CHANGER LES RÈGLES AVANT DE CONSTRUIRE

Pourquoi l'évolution de la réglementation doit précéder le déploiement économique de la pyrogazéification — et dans quel ordre

Programme Résilience 2045 — note de position — octobre 2026 — synthèse des notes « Payer le carbone retiré », « Architecture juridique et financière pour le déploiement des filières de séquestration » V5, « Pyrogazéification et certificats de production de biogaz » et « Trajectoire 2025–2045 » (resilience2045.fr)

Le message

Une installation de pyrogazéification rend une série de services : gaz renouvelable complémentaire de l'électricité, gestion de déchets ligneux qui sinon relâcheraient CO_2 et méthane, entretien forestier qui réduit le risque d'incendie, biochar qui enrichit les sols et retire du carbone, CO_2 biogénique concentré utilisable ou stockable. Tant que les règles ne reconnaissent et ne paient que le gaz, elle est comparée au gaz fossile kilowattheure contre kilowattheure — et elle perd, même lorsque le procédé fonctionne.

Le biométhane n'est pas un simple remplaçant du gaz fossile : il complète l'électricité là où elle ne suffit pas — secours, secteurs difficiles à décarboner, stockage entre saisons, limitation des surinvestissements électriques. Sa valeur est donc supérieure à celle d'une énergie de base, et les règles doivent la reconnaître.

Un investisseur décide sur la base des règles en vigueur le jour de sa décision, pour des installations qui produiront pendant vingt à trente ans. Les règles doivent donc être changées avant que les sites ne soient décidés, et non après qu'ils ont été construits.

Pour respecter le calendrier du programme, les principales règles devraient être adoptées dans les deux à trois années qui suivent une décision politique prise en 2027.

1. La leçon de GoBiGas : un procédé qui fonctionnait, dans des règles qui ne le permettaient pas

L'usine GoBiGas de Göteborg Energi (Suède) transformait 32 MW de biomasse en 20 MW de biométhane injecté dans le réseau, selon le principe retenu par Résilience : gazéification à la vapeur, traitement des goudrons, méthanation catalytique. Mise en service en 2014, elle a atteint sa pleine puissance en février 2018 et livré ~65 GWh, surtout à partir de granulés. Elle a été arrêtée la même année pour des raisons économiques, alors que le procédé fonctionnait.

La Suède appliquait pourtant l'une des taxes carbone les plus élevées d'Europe, dont le biométhane était exonéré. Cela n'a pas suffi, parce que l'usine ne vendait qu'un seul produit :

- **Le gaz, face à un gaz fossile très bon marché :** le prix de gros se situait alors autour de 15 à 25 € le MWh, plusieurs fois en dessous du coût d'un premier biométhane de gazéification.
- **Le carbone retiré ne valait rien :** en 2018, aucun cadre ne certifiait ni ne rémunérait le biochar ou le CO_2 biogénique stocké.
- **Les services au système n'étaient pas payés :** stockage saisonnier, production pilotable, valorisation de résidus.
- **L'échelle était celle d'un démonstrateur,** environ six fois plus petite qu'un site Résilience de 1 000 t/j, alimentée par une biomasse chère, sans garantie de prix sur la durée.

Enseignement : l'échec de GoBiGas n'est pas un argument contre la pyrogazéification ; c'est un argument pour changer les règles avant de construire. Le cadre économique de l'époque ne pouvait pas faire vivre une usine techniquement réussie.

2. Ce qu'un site apporte : bien plus qu'une énergie

Un biométhane qui complète l'électricité, et non une énergie de base

C'est le malentendu central, rencontré notamment dans les échanges avec les gaziers : le biogaz est présenté comme un substitut au gaz fossile, et jugé comme tel, au prix du mégawattheure. Dans Résilience, il n'a pas vocation à remplacer l'électricité là où elle fait mieux — le chauffage d'un logement, par exemple, où une pompe à chaleur est trois à quatre fois plus efficace. Il est réservé à ce que l'électricité ne peut pas assurer seule :

- **Le secours du système électrique :** production pilotable indépendante de la météo pendant les pointes et les semaines d'anticyclone hivernal sans vent ; les véhicules ÉREV basculent automatiquement sur le bio-GNV et retirent passivement 20 à 40 GW de demande lors des grands froids.
- **Les secteurs difficiles à décarboner :** poids lourds, maritime, aviation, industrie à haute température.
- **Le stockage d'énergie entre les saisons :** les ~130 TWh de stockages souterrains, des centaines de fois la capacité des stations de pompage, et la conversion des surplus électriques en méthane par la réaction de Sabatier avec le CO_2 biogénique des sites (~25 à 40 TWh).
- **La limitation des surinvestissements électriques :** 14 EPR2 au lieu de 21 et un réseau moins renforcé ; ~540 à 690 Md€ d'investissements pour Résilience contre ~794 à 1 096 Md€ pour une trajectoire tout-électrique.

