

Chapitre 2

Les Ressources d'Énergie Non Renouvelable

2.1 Introduction

Aujourd'hui et pour les cinquante années à venir, de quelles énergies disposerons-nous? Selon toute vraisemblance, la gamme des sources d'énergie que nous pourrons utiliser restera conventionnelle avec les combustibles fossiles (charbon, gaz, pétrole), l'énergie nucléaire (de fission) et les énergies renouvelables (hydraulique, solaire, éolien, biomasse et géothermie), la fusion thermonucléaire contrôlée restant un objectif beaucoup plus lointain.

Actuellement, la consommation mondiale d'énergie requiert les combustibles fossiles à hauteur de 80%, le nucléaire pour 7% et les énergies renouvelables pour 13%.

Les énergies fossiles concourent pour 64% à la production mondiale, l'énergie nucléaire pour 17%, et les énergies renouvelables, majoritairement d'origine hydraulique, pour 19%. Avec la fluctuation des cours du gaz, la raréfaction du pétrole et l'avènement de nouvelles technologies performantes, ces équilibres évolueront nécessairement dans les cinquante prochaines années.

La population mondiale devrait atteindre 9 milliards d'habitants d'ici cinquante ans et entraînera une augmentation de la consommation d'énergie, notamment dans les pays en développement. À titre d'exemples, le parc automobile devrait passer de 400 millions à 1 milliard d'unités dès 2020; le nombre de villes de plus de 10 millions d'habitants, deux fois plus avides d'énergie que les régions rurales, doubler vraisemblablement.

Les estimations prévoient une consommation d'énergie multipliée par 1.4 d'ici à 2020. Dans ce contexte, quelle sera la place et le rôle des énergies dans l'avenir?

Les ressources renouvelables constituent un gisement extrêmement abondant; par exemple, l'ensemble de nos consommations primaires représente environ une heure de

rayonnement solaire capté par l'ensemble de la planète. Une partie très largement suffisante pour satisfaire les besoins de l'ensemble de l'humanité est aisément accessible avec des perspectives de durabilité sans commune mesure avec nos ressources actuelles (qui sont à plus de 80 % d'origine non renouvelable). Cependant, les ressources renouvelables ont deux spécificités qui perturbent nos habitudes:

- d'une part, elles sont peu concentrées (ou encore dispersées) et nécessitent généralement des infrastructures de conversion à plus petite échelle;
- d'autre part, la majeure partie de ces ressources est fluctuante, ce qui requiert des changements importants notamment dans les systèmes de conversion qui doivent alors intégrer du stockage, mais également dans la façon de consommer.

2.2 Les Sources Non renouvelables

On appelle ressources énergétiques non renouvelables, celles que l'on épuise sans qu'elles ne se reconstituent. Ce sont les ressources fossiles et le minerai d'uranium et du thorium.

2.3 Les Sources Fossiles

On appelle combustible fossile tous les combustibles riches en carbone – essentiellement des hydrocarbures – issus de la méthanisation d'êtres vivants morts et enfouis dans le sol depuis plusieurs millions d'années, jusqu'à parfois 650 millions d'années. Il s'agit du pétrole, du charbon, de la tourbe et du gaz naturel. Parmi ces derniers, le méthane CH_4 présente le rapport H/C le plus élevé, tandis que l'antracite et certaines houilles sont composés de carbone presque pur. Ces sources d'énergie ne sont pas renouvelables car elles demandent des millions d'années pour se constituer et parce qu'elles sont utilisées beaucoup plus vite que le temps nécessaire pour recréer des réserves.

Les combustibles fossiles représentaient environ 80 % des 10 078 MTep (MégaTonne équivalent pétrole), de l'énergie consommée dans le monde. Ils sont généralement classés en deux grandes catégories :

2.3.1 Les combustibles fossiles conventionnels

Les combustibles fossiles conventionnels représentent la quasi-totalité de la consommation actuelle d'énergies fossiles.

- Le pétrole : environ 32.6 % de l'énergie consommée dans le monde en 2012.
 - Le charbon : environ 30.5 % de l'énergie consommée dans le monde en 2012.
 - Le gaz naturel : environ 24.0 % de l'énergie consommée dans le monde en 2012.
-

2.3.2 Les combustibles fossiles non conventionnels

Parmi les combustibles fossiles non conventionnels, on peut citer :

- Les schistes bitumineux contenant du kérogène, qui doit encore être pyrolysé;
- Les sables bitumineux contenant du bitume;
- Les hydrates de méthane;
- La tourbe est un peu à part, son cycle de formation se compte en milliers d’années, ce qui la place à mi-chemin entre les carburants fossiles (dont la formation se compte en millions d’années) et les renouvelables;
- Le gaz de schiste;
- Les huiles de schiste;
- Le gaz de couche, gaz de houille, plus connu sous le nom de grisou.

2.3.3 Le pétrole

Le pétrole, en latin *petroleum* est la composition du mot grec *petra*, roche, et du mot latin *oleum*, huile) est une roche liquide d’origine naturelle, une huile minérale composée d’une multitude de composés organiques, essentiellement des hydrocarbures, piégés dans des formations géologiques particulières. L’exploitation de cette source d’énergie fossile et d’hydrocarbures est l’un des piliers de l’économie industrielle contemporaine, car le pétrole fournit la quasi-totalité des carburants liquides – fioul, gazole, kérosène, essence, GPL – tandis que le naphta produit par le raffinage est à la base de la pétrochimie, dont sont issus un très grand nombre de matériaux usuels – plastiques, textiles synthétiques, caoutchoucs synthétiques (élastomères), détergents, adhésifs, engrais, cosmétiques, etc. – et que les fractions les plus lourdes conduisent aux bitumes, paraffines et lubrifiants. Le pétrole dans son gisement est fréquemment associé à des fractions légères qui se séparent spontanément du liquide à la pression atmosphérique, ainsi que diverses impuretés comme le dioxyde de carbone, sulfure d’hydrogène, l’eau de formation et des traces métalliques.

Formation du pétrole

Le pétrole est un combustible fossile dont la formation date d’environ 20 à 350 millions d’années. Aussi appelé *huile* ou *pétrole brut*, il provient de la décomposition d’organismes marins (principalement de plancton) accumulés dans des bassins sédimentaires, au fond des océans, des lacs et des deltas.

La transformation de la matière organique en pétrole s’échelonne sur des dizaines de millions d’années, en passant par une substance intermédiaire appelée kérogène. Le pétrole produit peut ensuite se trouver piégé dans des formations géologiques particulières, appelées *roches-réservoirs* constituant les gisements pétrolifères *conventionnels* exploités

de nos jours.

La matière organique est issue des êtres vivants(plancton, végétaux, animaux, etc.). Composée essentiellement de carbone, d'hydrogène, d'azote et d'oxygène, elle forme ce que l'on appelle la biomasse. Cette biomasse est généralement détruite par des bactéries mais une faible partie(moins de 1 %) se dépose au fond de milieux aquatiques.

Dans cet environnement pauvre en oxygène, la matière organique est en partie préservée. Elle se mélange ensuite avec des matières minérales(particules d'argiles ou sables fines), créant ainsi des de sédimentation. Celles-ci s'accumulent par couches successives sur des dizaines voire des centaines de mètres.

Au début de la sédimentation jusqu'à une profondeur d'environ 1 000 mètres sous le plancher océanique, la matière organique contenue dans les boues de sédimentation subit une transformation sous l'action de bactéries anaérobies (vivant en milieu privé d'oxygène). Elles en extraient l'oxygène et l'azote, aboutissant à la formation de kérogène. Il s'agit d'un composé solide disséminé sous la forme de fillets au sein des sédiments, contenant surtout du carbone et de l'hydrogène.

Par leurs propres masses et à la suite de leur couverture par de nouveaux dépôts, les couches sédimentaires s'enfoncent naturellement dans la croûte terrestre. Au cours de ce phénomène et au-delà de 1000 mètres de profondeur sous le plancher océanique, les résidus minéraux des boues de sédimentation se solidifient en une roche relativement imperméable. Appelée roche mère, cette formation piège le kérogène.

La roche-mère subit également un enfouissement. Le kérogène est donc soumis à des pressions et des températures géothermiques de plus en plus élevées, augmentant d'environ 3°C tous les 100 mètres. À une température supérieure à 60°C ce qui correspond à un enfouissement d'environ 1 500 à 2 000 mètres, le kérogène subit un craquage thermique, appelé également pyrolyse. Cette transformation chimique élimine l'azote et l'oxygène résiduels pour laisser de l'eau, du CO et des hydrocarbures, molécules exclusivement composées de carbone et d'hydrogène. Le mélange d'hydrocarbures liquides est appelé pétrole brut.

Des hydrocarbures sous forme gazeuse(méthane) sont également générés lors de la transformation du kérogène. La proportion de gaz au sein de la roche mère s'avère d'autant plus élevée que la durée et la température de transformation du kérogène sont importantes:

- entre 60°C et 120°C (entre 2000 à 3000 mètres de profondeur), le kérogène produit principalement du pétrole et une faible quantité de gaz;
 - à partir de 120°C (soit 3000 mètres), la production de pétrole à partir du kérogène devient insignifiante. Les hydrocarbures liquides présents dans la roche-mère sont à leur tour transformés en molécules de gaz sous l'effet de la température et de la pression;
-

-
- au-delà de 150° C (soit un enfouissement supérieur à 4 000 mètres), il ne se forme plus que du gaz.

Lorsque la roche-mère n'est pas suffisamment enfouie, le kérogène qu'elle contient ne subit pas de pyrolyse. Appelé schiste bitumineux, il s'agit d'un combustible fossile arrêté au stade d'avant-pétrole dans le processus de maturation du kérogène.

Par un procédé industriel, les schistes bitumineux peuvent être transformés en pétrole en subissant une pyrolyse (à 500 ° C pour accélérer la maturation du kérogène).

Le pétrole est une matière première facilement exploitable lorsqu'il se concentre dans un réservoir par des phénomènes de migration.

Le pétrole brut est initialement contenu dans la roche-mère, compacte et imperméable. Par un mécanisme encore mal élucidé (certainement lié à une augmentation de pression dans la roche-mère au cours de son enfouissement) l'eau, le pétrole et le gaz issus du kérogène peuvent être expulsés de leur formation d'origine, migrant alors éventuellement vers une future roche-réservoir.

