



## Le mythe du gaz comme énergie de transition

**Auteur** : Pierre-Alain Sebrecht, Energy Analyst, Reclaim Finance

**Conseiller technique** : Ludovic Leroy, Energy Engineer

**Relecteur** : Alexandru Mustata, Campaigner, Beyond Fossil Fuels

### Table des matières

**Messages clés**

**Résumé exécutif**

**Introduction**

- 1. Les besoins en flexibilité du système électrique**
- 2. Les technologies de centrales à gaz**
- 3. Utilisation et limites des centrales à gaz**
- 4. Un soutien coûteux pour les centrales à gaz**
- 5. Pénurie de turbines à gaz**
- 6. Comment assurer la flexibilité du réseau sans gaz**

**Conclusion**

**Quelles conséquences pour les acteurs financiers ?**

## Messages clés

- **La plupart des nouvelles centrales à gaz fossile ne sont pas adaptées pour fournir la flexibilité quotidienne, hebdomadaire et inter-hebdomadaire** requise dans les systèmes électriques modernes.
- Les centrales à gaz les plus développées sont équipées de **turbines à gaz à cycle combiné (CCGT)** et **sont conçues pour une production de l'électricité "en base"**.
- L'utilisation des CCGT pour répondre aux pics de demande **réduit leur durée de vie, met en péril leur rentabilité et augmente l'intensité des émissions de CO<sub>2</sub> et la pollution atmosphérique**.
- **Les turbines à gaz à cycle ouvert (OCGT)** sont conçues pour les pics de demande, mais **sont très émissives par kWh et coûteuses à exploiter**.
- La viabilité économique des centrales à gaz est assurée par des **mécanismes financiers coûteux**, supportés par les consommateurs et les contribuables, ce qui augmente le risque de dépendance aux énergies fossiles et ralentit la décarbonation du secteur électrique.
- La **pénurie actuelle de turbines à gaz** menace le développement de nouvelles centrales et retardera fortement les projets d'expansion.
- **Des solutions soutenables et moins chères existent déjà pour assurer une flexibilité efficace des systèmes électriques** basés sur les énergies renouvelables (systèmes de stockage, gestion de la demande, interconnexions et technologies d'optimisation du réseau).
- **Soutenir le développement des capacités de stockage, des réseaux électriques et des énergies soutenables (principalement solaire et éolien) plutôt que les centrales à gaz fossile** est essentiel pour limiter le réchauffement climatique et la pollution de l'air.

## Résumé exécutif

L'essor des énergies renouvelables nécessite des changements techniques majeurs dans les systèmes électriques modernes. La variabilité de l'éolien et du solaire aux moments de pointe de la demande électrique appelle de nouvelles solutions pour équilibrer la production et la consommation. Le gaz est souvent présenté comme une réponse clé en main et efficace, et est promu comme une solution évidente par l'industrie gazière.

Bien que présentées comme « incontournables » pour la flexibilité des systèmes électriques, les centrales à gaz sont limitées dans le soutien qu'elles peuvent apporter à la variabilité quotidienne, hebdomadaire ou inter-hebdomadaire des énergies renouvelables. Les anciennes turbines à gaz à cycle ouvert (OCGT) ont cédé la place aux turbines à gaz à cycle combiné (CCGT), plus efficaces, avec des intensités d'émissions de gaz à effet de serre (GES) réduites, une rentabilité accrue et des niveaux de polluants plus faibles. Cependant, les CCGT sont conçues pour fournir une production d'électricité "en base"<sup>1</sup>, stable et sécurisée, et sont moins réactives que les OCGT, mieux adaptées aux pics de demande.

Pour autant, avec l'essor des énergies renouvelables, les centrales à gaz CCGT sont de plus en plus sollicitées pour répondre aux pics de demande<sup>2</sup>, entraînant une augmentation des coûts de maintenance, une durée de vie réduite, des risques pour leur rentabilité et une hausse des émissions par kWh produit.

Pour garantir la rentabilité et la disponibilité des centrales CCGT pour fournir de la flexibilité, les gouvernements et les exploitants de centrales ont recours à des mécanismes financiers coûteux, supportés par les ménages, les entreprises et les États.

Par ailleurs, les fabricants de turbines à gaz peinent à répondre à la demande, avec un grand nombre de projets de centrales à gaz reportés de plusieurs années. L'état actuel de la chaîne d'approvisionnement remet en question le rôle futur du gaz fossile dans le système électrique.

En parallèle, des technologies existantes ont déjà prouvé leur capacité à fournir au réseau électrique une flexibilité soutenable, moins chère et plus efficace que le gaz : le stockage par batteries, le stockage par pompage hydraulique, l'amélioration des interconnexions et les technologies d'optimisation du réseau. Pour atténuer le changement climatique, limiter le réchauffement à 1,5 °C, améliorer la qualité de l'air et protéger les consommateurs, ces solutions doivent être déployées rapidement et à grande échelle.