Conséquence pour les règles : un kilowattheure de biométhane qui assure le secours, le stockage saisonnier ou un usage non électrifiable vaut davantage qu'un kilowattheure d'énergie de base. Le comparer au gaz fossile — ou à l'électricité — au seul prix du mégawattheure, c'est ignorer la valeur pour laquelle il est produit. Les règles doivent rémunérer ces services, et orienter le biométhane vers ces usages plutôt que vers ceux où l'électricité fait mieux.

Des services environnementaux et climatiques que personne ne paie aujourd'hui

- **La gestion des déchets ligneux :** rémanents, bois mort, bois en fin de vie et résidus agricoles qui se décomposent à l'air libre relâchent leur carbone sous forme de CO_2 et, en partie, de méthane. Les valoriser évite ces émissions diffuses (annexe A5 « Émissions diffuses de biomasse non gérée »).
- **L'entretien forestier et la prévention des incendies :** prélever la biomasse combustible — bois dépérissant, rémanents secs, broussailles — réduit le risque de grands feux, qui détruisent les forêts et renvoient d'un coup leur carbone dans l'atmosphère. Le site rend économiquement rationnelle une sylviculture préventive que ni les obligations légales ni les subventions ne parviennent à imposer (démonstrateurs des zones à risque d'incendie).
- **Le biochar :** il enrichit les sols — structure, rétention de l'eau, fertilité — et retire durablement du carbone de l'atmosphère : ~20 à 23 Mt CO_2/an pour 150 sites en réglage biochar.
- **Le CO_2 biogénique concentré :** ~25 à 40 Mt/an selon le réglage. Il peut remplacer du CO_2 fossile dans les serres et l'industrie, servir à produire du méthane avec les surplus électriques, ou être stocké par voie chimique (minéralisation) ou géologique — un retrait durable de plus, à un coût réduit puisque ce CO_2 est déjà concentré.
- **Le retour des minéraux au sol :** les cendres restituent potassium et phosphore aux terres agricoles.

Conséquence : c'est l'ensemble de ces apports qu'il faut payer, chacun pour ce qu'il est — énergie de secours et de stockage, émissions évitées, risque d'incendie réduit, carbone retiré, sols enrichis. Un site rémunéré pour son seul gaz ne peut pas vivre ; un site rémunéré pour tout ce qu'il apporte le peut.

3. Pourquoi les règles doivent précéder les investissements

- **La décision d'investir se prend sur les règles du jour.** Un site de ~460 M€ ne sera décidé que si ses recettes futures sont garanties par un cadre stable : rémunération du carbone retiré, contrats de long terme pour le gaz, accès au dispositif de soutien. Une promesse de réforme ne suffit pas à un financement de projet.
- **Les délais s'additionnent.** Il faut 4 à 6 ans entre la décision et la pleine production d'un site, auxquels s'ajoutent 6 à 10 ans de procédures dans le cadre actuel. Sans évolution du droit, les premiers sites ne produiraient qu'entre 2038 et 2044.
- **Une règle votée tard n'a d'effet que plus tard encore.** Une loi doit ensuite être précisée par décret, puis appliquée par les préfets et les financeurs : il faut compter un à deux ans entre le vote et ses premiers effets sur les décisions d'investissement.
- **Le temps joue contre la ressource.** La biomasse qui alimente le retrait de carbone se dégrade à mesure que le climat se réchauffe (note « Boucles d'amplification climatique »). Chaque année de retard réduit ce qu'il sera possible de retirer.

4. Les règles à faire évoluer

Toutes ces mesures ont été analysées dans les notes du programme ; elles relèvent pour l'essentiel de la loi ordinaire, du décret ou de l'initiative européenne, sans révision constitutionnelle.

