



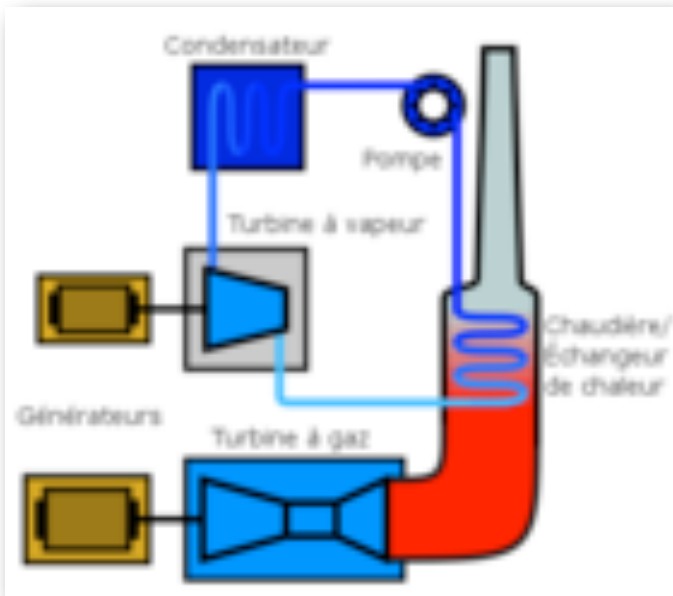
# Cycle combiné

L'expression **cycle combiné** (CC), déclinée en (CCPP pour combined cycle power plant), ou CCGT (combined cycle gas turbine ) caractérise un mode combiné de production d'énergie ou une centrale utilisant plus d'un cycle [thermodynamique](#).



Centrale gaz à cycle combiné (CCGT) au Parc industriel chimique (Chemiepark Knapsack) de Hürth (Allemagne)

Principe de fonctionnement d'un cycle combiné multi-arbres



**Sommaire**

- 1 Principes
- 2 Les cycles combinés utilisant le gaz comme source primaire d'énergie
- 3 Cycles combinés gaz et environnement
- 4 Les centrales électriques à cycle combiné gaz en France
- 5 Rendement de la filière gaz
- 6 Notes et références
- 7 Articles connexes

## Principes

Le [moteur thermique](#) transforme une partie de l'énergie fournie par le [combustible](#) en [travail](#) moteur pouvant ensuite être converti en électricité au moyen d'un [générateur](#).

Cette fraction (généralement moins de 50 %), dépend du [cycle thermodynamique](#) choisi ainsi que des températures supérieure et inférieure atteintes

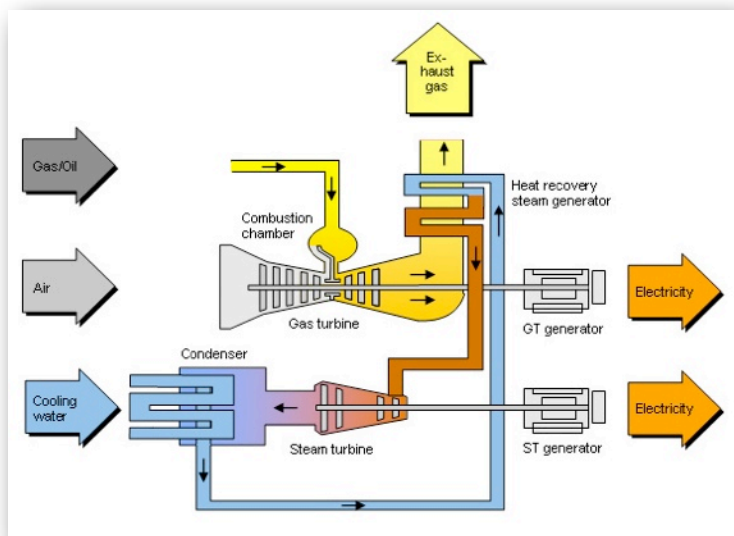
par le cycle.

Pour des températures données, le [cycle de Carnot](#) possède l'[efficacité énergétique](#) théorique maximale.

En combinant deux cycles, voire plus, tel que le [cycle de Brayton](#) et de [Rankine](#), on peut augmenter l'[efficacité énergétique](#) du système. Les plus récentes centrales à cycle combiné au gaz atteignent ainsi des rendements sur PCI ([Pouvoir calorifique inférieur](#)) de plus de 60 %, contre 37 % pour les centrales à gaz classiques<sup>1</sup>. Le gaz et le fioul domestique peuvent être utilisés directement. Il existe également des installations utilisant la gazéification d'autres combustibles comme le charbon : les centrales de type [Cycle combiné à gazéification intégrée](#) (CCGI).

## Les cycles combinés utilisant le gaz comme source primaire d'énergie.

Une **centrale à cycle combiné**, généralement appelée CCGT (Combined Cycle Gas Turbine), ou TGV (Turbine Gaz-Vapeur), est une [centrale thermique](#) qui associe deux types de turbines : [turbine à gaz](#) et [turbine](#) à vapeur. Chacune de ces turbines entraîne une [génératrice](#) qui produit de l'électricité

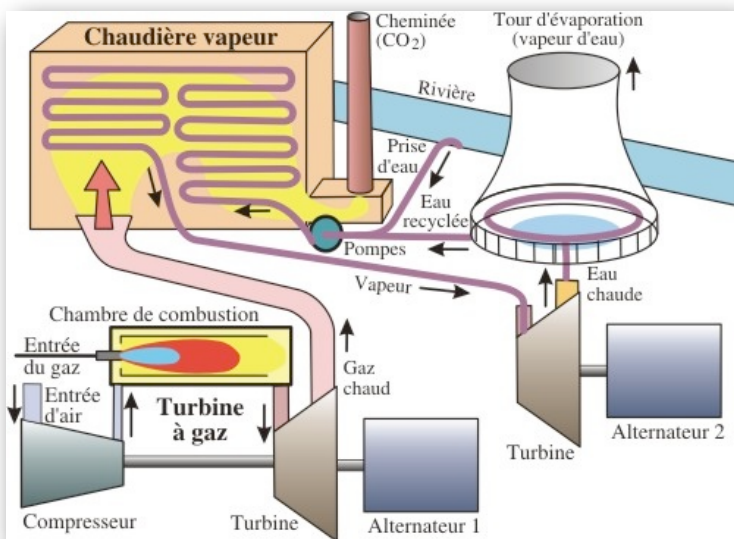


(configuration "multi-arbres" ou "multi-shaft") ou les deux types de turbines sont couplées à la même génératrice (configuration "single-shaft")

Les CCGT sont conçus pour un fonctionnement en semi-base (entre 2 000 et 6 000 h/an) et constituent un moyen d'ajustement du parc de production, concourant ainsi au bon fonctionnement du système électrique.

