

PRAESTRIA

NOTE DE POSITION

Sortir du gaz : à quel prix ?

Réussir une substitution économiquement, industriellement et socialement optimale vers l'électrification des usages.

*Édition enrichie des enseignements du rapport de la Commission de régulation de l'énergie
« Avenir des infrastructures gazières à 2050 – Rapport 2026 » (CRE, 1^{er} juillet 2026) et de ses cinq annexes techniques.*

Tiers de confiance de la filière énergie

praestria.com · contact@praestria.com

En synthèse

La sortie du gaz n'est pas une fin en soi : elle est l'envers d'une **substitution** — l'électrification des usages (pompes à chaleur, procédés industriels), complétée d'un réseau de gaz verdi pour les usages non substituables. La vraie question n'est donc pas *s'il faut* sortir du gaz, mais **à quel prix**, et comment rendre cette bascule optimale sur trois plans : économique, industriel et social. Cette note en pose le diagnostic à la lumière du rapport CRE 2026.

Le cadre d'analyse — trois dimensions d'une substitution optimale

- Économique — maîtriser le prix : contenir le ciseau tarifaire (acheminement et énergie) pour qu'il ne pèse pas sur les consommateurs restants, souvent les plus captifs.
- Industriel — dimensionner l'outil : adapter réseaux et filière (biométhane, pointe, terminaux) et électrifier sans créer d'actifs échoués ni de surinvestissement.
- Social — répartir l'effort : protéger les ménages précaires et accompagner les salariés des opérateurs vers les métiers de l'électrification.

La consommation française de gaz recule durablement : **350 TWh en 2025** (données non corrigées du climat), soit **-26 % depuis 2021** et le niveau le plus bas depuis 1994. Le rapport 2026 de la CRE inscrit désormais ce déclin dans une trajectoire chiffrée à 2050 : la consommation s'établirait entre **165 et 320 TWh** selon les scénarios, avec une production nationale de gaz renouvelable et bas-carbone appelée à couvrir intégralement cette consommation (bilan équilibré à la maille France).

Les coûts des réseaux étant très majoritairement fixes, la baisse des volumes déclenche un **effet ciseau tarifaire** que la CRE quantifie pour la première fois. D'ici 2050, les coûts des infrastructures ne reculent que de **-11 à -17 %**, quand la consommation chute de -14 à -56 % et le nombre de clients raccordés de -9 à -60 %. Le tarif d'acheminement moyen d'un consommateur raccordé à la distribution passerait ainsi de **26 €/MWh en 2025 à 27 €/MWh (scénario haut) et jusqu'à 61 €/MWh (scénario bas)**, soit +0,2 à +3,5 %/an hors inflation sur 25 ans.

Le point de bascule n'est pas la sobriété mais la **déconnexion des clients** : dans le scénario bas, une perte de -60 % des clients concentre les coûts fixes sur une base étroite et fait grimper le tarif de +3,5 %/an. À l'inverse, tant que le parc de clients reste stable, la hausse demeure maîtrisable (+0,2 %/an).

Enseignement structurant : ce sont les **investissements futurs** — renouvellement de sécurité et raccordement du biométhane — qui détermineront le tarif de 2050. Les actifs actuels ne représenteront plus que **25 à 35 % de la base d'actifs régulés (BAR)** à cet horizon. Le levier tarifaire se joue donc sur les décisions d'investissement prises aujourd'hui.

La CRE ouvre deux chantiers d'action : (i) un **cadre de régulation** rénové pour mieux répartir la charge entre consommateurs d'aujourd'hui et de demain (désindexation de la BAR, amortissements accélérés, provisionnement du démantèlement, traitement du CRCP) ; (ii) une **planification locale multi-énergies** pour organiser un repli concerté du gaz plutôt qu'un « mitage » subi du réseau. Elle pose un principe fort : **les tarifs de réseau de gaz ne doivent financer que les réseaux**, rien d'autre.

Enjeu central inchangé : éviter que la facture du déclin ne pèse sur les consommateurs restants — souvent les plus captifs et les plus précaires. Cette note actualise le diagnostic Praestria à la lumière du rapport CRE et en tire des préconisations opérationnelles.

Les cinq chiffres à retenir du rapport CRE 2026

- 165–320 TWh : fourchette de consommation de gaz en 2050 (contre 350 TWh en 2025).
- -11 à -17 % : baisse des coûts d'infrastructure à 2050, bien inférieure à la baisse des volumes (-14 à -56 %).
- 27 à 61 €/MWh : tarif d'acheminement distribution en 2050 (26 €/MWh aujourd'hui), selon le scénario.
- 35–45 Md€ : investissements à réaliser dans les infrastructures gazières entre 2025 et 2050, dont 4–8 Md€ pour le biométhane.
- 25–35 % : part des actifs actuels dans la BAR de 2050 — l'essentiel du tarif futur dépendra des investissements à venir.

1. Le déclin du gaz est structurel, et désormais borné à l'horizon 2050

La baisse observée depuis la crise énergétique de 2022 n'est pas un ajustement conjoncturel de prix : elle est portée par des dynamiques de fond — sobriété persistante, rénovation thermique soutenue par les CEE, électrification des usages (pompes à chaleur), décarbonation du bâtiment et de l'industrie. En 2025, la consommation nationale s'établit à **350 TWh (non corrigée du climat), soit -26 % par rapport à 2021** et le niveau le plus bas depuis 1994. La baisse touche tous les segments : -31 % pour les industriels raccordés au transport, -26 % pour la distribution (résidentiel/tertiaire), et jusqu'à -70 % pour la production d'électricité entre 2022 et 2024.