---

<sup>1</sup> La production "en base" (ou "baseload" en anglais) désigne la quantité d'électricité produite en continu par un producteur d'électricité pour répondre aux besoins fondamentaux et constants des consommateurs. Elle couvre la demande minimale et stable en électricité, sans variations majeures.

<sup>2</sup> La production de pointe, requise pour les pics de consommation, désigne la quantité d'électricité nécessaire pour répondre à une demande significativement plus élevée que la moyenne, sur une période soutenue. Ces pics de demande peuvent survenir selon des cycles quotidiens (ex. : soirées en hiver), hebdomadaires (ex. : jours ouvrés vs week-ends), mensuels, saisonniers (ex. : vagues de froid ou de chaleur), ou même annuels (ex. : événements exceptionnels).

Il incombe aux institutions financières de saisir cette question cruciale pour la décarbonation du système électrique et de rediriger leur soutien des centrales à gaz fossile vers des technologies flexibles et soutenables.

## Introduction

Le rôle des centrales à gaz fossile dans le système électrique fait régulièrement débat. Le déploiement significatif des énergies renouvelables modifie l'équilibre de la production d'électricité, nécessitant une plus grande flexibilité. Alors que les centrales à charbon et nucléaires offrent une flexibilité très limitée, le gaz est présenté par ses partisans comme nécessaire pour soutenir l'intégration des énergies renouvelables et assurer la flexibilité du réseau. L'industrie gazière avance l'argument de la « flexibilité » du gaz pour justifier le développement de nouvelles centrales et promouvoir le gaz fossile comme « énergie de transition » pour la transition énergétique<sup>3</sup>.

Cet article examine le potentiel des centrales à gaz à soutenir un système électrique basé sur les énergies renouvelables et les conséquences d'une telle stratégie en termes de durabilité et de coût.

### 1. Les besoins en flexibilité du système électrique

La flexibilité d'un système électrique est définie par sa capacité à répondre aux variations de la demande et de l'offre. La demande d'électricité fluctue naturellement en fonction des besoins des ménages, des entreprises et des industries. Elle suit généralement des schémas classiques sur une journée, une semaine, une saison ou une année, mais reste partiellement imprévisible en raison des conditions climatiques et météorologiques. Parallèlement, la production d'électricité dépend également de ces conditions, notamment en raison de l'utilisation croissante de sources d'énergie renouvelables.

Assurer la stabilité du réseau en ajustant en permanence la demande et l'offre est l'un des principaux défis liés à l'essor des énergies renouvelables connectées au réseau.

Les besoins en flexibilité pour le système électrique sont divisés en plusieurs catégories :

- Intra-journalier : variations entre les heures d'une même journée. La production photovoltaïque entraîne des fluctuations importantes de la consommation résiduelle<sup>4</sup> entre le jour et la nuit.
- Intra-hebdomadaire : variations entre les jours d'une même semaine. La consommation totale, et donc la consommation résiduelle, varie considérablement entre les jours de semaine et les week-ends. La production éolienne peut également connaître des changements soudains d'un jour à l'autre.

---

<sup>3</sup> Total Energies, [Les CCGT, des installations flexibles et complémentaires aux renouvelables pour contribuer à la stabilité du réseau électrique](#), Mars 2025

ENGIE, [La nouvelle centrale turbine gaz-vapeur de Flémalle](#), Octobre 2025

<sup>4</sup> Consommation d'électricité non couverte par les moyens de production pilotables.

- Hebdomadaire : variations entre les semaines d'une même saison (été ou hiver). Ces variations sont principalement dues aux conditions météorologiques (ensoleillement, vent).
- Saisonnier : variations entre les saisons. Les principales variations se produisent entre l'été et l'hiver.
- Annuel : variations d'une année à l'autre. Ces variations dépendent notamment des conditions météorologiques (intensité de la lumière du soleil par rapport aux moyennes, niveaux de production éolienne, etc.).

Bien que les combustibles fossiles, le nucléaire et l'hydroélectricité fournissent (dans une certaine mesure) une production d'électricité pilotable, l'introduction de sources d'énergie renouvelables supplémentaires, intermittentes et non contrôlables, augmente le besoin de flexibilité intra-journalier, intra-hebdomadaire et inter-hebdomadaire<sup>5</sup>. Les centrales à gaz sont souvent présentées comme la solution idéale pour pallier ce manque de flexibilité. Cependant, une analyse plus approfondie des différentes technologies de turbines à gaz et des caractéristiques des centrales à gaz révèle les limites significatives du gaz fossile en tant qu'énergie de transition.

## 2. Les technologies de centrales à gaz

Avec la diminution de la part du charbon dans le mix électrique mondial au cours de la dernière décennie (passant de 38,7 % en 2015 à 34,1 % en 2024<sup>6</sup>), le gaz fossile a été présenté par ses partisans comme un carburant nécessaire dans la transition énergétique et un pont entre le déclin du charbon et l'essor des énergies renouvelables. Un nombre important de nouvelles centrales à gaz est prévu ou en cours de développement, totalisant plus de 1000 GW de capacités supplémentaires en 2026 dans le monde<sup>7</sup>. Par conséquent, la part du gaz fossile dans le mix électrique mondial reste stable, autour de 22 %, malgré l'augmentation des sources d'énergie renouvelables, principalement le solaire et l'éolien, qui sont passées de 3,5 % à 15 % du mix électrique mondial entre 2015 et 2024<sup>8</sup>.