Dans une centrale à cycle combiné, la turbine à gaz est actionnée par les gaz issus de la combustion à haute température (jusqu'à 1 500 °C) . En sortie les gaz (fumées produites par la combustion) sont encore suffisamment

chauds (entre 400 °C et 650 °C environ) pour générer de la vapeur dans une chaudière au moyen d'échangeurs de chaleur. La vapeur ainsi produite entraîne une turbine à vapeur. Il est enfin nécessaire de disposer d'une source froide (eau de rivière - eau de mer - aéroréfrigérant) pour évacuer la chaleur nécessairement produite par le cycle vapeur (second principe de la thermodynamique). Différentes configurations de centrale sont possibles : on peut par exemple soit avoir une turbine à gaz, une turbine à vapeur et un alternateur sur la même ligne d'arbre, soit avoir une turbine à gaz avec son alternateur et une turbine à vapeur avec son alternateur, soit deux turbines à gaz avec chacune son alternateur et une turbine à vapeur avec son alternateur. De façon approximative, la turbine à vapeur a une puissance égale à 50 % de celle de la turbine à gaz à laquelle elle est associée.



La configuration "multi-arbres" a l'avantage de permettre le démarrage et la montée en puissance rapides des turbines à gaz, la turbine à vapeur ayant généralement des temps de démarrage et de montée en puissance plus grands. La configuration "single-shaft" diminue le nombre de machines, donc l'encombrement, mais démarre plus lentement.

La technologie des cycles combinés date de la fin des années 1970. En France, le premier exemple a été construit en 1980 dans une papeterie. Grâce à une turbine à gaz de 25 MW et une turbine à vapeur (à contre-pression) de 9 MW, l'installation fournissait la totalité de

l'électricité et de la vapeur "process" nécessaire au fonctionnement de la papeterie.

L'évolution favorable du prix du gaz, par rapport au prix du charbon et la mise sur le marché de turbines à gaz de beaucoup plus forte puissance a provoqué, dans les années 1990 un fort engouement mondial (France exceptée) pour cette technologie.

Les dernières évolutions (2011) chez les grands constructeurs mondiaux sont faites pour améliorer le rendement à charge partielle des turbines à gaz ainsi que les prises et lâchers de charge rapides du cycle combiné : cela permet de garder le CCGT en service à charge partielle à un coût raisonnable lorsque l'énergie du réseau vient de centrales solaires ou éoliennes, mais de compenser très rapidement les variations de puissance en cas de disparition brutale du soleil (passage de nuages) ou du vent, ou de forte demande rapide du réseau (client).

## Cycles combinés gaz et environnement

Les CCGT permettent de réduire de 50 % les émissions de [CO<sub>2</sub>](#), de diviser par trois les oxydes d'azote (NOx) et de supprimer les rejets d'oxydes de soufre (SO<sub>2</sub>) par rapport aux moyens de production thermique à flamme « classiques »<sup>2</sup>. En outre, lorsque la combustion utilise du gaz naturel, cela ne produit ni particules de poussière ni odeurs ; mais, malgré leur nom, la plupart des turbines dites "à gaz" peuvent brûler divers combustibles liquides, et c'est la teneur en soufre du combustible utilisé qui provoque la présence d'oxydes de soufre à l'échappement. L'utilisation du gaz naturel comme carburant dans les CCGT présente donc des avantages notables en termes de pollution atmosphérique<sup>3</sup>. Concernant le processus de refroidissement, la technologie du refroidissement du circuit par air de la partie turbine à vapeur, si elle est choisie, permet de limiter les consommations d'eau de manière significative par rapport aux centrales du même type utilisant le refroidissement par eau, et permet également d'éviter d'influer sur la température des cours d'eau ou étendues d'eau concernés<sup>4</sup>. Pour certains partisans de la sortie du nucléaire<sup>5</sup>, les cycles combinés gaz, au côté de l'efficacité énergétique et des énergies renouvelables, constituent un recours indispensable.

## Les centrales électriques à cycle combiné gaz en France

La part de la production électrique à partir de gaz dans le mix énergétique français reste très modeste (1 %), comparée à celle de ses voisins (40 % en Italie, 35 % au Royaume-Uni, en Espagne et en Autriche). Toutefois, les CCGT sont désormais clairement inscrits dans les objectifs français en matière de production d'énergie : l'[arrêté du 15 décembre 2009 relatif à la programmation pluriannuelle des investissements en électricité](#) prévoit ainsi de moderniser le parc de production d'électricité à partir d'énergies fossiles en vue d'en réduire les impacts environnementaux. Afin d'accompagner ce programme de modernisation, l'article 3 de cet arrêté prévoit notamment la réduction de moitié du parc de centrales à charbon, trop émetteur de CO<sub>2</sub>, et que *"le parc centralisé de production d'électricité à partir de gaz naturel sera développé"*.

La [programmation pluriannuelle des investissements en électricité 2009](#) retient comme hypothèse la réalisation d'au moins dix CCGT à l'horizon 2012.

Les principales centrales en fonctionnement ou en phase de développement, sont les suivantes :

- Le premier exemplaire (de forte puissance) de CCGT construit en France a été [la centrale de DK6](#) active depuis mars 2005 à [Dunkerque](#), avec une capacité de 790 MWe. Elle brûle du gaz naturel et des gaz sidérurgiques provenant de l'Usine [Sollac](#) proche.
- [Poweo](#) a construit un cycle à [Pont-sur-Sambre \(Nord\)](#) actif depuis 2009 (412 MWe). Le groupe vient également de recevoir l'autorisation de construire un cycle à [Toul](#).
- GDF-SUEZ a construit CycoFos 424 (MWe) mis en service début 2010. Mi-2010, CombiGolfe d'[Electrabel](#) (GDF-SUEZ) devrait ajouter une capacité de 432 MWe à [Fos-sur-Mer](#) et la centrale de [Montoir-de-Bretagne](#) devrait encore ajouter 435 MWe de capacité.
- La [SNET](#) (groupe [E.ON](#)) a construit deux groupes sur son site de la centrale *Émile Huchet* à [Saint-Avold \(Lorraine\)](#) totalisant 860 MWe (2x430 MWe).

Elle prévoit également la construction plusieurs groupes de cycles combinés gaz à l'horizon 2010 sur les sites de ses trois autres centrales à charbon historiques ([Hornaing](#), [Lucy](#) et [Provence](#)), ainsi que sur un nouveau site à [Lacq](#) (64).

- La société [3CB](#), filiale du groupe suisse [Alpiq](#), exploite une centrale de 408 MWe à [Bayet](#) (03), près de Saint-Pourçain, depuis juin [2011](#). Alpiq développe à [Monchy-au-bois](#) (62) un second projet [3CA](#) qui dispose de toutes les autorisations administratives requises.
- Trois cycles combinés sont en construction par [EDF](#) à [Martigues](#) et [Blénod-lès-Pont-à-Mousson](#).

Le site de Martigues possédera deux cycles combinés de 465 MW chacun équipés d'une post-combustion, leur mise en service est prévue en 2010 et 2012.

Le site de Blénod-lès-Pont-à-Mousson possédera un CCGT de 430 MW qui doit être mis en service en 2011.

- [Direct Energie](#) porte un projet sur la commune de [Verberie](#) (Oise) et vient d'obtenir l'autorisation préfectorale pour un CCGT à [Hambach](#) (Moselle).

