

Restitution des études sur le potentiel des nouvelles filières de production de gaz renouvelables et bas-carbone

Power-to-Methane – Pyrogazéification – Gazéification hydrothermale

Octobre 2026

Etude réalisée avec l'appui des cabinets Artelys et EY et SETEC .

Mot d’ouverture



Nicolas FONDRAZ
Président
ATEE

Pourquoi une étude sur le potentiel de production des nouvelles filières de gaz renouvelables et bas-carbone

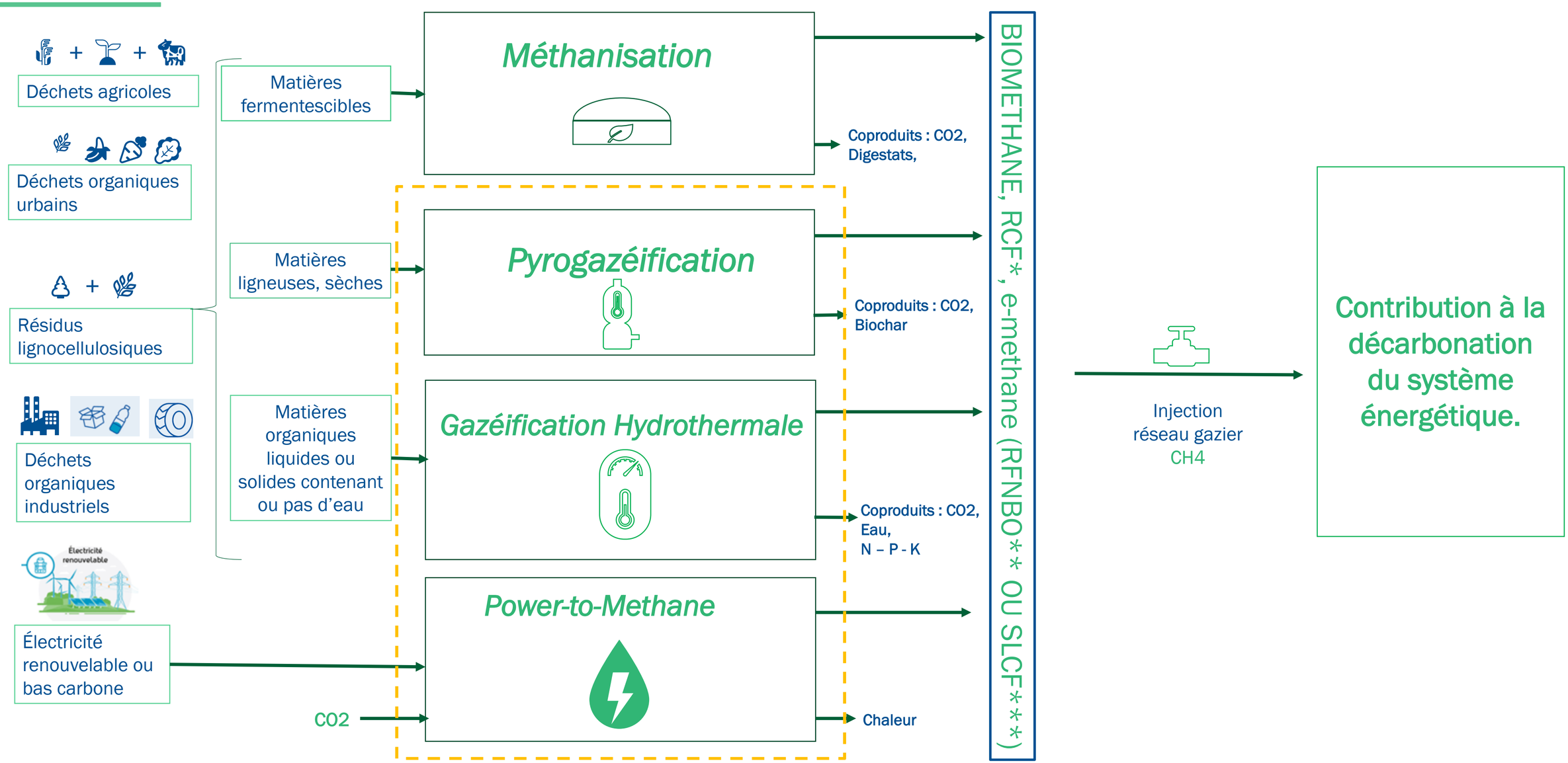


Chourouk NAIT SAIDI
Déléguée générale
Club Pyrogazéification



Tibaut FOTSO
Délégué général
Club Power-to-gas
Club Gazéification Hydrothermale

Nouvelles Filières de production de gaz renouvelables et bas-carbone



*RCF = Recycled Carbon Fuels ** RFNBO = Renewable Fuels of Non-Biological Origin *** SLCF = Synthetic Low-Carbon Fuels

Déroulé de la matinée

1.Filière Power-to-méthane

Etude réalisée avec l'appui des cabinets Artelys et EY

Comité scientifique :



Patrice Geoffron - Professeur d'économie à l'université Paris Dauphine

2. Filières Pyrogazéification et gazéification hydrothermale

Etude réalisée avec l'appui du cabinet SETEC

Comité scientifique :



Lynda Aissani, PhD, HDR – UR OPAALE, équipe SAFIR, Centre de recherche Bretagne-Normandie, INRAE



Audrey Tanguy, Ph.D. – Maître-assistante en évaluation environnementale, École des Mines de Saint-Étienne, UMR CNRS 5600 Environnement, Ville, Société



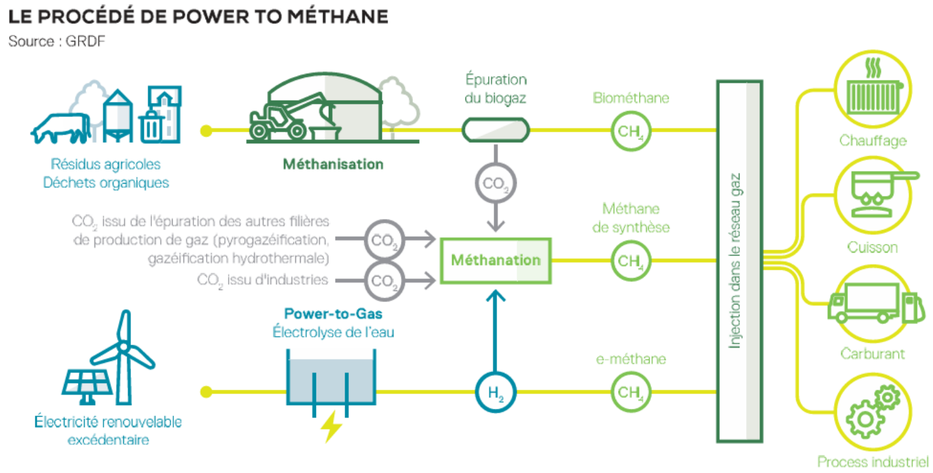
Vincent Jourdain, Maître de conférences, École des Mines de Saint-Étienne

Étude sur l’intérêt territorial et le modèle économique des installations de Power-to-Méthane en France

Synthèse de l’étude

Octobre 2026

Etude réalisée avec l’appui des cabinets Artelys et EY.



Contexte et objectifs de l'étude

Contexte

- La transition énergétique, portée notamment par une forte croissance des moyens de **production distribuée** transforme en profondeur le système électrique et sollicite davantage les réseaux électriques.
- Cette évolution s'accompagne, dès aujourd'hui et de façon croissante à l'horizon 2030-2040 d'épisodes de **congestions** des réseaux électrique et d'**écrêtement** de productibles renouvelables.
- Les scénarios prospectifs convergent sur la nécessité de développer conjointement les **réseaux électriques**, les capacités de **stockage** et les moyens de **production/consommation flexibles** pour accompagner la transition énergétique.

- Le **power-to-methane** (P2M), produisant une **molécule pouvant être injectée dans l'infrastructure existante** de stockage, transport et distribution de gaz naturel apparaît alors comme un **levier de flexibilité** prometteur pour le système électrique.
- Le modèle économique du P2M repose largement sur celui de l'hydrogène, donc dépend fortement du **prix de l'électricité**. Cette sensibilité justifie un fonctionnement flexible des installations, concentré sur les périodes où l'électricité est peu chère ou excédentaire, positionnant ainsi le P2M comme une solution de flexibilité pour le système électrique.
- Le développement de la filière dépend aussi de la **disponibilité de CO_2 biogénique**, aujourd'hui issu principalement de la méthanisation, et demain renforcé par les nouvelles filières gaz renouvelable (pyrogazéification gazéification hydrothermale), offrant un maillage territorial actuel et futur important.

Contexte et objectifs de l’étude

Objectifs

Analyser le **potentiel technique et économique** d’un déploiement de la filière e-méthane en France, à court, moyen et long-terme.

Analyser dans quelle mesure le Power-to-Méthane peut répondre à **l'augmentation attendue des besoins de flexibilité du système électrique** et identifier les potentiels leviers d'optimisation conjointe des systèmes électrique et gazier.

Etudier le **modèle d’affaire** du Power-to-Méthane par une étude de cas.

Sources et expertises mobilisées

Principales sources de données

A horizon court-terme

Données publiées par les gestionnaires de réseaux électriques :

- Caparéseau
- Contraintes prospectives sur le réseau de transport (puissances de dépassement sur les ouvrages, postes influençant les contraintes …)
- Appels d'offres de flexibilités locales

Données publiques de gisement CO2 biogénique

A horizon prospectif

Travaux prospectifs de RTE:

- Bilan prévisionnel 2025-2035, SDDR
- Futurs énergétiques 2050

Travaux prospectifs de Natran et Teréga:

- Planification des infrastructures hydrogène

Scénario prospectifs européens (TYNDP 2024)

Expertises mobilisées

Artelys SOLUTIONS EN OPTIMISATION — Expertise technique études prospectives énergie et infrastructure réseaux

EY — Expertise nouvelles filières gaz

atee ASSOCIATION TECHNIQUE ENERGIE ENVIRONNEMENT

GRDF

ENGIE

natran

Technip take it further.

cea

Comité scientifique



Patrice Geoffron

- Professeur d'économie à l'université Paris Dauphine
- Expertise académique

Objectif #1: Analyser la pertinence du Power-to-Méthane à court-terme

#1 Le Power-to-Methane : une solution pertinente dès le court terme

L'analyse croisée de données relatives aux tensions du système électrique et à la disponibilité du CO2 biogénique permet d'identifier dès aujourd'hui des zones favorables au développement du P2M

Méthodologie

Critères favorables au raccordement de nouvelles consommations

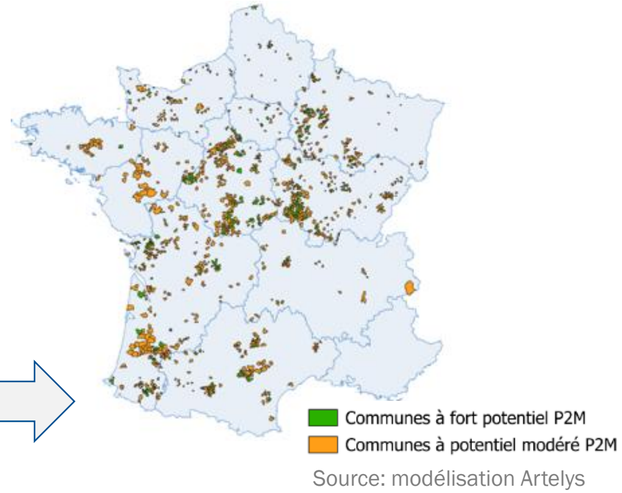
- Cartographie des postes en voie de saturation pour les raccordements de nouveaux projets (données S3RENR)
- Contraintes résiduelles sur le réseau de transport à horizon 3 à 5 ans publiées par RTE
- Analyse croisée données Enedis (zones saturées pour raccordement, AO de flexibilité à la baisse)