De faible densité, le pétrole expulsé (mêlé à de l'eau et du gaz dissous) a tendance à remonter jusqu'à la surface de la Terre. Il s'échappe très lentement à travers les couches sédimentaires perméables juxtaposant la roche-mère:

- en général, la migration secondaire du pétrole n'est pas arrêtée par un obstacle. Le pétrole finit par atteindre les premiers mètres du sol, où il est dégradé en bitumes sous l'action de bactéries. Les combustibles fossiles produits sont alors des pétroles dits lourds ou extra-lourds et des sables bitumineux. Ils peuvent être utilisés comme des indices de surface pour détecter un bassin sédimentaire susceptible de contenir du pétrole, lors de prospections réalisées par l'industrie pétrolière;
- parfois, la migration du pétrole brut vers la surface est empêchée par une formation géologique imperméable, comme une couche de sel par exemple, appelée roche-couverture (également qualifiée de roche imperméable). Une accumulation de pétrole associé à de l'eau et du gaz se forme dans la couche perméable sous-jacente créant ainsi une roche-réservoir en dessous de la roche-couverture. Dans ce réservoir poreux, le gaz s'accumule au-dessus du pétrole brut, lequel se retrouve au-dessus de l'eau en raison des densités respectives de ces produits (le gaz naturel est plus léger que le pétrole, lui-même plus léger que l'eau).

Seule une partie du pétrole brut est concentrée dans les roches-réservoirs. En effet, 10 à 40% des hydrocarbures restent piégés dans la roche-mère, de manière disséminée. Le pétrole de roche-mère est alors plus connu sous le nom de huile de schiste ou de pétrole de schiste. Moins facile à extraire que le pétrole sous forme de gisements, il requiert des techniques d'exploitation particulières comme la fracturation hydraulique (des techniques alternatives sont également à l'étude).

Classifications des pétroles

Les pétroles bruts ont des caractéristiques physiques et chimiques très variables d'un champ de production à un autre et même à l'intérieur du même gisement.

La caractérisation la plus grossière, mais néanmoins lourde de conséquences économiques, est la classification en pétroles *lourds et légers*. Étant essentiellement composé de molécules hydrocarbonées, la densité d'un pétrole sera d'autant plus faible que son rapport atomique H/C sera grand. C'est ainsi que la densité des divers pétroles bruts va de 0.7 à 1, cette densité pouvant souvent se rencontrer exprimé en API (American Petroleum Institute) lequel varie alors de 70 à 5. Il est clair que cette densité variable reflète des compositions en familles chimiques elles-mêmes très différentes.

Chaque gisement pétrolier recèle une qualité particulière de pétrole, déterminée par la proportion relative en molécules lourdes et légères, mais aussi par la quantité d'impuretés. Puisque tout processus de formation est unique alors un gisement de pétrole contient un mélange d'hydrocarbures qui le caractérise selon l'histoire géologique de la zone où il s'est développé.

La provenance géographique est donc un des critères de classification du pétrole (Golfe, mer du Nord, Venezuela, Nigeria, etc.). Toutefois, pour établir des comparaisons entre différents sites, d'autres critères existent. Les plus importants sont les mesures de la viscosité et de la teneur en soufre du pétrole brut. L'industrie pétrolière caractérise la qualité d'un pétrole à l'aide de sa densité API, correspondant à sa *légèreté*.

- Selon la viscosité, quatre types de gisements sont définis (léger, moyen, lourd ou extra-lourd et bitume). Plus le pétrole brut est visqueux, plus il est *lourd*.
 - Les gisements de pétrole léger: l'aspect du pétrole brut se rapproche de celui du gazole. Les gisements sahariens présentent cette caractéristique;
 - Les gisements de pétrole moyen: la viscosité du pétrole brut est intermédiaire entre le pétrole léger et le pétrole lourd. Il s'agit par exemple des gisements du Moyen-Orient;
 - Les gisements de pétrole lourd ou extra-lourd: le pétrole brut ne coule pratiquement pas à la température ambiante. Les gisements d'Amérique du sud en sont un exemple;
 - Les gisements de bitume: le pétrole brut est très visqueux voire solide à la température ambiante. Les principales réserves de ce type se trouvent au Canada. Cette propriété est importante pour déterminer la rentabilité de l'exploitation. En effet, un pétrole peu visqueux ou léger est plus facile à extraire et à traiter qu'un pétrole lourd.
 - La teneur en soufre distingue le pétrole brut soit en doux (faible teneur en soufre) soit en sulfuré dans le cas contraire. Des gisements de pétrole doux sont notamment
-

trouvés en Afrique, ceux de pétrole sulfuré en Amérique du Nord. Cette mesure est utilisée pour la phase de raffinage du pétrole, une faible teneur en soufre la favorisant.

Il existe d'autres méthodes de classification, comme:

- Classification suivant le facteur de caractérisation KUOP: Le facteur de caractéristique KUOP a été introduit par les chercheurs de la société *Universal Oil Products Co.* Le facteur KUOP des hydrocarbures est alors de:
 - 13 pour les paraffines;
 - 12 pour les hydrocarbures où le poids relatif des chaînes et cycles est équivalent;
 - 11 pour les naphthènes purs;
 - 10 pour les aromatiques purs
- Classification selon le caractère chimique dominant: C'est le classement du brut selon les familles prédominantes des hydrocarbures.
 - Paraffinique;
 - Naphténique;
 - Aromatique.

Comme la tonne équivalent pétrole (tep ou toe en anglais), le baril équivalent pétrole (bep ou boe en anglais) est une unité conventionnelle permettant la comparaison entre différentes sources d'énergie, notamment entre le pétrole, le gaz naturel et le charbon.

Les différentes quantités d'énergies fossiles peuvent ainsi être ramenées au nombre d'unités de pétrole brut qui possèdent le même pouvoir calorifique. Cela permet notamment aux groupes pétro-pétroliers d'exprimer dans une même unité leurs productions ou leurs réserves de pétrole et de gaz naturel et de les additionner dans leurs bilans.

Une tonne de pétrole brut a un pouvoir calorifique de 42 GJ en moyenne. Sachant que 1000 mètres cubes de gaz naturel ont, en moyenne, un pouvoir calorifique de 38 GJ, il est possible d'exprimer le pouvoir calorifique d'un volume de gaz en équivalent pétrolier avec la conversion suivante: $1000 \text{ m}^3 \text{ de gaz} \approx 0.9 \text{ tep}$ (inversement $1 \text{ tep} \approx 1100 \text{ m}^3 \text{ de gaz}$).

Les volumes de pétrole sont souvent exprimés en barils (158,987294928 litres). La densité du pétrole varie et l'agence internationale de l'énergie (AIE) utilise comme convention qu'une tonne de pétrole contient environ 6,84 barils (BP utilise comme convention 1 tonne de pétrole = 7 barils).

L'AIE retient les équivalences suivantes:

- $1 \text{ bep} = 0.146 \text{ tep} = 161 \text{ m}^3 \text{ de gaz}$;
- $1000 \text{ m}^3 \text{ de gaz} = 6.2 \text{ bep}$.

Pour le charbon, on retient souvent comme pouvoir calorifique: 1 tonne de charbon $\approx 30 \text{ GJ}$, soit 0.7 tep. Pour le lignite: 1 tonne de lignite = 0.25 tep. D'autres valeurs existent selon les qualités de charbon.

Réserves pétrolières

La production mondiale est d'environ 90 million barils par jour, dont 34 millions proviennent des pays membres de l'OPEP (Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole) incluant: Algérie, Libye, Angola, Nigeria, Arabie saoudite, Émirats arabes unis, Koweït, Iran, Iraq, Qatar, Venezuela et Équateur. Le Gabon a rejoint l'OPEP en juillet 2016 après l'avoir quitté en 1995. L'Indonésie a réintégré l'OPEP au 1 janvier 2016 après l'avoir quitté en 2008.

Certains pays, importants producteurs de pétrole, dont certains sont exportateurs nets, ne sont pas membres de l'OPEP. C'est le cas du Canada, du Soudan, du Mexique, du Royaume-Uni, de la Norvège, des États-Unis, de la Russie et d'Oman.

Les réserves pétrolières désignent le volume de pétrole récupérable, à partir de champs de pétrole découverts, sur la base des contraintes économiques et techniques actuelles. Ce volume se base sur l'estimation de la quantité de pétrole présente dans des champs déjà connus, affectée d'un coefficient minorant dépendant de notre capacité à extraire du sol ce pétrole. Ce coefficient dépend de chaque champ, il peut varier de 10 à 50 %, avec une moyenne mondiale de l'ordre de 35 % en 2009. Les réserves sont rangées dans différentes catégories, selon leur probabilité d'existence dans le sous-sol : réserves prouvées (probabilité de plus de 90 %), réserves probables (de 50 à 90 %) et réserves possibles (de 10 à 50 %). On distingue également différentes sortes de réserves en fonction du type de pétrole : pétrole conventionnel ou pétroles non conventionnels. Les pétroles non conventionnels sont essentiellement constitués des huiles extra-lourdes, des sables asphaltiques, et des schistes bitumineux. La rentabilité des gisements de pétrole non conventionnel est incertaine, car la quantité d'énergie nécessaire à leur extraction est plus importante.

Les réserves mondiales prouvées en 2013 sont évaluées à environ 1478,2 milliards de barils du pétrole conventionnel (Vénézuéla: 298 milliards barils 24,8%, Arabe Saoudite 266 milliards de barils 22,10%, Iran 157 milliards barils, 13,10%, Iraq: 140 milliards baril, 11,70%, Algérie en quinzième position avec 12 milliards barils, 0,82%) et 1532 milliards barils du pétrole non conventionnel (Arabe Saoudite 265 milliards barils, 17,27%, Venezuela 209 milliards barils, 13,66%, Canada 174 milliards barils 11,33%, Iran 151 milliards, Algérie en 17 ème position avec 12 milliards barils soit 0,80%).

