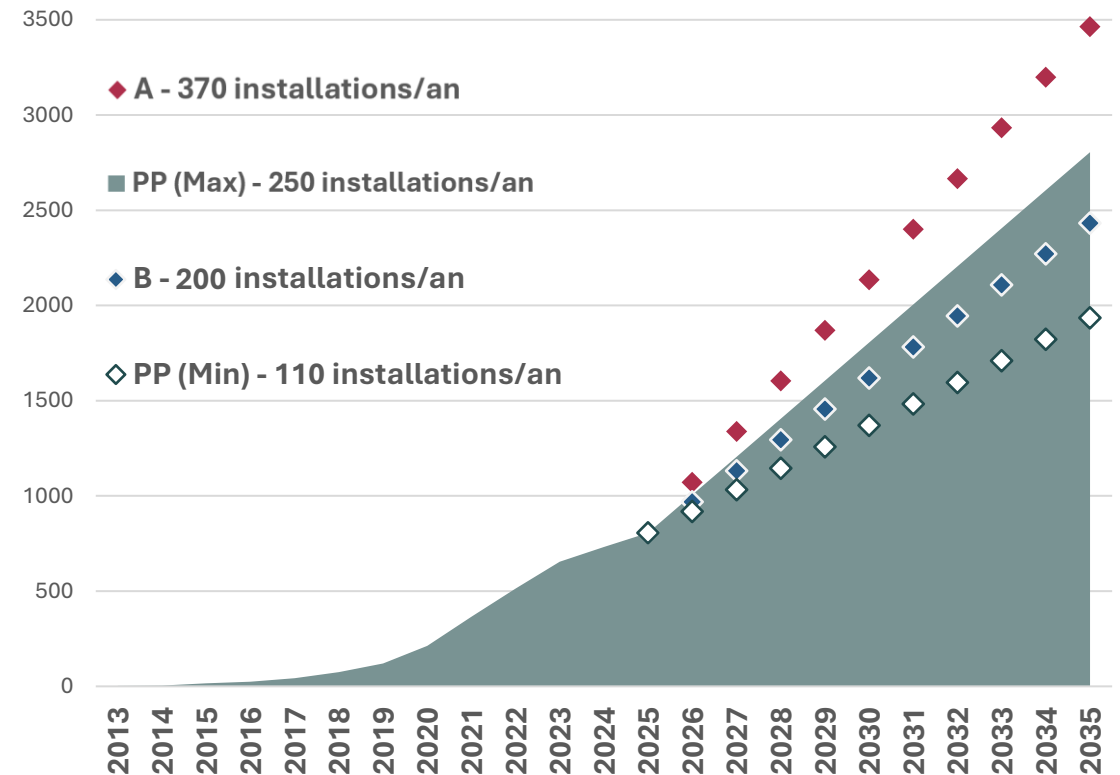
Dans ce scénario, la hiérarchie des usages (retour au sol, usages matières, alimentation humaine et animale) est respectée et 90% des agriculteurs auraient accès à un méthaniseur à moins de 8 km en 2050. Les ressources agricoles valorisables en énergie sont mobilisées en méthanisation plutôt que vers d'autres usages énergétiques pour des raisons agronomiques



Ces volumes scénarisés de production de méthane renouvelable et bas-carbone nécessitent une accélération du rythme de déploiement

- La borne haute de la PPE3 à 82 TWh PCS / an en 2035 est atteignable, à condition d'accélérer le rythme de déploiement annuel des installations de production de méthane renouvelable et bas-carbone
- Cette borne haute de la PPE 3 correspond à un rythme de déploiement de **250 installations/an à partir de 2025**
- Ces rythmes restent très inférieurs à ce qui a pu être observé en Allemagne : jusqu'à 1 300 installations/an et en moyenne 500 installations/an sur les 20 dernières années*
- Une **recherche de souveraineté énergétique européenne** pourrait imposer une accélération du rythme de déploiement des installations
- L'atteinte de la trajectoire du gouvernement ne peut se réaliser sans une **reconnaissance du biométhane dans les soutiens publics existants** pour l'industrie

EVOLUTION DU NOMBRE DE SITES INJECTANT DU MÉTHANE RENOUVELABLE ET BAS CARBONE D'ICI 2035 ET RYTHME DE DÉPLOIEMENT À PARTIR DE 2025
[2013-2035], # sites d'injection

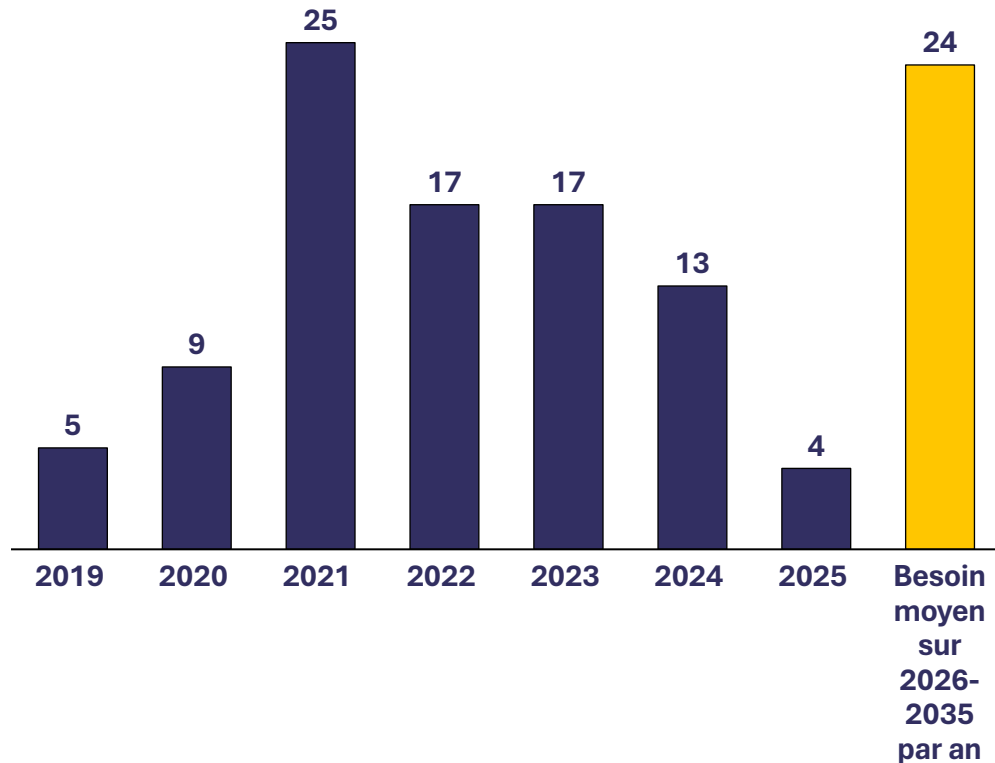


Trajectoire de raccordements et de rebours : atteindre 80 TWh_{PCS} / an en 2035 nécessite une accélération à un rythme atteignable compte tenu de l'historique

Raccordements annuels de producteurs de bioCH₄

Nombre annuel de raccordements de sites de production de biométhane sur le réseau NaTran pour atteindre 82 TWh PCS / an de biométhane injecté

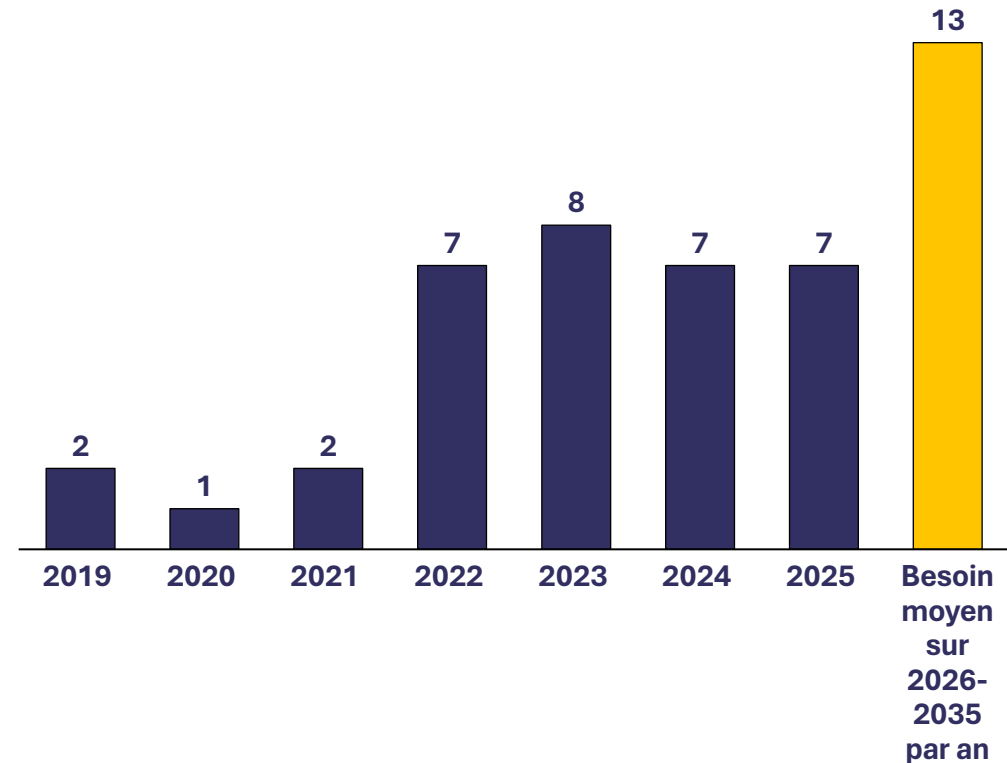
[2019-2035], # raccordements par an



Mises en service annuelles de rebours

Nombre annuel de mises en service de rebours sur le réseau NaTran pour atteindre 82 TWh PCS / an de biométhane injecté

[2019-2035], # mises en service par an



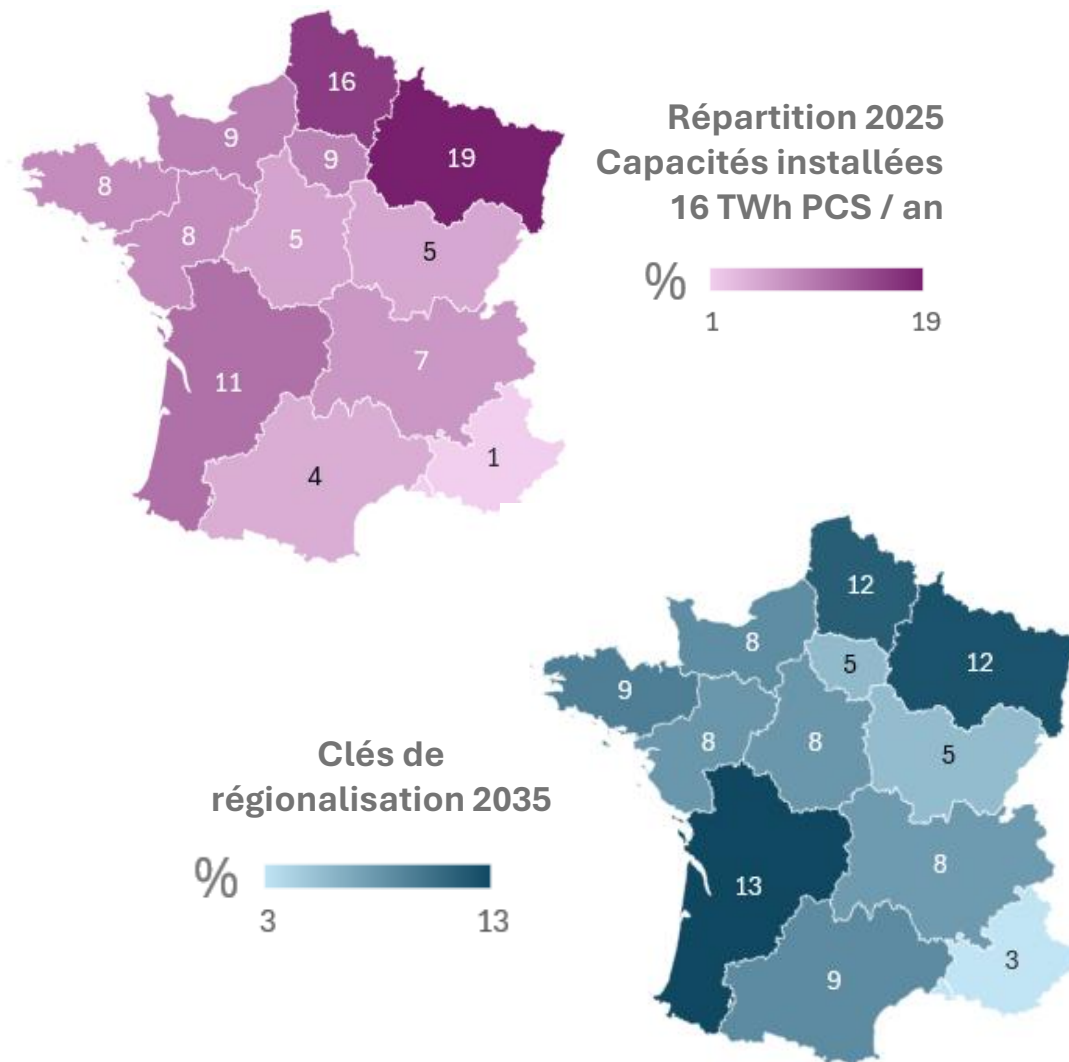
Une régionalisation des scénarios de production de biométhane est réalisée sur la base de la localisation des ressources et de la dynamique de développement actuelle

La démarche de déclinaison territoriale de la PPE a été lancée et est une étape clé puisque c'est dans les territoires que se font les projets de production.

En l'attente des remontées des Comités Régionaux de l'Energie, NaTran et Teréga travaillent avec des clés de régionalisation prospectives fondées sur :

- la **localisation des ressources** (gisement théorique méthanisable, Solagro (2018))
- la **dynamique de développement propre à chaque région** selon leurs spécificités (typologies des installations agricoles, nature des ressources agricoles, appropriation territoriale, ...).