Gisements de CO2

- Méthanisation
- Autres gisements de CO2 (industries, traitement des déchets…)

Croisement et cartographie

Principaux résultats



Source: modélisation Artelys

Identification de **166 communes à fort potentiel** pour le développement du power-to-méthane et **1 114 communes à potentiel modéré**

Objectif #2: Evaluer le potentiel du Power-to-Methane à horizon 2035

#2 Evaluer le potentiel du Power-to-Methane à horizon 2035

L'analyse à horizon prospectif s'appuie sur une modélisation fine du système électrique français en cohérence avec les scénarios de référence

Méthodologie

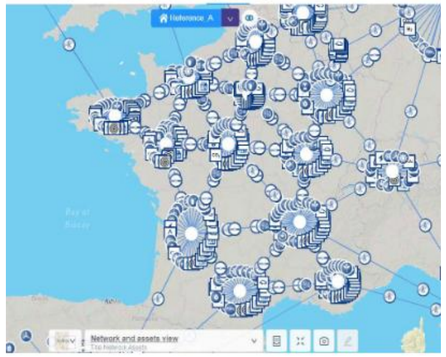
Modélisation d'**équilibre offre-demande** multi-énergie

- Simulations annuelles au pas de temps horaire
- Représentation de la France à l'échelle régionale
- Pays voisins regroupés en 5 zones

Artelys Crystal Super Grid

Projection des **systèmes électrique et hydrogène** à **horizon 2035**

Cadre d'hypothèses (demande électrique, capacités installées, demande d'hydrogène …) et hypothèses techno-économiques cohérents avec les scénarios du Bilan Prévisionnel 2025 de RTE



Modélisation du système électrique dans **Artelys Crystal Super Grid**

Représentation des **besoins de flexibilité** du système

ET détermination des **investissements optimaux** pour y répondre

Optimisation des capacités pour les réseaux électriques, les batteries, les électrolyseurs et unités de méthanation

Prise en compte des consommations flexibles (véhicules électriques, inertie thermique des bâtiments …)

Approche d'identification du potentiel P2M

Configuration **contrefactuelle**

Pas de déploiement possible de la méthanation, électrolyseurs non flexibles (absence d'infrastructure de transport/stockage H2)

Configuration **P2M**

Une partie de la demande d'hydrogène peut être substituée par du méthane de synthèse (« P2M »), moyennant l'investissement dans des **capacités de méthanation** (hypothèse qu'une partie de la demande de méthane ne bascule pas vers l'hydrogène)

#2 Evaluer le potentiel du Power-to-Methane à horizon 2035

Le rôle du P2M se confirme à horizon 2035, avec un potentiel de 10 TWh PCS/an dans la configuration de référence modélisée

Principaux résultats

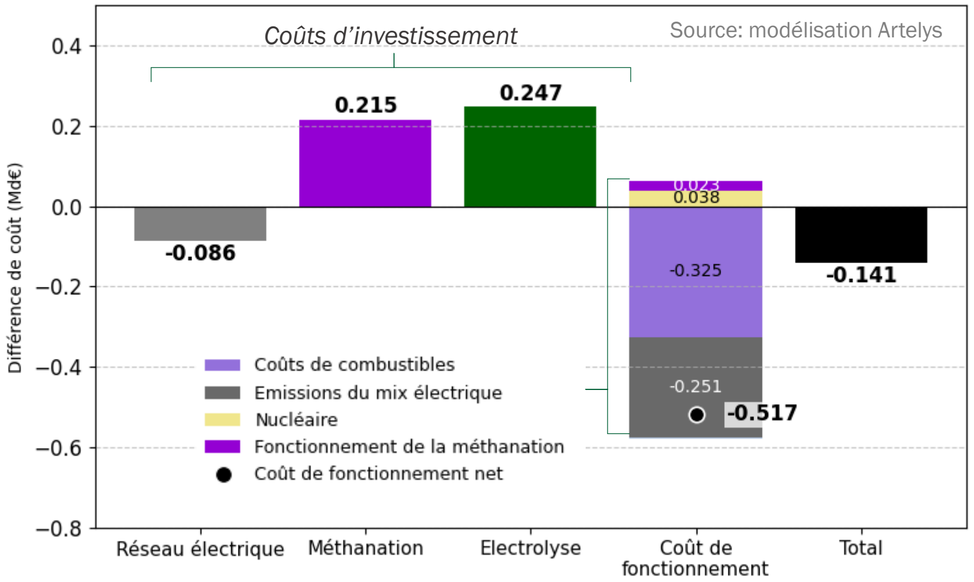
1. Une production de méthane de synthèse apparaît **économiquement pertinente**

2. L'injection et le transport de la molécule e-CH4 dans le réseau gazier existant permettent de **relocaliser la consommation électrique** des électrolyseurs à proximité du productible EnR et éviter des coûts de développement des réseaux

3. L'accès aux capacités de stockage de gaz permet par ailleurs de **flexibiliser la consommation électrique** des électrolyseurs et réduire les coûts de la production d'électricité pour la collectivité
   - ✓ Logique d'effacement à la pointe / consommation accrue lors des heures où le productible décarboné est abondant
   - ✓ 1 MWh de consommation électrique flexibilisé **réduit en moyenne les coûts système de 35€**, se traduisant par une économie d'environ 68 €/MWh eCH4 produit

4. Le **bénéfice net pour la collectivité** par rapport à la situation contrefactuelle est de **141 M€/an**

Variations des coûts annuels du système entre la situation contrefactuelle et la situation avec déploiement optimal de la méthanation



Production de e-CH4
10,3 TWh PCS

Facteur de charge moyen des unités de méthanation
~40-45%

Émissions évitées
1,8 Mt CO2eq/an

Meilleure valorisation du productible électrique bas-carbone
Réduction de la modulation à la baisse nucléaire: 5,8 TWh
Baisse de l'écrêtement EnR: 0,7 TWh

#2 Evaluer le potentiel du Power-to-Methane à horizon 2035

Les analyses de sensibilité menées confirment la robustesse des résultats avec un potentiel variant entre 9,5 et 22 TWh PCS/an selon les configurations représentées

Plusieurs analyses de sensibilité menées:

- Impact de la flexibilité apportée par une **infrastructure H2** scénarisée en accord avec les projections des gestionnaires de réseaux gaz
- Prise en compte de débouchés additionnels (permettre une substitution au gaz naturel sur les usages existants)

On observe une **complémentarité de l'infrastructure hydrogène et de la substitution par du méthane de synthèse**, permettant toutes-deux de flexibiliser et relocaliser la consommation des électrolyseurs dans des régions plus favorables. Le déploiement de la méthanation reste donc un levier économique pour les consommations d'hydrogène qui n'auraient pas accès à l'infrastructure hydrogène.

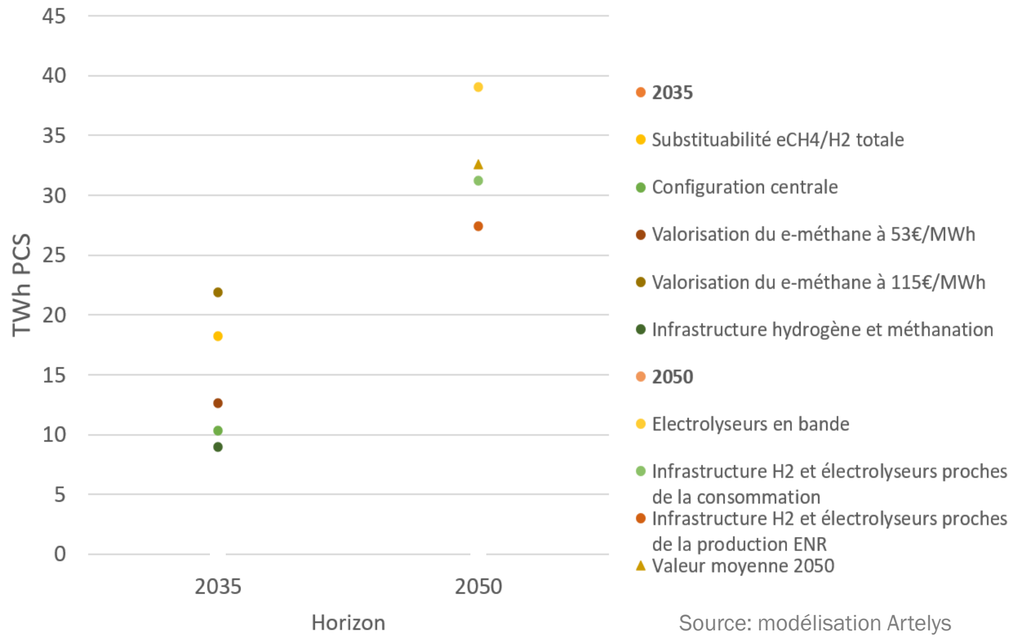
Les analyses de sensibilité portant sur des débouchés additionnels à la substitution d'usages de l'hydrogène montrent que la méthanation apporte un bénéfice de premier ordre, la flexibilisation de la consommation des électrolyseurs, et qu'**une production additionnelle pour satisfaire des usages déjà existants du méthane** peut en outre être économiquement viable du point de vue des coûts système. Cette production additionnelle dépend des niveaux de valorisation de la molécule, et pourrait porter la production de e-méthane économiquement viable à un ordre de grandeur de 20 TWh PCI/an à horizon 2035 pour une valorisation à 115 €/MWh, portant les coûts de développement des réseaux électriques évités à environ 180 M€/an.

Objectif #3: Evaluer le potentiel du Power-to-Methane à horizon 2050

#3 Evaluer le potentiel du Power-to-Methane à horizon 2050

Les analyses menées indiquent une augmentation du potentiel théorique de déploiement du P2M, de l'ordre de 26 à 38 TWh PCS/an dans un système fortement décarboné à horizon 2050

- Analyse en ordres de grandeur de l'évolution des besoins de flexibilité en lien avec le développement des EnR à horizon 2050
  - Capacités EnR scénario N2 Futurs énergétiques 2050
  - Analyse des pics d'injection EnR
  - Prise en compte de l'impact des infrastructures H2
- Ces analyses indiquent une **augmentation du potentiel théorique de déploiement de la méthanation**



Source: modélisation Artelys

Potentiel de déploiement du P2M selon les horizons et configurations retenues

Objectif #4: Analyser le modèle d’affaire du Power-to-Méthane

#4 Analyser le modèle d'affaire du Power-to-Méthane

Du fait notamment des délais de mobilisation des mécanismes de flexibilité, le Power-to-Methane peut difficilement participer aux mécanismes existants.