### Rendement de la filière gaz

Le rendement global de la filière gaz pour la production électrique apparaîtrait nettement plus faible si l'on tenait compte du transport, de la liquéfaction/[gazéification](#) et des stations de compression sur les [gazoducs](#). L'approvisionnement des CCGT en gaz est délicat car la demande des clients de ces centrales varie fortement selon l'heure de la journée, et est plus forte, également quand les autres consommateurs en demandent le plus. Le volume modulé appelé par ces centrales électriques à gaz représenterait - selon une étude prospective publiée en mars 2010<sup>6</sup> - déjà 50 % du volume modulé des consommations des autres consommateurs desservis en France par le réseau GRT Gaz, et ce chiffre devrait doubler (s'élever à 100 % en 2012), puis quadrupler (200 % en 2020) si la tendance se confirmait, ce qui dépasse largement les capacités actuelles de stockage de gaz et leur souplesse intra-journalière (dès 2011 peut être selon l'étude pour les mois de novembre-octobre). Une généralisation de la [méthanisation](#) des [déchets](#) urbains et de [boues d'épuration](#) offriraient une source de gaz supplémentaire, mais insuffisante, d'autant que ce gaz fait aussi l'objet d'une demande pour les véhicules. Une autre limite pourrait être les besoins de limiter les pertes en ligne des grands réseaux électriques centralisés et les émissions anthropiques de [gaz à effet de serre](#), certains estimant toutefois qu'il sera moins difficile et plus "rentable" de décarboner les émissions de ces grosses centrales que de sources plus diffuses.

Une "concertation gaz" est menée sous l'égide de la [Commission de régulation de l'énergie](#) afin d'adapter le fonctionnement du réseau de transport de gaz français (modulations horaires, etc.) aux exigences de fonctionnement des CCGT. Le fonctionnement en semi base exige en effet de disposer d'une flexibilité infra-journalière en termes de consommation de gaz.

### Notes et références

1. ↑ <http://www.thermodynamique.com/spip.php?article23> [archive]
2. ↑ Portail EDF : <http://energie.edf.com/thermique/une-energie-pour-demain/les-cycles-combines-gaz/quyest-ce-quyun-cycle-combine-gaz-47869.html> [archive]
3. ↑ <http://lesdiscours.vie-publique.fr/pdf/983001748.pdf> [archive] Déclaration de Dominique Voynet, Ministre de l'aménagement du territoire et de l'environnement, Assemblée nationale, 11 juin 1998 : "Le gaz naturel carburant présente de grands avantages notamment vis-à-vis de la pollution atmosphérique"
4. ↑ Exemple de CCGT à refroidissement par air : <http://www.3cb.fr/environnement-3ca/environnement-3ca> [archive]

5. ↑ <http://www.stop-epr.org/spip.php?article85> [archive] : Dominique Voynet : "La baisse de la consommation d'électricité grâce à la sobriété et à l'efficacité, la montée en puissance par la production à partir des énergies renouvelables et la construction de centrales à gaz à cycle combiné à haut rendement -indispensable pour la pointe et la demi base et déjà en cours en France, mais pas par EdF- permettront de programmer au fur et à mesure la sortie du nucléaire"
6. ↑ étude de GRT Gaz citée par Enerpress, Le quotidien de l'énergie, 26 avril 2010 page 1, n°10.061

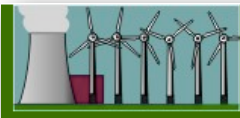
## Articles connexes

- [Efficience énergétique](#)
- [Économies d'énergie](#)
- [Trigénération](#)
- [Cogénération](#)
- [Gaz à effet de serre](#)
- [Taxe carbone](#)
- [Cycle combiné à gazéification intégrée](#)

[masquer]	
<b>Cycles thermodynamiques</b>	
<b>v · d · m</b>	
<b>Cycles sans combustion interne</b>	<p style="text-align: center;"><b>Cycles sans changement de phase</b> cycles de moteur à air chaud</p> <p style="text-align: center;"><a href="#">Brayton</a> · <a href="#">Carnot</a> · <a href="#">Ericsson</a> · <a href="#">Stirling</a> · <a href="#">Stirling adiabatique (ou pseudo-Stirling)</a> · <a href="#">Stoddard</a> · <a href="#">Stirling-Vuilleumier</a></p> <p style="text-align: center;"><b>Cycles avec changement de phase</b></p> <p><a href="#">Kalina</a> · <a href="#">Rankine</a> (et son <a href="#">cycle organique</a>) · <a href="#">cycle régénératif</a> · <a href="#">Stirling biphasique</a></p>
<b>Cycles avec combustion interne</b>	<p><a href="#">Atkinson</a> · <a href="#">Brayton</a> · <a href="#">Diesel</a> · <a href="#">HCCI</a> · <a href="#">Lenoir</a> · <a href="#">Miller</a> · <a href="#">cycle à deux temps</a> · <a href="#">Beau de Rochas</a></p>
<b>Cycles mixtes</b>	<p><b>Cycle combiné</b> · <a href="#">cycle hybride à haut rendement</a> · <a href="#">cycle dual</a></p>
<b>Autres cycles</b>	<p><a href="#">Claude</a> · <a href="#">Claude à double pression</a> · <a href="#">Fickett-Jacobs</a> · <a href="#">Gifford-McMahon</a> · <a href="#">Hirn</a> · <a href="#">Humphrey</a> · <a href="#">Siemens</a> · <a href="#">Hampson-Linde</a> · <a href="#">Linde à double pression</a> · <a href="#">Heylandt</a> · <a href="#">Kleemenko</a></p>

-  [Portail de l'énergie](#)  [Portail de l'environnement](#)





# Progrès technologiques pour utiliser le gaz naturel

Les améliorations techniques concernent l'exploitation (captage du gaz naturel), le transport (gazoducs soudés et pompes à rotors) et l'utilisation efficace du gaz naturel (rendement augmenté jusqu'à 60% par des TGV, Turbine-Gaz-Vapeur).

## Les turbines

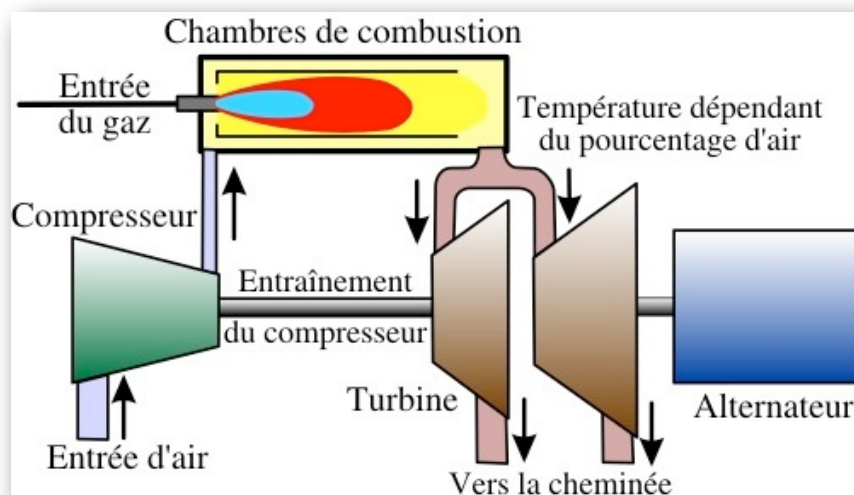
Les centrales électriques à vapeur existent depuis plus de 100 ans. La principale amélioration est le remplacement dans les machines de Watt des moteurs à pistons par des turbines. La température maximum de la vapeur, même sous haute pression ne dépasse pas 500°C, ce qui fait que les ailettes en acier des turbines résistent bien et peuvent être amincies et profilées.