Deux technologies principales de centrales à gaz sont actuellement utilisées :

- OCGT : Turbines à gaz à cycle ouvert
- CCGT : Turbines à gaz à cycle combiné

**Une OCGT** est la forme « basique » de centrale à gaz et se compose d'une turbine à gaz alimentée par un mélange de carburant et d'air comprimé brûlés dans une chambre de combustion. La turbine entraîne un générateur qui produit de l'électricité. Comme la chaleur produite lors de la combustion est perdue en raison de l'absence de système de récupération, le système est défini comme un cycle ouvert.

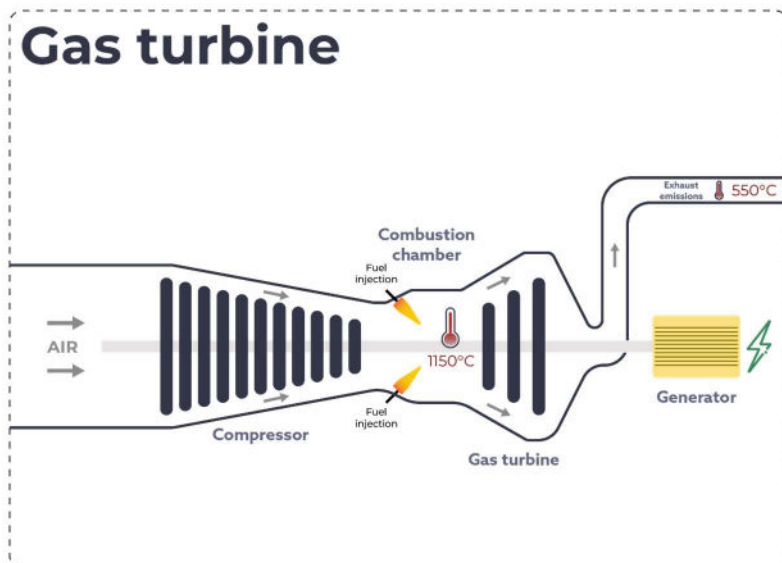
---

<sup>5</sup> RTE, [Bilan Électrique 2023 Rapport Complet](#), 2023

<sup>6</sup> Ember, [Electricity Data Explorer](#), consulté en Novembre 2025

<sup>7</sup> Global Energy Monitor, [Global Oil and Gas Plant Tracker](#), publication de Janvier 2026

<sup>8</sup> Ember, [Electricity Data Explorer](#), consulté en Novembre 2025



*Figure 1 : Schéma de principe d'une OCGT*



*Figure 2 : Centrale OCGT*

L'efficacité des OCGT modernes est généralement d'environ 35 à 45 % à charge maximale, mais elle diminue rapidement à charge partielle<sup>9</sup>. Grâce à leur conception simple, les OCGT sont des systèmes agiles, avec un temps de réponse rapide pour atteindre leur pleine puissance (de 2 à 10 minutes). Elles nécessitent également des coûts d'entrée inférieurs à ceux des CCGT. Cependant, comme les OCGT sont moins efficaces, elles nécessitent plus de carburant par unité d'électricité produite, et leurs émissions de gaz à effet de serre par kWh sont élevées. Ces deux facteurs entraînent des coûts opérationnels importants. Leur faible efficacité implique également une augmentation des émissions par kWh d'oxyde d'azote (NOx), de monoxyde de carbone (CO), de composés organiques volatils (COV) et de particules fines (PM).

<sup>9</sup> Ipieca, IOGP (International Association of Oil & Gas Producers), [Open-cycle gas turbines \(2022\)](#), November 2022

Une CCGT se compose d'une OCGT combinée à une turbine à vapeur qui utilise la chaleur résiduelle des gaz d'échappement de la turbine à gaz. Ces gaz chauds passent par un système de récupération de la chaleur permettant de réchauffer de l'eau et produire de la vapeur. La vapeur entraîne une turbine à vapeur, qui génère de l'électricité supplémentaire via un deuxième générateur.

