

1 INTRODUCTION : DES TECHNOLOGIES EN PLEINE MUTATION

Depuis la maîtrise du feu jusqu'à celle de l'atome, le développement des sociétés humaines s'est largement fondé sur la conquête de l'énergie. Dans tous les pays, l'énergie est ainsi progressivement devenue l'un des facteurs essentiels du développement économique et social, au même titre que le capital, le travail ou les ressources naturelles, et nul ne saurait désormais s'en passer.

Après des décennies pendant lesquelles l'énergie bon marché coulait à flots sans problème particulier, nous sommes depuis une trentaine d'années entrés dans une période où les crises sont devenues la règle. Ce bouleversement du paysage énergétique est particulièrement préoccupant du fait que l'impact des crises énergétiques sur les sociétés humaines est devenu considérable : récession économique, augmentation du chômage pour les chocs pétroliers, pénurie de combustibles traditionnels pour la crise du bois de feu, rupture de la couche d'ozone, augmentation de l'effet de serre et pluies acides pour les rejets énergétiques.

Alors que l'on aurait pu croire que le secteur énergétique ne connaîtrait que des évolutions technologiques limitées et lentes, des changements spectaculaires sont survenus au cours des dernières décennies, et le mouvement est loin d'être terminé. Dans ce chapitre, nous allons tenter de mettre en évidence les raisons qui expliquent cet apparent paradoxe, en examinant de manière succincte le contexte global dans lequel s'insèrent les technologies énergétiques, qui est marqué par un certain nombre de caractéristiques :

- de nombreuses solutions technologiques en vive concurrence existent pour les moteurs, utilisés en particulier pour la propulsion et pour la production d'électricité. Les choix dépendent de plusieurs critères, comme bien entendu le type précis d'utilisation, les sources d'énergie disponibles et leur coût, la réglementation en matière d'émissions... Les principaux problèmes actuels concernent la disponibilité des combustibles, ainsi que les rendements unitaires et la maîtrise des conditions de combustion, qui déterminent les émissions de polluants. La croissance de l'électricité restant très importante dans le monde entier (souvent largement supérieure à celle du Produit Intérieur Brut (PIB)), les besoins sont considérables, tant pour des unités centralisées que décentralisées ;
- pour les cycles récepteurs, deux technologies sont en concurrence : la compression mécanique et l'absorption. La seconde restant encore aujourd'hui assez marginale, elle ne sera étudiée ici que succinctement. Le problème principal rencontré pour les cycles à compression de vapeur est que la très grande majorité d'entre eux utilisait jusqu'à une date récente des fluides frigorigènes destructeurs de la couche d'ozone, aujourd'hui bannis par les accords internationaux ;
- l'énergie étant omniprésente dans les sociétés modernes, les enjeux financiers sont considérables. Le jeu de la concurrence est très ouvert car de nombreuses solutions technologiques existent pour satisfaire un besoin d'énergie finale donné.

Même si elle est parfois éclipsée pour le grand public au profit d'autres problèmes d'actualité, l'énergie joue un rôle si important dans les sociétés actuelles qu'elle demeurera une préoccupation essentielle en termes stratégiques, économiques et de protection de l'environnement, dans les pays tant industrialisés qu'en développement.

Tout d'abord, le contexte géopolitique énergétique et plus particulièrement pétrolier est tel que des risques chroniques de tension subsisteront encore longtemps en matière d'approvisionnement, comme l'ont montré la Crise du Golfe en 1990 et le récent choc pétrolier.

Par ailleurs, en matière de consommation énergétique globale, les divers scénarios envisagés s'accordent tous pour prévoir une forte augmentation de la demande d'énergie, sauf en cas d'une très rapide diffusion des technologies les plus performantes (cette hypothèse demeure cependant peu probable du fait des parcs existants et des obstacles au transfert de technologie).

Enfin, et en l'absence même de toute menace sur les approvisionnements, l'aggravation et surtout la mondialisation des atteintes à l'environnement dues aux énergies fossiles (effet de serre, pluies acides, atteintes à la couche d'ozone), pourraient remettre en cause les bases du système énergétique global (90 % du bilan énergétique mondial participe aux émissions de CO₂).

Les approvisionnements énergétiques demeurent donc en situation de vulnérabilité constante, ce qui justifie la poursuite des actions visant à développer l'offre (combustibles fossiles, nucléaire, énergies renouvelables). Mais il est tout aussi essentiel d'intensifier les efforts visant à maîtriser la demande et d'engager dès à présent la transition vers un redéploiement du bilan énergétique qui s'imposera de toute manière au cours de ce siècle.

La véritable solution ne peut donc provenir que du développement de technologies permettant, d'une part de réduire les consommations unitaires et donc le niveau de pollution par source, et d'autre part, au moins à moyen terme, de disposer d'énergies renouvelables non polluantes et compétitives par rapport aux énergies fossiles.

Le secteur de l'énergie est généralement considéré comme technologiquement mûr et peu sujet à connaître des évolutions techniques fortes et rapides, du fait d'une part de la rigidité des filières qui le composent et de la longue durée de vie des équipements utilisés. On pourrait donc en déduire que l'innovation technologique ne peut jouer qu'un rôle secondaire dans la problématique énergétique mondiale. L'analyse des changements survenus depuis plus de 30 ans montre qu'il n'en est rien et qu'au contraire l'innovation technologique pourrait bien être la clé de notre avenir énergétique. Au cours de cette période, de nombreuses limites que l'on pensait infranchissables ont été dépassées, et de multiples records établis.

Les progrès réalisés en exploration-production pétrolière ont permis de mettre en exploitation de nouveaux gisements dans des pays n'appartenant pas à l'OPEP. Ce nouveau pétrole, et les réductions des consommations dues aux diverses substitutions et économies effectuées, ont joué un rôle décisif dans le retournement que le marché pétrolier a connu en 1986.

Le développement des cycles combinés permet de produire de l'électricité avec un rendement approchant 60 % aujourd'hui, alors que la barre des 40 % semblait économiquement inaccessible auparavant, et, grâce à la maîtrise de l'énergie, l'intensité énergétique, qui représente la consommation d'énergie nécessaire pour

produire une unité de PIB, a en 20 ans baissé de 30 % en France et dans de nombreux pays de l'OCDE.

Parallèlement, les quantités unitaires de polluants rejetés par les équipements de transformation et d'utilisation de l'énergie ont fortement baissé, et cette tendance devrait se poursuivre à l'avenir. Malgré un prix international de l'énergie relativement faible jusqu'à récemment, le développement des nouvelles filières énergétiques telles que la fusion contrôlée, les piles à combustible, les technologies solaires... se poursuit partout dans le monde.

Si l'on examine quels ont été les principaux moteurs des changements technologiques survenus au cours des dernières décennies, trois points méritent d'être développés plus particulièrement.

1.1 LIMITATION DES RESSOURCES FOSSILES ET CONTRAINTES GÉOPOLITIQUES

Le premier moteur (au moins dans l'ordre chronologique) a été le caractère limité des ressources fossiles et leur inégale répartition dans le monde, qui rendent aléatoire leur disponibilité, et donc justifie la recherche de solutions alternatives.

L'analyse des **réserves et des ressources** énergétiques permet d'estimer combien de temps les énergies fossiles pourront être utilisées, globalement ou par région. Il importe toutefois de garder à l'esprit que la notion de réserve est un concept essentiellement **dynamique**, qui varie dans le temps en fonction d'une part des conditions économiques, et d'autre part de l'activité d'exploration et de production. La notion de ressource est plus floue, pouvant intégrer non seulement la production à venir, mais aussi la production passée (ressources ultimes).

Les réserves prouvées de **pétrole** étaient estimées fin 2007 (figure 1.1) à environ 170 milliards de tonnes, soit près de 42 ans de production (rapport R/P). Il importe de noter qu'aujourd'hui les taux de récupération ne dépassent guère 34 % en moyenne et qu'on estime qu'un progrès technique permettant une amélioration de 1 point de ce facteur se traduirait par un surcroît de réserves de 5,5 Gt, soit près de deux ans de consommation mondiale actuelle.

Compte tenu de l'importance stratégique pour les moyen et long termes de la production des hydrocarbures de synthèse, il importe d'estimer les réserves correspondant aux **pétroles non conventionnels**. Sous ce vocable, nous considérons les pétroles très lourds et extra lourds (densité API inférieure à 20° et 10°), les sables asphaltiques et les schistes bitumineux. Selon certains experts, les réserves correspondant à ces sources d'énergie seraient **du même ordre** que celles de pétrole conventionnel.

Les réserves prouvées de gaz naturel étaient quant à elles estimées fin 2007 à 177 000 milliards de m³, soit environ 160 milliards de tep (tonnes équivalent pétrole), c'est-à-dire un peu moins que les réserves de pétrole, avec un ratio R/P de 60 ans environ.

Les réserves prouvées de **charbon** sont estimées à un peu moins de 850 Gt, soit environ 530 Gtep, avec un ratio R/P de 133 ans. Plus sans doute que pour toute autre forme d'énergie fossile, les réserves récupérables de charbon seront fonction des **progrès technologiques**. Les enjeux à long terme de la liquéfaction et de la gazéification de charbon sont tels que l'on peut s'attendre à des percées significatives dans les années à venir.

Les réserves d'**uranium** sont très difficiles à estimer à la fois compte tenu des différences de rendement de conversion selon les technologies, et faute de données fiables dans certaines régions. On peut considérer qu'elles correspondent avec les réacteurs nucléaires actuels à environ 35 Gtep, soit un peu moins du quart des réserves prouvées de pétrole ou gaz naturel, ou encore près de 60 ans de production électrique.

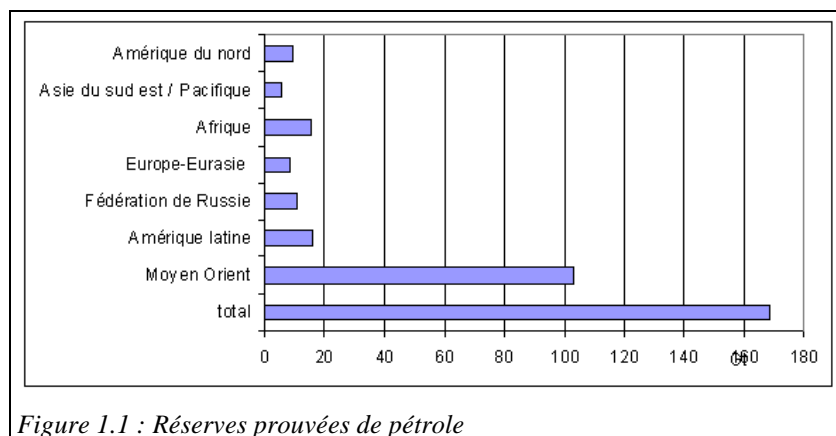


Figure 1.1 : Réserves prouvées de pétrole

La figure 1.2 récapitule les réserves énergétiques non renouvelables actuelles.

Il est possible, sur la base de ces chiffres, de montrer que, pour plusieurs décennies voire plus d'un siècle, il y a sur terre suffisamment d'énergie fossile pour répondre à la demande. Il n'y a donc pas de problème de disponibilité globale dans l'immédiat, mais l'inégale répartition géographique des réserves est susceptible d'induire à tout moment des tensions sur les approvisionnements. Par ailleurs, bien évidemment, les qualités et les coûts de ces énergies sont très variables selon les cas.