Impact environnemental

L'impact environnemental le plus inquiétant du pétrole est l'émission de dioxyde de carbone CO₂ résultant de sa combustion comme carburant. La combustion libère dans l'atmosphère d'autres polluants, comme le dioxyde de soufre (SO₂), mais ceux-ci peuvent être maîtrisés, notamment par la désulfuration des carburants, ou des suies. On estime cependant que si le pétrole est plus polluant que le gaz naturel, il le serait nettement

moins que le charbon et les sables bitumineux. L'extraction pétrolière elle-même n'est pas sans impact sur les écosystèmes locaux même si, comme dans toute industrie, les risques peuvent être réduits par des pratiques vigilantes. Néanmoins, certaines régions fragiles sont fermées à l'exploitation du pétrole, en raison des craintes pour les écosystèmes et la biodiversité. Enfin, les fuites de pétrole et de production peuvent être parfois désastreuses, l'exemple le plus spectaculaire étant celui des marées noires. Les effets des dégazages ou même ceux plus cachés comme l'abandon des huiles usagées ne sont pas à négliger. Notons enfin que le pétrole peut être cancérigène sous certaines formes, et que les conséquences géologiques sous forme de séismes induits sont très peu étudiées.

2.3.4 Le charbon

Couvrant en 2011, 28,8 % des besoins énergétiques mondiaux, le charbon est actuellement une des principales ressources énergétiques de l'humanité. Le charbon est un combustible fossile d'origine organique. Il est le résultat de la transformation de biomasse (résidus de forêts notamment) enfouie dans le sol au cours des temps géologiques. Par enfouissement, sous l'effet des pressions et des températures croissantes avec la profondeur (gravité, gradient thermique), les végétaux ensevelis sont en effet décomposés puis transformés en une matière solide et combustible à haute teneur en carbone: le charbon.

Les plus anciens et les plus recherchés des charbons datent de près de 300 millions d'années (ère carbonifère). Mais on trouve aussi des charbons plus récents, déposés jusque dans l'ère tertiaire (lignite) ou quaternaire (tourbe).

Les gisements de charbon se situent sous terre et sous les planchers continentaux des océans. Ils peuvent être enfouis à plusieurs kilomètres de profondeur ou affleurer à la surface du sol.

Le charbon est composé d'hydrogène, de soufre, d'oxygène et surtout de carbone. Selon la teneur en carbone, la profondeur et la température du gisement, il en existe plusieurs catégories:

- Les charbons de rangs inférieurs ont une faible teneur en carbone: le lignite est composé de 50 à 60% de carbone;
 - Les sous-bitumineux sont constitués entre 60 et 70% de carbone.
 - Les charbons de hauts rangs sont composés à plus de 70% de carbone et sont souvent désignés par le terme de houille:
 - Les bitumineux sont composés de 70 à 90% de carbone. Ils peuvent être du charbon-vapeur, utilisé comme combustible pour produire de la vapeur, ou du charbon à coke que l'on carbonise dans un four chauffé à 1 000 °C à l'abri de l'air. Cette carbonisation permet de produire du coke;
 - l'anhracite a encore une qualité supérieure puisqu'il est composé à plus de 90% de
-

carbone.

Chaque type de charbon correspond à un stade de maturité. Dans les tourbières, les végétaux se décomposent pour devenir de la tourbe (constituée à 50% de carbone); les zones boisées produisent du lignite. Puis, par enfouissement, ces dépôts carbonés se transforment progressivement en houille.

Les charbons de haut rang se forment à plus de 10 km de profondeur. À la suite des mouvements tectoniques et de l'érosion, la houille peut affleurer à la surface. Compte tenu du gradient géothermique moyen 3 °C par 100 m), les mines de charbon actuellement exploitées ne se trouvent pas à plus de trois kilomètres de profondeur.

Les mines souterraines: Les mines peuvent s'étendre sur des milliers de km², à plusieurs kilomètres sous la surface. Il s'agit d'abord de déterminer la qualité et la forme du gisement, puis de définir les techniques à utiliser pour l'extraction. Des puits d'extraction et d'aération et des galeries sont creusés pour atteindre le gît, là où se trouve le charbon. Un site industriel est créé en surface pour trier le charbon.

Les mines à ciel ouvert: cette forme d'exploitation n'est possible que lorsque les gisements ne sont qu'à quelques dizaines de mètres de profondeur. L'exploitation s'effectue en couches successives. Les mines à ciel ouvert sont structurées en étages et ressemblent à de véritables amphithéâtres ou à des carrières. Au fur et à mesure de l'exploitation, les déblais du front de taille sont utilisés pour combler les espaces exploités.

Le charbon extrait est lavé et trié selon sa teneur en carbone. Les lignites et les sous-bitumineux sont principalement utilisés pour produire de l'électricité. Les bitumineux répondent à des usages industriels (ex : génération électrique, cimenterie). Le charbon à coke est par exemple utilisé pour la sidérurgie. L'anhracite répond aux besoins industriels et domestiques (ex : caoutchouc synthétique, sidérurgie, filtration d'eau, chauffage, etc.)

Bien que de grandes disparités entre les pays consommateurs caractérisent son évolution, l'ère du charbon n'est pas révolue. Si l'histoire du charbon est parfois associée à l'exploitation coûteuse de mines difficiles il est largement produit à ciel ouvert à l'échelle internationale. Selon l'Agence Internationale de l'Énergie, le charbon pourrait devenir dès 2017 la première source d'énergie consommée dans le monde.

Le charbon fournit 38.3% de l'électricité mondiale et occupe une place prépondérante dans le bouquet énergétique de certains États:

- Aux États-Unis, environ 40% de l'électricité est encore produite à partir du charbon;
- En Chine, plus de 350 centrales à charbon sont en projet. La consommation de charbon y a plus que doublé au cours des dix dernières années.

Le charbon présente différents atouts qui expliquent sa place dans le bouquet énergétique mondial:

- ses réserves sont estimées à 112 années de production au rythme actuel;
-

- sa répartition équilibrée sur le globe favorise l'indépendance énergétique et la diminution des coûts de transport;
- son prix est historiquement plus bas et plus stable que celui des autres ressources fossiles;
- il renferme du gaz appelé *grisou* (aussi appelé coalbed methane en anglais) dont l'exploitation est en pleine expansion en particulier aux États-Unis.

En revanche, dans un contexte mondial de lutte contre les émissions de gaz à effet de serre, le charbon présente l'inconvénient d'être le combustible fossile le plus émetteur de CO₂. L'avenir du charbon est donc lié à l'évolution de techniques permettant d'améliorer l'efficacité énergétique des centrales et d'en capter le CO₂. Mais les avantages économiques pousseront les pays disposant de réserves importantes à les exploiter pour assurer leur développement (Chine, Inde, Indonésie, etc.).



FIGURE 2.1 – Mine de charbon à ciel ouvert

Impact environnemental

Le charbon a l'inconvénient d'être le combustible fossile le plus polluant.

- **Au stade de l'extraction et du transport:** De premiers impacts directs et indirects existent à ce stade: Les chantiers produisent des poussières susceptibles de causer la silicose quand elles sont inhalées durant une longue période (cause

fréquente de mortalité des mineurs).

Certaines mines affectent directement la faune et la flore en détruisant leur habitat (mines à ciel ouvert), crassiers ou indirectement par les pollutions directes ou indirectes ou par des modifications environnementales telles que les rabattement de nappe induits par les pompages de dénoisement des mines ou suite à l'utilisation d'une eau de surface pour les besoins miniers (arrosage pour abattement des taux d'empoussièrement, lavage du charbon, etc.).

Selon les caractéristiques du gisement, le charbon est plus ou moins riche en éléments indésirables (soufre, métaux lourds, radionucléides) et il peut laisser se dégazer du grisou.

- **Stade de la transformation et/ou combustion:** La carbochimie quand elle est associé aux bassins charbonniers a été et reste une source importante de pollution. Au 20^{ème} siècle, elle a laissé de lourdes séquelles de pollution de nappes, sols et sédiments. La combustion du charbon est également une activité particulièrement polluante, plus que pour d'autres énergies fossiles en raison de la quantité de produits indésirables que contient le charbon.

Au cours de la pyrolyse, le charbon émet de nombreux gaz et particules volatiles toxiques et polluantes: HAP, dont benzène et ses dérivés aromatiques, goudrons, dérivés du phénol comme les dioxines... Lorsque le charbon se met à brûler, il émet des oxydes de soufre et d'azote qui acidifie l'air, ainsi que des suies et d'autres éléments toxiques comme le cadmium, l'arsenic ou le mercure.

La combustion du charbon libère dans l'air des quantités importantes de soufre, qui contribue au phénomène de pluies acides, et avec le CO₂ transformé en acide carbonique dans l'eau contribue aux phénomènes d'acidification des eaux de surface et des mers.

De nombreux foyers utilisent le charbon pour le chauffage et/ou pour la cuisine, en produisant une fumée nuisible à la santé : L'OMS(Organisation Mondiale de Santé) estime que plus de 1.3 million de personnes meurent chaque année des suites de problèmes respiratoires causés par des combustibles solides (bois, herbacés, tourbe, bouses séchées et charbon).

- **Contributions au forçage climatique (par effet de serre et via les aérosols soufrés):** Le charbon est majoritairement formé de carbone. Sa combustion libère donc énormément de dioxyde de carbone CO₂ (gaz à effet de serre). En 2003, environ 25.0 GtCO₂ (milliards de tonnes équivalent-gaz carbonique) ont ainsi été émises par l'humanité dans l'air, dont 9.4 GtCO₂ pour produire de l'électricité (dont 6.6 GtCO₂ à partir du charbon), souvent sans cogénération exploitée de chaleur et/ou de vapeur.
-

Si la tendance se poursuit; en 2030 les émissions mondiales seront accrues de 14.0 GtCO₂ (+ 56 %), et les émissions de 7.5 GtCO₂ (+80 %) avec 4.8 GtCO₂ provenant du charbon. En 2050, la situation serait pire encore avec un accroissement de 30.5 GtCO₂ (+ 300%) et 21.1 GtCO₂ en plus issus du charbon.