L'optimisation aérodynamique des profils d'ailettes, étudiée pour les avions à réaction, améliore les rendements, ce qui permet de fabriquer de puissants compresseurs d'air à ailettes. On peut atteindre de fortes pressions avec plusieurs étages de rotors dans des compresseurs axiaux compacts. La mise au point des turbines a servi aux gazoducs car leurs pompes emploient des turbines de construction et d'entretien facile.

## Cycle thermodynamique des moteurs et turbines

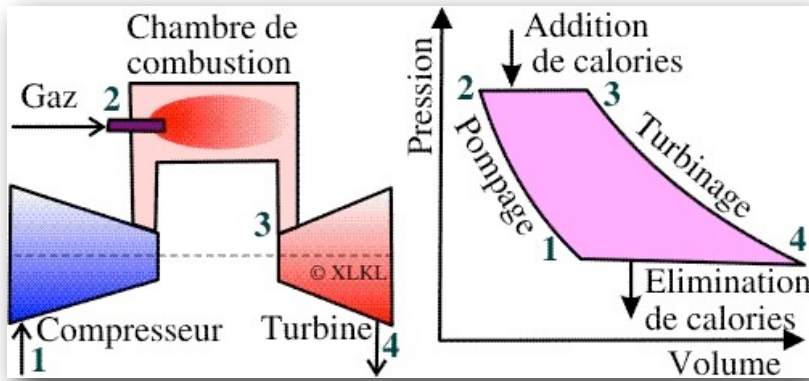
Pour optimiser le cycle thermodynamique des moteurs à essence à 4 temps, il faut une compression réduisant le volume par 10 en multipliant la pression par 10. Les soupapes en métal spécial doivent supporter des températures élevées.

Le bon rendement thermodynamique de ce cycle peut aussi être obtenu avec des turbines (dessin ci-dessous). La compression est réalisée dans des turbines ayant plusieurs étages de rotors pour réduire le volume par 10. La combustion est réalisée dans une chambre de combustion séparée où le carburant, pétrole ou gaz, est mélangé à l'air comprimé et allumé.



La détente est la période motrice des moteurs de voitures. La détente se passe ici dans une turbine actionnée par les gaz d'échappement, ce qui fournit la puissance pour actionner le compresseur et pour faire tourner un alternateur. Le schéma représente des turbines séparées pour l'entraînement du compresseur et pour l'alternateur. Des systèmes plus simples emploient une seule turbine sur un axe commun mais ne permettent pas des réglages précis. Le gaz ne s'allume et ne brûle bien que dans une étroite plage du

pourcentage air/carburant.



## Cycle thermodynamique

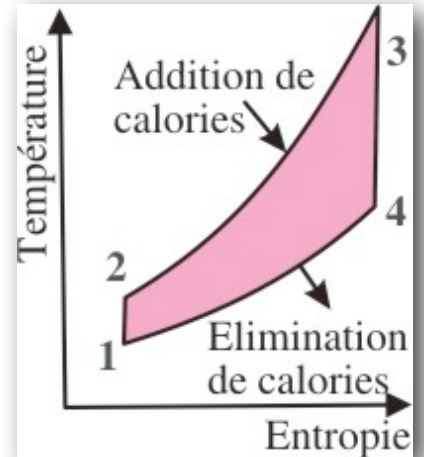
Le cycle des moteurs est un cycle fermé représenté sur des graphiques thermodynamiques. La puissance est d'autant plus forte que la zone en couleur est plus vaste.

Dans les turbines à gaz, de l'énergie est récupérable entre le point 4 et la zone froide en 1.

Comme la combustion du gaz naturel produit de la vapeur d'eau, on améliore le cycle en plaçant un condenseur avant la cheminée.

L'eau de condensation acide, au lieu de se retrouver dans des pluies acides, coule au fond du condenseur et doit être évacuée sans polluer. Pour résister aux acides, les parois et tubes des chaudières doivent être en acier inoxydable ou en céramique.

Le rendement est meilleur si la compression (point 2) est forte et si la température maximum (point 3) est élevée mais des contraintes limitent ce qui est réalisable.



## Turbine à gaz industrielle

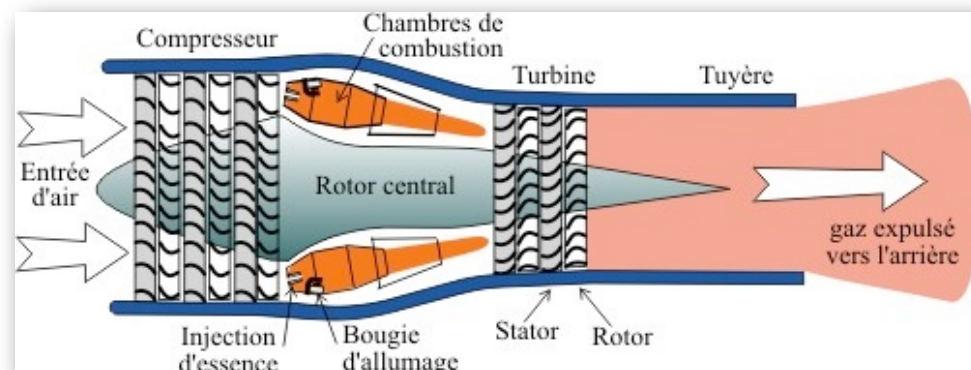
La première turbine à gaz qui ait été utilisée industriellement pour une [centrale électrique a été opérationnelle à Neuchâtel](#) en 1939.

Comme pour les moteurs de voitures, le cycle d'une machine thermodynamique est d'autant plus performant qu'est grande la différence entre la température maximum (la source chaude) et la température minimum (la source froide).

Une difficulté pour augmenter le rendement des turbines à gaz vient des limites de résistance à la chaleur des ailettes de la turbine de sortie. Un dispositif mélangeant de l'air au gaz brûlant peut assurer que la température est en-dessous de la limite tolérée.

Le rendement de la centrale de Neuchâtel (4 MW) était de 18 % en 1939 pour une température de la source chaude de 538°C. Les constructeurs avaient l'intention d'arriver à 23 % en poussant la température jusqu'à 648°C.

Cinq ans plus tard, à la fin de la première guerre, les Allemands utilisent des avions à réaction, très rapides mais pas encore au point et consommant beaucoup.