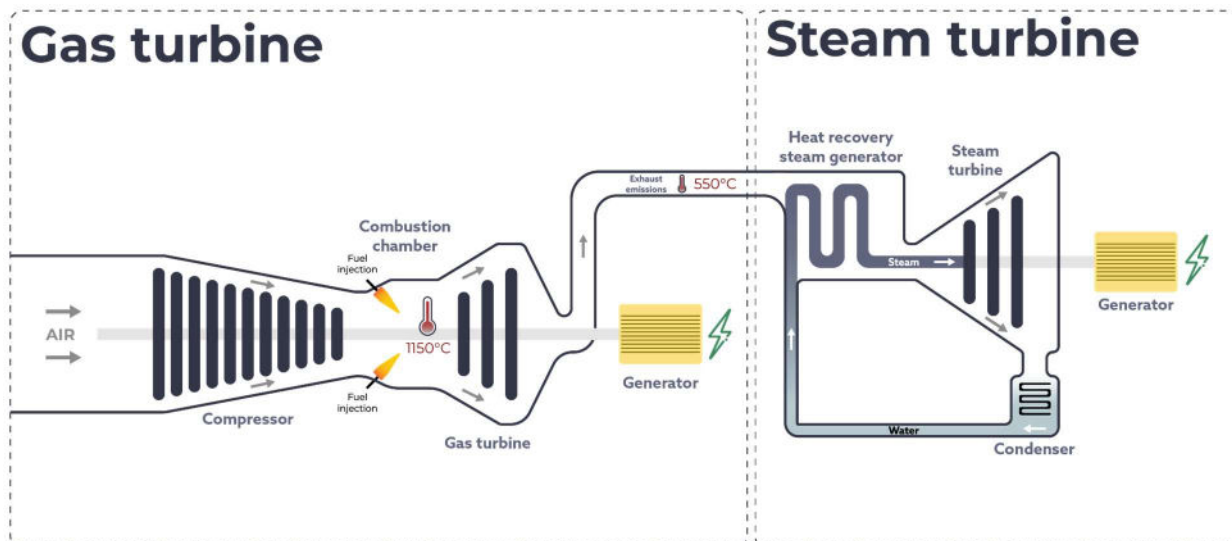


Figure 3 : Schéma de principe d'une CCGT

L'efficacité globale d'une CCGT peut atteindre 65 %<sup>10</sup>. La complexité plus importante des CCGT par rapport aux OCGT implique des plus grandes installations, une exploitation et une maintenance plus exigeantes, ainsi qu'une inertie plus élevée. Les CCGT ont un temps de réponse plus élevé pour atteindre leur pleine puissance (de 1 à 3 heures pour un démarrage à chaud, et de 4 à 12 heures pour un démarrage à froid)<sup>11</sup> et des coûts d'entrée plus élevés. Grâce à une consommation de carburant par kWh produit et à des émissions de GES réduites (350–400 gCO<sub>2</sub>/kWh)<sup>12</sup>, les coûts opérationnels des CCGT sont inférieurs à ceux des OCGT.

<sup>10</sup> U.S. Energy Information Administration, [Electric generators plan more natural gas-fired capacity after few additions in 2024](#), Juin 2025

La durée de vie des unités de turbines à gaz à cycle combiné (TGCC) est généralement de 25 à 30 ans. Cependant, grâce à un entretien rigoureux, au remplacement de composants clés et à des mises à niveau stratégiques, leur durée de vie peut être significativement prolongée.

<sup>11</sup> Un démarrage à froid se produit après une période d'inactivité relativement longue, durant laquelle la turbine et les composants auxiliaires sont à une température proche de celle de l'environnement (température ambiante). Un démarrage à chaud se produit lorsque la centrale est en service continu et que la turbine ainsi que les composants auxiliaires sont encore à une température et une pression proches des conditions normales de fonctionnement.

<sup>12</sup> Les CCGT ont une intensité d'émissions plus faible, mais peuvent avoir des émissions absolues plus élevées par an si elles fonctionnent pendant une durée plus importante. À l'inverse, cela signifie qu'une OCGT qui ne fonctionne que quelques dizaines ou centaines d'heures par an peut générer des émissions absolues beaucoup plus faibles, malgré une intensité d'émissions beaucoup plus élevée.

|                           | <b>OCGT</b>             | <b>CCGT</b>   |
|---------------------------|-------------------------|---|
| <b>Système</b>            | Turbine à gaz           | Turbine à gaz + turbine à vapeur                            |
| <b>Efficacité</b>         | 35–45%                  | Jusqu'à 65%   |
| <b>Emissions de CO2eq</b> | 500–700 gCO2/kWh        | 350–400 gCO2/kWh  |
| <b>Durée de vie</b>       | 25–30 ans <sup>13</sup> |   |
| <b>Temps de réponse</b>   | 2 à 10 minutes          | 1 à 3 heures (départ chaud)<br>4 à 12 heures (départ froid) |
| <b>Usage optimal</b>      | Production de pointe    | Production en base  |

*Tableau 1 : Comparaison entre OCGT et CCGT sur des paramètres clés pour la production d'électricité*

### 3. Utilisation et limites des centrales à gaz

Les OCGT sont principalement utilisées pour des applications industrielles spécifiques avec des contraintes de taille et de complexité importantes (elles sont plus compactes et peu complexes) et des besoins de démarrage rapide, comme les stations de compression de gaz dans l'industrie pétrolière et gazière. Dans le système électrique, elles sont principalement utilisées pour les applications de pointe, fournissant une puissance variable et pilotable lorsque la demande d'électricité augmente rapidement. Grâce à leur temps de réponse rapide de 2 à 10 minutes, les OCGT sont adaptées pour répondre aux pics de demande, c'est-à-dire lorsque des variations significatives de la demande d'électricité nécessitent une réponse rapide de l'offre.