Si les meilleures technologies actuellement disponibles pour un charbon plus *efficace* et plus propre étaient utilisées partout, l'augmentation des émissions serait diminuée de 22 % relativement au niveau attendu en 2050, et de 11 % par rapport au niveau attendu en 2030. L'espoir de technologies propres fait envisager, à certains, une atténuation plus importante de l'augmentation des émissions (de 9.7 GtCO₂; soit une baisse relative de 32 % par rapport au scénario *business as usual* pour 2050, et de 18 % par rapport au même scénario pour 2030).

Équiper toutes les centrales au charbon de ces technologies coûteuses et en grande partie encore hypothétiques d'ici 2030 ou 2050 semble cependant peu réaliste, et en tous cas, même un déploiement total des meilleures technologies de charbon propre disponibles ne fait que limiter l'augmentation d'émissions de CO₂.

La combustion du charbon libère aussi d'autres gaz à effet de serre (NO_x en particulier).

Réserves du charbon

C'est le charbon qui a les réserves les plus importantes; 861 milliards de tonnes (États-Unis: 237 milliards de tonnes, Russie : 157.3 milliards de tonnes et Chine : 114.5 milliards de tonnes...). À ce titre c'est un combustible fossile d'avenir car il sera le dernier utilisable lorsque le pétrole et le gaz seront rares. Par ailleurs, il est important de noter qu'il est et qu'il sera possible de fabriquer du pétrole à partir du charbon mais au prix d'une pollution importante. La répartition du charbon dans le monde est différente de celle des hydrocarbures et du gaz naturel. Les ressources sont inégalement réparties à l'échelle planétaire. Pour le pétrole, les 3 pays les mieux dotés possèdent 45 % des réserves mondiales totales, et les 20 premiers pays plus de 95 %. En ce qui concerne le gaz, les 20 premiers pays détiennent plus de 91 % des réserves prouvées. Finalement, environ 60 % des réserves de charbon sont détenues par 3 pays.

Les réserves sont considérables, mais leur extraction demande plus d'énergie que pour le pétrole traditionnel et génère plus de pollution.

2.3.5 Le gaz naturel

Le gaz naturel est un combustible fossile composé d'un mélange d'hydrocarbures présent naturellement dans des roches poreuses sous forme gazeuse. Avec 24.0 % de l'énergie

consommée en 2012, le gaz naturel est la troisième source d'énergie la plus utilisée dans le monde après le pétrole (32.6 % en 2012) et le charbon (30.5 % en 2012). Son exploitation non-conventionnelle étant récente, l'étendue de ses réserves est encore assez mal connue. En 2008, elles correspondaient à 60 ans de consommation et étaient concentrées pour 40 % au Moyen-Orient. Les spécialistes estimaient alors que la Russie, l'Iran et le Qatar détenaient à eux seuls plus de 50 % des réserves mondiales. Depuis, les évolutions techniques ont permis des découvertes de gaz non conventionnel menant ainsi à une réévaluation des réserves de 60 à 250 % selon les zones.

L'usage du gaz naturel dans l'industrie, les usages domestiques puis la production d'électricité, se développait rapidement depuis les années 1970 et était sur le point de devancer le charbon. Cependant, avec le renchérissement observé depuis le début du 21^{ème} siècle, les tassements dans la consommation des pays développés, les besoins des pays émergents et les progrès réalisés dans le traitement du charbon, ce dernier tend à retrouver un certain essor.

Pour autant, la production mondiale de gaz naturel a enregistré une importante croissance de 7.3 % en 2010. Cette progression tient notamment à l'exploitation récente des gaz non conventionnels. En 2010, les États-Unis est ainsi devenu, grâce aux gaz non conventionnels, le premier producteur de gaz naturel, déclassant la Russie, qui néanmoins demeure leader en termes d'exportations

Types de gaz

Il existe plusieurs formes de gaz naturel, se distinguant par leur origine, leur composition et le type de réservoirs dans lesquels ils se trouvent. Néanmoins, le gaz est toujours composé principalement de méthane et issu de la désagrégation d'anciens organismes vivants.

Aux différents types de gaz naturels cités ci-après, on pourrait adjoindre le biogaz, ou biométhane, un substitut renouvelable issu de la décomposition de certains déchets de l'activité anthropique.

- **Gaz conventionnel non associé**: C'est la forme la plus exploitée de gaz naturel. Son processus de formation est similaire à celui du pétrole. On distingue le gaz thermogénique primaire, issu directement de la pyrolyse du kérogène, et le gaz thermogénique secondaire, formé par la pyrolyse du pétrole. Le gaz thermogénique comprend, outre le méthane CH_4 , un taux variable d'hydrocarbures plus lourds, pouvant aller jusqu'à l'heptane (C_7H_{16}). On peut y trouver aussi du dioxyde de carbone (CO_2), du sulfure d'hydrogène appelé aussi *gaz acide* (H_2S), et parfois du diazote (N_2) et de petites quantités d'hélium (He), mercure (Hg) et argon (Ar).

C'est principalement ce type de gaz conventionnel non associé qui alimente le marché

- international du gaz naturel et ses réseaux de transport par gazoducs et méthaniers.
- **Gaz associé:** Il s'agit de gaz présent en solution dans le pétrole. Il est séparé lors de l'extraction de ce dernier. Pendant longtemps, il était considéré comme un déchet et détruit en torchère, ce qui constitue un gaspillage de ressources énergétiques non renouvelables et une pollution inutile. Aujourd'hui, une partie est soit réinjectée dans les gisements de pétrole (contribuant à y maintenir la pression et à maximiser l'extraction du pétrole), soit valorisée. La destruction en torchère représentait toujours 150 km³ par an en 2007.
 - **Gaz biogénique:** Le gaz biogénique est issu de la fermentation par des bactéries de sédiments organiques. À l'instar de la tourbe, c'est un combustible fossile mais dont le cycle est relativement rapide. Les gisements biogéniques sont en général petits et situés à faible profondeur. Ils représentent environ 20 % des réserves connues de gaz conventionnel. Le gaz biogénique a moins de valeur par mètre cube que le gaz thermogénique, car il contient une part non négligeable de gaz non combustibles (notamment du dioxyde de carbone CO₂) et ne fournit pas d'hydrocarbures plus lourds que le méthane.
 - **Gaz de charbon:** Le charbon contient naturellement du méthane et du dioxyde de carbone dans ses pores. Historiquement, ce gaz a surtout été connu pour la menace mortelle qu'il présente sur la sécurité des mineurs – il est alors resté dans la mémoire collective sous le nom de *grisou*. Cependant, son exploitation est en plein développement, en particulier aux États-Unis. L'exploitation porte sur des strates de charbon riches en gaz et trop profondes pour être exploitées de façon conventionnelle. Il y a eu des essais en Europe également, mais la plupart des charbons européens sont assez pauvres en méthane. La Chine s'intéresse également de plus en plus à l'exploitation de ce type de gaz naturel.
 - **Gaz de schiste:** Certains schistes contiennent du méthane issu de la dégradation du kérogène présent dans le schiste et piégé dans ses feuillets et micro-fissures. Mais comme pour le gaz de couche, il existe deux grandes différences par rapport aux réserves de gaz conventionnel. La première est que le schiste est à la fois la roche source du gaz et son réservoir. La seconde est que l'accumulation n'est pas discrète (beaucoup de gaz réuni en une zone restreinte) mais continue (le gaz est présent en faible concentration dans un énorme volume de roche), ce qui exige une technique spécifique. Depuis 2004, la technique principalement retenue est l'hydrofracturation associée à un forage *horizontal* dirigé. Elle permet d'atteindre et disloquer un plus grand volume de schiste avec un seul forage. Le schiste est pré-fracturé par des trains d'explosions puis une injection sous très haute pression d'un fluide de fracturation constitué d'eau, de sable et d'additifs (toxiques pour certains) étend cette fractu-
-

ration. Chaque puit peut être fracturé (stimulé) plusieurs dizaines de fois. Chaque fracturation consomme de 7 à 28 millions de litres d'eau dont une partie seulement est récupérée.

Cette pratique, notamment aux États-Unis, est de plus en plus contestée, dénoncée comme affectant le sous-sol, les écosystèmes en surface et la santé. Les fuites de gaz semblent fréquentes et pourraient contaminer des puits. L'utilisation de produits toxiques risque de polluer les nappes phréatiques. L'eau de fracking remonte avec des contaminants indésirables pour la santé et les écosystèmes (sels, métaux et radionucléides) pour toute personne vivant près d'une source d'extraction.

- **Hydrates**: Les hydrates de méthane sont des structures solides contenant du méthane prisonnier. Ils sont issus de l'accumulation relativement récente de glace contenant des déchets organiques, la dégradation est biogénique. On trouve ces hydrates dans le pergélisol ou sur le plancher océanique. Le volume de gaz existant sous cette forme est inconnu, les estimations varient de plusieurs ordres de grandeur selon les études. Aucune technologie rentable ne permet actuellement d'exploiter ces ressources, mais des tests sont en cours au Japon, malgré l'impact potentiel considérable sur les émissions de gaz à effet de serre de cette éventuelle exploitation

Impact environnemental

Les gisements les plus accessibles étant en cours d'épuisement, les industriels gaziers doivent forer plus profondément et exploiter des gaz *non-conventionnels* souvent plus sales, acides, corrosifs et toxiques. Les industriels ont ainsi à traiter et gérer une quantité croissante de soufre (sous forme de H₂S principalement). Ils sont de plus en plus confrontés à la présence de mercure et de sulfure de plomb et/ou de sulfure de zinc, sources de risques de colmatage, par entartrage minéral dans le puits, des vannes de sécurité ou la tête de puits. On parle maintenant de *gaz ultra-acides*, par exemple pour le gaz d'Elgin-Franklin en mer du Nord. 40 % de gaz des réserves mondiales connues en 2005 et susceptibles d'être exploitées (plus de 2 600 milliards de pieds cubes), sont acides ou ultra-acides et riches en H₂S. Dans ces réserves, plus de 350 milliards de pieds cubes contiennent plus de 10 % de H₂S. Outre des risques de corrosion exacerbés pour l'infrastructure extractive, ce caractère acido-toxique est a priori source d'un risque environnemental supplémentaire en cas d'accident ou de fuites chroniques.