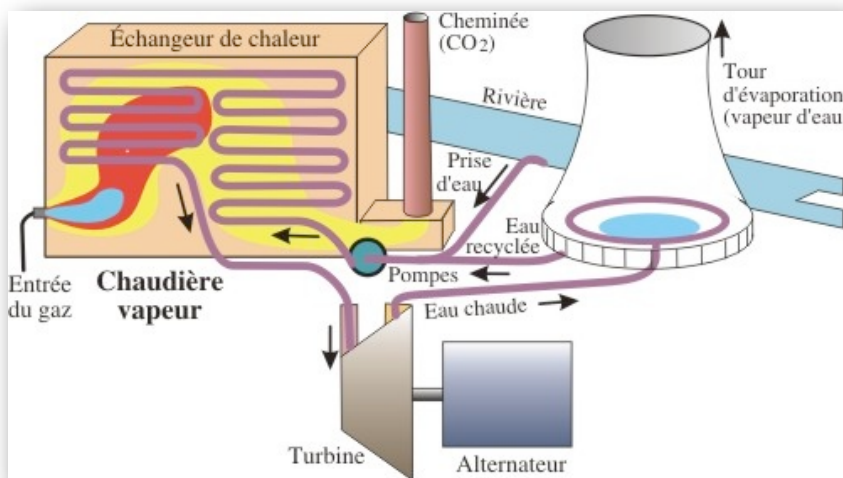


rapides mais pas encore au point et consommant beaucoup. Ces avions utilisent le principe des moteurs à turbine, sauf que l'alternateur est supprimé et que les gaz s'échappent librement à l'arrière, propulsant l'avion par réaction (dessin extrait de [66], droits réservés).

Pendant la guerre froide, d'énormes crédits de recherche et de développement sont consacrés aux avions à réaction. L'acier des ailettes est remplacé par des métaux spéciaux. La température est maintenant portée à 1260°C et le rendement approche de 40 %. Les firmes qui ont acquis l'expertise pour construire des moteurs d'avion fabriquent maintenant aussi des centrales à gaz.

### Principe des centrales thermiques classiques

Le dessin suivant montre les composants principaux.



Pour améliorer le cycle thermodynamique, il faut refroidir le fluide à la sortie. La source froide était un condenseur dans la machine de Watt et dans les centrales thermiques. L'air qui sort d'une turbine à gaz est beaucoup plus chaud que l'eau chaude qui sort des centrales à vapeur. Un refroidissement de ce gaz d'échappement améliore le cycle thermodynamique. Pour de très grandes centrales, le refroidissement par évaporation d'eau est le plus efficace mais il faut suffisamment d'eau. [D'autres](#)

[systèmes de refroidissement sont possibles.](#)

### La chaudière d'un moteur à charbon

La chaudière est la chambre de combustion des moteurs de Watt. La flamme réchauffe de l'eau ou un autre fluide circulant dans des tuyauteries. La chaudière est toujours utilisée dans les centrales électriques classiques qui sont chauffées par du charbon, par du gaz, par du pétrole, par les biomasses (bois, déchets), par la chaleur du sous-sol (géothermie et pompes à chaleur), par le rayonnement solaire concentré sur des tuyauteries ou par l'énergie d'un réacteur nucléaire. Toutes les centrales sont thermiques sauf celles qui utilisent la force de l'eau et du vent et celles qui emploient des panneaux photovoltaïques..

Pour chaque source fossile ou végétale, il faut des installations spéciales pour préparer le combustible et le mélanger à l'air sans générer trop de polluants. Des centrales peuvent être réglées pour accepter plusieurs types de combustibles. Pour bien brûler les déchets, on les mélange à du charbon et on les brûle dans des centrales classiques et donc assez peu performantes.

### Centrales modernes au charbon

Dans quelques prototypes de centrales nouvelles, le charbon est vaporisé ou réduit en fine poussière. Il est injecté avec du gaz comprimé dans une chaudière sous pression. Le rendement est alors similaire à celui d'un moteur à essence ou d'une turbine à gaz. Une forte température de flamme produit plus de NOx polluant. La combustion avec de l'oxygène pur produit du CO2 plus concentré, ce qui diminue la quantité à réinjecter dans le sous-sol. La combustion dans l'oxygène produit une température très élevée et il faut protéger les murs et tuyaux de la chaudière.

### Zone froide du cycle thermodynamique

Le rendement d'un cycle thermodynamique dépend de la différence entre la phase chaude et la phase froide. Des centrales thermiques ou nucléaires des zones tempérées utilisent le refroidissement produit par l'eau d'un fleuve ou de la mer ou par l'évaporation de l'eau dans de vastes tours. (Ces émissions accroissent la pluviosité).

Les centrales solaires chauffant un fluide caloporteur par des réflecteurs solaires tirent leur énergie en refroidissant ce fluide, ce qui n'est possible que par des échangeurs (radiateurs) avec l'air



ambiant au Sahara. Le fluide est refroidi à 100°C au Sahara contre 30°C dans des tours d'évaporation. Le rendement du cycle de Carnot est donc de :

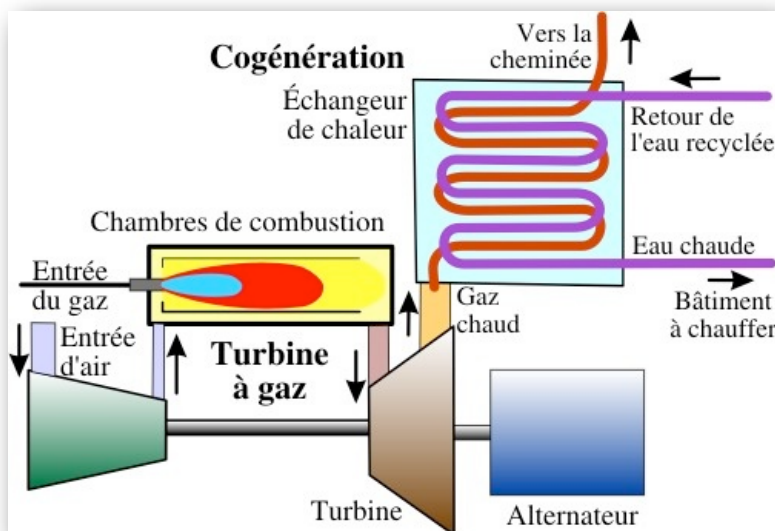
$[(500^{\circ}\text{C}-30^{\circ}\text{C})/770^{\circ}\text{K}=61\%]$  ou

$[(500^{\circ}\text{C}-100^{\circ}\text{C})/770^{\circ}\text{K}=52\%]$ ,

une différence de rendement de près de 15%.

### Cogénération

Le gaz de combustion très chaud sortant d'une turbine à gaz peut servir à réchauffer un fluide pour le chauffage des locaux. Cette utilisation combinée est appelée cogénération. [Leur rendement est étudié sur une autre page.](#)



De petites turbines de ce type peuvent être intégrées à de grands immeubles, à des quartiers administratifs, à des ensembles commerciaux, à des ateliers ou à des usines. La fumée produite par la combustion du gaz naturel, bien que provenant d'une plus grosse unité de consommation, est moins polluante que celles des anciennes chaudières à charbon ou à mazout qui servaient pour le chauffage des locaux.