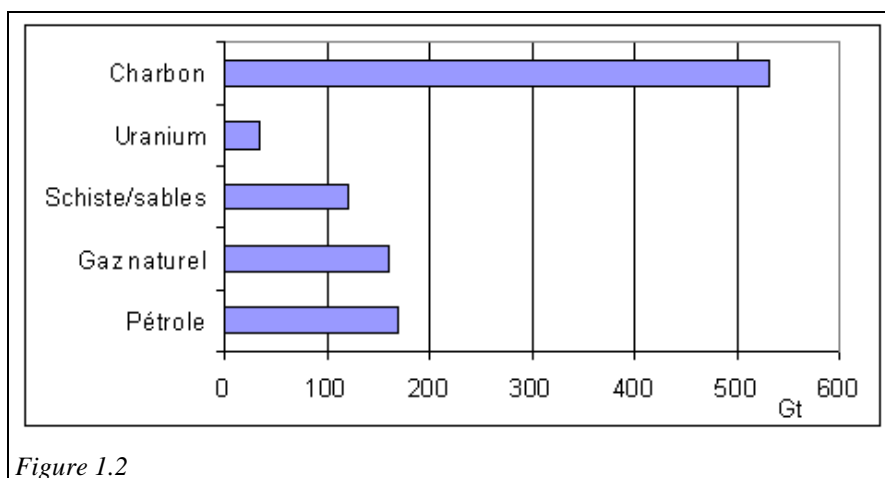


Figure 1.2

Exploration-production dans le secteur pétrolier

Après le premier choc pétrolier, les compagnies pétrolières ont investi massivement (multiplication des budgets de R&D par des facteurs allant jusqu'à 4) dans des programmes visant à diversifier les approvisionnements pétroliers dans les meilleurs délais, ce qui leur a permis de découvrir de nouveaux gisements hors OPEP et de

mettre au point des nouvelles technologies tout à fait remarquables, comme par exemple dans le domaine de l'offshore.

A partir de 1986, les prix ayant chuté, les pétroliers ont dû faire face à un autre défi : les surcoûts acceptables auparavant ne l'étaient plus. Toutefois, l'efficacité de l'innovation technologique ayant été démontrée, les programmes de R&D n'ont généralement pas été remis en cause : ils ont été redirigés vers le nouvel objectif qu'était la réduction des coûts afin d'assurer le maintien et le renouvellement de la production pétrolière hors OPEP. Le nouveau choc pétrolier remet bien évidemment à l'ordre du jour tous les progrès technologiques dans les filières pétrolières et gazières.

En matière d'exploration-production, il en est résulté le développement des technologies les plus prometteuses parmi celles qui avaient été mises au point précédemment, comme par exemple :

- la **sismique 3D** permettant :
 - d'une part en exploration, grâce à une bien meilleure représentation du sous-sol, de révéler des structures nouvelles ainsi que d'implanter les forages avec des taux de succès largement supérieurs aux normes en vigueur auparavant ;
 - d'autre part en développement, de mieux apprécier les propriétés physiques d'écoulement et la nature des fluides contenus dans les réservoirs ;
 - enfin en production, de mieux suivre l'évolution du gisement et de guider le forage des puits à trajectoire complexe et à grande déviation, ce qui conduit à une forte augmentation du taux de récupération.
- les **outils et techniques de forage**, qui ont beaucoup évolué au cours des dernières années, avec :
 - une réduction des coûts (forage en petit diamètre *slim hole*, technique *coiled tubing*) ;
 - le forage dévié permettant d'élaborer des architectures de puits de plus en plus complexes et de mieux drainer les réserves. On a déjà réalisé des déports de plus de 8 000 m pour une longueur totale forée de 8 700 m, et cette limite devrait bientôt dépasser 10 000 m.
- le **pompage polyphasique** qui devrait avoir un grand débouché dans la production en offshore profond (en particulier au-delà de 1000 m d'eau).

L'ensemble de ces progrès technologiques a permis d'obtenir des résultats très significatifs :

- une très forte réduction des coûts techniques dans l'industrie pétrolière, qui devrait encore se poursuivre dans l'avenir ;
- une très importante augmentation du taux de récupération du pétrole, qui peut atteindre 60 % dans certains gisements, alors qu'il était limité à 40 % il y a 25 ans. Le taux de récupération moyen mondial est ainsi passé de 25-30 % en 1985 à 30-35 % aujourd'hui ;
- une réévaluation consécutive des réserves pétrolières mondiales (entre 1982 et 1992, les réserves additionnelles de pétrole correspondaient à 4,4 Gt pour les nouveaux champs, et à 4 fois plus soit 19 Gt pour les révisions et extensions des champs déjà connus) ;
- la découverte et la mise en service de nouveaux bassins pétroliers dans diverses

régions du globe (Amérique du sud, Afrique, Asie-Pacifique, Europe de l'Ouest, CEI).

1.2 IMPACT ENVIRONNEMENTAL LOCAL ET GLOBAL DE L'ÉNERGIE

Le deuxième moteur du changement technologique dans l'ordre chronologique, mais aujourd'hui le premier en importance, est l'impact environnemental des technologies énergétiques. En effet même si les énergies non renouvelables étaient disponibles sans aucune restriction, le volume global des émissions de polluants des technologies énergétiques est devenu si important que les modes de consommation actuels devraient être remis en cause.

Depuis le début des années 1970, les problèmes environnementaux ont commencé à sensibiliser sérieusement l'opinion publique. Passés un moment au second plan de l'actualité, notamment au plus fort des chocs pétroliers, ils sont depuis revenus à l'ordre du jour.

La relation de l'énergie à l'environnement est complexe et prend des formes multiples, depuis l'extraction de l'énergie primaire jusqu'à son utilisation finale. Ses aspects peuvent être locaux, internationaux ou même planétaires. La pollution est un problème crucial dans les pays industrialisés, mais aussi dans les pays en développement où, de surcroît, l'usage intensif du bois de feu peut conduire à une accélération non maîtrisable de la déforestation, et donc de la désertification.

Dernièrement, l'énergie s'est trouvée directement impliquée dans des dossiers majeurs comme l'accumulation du CO₂, la rupture de la couche d'ozone, les pluies acides et la pollution urbaine, et les risques d'accidents nucléaires (Tchernobyl). Compte tenu de l'objectif de cet ouvrage, nous ne traiterons que des questions relatives aux rejets gazeux, qui ont une incidence directe sur les réglementations concernant les technologies énergétiques.

1.2.1 AUGMENTATION DE L'EFFET DE SERRE PLANETAIRE

À l'instar du mécanisme utilisé dans une serre ou dans un capteur solaire thermique, on appelle **effet de serre planétaire** l'influence de l'atmosphère sur l'équilibre radiatif de la terre par le biais de l'absorption du rayonnement infrarouge émis de la terre vers l'espace.

L'effet de serre est dû aux gaz contenus dans l'atmosphère, qui absorbent une partie du rayonnement incident. Les gaz présentent des raies d'absorption correspondant à des longueurs d'onde diverses. Le diagramme de la figure 1.3 donne une indication schématique de l'effet de l'absorption par le CO₂ du flux radiatif de grande longueur d'onde émis par la terre, et met en évidence l'absorption par deux raies, centrées sur les longueurs d'onde $\lambda_1 = 4,5 \mu\text{m}$, et $\lambda_2 = 14,5 \mu\text{m}$. Le rayonnement solaire incident de courte longueur d'onde (visible 0,4 - 0,8 μm) est presque intégralement transmis par l'atmosphère, puis absorbé à la surface de la

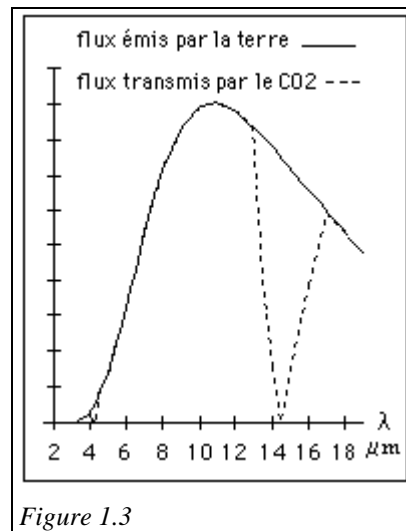


Figure 1.3

terre, qui s'échauffe et réémet vers l'espace à 4 K un rayonnement de grande longueur d'onde (infrarouge 0,8 – 100 μm), dont une partie de plus en plus importante est absorbée par les gaz à effet de serre. Leur concentration ayant augmenté au cours des dernières décennies, un réchauffement progressif de la planète a été observé et pourrait conduire à des modifications importantes du climat.

Les gaz à effet de serre sont émis par de nombreuses activités humaines (transports, chauffage, réfrigération, industrie, élevage, déchets...), et notamment par la combustion des énergies fossiles (charbon, pétrole, gaz) qui produit du CO_2 demeurant en moyenne plus d'un siècle dans l'atmosphère avant d'être recyclé dans des "puits à carbone" comme la végétation. Les principaux gaz absorbants dans l'infrarouge sont la vapeur d'eau H_2O , le gaz carbonique CO_2 , le méthane CH_4 , le protoxyde d'azote N_2O , les chlorofluorocarbones (CFC R11 et R12 notamment) et certains gaz rares. Leurs contributions à l'augmentation de l'effet de serre sont très variables (50 % pour le CO_2 , 15 % pour le CH_4 , 9 % pour le N_2O), et dépendent de leur concentration, un phénomène de saturation se manifestant au-delà d'un certain seuil, ce qui explique que les variations de concentration de la vapeur d'eau n'aient pas d'impact sensible sur l'effet de serre, bien que ce soit le gaz le plus absorbant vis-à-vis du rayonnement.

Tous les modèles prévoient que les émissions de gaz à effet de serre continueront d'augmenter fortement dans le proche avenir, comme elles l'ont fait au cours des dernières décennies, et que leur concentration atmosphérique croîtra. La concentration de CO_2 dans l'atmosphère est ainsi passée de 280 ppm à 360 ppm en un siècle, alors qu'elle n'était pas sortie d'une fourchette de 170 ppm à 280 ppm au cours des 200 000 années précédentes.

La communauté internationale a réagi en créant en 1988 le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC), dans le cadre du Programme des Nations Unies pour l'Environnement (PNUE) et de l'Organisation météorologique mondiale (OMM). Le GIEC est chargé d'évaluer les données scientifiques disponibles sur l'évolution du climat, d'en apprécier les incidences écologiques et socio-économiques, et de proposer des stratégies de prévention et d'adaptation.

Les rapports du GIEC confirment l'influence climatique des gaz à effet de serre, déjà mise en évidence par de nombreuses anomalies statistiques récentes, comme le phénomène d'El Niño qui a causé des sécheresses et des inondations inhabituelles en Amérique Latine. Les scientifiques ont établi que les gaz à effet de serre sont responsables d'une augmentation de 0,6 à 0,9 $^{\circ}\text{C}$ de la température moyenne à la surface de la terre depuis l'ère préindustrielle, qui a été en partie occultée par l'inertie thermique des océans et par la présence croissante d'aérosols dans l'atmosphère. On estime que la température moyenne à la surface de la terre pourrait s'accroître encore de 1,8 à 4 $^{\circ}\text{C}$ d'ici 2100, ce qui se traduira par une élévation de 18 à 60 cm du niveau de la mer.

Sans que l'on sache très bien quelles seront les conséquences climatiques locales de l'augmentation de l'effet de serre, les experts du GIEC considèrent que des perturbations importantes sont inéluctables, avec augmentation de la fréquence et de l'intensité des catastrophes naturelles (sécheresses, inondations, tempêtes, cyclones).

La convention cadre des Nations Unies sur le changement climatique a été ratifiée en 1992 à la suite du sommet de Rio de Janeiro. Dans le cadre de cette convention, entrée en vigueur le 21 mars 1994, les pays de l'OCDE, l'Ukraine et la Russie se sont engagés à stabiliser le volume de leurs émissions de gaz à effet de serre en l'an 2000

au même niveau qu'en 1990. En décembre 1997, au Sommet de Kyoto, qui a débouché sur le Protocole de Kyoto entré en vigueur en février 2005, ces engagements ont été prolongés pour la période 2008 - 2012 : les pays industrialisés se sont en moyenne engagés à réduire de 5,2 % leurs émissions de gaz à effet de serre sur la période 2008 - 2012 par rapport à 1990, l'Union européenne s'engageant pour sa part à réduire ses émissions de 8 %. Dans le cadre d'un accord interne à l'Union européenne, la France doit stabiliser ses émissions (objectif 0 %).