Le **registre de capacités*** dont **Natran et Teréga sont les gestionnaires** rend compte des **capacités réservées d'injection de biométhane** et permet de définir des quotités régionales basées sur la dynamique à court terme.



Schémas d'approvisionnement et flux européens de méthane



Jacques REBEROL

Chargé de mission stratégie

NaTran



Xavier CLEIS

Resp. du service optimisation de réseau

Teréga

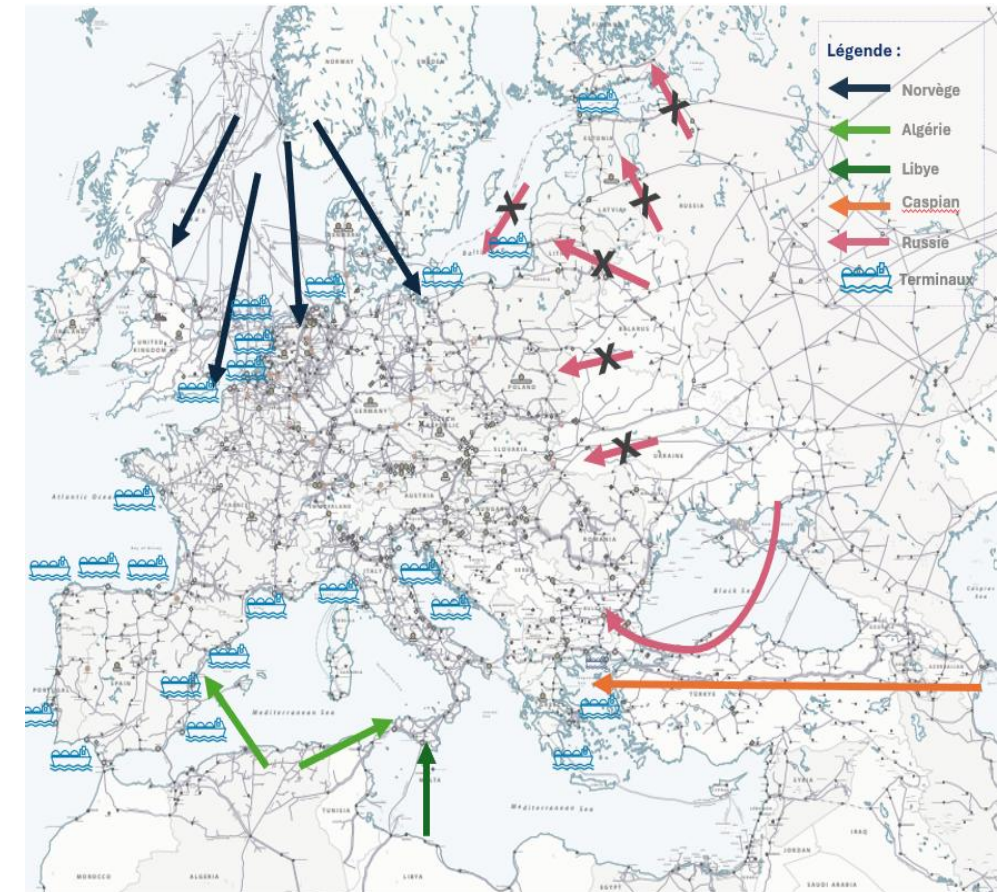
La sécurité d'approvisionnement française s'inscrit dans un système européen et un marché mondialisé

La **sécurité d'approvisionnement** de l'ensemble des pays européens (y compris la France) **dépend des infrastructures européennes interconnectées** (dont les terminaux de GNL) et de leur résilience.

Les infrastructures françaises sont sollicitées :

- A l'échelle **nationale**, pour **connecter** la consommation française, l'approvisionnement (imports et biométhane français) et les lieux de stockage;
- A l'échelle **européenne**, pour les **transits de gaz** pour les besoins croissants de pays adjacents.
- Ces flux sont largement déterminés par un **marché mondialisé**

Dans ce contexte, nos analyses des infrastructures de méthane **intègrent un ensemble d'hypothèses et de sensibilités à l'échelle européenne** et à l'interface entre l'Europe et le reste du monde



Approvisionnement actuel de l'Europe en gaz naturel

Des analyses régies par les règlements européens et le code de l'énergie

Des cas de **disruption (N-1)** permettent de **tester la résilience des infrastructures** conformément à la réglementation européenne¹ et française².

ENTSOG a redéfini ces cas de disruption par région en 2024 (tableau ci-contre).

Des ruptures d'approvisionnement en provenance des **pays producteurs** sont aussi envisagés (**S-1**).

Enfin, ENTSOG intègre aussi des cas de disruption des **principales infrastructures d'interconnexion** pour chaque pays dans des conditions de pointe de consommation (**SLID – Single Largest Infrastructure Disruption**).

Risk Group	#	Disruption scenario	Disruption location / duration
North Sea	1	Disruption of the largest offshore infrastructure to continental EU (Europipe 2)	offshore / 6 months
	2	Disruption of the largest onshore infrastructure from Norway (Emden station)	onshore / 2 weeks
	3	Disruption of the largest infrastructure to Denmark (Nybro area)	onshore / 2 weeks
	4	Disruption of the largest offshore infrastructure to the UK (Langeled)	offshore / 6 months
	5	Disruption of Forties pipeline system	offshore / 6 months
North African	6	Disruption of the largest offshore infrastructure to Italy (Transmed)	offshore / 6 months
	7	Disruption of the largest offshore infrastructure to Spain (Medgaz)	offshore / 6 months
	8	Disruption of all imports from Algeria, including LNG	offshore / 6 months
	9	Disruption of all imports from Libya	offshore / 6 months
South-East	10	Disruption of all imports from Turkey to Greece (TANAP + Kipi import point)	offshore / 6 months
	11	Disruption of the largest onshore infrastructure to Greece (TANAP)	onshore / 2 weeks
LNG	12	S-1 LNG. Limited availability of LNG supply	6 months

Cas de disruption SOS (N-1)

Les analyses de NaTran et de Teréga seront complétées par les exercices européens menés par l'ENTSOG ("Natural Gas System Assessment" dans le cadre du TYNDP – Q4 2026 et prochainement par l'analyse de la sécurité d'approvisionnement à 10 ans – à venir)

Les analyses complémentaires montrent que les infrastructures gazières sont en capacité d'assurer l'adéquation offre-demande

Les analyses proposées lors des ateliers comprenaient **un large spectre de sensibilités** sur les consommations, les productions et les approvisionnements.

À la suite des retours reçus, des sensibilités complémentaires ont été ajoutées dans les études :

- **La production de méthane en Norvège** : ajout de scénarios de baisse de production
- **Le GNL** : ajout de sensibilités supplémentaires concernant la disponibilité du GNL sur le marché
- Sensibilités concernant **la production de biométhane**



Concernant les infrastructures, sont pris en compte :

- Les développements de **nouvelles capacités de regazéification** notamment en Allemagne et en Italie ainsi que la fin des terminaux du Havre et de Tonkin
- Les **projets de conversion de gazoducs** transmis par les promoteurs dans le cadre du **TYNDP2026**

Nos simulations des différents aléas permettent de conclure que les infrastructures gazières françaises sont en capacité **d'assurer l'adéquation de l'offre et de la demande** pour l'ensemble des scénarios étudiés à l'horizon 2035, comme elles l'ont permis par le passé.

L'influence des différents scénarios sur le réseau de transport de méthane sont analysés dans le cadre du Plan de Développement Décennal (PDD) élaboré sous l'égide de la CRE

Les scénarios

- Les scénarios français concertés dans le cadre des Perspectives d'Avenir sont **traduits en une sollicitation de notre réseau** à un niveau de **pointe au risque 2%**, conformément au code de l'énergie (R121-8).



Le PDD

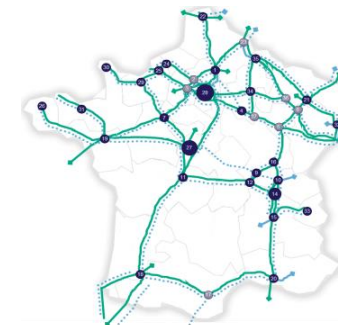
- Les scénarios alimentent le PDD, exercice annuel défini par le code de l'Énergie (art L431-6), qui **identifie** les investissements à dix ans, ainsi que ceux à engager sous trois ans.
- La **publication du PDD et la concertation gaz** associée sont planifiées pour **T4 2026**.

- Le PDD est cohérent avec les scénarios européens des gestionnaires de réseau, traduits en une sollicitation de pointe au risque 5% conformément au règlement (CE) n° 715/2009.
- La PPE publiée en février 2026 souligne le **rôle critique des infrastructures gaz** pour la **flexibilité** du système énergétique et la sécurité d'**approvisionnement**.

Déclinaisons liées à la sollicitation des réseaux

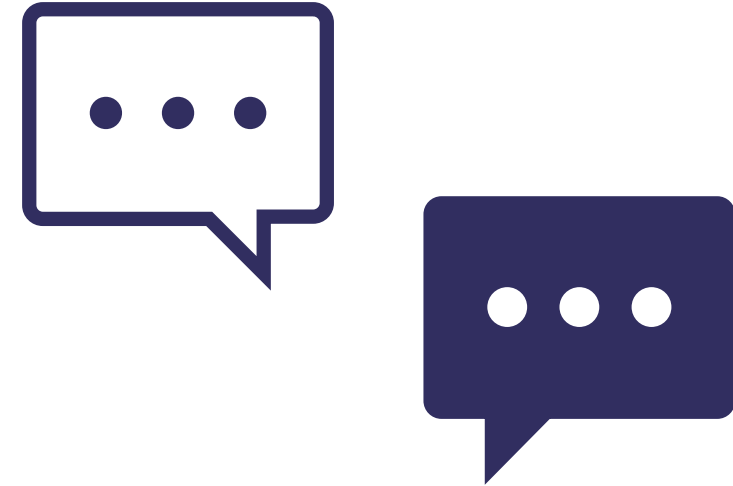


Déclinaison liée aux données climatiques et à la flexibilité



Déclinaisons géographiques à la maille réseaux

Questions & Réponses



A vous la parole !



Levez la main pour poser vos questions en présentiel ou en distanciel. Vous pouvez aussi poser vos questions dans la rubrique Q&R : précisez dans la question « NOM Prénom, entité, votre question ».



Nous répondrons à toutes les questions, soit en direct (à l'oral), soit à l'écrit dans le chat.

Présentation des scénarios hydrogène



Matthieu ACKER

Chargé de mission stratégie
NaTran



Lisseth OLIVART

Chargée de mission stratégie
NaTran



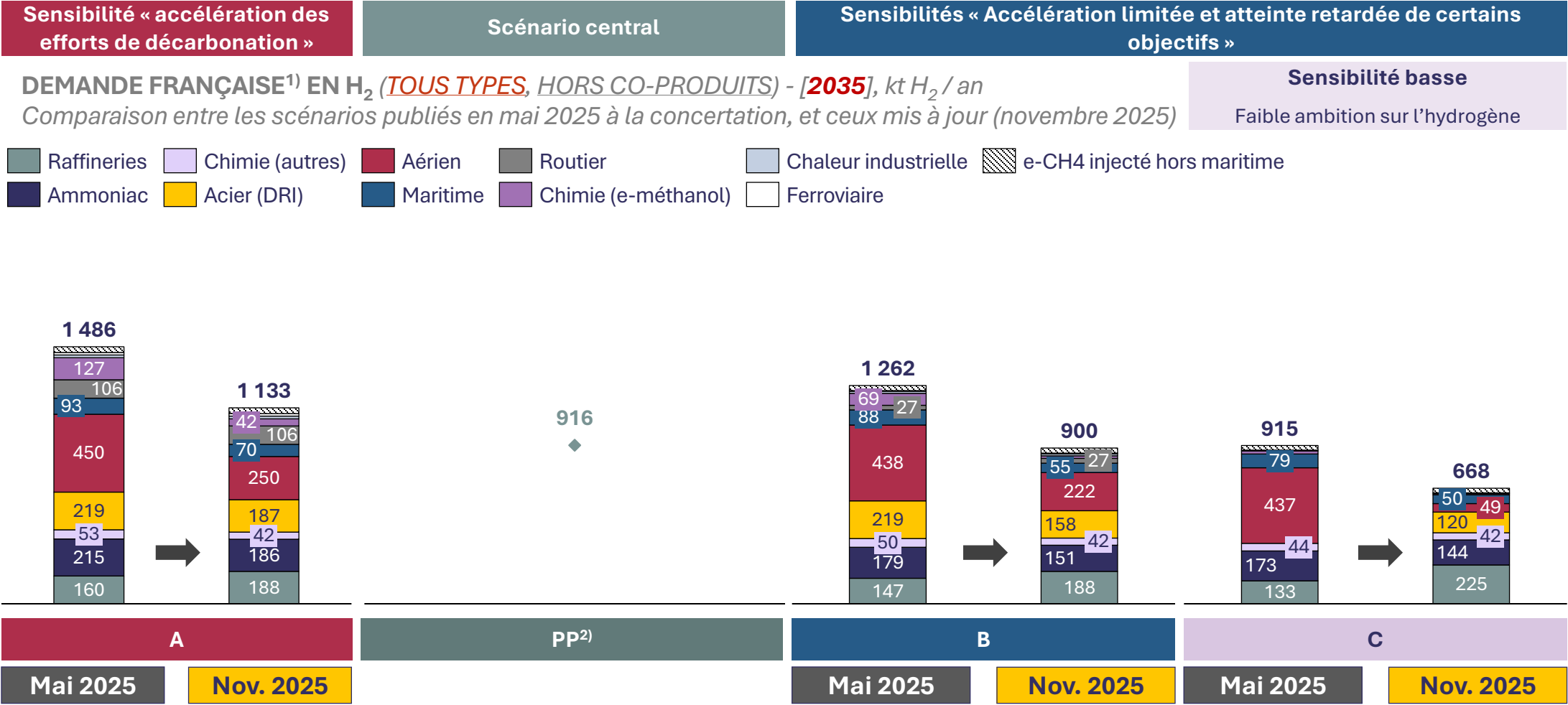
Gregory BUGLER

Resp. du Département
Prospective et Stratégie
Teréga

3 scénarios de consommation d'H₂ construits autour du scénario des pouvoirs publics

