

NOTE DE POSITION

# Sortir du gaz, à quel coût pour les consommateurs et la collectivité ?

---

Baisse de la consommation et effets sur les tarifs ATRD, ATRT et les recettes de TICGN : mécanismes, risques et préconisations.



## En synthèse

---

La consommation française de gaz recule durablement : -10,5 % en 2023, -5,5 % en 2024, et une trajectoire des gestionnaires de réseaux (Perspectives Gaz 2024) qui table sur -30 % d'ici 2035 (de ~400 TWh à ~282 TWh).

Or les coûts des réseaux sont très majoritairement fixes. À mesure que les volumes baissent, le coût unitaire d'acheminement augmente mécaniquement : c'est l'amorce d'une spirale tarifaire. L'ATRD (distribution) progresse de +6,1 % en 2025 puis +5,87 % en 2026 ; les écarts de volumes ont creusé un manque à gagner de ~211 M€ rattrapé sur les tarifs futurs.

Côté recettes publiques, l'accise sur le gaz (ex-TICGN) voit son assiette se contracter, ce qui alimente une pression haussière sur le taux (passé de 8,45 à 16,39 €/MWh entre 2024 et 2026).

Enjeu central : éviter que la facture du déclin pèse sur les consommateurs restants, souvent les plus captifs et les plus précaires. Cette note formule des préconisations pour lisser les trajectoires, valoriser le réseau pour les gaz renouvelables, et cibler l'accompagnement.

## 1. Un déclin structurel, et non conjoncturel, des volumes

---

La baisse de la consommation de gaz observée depuis la crise énergétique de 2022 n'est pas un simple ajustement de prix : elle est portée par des dynamiques de fond — sobriété, rénovation thermique soutenue par les CEE, électrification des usages (pompes à chaleur), et décarbonation du bâtiment et de l'industrie. Après un recul de -10,5 % entre 2022 et 2023 et de -5,5 % en 2024, la trajectoire Perspectives Gaz 2024, élaborée conjointement par GRDF, GRTgaz et Teréga, projette une consommation de 321 TWh en 2030 et 282 TWh en 2035, contre près de 400 TWh en 2023 — soit environ -30 %, à un rythme moyen de l'ordre de 2 à 3 %/an.

Dans le même temps, la filière mise sur le verdissement du gaz (biométhane, gaz bas-carbone), dont la part pourrait atteindre 20 % en 2030 et 40 % en 2035. Point décisif pour la suite : les scénarios reposent sur un maintien du nombre de clients raccordés. Une déconnexion massive, plutôt qu'une baisse des consommations unitaires, ferait au contraire « exploser » le coût des infrastructures rapporté à chaque client restant.

## 2. Le mécanisme : pourquoi moins de volumes = des tarifs plus élevés

---

Les tarifs d'accès aux réseaux (ATRD pour la distribution, ATRT pour le transport) sont conçus pour couvrir les coûts du gestionnaire de réseau et la rémunération de ses actifs régulés. Ces coûts sont très majoritairement fixes : ils correspondent à des infrastructures (canalisations, postes, compteurs) amorties sur plusieurs décennies, largement indépendantes du volume réellement acheminé une année donnée.

Le tarif unitaire (€/MWh) résulte, en simplifiant, du rapport coûts à couvrir ÷ volumes acheminés. Quand le dénominateur (les volumes) baisse alors que le numérateur (les coûts) reste stable, le tarif unitaire monte. Les régulateurs intègrent par ailleurs un mécanisme de régularisation a

posteriori (le CRCP) qui rattrape, sur les tarifs des années suivantes, les écarts entre volumes prévus et réalisés. L'enchaînement crée un risque de spirale tarifaire (« death spiral ») : la hausse des tarifs renforce l'incitation à quitter le gaz, ce qui réduit encore les volumes, ce qui pousse de nouveau les tarifs à la hausse.

### **Le réflexe à retenir**

Tant que la baisse passe par des consommations unitaires plus faibles (sobriété, rénovation) à parc de clients stable, l'effet sur les tarifs reste gérable. Le vrai point de bascule est la déconnexion des clients : c'est elle qui concentre les coûts fixes sur une base de plus en plus étroite.

## **3. Effets sur l'ATRD (distribution — GRDF)**

L'ATRD couvre l'acheminement sur le réseau de distribution, exploité par GRDF sur ~95 % du territoire. Le cadre pluriannuel ATRD7 est en vigueur depuis le 1er juillet 2024. Ses évolutions annuelles illustrent directement l'effet du déclin :

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

La distribution est ainsi le maillon le plus exposé : c'est là que se concentrent le plus grand nombre de petits clients et les coûts fixes par point de livraison.