L'alternateur doit être d'un type spécial pour pouvoir alimenter le réseau après s'être synchronisé, tout en le stabilisant, ce qui n'était pas le cas des premières centrales de

cogénération. Les vendeurs d'équipement renouvelable préféreraient que la stabilité du réseau soit assurée par le réseau, quel que soit le système de production, mais c'est une solution moins sûre que de partager la responsabilité de chacun. Les moyens de pression des lobbies du renouvelable sur les médias, et donc indirectement sur les hommes politiques, est telle que l'on est pas sûr à notre époque que la meilleure solution technique soit choisie.

Pendant les saisons chaudes, des installations spéciales de refroidissement transforment directement le fluide chaud pour alimenter un circuit parallèle de fluides froids.

### La flexibilité de la production d'électricité

Pour modifier la puissance d'une turbine à gaz, il suffit en principe de réduire la quantité de gaz injecté. Ce n'est pas si simple, car les compresseurs et les turbines doivent tourner à vitesse constante pour que l'effet aérodynamique des ailettes soit optimisé et on ne peut donc varier la puissance qu'au détriment du rendement.

Comme les turbines à gaz sont petites et nombreuses (par rapport à celles des centrales thermiques classiques), on peut en arrêter quelques unes tout en les préchauffant et les faire repartir à pleine puissance avec des délais de l'ordre de la minute.

Les centrales à gaz peuvent ainsi, avec l'aide de quelques dispositifs rapides de stabilisation du réseau, compenser les variations de charge du réseau. Elles peuvent aussi compenser les variations de production éolienne mais ces variations dues à un vent irrégulier sont assez imprévisibles et bien plus importantes que celles de consommation.

### Flexibilité de la cogénération

La cogénération n'est pas compatible avec la flexibilité. Une centrale de cogénération fonctionne quand elle doit produire de l'eau chaude, c'est-à-dire toute l'année, et aussi quand il faut réchauffer les bâtiments, soit en Belgique, pendant 50 % de l'année. Il faut en plus un système opérationnel

pour climatiser les bureaux pendant l'été. La production d'électricité est un sous-produit de cette utilisation principale. [La cogénération est plus rentable et consomme moins de CO2 que les meilleures éoliennes.](#)

L'eau chaude dans les boilers et dans le circuit de chauffage ou de refroidissement stocke l'énergie calorifique pendant quelques heures. Si ces installations sont surdimensionnées pour un stockage calorifique durant une demi-journée, l'électricité peut être produite seulement pendant les périodes de pointe journalière de consommation. Les centrales de cogénération sont tributaires des besoins de chaleur et ne sont pas utilisables comme backup à la demande.

[Un article raconte les problèmes non résolus de la cogénération au Danemark](#), où la puissance de la cogénération est de plus de 2 GW. L'autorisation de produire par cogénération risque d'être gérée en temps réel par un organisme central. Doit-on donner priorité à l'électricité éolienne invendable pour chauffer l'eau des installations de cogénération ? Les critères techniques ont-ils encore du poids par rapport aux pressions des lobbies ?

### **Cogénération industrielle et immobilière**

La cogénération concerne deux applications d'intermittence différente : La cogénération des usines ayant besoin de chaleur pour leurs processus industriels et la cogénération des bâtiments publics, industriels (magasins, ateliers) et des immeubles d'habitation. Une économie d'échelle est possible si de nombreux bâtiments utilisent une centrale commune de cogénération pour des quartiers entiers. Le transport et le stockage des fluides chauds est un domaine en plein développement. Il demande des innovations techniques et des procédures pour les autorisations. En général, les conduites de gaz existent dans les villes.

La réalisation d'un système de cogénération est assez ardue car il faut obtenir l'accord de nombreuses parties. Comme pour l'éolien, des opportunistes essaient de contrôler la gestion de coopératives de cogénération et l'attribution des autorisations politiques et de tirer ainsi un bénéfice anormal de subsides peu en rapport avec les coûts et avantages environnementaux réels.

Le chauffage électrique est une aberration quand l'électricité est produite en consommant du combustible fossile, puisque l'on perd un tiers de l'énergie même si le vent permettait d'économiser 20 % de cette énergie. Par contre, le chauffage électrique est parfaitement justifié s'il provient du nucléaire, surtout si l'on prépare le stockage pendant les périodes creuses, grâce à des compteurs intelligents (qui font payer moins cher le courant nocturne).

### **Les informations sur les dispositifs industriels**

Les développements industriels sont tenus secrets et ne sont divulgués que dans des brevets. Les industriels laissent diffuser quelques communications scientifiques mais souvent assez tard et sans chiffres précis. C'est encore la situation pour les turbines à gaz modernes. Depuis des dizaines d'années, les informations ne viennent plus que du service des communications des entreprises et sont plutôt des informations publicitaires que scientifiques.

Le calcul du rendement est déformé par des contraintes publicitaires. Les concepts ne sont pas définis et les publicitaires mélangent allègrement les rendements calorifiques et électriques sans tenir compte des pertes ni des énergies nécessaires pour faire tourner un générateur.

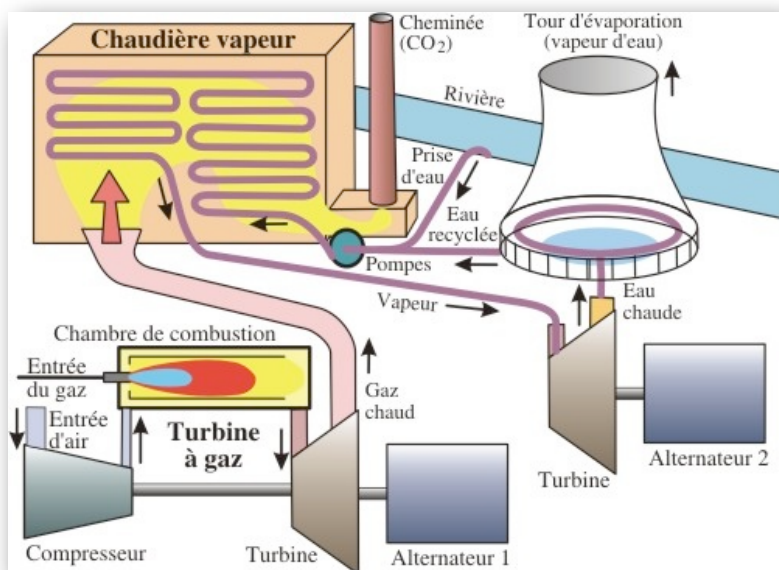
Le rendement d'une chaudière dépend de la façon dont sont définis les rendements de chaque échangeur de chaleur. Les publicistes préfèrent les meilleurs chiffres et, comme du carburant brûlé a un rendement calorifique de 100 %, la plupart de communications se basent sur cette performance.

Le rendement de la transformation de chaleur en électricité, était, à l'époque où ce coefficient était soigneusement établi, de l'ordre de 25 à 40 % (ou de 1/4 à 1/2,5).

Pour la cogénération, les publicistes additionnent une performance électrique de 40 % avec une performance calorifique de 100 % sur les 40 % de chaleur restante dans les gaz d'échappement pour arriver à des rendements de 80 % sans qu'on puisse les accuser de publicité mensongère.

## Les cycles combinés

Depuis les chocs pétroliers de 1974 et 1979, il devient rentable d'avoir des installations compliquées et chères pour améliorer le rendement des centrales. C'est le but des cycles combinés.