A. Payer ce que les sites produisent réellement

Règle	Ce qu'il faudrait obtenir	Note de référence
Certificats de production de biogaz (CPB), article R.446-105 du code de l'énergie	Ouvrir le dispositif à la pyrogazéification : la réponse ministérielle du 11 juin 2026 s'y dit prête sous trois critères, que la filière est en mesure de satisfaire (note au sénateur Piednoir)	Pyrogazéification et CPB (note au sénateur Piednoir)
Rémunération de la tonne retirée	La tonne de carbone retirée durablement est rémunérée pour elle-même, au-delà de sa certification CRCF (en vigueur depuis le 7 mai 2026)	Payer le carbone retiré
Financement par le carbone fossile	Obligation de retrait progressive pour les metteurs sur le marché de fossiles, ou contrats de long terme financés par les marchés carbone européens (ETS2 à partir de 2028)	Payer le carbone retiré
Objectif national d'absorptions permanentes	Un objectif chiffré dans la stratégie nationale bas-carbone (SNBC 3)	Trajectoire 2025–2045, § 16
Contrats de long terme pour le biométhane	Contrats de type CfD sur 15 ans, injection facilitée	Trajectoire 2025–2045, § 16
Valeur de secours et de flexibilité	Rémunérer la production pilotable et la demande électrique évitée en pointe (mécanismes de capacité), et non le seul MWh injecté	Note de cadrage pyrogazéification ; Pourquoi le tout-électrique ne suffit pas
Stockage entre saisons	Reconnaître le stockage du biométhane et la conversion des surplus électriques en méthane (Sabatier) comme un service rendu au système électrique	Note de cadrage pyrogazéification ; Trajectoire 2025–2045
Usages prioritaires	Orienter le biométhane vers les usages que l'électricité ne couvre pas (mobilité lourde, aviation, industrie, secours, stockage), et non vers ceux où elle fait mieux	Note de cadrage pyrogazéification ; Bio-CH_4 : repositionnement stratégique
Émissions diffuses évitées	Reconnaître et rémunérer le CO_2 et le méthane évités par la valorisation des déchets ligneux et résidus qui se décomposeraient à l'air libre	Annexe A5 Émissions diffuses ; Payer le carbone retiré

Règle	Ce qu'il faudrait obtenir	Note de référence
Prévention des incendies	Rémunérer l'entretien forestier qui réduit la biomasse combustible : carbone non brûlé, forêts préservées, coûts de lutte évités	Démonstrateurs zones à risque d'incendie ; Gestion écologique des forêts
CO_2 biogénique concentré	Payer son stockage chimique ou géologique comme un retrait durable, et reconnaître son usage en substitution du CO_2 fossile (serres, industrie)	Payer le carbone retiré ; Pyrogazéification et CPB
Biochar agronomique	Reconnaître dans le droit français le biochar certifié comme amendement, en plus de sa valeur de retrait de carbone	Biochar certifié EBC ; note au sénateur Piednoir

B. Pouvoir autoriser et construire dans des délais compatibles

Règle	Ce qu'il faudrait obtenir	Note de référence
Statut d'installation de séquestration carbone territoriale (ISCT)	Qualification légale d'intérêt public climatique, critères objectifs et certification EBC/CRCF obligatoire (leviers L1–L2)	Architecture juridique V5 ; proposition de loi en 11 articles
Recours et délais de jugement	Fin de l'effet suspensif automatique, délais de jugement contraints : ~13 mois au lieu de 8 à 10 ans (L5–L6), droit au recours préservé	Architecture juridique V5
Raison impérative d'intérêt public majeur	Architecture à trois niveaux (loi, décret, préfet) appuyée sur l'article 16 de la directive Habitats et le CRCF (L8–L9)	Architecture juridique V5

C. Pouvoir mobiliser la ressource

Règle	Ce qu'il faudrait obtenir	Note de référence
Protocole national pour la biomasse à risque (catégorie C)	Prélèvement sur déclaration de conformité, sans instruction individuelle (L3)	Architecture juridique V5
Débroussaillement préventif (catégorie D)	Autorisé de droit en zones de défense des forêts contre l'incendie, y compris Natura 2000, malgré l'interdiction du 15 mars au 15 août (L4)	Architecture juridique V5 ; Gestion de l'eau V10, § 6 bis
Obligations légales de débroussaillement	Extension et réforme pour mobiliser les propriétaires privés (L7)	Architecture juridique V5

D. Ouvrir les usages

Règle	Ce qu'il faudrait obtenir	Note de référence
Règlement européen sur le CO_2 des véhicules (2019/631)	Reconnaissance des carburants neutres en CO_2 et mesure du puits à la roue ou en cycle de vie, qui placent l'ÉREV au bio-GNV au niveau des véhicules électriques	Trajectoire 2025–2045, § 16
Méthane fugitif	Application du règlement 2024/1787 ; fuites inférieures à 1 % comme exigence contractuelle	Trajectoire 2025–2045, § 16

5. Le bon ordre : aligner les règles sur le calendrier des sites

Le calendrier du programme est établi pour une décision politique prise en 2027 ; chaque année de retard le décale d'autant. Chaque phase industrielle suppose que certaines règles soient déjà en place au moment où ses sites sont décidés :