En raison de la faible efficacité des OCGT, ainsi que de leurs coûts d'exploitation et leurs intensités d'émissions élevées, les CCGT leur sont aujourd'hui largement préférées. La plupart des nouvelles centrales à gaz prévues ou en cours de développement sont des CCGT, qui représentent plus de 70 % des capacités gazières en développement en 2026<sup>14</sup>. Les CCGT fournissent une production de base stable et sécurisée, mais sont moins adaptées aux applications de pointe. Cependant, malgré une complexité et une inertie plus importantes, et cette moindre complémentarité avec les énergies renouvelables, les CCGT sont généralement construites expressément pour fournir de la « flexibilité » en soutien à l'intégration des énergies renouvelables dans le système électrique.

<sup>13</sup> U.S. Energy Information Administration, [Electric generators plan more natural gas-fired capacity after few additions in 2024](#), June 2025

The design lifetime of CCGT units is typically 25–30 years. However, with comprehensive maintenance, component replacements, and strategic upgrades, their lifetime can be significantly extended.

<sup>14</sup> Global Energy Monitor, [Global Oil and Gas Plant Tracker](#), consulté en Janvier 2026

## Où se trouve le piège...

Les CCGT sont composées d'une turbine à gaz combinée à une turbine à vapeur. Contrairement aux turbines à gaz, les turbines à vapeur ne peuvent supporter une modulation rapide de la puissance. Dans une CCGT, la turbine à gaz étant soumise à des températures absolues et à des variations de température plus élevées que la turbine à vapeur (plus de 1 000 °C contre 500 °C), elle est constituée de matériaux plus résistants à la chaleur et plus coûteux que ceux de la turbine à vapeur. Ainsi, la turbine à vapeur doit suivre un taux d'augmentation de 50 °C par heure pour atteindre sa température de fonctionnement, limitant fortement la capacité d'une centrale CCGT à augmenter rapidement sa température de fonctionnement (environ 10 heures pour atteindre 500 °C)<sup>15</sup>.

Un cyclage fréquent et rapide d'une CCGT impose donc des charges thermiques sévères sur la turbine à vapeur en raison des forts gradients thermiques exercés. Cela provoque un vieillissement prématuré de ses composants, augmente les coûts de maintenance<sup>16</sup> et réduit sa rentabilité. De plus, lorsque la centrale fonctionne à des facteurs de charge faibles<sup>17</sup>, son efficacité diminue fortement, augmentant à la fois le coût du carburant par unité<sup>18</sup> et les émissions de polluants. En prenant en compte l'ensemble des coûts (carburant, performance, électricité (consommation propre), maintenance et main d'œuvre supplémentaires), le coût moyen d'un démarrage à froid est 1,5 à 3 fois plus élevé que celui d'un démarrage à chaud.<sup>19</sup>

En résumé, la capacité des CCGT à répondre aux besoins de flexibilité du système électrique au sein d'une journée, d'une semaine et entre les semaines est sévèrement limitée et se fait au détriment de leur durée de vie et de leur rentabilité.

Outre les problèmes de coûts, de maintenance et de fiabilité, l'augmentation du cyclage des CCGT a également un impact négatif sur leurs émissions. Comme une turbine à vapeur de CCGT ne peut être pleinement opérationnelle avant d'atteindre une température seuil, la centrale fonctionne de façon similaire à une OCGT lors des phases de démarrage, ce qui entraîne une augmentation des émissions de CO<sub>2</sub> et de polluants atmosphériques<sup>20</sup>.

Globalement, lors des phases de démarrage et d'arrêt, ainsi que lors des opérations à charge partielle, les niveaux d'émissions de NOx, de CO et de COV augmentent, pouvant dépasser les limites admissibles et/ou légales lorsque toutes les phases de fonctionnement sont prises en compte<sup>21</sup>. Ainsi, lorsque les CCGT sont utilisées pour répondre à la demande de pointe, leurs

---

<sup>15</sup> Ce rythme peut être accéléré, mais au détriment de la durabilité et de la rentabilité de la centrale.

<sup>16</sup> Yuan Kang Wu, Yi-Wen Wang, [Literature Review Concerning the Cycling Cost in a Power System with Renewable Power Sources](#), Janvier 2019

<sup>17</sup> Charge inférieure à 50%.

<sup>18</sup> IRENA (International Renewable Energy Agency), [Innovation landscape brief: Flexibility in conventional power plants](#), 2019

<sup>19</sup> M. Hermans, E. Delarue, [Impact of start-up mode on flexible power plant operation and system cost](#), Juin 2016

<sup>20</sup> R. J. Bass, et al., [The impact of variable demand upon the performance of a combined cycle gas turbine \(CCGT\) power plant](#), Energy, Volume 36, Issue 4, Avril 2011

<sup>21</sup> J. J. Macak III, [Evaluation of Gas Turbine Startup and Shutdown Emissions for New Source Permitting](#), Octobre 2005

émissions de CO<sub>2</sub> et de polluants atmosphériques par kWh sont augmentées par rapport à leur utilisation pour la production d'électricité en base.