Un cadre gouvernemental qui accélère la trajectoire

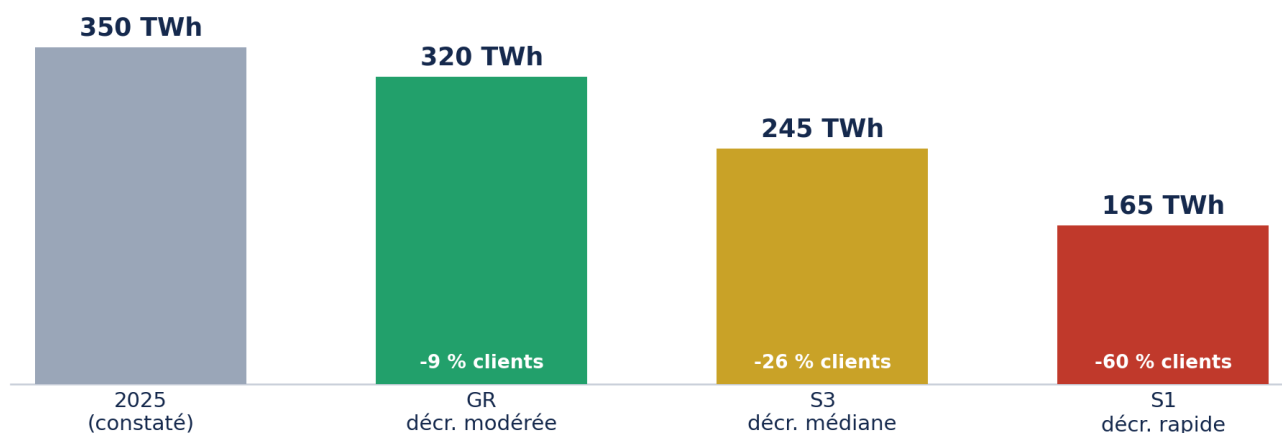
Le contexte réglementaire s'est nettement durci depuis la première étude CRE de 2023. La **PPE3** (publiée le 13 février 2026) fixe une cible de consommation de gaz de **270 à 305 TWh en 2035** et une production de biométhane injecté de 44 TWh en 2030. Le projet de **SNBC3** vise la neutralité carbone en 2050 avec un bilan gaz équilibré (production décarbonée = consommation). La RE2020, l'interdiction des chaudières à gaz dans le neuf à compter de fin 2026, le plan d'électrification annoncé le 26 mai 2026 (accompagnement de 100 territoires) et la directive (UE) 2024/1788 — qui impose aux gestionnaires de réseaux d'élaborer des **plans de déclassement** — convergent tous vers une décroissance organisée.

Trois scénarios pour un même horizon : 165 à 320 TWh en 2050

La CRE ne se prononce pas sur la probabilité des scénarios : elle les traite comme un **champ des possibles** auquel le cadre de régulation doit savoir s'adapter. Les trois trajectoires retenues encadrent l'éventail crédible :

En 2050, la consommation de gaz s'établirait entre 165 et 320 TWh

Consommation nationale de gaz par scénario, en TWh (350 TWh constatés en 2025)



Source : CRE, « Avenir des infrastructures gazières à 2050 – Rapport 2026 ».

S1 « Génération frugale » et S3 « Technologies vertes » : scénarios ADEME (2022) ; GR : scénario élaboré par les gestionnaires de réseaux. Rythme de perte de clients : jusqu'à -340 000/an (-4 %) en S1. Dans chaque scénario, la production nationale de gaz renouvelable et bas-carbone est calibrée pour couvrir la consommation en 2050.

Le réflexe à retenir

La consommation baisse partout, mais le nombre de points de livraison n'a reculé que de 2,5 % depuis 2021 : la baisse est jusqu'ici surtout unitaire, à parc de clients quasi stable. Signal d'alerte toutefois : entre 2024 et 2025, la décroissance des clients s'est accélérée (-107 000 clients, proche du rythme du scénario médian S3). Le maintien du nombre de clients reste la principale digue contre la spirale tarifaire.

