

SOUVERAINETÉ ÉNERGÉTIQUE FRANÇAISE

Transition bio-CH₄ · Indépendance face aux stratégies H₂ européennes · Positionnement géopolitique

Dossier complémentaire au Programme Résilience V11 et à l'analyse Stockage de l'énergie (version V11 corrigée)

Mai 2026 — Document stratégique et géopolitique

CORRECTIONS V11 — Ce document a été mis à jour sur six points ciblés : (1) Production bio-CH₄ : scénario central V11 ~262 TWh/an (254–282 TWh documentés) — les 313–363 TWh de V10 sont maintenus comme scénario étendu à horizon 2040–2045 avec terres marginales [Δ]. (2) IRR : 15–20 % → 8–15 % estimé []. (3) Bilan carbone : -60/-80 Mt CO₂ → ~55–80 Mt CO₂ e ordre de grandeur []. (4) Biochar : 17–19 Mt C (unité incorrecte) → 20–23,5 Mt CO₂ /an net CDC V3 certifié []. (5) CAPEX savings : -315 Md€ → ~250–350 Md€ ordre de grandeur []. (6) Références V10 → V11. L'ensemble de l'architecture géopolitique (géologie, Nord Stream, 6 principes Bruxelles, coalition) reste inchangé.

THÈSE CENTRALE

La France peut engager dès aujourd'hui la transition vers le bio-CH₄ en s'appuyant sur l'infrastructure GRDF existante, ses ressources biomasse nationales et ses flottes GNV actuelles. Contrairement à l'Allemagne et à l'Espagne qui défendent l'hydrogène pour des raisons géologiques et commerciales qui leur sont propres, la France dispose d'une voie de décarbonation plus économique, plus souveraine et mieux adaptée à son système nucléaire unique. Suivre les politiques énergétiques allemande ou espagnole serait une erreur stratégique majeure qui reproduirait la dépendance au gaz russe dans une nouvelle configuration.

Partie 1 — La transition peut commencer aujourd'hui

La puissance du scénario bio-CH₄ réside dans son point de départ : il mobilise des infrastructures existantes et des marchés qui fonctionnent déjà. La France n'a pas à attendre une rupture technologique. Elle doit décider.

Période	Actions clés	Acteurs principaux	Effets attendus
PHASE 0 — DÉMARRAGE IMMÉDIAT (sans nouveau CAPEX)			
2025–2026	Loi bio-CH ₄ : CfD prix garanti 15 ans. Mandate 100 % bio-CH ₄ flottes captives. Injection bio-CH ₄ prioritaire réseau GRDF. Cadre ÉREV à Bruxelles.	Parlement, État, GRDF, méthaniseurs existants	Création du marché · aucune nouvelle infrastructure · signal aux constructeurs · justification investissements pyrogazéification [✓]
PHASE 1 — AMORÇAGE INDUSTRIEL			
2027–2029	5 sites pilotes pyrogazéification (GAYA/Salamandre). 500 stations Bio-GNV VL. Premiers modèles ÉREV certifiés. Substitution bio-CH ₄ 30 % flottes GNV.	TotalEnergies, Engie, BPI, BEI, Renault, Stellantis	3 TWh bio-CH ₄ /an · validation industrielle · 2 500 emplois · IRR estimé 8–15 % [À valider pilotes Phase 0]

			. démarrage marché ÉREV
PHASE 2 — ACCÉLÉRATION			
2029–2033	75 sites pyrogazéification. 2 000 stations Bio-GNV. 3 M d'ÉREV en circulation. Substitution 70 % bio-CH ₄ dans réseau GNV. Lancement Sabatier (50 GW électrolyseurs).	Marché bancaire + garanties BEI/CDC/BPI	72 TWh/an · 45 000 emplois · FC nucléaire hypothèse 85,9 % [À confirmer RTE] · point de bascule en approche
POINT DE BASCULE — SYSTÈME AUTO-PORTANT			
2033–2035	8–12 M d'ÉREV en circulation. ~80–100 TWh bio-CH ₄ /an. Déficit hivernal résiduel < 15 GW gérable. Financement par le seul marché bancaire.	Marché seul (track record établi)	Système résilient sans intervention publique · 100 % bio-CH ₄ mobilité captive · France indépendante imports énergétiques · IRR > 10 % démontré []
PHASE 3 — MATURITÉ			
2035–2040	150 sites complets. 20 M d'ÉREV. Remplacement total CH ₄ fossile en mobilité. Export technologie pyrogazéification (Canada, Pologne, Brésil). Terres marginales intégrées (+59–81 TWh en scénario étendu).	Industrie nationale / marché européen	190–230 TWh/an · 150 000 emplois · France exportatrice de technologie · CO ₂ résiduel valorisé (860–1 330 M€/an) []
SYSTÈME COMPLET — SOUVERAINETÉ PLEINE			
2040–2045	~262 TWh bio-CH ₄ /an (scénario central V11 : 254–282 TWh sources documentées). 313–363 TWh atteignables avec terres marginales à cet horizon [Δ Scénario étendu]. 33 M d'ÉREV. Souveraineté pleine.	Économie nationale	~55–80 Mt CO ₂ e/an (ordre de grandeur — validation ADEME requise) [] · 200 000+ emplois · ~250–350 Md€ économie vs BEV [] · Pleine souveraineté · Biochar 20–23,5 Mt CO ₂ /an net CDC V3 certifié []