Marchés de flexibilité	Présentation du mécanisme (RTE / CRE)	Pertinence pour un actif Power-to-Methane	
NEBCO	Mécanisme de marché géré par RTE (successeur du NEBEF depuis le 1er septembre 2025) permettant à tout site de soutirage raccordé en France métropolitaine de valoriser sur le marché de l'énergie (gré à gré, bourses J-1 et infrajournalière) ses effacements de consommation, ainsi que les reports et anticipations de consommation associés.[1]	À qualifier	La participation d'un actif de Power-to-Methane à ce marché dépend de la stratégie d'achat d'électricité retenue (part de l'électricité achetée sur le marché SPOT). Ce mécanisme est peu utilisé dans les modèles d'affaires de stockage batteries.
aFRR	Réserve secondaire de fréquence (automatic Frequency Restoration Reserve), à activation automatique via un signal de commande national transmis par RTE, mobilisée en 5 minutes pour rééquilibrer en temps réel production et consommation ; son besoin est contractualisé par appel d'offres national depuis juin 2024.[2]	✗ Non	Notre cas remplit les critères de puissance minimale (1 MW) et de délai de mobilisation (5 min), mais seulement sur une partie de la capacité de l'électrolyseur, le temps de montée en charge des compresseurs limitant la réactivité disponible. Un couplage avec des batteries permettrait de sécuriser une part plus large de la capacité éligible.
FCR	Réserve primaire de fréquence (Frequency Containment Reserve), activée automatiquement pour stabiliser la fréquence du réseau interconnecté d'Europe continentale suite à un déséquilibre production-consommation ; délai d'activation de 30 secondes, capacité contractualisée par appel d'offres transfrontalier journalier.[2]	✗ Non	Le délai d'activation de 30 secondes est incompatible avec la dynamique de montée en charge des compresseurs de l'électrolyseur. Pour répondre à cette exigence, il faudrait coupler l'actif à des batteries capables de réagir instantanément aux écarts de fréquence.
Mécanisme de capacité	Dispositif qui rémunère, via des garanties de capacité échangées entre exploitants (production, stockage, effacement) et fournisseurs, la disponibilité effective de moyens mobilisables lors des pointes hivernales, afin de sécuriser l'approvisionnement électrique ; le nouveau cadre entrera en vigueur en novembre 2026.[3]	✗ Non	Un actif de Power-to-Methane ne dispose pas nativement de capacités d'effacement mobilisables sur les pointes, ce mécanisme étant adapté aux consommateurs disposant d'une part de consommation en bande.
AO Enedis	Marché de flexibilités locales par lequel le gestionnaire de réseau de distribution (Enedis) achète, via des appels d'offres réguliers dont les règles sont approuvées par la CRE, des services de hausse ou de baisse de puissance auprès de sites raccordés dans des zones de contrainte du réseau de distribution.[4]	À qualifier	Notre cas remplit les critères de puissance minimale (0,5 MW) et de délai de mobilisation (10 min) requis pour les appels d'offres de hausse de consommation, l'électrolyseur pouvant augmenter ponctuellement son soutirage pour soutenir le réseau local.

Analyse préliminaire des mécanismes de flexibilité pour analyse de sensibilité du LCOE du e-CH4. La faisabilité technique reste à analyser plus en détails.

Sources : [1] « Valoriser des modulations de consommation sur le marché avec le mécanisme NEBCO », RTE, 2025 et délibération CRE n°2025-199 du 23/07/2025 | [2] « Fournir des services système fréquence », RTE, 2025 et délibération CRE n°2024-227 du 12/12/2024 | [3] Lettre d'information CRE, « Mécanisme de capacité : paramétrage et dimensionnement 2026-2027 », CRE, février 2026 | [4] Délibération CRE n°2026-161 du 22/07/2026 portant approbation des règles du marché de Flexibilités Locales « Portail Flexibilités » (RTE / Enedis)

#4 Analyser le modèle d'affaire du Power-to-Méthane

Dans l'hypothèse (fictive) où l'installation de P2M capterait 100 % de la valeur systémique qu'elle apporte au système électrique, cela se traduirait par une économie de ~68 €/MWh PCS d'eCH4.

Hypothèses

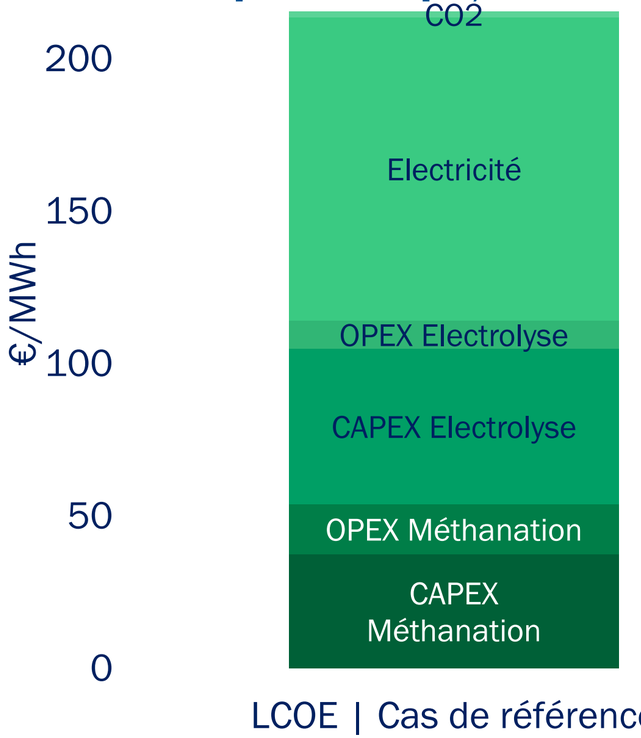
Données de production

- 15 MW d'électrolyse
- 44% de facteur de charge[1]
- 60 GWh d'électricité consommée par an
- 35 GWh PCS de e-CH4/an

Hypothèses de coûts

- Taux d'actualisation (WACC) : 10%
- Coût du CO2 biogénique : 10€/tCO2 (hypothèse modélisation phases 1 et 2)
- Fonctionnement de l'électrolyseur aux heures creuses, prix spot 30 - 40€ (Artelys)[2]
- TURPE : 74% d'abattement car usage électro intensif avec profil anti-cyclique[3]
- Accise : 0,5 €/MWh, activité électro-intensive

[192 – 216] € / MWh eCH4 PCS[4]



LCOE | Cas de référence

- ✓ 1 MWh de consommation électrique flexibilisé **réduit en moyenne les coûts système de 35€ (modélisation Artelys).**
- ✓ Dans l'hypothèse (fictive) où l'installation de P2M capterait 100 % de la valeur systémique qu'elle apporte au système électrique, cela se traduirait par une **économie de ~68 €/MWh PCS d'eCH4.**

[1] optimum économique issu de la simulation système
[2] à ce jour, l'exposition aux prix SPOT n'est pas un modèle communément retenu
[3] profil anticyclique : Consommation > 10 GWh et taux d'utilisation en heures creuses >= 0,44
[4] selon hypothèse de prix moyen de l'électricité [30 – 40] € / MWh

[5] sans actualisation, l'économie calculée est de ~58€ / MWh PCS e-CH4. Le modèle LCOE applique deux traitements :
- la production physique n'est qu'actualisée (10 %)
- les coûts récurrents (dont l'électricité) sont d'abord inflatés (2 %) puis actualisés

le supplément d'actualisation (dû au décalage inflation-des-coûts vs pas-d'inflation-sur-la-production) cause l'écart.

Conclusions

- L’analyse croisée de critères relatifs aux besoins en flexibilité électrique et à la disponibilité du CO2 biogénique permet d’identifier **166 communes à fort potentiel pour le développement du Power-to-Methane** à court-terme et 1 114 communes à potentiel modéré.

- La méthanation, produisant une molécule pouvant être injectée dans l'infrastructure gazière existante, apparaît comme un **levier de flexibilisation des électrolyseurs**.

- Les analyses de modélisation du système électrique montrent que **cette flexibilité apporte des bénéfices nets du point de vue des coûts pour la collectivité** dans les différentes configurations étudiées, avec une réduction des couts de développement et de fonctionnement de fonctionnement du système électrique.

- Les volumes de méthane de synthèse produits atteignent de l’ordre de **9 à 21 TWh PCS/an à l’horizon 2035**, puis **26 à 38 TWh PCS/an à l’horizon 2050**, selon les hypothèses retenues, des plus défavorables aux plus favorables.

- L’exploitation flexible d’un électrolyseur permet de **réduire le coût moyen d’approvisionnement en électricité d’environ 10 à 15 €/MWh** grâce au décalage de la consommation vers les heures les plus avantageuses (modélisation Artelys).

- Du fait notamment des délais de mobilisation des mécanismes de flexibilité, le Power-to-Methane peut difficilement participer aux mécanismes existants. **La question d’un partage de la valeur des bénéfices systémiques générés par le Power-to-Methane se pose alors.**

Comité scientifique

➢ Intervention de Patrice Geoffron



Patrice Geoffron - Professeur d'économie à l'université Paris Dauphine

Directeur du Centre de géopolitique de l'énergie et des matières premières (CGEMP) depuis 2010

Questions ?

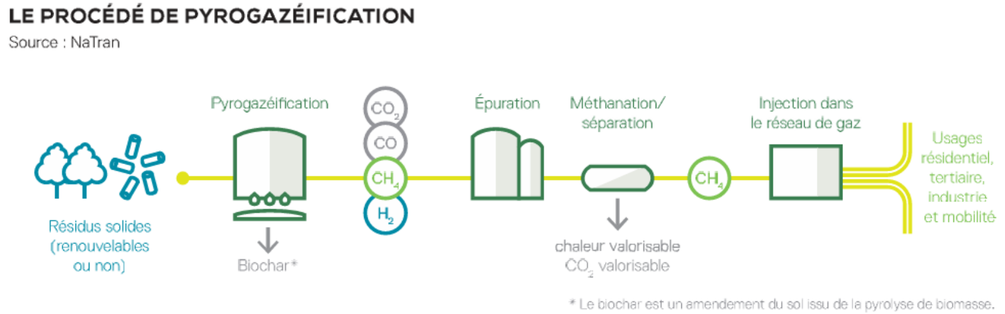
Etude d’évaluation du potentiel de gisements des filières Pyrogazéification et Gazéification Hydrothermale en France pour la production de gaz renouvelables et bas carbone

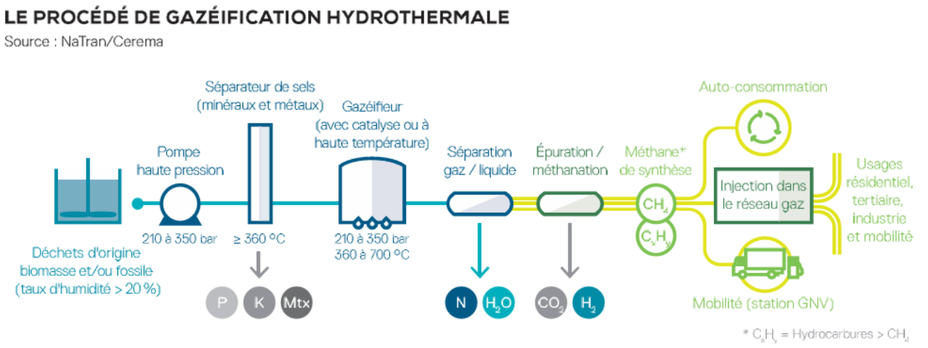
Synthèse de l’étude

Octobre 2026

Etude réalisée avec l’appui du cabinet SETEC

setec
énergie environnement





Sommaire

- *Contexte et objectifs*
- *Méthodologie*
- *Résultats*
- *Conclusion et analyse*

EXPERTISES MOBILISÉES

Comité de pilotage de l'étude

Tibaut Fotso, pilote du club GH, ATEE

Réalisation de l'étude

Arnaud Diara, directeur de projet

Anaelle Oudin-Dubois, cheffe de projet

Emna Ghrabli, ingénieure d'études

Constance Laloye, ingénieure d'études

Comité scientifique

Lynda Aissani, PhD, HDR – UR OPAALE, équipe SAFIR, Centre de recherche Bretagne-Normandie, **INRAE**

Audrey Tanguy, Ph.D. – Maître-assistante en évaluation environnementale, **École des Mines de Saint-Étienne,** UMR CNRS 5600 Environnement, Ville, Société

Vincent Jourdain, Maître de conférences, **École des Mines de Saint-Étienne**

CONTEXTE ET OBJECTIFS DE L'ÉTUDE

Décarboner le mix gazier, une priorité nationale

Pour aligner le système gazier avec l'objectif de neutralité carbone, en mobilisant à la fois l'innovation industrielle, l'optimisation des réseaux et l'essor des filières locales de production.