Malgré tous les travaux réalisés depuis une vingtaine d'années pour mieux comprendre les mécanismes de l'effet de serre, de nombreuses inconnues existent encore, du fait :

- des interactions entre les nuages, les océans, et les calottes glaciaires polaires ;
- de la taille et de la nature des sources et des puits de CO₂.

En revanche, la part dans le réchauffement de la planète des différents gaz d'origine humaine, quelquefois appelée le "forçage radiatif " est mieux connue. Pour évaluer la nocivité d'un gaz en terme d'effet de serre on utilise un indice nommé en français Potentiel de Réchauffement Mondial, plus connu sous son nom anglais *Global Warming Potential* (GWP). Il représente la capacité relative d'un gaz à effet de serre de participer au forçage radiatif, et vaut 1 pour le CO₂.

La contribution d'un gaz à l'effet de serre dépend d'une part de la quantité de ses émissions, et d'autre part de deux facteurs pris en compte dans le calcul du GWP : ses propriétés d'absorption dans l'infrarouge et son temps de séjour dans l'atmosphère. Ce dernier facteur étant très variable d'un gaz à l'autre (plusieurs centaines d'années pour le CO₂, entre 10 et 15 ans pour le CH₄), il est nécessaire de s'accorder sur un horizon temporel d'intégration (HTI) approprié. Les GWP peuvent alors être déterminés en calculant le forçage radiatif cumulé sur le HTI choisi. Le GIEC a ainsi fait des évaluations des GWP sur des HTI de 20, 100 et 500 ans. Comme les chiffres présentés dans les publications correspondent généralement à un HTI d'un siècle, nous retiendrons cette valeur dans ce livre.

Amélioration des rendements

Stabiliser la concentration de CO₂ dans l'atmosphère demandera des efforts considérables, du fait de l'inertie des phénomènes en jeu et du temps de séjour des gaz dans l'atmosphère.

Alors qu'à la suite du contre-choc pétrolier de 1986 un certain relâchement avait été perceptible dans la recherche de meilleures efficacités pour les technologies énergétiques, l'amélioration des rendements de tous les moteurs est redevenue un objectif principal des constructeurs, l'objectif étant cette fois de réduire la masse de CO₂ émise par kWh produit... Nous y reviendrons dans presque tous les chapitres de ce tome.

Piégeage du CO₂

Près de 90 % du bilan énergétique mondial étant assuré par les combustibles fossiles, l'émission de gaz carbonique apparaît comme un produit fatal pour lequel il n'existe pas aujourd'hui de solution alternative, pas plus que pour augmenter le pouvoir de captation en CO₂ de la terre, les projets de reforestation à grande échelle se heurtant tous à de nombreuses contraintes techniques et socioculturelles.

C'est pourquoi il est de plus en plus sérieusement envisagé de piéger le CO₂, au moins dans les unités de forte capacité et fixes, puis de le stocker dans des stockages

souterrains ou au fond des océans. Ce point fait précisément l'objet du chapitre 6 du tome 3.

1.2.2 DIMINUTION DE LA COUCHE D'OZONE

Depuis la mise en évidence expérimentale par des chercheurs anglais et japonais, en 1985, d'un trou indubitable dans la **couche d'ozone** sur l'antarctique au moment du printemps austral (diminution de moitié aux deux tiers de l'épaisseur normale), la communauté internationale s'est particulièrement mobilisée. La rupture de la couche d'ozone est imputable à de nombreux gaz, dont ceux qui contiennent du chlore, et dont l'usage était à l'époque pour environ 60% directement lié à des applications énergétiques : production des isolants thermiques en mousse expansée, et utilisation comme fluides frigorigènes dans les installations de climatisation et de réfrigération.

Conscients de l'impact négatif sur l'environnement des chlorofluorocarbones (CFC), les producteurs industriels ont mené des programmes de recherche importants pour mettre au point des substituts. Deux grandes classes de produits ont principalement été étudiées : les hydrochlorofluorocarbones (HCFC), et les hydrofluorocarbones (HFC). Les HCFC sont des molécules proches des CFC, certaines liaisons chlore étant remplacées par des liaisons hydrogène, tandis que les HFC n'ont plus aucun atome de chlore. La stabilité des molécules HCFC étant beaucoup plus faible que celle des CFC, elles sont très largement détruites dans les basses couches atmosphériques, et seule une faible fraction des atomes de chlore qu'elles contiennent se retrouve dans la stratosphère, rendant ainsi ces molécules beaucoup moins nocives pour la couche d'ozone.

Toutefois, la réduction de leur potentiel de destruction de l'ozone s'accompagne d'une modification de celle de leurs caractéristiques techniques, ce qui induit la remise en cause de bon nombre des solutions technologiques antérieures, et pose de nombreux défis à l'industrie de la réfrigération et de la climatisation.

Le premier accord international conclu en la matière est le **Protocole de Montréal**, qui a pris effet début 1989, et décidé le gel dès 1989 de la consommation des CFC au niveau de 1986, suivi d'une réduction de 20 % en 1993, et d'une deuxième réduction de 30 % en 1999. Le mouvement s'est ensuite poursuivi, et, dès 1990, à Londres, on s'est entendu sur un Amendement conduisant à une accélération du processus, avec l'objectif d'un bannissement pur et simple à partir de l'an 2000, pour tous les CFC et les halons, et une remise en cause des HCFC, du fait qu'ils contiennent toujours du chlore.

Le règlement de la Commission Européenne de mars 1991 prévoyait l'arrêt de la production et de la consommation des CFC le 1er juin 1997. En novembre 1992, à Copenhague, un nouvel Amendement avançait encore cette date au 1er janvier 1996.

À l'instar de ce qui est fait pour les gaz à effet de serre, l'évaluation de la nocivité d'un gaz en terme de destruction de la couche d'ozone est effectuée en utilisant un indice nommé en français Potentiel d'Appauvrissement de l'Ozone Stratosphérique (PAOS), plus connu sous son nom anglais d'*Ozone Depletion Potential* (ODP). Cet indice vaut 1 pour le CFC 11.

Cette problématique concernant principalement l'industrie de la réfrigération, elle est développée dans le chapitre 9.

1.2.3 PLUIES ACIDES ET POLLUTION URBAINE

Les pluies acides sont un phénomène qui a pour conséquence la dégénérescence des forêts, notamment d'Europe Centrale et du Nord. La part imputable à l'énergie est loin d'être clairement établie, mais il semble indiscutable qu'elle joue un rôle important, du fait des émissions d'oxydes de soufre et d'azote qui se produisent lorsqu'il y a combustion de charbon ou de pétrole. Les usages incriminés sont en premier lieu la génération d'électricité et les transports, et pour une moindre part le chauffage des locaux. La lutte contre les pluies acides s'est récemment traduite en Europe par la décision de munir de pots catalytiques les véhicules automobiles.

Dans les grandes agglomérations, le dépassement des seuils de concentration de certains polluants lors de pics de pollution a alerté l'opinion publique. Il apparaît ainsi de plus en plus nécessaire de réduire les émissions de polluants dans les véhicules et dans les installations de production d'énergie.

Puissance Entrante MWth	moteurs		TAG
	20<PE<100	PE>100	
Combustible			
Gaz naturel			
sans cogénération	350	250	< 20
avec cogénération	380	280	
Dual Fuel Mode Gaz			
sans cogénération	1 000	750	
avec cogénération	1 030	780	
Liquide			
sans cogénération	(1) 1 900	(1) 1 900	< 50
	(2) 1 000	(2) 600	
avec cogénération	(1) 1 930	(1) 1 930	
	(2) 1 030	(2) 630	
(1) jusqu'au 31.12.2002			
(2) à partir du 01.01.2003		Polluants en mg/(n)m ³ à 5 % O ₂ sec	

C'est pourquoi la réglementation devient de plus en plus sévère. À titre d'exemple, le tableau 1.1 donne les valeurs limites d'émission (en mg/(n)m³ à 5% O₂ sec) des moteurs telles que fixées par l'arrêté ministériel sur les installations à combustion soumises à autorisation (de taille supérieure à 20 MW et classées sous le n° 2910) du 11 août 1999 (arrêté dit "TURBIMO"). À titre indicatif, on a de plus reporté sur ce tableau les valeurs d'émissions en sortie de turbines à gaz (TAG).

Pour ce qui concerne les transports, les systèmes de commande électronique de l'injection ont permis d'effectuer des gains significatifs en matière de réduction des polluants (baisse d'un facteur 50 en 30 ans, et 10 au cours des douze dernières années), mais ils se révèlent insuffisants pour faire face aux nouvelles exigences imposées par les réglementations internationales (nouvelle baisse d'un facteur 2 environ d'ici 2005).

Après concertation avec les constructeurs, l'Union Européenne a édicté deux directives fixant un certain nombre d'objectifs à atteindre. La première concerne les

carburants, et porte principalement sur les teneurs en soufre des essences et du gazole, qui doit passer de moins de 500 ppm en 1999 à moins de 50 ppm en 2005. La seconde concerne les émissions des polluants des moteurs des véhicules. Son objectif est de réduire d'ici 2005 de 50 % les émissions de NO_x, de 60 % celles de particules, et de 80 % celles des précurseurs d'ozone, c'est-à-dire des molécules qui favorisent la formation de l'ozone dans les villes.

Amélioration de la combustion

Conscients des enjeux croissants associés à la réduction des oxydes de soufre et d'azote, les constructeurs de technologies énergétiques investissent de plus en plus dans la recherche d'une meilleure maîtrise des conditions de combustion, notamment pour les moteurs et les centrales de production d'électricité... Nous y ferons de nombreuses références dans les chapitres 2, 3 et 6, où nous examinerons les solutions technologiques envisagées pour cela. Indiquons simplement à ce stade que les problèmes se posent très différemment dans les centrales thermiques classiques, où les chambres de combustion sont de grandes dimensions, la pression y étant voisine de l'atmosphérique, et dans les moteurs à combustion interne, où la combustion prend place dans des enceintes beaucoup plus compactes, avec des temps de séjour de plus en plus brefs et sous des pressions élevées.

A titre indicatif, les figures 1.4 et 1.5 permettent de comparer l'encombrement type de deux centrales électriques d'environ 250 MWe, l'une utilisant un cycle à vapeur avec chaudière à charbon pulvérisé classique, l'autre une turbine à gaz moderne :

- le foyer de la chaudière à charbon seul a typiquement une embase au sol de 11 m x 11 m, et une hauteur de 27 m, soit un volume de 3 200 m³ ; son rendement net est voisin de 39 %, ce qui correspond à une puissance thermique de $250 / 0,39 = 641$ MW ;
- la turbine à gaz (GT 26 d'ALSTOM, cf. figure 2.1.4) a une puissance de 260 MWe et un rendement de 36 %, pour un volume de chambre de combustion de seulement 4 m³, ce qui correspond à une puissance thermique de $260 / 0,36 = 722$ MW.

La puissance thermique libérée par m³ d'enceinte de combustion est donc d'environ 200 kW/m³ pour la centrale à charbon, alors que dans la turbine à gaz elle vaut 180 MW/m³, c'est-à-dire est 900 fois plus élevée... Cette différence très importante vient du fait que, dans le cas des chaudières, il existe une barrière (mécanique et thermique) entre les fumées et le fluide thermodynamique, qui vient limiter le transfert de chaleur, alors que dans la turbine à gaz, l'énergie est libérée directement dans le fluide de travail. Nous verrons chapitre 2 que cela induit des contraintes particulièrement sévères au niveau de la chambre de combustion et des premiers étages de détente de la turbine.