Les limites et les effets négatifs des CCGT pour les applications de pointe sont intrinsèques à leur structure, et donc vraies indépendamment du type de carburant utilisé pour alimenter la centrale (gaz fossile, « biogaz » ou hydrogène (H<sub>2</sub>)). Une conversion de la centrale au biogaz ou à l'hydrogène n'est donc pas une solution pour répondre à ces problèmes.

#### 4. Un soutien coûteux pour les centrales à gaz

À mesure que l'intégration des énergies renouvelables dans le système électrique augmente, le gaz fossile joue un rôle comparativement mineur dans la production d'électricité<sup>22</sup>. Les centrales à gaz sont désormais plus fréquemment appelées pour de la production de pointe, garantissant une adéquation entre production et demande lorsque la production d'électricité à partir d'autres sources, notamment les énergies renouvelables, est trop faible. Cela entraîne une réduction du temps de fonctionnement des centrales à gaz, alors que le développement d'autres technologies de pointe (stockage, gestion de la demande, services réseaux) réduit d'autant plus la part de marché du gaz<sup>23</sup>. L'effet global pour les propriétaires et exploitants est une moindre rentabilité des centrales à gaz.

En réponse à cela, certains pays ont mis en place des mécanismes de compensation pour garantir la rentabilité des centrales à gaz et les maintenir prêtes à fonctionner dès que nécessaire - tels que les mécanismes de capacité dans les pays de l'UE<sup>24</sup>, aux États-Unis et en Amérique du Sud. Les mécanismes de capacité sont des mesures de soutien financier conçues pour garantir qu'un approvisionnement sécurisé en électricité soit disponible à tout moment. Ils rémunèrent les producteurs d'électricité pour leurs capacités disponibles, même lorsqu'elles ne sont pas utilisées. Ces mesures peuvent s'adresser à toutes les sources de production d'électricité pilotables (nucléaire, charbon, gaz fossile) ainsi qu'à l'hydroélectricité, au stockage et à la gestion de la demande. Dans les faits, elles bénéficient principalement aux centrales à gaz.

En Europe, entre 2015 et 2024, les centrales électriques à combustibles fossiles ont été les principales bénéficiaires des mécanismes de capacité de l'UE, recevant 53 % (47,7 milliards d'euros) des paiements totaux (90 milliards d'euros). Parmi eux, 48 % des paiements (43,5 milliards d'euros) ont été versés aux centrales à gaz fossile<sup>25</sup>. Les principaux propriétaires et

---

<sup>22</sup> Ember, [European Electricity Review 2024](#), Février 2024

<sup>23</sup> Dialogue Earth, [Why do natural gas investments so often fail?](#), Décembre 2023

<sup>24</sup> En Europe, six pays (le Royaume-Uni, la France, l'Italie, la Pologne, la Belgique et l'Irlande) ont mis en place des mécanismes de rémunération de capacité (CRM) basées sur le marché. Par ailleurs, trois autres pays (l'Allemagne, la Suède et la Finlande) ont opté pour des réserves stratégiques (RS), où les capacités de réserve sont maintenues en dehors du marché de l'électricité et financées directement par une autorité centrale.

<sup>25</sup> The Green Tank, [Brief: Who pays for the cost of capacity mechanisms? The European example and Greece's options](#), Juin 2025

développeurs de centrales à gaz en Europe, tels que le groupe EP, Orlen, PGE et Enel<sup>26</sup>, ont été rémunérés pour maintenir leurs centrales à gaz en veille. De plus, pour minimiser l'exposition à la volatilité du marché de l'électricité et stabiliser les prix de ces capacités, des contrats à long terme ont été mis en place, allant de 10 à 17 ans dans les pays européens. Dans la mesure où les nouveaux projets sont également couverts par des contrats long terme dans la plupart des marchés de capacité, certaines centrales à gaz sont désormais subventionnées au-delà de 2040. Par conséquent, la majorité de ces subventions long terme concernera du gaz fossile jusqu'en 2035, augmentant le risque de dépendance aux combustibles fossiles et retardant la décarbonation du système électrique<sup>27</sup>.