Eléments	Sensibilité « accélération des efforts de décarbonation »	Scénario central	Sensibilités « Accélération limitée et atteinte retardée de certains objectifs »	
	A	PP	B	C
Description succincte	Forte ambition sur l'H ₂ et le CCU	Scénario reconstitué sur la base des différents éléments fournis par les pouvoirs publics (PPE3 et SNBC 3)	Ambition réduite et retardée concernant l'H ₂ et le CCU	Développement moins rapide des consommations et productions d'H ₂ que dans les autres scénarios
Rythme et ampleur de la décarbonation	Forte et rapide	Forte et rapide	Rythme retardé	Décarbonation plus lente et moins forte à cause de difficultés économiques, sociales, réglementaires ou techniques
Décarbonation passant par l'H ₂ ou non	Forte ambition sur l'H ₂ pour décarboner les transports (via e-fuels et H ₂ direct dans les poids lourds), et l'industrie (sidérurgie, engrais, raffineries et en moindre mesure reste de la chimie)	Ambition modérée sur l'H ₂ pour la décarbonation des transports et de l'industrie	Ambition modérée sur l'H ₂ pour la décarbonation des transports et de l'industrie	Faible utilisation de l'H₂ pour décarboner les transports et l'industrie
Ambition de souveraineté	Forte (niveaux modérés d'imports d'e-fuels par exemple, production d'engrais et sidérurgie toujours en France via MACF)	Forte	Modérée	Faible
Conséquence sur la demande nationale en H ₂	Forte demande en H ₂	Demande modérée en H ₂	Demande modérée en H ₂	Faible demande en H ₂

La consommation en France d'H₂ (tous types) en 2035 a été revue en cohérence avec les retours des participants lors de l'atelier de mai 2025



1) Périmètre : conso. d'H₂ pour la production française d'e-fuels. Prends en compte de potentiels imports de dérivés d'H₂ répondant à la demande française de carburants durables.

2) Donnée communiquée par la DGEC pour le scénario PPE et/ou SNBC 3

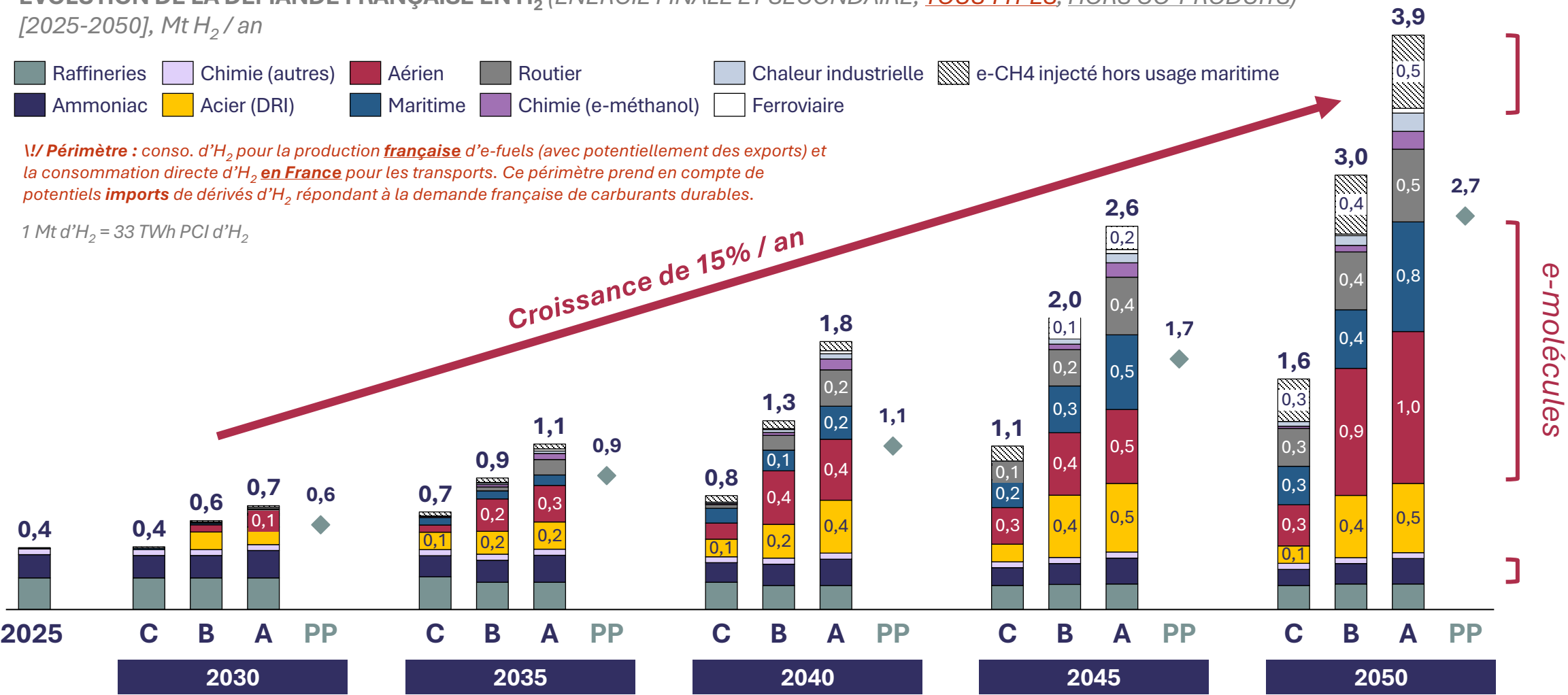
La consommation en France d'hydrogène (tous types) pourrait fortement croître à l'avenir, portée par les nouveaux usages de l'H₂ comme la sidérurgie, les e-fuels et le transport routier

EVOLUTION DE LA DEMANDE FRANÇAISE EN H₂ (ENERGIE FINALE ET SECONDAIRE, TOUS TYPES, HORS CO-PRODUITS)
[2025-2050], Mt H₂ / an



!! PÉRIMÈTRE : conso. d'H₂ pour la production française d'e-fuels (avec potentiellement des exports) et la consommation directe d'H₂ en France pour les transports. Ce périmètre prend en compte de potentiels imports de dérivés d'H₂ répondant à la demande française de carburants durables.

1 Mt d'H₂ = 33 TWh PCI d'H₂

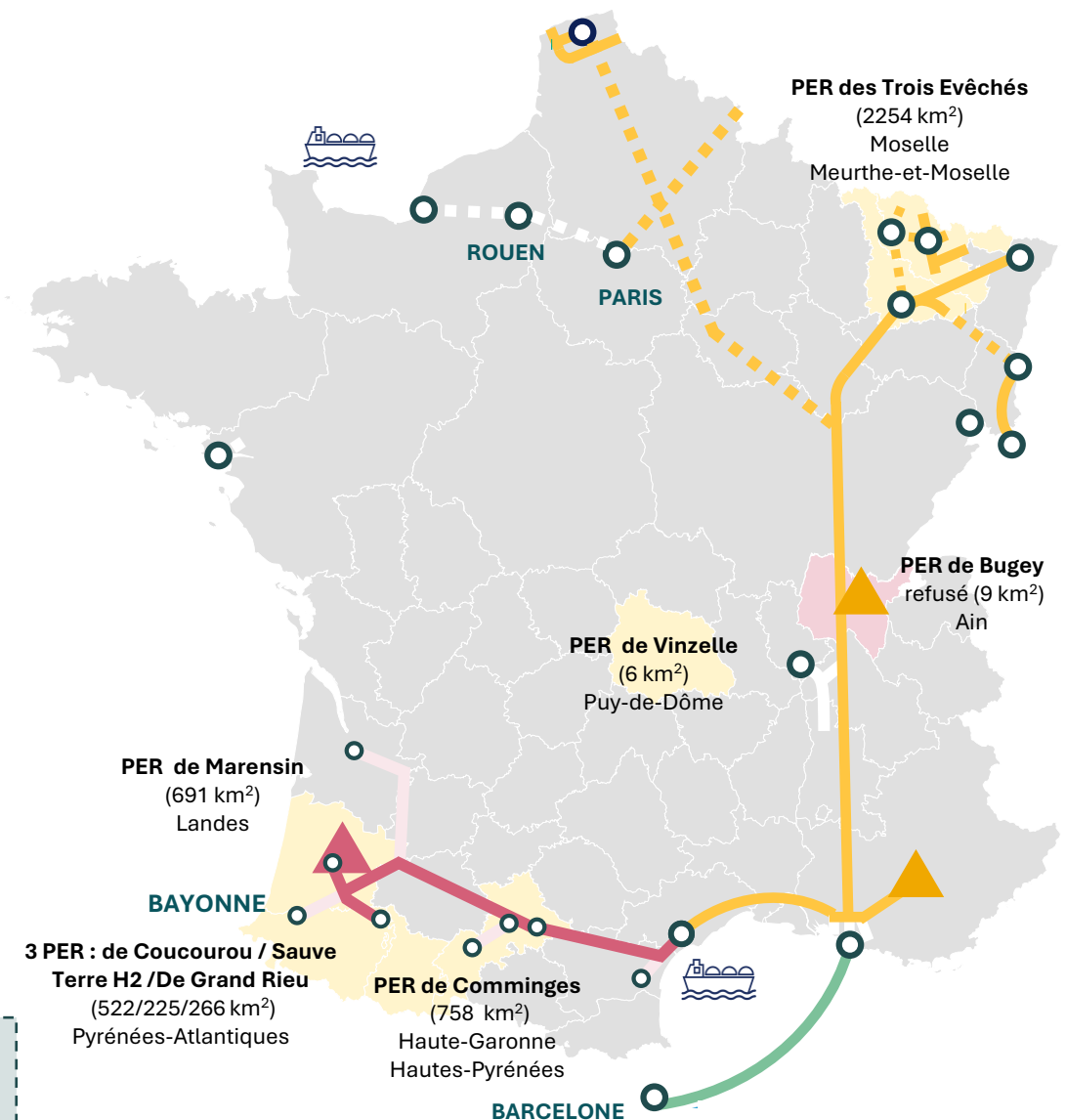


L'hydrogène blanc est aujourd'hui pris en compte dans nos travaux prospectifs. Le sujet est remonté par les acteurs et s'inscrit dans une dynamique d'exploration avérée.

- Un cadre réglementaire désormais explicite
- Une dynamique d'exploration avérée en France
- Un sujet néanmoins récent, soumis à de fortes incertitudes en termes de volume potentiel exploitables et de la qualité du gaz lors de l'exploitation

En l'absence de licence de production et au vu de la durée de développement pour une production commerciale à partir de l'obtention de la licence (estimée entre 11 et 15 ans), les analyses à 2035 ne sont pas impactées.

Les **PER** (*Permis Exclusifs de Recherche*) identifiés présentent une forte cohérence avec le Plan de développement prospectif H₂, à 2035 comme à long terme



Infrastructures 2035 :

- | | | |
|------------------------------------|--|--|
| — / — Réseau H ₂ NaTran | — Réseau H ₂ NaTran / Teréga / Enagas | ▲ Stockage H ₂ Teréga |
| — / — Réseau H ₂ Teréga | ▲ Stockages H ₂ Storengy | ● PER - Potentiel H ₂ blanc |

Plans de développement prospectifs des infrastructures H₂



Théo ALGOUD

Ingénieur études réseaux

NaTran



Mathis RIGAUD

Ingénieur de recherche OADR

NaTran



Mélissandre BONNAUDET

Chargée de mission
stratégie

NaTran



Gregory BUGLER

Resp. du Département
Prospective et Stratégie

Terēga

Méthodologie des plans de développement prospectifs

A travers cet exercice de concertation, Natran et Teréga se préparent aux **nouvelles responsabilités issues du 4^e Paquet européen Gaz** décarboné à transposer d'ici août 2026

Le schéma directeur soumis à concertation en 2025 a été conforté par différentes études, dont certaines font l'objet d'approfondissements thématiques :

1. Valeur du réseau H₂ : présentation des résultats de modélisation multi-énergies
2. Mise à jour du schéma directeur H₂

Focus H₂:

Nord-Ouest

- Intérêt potentiel d'un réseau hydrogène pour soulager le réseau électrique (en cas de concentration plus importante de la production EnR)

Actualisation des analyses sur cette zone avec les données les plus récentes en partenariat avec l'ADEME

Prise en compte de l'AMI HySoW dans les études de développement des infras Sud-Ouest