La fracturation hydraulique consomme de grandes quantités d'eau et utilise des additifs chimiques souvent toxiques. Le torchage et les fuites ont en outre des effets directs et indirects sur le climat et l'acidification des milieux.

Le torchage est une émission directe et volontaire de gaz à effet de serre (sous forme de gaz carbonique CO₂ principalement).

Le secteur gazier génère en outre des émissions indirectes de méthane (CH_4) et d'autres polluants durant le forage, l'exploitation du gisement, le stockage, la compression, le transport et la distribution du gaz. Les techniques modernes de fracturation hydraulique augmentent le risque et le niveau de fuites ou de perte lors des forages et des incertitudes existent quand à la fiabilité à moyen ou long terme du colmatage des puits en fin de production, notamment en zones sismiquement actives.

En termes d'émissions à la combustion le gaz naturel *classique* semble intéressant 37 gCO_{2e} par kWh; 202 gCO_{2e} par kWh; au total : 239 gCO_{2e} par kWh (à comparer au charbon qui émet 346 gCO_{2e} par kWh), mais le gaz de schiste a des émissions indirectes largement supérieures car la technique de fragmentation hydraulique utilisée pour son extraction entraîne des fuites de méthane d'au moins 4 % de la production du gisement; ce qui rend le gaz de schiste aussi émissif que le charbon.

Le gaz naturel a longtemps été présenté comme un carburant beaucoup moins nuisible pour le climat que le charbon et les produits *pétroliers*. C'est en partie vrai, car il produit par unité de masse moins d'émissions de gaz à effet de serre que les autres combustibles fossiles lorsqu'il est brûlé. Une centrale au gaz émet effectivement environ 57% moins de CO₂ par kilowatt-heure produit qu'une centrale au charbon, et est en moyenne 20% plus efficace pour convertir l'énergie du combustible en électricité qu'avec du charbon, le remplacement du charbon par le gaz a donc d'abord été présenté comme un pont vers un secteur de l'énergie décarbonée. Cette assertion tend cependant à être nuancée voire contredite, notamment depuis les années 1980, quand les études ont commencé à prendre en compte les effets indirectes et connexes de l'exploitation des sources de méthanes fossiles, du cas particulier (qui tend à devenir le cas général) des gaz non-conventionnels ainsi que les effets indirects d'un prix moins cher de l'énergie-gaz (devenue provisoirement abondante grâce à la fracturation hydraulique). Des études récentes remettent en cause l'intérêt climatique du gaz naturel géologique, si la hausse de sa production devait se poursuivre. Le gaz de schistes, de couche et les gaz profonds sont en effet plus difficiles à collecter sans fuites de gaz vers l'atmosphère, la mer ou les nappes ou sans consommation importante d'eau et d'énergie. Et un bas prix incite au gaspillage et à la consommation croissante de gaz (encouragée aux États-Unis par une réglementation imposant le passage du charbon au gaz, et non des alternatives encore plus propres). Le bilan carbone global du gaz de schiste apparaît parfois pire que celui du charbon et que les fuites de gaz induites par la fracturation et les fuites dans les réseaux contribuent au changement climatique.

Une étude publiée en septembre 2014 a confirmé que l'utilisation croissante de gaz naturel pourrait en outre significativement retarder le déploiement de sources d'énergie propres, sûres et renouvelables qui permettraient une économie réellement décarbonée.

Une étude publiée dans la Revue Nature en 2014 dresse un constat global et conclue

que le gaz naturel ne va pas aider à réduire le changement climatique, mais au contraire augmenter la pollution par les gaz à effet de serre de près de 11%. On a constaté une importante baisse du prix du gaz aux États-Unis suite à l'exploitation de gaz profonds et du gaz de schiste. Cette étude en se basant sur divers modèles disponibles de réduction des effets de gaz naturel sur l'atmosphère a conclu que cette baisse des coûts du gaz pourrait freiner le processus de décarbonisation de l'économie et conduire à une augmentation de la consommation avec une légère hausse globale des émissions de gaz à effet de serre d'ici à 2050.

Réserves de gaz naturel

La production en 2013 est de 3390.5 milliards baril: États-Unis 687.6 milliards m³, Russie 604.8 milliards m³, Iran 166.6 milliards m³, Canada 154.8 milliards m³, Algérie 78.6 milliards m³.

Les réserves mondiales sont estimées à 208 400 milliards m³. Russie 47 570 milliard m³, 22.82%, Iran 33 070 milliards m³ 15.86%, Qatar 24 300 milliards m³, 11.66%, Turkménistan 24 300 m³ 11.66%, Algérie en 10^{ème} position avec 4 502 milliards m³, 2.16%.

2.4 Énergie Nucléaire

L'énergie nucléaire peut être exploitée de deux manières: par la fission du noyau des atomes, procédé utilisé dans les réacteurs nucléaires actuels, ou par la fusion de deux noyaux atomiques, réaction ayant lieu naturellement dans le soleil que le milieu de la recherche souhaite aujourd'hui reproduire sur terre. L'énergie nucléaire présente une densité énergétique hors pair. Son exploitation génère encore des craintes par la nature des technologies employées et la gestion des déchets qui s'en suit.

L'énergie nucléaire est l'énergie de liaison des constituants du noyau des atomes. Ce noyau est un assemblage de protons, de charge positive, et de neutrons sans charge très fortement liés malgré la répulsion électrique entre protons. Le noyau est extrêmement compact, 100 000 fois plus petit que l'atome lui-même.

Dans les atomes lourds le noyau contient beaucoup de protons qui se repoussent. Certains de ces noyaux (uranium, thorium, plutonium) peuvent devenir instables et se rompre en libérant une partie de leur énergie de liaison. C'est la fission de l'atome. Dans les atomes très légers, au contraire, deux noyaux peuvent se fondre pour former un atome plus lourd mais plus stable en dégageant une énergie considérable. C'est la fusion, par exemple de l'hydrogène en hélium.

Sur terre, la radioactivité naturelle, qui chauffe le magma, est à la base de la géothermie et du volcanisme. Dans l'univers, la fusion est omniprésente dans le cœur des

étoiles, en particulier du soleil. Ces deux formes d'énergie naturelles se rencontrent et se combinent dans l'atmosphère terrestre, en entretenant des conditions favorables à la vie dans une couche atmosphérique très mince.

Les premières applications de l'énergie nucléaire ont été militaires, qu'il s'agisse de l'exploitation de la fission (Hiroshima – 1945) ou de la fusion (bombe à hydrogène – 1952).

Les applications civiles de la fission contrôlée ont démarré dès 1950 aux États-Unis pour la production d'électricité. La fusion contrôlée est encore au stade des laboratoires de recherche. L'énergie nucléaire a aussi donné lieu à d'autres applications majeures pour l'humanité en particulier en médecine, en radiothérapie et en imagerie médicale, et dans le spatial pour la propulsion des satellites.

2.4.1 La fission nucléaire

La fission nucléaire est le phénomène par lequel les noyaux des atomes lourds, comme ceux de l'uranium 235 ou du plutonium 239, sous l'effet de l'impact d'un neutron est divisé en deux autres nucléides plus légers. Cette réaction nucléaire se traduit aussi par l'émission de neutrons (en général deux ou trois) et un dégagement d'énergie très important (200 MeV par atome fissionné, à comparer aux énergies des réactions chimiques qui sont de l'ordre de l'eV par atome ou molécule réagissant). C'est l'énergie libérée par cette réaction qui est utilisée dans les réacteurs électronucléaires; elle apparaît sous forme de chaleur et, comme pour la combustion thermique, sa conversion en électricité a un rendement limité (près de 35% pour les réacteurs actuels).

Il existe deux types de fissions: la fission spontanée et la fission induite.

Fission spontanée

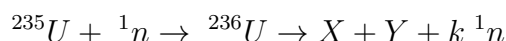
Le phénomène de la fission spontanée est découvert en 1940 par G. N. Flerov et K. A. Petrjak en travaillant sur des noyaux d'uranium 238. On parle de fission nucléaire spontanée lorsque le noyau se désintègre en plusieurs fragments sans absorption préalable d'un corpuscule (particule subatomique). Ce type de fission n'est possible que pour les noyaux extrêmement lourds, car l'énergie de liaison par nucléon est alors plus petite que pour les noyaux moyennement lourds nouvellement formés. L'uranium 235 (dans une très faible proportion cependant), les plutoniums 240 et 244 et surtout le californium 254 sont par exemple des noyaux spontanément fissiles.

Fission induite

La fission induite a lieu lorsqu'un noyau lourd capture une autre particule (généralement un neutron) et que le noyau ainsi composé se désintègre alors en plusieurs fragments. La fission neutronique est une fission induite qui peut être soit thermique (où la particule induite est un neutron thermique ou lent) soit rapide (où la particule induite est un neutron rapide). Les noyaux atomiques pouvant fissionner sont dits *fissiles* ou *fissibles*.

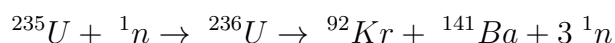
Actuellement, la fission induite par des projectiles de faible énergie (0 à 2 MeV) a été observée pour quelques actinides, l'uranium 233, 235 et 238 et le plutonium 239 et 241.

En absorbant un neutron, un noyau d'atome de l'uranium 235 se transforme ainsi en uranium 236, un isotope de l'uranium, dans un état excité de 6.2 MeV (1 MeV = 1.6×10^{-13} J). La fission induite de l'uranium 235 par absorption d'un neutron est la réaction la plus connue de ce type.

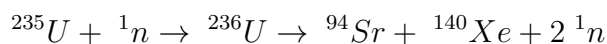


X et Y étant deux noyaux moyennement lourds et généralement radioactifs: on les appelle des produits de fission.