1.3 TRANSFERT DE TECHNOLOGIE EN PROVENANCE D'AUTRES SECTEURS

Le troisième moteur du changement technologique correspond aux progrès réalisés dans d'autres domaines et qui ont des retombées directes sur le secteur énergétique.

Trois d'entre eux méritent d'être signalés ici, les deux premiers relevant des technologies de l'information et de la communication :

- la modélisation théorique et numérique ainsi que les codes de calcul

informatisés ont joué et continueront de jouer un rôle fondamental dans le changement technologique. Les progrès réalisés dans les logiciels et la puissance de calcul accrue des ordinateurs rendent aujourd'hui possibles des modélisations autrefois impensables et des optimisations qui permettent d'améliorer les performances de nombreuses technologies énergétiques ;

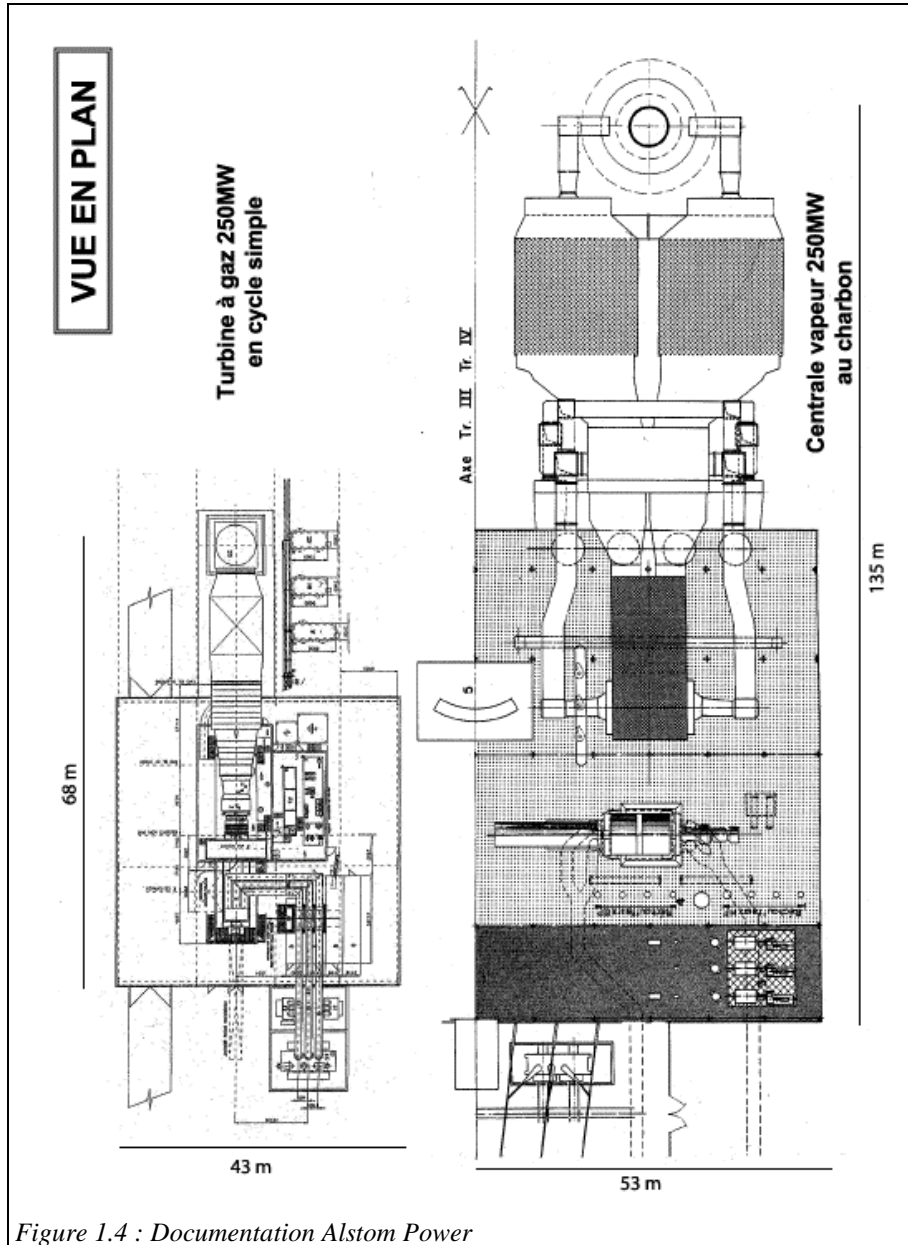


Figure 1.4 : Documentation Alstom Power

- dans un domaine voisin, les progrès réalisés en électronique temps réel et en contrôle commande permettent de piloter les installations selon des protocoles beaucoup plus précis qu'il y a quelques années et d'améliorer leur fiabilité ;
- les avancées sur les matériaux ont elles aussi un impact direct sur les technologies énergétiques, qu'il s'agisse de la protection des aubages des turbines à gaz, des catalyseurs pour pots d'échappement...

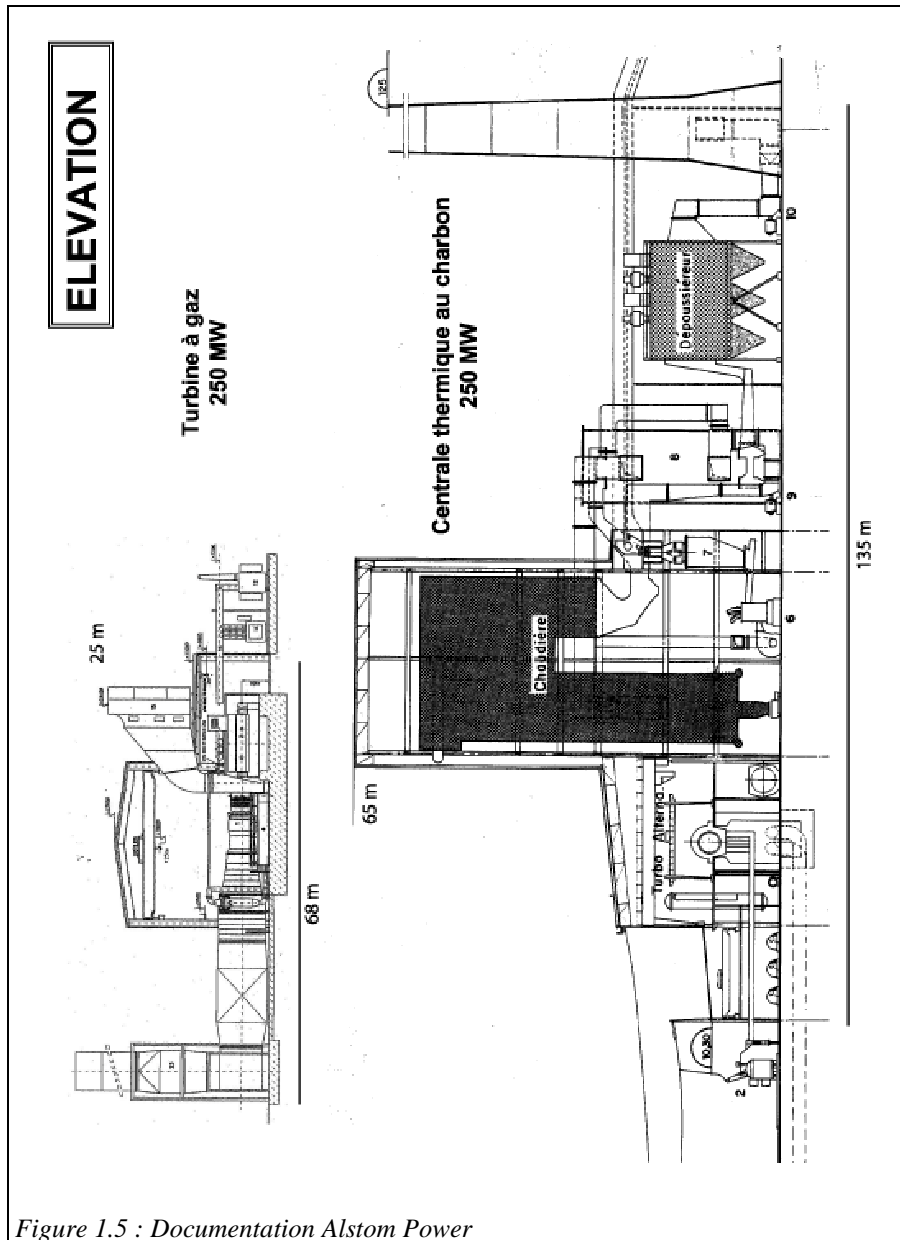


Figure 1.5 : Documentation Alstom Power

Production d'électricité à partir de gaz naturel

Les récents développements concernant les turbines à gaz et les cycles combinés offrent un exemple frappant des résultats auxquels a pu rapidement conduire l'innovation technologique dans le secteur énergétique. Ces technologies, considérées jusqu'il y a peu encore comme relativement marginales, sont en passe de jouer un rôle de premier plan dans la structure des parcs de centrales électriques. Elles sont beaucoup moins sensibles aux effets d'échelle que les centrales électriques classiques, pour lesquelles l'accroissement de la taille était un facteur de compétitivité. Fabriquées en usine, elles se présentent sous forme modulaire et sont assemblées sur site dans des délais beaucoup plus brefs. Les avantages sont nombreux :

- il est possible d'échelonner les investissements, ce qui réduit les frais financiers ;
- l'encombrement au sol est plus faible que celui des centrales classiques ;
- une unité de grande puissance est composée de plusieurs modules mis en parallèle, ce qui facilite la maintenance ;
- le différentiel entre production centralisée et production décentralisée est réduit, ce qui permet de diversifier les sites de production et donc de réduire la vulnérabilité du réseau.

Les progrès récents sur les machines terrestres sont en grande partie le résultat d'un transfert de technologie en provenance du monde aéronautique. En effet, la plupart des turboréacteurs utilisés aujourd'hui dans l'aviation ne sont en fait que des variantes de la turbine à gaz à cycle ouvert. Depuis 50 ans, l'essor considérable qu'a connu le marché de l'aviation a ainsi permis de financer d'importants programmes de développement technologique sur ces moteurs, qui ont abouti à la mise au point de turbines à gaz extrêmement performantes et d'un prix compétitif.

1.4 L'INNOVATION TECHNOLOGIQUE, CLÉ DU FUTUR ÉNERGÉTIQUE

Comme nous venons de le voir, le secteur énergétique est actuellement confronté à de nombreuses évolutions technologiques, qui font suite aux recherches entreprises depuis près de 25 ans en réponse d'abord à la crise du pétrole, puis aux contraintes environnementales. Ces changements, qui concernent aussi bien la production que l'utilisation de l'énergie, sont d'une part la conséquence des progrès réalisés dans des domaines connexes, comme les matériaux, l'automatique, la mécanique des fluides... et d'autre part le résultat de la découverte et de la mise en œuvre de cycles thermodynamiques de plus en plus performants, notamment en matière de combustion.

Compte tenu du caractère stratégique du secteur énergétique, profondément imbriqué avec l'ensemble du monde économique, les Etats ont très vite réalisé qu'ils ne pouvaient pas laisser le marché agir comme seul régulateur. C'est pourquoi il est complété dans la plupart des pays par une politique énergétique nationale, qui se donne généralement deux principaux objectifs : accroître l'offre (par les investissements de production et la diversification des sources d'approvisionnement) et diminuer la demande (grâce à une plus grande efficacité énergétique et à la modification des comportements).

L'innovation technologique constitue une composante essentielle de ces politiques énergétiques. À l'instar des prix, les améliorations des performances auxquelles elle conduit ont aussi pour effet d'accroître l'offre et de diminuer la demande. Elle constitue donc directement une alternative possible à l'ajustement par les prix.