Dorsale Est Nord-Sud

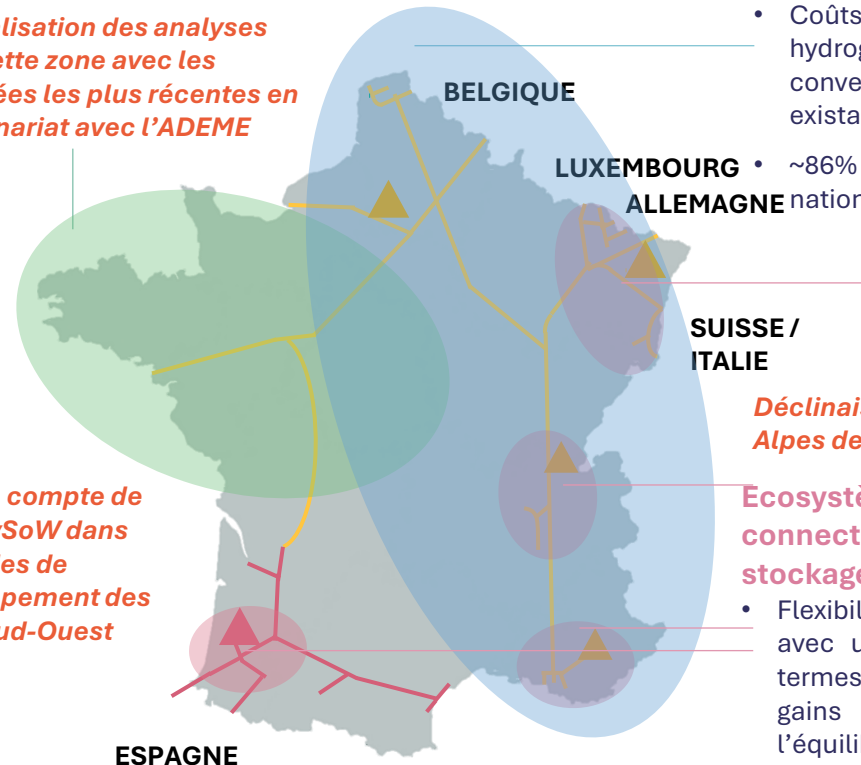
- Flexibilisation de l'ensemble des électrolyseurs situés dans les futurs grands bassins hydrogène : intérêt pour l'équilibre offre-demande d'électricité au niveau national
- Coûts de développement du réseau hydrogène limité, grâce à la conversion de canalisations existantes

LUXEMBOURG • ~86% de la consommation nationale

Déclinaison en Auvergne-Rhône-Alpes de l'étude RTE-NaTran

Ecosystèmes locaux connectant bassins H₂ et stockages salins

- Flexibilisation des électrolyseurs avec un investissement limité en termes de réseau d'hydrogène ; gains rapides possibles pour l'équilibre offre-demande d'électricité au niveau national



https://www.natrangroupe.com/sites/default/files/2023-08/grtgaz_rte_etudeh2.pdf

Valeur du réseau H₂

Présentation des résultats de modélisation multi-énergies



Théo ALGOUD

Ingénieur études réseaux

NaTran



Mathis RIGAUD

Ingénieur de recherche OADR

NaTran

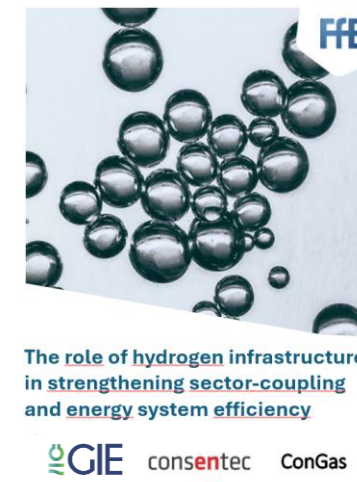
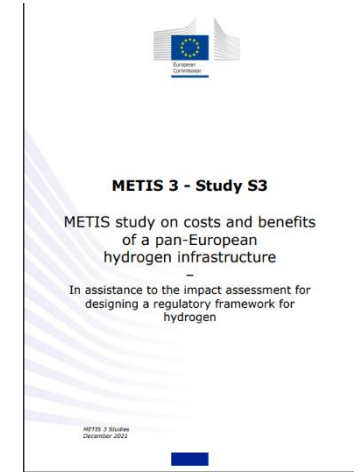
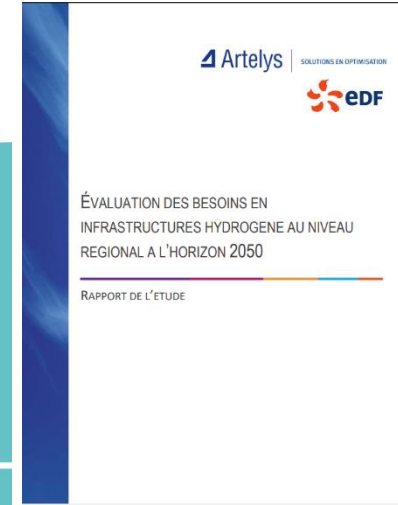
Les bénéfices nets liés à la flexibilité permise par les infrastructures hydrogène en France sont évalués entre 1,2 et 1,5 Mds € / an

Une vision convergente de la valeur des réseaux de transport H₂

- Études prospectives technico-économiques nombreuses éclairant l'intérêt économique des infrastructures H₂ et notamment leur valeur en tant que **flexibilité**
- **1,5 Mds€/an** de bénéfices nets liés à la flexibilité permise par les infrastructures hydrogène (réseau maillé) à **2050** selon **l'étude conjointe RTE-NaTran 2023**
- **1,2 Mds€/an** de bénéfices nets liés à la flexibilité permise par les infrastructures hydrogène (réseau de type hubs) à **2035** selon le **Bilan Prévisionnel 2023 de RTE**

Des analyses complémentaires ont été réalisées par NaTran, dans la continuité des travaux précédents :

- L'objectif des simulations est double :
 - Se projeter sur un **séquençement de déploiement**, et mettre à jour le cas échéant le schéma directeur de nos infrastructures H₂
 - Comparer la **valeur additionnelle** entre un réseau en hubs et un réseau maillé interconnecté



Deux configurations d'infrastructures France sont étudiées pour analyser la valeur du réseau maillé interconnecté à 2035 : HUBS et CONNECT



Infrastructures en hubs : le réseau connecte les zones de consommation industrielles à un stockage

1,9 GWe d'ELY flexibles sur 5,5 GWe installés

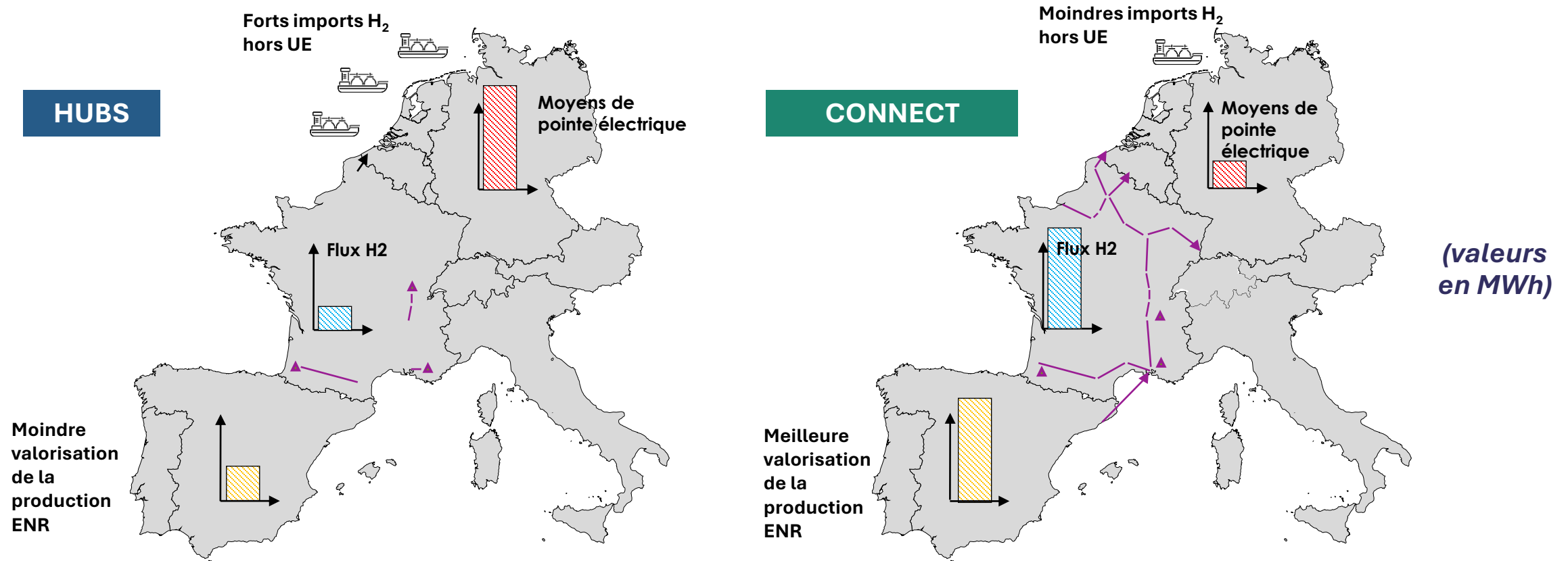


Infrastructures maillées interconnectées : permettant les échanges entre régions françaises et entre la péninsule Ibérique et l'Allemagne

Capacité de production flexible légèrement plus élevée :

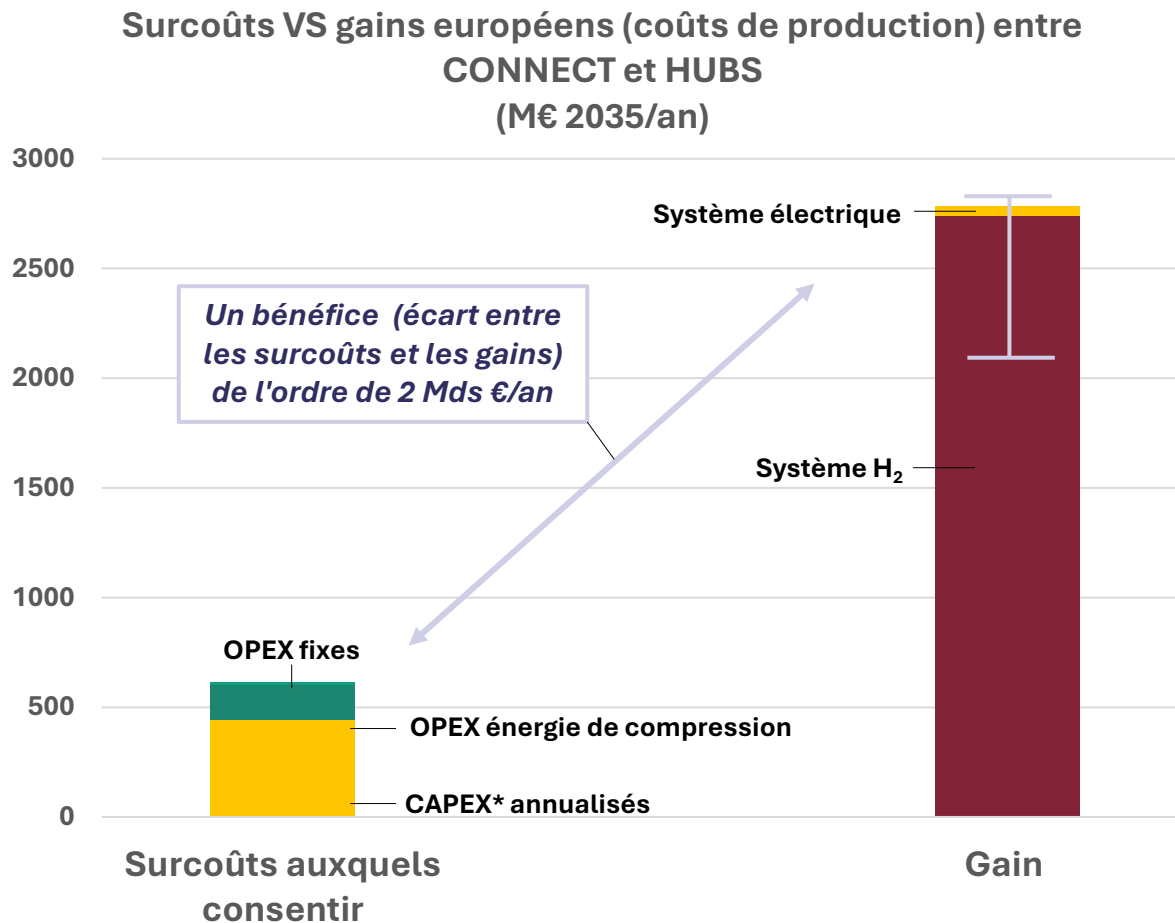
2,3 GWe d'ELY flexibles sur 5,7 GWe installés

En présence de l'infrastructure H₂ interconnectée, un écrêtement plus faible de l'électricité EnR ibérique, et un recours moindre en Europe centrale aux imports coûteux d'H₂ et aux centrales électriques de pointe



Avec l'infrastructure CONNECT, la péninsule ibérique valorise mieux ses EnR (moins d'écrêtement) et exporte son hydrogène *via* la France, ce qui remplace des imports d'hydrogène coûteux en Europe centrale. CONNECT permet également un fonctionnement plus flexible des électrolyseurs, ce qui diminue le recours aux centrales de pointe en France et en Europe centrale.