2. Moins de volumes = des tarifs plus élevés : le ciseau tarifaire, désormais chiffré

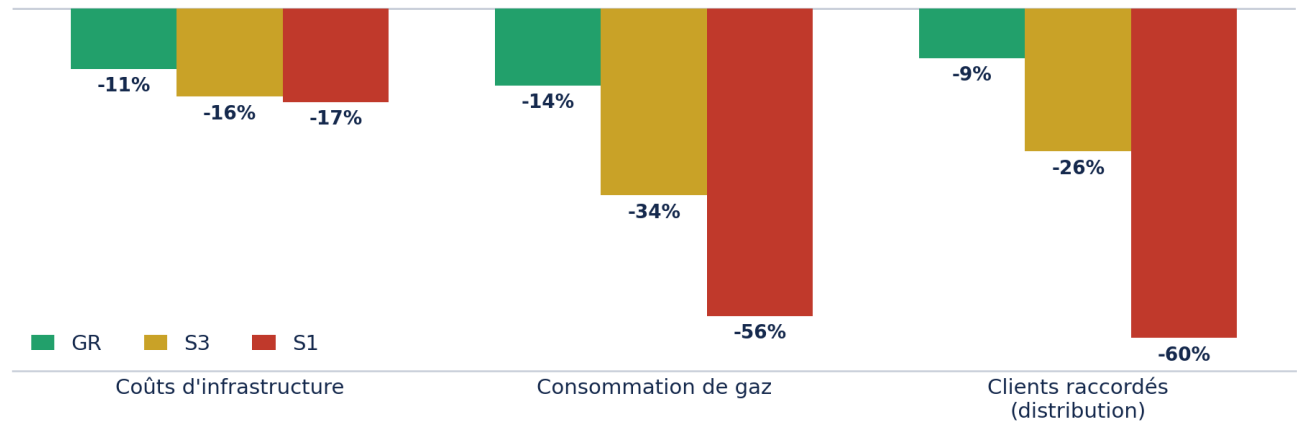
Les tarifs d'accès aux réseaux (ATRD pour la distribution, ATRT pour le transport) couvrent les coûts du gestionnaire et la rémunération de ses actifs régulés. Ces coûts sont **très majoritairement fixes** : canalisations, postes, compteurs amortis sur plusieurs décennies, largement indépendants du volume acheminé une année donnée. Le tarif unitaire (€/MWh) résulte, en simplifiant, du rapport *coûts à couvrir* ÷ *volumes acheminés*. Quand le dénominateur baisse plus vite que le numérateur, le tarif unitaire monte. La CRE estime qu'environ **40 % des charges brutes sont insensibles au scénario** — elles ne baisseront pas, quel que soit le rythme de sortie du gaz.

Le décrochage quantifié entre coûts, volumes et clients

Le rapport CRE 2026 mesure explicitement l'écart entre la dynamique des coûts et celle des volumes à l'horizon 2050. C'est cet écart qui matérialise le ciseau :

Les coûts baissent bien moins vite que les volumes : l'effet ciseau

Variation 2025-2050 par scénario (GR modéré · S3 médian · S1 rapide), en %

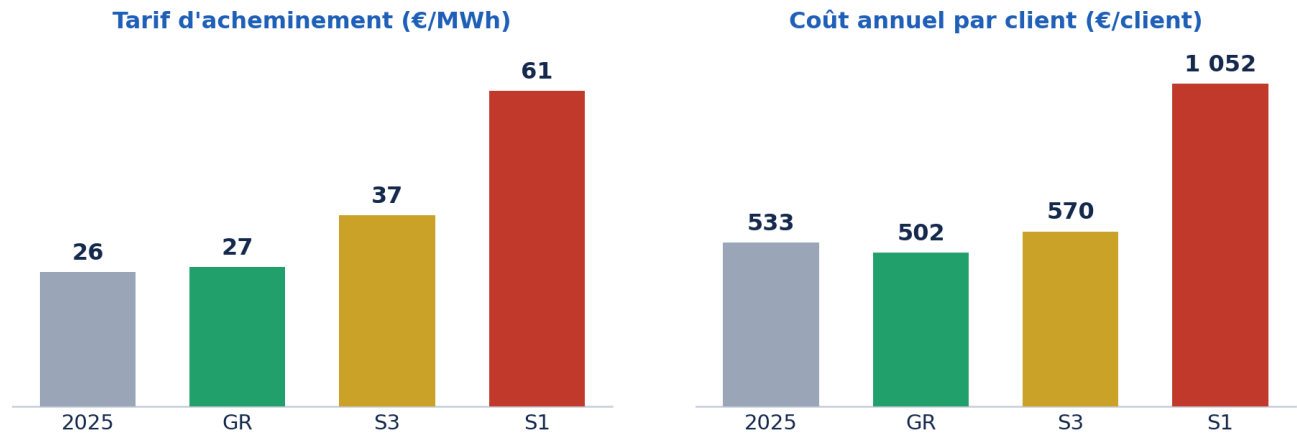


Source : CRE, Rapport 2026, figure 8. Le décrochage entre coûts (-11 à -17 %) et volumes/clients (jusqu'à -60 %) se reporte sur le tarif unitaire.

Traduit en tarif effectivement payé par un consommateur raccordé à la distribution, ce décrochage produit les trajectoires suivantes (en euros constants 2025, hors inflation, coûts échoués et démantèlement inclus) :

Le tarif du consommateur distribution : +0,2 à +3,5 %/an d'ici 2050

Trajectoires 2025-2050 en euros constants 2025 (hors inflation), par scénario



Source : CRE, Rapport 2026, figures 9-10. Coûts échoués et démantèlement inclus.

Lecture : le coût annuel par client (€/client) augmente moins vite que le coût du MWh, car chaque client consomme individuellement moins de gaz — ce qui atténue la hausse pour les consommateurs les plus sobres, mais pénalise les clients dont la consommation reste stable.

À retenir (constats 9 à 11 de la CRE)

- Dans les scénarios modéré (GR) et médian (S3), la hausse du tarif moyen reste maîtrisable par des mesures de lissage (+0,2 à +1,4 %/an hors inflation).
- Dans le scénario de décroissance rapide (S1), le tarif unitaire augmente fortement (~+3,5 %/an) et interroge la soutenabilité pour les consommateurs restants.
- Repère : depuis 2018, le tarif de réseau d'un consommateur distribution a déjà progressé d'environ +2,6 %/an hors inflation, avec une accélération récente — la poursuite de cette pente sur 25 ans n'est pas soutenable sans mesures correctrices.