On sait que la structure des coûts techniques du pétrole est telle que son prix de vente peut être fixé à peu près indifféremment entre une valeur plancher, correspondant en fait sensiblement au coût de production au Moyen Orient (quelques dollars par baril), et une valeur plafond, déterminée par le prix de revient des autres sources d'énergie concurrentes. Le différentiel entre ces valeurs a été et reste aujourd'hui très élevé (supérieur à 15 dollars par baril équivalent pétrole), ce qui explique la forte amplitude des chocs pétroliers passés. Pour réduire ce différentiel, il n'y a pas d'autre solution que de baisser le prix de revient des autres sources d'énergie.

C'est précisément ce à quoi peut conduire l'innovation technologique, qui permet la transformation des filières techniques actuelles de production et d'utilisation de l'énergie et l'émergence de filières nouvelles, comme par exemple les hydrocarbures de synthèse, l'énergie solaire, la fusion nucléaire, la récupération assistée du pétrole, ou encore la réduction des consommations unitaires des équipements d'utilisation de l'énergie...

Outre son impact direct sur l'évolution de l'intensité énergétique, l'innovation technologique présente d'autres avantages, dont deux principaux : tout d'abord, elle constitue une alternative très intéressante à l'ajustement classique par les prix, pouvant éventuellement permettre à terme de limiter les effets néfastes des chocs pétroliers ; de plus, elle constitue la seule manière de réduire l'impact négatif des consommations d'énergie sur l'environnement.

Schématiquement, on peut dire que, quand les prix augmentent, l'offre d'énergie croît, étant donné que des sources alternatives jusqu'alors non rentables deviennent compétitives, tandis que la demande diminue, les usagers réduisant leurs consommations lorsqu'ils le peuvent. Le marché constitue ainsi le principal mécanisme classique d'ajustement entre l'offre et la demande. Force est cependant de constater que ce mécanisme fonctionne imparfaitement dès lors que les variations des prix sont brutales, comme l'ont montré dans le passé les chocs pétroliers, avec les conséquences néfastes que l'on sait sur la plupart des économies (détérioration des termes de l'échange, récession, chômage).

A contrario, l'ajustement par la technologie a généralement un impact positif sur l'économie dans son ensemble, car il se traduit par des créations d'emplois pour produire les nouvelles technologies, des gains de productivité et donc de compétitivité industrielle, le développement de produits à haute valeur ajoutée...

L'innovation technologique apparaît ainsi comme la seule voie pour permettre de développer des filières énergétiques présentant à la fois les caractéristiques de pérennité, coût raisonnable, faibles atteintes à l'environnement, adaptation à une demande accrue de biens et services... c'est-à-dire des technologies capables de répondre aux défis à long terme en évitant si possible les crises cycliques à court terme. Face aux incertitudes qui pèsent sur l'avenir énergétique de la planète, elle est l'une des principales clés de la transition énergétique à long terme.

Déjà, comme nous l'avons montré, les importants efforts de R&D menés dans le secteur énergétique ont commencé à porter leurs fruits, et de nouveaux développements verront le jour dans les prochaines années. A titre d'exemple, le

plus ambitieux programme énergétique actuel, le programme Vision 21 du Département de l'Energie des Etats-Unis affiche des objectifs très élevés pour l'année 2015 : 60 % de rendement sur PCS (pouvoir calorifique supérieur) en génération électrique à partir de charbon, et plus de 75 % sur PCI (pouvoir calorifique inférieur) à partir de gaz naturel, production simultanée d'électricité, de chaleur (85-90 % de rendement en cogénération) et de carburants de synthèse ou d'hydrogène, modularité et flexibilité...

Pour cela, ce programme identifie comme l'un de ses cinq axes prioritaires le développement de méthodes avancées d'intégration système et d'analyse des systèmes (cf. chapitre 12). Un autre axe concerne les technologies clés à développer, dont plusieurs concernent directement les turbines à gaz : membranes de séparation pour l'oxygène et l'hydrogène, échangeurs de chaleur à haute température, gazéification flexible, purification des gaz, systèmes de combustion avancés, turbines à gaz multi-combustibles, piles à combustible, développement avancé de carburants et produits chimiques, matériaux à haute température résistant à des atmosphères corrosives, démonstration virtuelle et modélisation numérique avancée, commande et mesure avancée, notamment dans le domaine environnemental, modularisation et fabrication avancées.

D'autres transformations de notre paysage énergétique pourraient voir le jour prochainement, comme par exemple le développement des véhicules électriques ou celui des piles à combustible ou de l'énergie solaire.

Pour pouvoir se préparer à ces mutations, il faut maintenir une veille technologique très ouverte, en évitant de s'enfermer dans des approches monosectorielles : l'émergence d'une nouvelle filière énergétique est susceptible, du fait des substitutions énergétiques possibles, de concerner de nombreuses autres filières qui paraissent pourtant bien établies. De ce fait, il faut que les progrès technologiques soient évalués non seulement en terme de performance technique (rendements, puissances, coûts), mais aussi de plus en plus en prenant en compte les différents effets externes sur lesquels les décideurs se basent pour effectuer leurs choix.

1.5 RÉFÉRENCES

- J. C. BALACEANU *Développement Technologique et Prospective Energétique : les scénarios technologiques*, Annales des Mines, Paris, janvier 1990.
- S. BOUSSENA *Prix du pétrole et stratégies de l'OPEP*, Revue de l'Energie, Paris, n° 456, février 1994.
- CPDP *Bulletins du Comité Professionnel Du Pétrole*, Paris.
- X. BOY de la TOUR *Technologies pétrolières : les nouvelles frontières*, Revue de l'Energie, Paris, n° 456, février 1994.
- R. GICQUEL *Introduction aux Problèmes Energétiques Globaux*, Economica, Paris, 1992.
- R. GICQUEL *Transition énergétique et innovation technologique : quelques développements récents concernant la production d'électricité à partir de gaz naturel*, Colloque International " Les Energies du 21ème siècle ", UNESCO, Paris, 7-8 décembre 1995.
- GIEC <http://www.unfccc.de/resource/convkp.html>
- A. GIRAUD *Géopolitique de l'énergie dans un monde en transition*, Revue de l'Energie, Paris, n° 456, février 1994.
- M. HAFNER *Gaz Naturel et Electricité, Analyse technologique et économique de la génération d'électricité et du transport de gaz pour les pays du bassin méditerranéen*, Thèse de Doctorat, Ecole des Mines de Paris, 1994.
- IFP *dossier Panorama 96*, Pavillon Gabriel, Paris, 25 janvier 1996.
- Intergovernmental Panel on Climate Change, *Impacts, adaptation, and mitigation of climate change: scientific-technical analyses*, Cambridge University Press, New York, 1996.
- Intergovernmental Panel on Climate Change, *Summary for Policymakers*, IPCC WGI Third Assessment Report, Genève, 2001.
- Ph. JAUD *Faut-il piéger le gaz carbonique émis par les centrales thermiques ?*, Revue Epures, DRD EDF 1999, Paris.
- B. LEIDE *De la Réactivité Résiduelle des Gaz Brûlés dans la Turbine de Détente des Futures Turbines à Gaz*, Thèse de Doctorat, Ecole des Mines de Paris, 1994.
- Mission interministérielle pour l'effet de serre : <http://www.effet-de-serre.gouv.fr/index.cfm>.

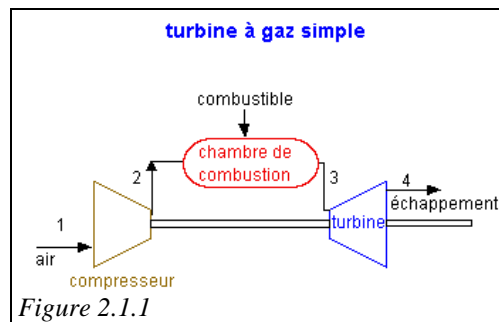
2 TURBOMOTEURS À COMBUSTION INTERNE

2.1 TURBINES À GAZ

2.1.1 PRINCIPES DE FONCTIONNEMENT

Dans sa forme la plus simple et la plus répandue, une turbine à gaz (aussi appelée turbine à combustion) est composée de trois éléments :

- un compresseur, centrifuge ou plus généralement axial, qui a pour rôle de comprimer de l'air ambiant jusqu'à une pression comprise aujourd'hui entre 10 et 30 bars environ ;
- une chambre de combustion, dans laquelle un combustible gazeux ou liquide est injecté sous pression, puis brûlé avec l'air comprimé, avec un fort excès d'air afin de limiter la température des gaz d'échappement ;
- une turbine, généralement axiale, dans laquelle sont détendus les gaz qui sortent de la chambre de combustion.



Sous cette forme, la turbine à gaz constitue un moteur à combustion interne à flux continu. On notera que le terme de turbine à gaz provient de l'état du fluide de travail, qui reste toujours gazeux, et non du combustible utilisé, qui peut être aussi bien gazeux que liquide (les turbines à gaz utilisent généralement du gaz naturel ou des distillats légers comme le fioul domestique). Il existe aussi des turbines à gaz à cycle fermé, utilisées pour des applications particulières, notamment nucléaires comme nous le verrons chapitre 7 du tome 3. Bien évidemment, il s'agit alors de moteurs à combustion externe.

Pour atteindre des taux de compression r de 20 ou 30, le **compresseur** est multiétagé, avec parfois une réfrigération intermédiaire destinée à réduire le travail consommé. Les rotors axiaux sont constitués d'un empilage de disques, soit montés sur un moyeu central, soit assemblés en tambour sur leur périphérie. Les matériaux utilisés vont des alliages d'aluminium ou de titane pour les premiers étages aux alliages d'acier et aux alliages réfractaires pour les derniers étages, qui peuvent supporter des températures atteignant 500 °C.

La chambre de combustion est normalement construite en alliage réfractaire. Divers types seront présentés plus loin.

Dans les turbines à gaz à cycle ouvert, les principales contraintes technologiques se situent au niveau des premiers étages de la **turbine de détente**, qui sont soumis au flux des gaz d'échappement à très haute température.

Les pièces les plus exposées sont en particulier les aubages du rotor, qui sont très difficiles à refroidir et, de plus, particulièrement sensibles à l'abrasion. Il importe

donc d'utiliser un combustible très propre (absence de particules et de composants chimiques susceptibles de former des acides), et de limiter la température en fonction des caractéristiques mécaniques des aubages.

Les matériaux utilisés pour les aubages de la turbine sont des alliages réfractaires à base de nickel ou de cobalt, et on envisage de recourir à des céramiques dans l'avenir.

Comme le rendement du cycle est lui-même une fonction croissante de la température, d'importants développements technologiques ont été consacrés à la mise au point, d'une part de systèmes de refroidissement efficaces des aubages, et d'autre part de matériaux résistant aux températures élevées. Depuis un demi-siècle, on a ainsi pu relever progressivement (d'environ 20 °C par an) le niveau de température d'entrée dans la turbine, pour atteindre aujourd'hui 1300 à 1500 °C.