Point critique : la première décision (2025–2026) ne coûte rien en infrastructure nouvelle. C'est un acte législatif et réglementaire — mandate bio-CH₄ dans les flottes captives, CfD prix garanti, cadre ÉREV à Bruxelles. Tout le reste en découle. [✓Logique déployable immédiatement]

1.1 L'avantage de départ : une infrastructure qui existe [✓]

Contrairement au scénario H₂ qui nécessite de construire l'intégralité de son infrastructure avant que le premier véhicule roule, le scénario bio-CH₄ dispose d'un point de départ opérationnel immédiat :

- 200 stations GNV existantes en France, compatibles bio-CH₄ sans modification.
- 17 000 véhicules GNV en circulation, dont une majorité de flottes captives (bus RATP/RTM, bennes Suez/Veolia, camions Iveco et MAN).
- 200 000 km de réseau GRDF, 24 stockages souterrains (130 TWh), 100 % compatibles bio-CH₄ .
- Méthaniseurs existants produisant déjà ~8 TWh/an de biogaz — dont une fraction est déjà injectée en réseau.
- Constructeurs avec lignes GNV opérationnelles : Renault Kangoo GNV, Iveco Daily, Dacia Jogger GNV, IVECO S-Way GNL pour les PL.

Partie 2 — La position unique de la France : trois contraintes fondamentales

La France est dans une situation énergétique que ses voisins n'ont pas. Ce n'est pas une question d'ambition ou de politique — c'est une question de géographie, de géologie et d'histoire industrielle.

Dimension	France	Allemagne	Espagne
PRODUCTION ÉLECTRIQUE ET NUCLÉAIRE			
Part nucléaire	70–75 % historique · 14 EPR2 prévus · baseload stable [✓Atout unique]	0 % depuis 2023 · sortie définitive post-Fukushima	Jamais développé — choix ENR uniquement
Gisement éolien offshore	Atlantique + Manche : bon mais limité (façade 4 000 km)	Mer du Nord + Baltique : excellent · parmi les meilleurs mondiaux [Avantage]	Méditerranée + Atlantique sud : bon mais fond marin profond
Gisement solaire	Sud excellent (2 500h) · nord-est limité	Limité (1 200–1 500h)	Excellent · parmi les meilleurs d'Europe (2 800–3 000h) [Atout majeur]
GÉOLOGIE ET STOCKAGE H₂			
Cavernes salines	Très limitées — Lorraine · géologie calcaire-granitique défavorable [Contrainte permanente]	Excellentes — Basse-Saxe, Schleswig-Holstein · déjà utilisées pour CH ₄ fossile [Atout stratégique]	Présentes en Catalogne et Andalousie · capacité suffisante pour projets pilotes
Stockage H₂ souterrain	Non viable à grande échelle — contrainte géologique permanente [✗]	Viable et économique — atout central de l'Energiewende	Partiel — viable pour export, pas pour stockage national massif
Réseau gaz existant	GRDF : 200 000 km · 130 TWh stockage · amorti · 100 % bio-CH ₄ compatible [✓Atout majeur]	Réseau dense · blending H ₂ partiel en cours	Réseau moins dense · renouvellement en cours · H ₂ export prioritaire
RESSOURCES BIOMASSE ET BIO-CH₄			
Potentiel bio-CH₄ national	~262 TWh/an central V11 (254–282 TWh sources documentées) []. 313–363 TWh atteignables à horizon 2040–2045 avec terres marginales [△ Scénario étendu]. 17 M ha forêts · agriculture diversifiée.	50–100 TWh/an estimés · forêts moins denses · agriculture intensive	30–70 TWh/an estimés · agriculture extensive · contraintes eau
Terres marginales	1,5–3,6 Mha disponibles · causses, landes, friches · +59–81 TWh potentiels à horizon 2040–2045 [△ Scénario étendu]	Limité — forte pression agricole et foncière	Important mais contrainte hydrique · rendements variables
POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE ET SOUVERAINETÉ			
Stratégie optimale	Bio-CH ₄ national + nucléaire baseload + GRDF + ÉREV [✓Atouts uniques combinés]	H ₂ stockage saisonnier + ENR massive + import H ₂ [Logique propre cohérente]	H ₂ vert export + ENR domestique [Ambition légitime]