Pyrogazéification et gazéification hydrothermale, deux technologies en développement pour contribuer à la décarbonation du vecteur gaz

En permettant de diversifier les sources de gaz bas-carbone et réduire les émissions du secteur, ainsi qu'augmenter l'autonomie énergétique du pays.

Le potentiel de production énergétique évalué a vocation à alimenter les travaux prospectifs nationaux

En proposant des hypothèses optimistes en matière de mobilisation des gisements pour ces technologies, sans toutefois aller à l'encontre de la hiérarchie des usages/traitement des déchets.

Objectif > proposer une vision ambitieuse du développement de ces technologies et estimer les gisements disponibles à horizon 2050 ainsi que les potentiels énergétiques associés. Comparer ces ordres de grandeur aux études existantes.

PRINCIPES GÉNÉRAUX DE LA MÉTHODOLOGIE

Rôle du COPIL :
- Valider les gisements étudiés,
- Challenger les hypothèses de scénarisation et la place de la GH/pyro dans la mobilisation de chaque gisement
- Apporter leur expertise
- Valider l'ensemble de l'étude

Echanges, ajouts et validation du COPIL

Revue critique des études et bases de données existantes
- Sélection des gisements à étudier
- Etablissement d'une méthode d'analyse par gisement

Analyse du gisement actuel
- Périmètre considéré (selon la pertinence GH/pyro)
- Caractérisation : PCI, taux de matière sèche, production annuelle
- Voies de valorisation actuelles

Elaboration du gisement futur
- Evolution quantitative du gisement
- Voies de valorisation futures envisagées et place de la pyro/GH
- Etablissement de 2 scénarios d'évolution du gisement selon des jeux de variables définis

Calcul du potentiel énergétique issu de pyro/GH à horizons 2030, 2040 et 2050
- Pour chacun des 2 scénarios
- Consolidation du potentiel final de production énergétique par GH et par pyro
- Régionalisation du potentiel de production à horizon 2050

Mobilisation d'un Comité Scientifique

Rôles du CoSci :
- Apporter un avis d'expert sur la méthodologie, les scénarios et les principales conclusions
- Challenger le COPIL sur le travail réalisé
- Diversifier les points de vue

LISTE DES GISEMENTS RETENUS POUR L'ÉTUDE

Agricole	• Digestats de méthanisation • Cultures lignocellulosiques • Résidus de culture ➢ Résidus de lin ➢ Résidus de chanvre ➢ Paille d'oléagineux ➢ Pailles de céréales ➢ Pailles de riz ➢ Pailles de PPAM (lavande/lavandin)
Collectivités & assimilés	• Biodéchets des ménages • Biodéchets des gros producteurs (hors IAA) • Boues de STEU • Bois déchet • CSR • Déchets verts
Bois	• Bois forêt commercialisé • Bois bocage • Sarments et ceps de vignes • Connexes de scieries
Industries	• Déchets non dangereux des industries : • IAA • Papèteries • Chimie et pharmacie • Aéronautique et automobile • Textile • Production biodiesel • Déchets dangereux toutes industries

Critères de sélection

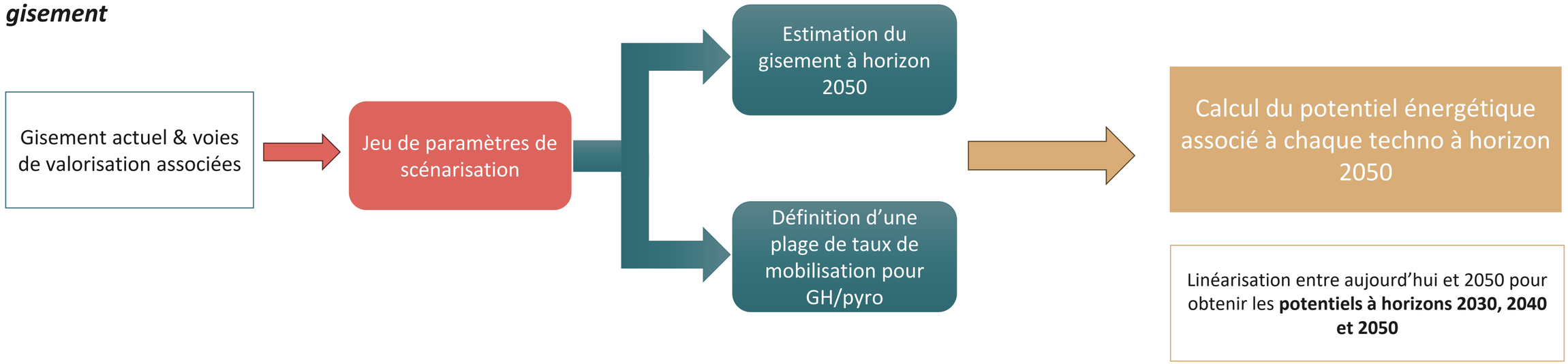
- Pertinence pour de la GH ou pyrogazéification
- Part potentiellement valorisable en GH ou pyro (respect de la hiérarchie des usages)
- Significativité du flux

CSR = Combustibles Solides de Récupération
GH = gazéification hydrothermale
IAA = Industrie Agro Alimentaire
STEU = Station de Traitement des Eaux Usées
PPAM = Plantes à Parfum Aromatiques Médicinales

DEUX SCÉNARIOS EN FAVEUR DES TECHNOLOGIES ÉTUDIÉES

<u>Prérequis commun aux 2 scénarios</u> : nous nous plaçons dans un **contexte favorable** au développement des technologies de pyrogazéification et gazéification hydrothermale. La plage proposée par les scénarios vise à montrer un cas de développement dynamique de la filière et un cas de développement ambitieux.

Construction des scénarios par gisement



GH = gazéification hydrothermale

PRINCIPAUX PARAMÈTRES CONSIDÉRÉS POUR LA SCÉNARISATION

Principaux paramètres de scénarisation	Principaux effets sur les gisements étudiés
• Contraintes réglementaires et environnementales fortes sur l'épandage	• Augmentation de la part des digestats non épandables, solution de gazéification hydrothermale pour la valorisation de boues de STEP et les fractions de biodéchets considérées comme « sales »
• Baisse de la consommation de viande	• Augmentation de la surface agricole disponible pour les cultures lignocellulosiques
• Mise en œuvre du Pacte Haies à horizon 2030	• Augmentation du gisement brut et mobilisable de bois bocage
• Augmentation de la récolte de résidus de culture, sarments et ceps	• Augmentation des gisements mobilisables de résidus de culture, sarments et ceps
• Augmentation de la préparation de CSR, selon les scénarios ADEME envisagés pour le CSR	• Disponibilité de CSR pour la pyrogazéification tout en donnant la priorité à la valorisation du CSR en combustion pour production de chaleur.
• Compétitivité accrue de la filière gazéification hydrothermale notamment en tant que solution de valorisation de déchets dangereux, par rapport aux solutions actuelles (incinérations, stockage)	• Redirection de flux de déchets dangereux actuellement non valorisés ou traités par incinération, ou traités à l'étranger, vers la gazéification hydrothermale

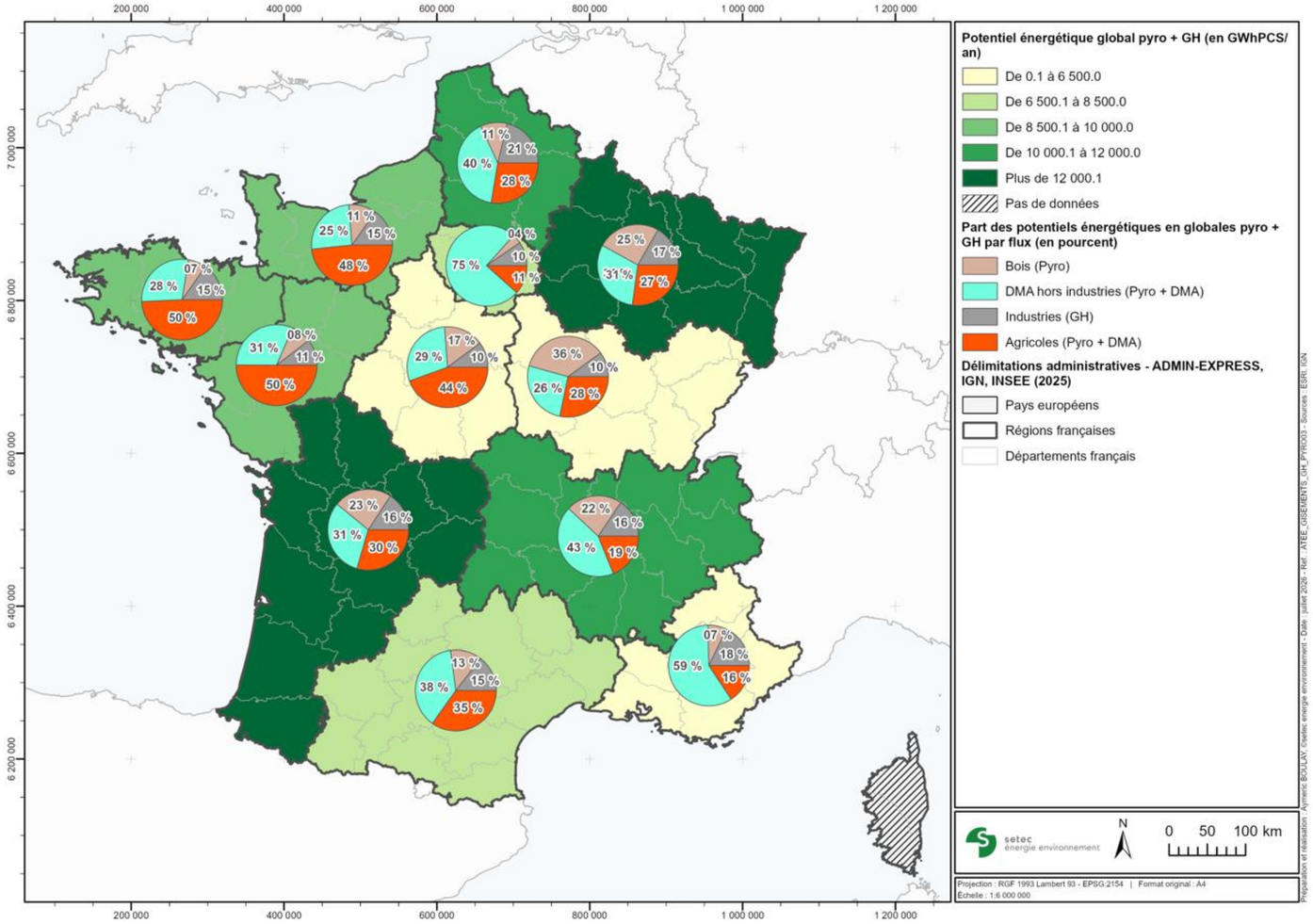
Hypothèses d'évolution des gisements bruts et des taux de mobilisation