Deux grandes catégories de turbines à gaz sont généralement distinguées : les turbines à gaz industrielles, lourdes et robustes, mais de performances moyennes (rendement η entre 28 et 38 %), et les turbines à gaz "dérivées de l'aviation" ou "aérodérivées", beaucoup plus légères et performantes (η entre 35 et 42 %), mais aussi plus chères. Les puissances des premières vont de quelques dizaines de kW (microturbines) à quelques centaines de MW, alors que celles des machines aérodérivées

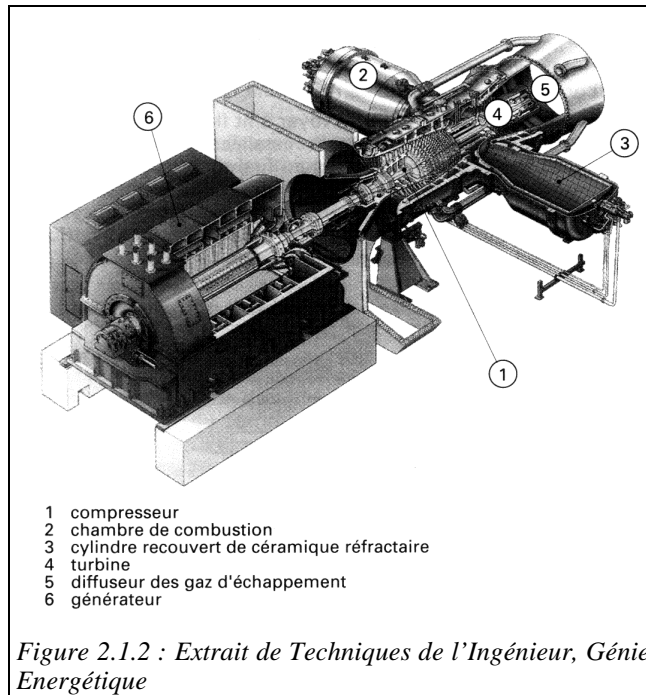


Figure 2.1.2 : Extrait de *Techniques de l'Ingénieur, Génie Énergétique*

généralement comprises entre quelques centaines de kW et quelques dizaines de MW, correspondant à celles des moteurs aéronautiques. Nous verrons en effet section 2.2.2 que la plupart des turboréacteurs utilisés aujourd'hui dans l'aviation ne sont en fait que des variantes de la turbine à gaz à cycle ouvert. Le marché de l'aviation a ainsi permis de financer d'importants programmes de développement technologique sur ces moteurs, qui ont abouti à la mise au point de turbines à gaz extrêmement performantes, susceptibles de supplanter les turbines à gaz industrielles, ou de permettre la conception de turbines composées, de rendements améliorés et à faible coût, comprenant des composants de turboréacteurs existants pour les sections haute pression du compresseur et de la turbine, et des pièces industrielles pour les sections basse pression.

Les premières turbines à gaz ont été fabriquées au début du XX^{ème} siècle, en France par la Société Anonyme des Turbomoteurs à Paris, et en Suisse par la Société Brown Boveri à Neuchatel. Le travail net produit par ces machines est égal à la

différence entre le travail utile fourni par la turbine et le travail nécessaire pour comprimer l'air. Dans les premières réalisations, il était très faible, et ce n'est qu'à partir des années 30 que les applications industrielles ont vraiment commencé à se développer, grâce à l'amélioration des performances des compresseurs et des turbines, essentiellement due aux progrès réalisés dans la compréhension des écoulements gazeux, qui se poursuivent encore aujourd'hui grâce à la modélisation 3D.

Depuis une quinzaine d'années, les turbines à gaz connaissent un très fort développement dans de nombreuses applications : transport aérien, production d'électricité, cogénération, entraînement de machines (compresseurs et pompes), propulsion maritime, où elles font une percée croissante. Comme arguments en leur faveur, mentionnons leur faible encombrement, leur excellent rapport puissance / poids, leur bon rendement, et leurs faibles émissions de polluants.

Parmi les autres avantages que présentent les turbines à gaz, il faut citer :

- leur mise en route est très rapide : alors qu'il faut jusqu'à 24 h pour démarrer certaines centrales à vapeur, une turbine à gaz atteint son régime nominal en 15 à 20 mn, et la puissance peut être modulée très rapidement entre la pleine charge et 20 à 30 % de cette valeur.
- les équipements auxiliaires sont petits et bon marché, et il n'y a pas besoin d'eau pour refroidir le cycle, puisque les gaz d'échappement sont rejetés dans l'atmosphère. De plus, les délais de construction sur site sont réduits, du fait que la machine est assemblée en usine.

Les coûts d'investissement s'échelonnent de 350 Euros/kW pour des machines de 1 à 10 MW à environ 180 Euros/kW pour des unités de taille supérieure à 50 MW. Le prix du kW installé est cependant supérieur compte tenu des équipements annexes et de l'infrastructure. Pour la production d'électricité, il varie entre 300 et 450 Euros/kW.

Leur inconvénient principal est d'utiliser des combustibles propres donc généralement coûteux. Il faut aussi noter que leurs performances dépendent sensiblement des conditions du site, et se dégradent lorsque la température extérieure augmente ou lorsque la pression baisse.

2.1.2 EXEMPLES DE TURBINES À GAZ

2.1.2.1 Turbines à gaz industrielles

La turbine à gaz Siemens de la figure 2.1.2 se caractérise par des chambres de combustion type silo (multi-combustible, contrôle des émissions, protection radiative des aubages de turbine).

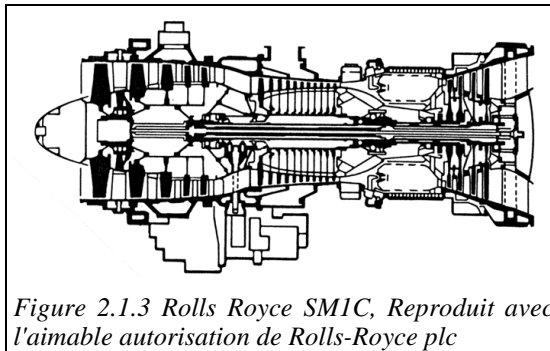


Figure 2.1.3 Rolls Royce SMIC, Reproduit avec l'aimable autorisation de Rolls-Royce plc

2.1.2.2 Turbines à gaz dérivées de l'aviation

La turbine Rolls Royce SM1C (figure 2.1.3) à deux arbres (propulsion maritime) a une puissance de 20 MW, un rapport de compression $r = 22$ (5 + 11 étages de compression, 2 + 2 de détente). Sa température d'entrée turbine est 740 °C.

La turbine à gaz Alstom Power GT24/26 de la figure 2.1.4 correspond à une nouvelle génération de turbine aérodérivée, en ce sens que, bien que développée selon des techniques aéronautiques, il n'y a pas de turboréacteur équivalent, compte tenu de sa puissance élevée (180/260 MW) et de son mode de combustion (séquentielle). Ses caractéristiques sont les suivantes : $r = 30$ (22 étages de compression, 1 + 4 de détente), température d'entrée turbine 1255 °C ; $\eta = 37,5$ %. La GT 24 a une vitesse de rotation de 3600 tr/mn pour fournir du courant électrique à 60 Hz, tandis que la GT 26 tourne à 3000 tr/mn (50 Hz). Conçues à contrainte mécanique équivalente dans les aubages, leurs puissances sont respectivement de 180 et 260 MW, et leurs masses (avec leurs bases) de 225 et 370 t environ.

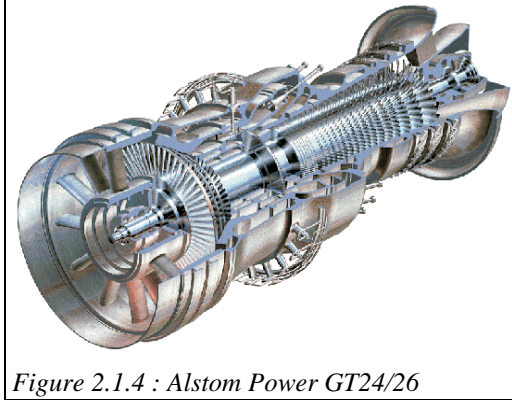


Figure 2.1.4 : Alstom Power GT24/26

Les figures I.4 et I.5 présentées dans le chapitre introductif permettent de se faire une idée des dimensions approximatives d'une centrale électrique basée sur cette turbine : une embase de 50 m sur 70 m et une hauteur de 25m.

2.1.3 PRINCIPALES CONTRAINTES TECHNOLOGIQUES

2.1.3.1 Chambre de combustion

La chambre de combustion d'une turbine à gaz, notamment dérivée de l'aviation, doit satisfaire des contraintes sévères :

- assurer une combustion complète du combustible ;
- réduire les émissions de polluants ;
- minimiser la perte de charge (qui représente un surcroît de compression) ;
- assurer une bonne stabilité de la température d'entrée turbine ;
- occuper un volume aussi réduit que possible tout en permettant un bon refroidissement des parois.

Le schéma de la figure 2.1.5 représente la coupe d'une chambre de combustion du type tube de flamme, très communément rencontrée en pratique.

Dans la partie gauche, arrive l'air comprimé qui sort du compresseur. Il se scinde en deux courants, l'un qui assure le refroidissement des parois, l'autre qui pénètre directement dans la chambre de combustion, où il sert de comburant au combustible injecté en partie centrale. Compte tenu du faible excès d'air local, la flamme atteint une haute température (jusqu'à 2500 K) dans la zone primaire. Par des trous disposés à la périphérie des tubes de flamme, l'air extérieur revient se mélanger aux gaz brûlés dans la zone transitoire, où la température redescend autour de 2000 K, puis

dans la zone de dilution, où l'on cherche à réaliser un flux de gaz de température aussi stable que possible pour éviter les risques de surchauffe locale ou momentanée.

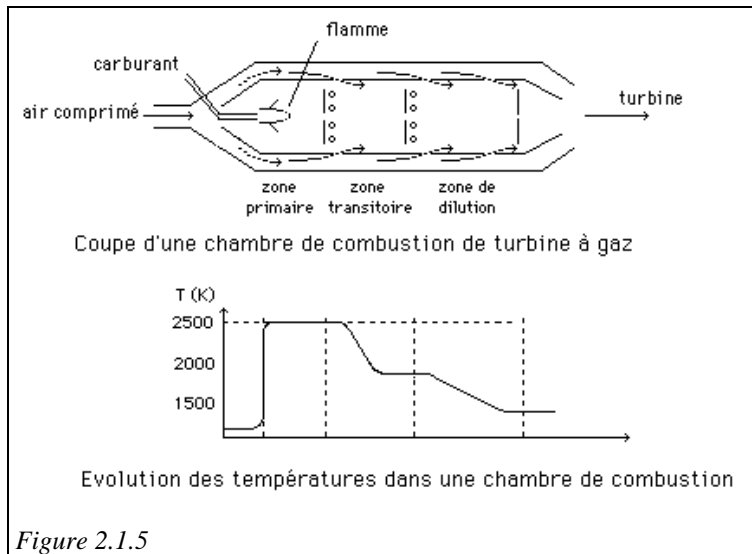


Figure 2.1.5

Dans les chambres à barillet de tubes de flammes, six à douze tubes de ce type sont montés en parallèle autour de l'axe de la turbine à gaz. Ils sont interconnectés de manière à équilibrer les pressions et permettre la propagation de l'allumage.

Deux autres types de chambre existent :

- les chambres à silos (cf. turbine industrielle de la figure 2.1.2) : dans ce cas, les chambres, séparées de l'axe, sont de taille beaucoup plus importante, ce qui permet de mieux maîtriser la combustion, notamment en ce qui concerne les émissions de polluants (NOx) ;
- les chambres annulaires (cf. turbine aéroderivée de la figure 2.1.4 et figure 2.1.6) : la chambre comporte une seule enceinte, annulaire, le carburant étant injecté en de nombreux points. On peut ainsi obtenir une flamme plus courte et un meilleur rendement de combustion.