Les analyses montrent des bénéfices nets de l'ordre de 2 Mds€/an pour un réseau maillé interconnecté versus une configuration en hubs

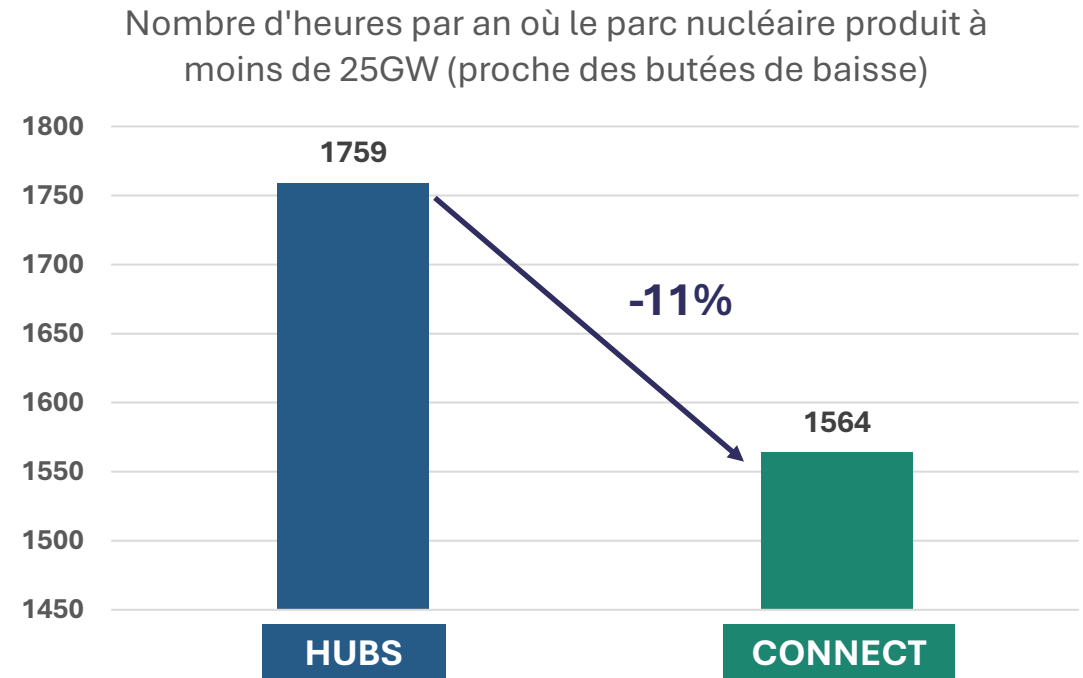


*CAPEX canalisation et électrolyseurs

- La modélisation évalue les gains du système multi-énergies à l'échelle européenne.
- Cette « approche collectivité » met en évidence des bénéfices nets d'environ 2 Mds€/an dans le scénario A.
- Ces bénéfices sont principalement liés à l'optimisation des coûts d'approvisionnement en H₂ permis par davantage de production électrolytique grâce à une meilleure utilisation des EnR et du nucléaire.
- Ainsi, au périmètre Européen, les gains sont plus importants que les surcoûts auxquels consentir à 2035.
- Les analyses de sensibilité à l'étude confirment l'ordre de grandeur du bénéfice pour la collectivité

L'infrastructure de réseau H₂ française CONNECT, en offrant des débouchés à l'électricité nucléaire française, réduit la modulation du parc nucléaire

- L'absence de l'infrastructure CONNECT génère 9 TWh / an de modulation supplémentaire pour absence de débouchés économiques (environ 2,5% du productible nucléaire annuel).
- Les réacteurs s'approchent moins souvent de leur butée de baisse dans CONNECT ce qui facilite l'exploitation du parc nucléaire.



Butées de baisse : le parc peut difficilement descendre en dessous de 25GW. Cette valeur incompressible est le « talon » de la production nucléaire française (BP25)

L'infrastructure H₂ interconnectée et maillée permet une meilleure exploitation du nucléaire français grâce à la production flexible d'H₂. Le bénéfice sur la modulation du nucléaire est significatif, ce qui pourrait limiter l'usure de certains équipements des centrales.

Les résultats des simulations confortent le schéma directeur H₂

RÉSULTATS DES SIMULATIONS

Le réseau **CONNECT** maillé interconnecté permet un gain important sur le système H₂ européen dès 2035 par rapport au réseau **HUBS** : les gains à l'échelle européenne sont supérieurs aux coûts d'investissements.

- Ces gains sont principalement dus à une **optimisation des coûts d'approvisionnement H₂**.
- La flexibilité du réseau **CONNECT** permet une **meilleure utilisation des productibles ENR et nucléaires**.
- Une configuration **CONNECT** permet de **couvrir les besoins de flexibilité H₂ des autres pays européens** grâce à une utilisation accrue des stockages français.

EVOLUTION DU SCHEMA DIRECTEUR H₂

Les résultats obtenus viennent conforter le schéma directeur H₂ soumis à la concertation en 2025.

Les **variantes des scénarios de consommations** étudiées amènent à proposer **deux versions du Schéma Directeur H₂** :

- Un **Schéma Directeur principal** reprenant le séquençement proposé initialement
- Un **Schéma Directeur retardé**, avec un décalage dans le temps de quelques projets.

Mise à jour du schéma directeur H₂



Méli ssandre BONNAUDET

Chargée de mission
stratégie

NaTran



Gregory BUGLER

Responsable du Département
Prospective et Stratégie

Teréga

Schéma Directeur H₂ – Scénario Central

Phase 1 – D’ici 2032



2 740 km – 0,13 TWh de stockage
dont 1 780 km NaTran
560 km Teréga
400 km NaTran / Teréga / Enagas

Phase 2 – Autour de 2035



3 990 km – entre 1 et 1,5 TWh de stockage
dont 2 790 km NaTran
800 km Teréga
400 km NaTran / Teréga / Enagas

Phase 3 – A partir de 2040



5 310 km – jusqu’à 11,5 TWh de stockage
dont 3 990 km NaTran
920 km Teréga
400 km NaTran / Teréga / Enagas

Infrastructures :

- Orange / White line: Réseau 100% H₂ NaTran – PCI / Non PCI
- Pink / White line: Réseau 100% H₂ Teréga – PCI / Non PCI
- Green line: Réseau 100% H₂ NaTran / Teréga / Enagas - PCI
- Yellow / White triangle: Stockages H₂ Storengy PCI / Non PCI
- Pink triangle: Stockage H₂ Teréga PCI

Projets :

- Orange line: Avancement 2026 ≥ faisabilité
- Pink line: Moins avancé à date (2026)
- Blue line: Études de détails
- Yellow circle: Potentiel H₂ blanc
- Blue circle: H₂ / Dérivés d’H₂

Subventions :

- ZIBaC
- DEMIBaC
- Brique technologique
- CEF
- Subv. Occitanie

Schéma Directeur H₂ – Scénario retardé

Phase 1 – D’ici 2032



2 610 km – 0,13 TWh de stockage
dont 1 650 km NaTran
560 km Teréga
400 km NaTran / Teréga / Enagas

Phase 2 – Autour de 2035



3 790 km – entre 1 et 1,5 TWh de stockage
dont 2 590 km NaTran
800 km Teréga
400 km NaTran / Teréga / Enagas

Phase 3 – A partir de 2040



5 310 km – jusqu’à 11,5 TWh de stockage
dont 3 990 km NaTran
920 km Teréga
400 km NaTran / Teréga / Enagas

Infrastructures :

- / — Réseau 100% H₂ NaTran – PCI / Non PCI
- / — Réseau 100% H₂ Teréga – PCI / Non PCI
- Réseau 100% H₂ NaTran / Teréga / Enagas - PCI

- ▲ / ▲ Stockages H₂ Storengy PCI / Non PCI
- ▲ Stockage H₂ Teréga PCI

- Potentiel H₂ blanc
- 🚢 H₂ / Dérivés d’H₂

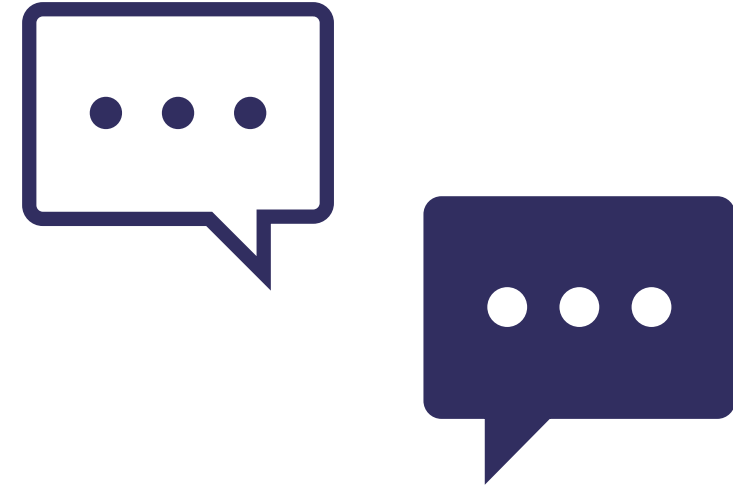
Projets :

- Avancement 2026 ≥ faisabilité
- Moins avancé à date (2026)
- Nom** Études de détails

Subventions :

- ZIBaC
- DEMIBaC
- Brique technologique
- CEF
- Subv. Occitanie

Questions & Réponses



A vous la parole !



Levez la main pour poser vos questions en présentiel ou en distanciel. Vous pouvez aussi poser vos questions dans la rubrique Q&R : précisez dans la question « NOM Prénom, entité, votre question ».



Nous répondrons à toutes les questions, soit en direct (à l'oral), soit à l'écrit dans le chat.

Présentation des scénarios CO₂

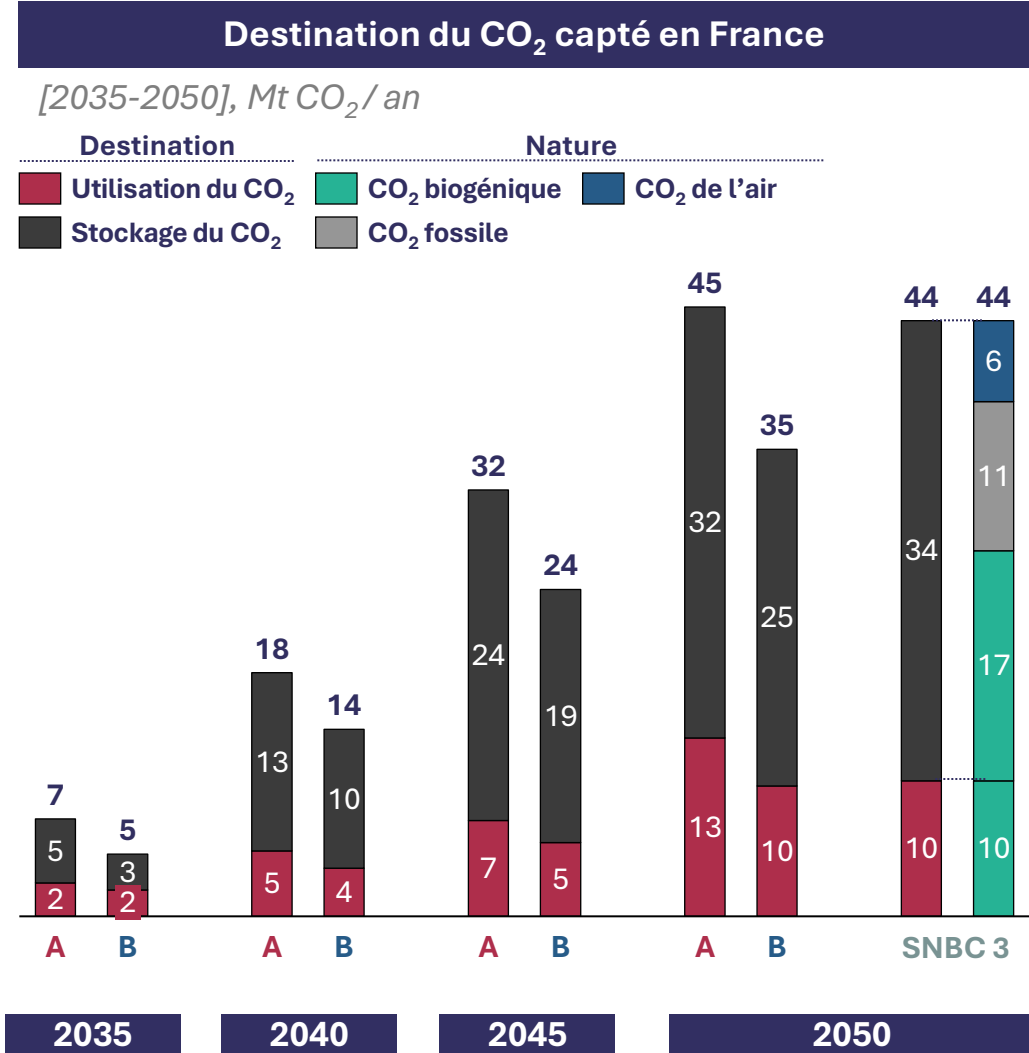
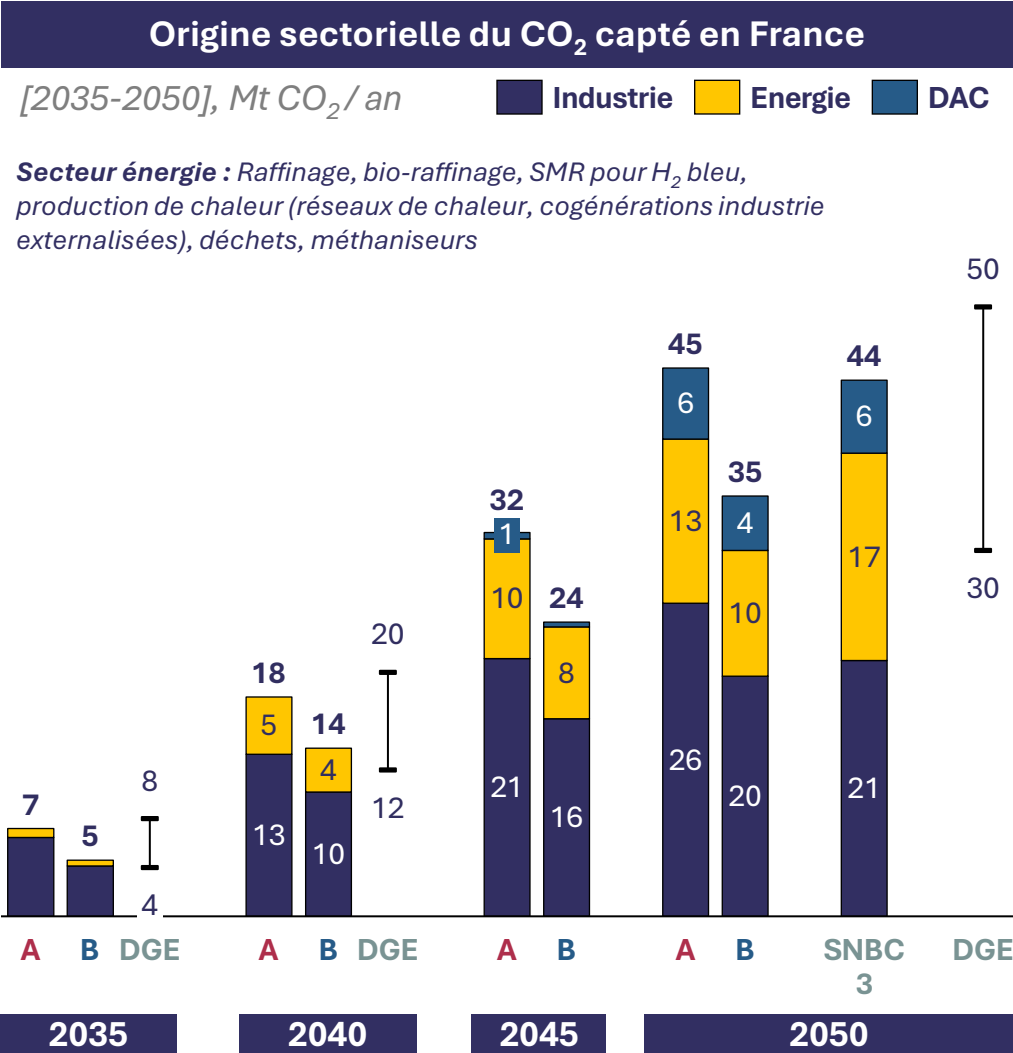