- Dans 16% des cas l'énergie est dissipée par rayonnement électromagnétique et le noyau de l'uranium 236 reste intact.
- Dans 84% des cas, cette énergie suffit pour que le noyau puisse franchir la barrière de fission, de 5.7 MeV et se fragmenter en deux autres noyaux comme par exemple le Krypton 92 (${}^{92}\text{Kr}$) et le Baryum 141 (${}^{141}\text{Ba}$) et trois neutrons:



ou bien le strontium 94 et le xénon 140 :



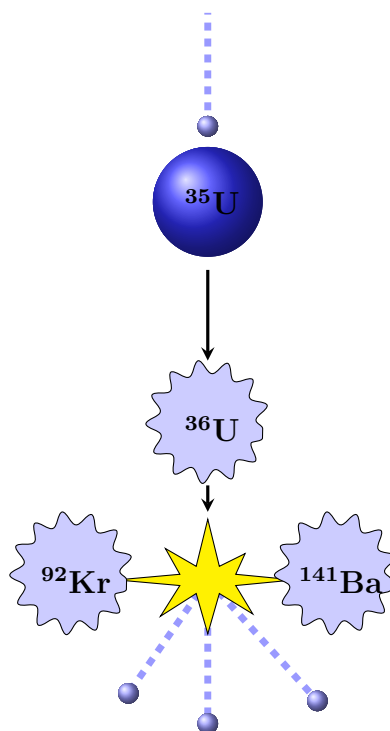


FIGURE 2.2 – Exemple de fission nucléaire

Une importante quantité d'énergie est libérée lors de cette fission, de l'ordre de 202.8 MeV pour un noyau d'uranium 235. La part principale de cette énergie est constituée par l'énergie cinétique des deux atomes créés. Elle s'accompagne en général de l'émission d'un ou de plusieurs neutrons rapides (généralement 2 ou 3) qui ont une énergie cinétique moyenne de 2 MeV. Ceux-ci réagissent avec les noyaux qu'ils rencontrent et sont soit diffusés, c'est-à-dire renvoyés dans une direction différente, soit absorbés. Tant que la probabilité d'absorption reste faible, les neutrons se conservent pratiquement en nombre, mais leur énergie décroît peu à peu à chaque diffusion. Les noyaux sont d'autant plus efficaces pour ralentir les neutrons que leur masse est plus faible, plus proche de celle du neutron. C'est en particulier le cas de l'eau ordinaire (qui contient de l'hydrogène, le meilleur des modérateurs/ralentisseurs de neutrons), l'eau lourde (eau dans laquelle n'a été conservé, grâce à une séparation isotopique, que l'isotope lourd de l'hydrogène, le deutérium), le béryllium ou son oxyde la glucine, et enfin le graphite (carbone pur). Avec un modérateur efficace, les neutrons se ralentissent jusqu'à ce que leur énergie cinétique soit à peu près égale à l'énergie d'agitation thermique du milieu diffusant (0.025 eV à la température de 300 °K). La plupart des fissions se produisent alors à cette énergie et le réacteur est dit à neutrons thermiques. Dans le cas contraire, le réacteur est dit à neutrons rapides. La raison principale pour laquelle on cherche dans un réacteur thermique

à ralentir les neutrons issus de fission pour les amener au niveau d'énergie (de vitesse) thermique est liée au fait que la probabilité qu'une rencontre d'un neutron thermalisé avec un atome fissile donne lieu à fission de l'atome rencontré est sensiblement 250 fois plus élevée que dans le cas où le neutron possède une énergie (une vitesse) élevée voisine de son énergie initiale. Certaines captures de neutrons ne donnent pas lieu à la fission du noyau et l'importance relative de ces captures parasites doit être strictement limitée pour qu'une réaction en chaîne, divergente ou stationnaire, soit réalisée. Pour entretenir une réaction en chaîne, l'un des n neutrons produits à chaque fission devra à son tour être absorbé dans le combustible, les $n - 1$ qui restent pouvant être perdus par capture dans les autres constituants du milieu, ou par fuite en dehors du dispositif. n dépend de l'énergie des neutrons. Dans le cas des neutrons thermiques, il est égal à 2.08 pour ^{235}U et ^{239}Pu , à 1.8 pour l'uranium enrichi, mais à 1.36 seulement pour l'uranium naturel. Le contrôle de la réaction en chaîne est assuré par l'insertion de barres de commandes contenant des matériaux très absorbants des neutrons, généralement désignés *absorbants mobiles de contrôle de la réactivité du coeur*. Les matériaux absorbants utilisés sont généralement le bore, le cadmium, l'argent, l'indium

La réaction en chaîne

Lors d'une réaction de fission nucléaire induite, l'absorption d'un neutron par un noyau fissile permet la libération de plusieurs neutrons, et chaque neutron émis peut à son tour casser un autre noyau fissile. La réaction se poursuit ainsi d'elle-même: c'est la réaction en chaîne. Cette réaction en chaîne n'a lieu que si un neutron au moins émis lors d'une fission est apte à provoquer une nouvelle fission. Dans un milieu réactif, la vitesse à laquelle se déroule cette réaction en chaîne est mesurée par le facteur de multiplication.

Une mole d'uranium 235 pèse 235.0439299 grammes et contient NA (Nombre d'Avogadro) atomes. La fission de chaque atome produit environ 193 MeV d'énergie récupérable. Donc en supposant que l'on fissionne tous les noyaux d'uranium dans un gramme d'uranium 235 – ce qui est technologiquement impossible dans l'état actuel des connaissances – l'énergie produite serait alors égale à :

- 1 fission produit $193 \text{ MeV} = 193 \times 10^6 \times 1.60218 \times 10^{-19} = 3.0922 \times 10^{-11} \text{ J}$
- 1 gramme d'uranium 235 fissionné $1/235.0439299 \times NA$ fissions = $1/(235.0439299 \times 6.02214129 \times 10^{23})$ fissions = 2.56213×10^{21} fissions.
- 1 gramme d'uranium 235 fissionné. $2.56213 \times 10^{21} \times 3.0922 \times 10^{-11} \text{ J} = 7.92263 \times 10^{10} \text{ J}$
- 1 Mégawatt.jour = $24 \text{ MWh} = 24 \times 3600 \times 106 \text{ J} = 8.64 \times 10^{10} \text{ J}$.
- 1 Mégawatt.jour \Leftrightarrow 1.09055 gramme d'uranium 235 fissionné.

1 Mégawatt.jour \Leftrightarrow 1.09 gramme d'uranium 235 fissionné C'est-à-dire tous les atomes d'uranium 235 présents dans $(1.09055 / 0.007202) = 151.42$ grammes d'uranium naturel.

Or;

- 1 Mégawatt.jour = 1 000 000 × 24 = 1 000 kW × 24 = 24 000 kWh
- 24 000 / 151.42 = 158.497 kWh

Donc la fission de tous les atomes d'uranium 235 présents dans un gramme d'uranium naturel peut produire 158.5 kWh. Ces résultats restent exact au 1^{er} ordre avec les autres gros atomes fissiles présents ou formés dans les réacteurs de puissance tel que le plutonium 239 ou le thorium 232. Ils permettent d'évaluer avec une bonne précision la consommation de matière fissile dans tous les réacteurs de puissance (i. e. la masse des gros atomes fissionnés; i.e. les actinides fissionnés) et donc d'apprécier la quantité de produits de fission formés. La fission de la totalité des atomes d'uranium 235 fissiles contenus dans une tonne d'uranium naturel, qui contient en masse 0.7202 % d'uranium 235, donne $5.7059 \times 10^{14} J (= 570600 GJ)$ soit plus de 10 000 fois plus d'énergie que la combustion d'une tonne d'équivalent pétrole qui dissipe 41.86 GJ. Toutefois étant donné que les procédés actuels ne permettent pas la fission intégrale de l'uranium 235 contenu dans l'uranium naturel on peut retenir l'ordre de grandeur de 10 000 fois plus d'énergie récupérable par tonne d'uranium naturel que par tonne d'équivalent pétrole. Cette estimation ne tient pas compte de la mise en oeuvre des réacteurs rapides qui permettent de fissionner l'intégralité de l'uranium naturel extrait du sous-sol. Dans cette hypothèse la quantité d'énergie théoriquement récupérable d'une tonne d'uranium naturel se trouverait sensiblement multipliée par $1/0.7202\%$ soit 138.9 et de façon plus réaliste compte tenu des pertes qu'il y aurait nécessairement par un facteur 100.

Notion de masse critique

Il ne suffit pas que le facteur de multiplication des neutrons soit plus grand que 1 pour que la réaction en chaîne s'entretienne: d'une part, les neutrons sont instables et peuvent se désintégrer, mais ceci joue peu, car leur temps de vie moyen est de près d'un quart d'heure, mais surtout, ils peuvent sortir du milieu où l'on essaie de faire une réaction en chaîne. Il faut qu'ils aient une collision avant de sortir, sinon ils ne participent plus à la réaction en chaîne. L'épaisseur moyenne du milieu fissile doit donc être assez grande pour assurer une probabilité suffisante pour les neutrons de rencontrer un noyau fissile. Ceci amène à la notion de masse critique de l'élément fissile, qui est une masse en dessous de laquelle on ne peut plus garder suffisamment de neutrons, quelle que soit la forme de la charge fissile, pour maintenir la réaction. Ceci explique pourquoi l'on ne peut pas avoir de mini-réacteurs nucléaires.

Ayant découvert et compris la fission vers 1930, l'homme a entrepris d'exploiter la fission des atomes lourds pour en extraire de l'énergie nucléaire. Dans la croûte terrestre, le minerai d'uranium est constitué à 99.3% d'uranium 238 stable et de 0.7 % d'uranium

235 fissile. À chaque désintégration, le noyau d'uranium 235 émet plus de deux neutrons. Au-delà d'une certaine concentration, un de ces neutrons provoque la désintégration d'un autre noyau d'uranium 235, et il peut se produire une réaction en chaîne. S'il est présent, l'uranium 238 peut aussi absorber un neutron pour se transformer en plutonium 239, lui aussi très instable comme l'uranium 235. En contrôlant cette réaction en chaîne, on dispose d'une source d'énergie continue puissante et compacte.

2.4.2 La fusion nucléaire

La fusion nucléaire aussi appelée *fusion thermonucléaire* est la réunion de deux noyaux atomiques légers pour former un noyau unique plus lourd et plus stable. Au cours de cette réaction de fusion, la masse du noyau produit est inférieure à la somme des masses des noyaux légers d'origine. Or, en vertu de la célèbre relation établie par Albert Einstein $E = mc^2$, la différence de masse est convertie en énergie. On peut notamment observer ce phénomène de fusion au sein des étoiles dans lesquelles une énergie colossale est libérée. Le phénomène de fusion nucléaire se différencie donc de celui de la fission nucléaire dans lequel un atome lourd se scinde en deux atomes plus légers avec un dégagement d'énergie nettement inférieur.