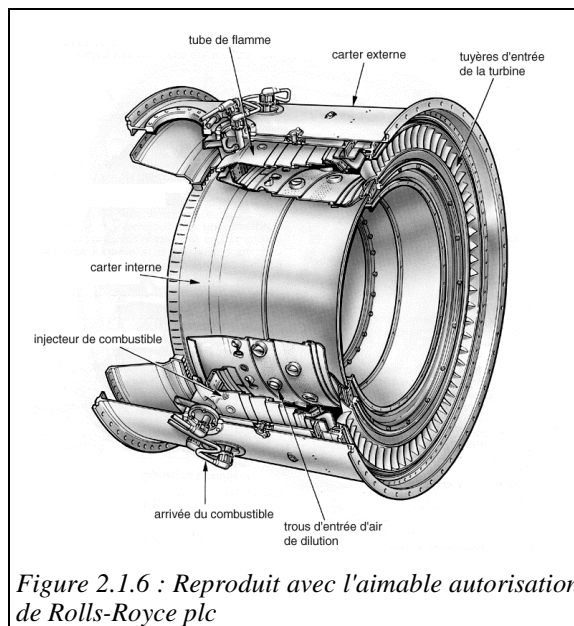
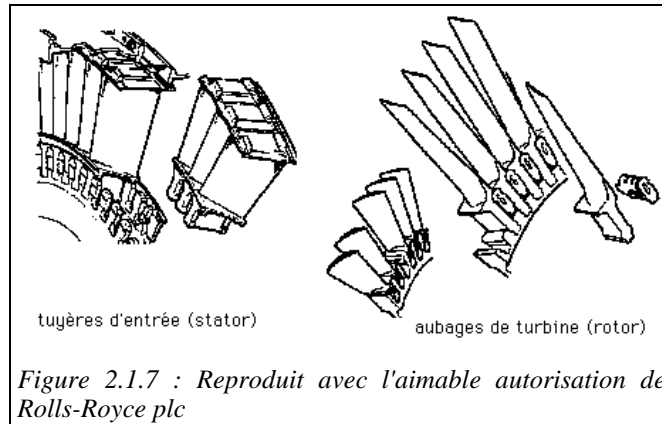


Figure 2.1.6 : Reproduit avec l'aimable autorisation de Rolls-Royce plc

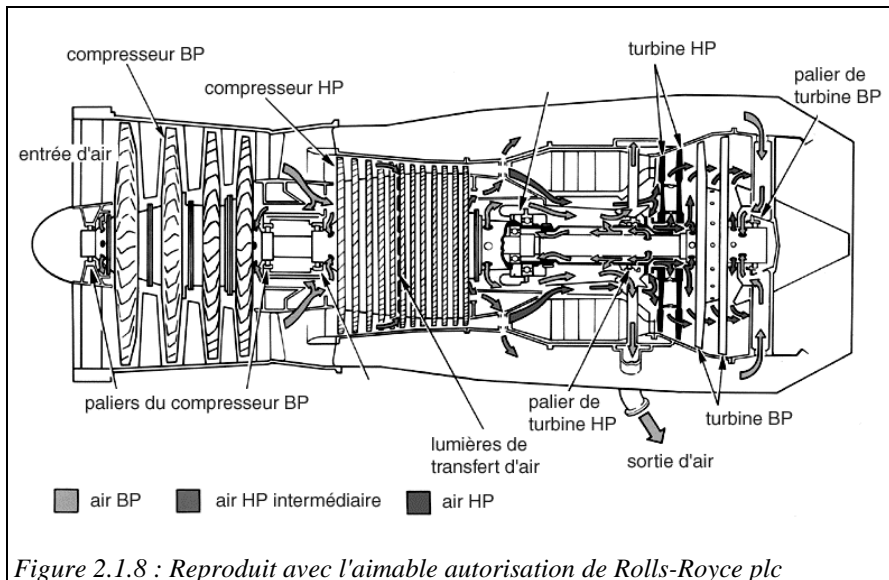
Les efforts des constructeurs portent essentiellement aujourd'hui sur la réduction des émissions de polluants, en particulier des oxydes d'azote.

2.1.3.2 Premiers étages de détente

Dans les turbines à gaz à cycle ouvert, la contrainte technologique majeure concerne la température maximale que peuvent supporter tant les éléments de la chambre de combustion que le premier étage de la turbine, qui sont soumis au flux des gaz d'échappement. Les pièces les



plus exposées sont en particulier les aubages du rotor (figure 2.1.7), qui sont très difficiles à refroidir et particulièrement sensibles à l'abrasion.



Il importe donc d'utiliser un combustible très propre (absence de particules et de composants chimiques susceptibles de former des acides), et de limiter la température en fonction des caractéristiques mécaniques des aubages.

Le problème est d'autant plus difficile à résoudre que les formes des tuyères fixes et des aubages mobiles des turbines sont très complexes, surtout dans les modèles de petite taille dérivés de l'aviation.

Pour effectuer le refroidissement, on prélève de l'air à différents niveaux du compresseur, en fonction de la pression désirée, pour le réinjecter dans la turbine (figures 2.1.8 et 2.1.9).

Cet air parcourt ensuite l'intérieur des aubages, à travers un jeu de chicanes judicieusement conçu, pour être ensuite évacué avec les gaz d'échappement, soit au niveau du bord de fuite, soit en ménageant une certaine porosité à travers la paroi. On a représenté figure 2.1.10 trois types de configurations retenues pour renforcer le refroidissement : les aubes à cavité (1) et à canaux (2), à convection forcée, et les aubes poreuses (3), à refroidissement par transpiration.

Les figures 2.1.11 et 2.1.12 montrent une autre technique, faisant appel à un réseau de canalisations plus complexes, les aubes multiperforées. Dans les turbines à gaz aérodérivées de dernière génération les plus performantes, le refroidissement des aubages est effectué non plus par circulation d'air, mais par vaporisation d'eau, ce qui permet de bénéficier des coefficients d'échange thermique élevés en régime diphasique.

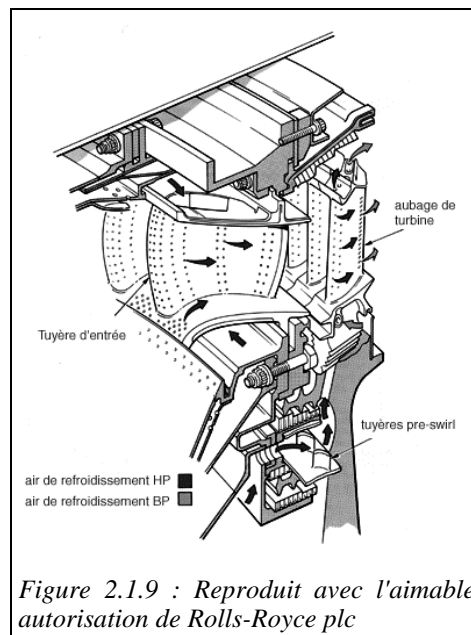


Figure 2.1.9 : Reproduit avec l'aimable autorisation de Rolls-Royce plc

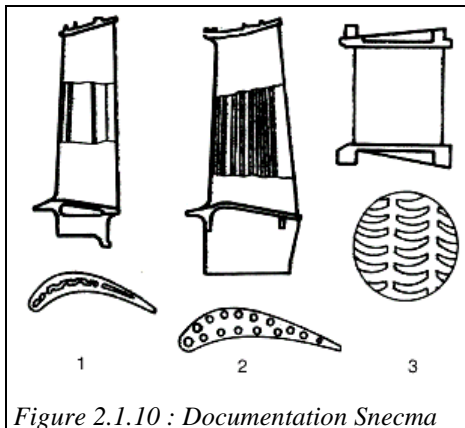


Figure 2.1.10 : Documentation Snecma

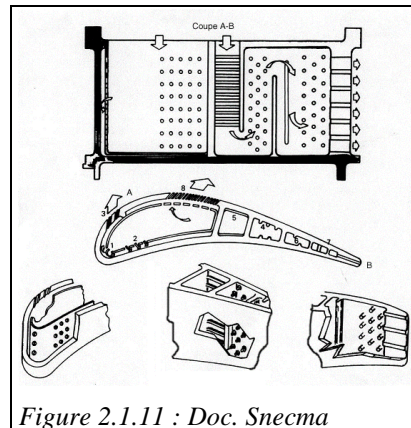


Figure 2.1.11 : Doc. Snecma

Les modèles analytiques et numériques qui seront présentés dans la suite de ce chapitre ne tiennent pas spécifiquement compte du refroidissement des aubages dans les calculs des turbines à gaz. Le lecteur intéressé trouvera dans la thèse de H. Abdallah référencée en fin de chapitre des explications sur la manière de le faire.

2.1.4 CYCLES DE BASE

Comme nous l'avons vu (cf. figure 2.1.1), une turbine à gaz comprend trois composants : un compresseur, une chambre de combustion et une turbine.

Pour les raisons exposées section 2.3.6 du tome 1, le compresseur et la turbine peuvent être supposés adiabatiques. Quant à la chambre de combustion, on peut en première approximation faire l'hypothèse qu'elle est isobare.

Appelons τ_c le travail d'entraînement du compresseur, τ_t le travail fourni par la turbine, \dot{m}_c , \dot{m}_t les débits qui les traversent, \dot{m}_f celui de combustible, et Q_{cc} la chaleur dégagée par la combustion.

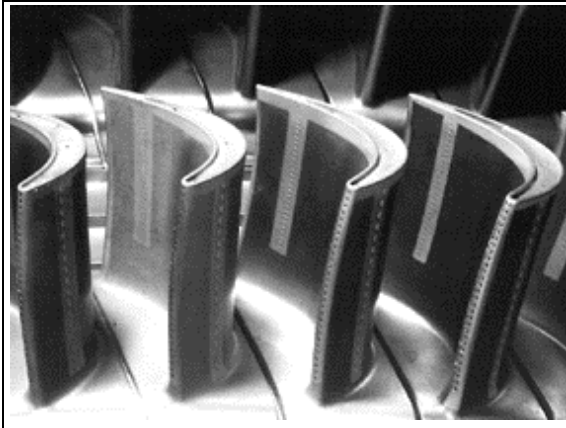


Figure 2.1.12 : Documentation Alstom Power

Les bilans enthalpiques de chacun des trois composants fournissent ici :

$$\tau_c = \dot{m}_c (h_2 - h_1) > 0$$

$$\tau_t = \dot{m}_t (h_4 - h_3) < 0$$

$$Q_{cc} = \dot{m}_t h_3 - \dot{m}_c h_2 = \dot{m}_f \text{ PCI} > 0$$

Le rendement du cycle s'écrit :

$$\eta = \frac{|\tau_t| - |\tau_c|}{\dot{m}_f \text{ PCI}}$$

Comme nous l'avons indiqué dans l'avant propos, ce modèle basé sur les bilans enthalpiques des composants est très général et juste, mais incomplet tant que les modèles des fluides n'ont pas été choisis. Dans ce qui suit, nous montrerons les différences de résultats très sensibles que l'on obtient en fonction des hypothèses faites à leur niveau.

2.1.4.1 Cycle à gaz parfait sans irréversibilités

Le cycle thermodynamique de base employé dans les turbines à gaz est le cycle de Brayton. Il correspond à l'hypothèse que la turbine à gaz est traversée par de l'air supposé parfait et qu'il n'y a pas d'irréversibilités. Son tracé

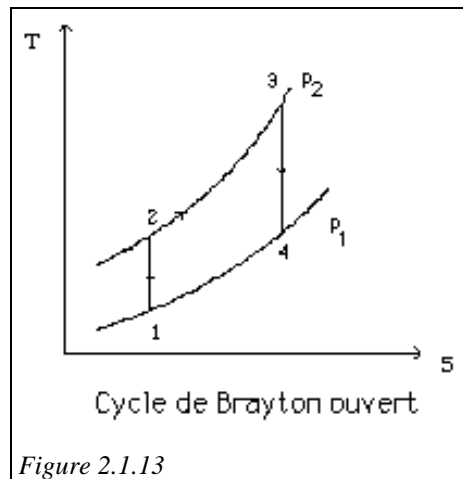


Figure 2.1.13

tracé

dans un diagramme entropique est donné figure 2.1.13. On notera que cette représentation a un sens parce que l'on fait ici l'hypothèse que le fluide de travail reste bien le même pendant tout le cycle. Dans une turbine à gaz réelle, le changement de composition du gaz interdit en toute rigueur un tracé sur diagramme.