Matthieu ACKER

Chargé de mission stratégie

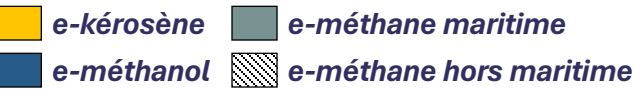
NaTran

Le CO₂ capté devrait croître rapidement en France, dans l'industrie d'abord puis dans le secteur énergie ensuite, pour du stockage et de plus en plus pour de l'utilisation au cours du temps

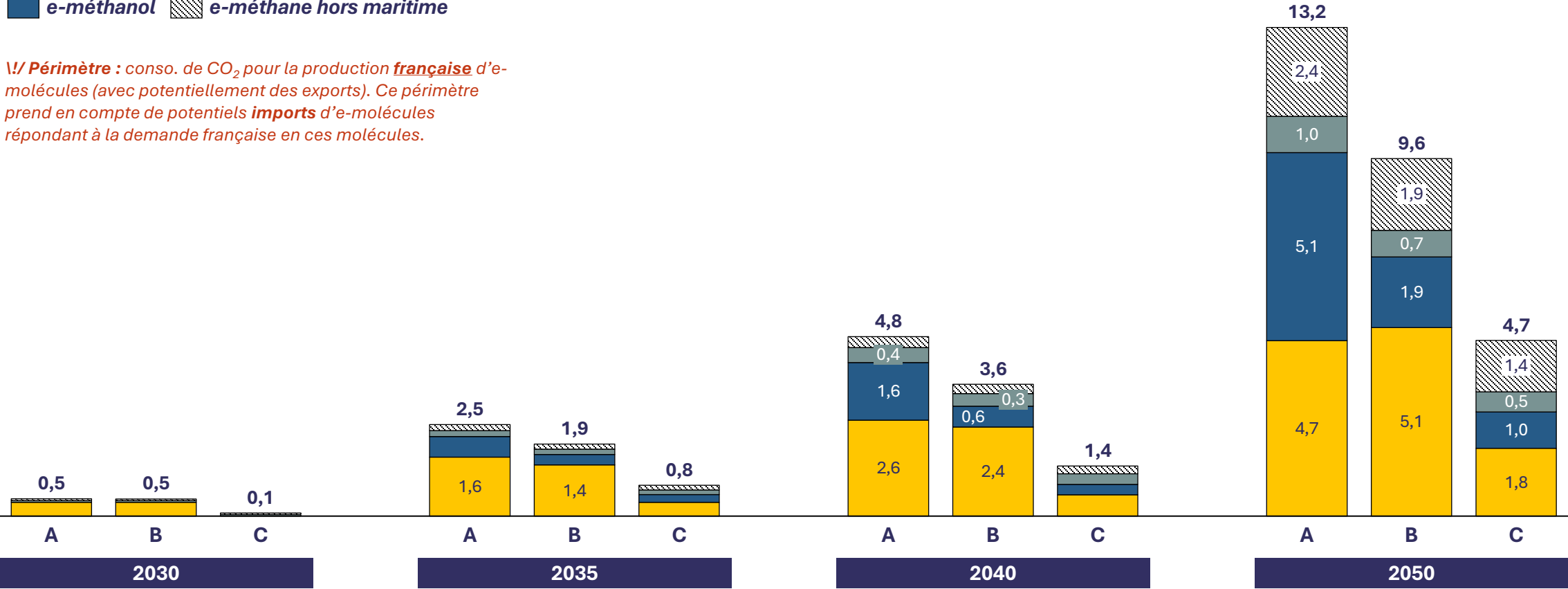


La consommation de CO₂ pour les carburants de synthèse pourrait être de 0,8 à 2,5 Mt CO₂ / an en 2035 et de 5 à 13 Mt CO₂ / an en 2050

Scénarios NaTran et Teréga sur le CCU : Utilisation du CO₂ (CCU) pour la production en France des e-molécules scénarisée par NaTran
[2030 à 2050], Mt CO₂ / an



!!/ **Périmètre** : conso. de CO₂ pour la production **française** d'e-molécules (avec potentiellement des exports). Ce périmètre prend en compte de potentiels **imports** d'e-molécules répondant à la demande française en ces molécules.



Taux d'imports en 2050 par rapport à la demande nationale en e-molécules :

- E-kérosène : 42% (A), 38% (B) et 32% (C)

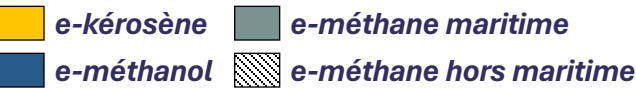
• E-méthanol : exports dans A et B, imports dans C (32% en 2040 et 2% en 2050)

• E-méthane : pas d'imports

La production d’e-fuels devrait trouver à moyen terme suffisamment de CO₂ « aisément » accessible (gros émetteurs existants) mais des volumes additionnels de CO₂ biogéniques seraient nécessaires à long terme

Scénarios NaTran et Teréga sur le CCU

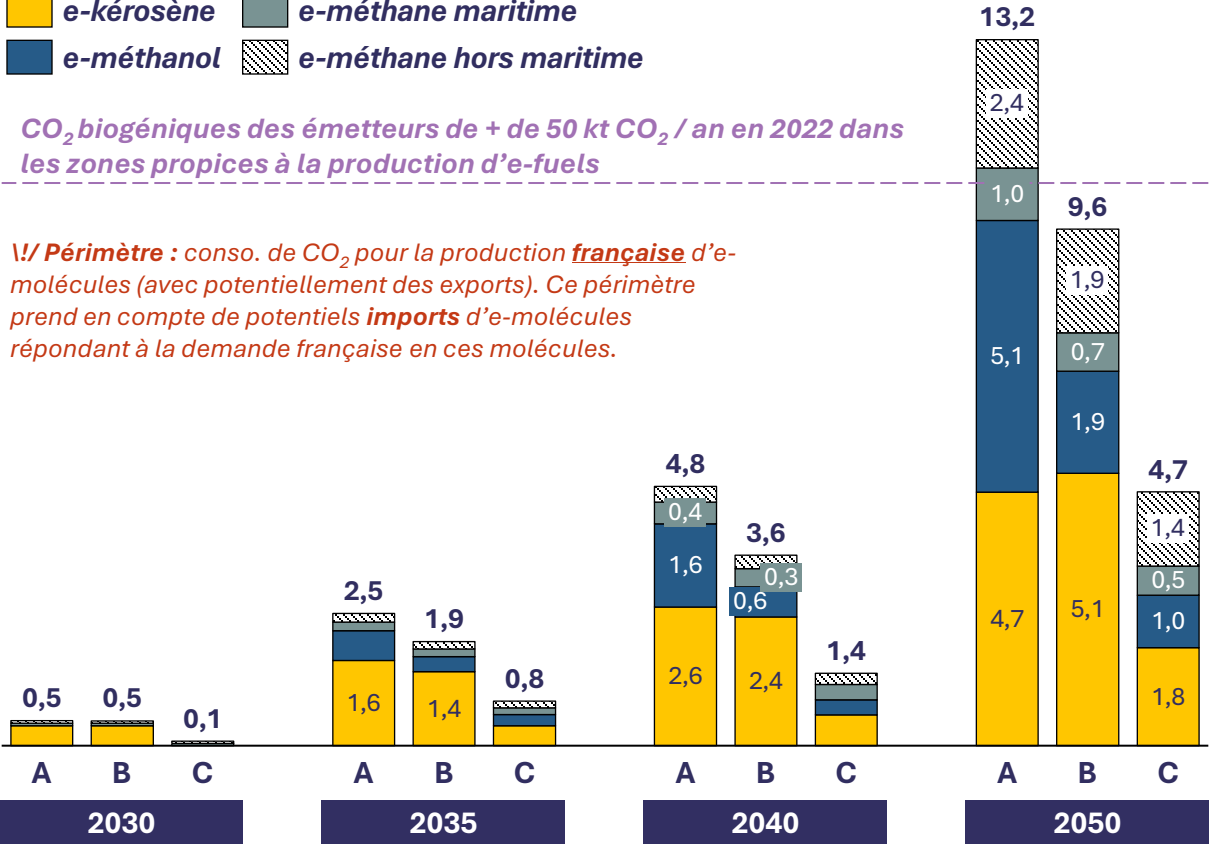
Utilisation du CO₂ (CCU) pour la production en France des e-molécules scénarisée par NaTran - [2030 à 2050], Mt CO₂ / an



CO₂ biogéniques des émetteurs de + de 50 kt CO₂ / an en 2022 dans les zones propices à la production d’e-fuels

10,6

!! Périimètre : conso. de CO₂ pour la production française d’e-molécules (avec potentiellement des exports). Ce périmètre prend en compte de potentiels imports d’e-molécules répondant à la demande française en ces molécules.



Taux d’imports en 2050 par rapport à la demande nationale en e-molécules :

- E-kérosène : 42% (A), 38% (B) et 32% (C)

- E-méthanol : exports dans A et B, imports dans C (32% en 2040 et 2% en 2050)
- E-méthane : pas d’imports

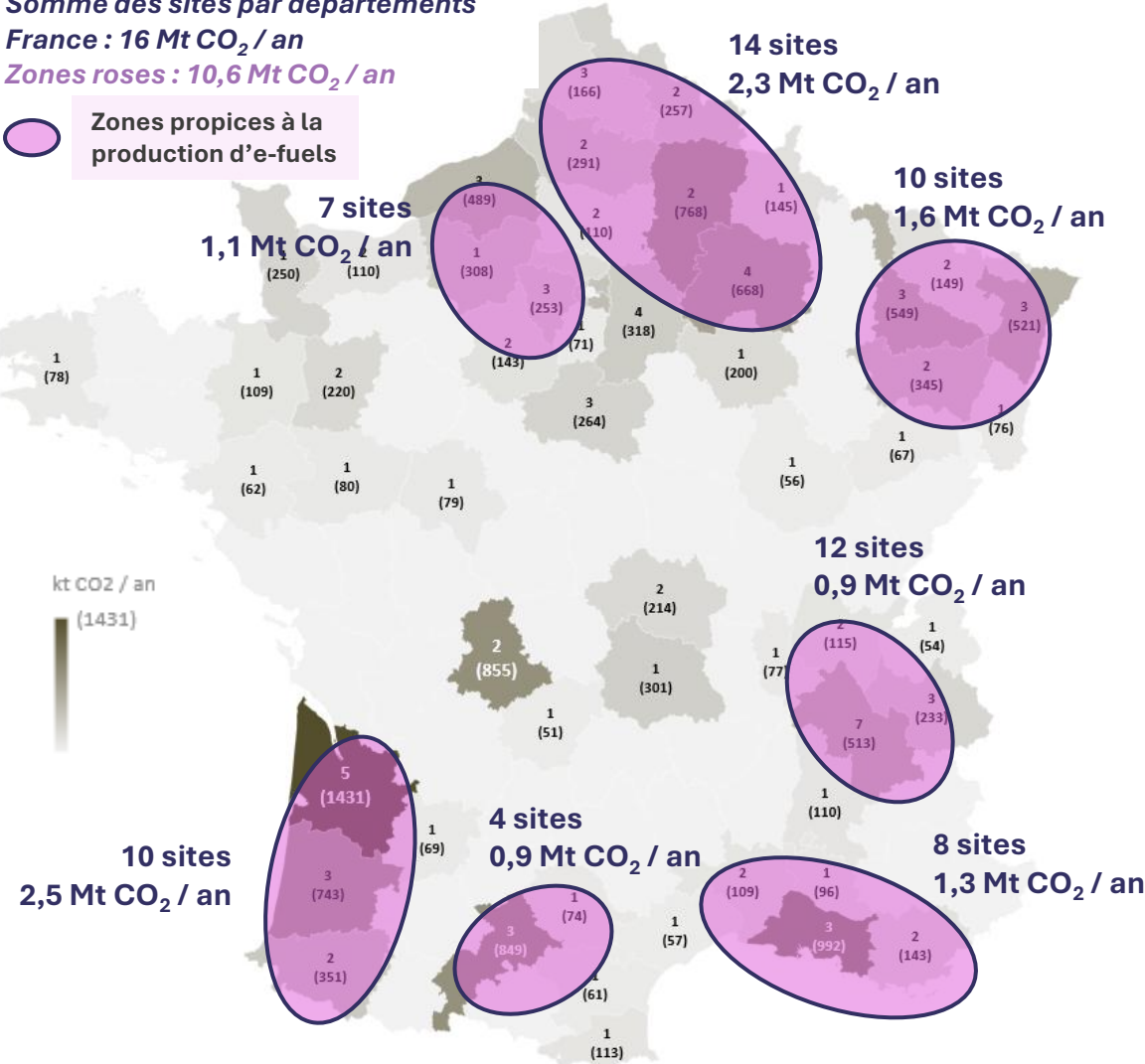
Carte des émetteurs de CO₂ bio. en 2022 émettant + de 50 kt CO₂ / an