Les marchés de capacité, tels que ceux développés en Europe, sont généralement financés par un système de taxes, payées in fine par les consommateurs d'électricité. Ce sont donc les consommateurs qui participent à la prolongation et au développement d'actifs de gaz fossile non rentables, au détriment des technologies soutenables qui réduiraient leurs factures d'électricité.<sup>28</sup>

## 5. Pénurie de turbines à gaz

Au-delà des limites techniques des CCGT pour fournir un soutien efficace aux énergies renouvelables, le développement des centrales à gaz fossile est confronté à un autre défi. De nouveaux projets sont reportés ou annulés en raison d'une pénurie de turbines. En effet, de nouvelles installations telles que les datacenters augmentent fortement la demande en production électrique à partir de gaz<sup>29</sup> et créent un goulot d'étranglement dans la chaîne d'approvisionnement des turbines à gaz. La fabrication de ces turbines est un marché concentré, dominé par trois entreprises : GE Vernova, Siemens Energy et Mitsubishi Power. Ensemble, elles représentent plus de 70 % de la capacité de production de turbines à gaz et peinent à satisfaire la demande actuelle<sup>30</sup>. Fin 2025, les commandes auprès de GE Vernova ne pouvaient être honorées avant 2030, alors que le carnet de commandes de Mitsubishi Power affiche complet jusqu'en 2027-28. L'augmentation de la demande a également impacté le prix des turbines : une nouvelle centrale CCGT coûte désormais environ 2600 à 2800 \$ / kW, contre 800 \$ / kW en 2021.

Par conséquent, de nombreux producteurs d'électricité ont reporté ou annulé des projets de centrales à gaz. Par exemple, ENGIE a retiré deux projets au Texas malgré des conditions de prêt à faible taux d'intérêt, invoquant des « contraintes d'approvisionnement en équipements »<sup>31</sup>.

---

<sup>26</sup> Beyond Fossil Fuels, [Paid To Pollute: Fossil Fuel Companies Bag €21.4 Billion In Power Bill-Funded Gas Plant Subsidies](#), Juin 2025

<sup>27</sup> ACER (European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators), [Security of EU electricity supply: 2025 Monitoring Report](#), Novembre 2025

<sup>28</sup> The Green Tank, [Brief: Who pays for the cost of capacity mechanisms? The European example and Greece's options](#), Juin 2025

<sup>29</sup> Latitude Media, [Where does gas fit in the puzzle of powering AI?](#), Mars 2025

<sup>30</sup> Bloomberg, [AI-Driven Demand for Gas Turbines Risks a New Energy Crunch](#), Octobre 2025

<sup>31</sup> Latitude Media, [Engie's pulled project highlights the worsening economics of gas](#), Février 2025

Wattbridge Energy et Constellation Energy, deux producteurs d'électricité américains ayant répondu au même appel à projets, ont suivi pour la même raison.

La pénurie actuelle de turbines à gaz limite fortement le potentiel de développement de nouvelles centrales à gaz à court et moyen terme, et augmente d'autant plus les risques de miser sur le gaz fossile pour répondre à la demande croissante d'électricité mondiale.

## 6. Comment assurer la flexibilité du réseau sans gaz

L'argument selon lequel le gaz est le seul « partenaire » des énergies renouvelables est de plus en plus remis en question par un ensemble de solutions de flexibilité soutenables et plus compétitives. Les systèmes de stockage, la gestion de la demande, l'amélioration des interconnexions et les technologies d'optimisation du réseau ont déjà prouvé leur efficacité à fournir de la flexibilité au système électrique.

### 6.1 Stockage d'énergie : de l'instantané au long terme

En utilisant le surplus de production des énergies renouvelables lorsque la demande d'électricité est faible, le stockage permet de découpler la production de la consommation, atténuant l'impact de l'intermittence.

- **Systèmes de stockage par batteries (BESS)<sup>32</sup>** : Imbattables pour la flexibilité de courte durée (de quelques minutes à 4 heures). Leur temps de réponse de l'ordre de la milliseconde les rend supérieures à toute turbine à gaz pour la régulation de fréquence.
- **Stockage par pompage hydraulique (STEP)<sup>33</sup>** : Solution de stockage de masse la plus mature, capable de gérer des cycles de flexibilité quotidiens et hebdomadaires à grande échelle. Lorsque les énergies renouvelables produisent plus d'électricité que nécessaire, le surplus est utilisé pour pomper de l'eau d'un réservoir bas vers un réservoir haut, prête à être utilisée ultérieurement dans une turbine dédiée pour produire de l'électricité<sup>34</sup>.

### 6.2 Maîtrise de la demande (DSR)<sup>35</sup>

La flexibilité ne concerne plus seulement l'offre, mais aussi la demande. Grâce au développement des réseaux intelligents, la consommation peut être décalée pour correspondre aux périodes de forte production d'énergies renouvelables.

- **Gestion de la recharge des véhicules électriques** : Synchronise la recharge des véhicules avec les pics de production solaire ou éolienne.
- **Déplacement de la charge industrielle** : Incite les industries à suspendre les processus énergivores pendant les périodes de tension sur le réseau.

---

<sup>32</sup> BESS = Battery energy storage system

<sup>33</sup> STEP = Station de transfert d'énergie par pompage

<sup>34</sup> U.S. Department of Energy, [What is Pumped Storage Hydropower?](#), consulté en Janvier 2026

<sup>35</sup> DSR = Demand side response

### 6.3 Interconnexions et lissage géographique

Les interconnexions déterminent les capacités d'échange d'électricité entre les pays voisins. Par exemple, l'intégration du réseau électrique européen permet de lisser l'intermittence, car les conditions météorologiques varient sur le continent. Les interconnexions permettent d'exporter l'énergie excédentaire d'une région vers une autre, réduisant ainsi le besoin de recours locaux aux combustibles fossiles.