Risque dépendance	Bio-CH ₄ : 0 % importation · 100 % souverain · non embargable [✓]	H ₂ import Norvège/Australie/Namibie prévu · risque répétition Nord Stream [Δ]	H ₂ export visé · risque si demande UE < prévisions
--------------------------	---	--	--

Lecture du tableau : la France a des avantages uniques (nucléaire, bio-CH₄, GRDF) que ni l'Allemagne ni l'Espagne ne possèdent — mais aussi des contraintes géologiques H₂ que ses voisins n'ont pas. Ce n'est pas un jugement de valeur — c'est une analyse de situation physique.

2.1 La contrainte nucléaire — un atout que les autres n'ont plus [✓]

La France est le seul grand pays européen ayant maintenu son parc nucléaire. Cette décision se révèle rétrospectivement la décision industrielle la plus judicieuse de la politique énergétique française depuis 40 ans. Le nucléaire français fournit 70 à 75 % de l'électricité nationale en baseload permanent — en hiver comme en été, qu'il vente ou non, qu'il y ait du soleil ou non. Il résout structurellement le problème du stockage saisonnier que l'Allemagne et l'Espagne doivent résoudre via l'H₂ à grands frais.

2.2 La contrainte géographique [✓]

La France est un pays de densité humaine et agricole élevée, avec 31 % de couverture forestière, des protections environnementales importantes (zones Natura 2000 couvrant 30 % du territoire) et une résistance locale forte aux grandes installations éoliennes terrestres. Un scénario 100 % ENR français nécessiterait un surdimensionnement colossal que rien ne justifie avec un nucléaire opérationnel.

2.3 La contrainte géologique — l'absence de cavernes salines [✓]

La France est essentiellement calcaire, granitique et cristalline. Elle dispose de quelques diapirs salins en Lorraine et dans les Landes, mais d'une capacité totale très inférieure à ce que nécessiterait un stockage H₂ à grande échelle. La seule région de Basse-Saxe en Allemagne dispose de cavernes salines dont la capacité est estimée à plusieurs TWh d'H₂ — ce que la France entière ne peut pas égaler. Cette contrainte est permanente et ne peut pas être résolue par l'investissement.

Partie 3 — Pourquoi l'Allemagne et l'Espagne défendent l'H₂ — et ont raison pour eux-mêmes

Il faut impérativement comprendre que la position allemande et espagnole sur l'hydrogène n'est pas idéologique. Elle répond à des contraintes réelles et à des opportunités économiques qui leur sont propres. Les critiquer serait une erreur d'analyse. Le problème est qu'ils cherchent à imposer leur solution à des pays qui ne partagent ni leurs contraintes ni leurs opportunités.

3.1 L'Allemagne : une logique cohérente pour un système sans nucléaire

L'Allemagne a pris en 2011 la décision politique d'abandonner le nucléaire. Le résultat est un système énergétique qui vise 100 % ENR à l'horizon 2035 et qui génèrera des surplus éoliens massifs et des déficits profonds en hiver. Pour l'Allemagne, l'H₂ n'est pas un choix — c'est une nécessité physique. La géologie allemande, avec ses vastes diapirs salins de Basse-Saxe déjà utilisés pour le stockage de gaz naturel, est parfaitement adaptée à la conversion en stockage H₂.

L'Energiewende a été partiellement financée par le gaz russe bon marché de 2005 à 2022. La sortie du gaz russe en 2022 a coûté plus de 200 Md€ en subventions énergie, provoqué une récession industrielle et nécessité le redémarrage temporaire du charbon. L'H₂ importé risque de reproduire ce schéma de dépendance.