Echanges et arbitrages avec le COPIL de l'étude

GH = gazéification hydrothermale

RÉSULTATS GLOBAUX

Potentiel énergétique global (pyro + GH)



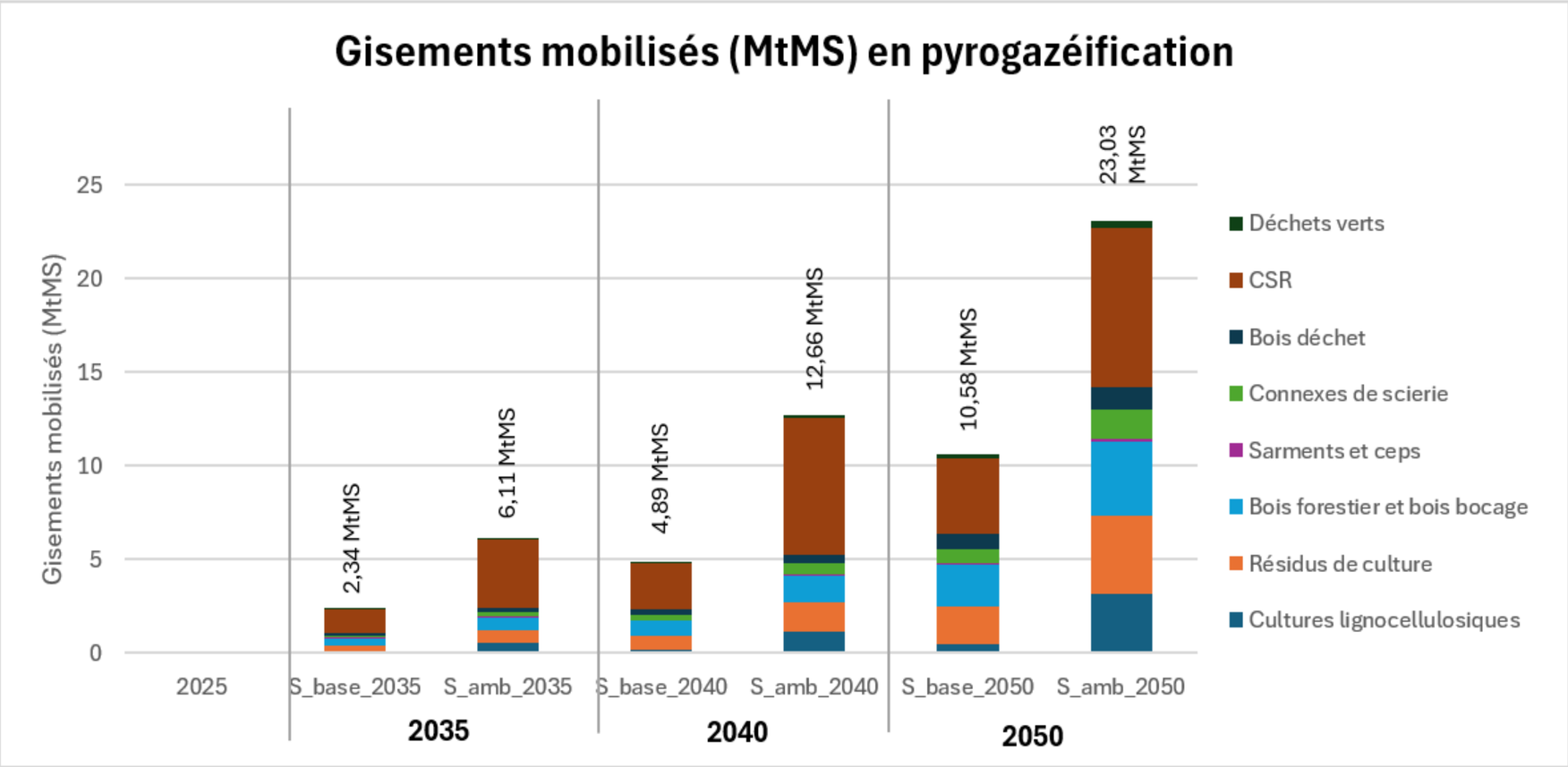
Potentiel de production énergétique (GWhPCS/an)	2035	2040	2050
Dynamique	15,8	32,3	59,3
Ambitieux	31,2	63,9	109,1

Le potentiel énergétique estimé à horizon 2050 est porté par **les DMA (31%),** les **déchets agricoles (24%)** puis le **bois** et les **déchets d'industries (16% et 15%).**

Cartographie de la répartition régionale du potentiel de production de gaz renouvelables par pyrogazéification et gazéification hydrothermale, en GWh_{PCS}/an, dans le scénario ambitieux et répartition du potentiel par catégorie de gisement.

RÉSULTATS – PYROGAZÉIFICATION

Potentiel global pyrogazéification – Gisements

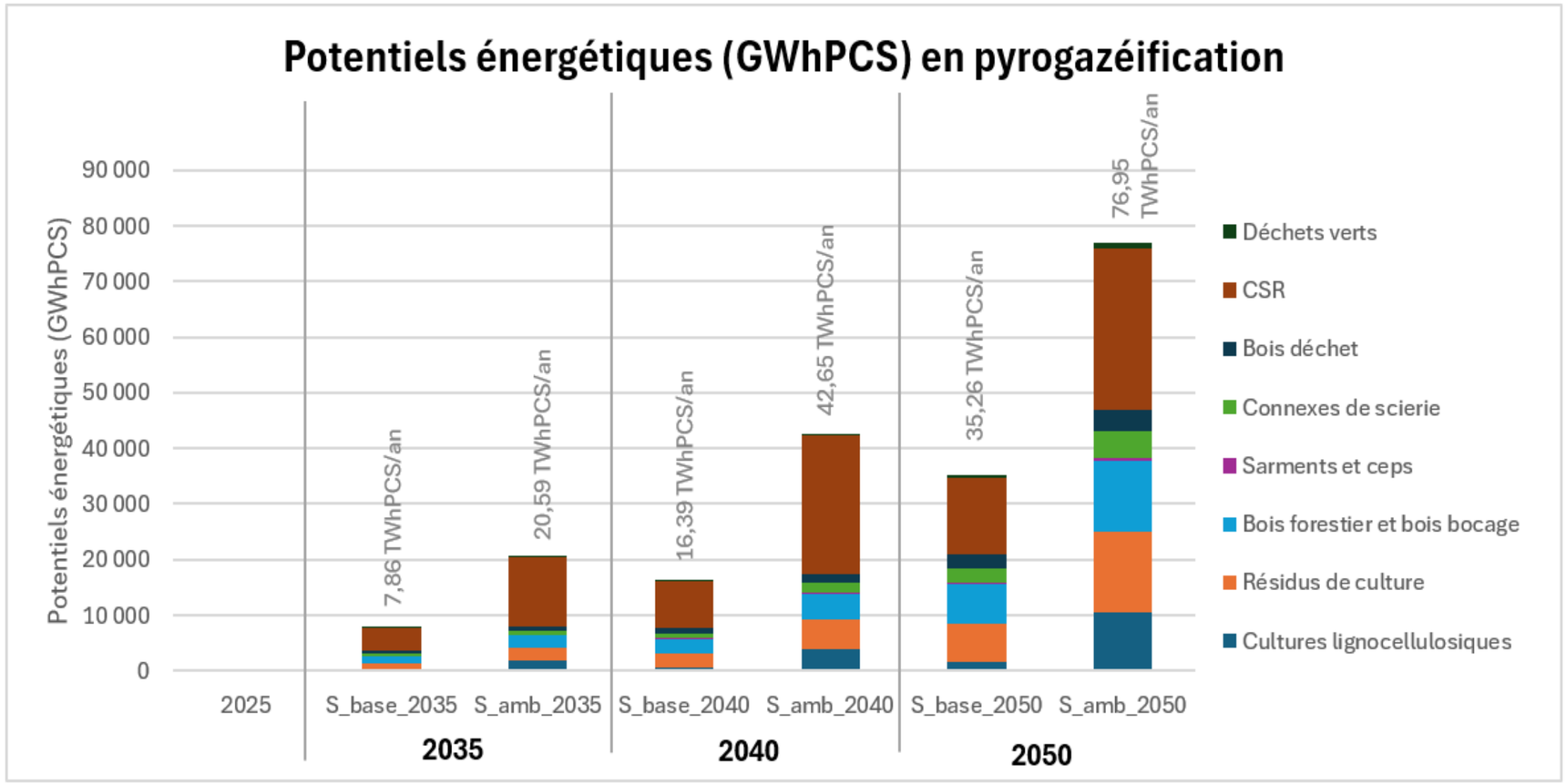


Les gisements de CSR, bois forestier et bois bocage, résidus de culture et cultures lignocellulosiques représentent des tonnages importants.

L'évolution des gisements mobilisés de cultures lignocellulosiques et de CSR sont particulièrement importantes dans le scénario ambitieux, ce qui démontre une ambition forte sur la production de gaz avec la préparation de gisements dédiés à la valorisation énergétique par pyrogazéification.

RÉSULTATS – PYROGAZÉIFICATION

Potentiel global pyrogazéification – Potentiel énergétique



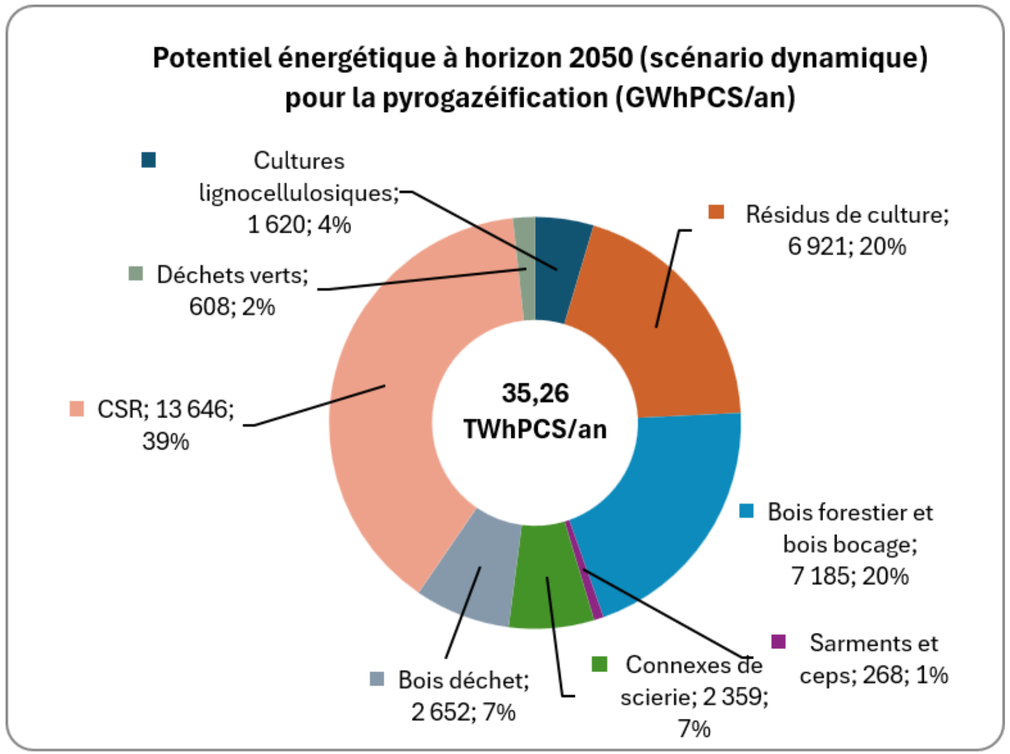
Les potentiels les plus importants identifiés sont attribués aux CSR (38%), au bois bocage et forestier (entre 16% et 20%) et aux résidus de culture (19%).