Le processus de fusion nucléaire ne peut avoir lieu que dans des conditions de température et de pression particulières. À titre d'exemple, au cœur du soleil, la pression est égale à 200 milliards de fois la pression atmosphérique terrestre et la température centrale atteint environ 15 millions de degrés. Dans ces conditions, les noyaux légers d'hydrogène (75% de la composition du soleil) fusionnent en noyaux d'hélium (24%) approximativement deux fois plus lourds, créant ainsi la lumière et la chaleur que nous recevons. Selon les calculs, 620 millions de tonnes d'hydrogène y sont transformés en 615.7 millions de tonnes d'hélium chaque seconde.

Pouvoir reproduire ce phénomène sur terre permettrait en théorie de satisfaire définitivement les besoins énergétiques de l'humanité. C'est précisément l'enjeu majeur de la recherche sur la fusion nucléaire contrôlée. Les combustibles nécessaires à la fusion sont deux isotopes de l'hydrogène: le deutérium, disponible en quantités pratiquement illimitées dans l'eau des mers, et le tritium que l'on produit à partir du lithium relativement abondant dans l'écorce terrestre.

La bombe thermonucléaire, couramment appelée bombe H, constitue aujourd'hui la seule application pratique de la fusion nucléaire. Celle-ci a été testée pour la première fois en 1952 aux États-Unis dans la foulée de la maîtrise de la bombe A (à fission nucléaire). Les armes thermonucléaires ont joué un rôle clé dans l'équilibre dissuasif entre les deux blocs pendant la guerre froide.

Des efforts de recherche sont menés depuis plus de 50 ans pour recréer les conditions de

la fusion nucléaire au sein d'un réacteur. Toutefois, la maîtrise d'un processus contrôlé de fusion n'est pas encore démontrée et les technologies et matériaux adaptés à ces températures et pressions extrêmes ne sont pas encore disponibles pour une utilisation industrielle. Recréer un processus de fusion nucléaire s'avère beaucoup plus complexe que d'exploiter la réaction de fission en chaîne.

Si le principe novateur des centrales à fusion nucléaire est validé scientifiquement et technologiquement il permettra de développer une nouvelle source abondante d'énergie complémentaire de la fission nucléaire.

Les avantages écologiques

La fusion génère peu de déchets radioactifs, en plus de courte durée de vie, et pas de gaz à effet de serre. De plus, elle écarte tout risque d'emballement de la réaction nucléaire et donc toute menace d'explosion. Contrairement au procédé de fission nucléaire, la moindre perturbation au sein d'un réacteur à fusion par confinement magnétique entraînerait un refroidissement puis un arrêt spontané des réactions de fusion.

Les avantages économiques

La fusion nucléaire fait appel à des combustibles (deutérium, lithium) présents en grande quantités sur notre planète, de quoi alimenter les éventuels réacteurs à fusion pour de nombreux millénaires. Les risques de pénurie énergétique seraient donc écartés. Quelques grammes de combustible suffiraient pour déclencher et entretenir les réactions de fusion. Une centrale à fusion de 1 000 MWe aurait ainsi besoin de 125 kg de deutérium et de 3 tonnes de lithium (contre 2.7 millions de tonnes de charbon pour une centrale thermique de même puissance) pour fonctionner toute une année.

Les limites technologiques

L'état actuel des connaissances scientifiques ne permet pas aujourd'hui d'extraire suffisamment d'énergie des réactions de fusion pour produire de l'électricité. De plus, on ne sait pas encore fabriquer de matériaux pouvant résister assez longtemps au rayonnement et au flux de neutrons libérés au cours de ces réactions. Les scientifiques estiment que les technologies nécessaires à la mise en œuvre de la fusion nucléaire contrôlée à des fins de production énergétique ne seront pas disponibles avant de nombreuses décennies.

La fusion deutérium–tritium

Depuis une trentaine d'années, la quasi-totalité des recherches porte sur la fusion de deux isotopes de l'hydrogène: le deutérium et de tritium. Le premier existe à l'état

naturel (présent dans l'eau de mer à hauteur de 33 g/m^3) et le second peut être produit à l'intérieur d'un réacteur industriel à fusion, par interaction avec du lithium. Ce dernier est présent sur terre à hauteur de 20 g/tonne dans la croûte terrestre et 0.18 g/m^3 dans les océans. La température nécessaire à la fusion de ces deux isotopes est de l'ordre de 150 millions de degrés, soit dix fois la température du cœur du Soleil. Il se forme alors un plasma, quatrième état de la matière dans lequel les atomes sont totalement ionisés, c'est-à-dire que leurs noyaux et électrons ne sont plus liés. La réunion des noyaux atomiques légers pour former un noyau unique plus lourd et plus stable a alors lieu. Les neutrons dégagés lors de cette réaction irradient l'enceinte du réacteur qui emmagasine de l'énergie thermique.

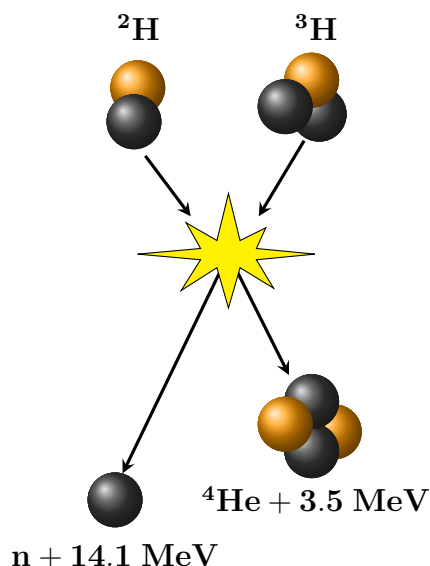


FIGURE 2.3 – Principe de la fusion nucléaire

Il existe trois voies de développement de réacteurs à fusion nucléaire:

Le réacteur à confinement inertiel:

le mélange deutérium-tritium est enfermé dans des microbilles. Elles sont portées à très haute pression et température pendant un temps extrêmement court au moyen de lasers très puissants. La micro-explosion thermonucléaire obtenue produit une impulsion hyperpuissante de l'ordre du térawatt sur un laps de temps très court, environ 10 picosecondes.

Le réacteur à confinement magnétique:

les noyaux sont portés à plus de 100 millions de degrés Celsius dans des machines d'un volume important appelées tokamaks. Puisqu'aucun matériau ne peut résister à de telles températures, le plasma renfermant le mélange peu dense de deutérium et de tritium est confiné par un champ magnétique intense généré par des bobines situées autour de la chambre et par un fort courant électrique circulant dans le plasma. La fusion s'initie dès que la température, la densité et le temps d'isolation thermique du mélange atteignent les seuils critiques d'ignition.

Il existe plusieurs prototypes de tokamak dans le monde, dont l'installation Tore Supra à Cadarache. Le réacteur ITER, en construction sur ce site, appartient à la même famille.

Ces deux méthodes ont déjà permis d'obtenir de brèves réactions de fusion. Cependant, elles nécessitent pour le moment plus d'énergie qu'elles n'en créent. C'est pourquoi les axes principaux de la recherche dans les décennies à venir porteront sur l'allongement et l'optimisation du processus de fusion.

Le tokamak: Un tokamak, dont le principe de fonctionnement est représenté par la figure 2.4, est une machine en forme d'anneau métallique creux (tore). Elle est utilisée par les scientifiques afin d'y créer des réactions de fusion nucléaire, pour produire de l'énergie. Le tokamak a été inventé dans les années 1950–1960 par les physiciens Igor Tamm et Andreï Sakharov. Le terme *tokamak* est tiré du russe *toroidal'naja kamera magnetyimi katushkami*, ce qui signifie en français: *chambre toroïdale avec bobines magnétiques*.

Des plasmas y sont chauffés à plusieurs millions de degrés au centre de l'anneau. Le plasma est le quatrième état de la matière dans lequel les atomes sont totalement ionisés, c'est-à-dire que leurs noyaux et les électrons les entourant ne sont plus liés. Cet état est indispensable à l'enclenchement de la réaction de fusion nucléaire car c'est à une température de l'ordre de 150 millions de degrés Celsius que la probabilité d'obtenir une réaction de fusion est maximum. De puissants champs magnétiques maintiennent le plasma à distance des parois en formant un anneau virtuel protecteur. Ils constituent une sorte de *bouclier* magnétique empêchant le plasma de s'approcher et de fondre les parois métalliques. C'est la caractéristique principale des tokamaks. Actuellement, ces champs magnétiques sont générés par des bobines supraconductrices installées autour de la chambre et par un courant électrique qui circule dans le plasma.

Les réactions de fusion nucléaire ont naturellement lieu au cœur des étoiles à des pressions et des températures extrêmes. À titre d'exemple, au cœur du Soleil, la pression est égale à 200 milliards de fois la pression atmosphérique terrestre et la température centrale atteint environ 15 millions de degrés Celsius pour une densité égale à 150 fois celle de

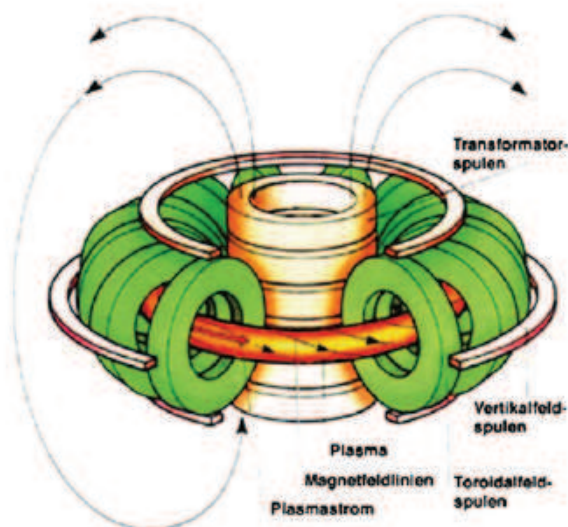


FIGURE 2.4 – Schéma du principe du Tokamak

l'eau. Dans ces conditions les noyaux légers d'hydrogène (75% de la composition du Soleil) fusionnent en noyaux d'hélium (24%) deux fois plus lourds, générant consécutivement la lumière et la chaleur que nous recevons. Selon les calculs, chaque seconde 620 millions de tonnes d'hydrogène y sont transformés en 615.7 millions de tonnes d'hélium.