Le dessin montre comment les gaz d'échappement de la turbine à gaz servent à réchauffer une centrale thermique classique qui contient sa propre turbine. Le rendement de la turbine d'entrée est encore acceptable puisque la chaudière refroidit (moins bien qu'un condenseur) les gaz d'échappement. La seconde partie est une centrale thermique à vapeur qui a un rendement de l'ordre de 33 % sur l'énergie calorifique contenue dans les gaz d'échappement (45 %). Au total 35 % + 33 % de 45 % = 50 %. Ce chiffre, déjà optimiste, est retravaillé par les publicistes jusqu'à ce qu'ils trouvent une formulation qui ne contient pas d'erreurs évidentes (c'est à dire, qui

pourraient être expliquées et jugées sérieuses par des juristes étudiant ce cas). Le rendement des centrales TGV (Turbine-Gaz-Vapeur) passe ainsi de 50 à 65 %. Il n'y a plus beaucoup de chaleur à récupérer dans une centrale TGV mais des applications de cogénération sont néanmoins considérées.

## Rendement à puissance variable

Le rendement dépend de la puissance délivrée. Comme pour les voitures, le rendement est optimum pour une puissance donnée et est réduit pour des charges différentes. Les centrales à puissance variable ont un rendement qui peut être fortement réduit pour la charge maximum ou pour une charge moitié. Les émissions de CO<sub>2</sub> par unité de puissance sont plus fortes pour une utilisation s'écartant de l'optimum. Une stratégie de gestion du réseau est de préchauffer un nombre de centrales suffisants pour le pic possible de puissance. Les centrales préchauffées sont mises en route à leur puissance optimum au fur et à mesure de la demande. Une seule centrale est arrêtée au lieu de réduire la puissance de plusieurs. Les centrales hydroélectriques conservent un bon rendement pour des puissances variables et sont donc très utiles dans un grand réseau.

La flexibilité des centrales TGV est surtout possible pour la première turbine. La seconde turbine a des temps de réponse et des rendements moyens comme ceux des centrales à vapeur. Les centrales TGV ne peuvent pas servir de backup sur toute l'étendue de leur pleine puissance si les fluctuations sont rapides et importantes. Le rendement de centrales TGV travaillant à puissance variable est réduit de plusieurs pourcents (Slides 13 et 14 d'une [présentation TGV](#)).

## Le rendement publié et réel

Les producteurs d'électricité ont pris l'habitude de ne pas tenir compte dans le rendement des pertes dans le réseau et de leurs propres consommations, par exemple nécessaires pour faire tourner les moteurs de la centrale. Ces deux pertes sont chacune de l'ordre de 7 %, soit 14 %, plus que ce que peuvent produire un nombre maximum d'éoliennes capables d'utiliser la centrale comme backup.

Les rendements des éoliennes (qui interviennent pour le [calcul du facteur de charge](#)) sont calculés à partir de la puissance mécanique produite par le rotor sans tenir compte des pertes des engrenages,

de l'alternateur, du câble et des cabines de liaison au réseau, et des consommations propres de l'éolienne pour rester en mouvement quand il n'y a pas de vent ou pour s'orienter face à celui-ci quand il fluctue.

### Comment vendre du gaz naturel ?

Le gaz de charbon (CO) était répandu dans les villes depuis le XIX<sup>e</sup> siècle. Vers 1970, le vieux gaz de ville est remplacé par du gaz naturel. En Europe, la source est le gaz naturel de la mer du Nord (méthane). L'utilisation domestique sert surtout pour les fours et réchauds des cuisines. Le gaz de ville n'est pas vraiment compétitif avec le charbon mais, vers 1970, le gaz naturel est moins cher que l'ancien gaz de ville, ce qui justifie son usage pour chauffer les maisons.

### La ruée vers les centrales à gaz

En 1970, la guerre froide est mise en veilleuse et les commandes militaires sont réduites, y compris les turbines d'avion. Les constructeurs d'avions militaires se convertissent à la fabrication de turbines à gaz civiles performantes. Le rendement du gaz passe de 30 % (celui des centrales classiques alimentées au gaz au lieu de charbon) à 45 % pour les nouvelles turbines à gaz construites en série. Il suffit donc des 2/3 du gaz pour produire la même électricité. Pour un prix du charbon produisant un MWh pour 20 \$, le gaz naturel devient compétitif à 30 \$ pour la même quantité de calories.

Le gaz naturel était une production gênante, brûlée dans des torchères. Des pompes à turbine le transportent maintenant sur de longues distances dans des gazoducs à haute pression. Le gaz sert dans des générateurs à gaz dont le prix de construction est devenu inférieur, à puissance égale, à celui des centrales classiques à charbon. Nous sommes en 1972. L'opportunité offerte par les turbines à gaz provoque une ruée. **Le nombre de turbines à gaz augmente rapidement dans le monde jusqu'à pouvoir produire, avec le nucléaire, presque toute l'électricité demandée.** Malgré cette consommation, un excédent de gaz naturel est toujours disponible.

Les pétroliers américains ont donc un problème pour rentabiliser toute la production de gaz naturel. Comment valoriser les forages donnant un excédent de gaz naturel au lieu de pétrole au Canada, au Mexique ou aux États-Unis ? Comment trouver plus de clients ?

Le problème était alors lié à un autre événement, anticipé depuis 1970 mais éclatant vers 1974, le premier choc pétrolier, ce qui touchait l'Amérique qui employait alors beaucoup de pétrole pour produire de l'électricité. Les manœuvres contre le nucléaire civil ont débuté à cette date.

L'invention des turbines à gaz performantes a contribué aux [grandes manœuvres pour vendre le gaz naturel](#).

<http://www.leseoliennes.be/economieolien/turbinegaz.htm>

**TIGF**

## Les centrales à cycle combiné gaz (CCCG)

Une centrale à cycle combiné gaz produit de l'électricité en associant deux types de turbines : **turbines à gaz et à vapeur**. Elle est composée d'une à deux tranches d'environ 400 MW électriques chacune.