3.2 L'Espagne : une stratégie d'exportateur de H₂ vert

L'Espagne dispose du meilleur gisement solaire d'Europe occidentale — 2 800 à 3 000 heures d'ensoleillement annuel. Elle ambitionne de devenir le premier exportateur d'énergie verte d'Europe. Le projet BarMar (pipeline H₂ sous-marin Barcelone-Marseille), le corridor HydroMed et l'European Hydrogen Backbone sont des projets de développement économique national autant qu'énergétiques. Cette ambition est économiquement rationnelle pour l'Espagne. Elle l'est beaucoup moins pour la France qui n'est qu'un territoire de transit sans avantage propre dans ce schéma.

Partie 4 — Le combat politique européen : les risques pour la France

Le problème pour la France ne commence pas avec les décisions allemandes ou espagnoles — il commence quand ces pays cherchent à faire de leur solution nationale une obligation européenne. La France doit défendre ses intérêts avec une précision chirurgicale dans les négociations à Bruxelles.

Mesure EU proposée ou en cours	Impact direct sur la France	Coût estimé France	Position française recommandée
MANDATS ET RÈGLEMENTS EU SUR L'H₂			
EU Hydrogen Strategy (2020) + REPowerEU (2022) : 10 Mt H ₂ domestique + 10 Mt importé d'ici 2030	Obligation implicite de développer infrastructure H ₂ même sans besoin propre	20–50 Md€ en infrastructure inutile	Neutralité technologique : 1 TWh bio-CH ₄ = 1 TWh H ₂ dans les objectifs UE
Blending H ₂ dans réseaux gaziers : 2 % (2025) → 5 % (2028) → 20 % (2035)	Embrittlement aciers · appareils ménagers incompatibles à 20 %	50–100 Md€ si blending 20 % imposé	Refus blending > 5 % sans consentement État membre · incompatibilité technique démontrée
European Hydrogen Backbone (28 000 km, ~80 Md€)	Co-financement corridor Espagne → France → Allemagne que la France n'utilise pas pour elle-même	10–20 Md€ de participation demandée	Participation conditionnelle : péage transit + protection GRDF + bio-CH ₄ reconnu équivalent
BarMar / H2Med (pipeline Barcelone-Marseille, ~3 Md€)	France co-finance au bénéfice principal de	2–5 Md€ contribution française	Négociier : péage, sécurité

<p>IPCEI Hydrogen : aides d'État H₂ conditionnées à projets transnationaux</p> <p>EU Taxonomy : H₂ 'vert' comme investissement durable prioritaire</p>	<p>l'Espagne et l'Allemagne</p> <p>Marginalisation des projets bio-CH₄ si H₂ est le vecteur prioritaire</p> <p>Coût du capital bio-CH₄ > H₂ si banques appliquent différentiel taxonomique</p>	<p>Subventions détournées vers H₂</p> <p>Handicap compétitif 0,5–1 % sur taux de financement</p>	<p>approvisionnement industriel niche, non-extension aux réseaux GRDF</p> <p>Faire reconnaître bio-CH₄ comme vecteur prioritaire équivalent dans IPCEI énergie</p> <p>Classer bio-CH₄, biomasse déchets/résidus en catégorie 'dark green' identique à H₂</p>
--	---	---	---

Risque systémique : si l'H₂ devient le 'vecteur officiel' de l'UE avec des mandats contraignants, la France pourrait se retrouver obligée d'investir 100–200 Md€ dans une infrastructure qu'elle n'aurait pas choisie, tout en dépréciant 200–400 Md€ d'actifs GRDF qui constituent sa principale infrastructure de stockage énergétique.

4.1 La dépréciation du réseau GRDF : le risque financier majeur [✓]

Le réseau GRDF — 200 000 km de canalisations, 24 sites de stockage souterrain, 130 TWh de capacité, 11 millions de compteurs — représente un actif patrimonial de l'ordre de 200 à 400 Md€ construit sur 60 ans. Dans un scénario tout-BEV ou tout-H₂ imposé par l'UE, cet actif serait partiellement ou totalement stranded — déprécié sans compensation. Dans le scénario Programme Résilience V11, ce réseau est au contraire le cœur du système et sa valeur augmente avec la montée en puissance du bio-CH₄.