### 6.4 Services réseau et stabilité

Maintenir une fréquence constante et une tension stable dans un réseau électrique est essentiel pour garantir la fiabilité de l'approvisionnement. Traditionnellement, les grandes centrales (charbon, pétrole, gaz fossile et nucléaire) contribuent à maintenir la stabilité du réseau en fournissant une inertie mécanique grâce aux importantes masses en rotation des turbines. Aujourd'hui, le réseau évolue vers des ressources basées sur des onduleurs (IBR)<sup>36</sup> pour remplacer le système traditionnel basé sur les combustibles fossiles et le nucléaire. Ces nouveaux systèmes, couplés à des logiciels avancés, fournissent une « inertie synthétique » et une réponse rapide en fréquence (FFR)<sup>37</sup>. Contrairement aux CCGT, qui nécessitent un temps de démarrage significatif, ces systèmes électroniques peuvent stabiliser la fréquence du réseau en une fraction de seconde, offrant un niveau de fiabilité supérieur pour les systèmes électriques modernes<sup>38</sup>.

Une combinaison de ces solutions soutenables, associée à l'expansion des énergies renouvelables comme le solaire et l'éolien, crée des conditions optimales de développement de systèmes électriques flexibles et réactifs. Ces développements constituent des alternatives efficaces et économiques pour la flexibilité du système électrique par rapport aux centrales à gaz fossile, et doivent être développés en priorité pour atténuer le changement climatique, réduire la pollution atmosphérique et fournir une électricité abordable aux consommateurs.

---

<sup>36</sup> IBR = Inverter based resources

<sup>37</sup> FFR = Frequency following response

<sup>38</sup> OPAL-RT Technologies, [An engineer's guide to inverter-based resources in power systems](#), Juin 2025

## Conclusion

Les centrales à gaz fossile, en particulier les technologies plus développées aujourd'hui (CCGT), sont sérieusement limitées pour fournir la flexibilité nécessaire à un système électrique basé sur les énergies renouvelables. Leur utilisation pour les applications de pointe représente un risque financier, sanitaire et climatique, tandis que le coût significatif des mécanismes de capacité assurant leur rentabilité pèse sur les consommateurs et les contribuables. L'industrie gazière présente le gaz fossile comme une « énergie de transition » et pousse au développement des centrales à gaz comme solution de soutien pour un système électrique basé sur les énergies renouvelables. Une telle stratégie conduit à renforcer notre dépendance aux énergies fossiles et à retarder la décarbonation de nos systèmes, et doit pour cela être dénoncée. La pénurie actuelle de turbines à gaz est une incitation supplémentaire à tourner le dos au gaz fossile.

Des solutions fiables, soutenables et moins chères – systèmes de stockage, gestion de la demande, interconnexions et services réseaux – ont démontré leur capacité à répondre efficacement aux besoins de production électrique de pointe. En lieu et place des centrales à gaz fossile, ces technologies doivent être développées rapidement et à grande échelle pour atténuer le réchauffement climatique, réduire la pollution atmosphérique et alléger les factures d'électricité.

## Quelles conséquences pour les acteurs financiers ?

En raison des limites et des risques que présentent les centrales à gaz fossile, et du fait de la disponibilité de solutions alternatives soutenables et fiables pour la flexibilité des systèmes électriques, les banques devraient adopter des politiques sectorielles strictes sur l'électricité issue du gaz fossile<sup>39</sup> pour :

- **Mettre fin immédiatement à tout soutien financier dédié aux nouveaux projets de centrales à gaz.**
- **Adopter des restrictions temporelles pour les entreprises impliquées dans l'expansion de la production d'électricité au gaz, en conditionnant les services financiers futurs à :**
  - La fin immédiate du développement des capacités de production d'électricité à partir de gaz.
  - Un engagement public d'ici janvier 2027 à éliminer progressivement la production d'électricité à partir de gaz à un rythme compatible avec les objectifs de décarbonation du secteur électrique, d'ici 2035 dans les pays de l'OCDE et européens, et d'ici 2045 dans le reste du monde<sup>40</sup>.
  - Un calendrier détaillé de fermeture actif par actif (sans vente ni conversion), d'ici janvier 2028, compatible avec l'objectif de décarbonation du secteur électrique d'ici 2035 dans les pays de l'OCDE et européens, et d'ici 2045 dans le reste du monde<sup>40</sup>.

**En parallèle, les banques devraient augmenter significativement leurs financements aux solutions soutenables, telles que les batteries, l'amélioration des interconnexions et l'optimisation des réseaux électriques, ainsi qu'à la production d'électricité solaire et éolienne.**

---

<sup>39</sup> Reclaim Finance, [Recommendations for banks 2025](#), Banques, Toutes nos recommandations, p.28 – specific recommendations for gas power, 2025

<sup>40</sup> 2040 pour la Chine et 2045 pour les pays hors Europe et OCDE.