## **4. Effets sur l'ATRT (transport — GRTgaz et Teréga)**

L'ATRT rémunère l'usage des réseaux de transport. Le cadre ATRT8 s'applique depuis le 1er avril 2024. Les évolutions y sont plus contrastées, le transport étant moins directement corrélé à la consommation domestique et davantage aux flux, aux capacités souscrites et à la trajectoire pluriannuelle votée :

- Au 1er avril 2025, la CRE a retenu des baisses des termes tarifaires : -0,67 % sur le réseau principal de GRTgaz et de Teréga, -0,55 % (régional GRTgaz) et -1,85 % (régional Teréga).
- Au 1er avril 2026, le tarif de transport est en revanche orienté à la hausse (de l'ordre de +3,4 %), sous l'effet de l'inflation et du coefficient pluriannuel.

À moyen terme, la baisse des volumes et la perspective de réseaux régionaux sous-utilisés posent la question de l'adaptation du périmètre du réseau de transport (rationalisation, conversion à l'hydrogène/biométhane) pour éviter de faire porter des actifs sous-employés sur les tarifs.

## 5. Effets sur les recettes de TICGN / accise sur le gaz

La TICGN — désormais accise sur les gaz naturels à usage combustible — est assise sur les volumes consommés. Mécaniquement, la contraction de l'assiette réduit 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.

Cette dynamique illustre une tension budgétaire de fond : 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 du gaz partage ainsi la même logique de spirale que les tarifs réseaux.

## 6. Enjeux pour les consommateurs : équité et 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 — souvent locataires, copropriétés, ménages modestes ou territoires sans alternative aisée — supportent une part croissante de 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.

S'y ajoute le risque d'actifs échoués (« stranded assets ») : des infrastructures encore loin d'être amorties mais sous-utilisées, dont la charge résiduelle doit être répartie sans déstabiliser ni les factures, ni l'équilibre des gestionnaires de réseaux.

## 7. Préconisations pour accompagner les consommateurs

### Lisser et sécuriser les trajectoires tarifaires

- Étaler la charge des coûts fixes — Allonger les durées d'amortissement des actifs régulés et privilégier des trajectoires pluriannuelles lissées, afin que la baisse des volumes ne se traduise pas par des à-coups tarifaires brutaux pour les clients restants.
- Réviser la base d'actifs au regard du déclin — Intégrer dès maintenant, dans les prochains cadres ATRD/ATRT, des hypothèses de volumes réalistes et un traitement transparent et partagé du risque d'actifs échoués (provisionnement, partage entre opérateurs, État et usagers), plutôt qu'un rattrapage subi via le CRCP.

## 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 (schémas directeurs) distinguant zones à maintenir/verdir et zones à déconnecter de façon concertée, avec accompagnement dédié.
- Faire du réseau un actif de la décarbonation — Accélérer l'injection de biométhane et de gaz bas-carbone (cibles de 20 % en 2030, 40 % en 2035) pour réutiliser les infrastructures existantes : un réseau « vert » justifie le maintien des actifs et stabilise l'assiette tarifaire.

## Protéger les consommateurs les plus exposés

- Cibler l'accompagnement vers la précarité énergétique — Renforcer et flécher les dispositifs (chèque énergie, MaPrimeRénov', accompagnement à la conversion du chauffage) vers les ménages captifs, pour éviter que la facture du déclin ne pèse sur les plus vulnérables.
- Repenser la structure de la facture avec un objectif d'équité — Examiner l'équilibre part fixe (abonnement) / part variable de manière à ne pas pénaliser les petits consommateurs sobres, tout en assurant la couverture des coûts de réseau.

## Donner de la visibilité fiscale et de la transparence

- Stabiliser et rendre lisible la fiscalité du gaz — Privilégier une trajectoire d'accise prévisible et pluriannuelle plutôt que des révisions par à-coups, et étudier le fléchage d'une fraction des recettes vers l'accompagnement des consommateurs et le développement des gaz renouvelables.
- Informer en amont consommateurs et collectivités — Communiquer de manière pédagogique sur les évolutions tarifaires et fiscales et leurs causes, et outiller les collectivités pour la planification énergétique locale — condition d'acceptabilité de la transition.

## Sources principales

---

CRE — Délibérations et communiqués ATRD7 (1er juillet 2025 et 2026) et ATRT8 (1er avril 2025/2026) ; GRDF / GRTgaz / Teréga — Perspectives Gaz 2024 (scénarios 2030-2035) ; 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.

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](https://praestria.com) · [contact@praestria.com](mailto:contact@praestria.com)