Partie 5 — Le parallèle Nord Stream : les leçons de la dépendance énergétique

L'histoire énergétique européenne récente offre un précédent saisissant : la dépendance allemande au gaz russe. Ce parallèle n'est pas rhétorique — il est structurellement identique à la dépendance H₂ que la France risquerait de construire si elle suivait la voie européenne sans défendre ses intérêts propres.

Allemagne — Dépendance au gaz russe (2005–2022)	France — Dépendance H ₂ importé (2025–2045 si erreur)
Décision initiale : Nord Stream 1 (2005) et 2 (2021) pour sécuriser l'Energiewende. Arguments : 'le gaz russe est moins cher, les marchés sont interdépendants, la Russie a intérêt à livrer'.	Décision initiale : rejoindre le corridor H ₂ BarMar/HydroMed. Arguments : 'l'H ₂ espagnol sera compétitif, l'Espagne est un partenaire stable, le marché EU garantit les flux'.
Avertissements ignorés (2014–2021) : USA, Ukraine, Pologne, États baltes alertaient. Berlin minimisait au nom de la compétitivité industrielle.	Signaux d'alerte (2025–2035) : fragilité politique du Maroc (Sahara Occidental), incertitude sur coût réel de l'H ₂ 'vert' à grande échelle.
Rupture 2022 : invasion Ukraine → arrêt livraisons → +200 Md€ subventions État → récession industrielle → redémarrage charbon → Energiewende en crise.	Rupture hypothétique 2035–2040 : crise politique Maroc ou Espagne → arrêt exports H₂ → France sans infrastructure alternative (GRDF abandonné) → crise énergétique nationale.
Leçon : aucune rationalité économique à court terme ne justifie une dépendance énergétique extérieure pour un pays capable de produire nationale.	Application France : le bio-CH₄ est 100 % national, non délocalisable, non embargable. C'est la définition de la souveraineté énergétique. [✓]

5.1 L'erreur de symétrie entre fournisseur et acheteur [✓Leçon structurelle]

Le raisonnement qui avait conduit l'Allemagne à dépendre du gaz russe était économiquement rationnel : 'la Russie a besoin des revenus d'exportation autant que nous avons besoin du gaz, donc la dépendance est mutuelle et stable'. Ce raisonnement ignore que la symétrie économique ne garantit pas la symétrie des coûts d'une rupture.

Le même raisonnement s'appliquerait à l'H₂ espagnol ou marocain. Si la France a abandonné son infrastructure bio-CH₄ et son réseau GRDF au profit de l'H₂ importé, une coupure ou un renchérissement brutal la laisserait sans alternative pendant 15 à 20 ans — le temps de reconstruire ce qu'elle aurait abandonné.

Partie 6 — Ce que la France doit défendre à Bruxelles

La France n'a pas intérêt à s'opposer frontalement aux politiques H₂ européennes — ce serait politiquement intenable et stratégiquement contre-productif. La bonne posture est de défendre six principes précis qui protègent sa voie nationale sans bloquer les ambitions de ses partenaires.

Principe à défendre	Formulation française recommandée	Argument de négociation
Neutralité technologique entre vecteurs décarbonés	1 TWh de bio-CH ₄ certifié issu de biomasse déchets-résidus = 1 TWh d'H ₂ vert dans tous les objectifs de décarbonation EU	Bio-CH ₄ déchets = bilan carbone souvent meilleur que H ₂ vert (séquestration biochar CDC V3 incluse). La directive RED III reconnaît déjà les bio-carburants avancés.
Refus du blending H₂ > 5 % sans consentement national	Tout blending H ₂ > 5 % sans accord préalable de l'État membre est une violation du principe de subsidiarité énergétique	Coût technique démontré : embrittlement aciers, incompatibilité appareils, remplacement obligatoire sur 30 M de logements = 50–100 Md€ non compensés. [✓]
Protection des actifs GRDF contre stranding	Les réseaux gaziers nationaux destinés à distribuer du bio-CH ₄	GRDF = 200 000 km + 130 TWh stockage = infrastructure renouvelable si 100 % bio-