3. Ce que coûteront réellement les infrastructures gazières en 2050

Le principal apport du rapport CRE 2026 est de décomposer, poste par poste et scénario par scénario, la trajectoire de coûts qui alimente le tarif. Message d'ensemble : **les coûts baissent, mais lentement et moins vite que les volumes**, parce que l'essentiel des charges tient à la sécurité du réseau et à l'accueil du gaz vert, non au volume acheminé.

Charges d'exploitation : une baisse limitée (-7 à -17 %)

Les charges nettes d'exploitation (hors terminaux méthaniers) s'élèvent à **3,1 Md€ en 2025** (46 % des charges de réseau) et ne diminuent que modérément d'ici 2050 : -7 % (GR, 2,9 Md€), -10 % (S3, 2,8 Md€), -17 % (S1, 2,5 Md€). La distribution (1,7 Md€) porte l'essentiel de la baisse (jusqu'à -25 % en S1), tandis que les charges de transport (1,0 Md€) augmentent même dans les scénarios hauts (+13 % en GR), sous l'effet du fonctionnement des rebours nécessaires à l'injection de biométhane.

Investissements : 35 à 45 Md€ à engager, majoritairement pour la sécurité

Le besoin annuel d'investissement (1,7 Md€ en 2025) recule à 1,0–1,5 Md€ en 2050 (-38 % en S1, -25 % en S3, -7 % en GR). Au total, **entre 35 et 45 Md€ devront être investis entre 2025 et 2050**, dont 4 à 8 Md€ pour le seul raccordement du biométhane (~15 % des investissements). Ces dépenses sont dominées par le renouvellement de sécurité (obligations réglementaires de substitution de matériaux), largement insensible au niveau de consommation. À cela s'ajoute un besoin spécifique de **3 à 4 Md€ pour la désoxygénation** du réseau, induite par la montée en puissance du biométhane.

Base d'actifs et charges de capital : le tarif de 2050 dépendra des investissements futurs

La base d'actifs régulés (BAR, 34 Md€ aujourd'hui hors ELD et terminaux) se stabilise ou décroît selon les scénarios : 37 Md€ en GR (+7 %), 31 Md€ en S3 (-8 %), 27 Md€ en S1 (-20 %). Enseignement décisif : **les actifs actuels ne représenteront plus que 25 à 35 % de la BAR totale en 2050**. Ce sont donc les investissements à venir, et non le patrimoine existant, qui piloteront le tarif. Les charges de capital reculent en conséquence de 3,6 Md€ (2025) à 2,2–2,9 Md€ (2050).

Démantèlement et coûts échoués : significatifs seulement en cas de décroissance rapide

Deux postes deviennent sensibles dans le scénario bas. Les **coûts de démantèlement** des infrastructures mises hors service pourraient atteindre 0,6 Md€ (GR), 2,2 Md€ (S3) et jusqu'à 13 Md€ (S1, dont ~12,3 Md€ en distribution à réglementation constante). Les **coûts échoués** — valeur nette non amortie d'actifs retirés prématurément — représentent 1,1 Md€ (GR), 1,7 Md€ (S3) et 2,7 Md€ (S1). La CRE souligne qu'**aucune fermeture d'actif n'est aujourd'hui décidée** : ces chiffrages sont indicatifs et conditionnels, mais ils dessinent l'enjeu financier d'une décroissance non anticipée.

À retenir

Les charges d'infrastructure baissent moins vite que la consommation parce qu'environ 40 % d'entre elles sont insensibles aux volumes (sécurité, intégrité, surveillance) et que l'accueil du biométhane crée de nouveaux besoins. Ne pas anticiper la couverture des coûts de démantèlement et des coûts échoués reviendrait à faire porter des montants substantiels sur un nombre de plus en plus restreint d'utilisateurs.

4. Distribution (ATRD – GRDF) : le maillon le plus exposé au ciseau

L'ATRD couvre l'acheminement sur le réseau de distribution, exploité par GRDF sur ~95 % du territoire. C'est là que se concentrent le plus grand nombre de petits clients et les coûts fixes par point de livraison — donc la plus forte exposition au déclin. Le cadre pluriannuel ATRD7 est en vigueur depuis le 1er juillet 2024 ; ses évolutions annuelles illustrent déjà le mécanisme :

- Au 1er juillet 2025 : **+6,1 %** (inflation +1,15 %, facteur d'évolution annuel +1,91 %, apurement CRCP +3 %), soit ~+1,4 % sur la facture TTC moyenne d'un client résidentiel. Le facteur de +1,91 %/an traduit explicitement la baisse anticipée des volumes.
- Les volumes 2025 ont été inférieurs aux prévisions (**220 TWh réalisés contre 242 TWh prévus**), générant un manque à gagner de ~211 M€, compensé via le CRCP sur les exercices tarifaires ultérieurs.
- Au 1er juillet 2026 : **+5,87 %** (impact facture ~+1,5 %), dont ~+0,57 % au titre de la nouvelle péréquation nationale des tarifs de distribution (loi de finances 2026).