Dans le scénario ambitieux, les cultures lignocellulosiques représentent 14% du potentiel, contre 5% dans le scénario dynamique. En effet, un réel passage à l'échelle de ces cultures est pris en compte dans le scénario ambitieux, grâce à une diminution drastique de la consommation de viande en France.

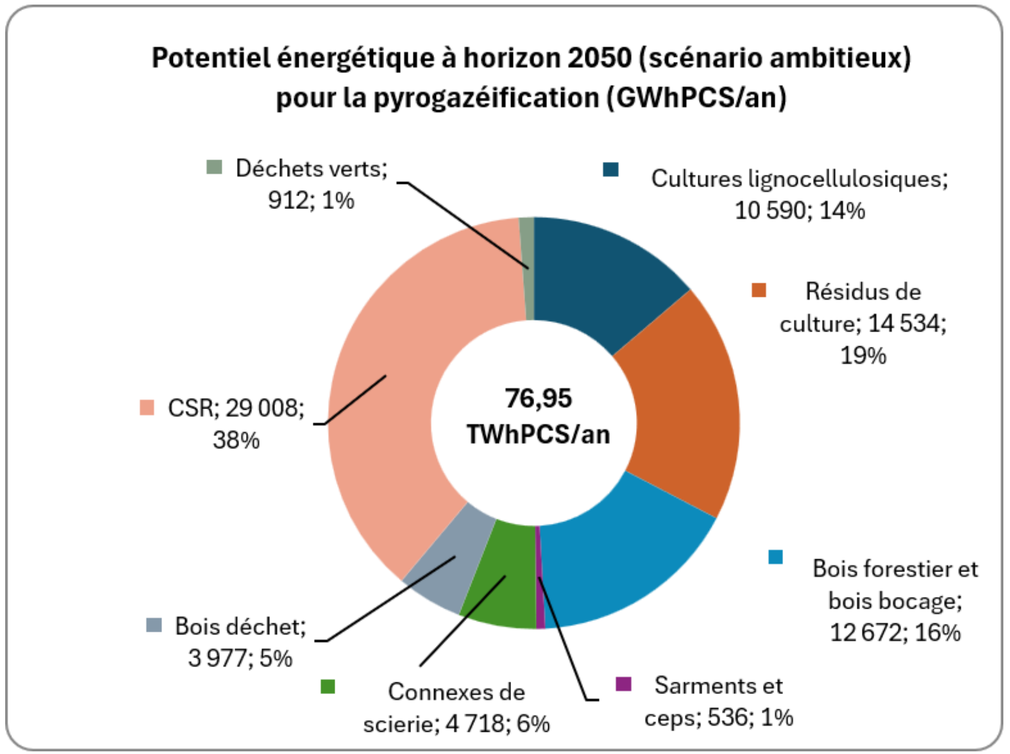
RÉSULTATS – PYROGAZÉIFICATION

Potentiel global pyrogazéification – Répartition du potentiel énergétique selon les gisements à l'horizon 2050

Dynamique

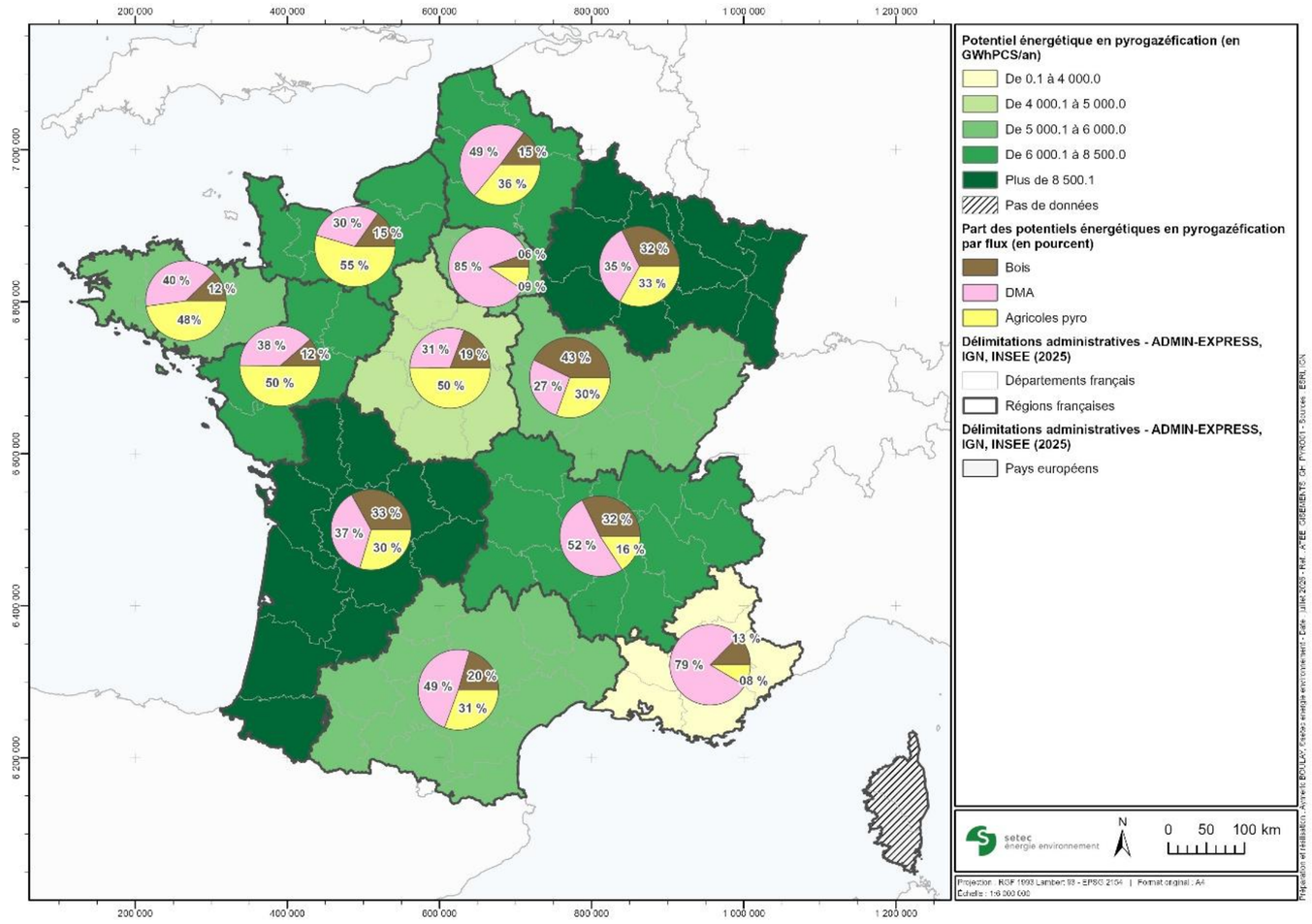


Ambitieux



RÉSULTATS – PYROGAZÉIFICATION

Potentiel global pyrogazéification – Régionalisation

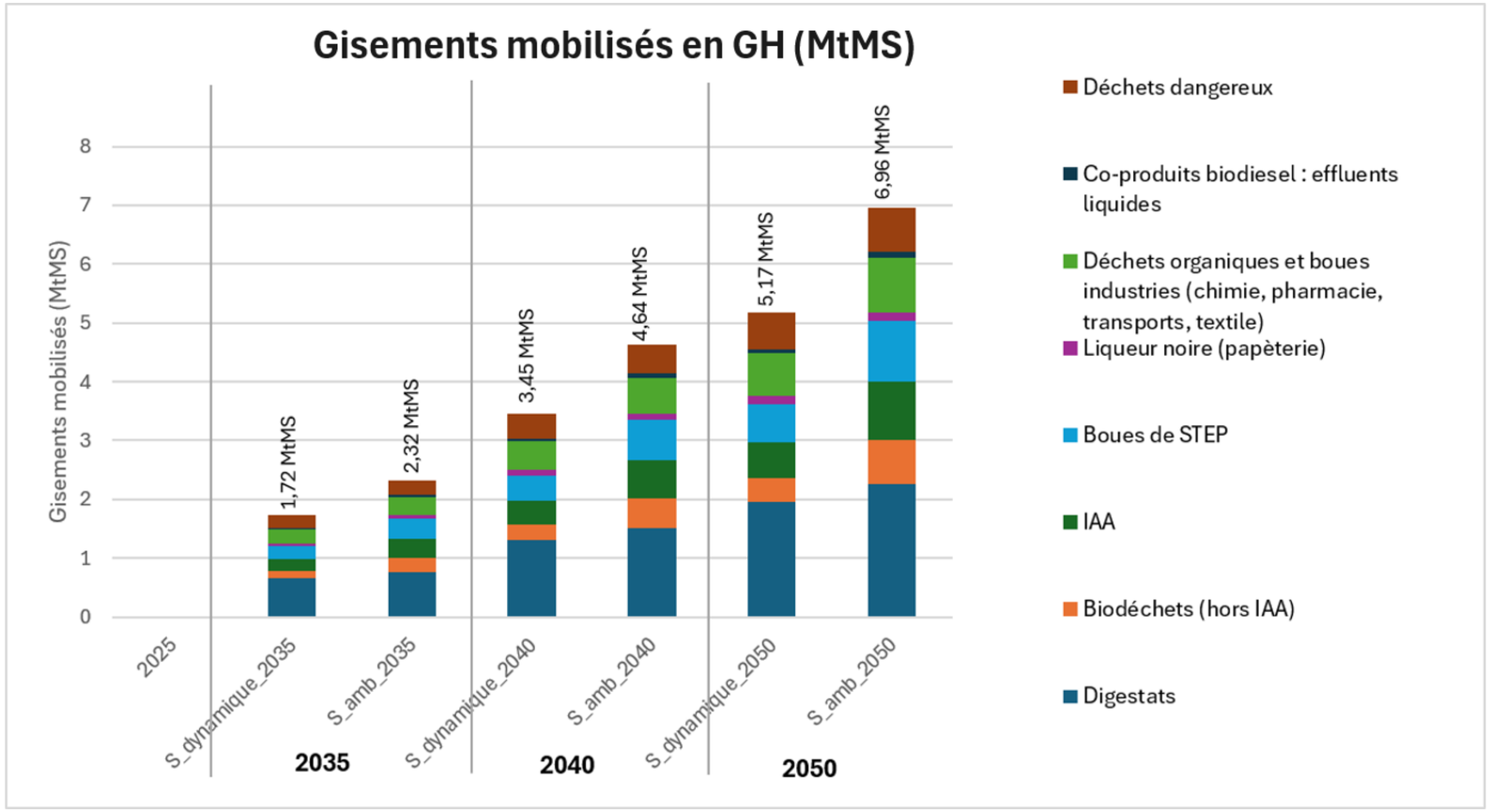


Les régions Nouvelle-Aquitaine, Grand Est, Hauts-de-France et Auvergne-Rhône-Alpes comptent pour 46% du potentiel de production (entre 10% et 14% pour chacune de ces régions).