Somme des sites par départements

France : 16 Mt CO₂ / an

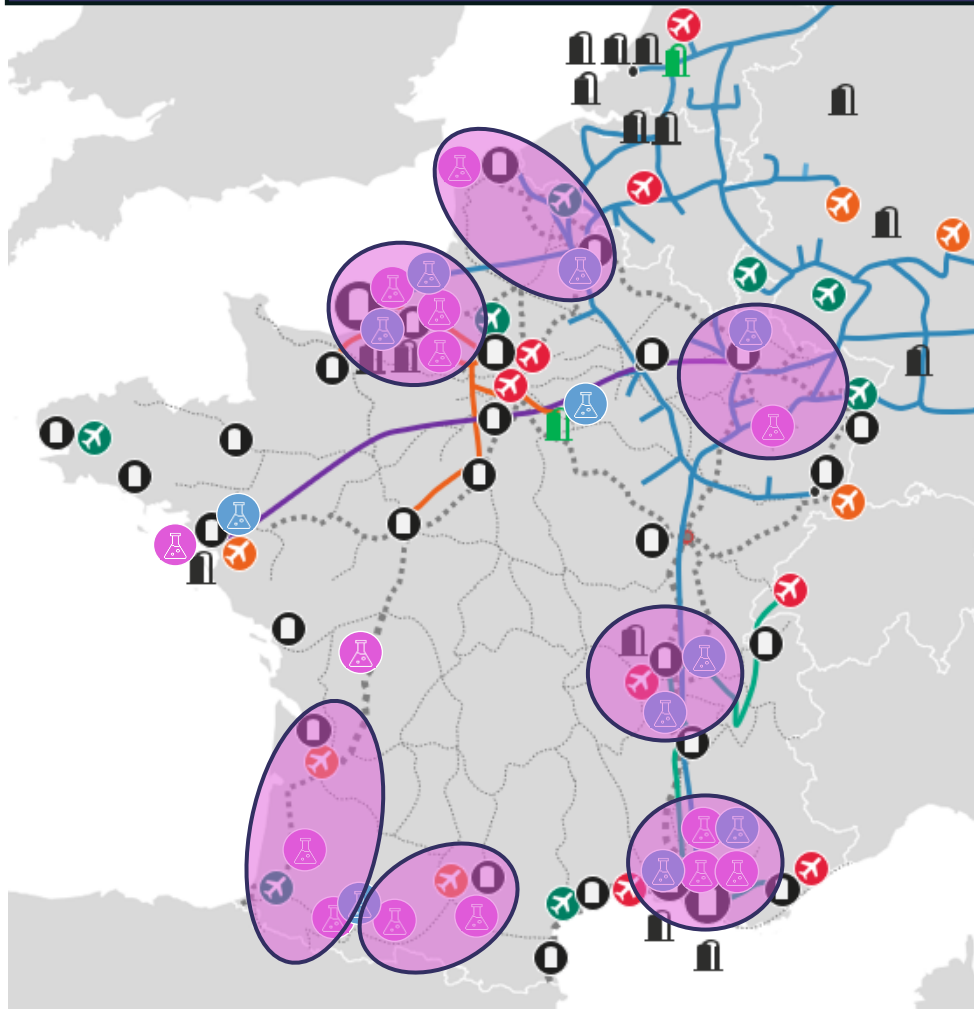
Zones roses : 10,6 Mt CO₂ / an

Zones propices à la production d’e-fuels



Les zones propices à la production d'e-fuels sont celles disposant de ressources en CO₂ biogéniques, un accès aux oléoducs/ports, à une main d'œuvre qualifiée, aux réseaux d'H₂/CO₂, au foncier et à l'électricité

Zones propices à la production d'e-fuels



Rationnels

Zones disposant de :

- 1) **Ressources en CO₂ biogéniques** (notamment industrie à gros volumes de CO₂ biogénique à court terme)
- 2) **Accès à des infrastructures de transport des e-molécules produites** (oléoducs, dépôts pétroliers, fret ferroviaire, ports)
- 3) **Accès à main d'œuvre qualifiée en « oil & gas »** (proche des raffineries existantes)
- 4) **Proximité aux réseaux d'H₂ et de CO₂** (enjeu moyen-terme)

Autres facteurs limitants à considérer : foncier disponible et raccordement électrique de puissance suffisante

- Aéroports principaux (> 10 M passagers / an)
- Aéroports secondaires (5 à 10 M passagers / an)
- Petits aéroports régionaux (1 à 5 M passagers / an)
- Projets e-SAF
- Projets e-méthanol

- Dépôts
- Raffineries
- Bioraffineries

Oléoducs de produits finis :

- ODC (OTAN)
- PMR
- LHP (TRAPIL)
- DMM
- Fret ferroviaire

Zones propices au développement des productions d'e-molécules

Focus AMI CO₂ Hauts-de-France, Normandie, Île-de-France, Grand Est



Stéphane MAUREL

Directeur de projets H₂&CO₂

NaTran

La démarche d'AMI fait suite à des études de potentiels sur les territoires

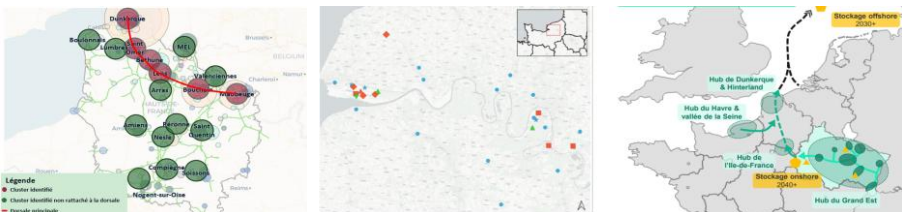
Évaluation de l'intérêt d'une infrastructure dans les différentes régions

2024-2025

Études de potentiels de captage et de transport

(cartographie et volumes des points d'émissions, évaluation des schémas de transport)

- **ZIBAC Dunkerque** : étude NaTran (MO Pôle Energies/Blunomy) – 2024
- **Étude ZIBAC Socrate** (MO Carbon Limits/Setec) - 2025
- **Étude NaTran de potentiel dans le Grand Est** (MO Sia Partners) - 2024
- **Étude à venir sur la ZIBAC « Chalampé »** - 2026



**Contacts bilatéraux
avec des émetteurs de ces régions**

Etude d'opportunité NaTran d'une infrastructure

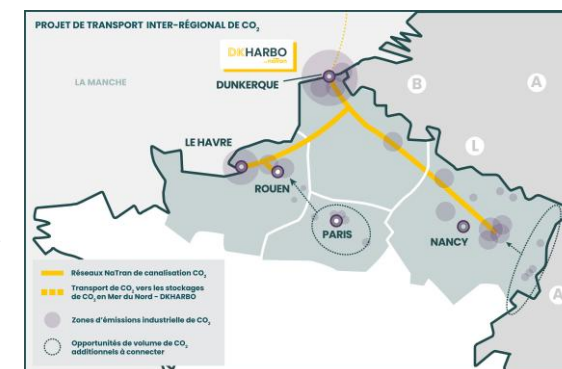
2025

Basée sur un **cahier des charges**, à partir des **études de potentiel**



AMI : proposition au marché de l'infrastructure évaluée

12/2025 – 02/2026



Périmètre Grand Est, Hauts-de-France, Ile-de-France, Normandie

Cible : tous les acteurs de la chaîne CCUS

- Industriels
- Logisticiens/agrégateurs,
- Points d'exports
- Stockages
- Projets d'utilisation

Synthèse des résultats de l'AMI

Un succès, des perspectives !

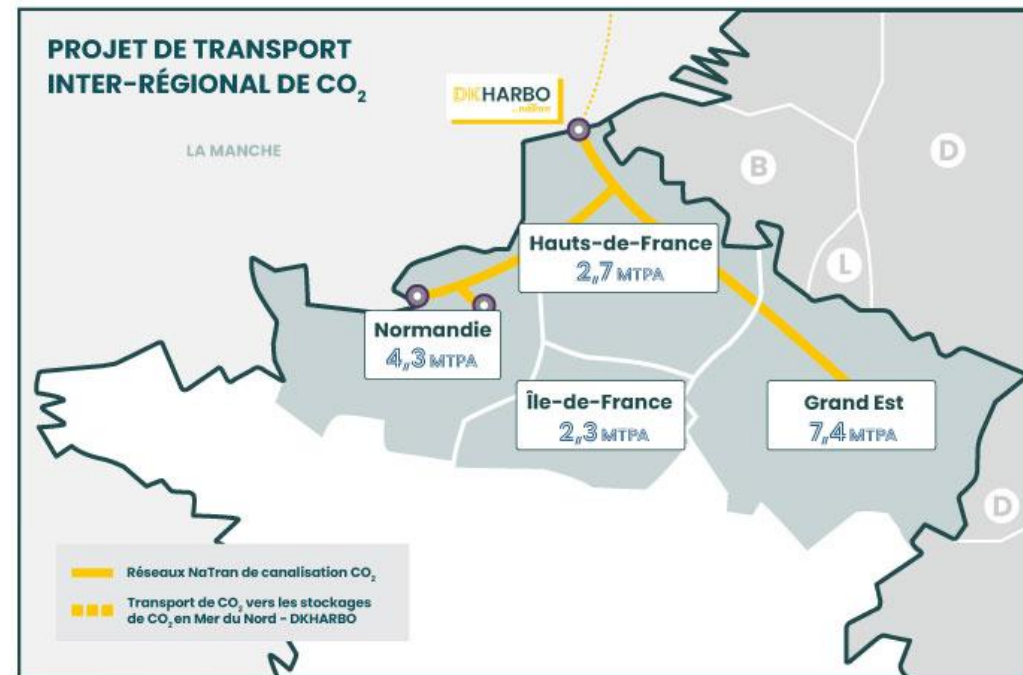
Résultats – plus de 200 sites répondants

- **Participation de l'ensemble des typologies d'acteurs concernés:** émetteurs de CO₂, sites de méthanisation [>100], agrégateurs amont, terminaux d'export par bateau (Dunkerque et Le Havre), stockage souverain (1)
- **Une variété** des secteurs industriels et des tailles d'émetteurs
- **Participation des émetteurs les plus importants et «hard to abate»**, y compris en Vallée-de-Seine

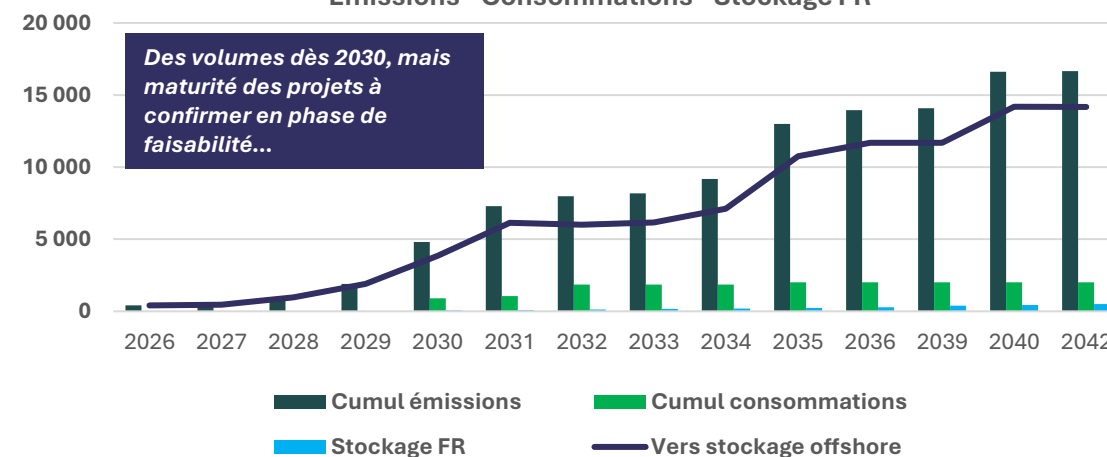
16,7 MtCO₂/an

- incluant 6,4 Mt/an de CO₂ biogénique, dont 2 Mt/an consommé par le CCU
- 4,4 Mt/an de CO₂ biogénique en excès par rapport aux besoins CCU
- 14 Mt/an de CO₂ nécessitant un exutoire : stockages par pipeline offshore ou terminaux maritimes
- 27% des émissions industrielles en France

Confirmation du tracé d'infrastructure
proposé dans l'étude d'opportunité



Volumes nécessitant un exutoire vers des stockages offshore
(ktCO₂/an)
= Émissions - Consommations - Stockage FR



Plans de développement prospectifs des infrastructures CO₂



Thomas LE GRAND

Chargé de mission stratégie

NaTran



Alexy HEDUIN

Responsable projets stratégiques CO₂

Teréga

Des études et AMI menés à la suite des concertations ont conduit à des évolutions du schéma directeur CO₂

L'AMI Nord-Est a permis de :

- Développer une **vision des émetteurs souhaitant se décarboner via le CCUS** dans le tiers Nord-Est de la France et des volumes correspondants ;
- Confirmer l'**intérêt de carboducs nationaux** sur ces territoires.