Participation conditionnelle au corridor H₂ européen	certifié doivent être reconnus comme infrastructure d'énergie renouvelable éligible aux financements EU La France participe au corridor H ₂ comme État de transit si et seulement si les revenus de transit financent l'adaptation nationale et si le bio-CH ₄ bénéficie d'un accès équivalent	CH ₄ injecté d'ici 2040. Éligible EU Taxonomy et InvestEU. [✓] La France contrôle le territoire de transit — sans accord français, le corridor BarMar-Lyon-Allemagne n'existe pas. Levier réel. [✓]
Reconnaissance du biochar comme outil de séquestration EU-ETS	Le biochar certifié CDC V3 issu de pyrogazéification française doit être reconnu comme crédit carbone permanent dans l'EU-ETS	Séquestration biochar > 100 ans (IPCC, EBC v10.1). 20–23,5 Mt CO ₂ /an net x 70 €/t EU-ETS = 1,4–1,6 Md€/an [Plausible — validation ADEME]
Exemption ÉREV bio-CH₄ du règlement 2035 (fin ICE)	L'ÉREV fonctionnant exclusivement au bio-CH ₄ certifié doit être reconnu comme véhicule à carburant renouvelable, exempt du règlement 2035 au même titre que les e-fuels	Le règlement 2035 prévoit déjà une exemption pour les véhicules à e-fuels (art. 10a). Extension logique au bio-CH ₄ certifié RED III. Révision 2026 = fenêtre d'opportunité. [✓Argument juridique]

Levier de négociation clé : la France est indispensable au corridor H₂ européen en tant que territoire de transit entre l'Espagne et l'Allemagne. Sans accord français, le pipeline BarMar ne peut pas être étendu vers l'Allemagne. C'est un levier réel que la France doit utiliser pour obtenir les contreparties listées ci-dessus. [✓ Levier géopolitique concret]

6.1 La coalition à construire [Constructible politiquement]

La France n'est pas seule dans cette position. Plusieurs pays ont des intérêts convergents avec la stratégie bio-CH₄ nationale :

- Italie : fort potentiel biomasse (Po, Apennins), réseau Snam existant, pas de géologie H₂ , intérêt pour bio-CH₄ et e-fuels (Eni strategy).
- Pologne : immense gisement de biomasse forestière et agricole, réseau gaz Gaz-System existant, transition charbon nécessitant un vecteur intermédiaire.
- Roumanie et Hongrie : potentiel biomasse, réseau gaz existant, pas de géologie H₂ favorable.
- Autriche : réseau gaz dense, fort potentiel biomasse alpin, pas de géologie H₂ .

Une coalition France-Italie-Pologne représente 3 des 4 plus grandes économies de l'UE et une majorité de blocage sur les règlements énergétiques. C'est une coalition réaliste et politiquement constructible.

Partie 7 — La stratégie de souveraineté énergétique française

La souveraineté énergétique n'est pas une posture idéologique — c'est une nécessité stratégique que l'histoire récente a brutalement rappelée à l'Allemagne en 2022.

Critère	Voie H ₂ importé (si France suit EU)	Voie bio-CH ₄ national (Programme Résilience V11)
Indépendance d'approvisionnement	Dépendant Espagne, Maroc, Namibie, Australie	100 % national — forêts, déchets, effluents. Non embargable. [✓]
Résilience aux crises géopolitiques	Rupture possible — modèle Nord Stream [✓Précédent historique]	Zéro risque géopolitique — ressource 100 % domestique [✓]
Emplois et valeur ajoutée	PAC et électrolyseurs → technologie asiatique/allemande · emplois exportés	200 000+ emplois non délocalisables · industrie locale · territoires ruraux [Plausible 15 ans]
Actifs infrastructure	GRDF potentiellement déprécié — actif stranded 200–400 Md€ [✓Risque financier réel]	GRDF valorisé comme colonne vertébrale énergétique nationale [✓]
Bilan carbone	Dépend de la provenance H ₂ (traçabilité difficile · importé = émissions extérieures)	Séquestration certifiable CDC V3 (biochar 20–23,5 Mt CO ₂ /an net) + bilan cycle vie transparent []
Coût système 2025–2045	794–1 096 Md€ (BEV) + infra H ₂ nationale 100–200 Md€ supplémentaires	~540–690 Md€ (Programme Résilience V11) — économie estimée ~250–350 Md€ vs BEV [Ordre de grandeur]
Flexibilité future	Dépendance tech locked-in PAC/H ₂ · coût de sortie élevé	Adaptable : Sabatier, SOEC (conditionnel TRL 9), nouvelles filières biomasse []
VERDICT SOUVERAINETÉ	Dépendance structurelle · risque Nord Stream · perte actifs GRDF · emplois exportés	Indépendance totale · résilience maximale · emplois locaux · actifs valorisés · coût inférieur [✓ Arguments structurels / Quantifications]

7.1 La France comme modèle exportable [Marché estimé BloombergNEF 2024]

Si la France réussit sa transition bio-CH₄, elle développe une technologie et une ingénierie exportables. La pyrogazéification industrielle à grande échelle (150 sites × 1 000 t/j) n'existe nulle part aujourd'hui à cette échelle. Les 150 sites français seront la première démonstration mondiale.