Ce que le rapport CRE ajoute : la trajectoire de long terme

Au-delà de ces à-coups annuels, la CRE projette désormais l'acheminement distribution jusqu'en 2050 : de 26 €/MWh aujourd'hui à **27 €/MWh (GR), 37 €/MWh (S3) ou 61 €/MWh (S1)**. Côté infrastructure physique, GRDF estime que le linéaire de distribution ne baisse significativement que dans le scénario bas : **56 288 km abandonnables en S1 (-27 %)**, contre 5 429 km en S3 (-3 %) et 0 km en GR. Le réseau est jeune (âge moyen 31 ans, 83 % construit ou renouvelé depuis 1980) et le passage au polyéthylène porte sa durée de vie au-delà de 50 ans. Le principal moteur d'investissement reste, dans tous les scénarios, le raccordement du biométhane : ~11 % du linéaire total en 2050.

5. Transport (ATRT – NaTran/GRTgaz et Teréga) : un réseau qui reste nécessaire

L'ATRT rémunère l'usage des réseaux de transport. Les évolutions y sont plus contrastées, le transport dépendant moins de la consommation domestique que des flux, des capacités souscrites et de la trajectoire pluriannuelle. Le cadre ATRT8 s'applique depuis le 1er avril 2024 : baisses des termes tarifaires au 1er avril 2025 (-0,67 % réseau principal), puis hausse d'environ +3,4 % au 1er avril 2026 sous l'effet de l'inflation et du coefficient pluriannuel.

Le rapport CRE confirme que **le réseau de transport reste en très grande partie nécessaire**, même en cas de forte baisse de la consommation : seuls **4 à 6 % des canalisations sont « libérables »** d'ici 2050 (1 491 à 2 218 km selon les scénarios) et 7 à 11 stations de compression. Ces actifs libérables se concentrent sur des canalisations doublées et pourront, le cas échéant, être convertis à l'hydrogène. À l'inverse, l'essor du biométhane crée de nouveaux besoins : rebours (34 en service, 49 supplémentaires d'ici 2028), maillages et compressions mutualisées pour trouver un exutoire au gaz vert produit localement. La récente fuite sur l'artère du Rhône (26 septembre 2025, remise en état prévue en septembre 2026) rappelle par ailleurs le poids des obligations de sécurité, indépendantes du volume : le remplacement d'une canalisation de transport coûte environ 3 M€/km.

6. Fiscalité : l'accise sur le gaz partage la même logique de spirale

La TICGN — désormais accise sur les gaz naturels à usage combustible — est assise sur les volumes consommés. La contraction de l'assiette réduit mécaniquement le rendement à taux constant, alors même que l'État doit financer la transition. La réponse a été une forte revalorisation du taux, par à-coups :

- 2024 — **8,45 €/MWh** : niveau de référence.
- 1er janvier 2025 — **17,16 €/MWh** (+~100 % en un an).
- 1er août 2025 — **15,43 €/MWh** : léger recul, pour compenser la fin du taux réduit de TVA (5,5 %) sur l'abonnement et la CTA.
- 1er février 2026 — **16,39 €/MWh** (+~6,2 %) ; socle « normal » 10,73 + composante péréquation ZNI 5,66.

Relever le taux pour préserver les recettes accentue le signal-prix qui pousse à quitter le gaz, donc érode l'assiette à terme : la fiscalité partage la même logique de spirale que les tarifs réseaux. Le rapport CRE ne traite pas la fiscalité, mais il pose un principe qui la percute directement (**orientation 4a**) : **les tarifs de réseau de gaz ne doivent financer que les réseaux**, et non des politiques annexes (rénovation, changement d'usage). Symétriquement, le débat sur le fléchage d'une fraction des recettes fiscales vers l'accompagnement des consommateurs et le gaz vert n'en devient que plus légitime.

7. Consommateurs : un risque d'équité concentré sur les clients captifs

Le risque social majeur est un **effet de report** : les ménages et entreprises capables de se convertir (rénovation, pompe à chaleur) quittent le réseau, tandis que les consommateurs restants — locataires, copropriétés, ménages modestes, territoires sans alternative aisée — supportent une part croissante des coûts fixes. La hausse cumulée des tarifs réseaux et de l'accise frappe alors le plus durement ceux qui ont le moins de marge de manœuvre, accentuant la précarité énergétique.

Le rapport CRE objective ce risque à la maille locale. Le chauffage au gaz concerne aujourd'hui **5,4 millions de logements individuels** (chaudière), 3,2 millions de logements collectifs à chaudière collective et 3,2 millions à chaudière individuelle — le cas le plus difficile à électrifier. La substitution suppose de reprendre la pointe gazière, estimée entre **11 GW (GR) et 38 GW (S1)**. Surtout, la CRE montre que **plus de 5 000 communes ne couvrent déjà plus leurs charges totales par les recettes d'acheminement locales** (taux de couverture moyen : 79 % dans les grands centres urbains, jusqu'à 35 % en rural très dispersé). La CRE insiste : cela ne remet nullement en cause la péréquation nationale, mais éclaire où le repli serait le moins déstabilisant.

S'y ajoute le risque d'**actifs échoués** : paradoxalement, ce sont les **zones urbaines** qui concentrent le patrimoine net le plus élevé (les villes grandes et moyennes portent 60 % de la BAR nette de GRDF), donc le risque financier le plus fort en cas d'abandon — d'autant que ces zones disposent plus souvent d'un réseau de chaleur urbain susceptible de fragiliser l'équilibre de la concession gaz.