## Intérêt des CCCG

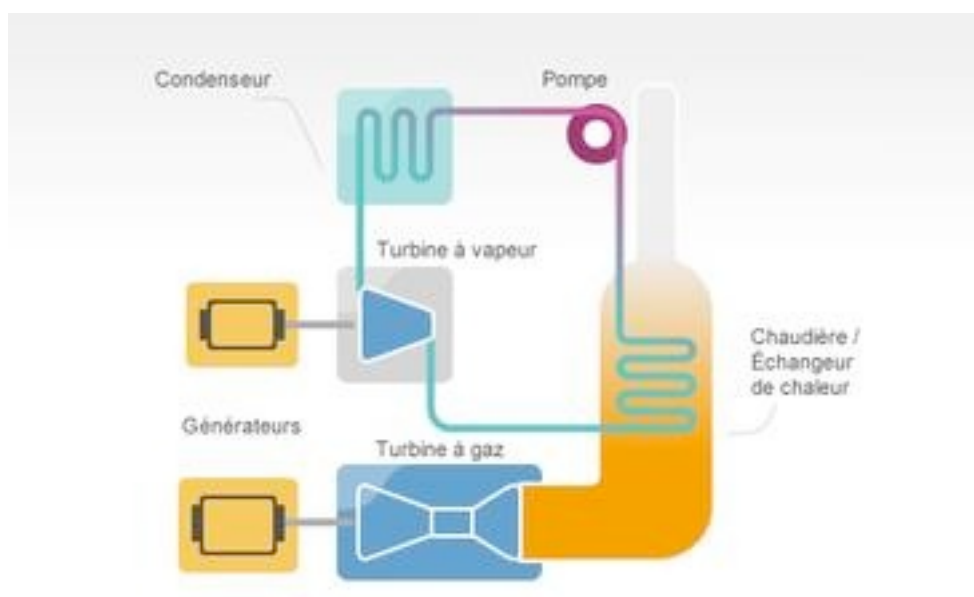
L'intérêt des CCCG comme producteurs d'électricité réside dans :

- leur rendement, qui atteint 50 à 55% contre 35% avec les procédés " classiques " ;
- leurs émissions de CO<sub>2</sub> et NO<sub>x</sub>, qui sont moins importantes que celles d'une centrale à charbon. Elles n'émettent ni oxyde de soufre, ni poussières.
- 

## Chiffres clés

La part de production électrique issue du gaz est de 1 % en France contre 35 à 40 % en Italie, au Royaume uni, en Espagne et en Autriche.

Sept CCCG sont actuellement en service en France. Des tranches supplémentaires sont envisagées d'ici 2020.



## Le raccordement d'une CCCG

Les CCCG ont des besoins de modulation particuliers. Pour cette raison, elles sont, de préférence, raccordées au **réseau principal**. Le **raccordement** se met en œuvre de façon identique à celui des sites consommateurs. Son dimensionnement est déterminé par le profil de consommation de la centrale et son besoin de modulation.

## Des Besoins particuliers de modulation...

L'approvisionnement du réseau est constant sur une journée. Le besoin de modulation correspond au sur-débit nécessaire à la centrale lorsqu'elle est en fonctionnement.

La modulation est caractérisée par le volume modulé.

Le réseau est configuré pour absorber ces variations (voir courbe ci-contre)

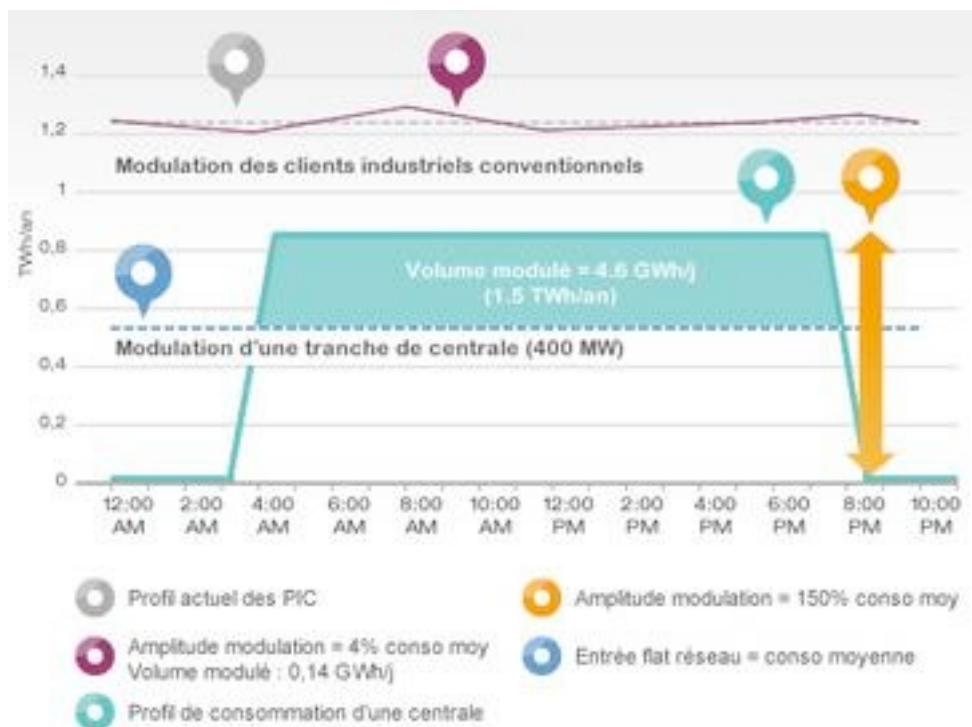
Le fonctionnement des CCCG nécessite la mise en œuvre d'un service adapté exigeant des moyens particuliers en personnel, informatique et en infrastructures (compression...).

## ... auxquels répond un service de flexibilité

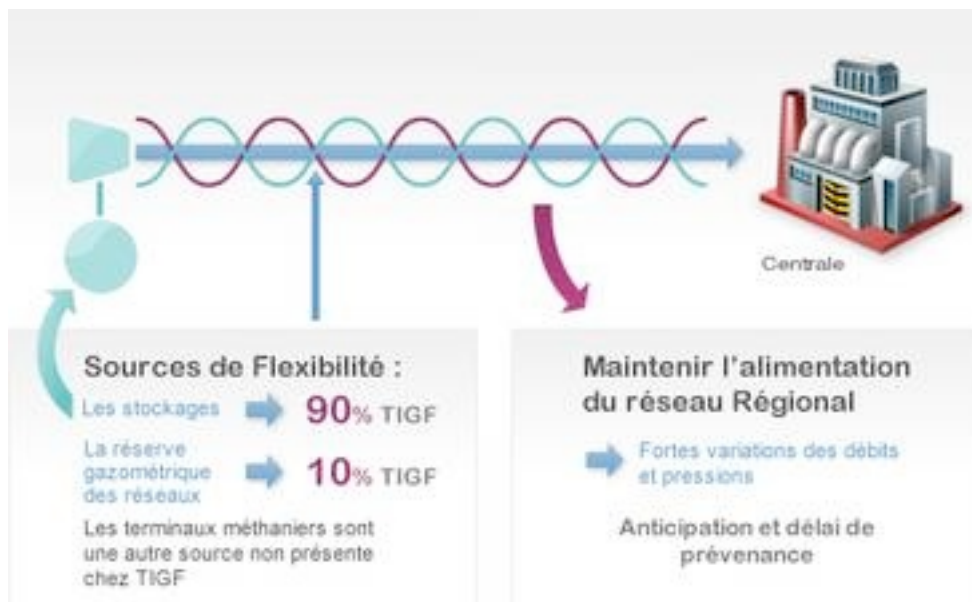
TIGF compense les variations de débit et de pressions dues à la livraison vers une centrale ainsi que vers ses autres clients du **réseau régional** en faisant appel à la réserve gazométrique des réseaux, mais aussi et surtout à un contrat de flexibilité souscrit auprès de l'opérateur de stockage.

Les règles et la tarification de ce service spécifique sont en cours de discussion dans le cadre de la concertation gaz dans une instance dédiée :

[Le Club des électriciens](#)



### Besoins particuliers de modulation



### Acheminement de la modulation par le transport