- Marché mondial pyrogazéification estimé à 500–800 Md€ d'ici 2050 (BloombergNEF 2024). [Estimation prospective]
- Une entreprise française leader pourrait capter 15–25 % de ce marché — équivalent à plusieurs Airbus ou TGV. [Hypothèse haute]
- Diplomatie énergétique : proposer aux pays africains et latino-américains une alternative à la dépendance aux fossiles via le bio-CH₄ plutôt que de leur demander de produire de l'H₂ pour l'Europe.

7.2 Le message politique à articuler

La France doit pouvoir expliquer sa position en une phrase compréhensible par l'opinion publique européenne : nous ne refusons pas la transition énergétique — nous la faisons de façon complémentaire, moins cher, avec nos propres ressources. Ce n'est pas de l'isolationnisme, c'est de la compétence stratégique.

Conclusion — La voie française : économe, souveraine, exportable

BILAN STRATÉGIQUE — 7 RAISONS POUR LESQUELLES LA FRANCE NE DOIT PAS SUIVRE LES POLITIQUES ÉNERGÉTIQUES ALLEMANDE ET ESPAGNOLE

1	GÉOLOGIE [✓] : La France n'a pas les cavernes salines nécessaires au stockage massif d'H ₂ . L'Allemagne en a. Ce n'est pas une question de politique — c'est de la géologie. Contrainte permanente, non soluble par l'investissement.
2	NUCLÉAIRE [✓] : La France possède un actif nucléaire unique en Europe qui résout partiellement le problème de stockage saisonnier. Abandonner cet avantage pour suivre une logique conçue pour des pays sans nucléaire serait une faute industrielle majeure.
3	GRDF [✓] : La France possède 200 000 km de réseau gazier et 130 TWh de stockage souterrain — actif amorti valant plusieurs centaines de milliards. Tout scénario le dépréciant représente une perte de patrimoine national colossale sans contrepartie.
4	BIO-CH₄ [] : La France a un potentiel de ~262 TWh/an de bio-CH ₄ national (scénario central V11), atteignant 313–363 TWh avec terres marginales à horizon 2040–2045. Aucun autre grand pays européen n'a ce gisement à cette échelle. C'est un avantage compétitif unique à exploiter, pas à abandonner.
5	COÛT [] : Le Programme Résilience V11 coûte ~540–690 Md€ vs 794–1 096 Md€ pour le tout-BEV — économie estimée ~250–350 Md€ (ordre de grandeur à affiner par études indépendantes). Ajouter une infrastructure H ₂ nationale complète représenterait 100–200 Md€ supplémentaires.
6	SOUVERAINETÉ [✓] : Le bio-CH ₄ est 100 % national, non délocalisable, non embargable. L'H ₂ importé reproduit le schéma de dépendance qui a coûté 200 Md€ à l'Allemagne en 2022. La France a les moyens d'éviter cette erreur.
7	EMPLOIS [] : 200 000 emplois non délocalisables estimés dans les territoires forestiers et agricoles français vs une industrie PAC/électrolyseurs dominée par les entreprises japonaises, coréennes et allemandes.

La transition peut commencer aujourd'hui. Aucune technologie de rupture n'est nécessaire. La décision est politique, pas technique. [✓Infrastructure existante · décision réglementaire 2025 · CfD 2027]

Documents de référence

Programme Résilience V11 (mai 2026) · Analyse Stockage de l'Énergie dans un Système Décarboné V11 (mai 2026) · RTE Futurs Énergétiques 2050 · ADEME Transitions 2050 · BloombergNEF Biogas Outlook 2024 · EU Hydrogen Strategy 2020 · REPowerEU 2022 · European Hydrogen Backbone 2022 · IRENA Global Hydrogen Trade Outlook 2023 · SAFER 2024 · IGN IFN 2024 · EBC v10.1 · CDC Biochar V3 2026

Document corrigé V11 — Mai 2026