Phase industrielle	Décision des sites	Règles à avoir adoptées avant
Phase 0 — pilote ~100 t/j et lancement de 5 sites préindustriels de 300 t/j (2027–2030)	2027–2028	Ouverture des CPB (R.446-105) à la pyrogazéification ; premiers contrats de retrait pour les pilotes ; usage du CRCF pour certifier le biochar
Préindustriel — 5 sites de 300 t/j en service (2029–2033), engagement des premiers sites de 1 000 t/j	2029–2030	Rémunération durable de la tonne retirée (obligation de retrait ou contrats de long terme) ; statut ISCT et délais de recours ; objectif SNBC 3 ; contrats de long terme pour le biométhane
Phase 1 — 35 sites de 1 000 t/j en zone A (2032–2038)	2030–2032	Protocole biomasse et débroussaillement préventif ; réforme des obligations de débroussaillement ; ETS2 en application
Phase 2 — 115 sites supplémentaires, 150 sites vers 2045 (2038–2045)	2034–2038	Cadre stabilisé ; montée en charge de l'obligation de retrait ; règlement européen sur les véhicules révisé

Calendrier : note de référence « Pyrogazéification, biochar et bilan carbone » (octobre 2026). Les dates de décision sont déduites des délais industriels de 4 à 6 ans.

Conséquence : l'essentiel des règles économiques et juridiques — rémunération du carbone retiré, ouverture des CPB, statut ISCT, délais de recours — devrait être adopté dans les deux à trois ans qui suivent la décision de 2027. Au-delà, ce sont les premiers grands sites qui glissent, et avec eux toute la trajectoire de retrait.

6. Ce que coûte l'attente

- **Sur le climat :** sans retrait durable, le CO_2 ne redescend pas, et les boucles d'amplification peuvent le faire remonter ; avec dix ans de retard, même un retrait de ~6 Gt CO_2/an à l'échelle mondiale ne ramène plus le CO_2 sous 350 ppm avant 2200 (notes CO_2 et températures V5.1 et Boucles).
- **Sur les finances publiques :** une décarbonation seulement électrique demanderait ~794 à 1 096 Md€ d'investissements contre ~540 à 690 Md€ pour Résilience, et les charges de service public de l'énergie atteignent déjà 9,06 Md€ en 2026 et 10,67 Md€ en 2027 (CRE).
- **Sur la filière :** faute de cadre, les premiers démonstrateurs français risquent de reproduire le destin de GoBiGas — une réussite technique sans lendemain économique.

Conclusion

Les règles d'abord

La technique de la pyrogazéification est démontrée brique par brique ; son optimisation est à portée d'une ingénierie bien instrumentée. Ce qui manque, ce sont des règles qui reconnaissent la valeur complète d'un site : un biométhane complément de l'électricité et non énergie de base, des déchets ligneux valorisés au lieu de se décomposer, des forêts entretenues contre l'incendie, un biochar qui enrichit les sols, du carbone retiré et du CO_2 concentré stocké ou utilisé.

Trois décisions pourraient être engagées dès le début d'un nouveau mandat, en 2027 :

1. inscrire le principe que chaque service rendu est rémunéré pour lui-même — à commencer par la tonne de carbone retirée durablement —, financé par le carbone fossile mis sur le marché ;
2. ouvrir l'article R.446-105 et les certificats de production de biogaz à la pyrogazéification, reconnaître la valeur de secours et de stockage du biométhane, et lancer les sites pilotes ;
3. créer le statut d'installation de séquestration carbone territoriale, avec des délais de recours compatibles avec l'urgence climatique.

Construire d'abord et adapter les règles ensuite, c'est risquer de refaire GoBiGas à l'échelle d'un pays.

Sources : Göteborg Energi, page GoBiGas ; Thunman H. et al., Energy Science & Engineering (2018) ; Tengberg F. et al., Energy Science & Engineering (2019) ; réponse ministérielle du 11 juin 2026, JO Sénat, question n° 08518 ; règlement (UE) 2024/3012 (CRCF) et actes délégués de 2026 ; règlement (UE) 2024/1787 ; CRE, charges de service public de l'énergie 2026–2027 ; notes Résilience : « Payer le carbone retiré », « Architecture juridique et financière pour le déploiement des filières de séquestration » V5, proposition de loi en 11 articles V4.1, « Pyrogazéification et certificats de production de biogaz », « La pyrogazéification n'a de sens que dans le système Résilience complet » (note de cadrage), « Trajectoire 2025–2045 », « Pyrogazéification, biochar et bilan carbone — valeurs de référence », « CO_2 atmosphérique et températures » V5.1, « Boucles d'amplification climatique » V1 (resilience2045.fr).