8. Conséquences pour les industriels : préserver un socle d'usages difficilement électrifiables

L'industrie est, après le bâtiment, le premier poste de consommation de gaz et le maillon le plus stratégique de la substitution. En 2020, elle consommait environ **150 TWh de gaz** (90 % pour des usages énergétiques). Les scénarios de la CRE la voient reculer à **68 TWh (S1), 73 TWh (S3) ou 82 TWh (GR) en 2050**, soit -44 à -54 %. Mais la baisse n'est pas homogène : les secteurs très intensifs — ciment (jusqu'à -81 % en S1), acier, plasturgie (-37 à -62 %) — décrochent fortement, tandis qu'un socle d'usages résiste.

Ce socle correspond à des procédés difficilement électrifiables. La CRE identifie **trois filières dont l'usage du gaz restera nécessaire à long terme** : la chimie (production d'ammoniac), la sidérurgie/métallurgie et les fours verriers. Sur le seul réseau de distribution, elles représentent 8 à 10 TWh/an, soit 15 % de la consommation industrielle de GRDF. Sur le réseau de transport, les sites gazo-intensifs (engrais, verre, chimie) se concentrent en Île-de-France, dans le Nord et l'Est et dans la vallée du Rhône. Préserver leur approvisionnement, c'est préserver la compétitivité de secteurs stratégiques — un point sur lequel le CLEEE et France Gaz ont explicitement alerté la CRE.

Un gaz de plus en plus « assurantiel »

Point décisif pour les infrastructures : de nombreux industriels envisagent de conserver le gaz comme **énergie de secours ou d'appoint** d'une énergie principale devenue électrique ou biomasse, pour couvrir les périodes de maintenance, de pointe ou d'indisponibilité. Cet usage assurantiel a une conséquence contre-intuitive : la baisse des volumes consommés ne s'accompagne pas d'une réduction proportionnelle du nombre de sites raccordés. C'est une digue supplémentaire contre la spirale tarifaire — le maintien des raccordements élargit l'assiette — mais elle pose la question du dimensionnement et de la tarification de capacités de plus en plus sollicitées ponctuellement plutôt qu'en continu.

Une exposition tarifaire spécifique

Pour l'industrie, la hausse doit s'apprécier **en €/MWh, et non par client** : un site gazo-intensif est directement exposé à la dérive du coût unitaire d'acheminement. Les industriels raccordés au transport (ATRT) sont moins concernés par le ciseau de la distribution, mais subissent la remontée de l'ATRT (de l'ordre de +3,4 % en 2026) et, surtout, le renchérissement progressif de la molécule à mesure que le réseau se verdit : biométhane et gaz bas-carbone coûtent plus cher que le gaz fossile importé. Le risque, dans les scénarios de décroissance rapide, est une **perte de compétitivité, voire une fuite carbone**, pour les sites les plus exposés.

Préconisations Praestria

- **Donner une visibilité tarifaire pluriannuelle aux sites gazo-intensifs** — Une trajectoire lisible de l'ATRT et de la composante réseau conditionne les décisions d'investissement de décarbonation (électrification, hydrogène, captage de CO₂), qui s'amortissent sur 15 à 20 ans.
- **Traiter les filières non substituables comme un socle à préserver** — Cartographier et planifier spécifiquement l'approvisionnement de la chimie, de la sidérurgie et du verre, pour éviter que leur maintien ne repose sur un réseau déstabilisé par le repli des autres usages.
- **Reconnaître et valoriser l'usage assurantiel dans le cadre tarifaire** — Adapter les tarifs de capacité et de secours pour les sites conservant un raccordement gaz d'appoint : ce maintien profite à la collectivité (assiette élargie) et doit être tarifé sans pénaliser l'industriel qui électrifie l'essentiel de ses procédés.
- **Articuler substitution et compétitivité** — Accompagner l'électrification des procédés là où elle est possible (aides, accès au réseau électrique et à l'hydrogène) et coordonner le soutien au gaz vert avec les enjeux de compétitivité, pour que la décarbonation industrielle ne se traduise pas par une désindustrialisation.

À retenir

Pour l'industrie, sortir du gaz n'est pas une bascule uniforme vers l'électricité : c'est électrifier les procédés qui peuvent l'être, recourir davantage à l'hydrogène et au captage de CO₂, et maintenir un gaz vert — souvent assurantiel — pour un socle d'usages non substituables. Le prix de ce socle doit être piloté, sous peine de fragiliser des filières stratégiques.

9. Le levier local : organiser un repli concerté plutôt que subir le « mitage » du réseau

La troisième partie du rapport CRE introduit une dimension absente du débat tarifaire classique : sans planification, les décisions de décarbonation prises zone par zone risquent d'aboutir à un **« mitage » du réseau** — un abandon diffus et non coordonné qui ne permet aucune réduction de coûts, voire une désoptimisation globale. La directive (UE) 2024/1788 impose désormais aux gestionnaires d'élaborer des plans de déclassement. La CRE propose une grille de critères pour identifier les zones propices à un repli organisé.