Concernant les deux premières, cela s'explique par leur couverture forestière particulièrement importante, et une filière forêt-bois dynamique qui permet de mobiliser la ressource bois. Pour les deux autres, il s'agit du cumul d'une densité urbaine et activité industrielle importantes, engendrant un niveau de production de déchets élevé.

RÉSULTATS – GAZÉIFICATION HYDROTHERMALE

Potentiel global– Gisements

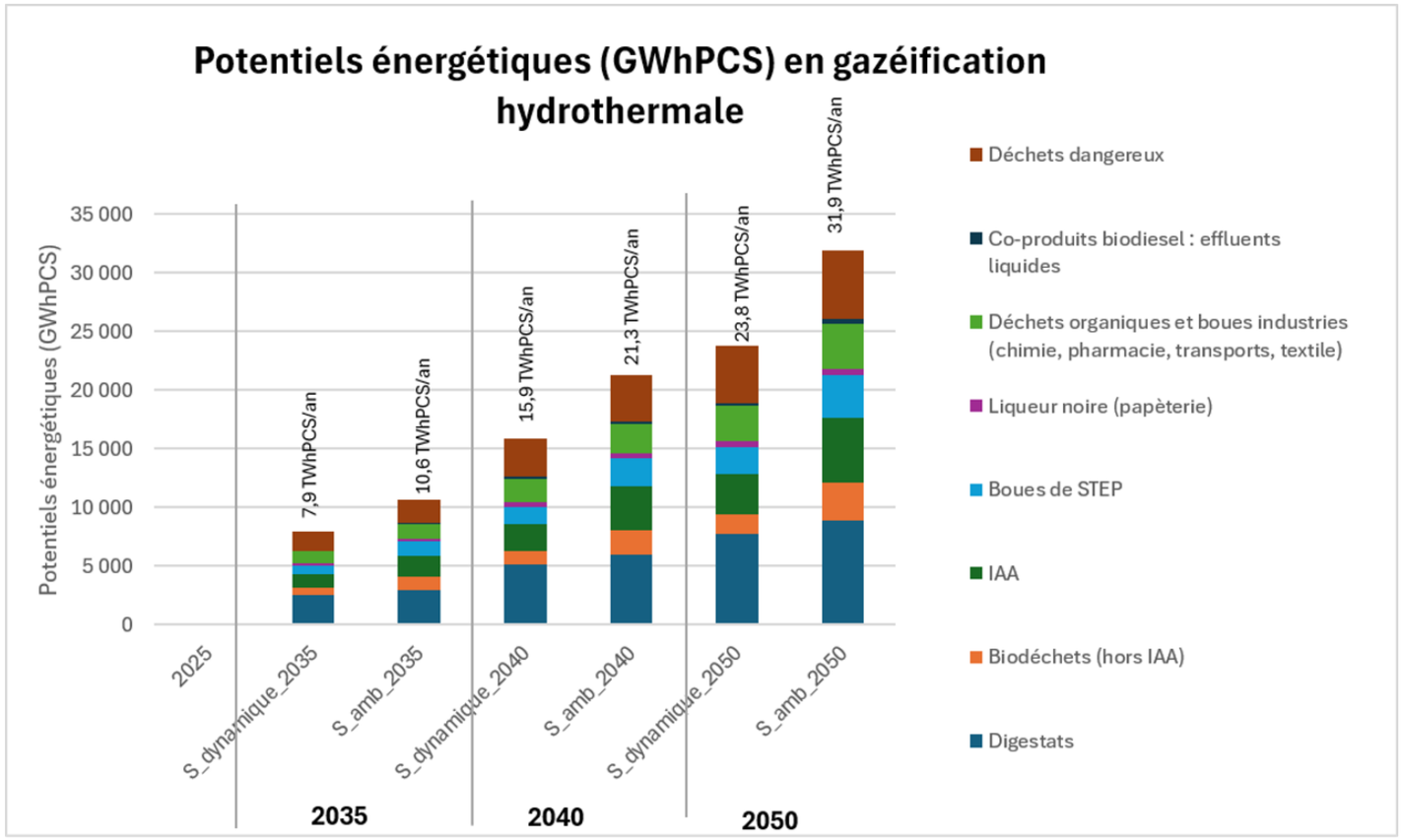


En matière de gisements projetés mobilisés pour de la GH, les digestats issus de méthanisation représentent jusqu'à **32%** du gisement total mobilisé. La liqueur noire et les co-produits issus de la production du biodiesel représentent moins de 5% des gisements. Les autres gisements sont répartis plutôt également.

*Déchets dangereux : analysés à partir des bases de données GEREP, les déchets comptabilisés comprennent : les solvants et déchets en contenant, les huiles et combustibles, les effluents organiques, autres effluents aqueux, boues issues de la chimie, boues de traitement de surface des métaux, déchets provenant du raffinage du pétrole

RÉSULTATS – GAZÉIFICATION HYDROTHERMALE

Potentiel global– Potentiel énergétique

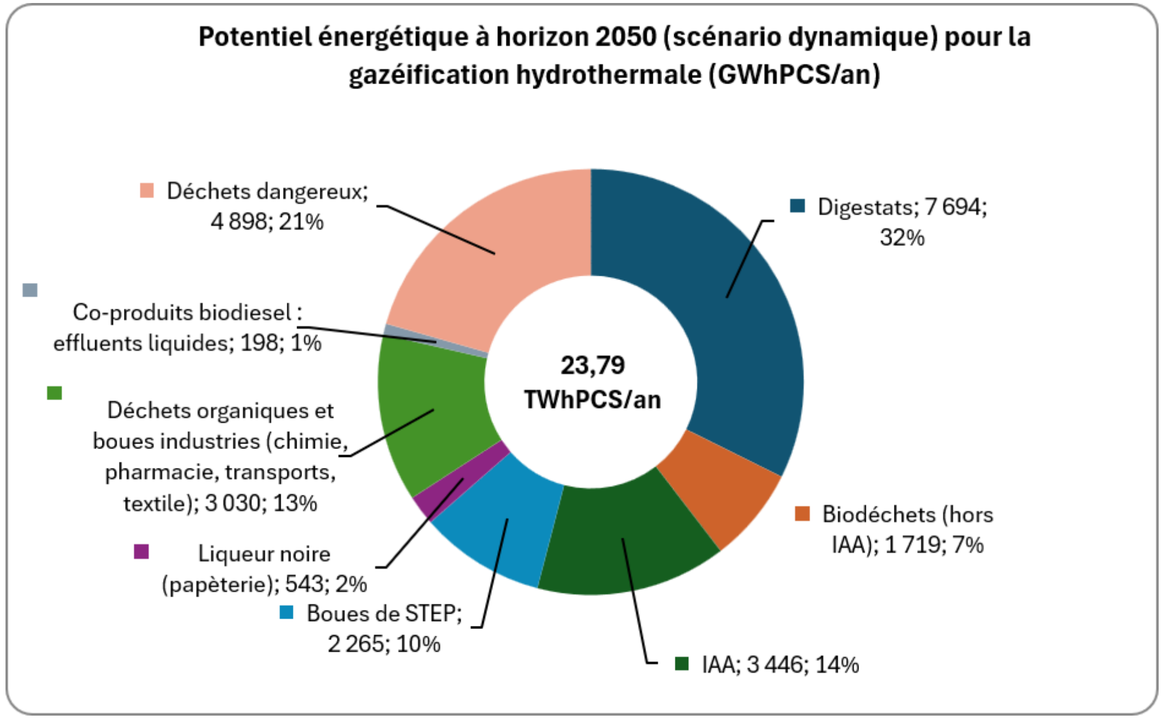


Le potentiel énergétique associé à la GH est porté par les digestats (entre 28% et 31%), les déchets dangereux (entre 19% et 21%) et les déchets d'IAA (entre 11% et 14%).

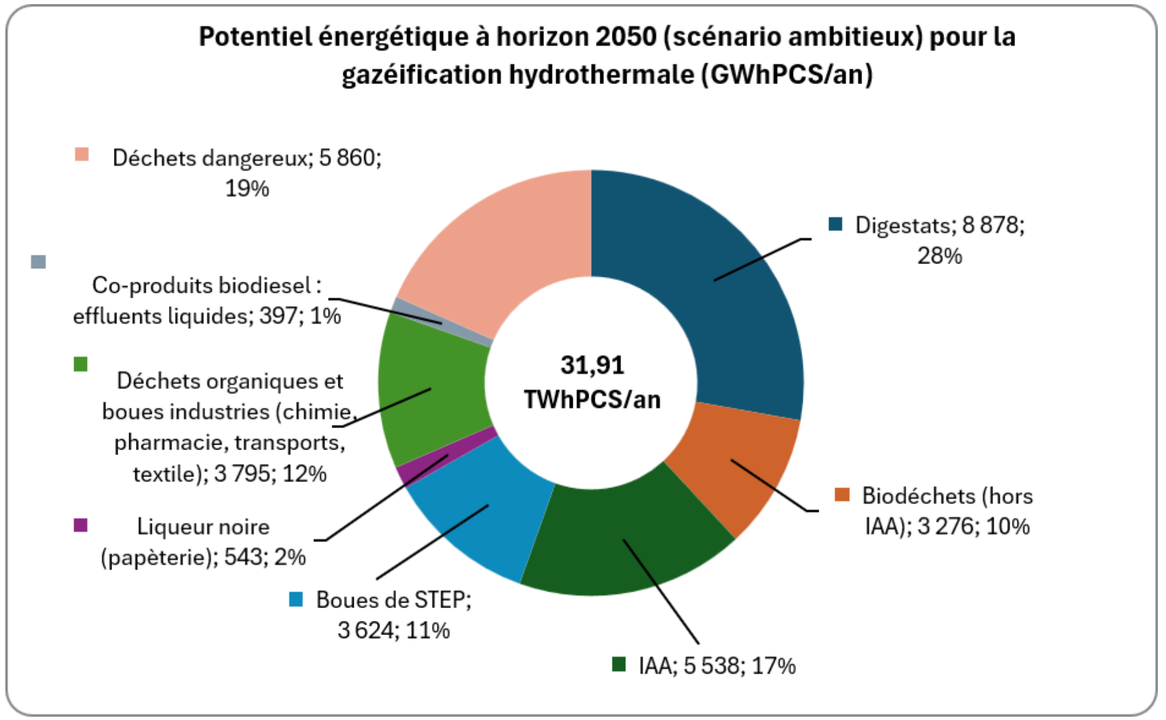
RÉSULTATS – GAZÉIFICATION HYDROTHERMALE

Potentiel global gazéification hydrothermale – Répartition du potentiel énergétique selon les gisements en 2050