Dans le cycle ouvert, le compresseur aspire l'air dans l'atmosphère et le met sous pression. À haute pression, de la chaleur est fournie par la combustion d'un carburant avec l'air. Les produits de la combustion à haute température et haute pression sont ensuite détendus dans une turbine, pour produire de l'énergie mécanique. Une partie (environ 60 à 70 %) de la puissance fournie est utilisée pour entraîner le compresseur, le plus souvent directement monté sur l'arbre de la turbine. La différence entre le travail de détente et le travail de compression est égale au travail utile de la machine, qui correspond donc à environ un tiers du travail fourni par la turbine.

Dans le cycle de Brayton standard à air, on suppose en première approximation que, comme dans le compresseur, le fluide de travail dans la turbine est de l'air. En fait, ce n'est pas tout à fait rigoureux, d'une part parce que le débit-masse dans la turbine est un peu supérieur du fait de la masse du combustible, et d'autre part parce que les propriétés thermodynamiques des produits de la combustion diffèrent de celles de l'air. On néglige pourtant généralement ce point du fait qu'il y a le plus souvent un large excès d'air lors de la combustion.

Dans un cycle fermé, les gaz en sortie de turbine sont refroidis dans un échangeur à basse température, avant d'être recirculés vers le compresseur, à la sortie duquel la chaleur est alors fournie par un échangeur à haute température, la combustion directe du fluide de travail n'étant plus possible. L'introduction de ces deux échangeurs a pour effet d'augmenter les coûts et de baisser l'efficacité des échanges thermiques. En revanche, elle permet d'augmenter sensiblement la pression moyenne du cycle, et donc sa puissance spécifique. Tout bien considéré, elle n'est justifiée que dans certains cas particuliers.

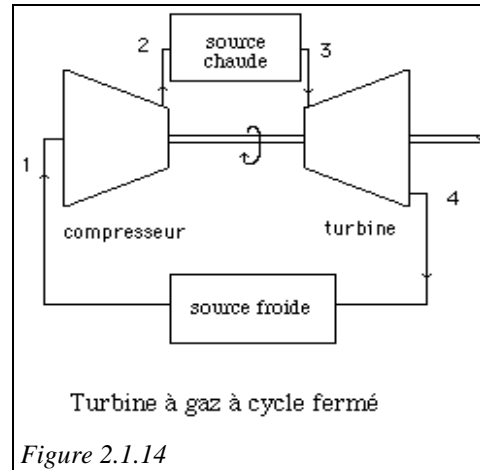


Figure 2.1.14

Un tel cycle est représenté sur le schéma de la figure 2.1.14.

Avec l'hypothèse d'un débit constant dans la machine, le rendement du cycle vaut :

$$\eta = \frac{(h_3 - h_4) - (h_2 - h_1)}{h_3 - h_2}$$

L'air étant supposé parfait, on a : $h = c_p T + \text{Cste}$, ou encore $\Delta h = c_p \Delta T$

Par ailleurs, sur les isentropes 1-2 et 3-4 de la figure 2.1.13, on a (équation (2.6.8) du tome 1) :

$$\frac{P_2}{P_1} = \frac{P_3}{P_4} = \left(\frac{T_2}{T_1}\right)^{\gamma/(\gamma-1)} = \left(\frac{T_3}{T_4}\right)^{\gamma/(\gamma-1)}$$

$$\eta = 1 - \frac{T_1 - T_4}{T_2 - T_3}$$

$$\eta = 1 - \left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{(1-\gamma)/\gamma} \quad (2.1.1)$$

On voit que, si on suppose d'une part que le fluide suit la loi des gaz parfaits, et d'autre part qu'il n'y a pas d'irréversibilité, le rendement est une fonction croissante du rapport de compression.

2.1.4.2 Cycle à gaz parfait avec irréversibilités

Dans la réalité, on sait que la compression et la détente ne suivent pas des isentropes mais des adiabates irréversibles (figure 2.1.15).

Même si l'on conserve l'hypothèse de l'air parfait, il est donc souhaitable d'affiner le modèle en prenant en compte ces irréversibilités.

Formulation isentropique

Si l'on tient compte des rendements isentropiques η_c du compresseur (compris entre 0,88 et 0,92), et η_t de la turbine (voisin de 0,86), le rendement est donné par la relation 2.1.2.

$$\eta = \frac{\eta_t (h_3 - h_4) - \frac{(h_2 - h_1)}{\eta_c}}{h_3 - h_2'} \quad (2.1.2)$$

En introduisant les rapports :

$$\theta = \frac{T_3}{T_1}, \beta = \frac{\gamma - 1}{\gamma}, \text{ et } r = \frac{P_2}{P_1}, \text{ on obtient :}$$

$$h_2 - h_1 = c_p T_1 (r^\beta - 1)$$

$$h_3 - h_4 = c_p T_3 (1 - r^{-\beta})$$

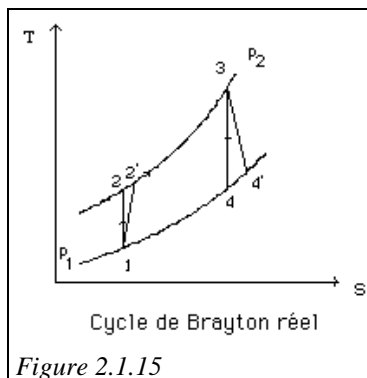
$$h_3 - h_4 = c_p T_1 \theta (1 - r^{-\beta})$$

$$h_3 - h_2' = c_p (T_3 - T_2')$$

$$h_3 - h_2' = c_p T_1 \left(\theta - 1 - \frac{r^\beta - 1}{\eta_c} \right)$$

Tous calculs faits, il vient :

$$\eta = \frac{(r^\beta - 1) (\eta_c \eta_t \theta - r^\beta)}{r^\beta (\eta_c (\theta - 1) + 1 - r^\beta)} \quad (2.1.3)$$



Le graphique de la figure 2.1.16 montre que le rendement chute notablement par rapport au cycle théorique, et qu'il existe un rapport de compression optimum, qui est fonction croissante du rapport θ entre les températures d'entrée dans la turbine et dans le compresseur, et dépend des rendements isentropiques de ces organes et de γ , rapport des capacités calorifiques du fluide de travail.

Formulation polytropicque

Cette manière de faire n'est toutefois pas la plus pertinente, notamment si l'on s'intéresse à l'influence du rapport de compression r sur les performances de la machine, car les rendements isentropiques de compression η_c et de détente η_t sont alors fonction de r . Comme cela a été montré section 4.1.3.2 du tome 1, il est préférable de recourir à une formulation polytropicque, et ceci est d'autant plus justifié que les compresseurs et turbines utilisés sont le plus souvent des machines axiales multiétagées, dont le rendement polytropicque est alors sensiblement égal au rendement isentropic d'un étage.

En introduisant les rapports β_c pour le compresseur et β_t pour la turbine :

$$\beta_c = \frac{k_c - 1}{k_c} = \frac{1}{\eta_{pc}} \cdot \frac{\gamma - 1}{\gamma}$$

$$\beta_t = \frac{k_t - 1}{k_t} = \eta_{pt} \frac{\gamma - 1}{\gamma}$$

il vient :

$$T_{2'} = T_1 \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\beta_c} = T_1 r^{\beta_c}$$

$$T_{4'} = T_3 \left(\frac{P_1}{P_2} \right)^{\beta_t} = T_3 \theta r^{-\beta_t}$$

Le rendement du cycle de Brayton avec irréversibilités est donc égal à :

$$\eta = \frac{(T_3 - T_{4'}) - (T_{2'} - T_1)}{T_3 - T_{2'}}$$

$$\eta = \frac{\theta (1 - r^{-\beta_t}) + 1 - r^{\beta_c}}{\theta - r^{\beta_c}} \quad (2.1.4)$$

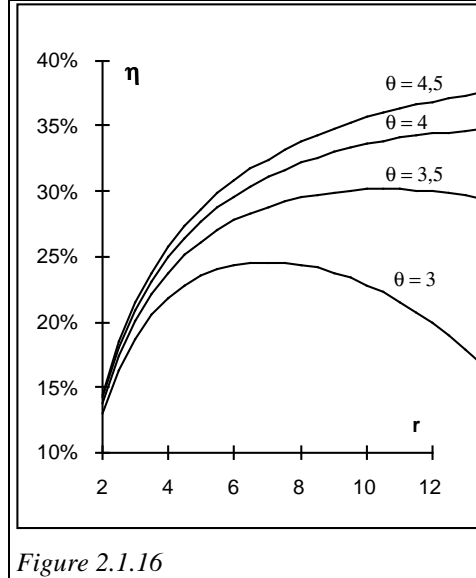


Figure 2.1.16

La puissance utile peut être exprimée sous forme adimensionnelle en divisant sa valeur par le produit $c_p (T_3 - T_1) = c_p T_1 (\theta - 1)$.

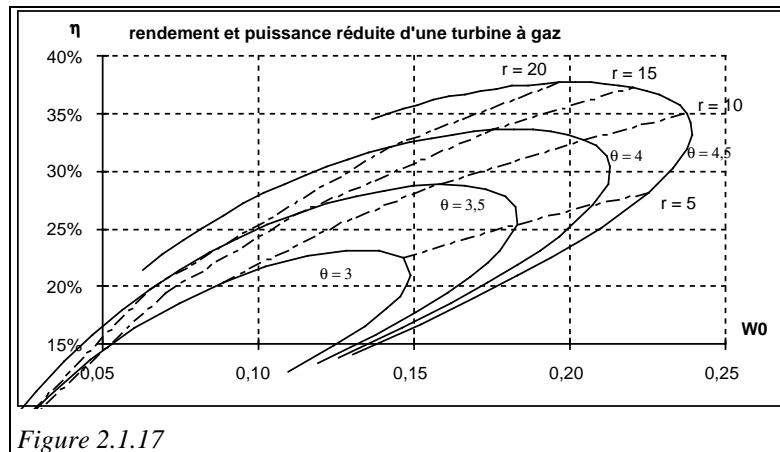
On obtient :

$$W_0 = \frac{\theta (1 - r^{-\beta t}) + 1 - r^{\beta c}}{\theta - 1} \quad (2.1.5)$$

À partir de ces deux expressions il est possible de tracer l'abaque de la figure 2.1.17, sur lequel sont reportées, pour diverses valeurs de θ et de r , les courbes liant η et W_0 . Cet abaque montre que la valeur du rapport de compression qui conduit au maximum de la puissance utile n'est pas celle qui correspond au meilleur rendement.

Le maximum de rendement est obtenu pour des rapports de compression plus importants que ceux qui conduisent au maximum de puissance, car, pour une température d'entrée turbine donnée, la température de rejet des gaz est d'autant plus faible que le taux de compression est élevé.

Comme par ailleurs la partie supérieure des courbes est relativement plate, les constructeurs préfèrent généralement optimiser leurs machines pour obtenir la puissance maximale, même si le rendement chute légèrement.



Ces courbes montrent aussi que, le rendement maximum étant fonction croissante de θ , pour obtenir de hauts rendements, il est nécessaire d'augmenter le plus possible la température d'entrée dans la turbine. Aujourd'hui, des rendements supérieurs à 40 % sont obtenus avec des rapports de compression égaux à 30, et une puissance installée dépassant 220 MW. On se rapproche ainsi de plus en plus des valeurs limites des centrales à vapeur.

2.1.4.3 Modélisation avec Thermoptim

Dans les développements analytiques qui précèdent, nous avons fait l'hypothèse que la machine était traversée par un débit constant d'air parfait, alors qu'en réalité le débit-masse et la composition des gaz varient et que leur capacité thermique massique dépend de la température.

Si l'on veut s'affranchir de cette hypothèse, les calculs analytiques deviennent vite inextricables. Il est en revanche tout à fait possible de modéliser avec une bonne précision divers cycles de turbines à gaz avec Thermoptim comme nous le verrons