Quatre familles de critères pour cartographier les zones

- **Usages nécessitant durablement le réseau** : présence d'un site de production de biométhane (1 510 sites d'injection, dont 694 en service et 816 en projet, aux $\frac{3}{4}$ ruraux) ; industrie non substituable (chimie/ammoniac, sidérurgie/métallurgie, verre — 8 à 10 TWh/an, 15 % de la consommation industrielle de GRDF) ; réseaux de chaleur urbains recourant au gaz (769 des 1 120 RCU). Au total, **~20 % des communes desservies (soit 6,8 millions de consommateurs) présentent au moins un usage rendant le réseau durablement nécessaire.**
- **Configuration du réseau** : les segments en « bout d'antenne », sans fonction de transit, sont plus faciles à abandonner que le « réseau de structure » qui dessert plusieurs communes.
- **Énergie de substitution disponible** : condition nécessaire mais non suffisante — les zones à faible revenu, où les ménages ne peuvent financer une pompe à chaleur, exigent un accompagnement social et financier préalable à tout déracordement.
- **Rentabilité économique de la zone** : contribution à la péréquation, taux de couverture des charges d'exploitation (~900 communes déficitaires), valeur résiduelle de la BAR. Ces indicateurs orientent vers les zones dont le repli pèserait le moins sur le tarif péréqué national.

Trois orientations nationales pour outiller le local

Orientation 6 — Renforcer partout la gouvernance multi-énergies locale

Instances de coordination électricité / gaz / chaleur (conférences NOMé, commissions de l'article L. 2224-37-1), transmission de données des GRD aux autorités concédantes (AODG) et aux pouvoirs publics.

Orientation 7 — Encadrer strictement la création de nouvelles dessertes gaz

~430 zones non péréquées existent, avec ~16 créations/an (2 900 nouveaux clients) : développer de nouvelles dessertes résidentielles va à rebours des objectifs de décarbonation.

Orientation 8 — Doter d'un cadre juridique le traitement des clients en bout d'antenne

Aujourd'hui, GRDF ne peut déracorder de sa propre initiative ; une procédure locale et concertée de déracordement définitif, conditionnée à une offre de substitution viable et à un accompagnement, est nécessaire.

10. Ressources humaines : préparer dès aujourd'hui la bascule des salariés vers les métiers de l'électrification

La CRE érige le maintien de l'attractivité des entreprises pour leurs salariés en **l'un des trois enjeux centraux** du rapport, au même titre que la soutenabilité tarifaire et l'attractivité économique des opérateurs : « maintenir les entreprises attractives pour leurs salariés à long terme est un préalable indispensable » à la décroissance du gaz. Le périmètre concerné couvre GRDF (distribution), NaTran (ex-GRTgaz) et Teréga (transport), Storengy (stockage), Elengy (terminaux méthaniers) et les entreprises locales de distribution (ELD) — de l'ordre de 20 000 emplois directs en France (estimation Praestria, hors périmètre chiffré par la CRE).

Le rapport pose un principe clair : **il ne revient pas au régulateur de se substituer aux partenaires sociaux** ni de dicter aux opérateurs leur organisation. La CRE s'assurera néanmoins de la soutenabilité des contraintes d'efficacité qu'elle impose, via la régulation tarifaire, au regard de leurs effets sociaux. Deux risques se dessinent, différenciés selon le rythme de décroissance : la **perte de compétences critiques** si les départs (anticipés ou volontaires) ne sont pas pilotés — le réseau doit rester exploité, surveillé et maintenu, même en décroissance — et la **reconversion** d'une partie des salariés dans le scénario de décroissance rapide (S1).

Trois familles de compétences à piloter

- **Préserver** — Les savoir-faire d'exploitation, de surveillance, de maintenance et de sécurité du réseau — à sanctuariser tant que le réseau est exploité et que des usages restent dépendants du gaz.
- **Faire évoluer** — Les métiers liés à l'intégration du gaz vert (injection et maintenance du biométhane, rebours, désoxygénation) et, demain, aux réseaux d'hydrogène et aux systèmes de chaleur renouvelable.
- **Reconvertir** — Les passerelles vers le secteur électrique et les métiers du démantèlement de réseaux, avec une mobilité de branche accompagnée — enjeu majeur dans les scénarios de décroissance rapide.

Préconisations Praestria

- **Lancer dès aujourd'hui la formation vers les métiers de l'électrification** — Ne pas attendre la décroissance pour former : engager sans délai des parcours de montée en compétences vers les pompes à chaleur, les réseaux électriques et la chaleur renouvelable. Anticiper la bascule, c'est éviter à la fois la perte de compétences et les reconversions subies.
- **Copiloter une GPEC de filière avec les partenaires sociaux** — Construire une gestion prévisionnelle des emplois et des compétences à l'échelle de la filière (opérateurs, branche), distinguant les compétences à préserver, à faire évoluer et à reconvertir, adossée à une planification consensuelle de la décroissance.
- **Financer la formation hors tarif de réseau** — Cohérent avec le principe de la CRE (orientation 4a) : les tarifs de réseau ne financent que les réseaux. Le financement de la reconversion relève de la branche, de l'entreprise et de dispositifs publics, non de la facture des consommateurs restants.
- **Ancrer l'effort dans les territoires** — Traiter la dimension territoriale (bassins d'emploi des opérateurs) dans la planification locale multi-énergies, pour articuler repli du gaz, montée de l'électrification et maintien de l'emploi local.

À retenir

La transition RH est une condition d'acceptabilité de la sortie du gaz, non une variable d'ajustement. Le bon moment pour préparer les salariés aux métiers de l'électrification, c'est maintenant : les compétences se construisent sur plusieurs années, bien avant que la décroissance ne les rende nécessaires.