Dynamique

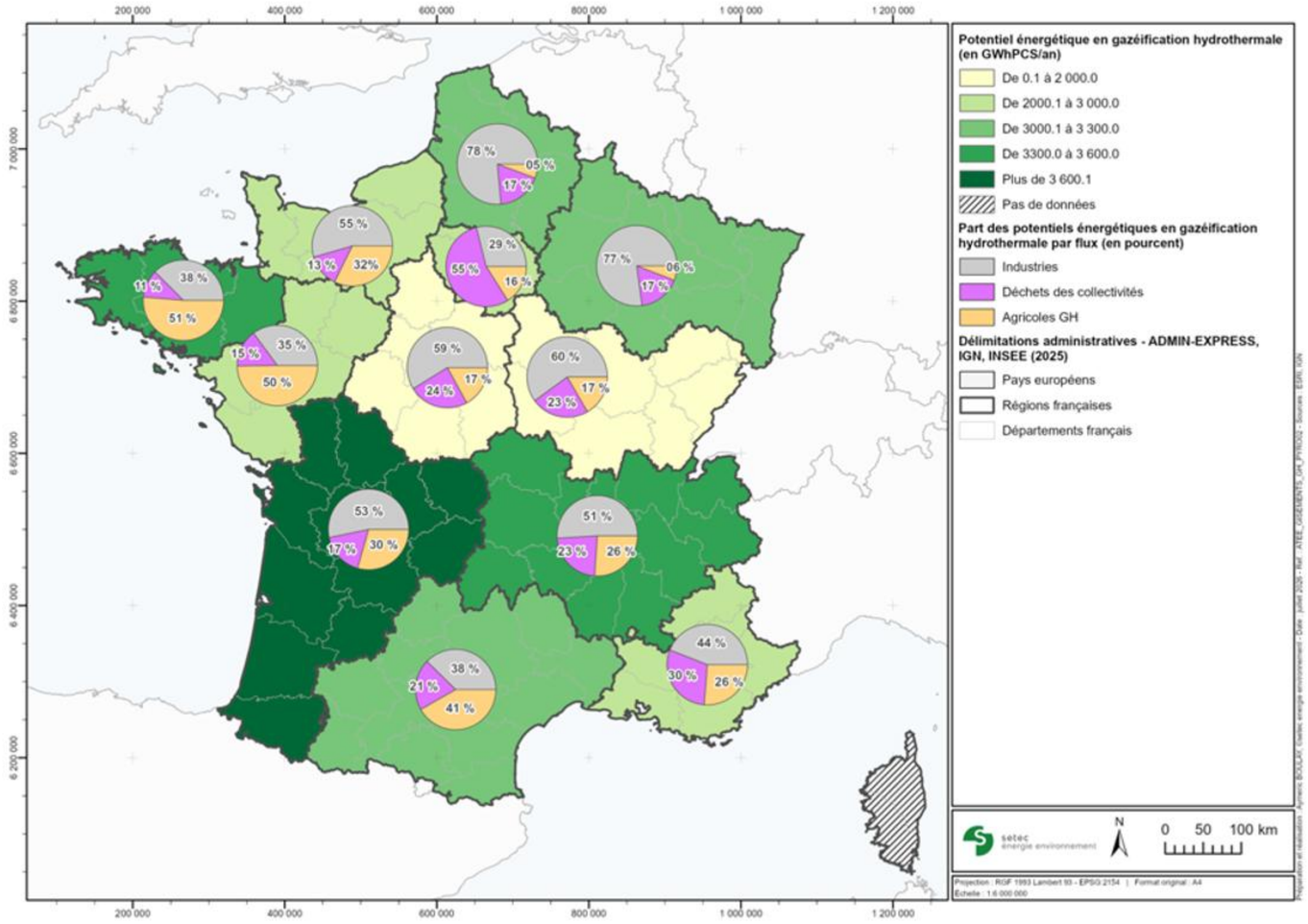


Ambitieux



RÉSULTATS – GAZÉIFICATION HYDROTHERMALE

Potentiel global– Régionalisation



Les régions Nouvelle-Aquitaine, Bretagne et Auvergne-Rhône-Alpes comptent pour 1/3 du potentiel global dans le scénario ambitieux, suivies de l'Occitanie et des Hauts-de-France (10% chacune).

CONCLUSION ET PERSPECTIVES

Points saillants

- L'étude de gisement confirme un potentiel énergétique global compris entre **59 et 109 TWh PCS/an**, soulignant la contribution significative de ces nouvelles filières aux objectifs énergétiques nationaux à l'horizon 2050.
- Ils constituent une voie de valorisation alternative à de l'incinération ou du stockage intéressante, permettant une **valorisation de ressources non exploitée** à l'heure actuelle
- Sous réserve de la levée des principaux freins technologiques, économiques et réglementaires, la GH et la pyrogazéification représentent une **contribution potentiellement significative aux** besoins énergétiques nationaux à horizon 2050

Principales limites de l'étude

- **Caractérisation incomplète des flux** étudiés : manque de données disponibles ou exploitables
- **Qualité des gisements** projetée constante : or, plusieurs facteurs pourraient la faire évoluer (choix politiques stratégiques, réglementations, etc.)
- **Pas de prise en compte du changement climatique** : qui impactera probablement la quantité, qualité et répartition des gisements sur le territoire

Comité scientifique



Lynda Aissani, PhD, HDR – UR OPAALE, équipe SAFIR, Centre de recherche Bretagne-Normandie, INRAE



Audrey Tanguy, Ph.D. – Maître-assistante en évaluation environnementale, École des Mines de Saint-Étienne, UMR CNRS 5600 Environnement, Ville, Société



- Vincent Jourdain, Maître de conférences, École des Mines de Saint-Étienne

➢Intervention de Vincent Jourdain

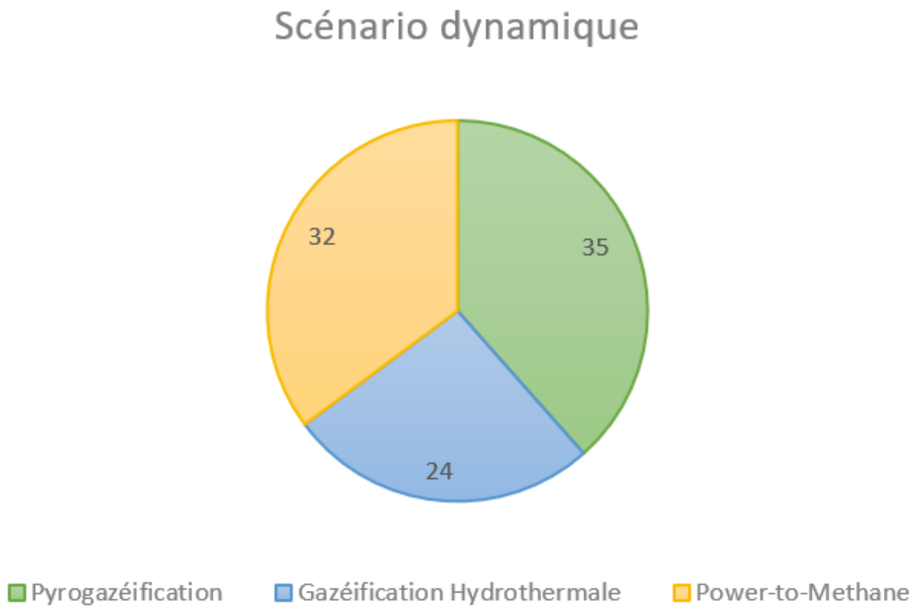


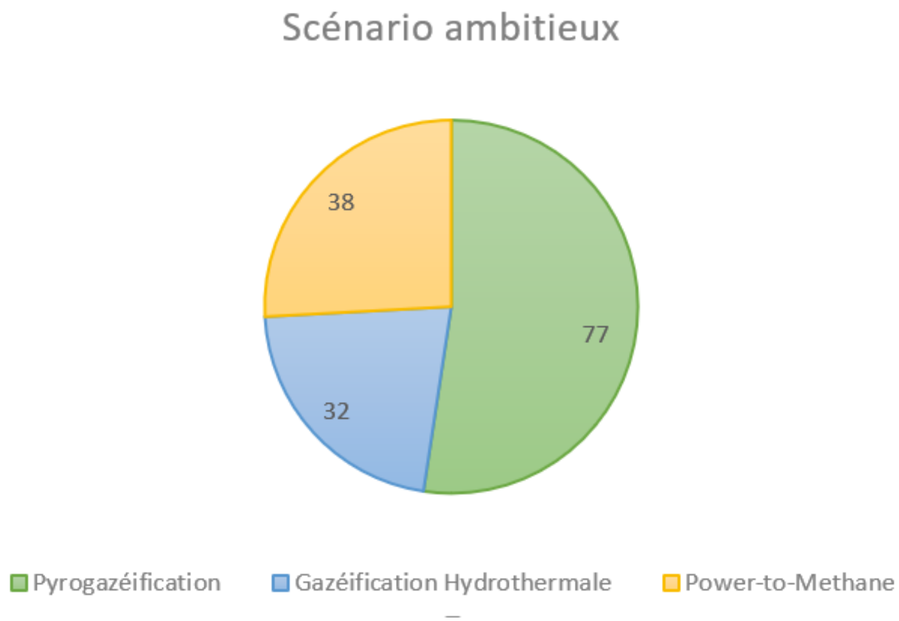
Questions ?

Les nouvelles filières de gaz renouvelable et bas carbone : un potentiel significatif pour contribuer à la décarbonation le système énergétique

Power-to-Methane - Pyrogazéification – Gazéification hydrothermale

Synthèse: Potentiel à l'horizon 2050 (TWhPCS/an)





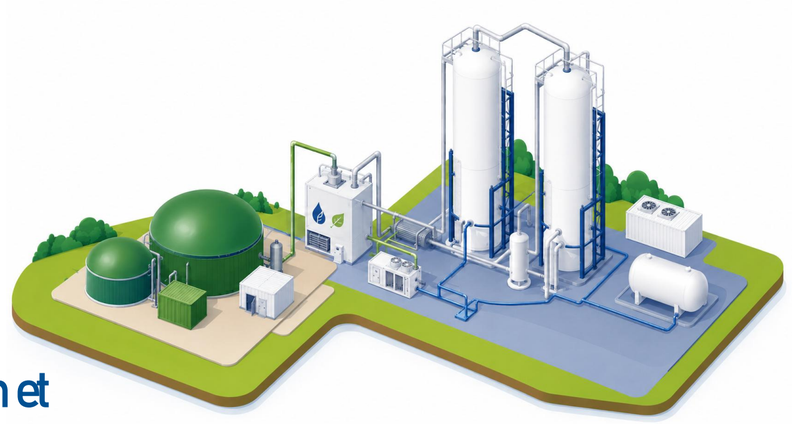
À l'horizon 2050, le potentiel de production des nouvelles filières de gaz renouvelables et bas-carbone est estimé entre **91 et 147 TWh PCS/an,** selon les scénarios retenus. Ce potentiel représente entre **41 % et 53 %** de la consommation de gaz projetée à l'horizon 2050 dans les scénarios *Perspectives Gaz* de France Gaz (, comprise entre **221 et 278 TWh PCS/an.**

Journée Technique Valorisation du CO_2 biogénique

Rendez-vous le 5 novembre à Paris (15ème)

Au programme

- Tables rondes sur la séquestration, la qualité et le financement des projets
- Regards croisés de chercheurs
- Ateliers sur la bioéconomie, le transport par canalisation et les marchés carbone





Les intervenants

VEOLIA, natran, Carbon Impact, énerflux des énergies et des fluides, Elyse, CA Normandie, Cap Ouest Assurances, Verdemobil Biogaz, tbi Toulouse Biotechnology Institute Bio & Chemical Engineering, CarMa Carbon Management IFP School Chair

Une journée co-organisée par

atee Club Biogaz, ctbm Centre Technique National du Biogaz et de la Méthanisation, Bioeconomy for Change, Club CO_2

MERCI

Retrouvez toutes les actualités de l'ATEE sur :
www.atee.fr