Place du **transport multi-modal** :

- Un approfondissement de nos connaissances sur le **transport multi-modal** grâce à :
 - La construction d'une **vision exhaustive des émetteurs** actuels et futurs en France (pas uniquement ETS ou fossile)
 - La mise en évidence de l'**intérêt de la mutualisation** pour ces modes de transports

Ces résultats produisent **des impacts sur le schéma directeur CO₂** concernant :

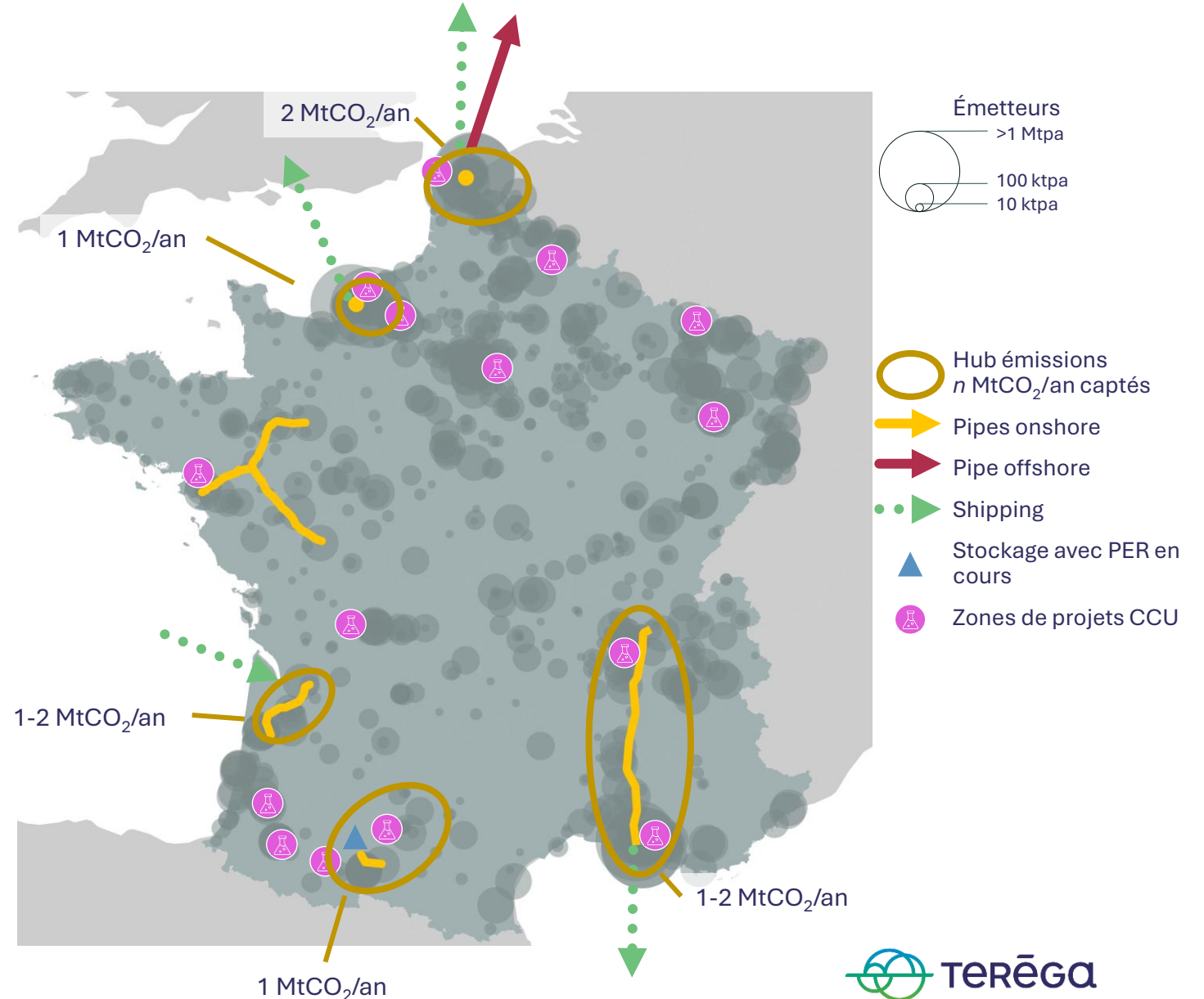
- Les volumes captables
- La profondeur territoriale

4-8 MtCO₂/an captés : d'ici 2032

De premiers hubs

Développement des hubs côtiers ~500km

- **Hub d'export CO₂** à Dunkerque (shipping & pipe offshore)
- Initiation des projets de **stockage souverain** dans le Sud-Ouest
- Lancement rapide des **solutions par navire** pour accéder à la Mer du Nord (Le Havre, Dunkerque)
- Accès aux **premiers stockages méditerranéens** par bateau pour Fos et la vallée du Rhône

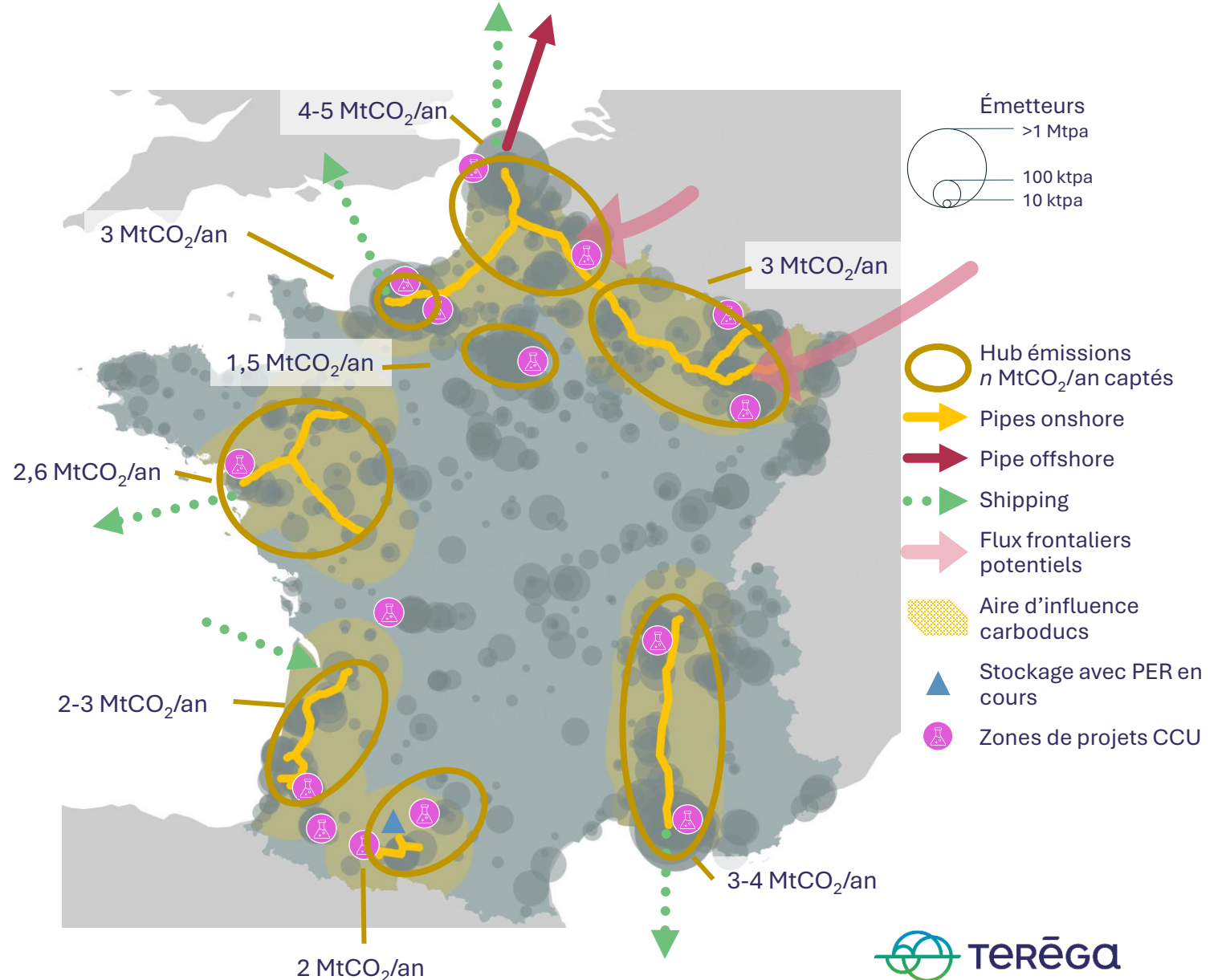


12-20 MtCO₂/an captés : ~2035-37

4 macro-zones en France

Interconnexion des hubs et approfondissement ~1.800km

- Émergence d'une **dorsale pour le Nord et l'Est** de la France favorisée par l'existence du pipe offshore à Dunkerque
- **Flexibilité sur le choix des stockages** finaux en particulier avec la logistique bateau
- Initiation des **captures de CO₂ biogénique** massives
 - Papeterie
 - Incinération / traitement des déchets
 - Agro-molécules (éthanol, ...)
- Potentiels **échanges transfrontaliers**
- Développement des **projets de e-molécules** à hauteur de 3-4 MtCO₂/an valorisés
- Émergence autour des carbooducs d'une **zone d'intérêt pour les émetteurs**



Au-delà de 30 MtCO₂/an captés : horizon 2040

Changer de paradigme

Un changement d'échelle, qui impliquera :

- Un élargissement de la logique de bassin versant et **envisager l'interconnexion des macro-zones** pour diversifier l'accès des émetteurs aux puits géologiques CO₂
- Une prise en compte de la **multiplicité des options de stockages français** en complément de ceux développés dans le Sud-Ouest et leur dimension « souveraine »
- La **capture massive de CO₂ biogénique** pour les e-molécules ou pour compenser les émissions incompressibles en générant des crédits d'émissions négatives (CDR)
- Le développement **des interfaces multimodales complémentaires au transport par canalisations**, afin de prendre en charge les émetteurs plus diffus
- Une **évolution de la régulation** qui s'adaptera
 - aux volumes à capter/transporter/consommer
 - à la diversité des acteurs : émetteurs, consommateurs & agrégateurs
 - au planning et aux spécificités de chaque projet
 - aux modalités de financement des infrastructures à réaliser (transition vers une approche de marché plus mature)

Des défis et opportunités liés à la capture de CO₂ biogénique

Défis

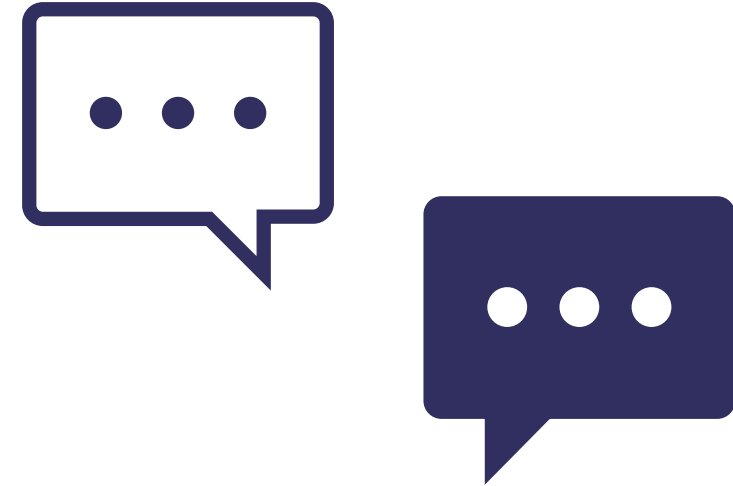
- **Modèles économiques :**
 - Renforcer la maturité du marché de vente du CO₂ biogénique ou des Crédits d'Émissions Négatives en cas de stockage du CO₂ biogénique
 - Besoin de réduire les montants d'investissement dans la technologie de captage dans des industries soumises à la volatilité des marchés
- **Réglementation :** Renforcer la réglementation et les soutiens financiers ciblant spécifiquement le CO₂ biogénique
- **Taille des émetteurs :** Modèle moins rentable pour les petits émetteurs décentralisés (ex: méthanisation), notamment si l'éloignement des grands réseaux de transport restreint l'économie d'échelle

Opportunités

- **Neutralité carbone :** levier indispensable pour atteindre les objectifs Net Zero
- **Nouveaux revenus :** revente de la molécule ou monétisation des CDR (aujourd'hui très recherchés et à haute valeur) pour certains industriels ou producteurs d'énergie bas carbone
- **Économie circulaire :** matière première incontournable pour produire des carburants de synthèse, renforçant les modèles économiques locaux
- **Pureté du gisement :** certains secteurs (méthanisation, fermentation) rejettent un flux de CO₂ très pur
→ processus de capture moins complexe et moins coûteux que dans l'industrie lourde (CO₂ dilué dans les fumées industrielles)

Capture de CO₂ biogénique = opportunité stratégique pour accélérer notre neutralité carbone

Questions & Réponses



A vous la parole !



Levez la main pour poser vos questions en présentiel ou en distanciel. Vous pouvez aussi poser vos questions dans la rubrique Q&R : précisez dans la question « NOM Prénom, entité, votre question ».



Nous répondrons à toutes les questions, soit en direct (à l'oral), soit à l'écrit dans le chat.

Conclusion par Marie-Claire AOUN



Marie-Claire AOUN

Directrice de la Stratégie et des
Relations institutionnelles

Teréga

Vos contacts



ConcertationsCH4H2CO2@natrangroupe.com



Concertationsch4h2co2@terega.fr



ORGANISATION DES ZOOMS : 16h20 – 17h50

16h20 à 17h

Salle AGORA

Zoom Approfondissement relatif à la conso. CH₄
dans l'industrie & Q&A

Salle Décarbonation

Zoom Schéma Directeur H₂ et prise en compte
de l'H₂ naturel

Salle Prospectives

Zoom : ProspectHYve 2 – Bénéfices d'un corridor
H₂ reliant l'Ouest de la France à la dorsale euro.

17h10 à 17h50

Salle AGORA

Zoom relatif à la valeur du réseau H₂ :
présentation des modélisations multi-énergies

Salle Décarbonation

Zoom Plans de développement prospectifs des
infrastructures CO₂

Fin de la plénière

Restitution de la démarche
des « Concertations H₂, CO₂
& CH₄ : Perspectives
d'Avenir »

Pause

Début des zooms à 16h20
(RDV salles + liens teams
envoyés pour chaque zoom)