11. Préconisations Praestria : lisser, anticiper, cibler

À la lumière du rapport CRE, les préconisations de Praestria s'articulent autour de six leviers. Elles reprennent et prolongent les orientations et options de cadre de régulation explorées par la CRE, sans préjuger des décisions à venir lors des prochaines périodes tarifaires.

1. Lisser et sécuriser les trajectoires tarifaires

- **Rapprocher la couverture des coûts du présent** — Généraliser la désindexation de la BAR historique et le passage à un taux de rémunération nominal (option 3a de la CRE), et réduire les durées d'amortissement de certaines catégories d'actifs (option 3b). Ces mesures allègent la facture des consommateurs de demain, au prix d'une hausse modérée à court terme (effets positifs perceptibles vers 2035).
- **Amortir par anticipation les actifs dont la sortie est planifiée** — Raccourcir la durée d'amortissement des actifs identifiés comme « libérables » pour que leur valeur résiduelle soit nulle à leur date de sortie (option 3c) — condition d'une stratégie de déréglage économiquement efficace.
- **Réviser le traitement du CRCP** — Conserver les excédents du CRCP pour réduire la BAR plutôt que les restituer à court terme (option 3e) : une approche asymétrique adaptée à un contexte de hausse quasi-continue des tarifs (461 M€ auraient pu être ainsi mobilisés depuis 2015).

2. Anticiper les coûts échoués et de démantèlement

- **Provisionner le démantèlement** — Étendre à l'ensemble des infrastructures le provisionnement des coûts de démantèlement (option 3f/orientation 4f), aujourd'hui limité aux terminaux méthaniers, afin de lisser la charge et de la faire porter par une assiette large d'utilisateurs.
- **Traiter le risque d'actifs échoués de façon transparente et partagée** — Intégrer dès les prochains cadres ATRD/ATRT des hypothèses de volumes réalistes et un partage explicite du risque (provisionnement, répartition entre opérateurs, État et utilisateurs), plutôt qu'un rattrapage subi via le CRCP.

3. Préserver la base de clients et valoriser le réseau

- **Éviter la déconnexion massive, organiser la transition** — Le maintien du nombre de clients est la principale digue contre la spirale tarifaire. Mettre en place une planification territoriale distinguant zones à maintenir/verdir et zones à déconnecter de façon concertée.
- **Faire du réseau un actif de la décarbonation** — Accélérer l'injection de biométhane et de gaz bas-carbone pour réutiliser les infrastructures existantes : un réseau « vert » justifie le maintien des actifs et stabilise l'assiette tarifaire.

4. Cantonner les tarifs aux seuls réseaux — et explorer des financements externes

- **Ne faire financer par le tarif que les strictes infrastructures gazières** — Principe posé par la CRE (orientation 4a) : exclure du tarif les charges de politiques publiques annexes (rénovation, changement d'usage, matériel).
- **Explorer un financement au-delà des seuls consommateurs de gaz** — Dans les scénarios de décroissance rapide, étudier des sources externes (budget de l'État, base de contributeurs élargie) pour ne pas faire porter la charge des coûts de transition sur les seuls consommateurs restants (orientation 4b).

5. Protéger les plus exposés et donner de la visibilité

- **Cibler l'accompagnement vers la précarité énergétique** — Maintenir et flécher les aides à la rénovation et à l'efficacité pour les clients gaz (chèque énergie, MaPrimeRénov', conversion du chauffage), en priorité vers les ménages captifs (orientation 5 de la CRE).

- **Repenser la structure de la facture avec un objectif d'équité** — Examiner l'équilibre part fixe (abonnement) / part variable pour ne pas pénaliser les petits consommateurs sobres, tout en assurant la couverture des coûts de réseau.
- **Stabiliser et rendre lisible la fiscalité du gaz** — Privilégier une trajectoire d'accise pluriannuelle et prévisible plutôt que des révisions par à-coups, et informer en amont consommateurs et collectivités — condition d'acceptabilité de la transition.

6. Accompagner la filière et ses salariés

- **Préparer dès aujourd'hui la reconversion vers l'électrification** — Engager sans attendre une GPEC de filière et des formations vers les métiers de l'électrification (cf. section 10), financées hors tarif de réseau, pour sécuriser les compétences et l'emploi tout au long de la transition.

Sources principales

CRE — « *Avenir des infrastructures gazières à 2050 – Rapport 2026* » (1er juillet 2026) et ses cinq annexes techniques (Scénarios ; Infrastructures ; Méthodologie de l'analyse économique ; Mesures de cadre tarifaire ; Analyses locales). CRE — Délibérations et communiqués ATRD7 (1er juillet 2025 et 2026) et ATRT8 (1er avril 2025/2026). GRDF / NaTran (GRTgaz) / Teréga / Storengy / Elengy — prévisions de coûts d'infrastructure à 2050. ADEME — scénarios *Transitions 2050* (2022). SNBC3 (projet, décembre 2025 / juin 2026) ; PPE3 (13 février 2026). Données accise sur le gaz (ex-TICGN), évolutions 2024-2026 (sources sectorielles).

Chiffres arrondis ; les valeurs réglementaires font foi dans les textes officiels de la CRE et les lois de finances. Les projections à 2050 sont, selon la CRE elle-même, des ordres de grandeur indicatifs et conditionnels : le rapport ne privilégie aucun des trois scénarios.

Document préparé par Praestria — à vocation d'aide à la décision. Ne constitue pas un conseil juridique ou financier.

Tiers de confiance de la filière énergie · praestria.com · contact@praestria.com