Sur terre, le rôle du tokamak est de reproduire et de contrôler un processus de fusion, mais à des pressions plus faibles donc des températures plus élevées. Le combustible est un mélange d'isotopes de l'hydrogène. Ce mélange est chauffé à une température d'environ 150 millions de degrés pour en déclencher la fusion.

On estime à 200 le nombre de tokamaks qui ont été construits au cours de ces 40 dernières années. Cependant, malgré l'expérience accumulée, la technologie des tokamaks est encore en phase expérimentale et aucune application industrielle n'est attendue avant plusieurs décennies.

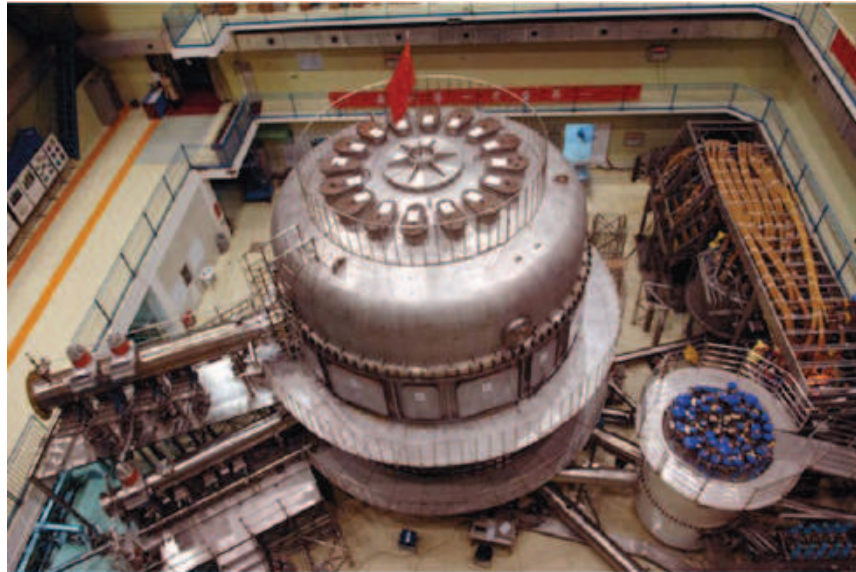


FIGURE 2.5 – Tokamak EAST

La technologie des tokamaks doit toutefois encore progresser afin de répondre aux problèmes techniques rencontrés:

- la physique des plasmas n'est pas une science parfaitement maîtrisée. Il est notamment très difficile de modéliser le comportement d'un plasma confiné;
- les matériaux internes d'un tokamak doivent à la fois faire face à des contraintes extrêmes: température, résistance aux champs magnétiques, stabilité aux radiations et au bombardement des neutrons de fusion et atteindre des durées de vie suffisantes. Dans un futur système industriel, la paroi devrait évacuer une densité de puissance très importante, de l'ordre de $20 \text{ MW}/\text{m}^2$. On ne connaît pour le moment aucun matériau capable de résister à ces conditions sur le long terme;
- les isotopes de l'hydrogène utilisés comme combustibles possèdent des diffusivités élevées, en particulier le tritium. Le rayon de fuite de ce gaz radioactif doit être maîtrisé dans les tokamaks qui en font usage;
- en irradiant les parois du tokamak, les neutrons issus de la réaction de fusion rendent les composants partiellement radioactifs pour une centaine d'années. Un plan de démantèlement efficace des installations doit donc être prévu;
- pour atteindre l'objectif d'une fusion auto-entretenu, il est nécessaire de pouvoir confiner une grande quantité de plasma. Il faut par conséquent construire des tokamaks de grande envergure dont les coûts de construction et de maintenance sont très importants.

Le Laser Mégajoule:

Il a pour objectif de reproduire en laboratoire des conditions physiques analogues à celles créées lors du fonctionnement des armes nucléaires. Ce Laser est essentiellement destiné à un usage scientifique et à la simulation d'explosions d'armes atomiques, tout comme son semblable américain, le NIF (National Ignition Facility) situé en Californie.

2.4.3 Impact environmental

Les enjeux géopolitiques et environnementaux placent l'énergie nucléaire au cœur des débats. Ses caractéristiques sont les suivantes:

- Une exceptionnelle densité (1 gramme d'uranium 235 produit la même quantité d'électricité que 2 tonnes de fioul ou 3 tonnes de charbon);
- Un fonctionnement sans émission de dioxyde de carbone (CO₂);
- Des réserves de combustibles bien réparties géographiquement, d'un siècle au minimum aujourd'hui, devenant millénaires dès que les réacteurs surgénérateurs en cours de développement seront capables de recycler les déchets accumulés par les centrales actuelles, en consommant beaucoup moins de matériaux fissiles;
- L'énergie nucléaire de fission nécessite au départ des investissements lourds, obstacle important même si, in fine, elle s'avère très rentable;
- La maîtrise de sa sûreté est très exigeante;
- les risques de prolifération (nouveaux pays s'équipant d'armes nucléaires) sont difficiles à éliminer totalement;
- Ses déchets, pourtant en faible volume, sont considérés comme dangereux, objet de débats où s'affrontent des logiques différentes.

Actuellement, on prévoit une tendance vers l'utilisation du thorium 232 parce qu'il produit moins de déchets nucléaire que l'uranium 235 et la durée de vie de ses déchets et de l'ordre de quelques années alors que la durée de vie des déchets issus de l'uranium 235 est de l'ordre de centaines de milliers d'années.

Les acteurs majeurs de l'énergie nucléaire civile sont les États, et particulièrement ceux qui se sont dotés de l'arme nucléaire. Ils ont dû ainsi maîtriser les technologies qui sont aussi au cœur du nucléaire civil. Parmi ces pays: les États-Unis, la France, le Royaume-Uni, la Russie et ses anciens satellites, l'Inde et la Chine (Israël et le Pakistan n'ont pas encore de nucléaire civil). Des puissances économiques non dotées d'armes nucléaires ont également développé des capacités nucléaires civiles: l'Allemagne, le Canada, le Japon, la Corée du Sud, etc.

Près de 2 518 TWh d'électricité ont été produits dans le monde par des réacteurs nucléaires en 2011, dont 31.4% aux États-Unis, 16.1% en France et 6.6% en Russie.

Viennent ensuite le Japon (6.2%) et la Corée du sud (5.9%). Il est probable que la Chine (3.9%) et l'Inde (1.1%) occupent prochainement une place parmi ces leaders, compte tenu des investissements énormes consentis pour le nucléaire civil dans ces deux pays.

Parmi les acteurs mondiaux majeurs, l'AIEA (Agence Internationale pour l'Énergie Atomique) dépend directement du conseil de sécurité de l'ONU. Elle a pour rôle *d'assurer un usage sûr et pacifique des technologies et des sciences liées au nucléaire*.

Au niveau industriel, les principaux acteurs sont Areva/EDF, Westinghouse/Toshiba, GE/Hitachi, Mitsubishi, KEPCO (Corée du sud), Rosatom (Russie), AECL (Canada).

Il y a aujourd'hui 437 réacteurs produisant de l'électricité dans 31 pays, dont 103 aux États-Unis et 58 en France. L'Europe produit actuellement un tiers de l'électricité nucléaire mondiale. Cette dernière ne représente cependant que 5,7% de l'énergie primaire mondiale et près de 13% de l'énergie électrique (approximativement 19% aux États-Unis et 75% en France).

Aujourd'hui, l'énergie nucléaire a également un rôle clé dans les secteurs d'activité suivants:

- en médecine: radiothérapie, imagerie médicale (IRM);
- en instrumentation industrielle et scientifique: neutrographie pour le contrôle non destructif;
- dans le domaine spatial : propulsion des satellites et sondes interplanétaires.

2.4.4 La filière du thorium

La technologie des réacteurs au thorium qui présente un grand nombre d'avantages par rapport aux centrales actuelles à l'uranium, a été largement étudiée et développée dans les années 50 à 70. Le thorium a cependant cédé la place à l'uranium pour une raison militaire: la solution thorium ne permet pas, ou très difficilement, de fabriquer des armes nucléaires. Elle ne produit en particulier pas de plutonium. Cette approche a donc été temporairement écartée mais redevient d'actualité, notamment en Inde et en Chine.

Car, en plus d'être un frein efficace à la prolifération nucléaire, la filière thorium présente un grand nombre d'autres avantages.

Tout d'abord le thorium est trois fois plus abondant que l'uranium et est relativement bien réparti sur la surface du globe. Les gisements principaux se trouvent en Australie, aux États-Unis, en Turquie, en Inde, en Amérique du Sud, en Norvège et en Egypte et contribuent ainsi à un équilibre géostratégique.

Ce métal n'a pas besoin d'être enrichi et est utilisable quasiment à 100 % dans un réacteur, contrairement à l'uranium naturel dans lequel l'isotope uranium 235 ne représente que 0,7 % de ce qui est extrait du sol. Au taux de consommation actuel, la réserve planétaire d'uranium est de 80 ans, celle de thorium de 1000 ans.

Le thorium, au départ très peu radioactif, produit considérablement moins de déchets, dû à la combustion complète du métal dans le processus de génération de chaleur.

En ce qui concerne la sécurité, la caractéristique la plus marquante de ces réacteurs est l'absence d'un risque de fusion du cœur. En effet, l'amorçage et le maintien d'une réaction de fission alimentée par le thorium, au départ non fissile, nécessite un apport de neutrons. Cette source, un petit accélérateur de particules, doit être continue; le cycle thorium ne peut pas continuer seul. Lorsque la source de neutrons s'arrête, que l'on tire la prise, les réactions de fission s'arrêtent également. Ce type de réacteur, appelé sous-critique, a été imaginé par Carlo Rubbia, ancien directeur général du CERN. L'énergie ainsi récoltée est 60 fois supérieure à celle nécessaire à sa génération.

Un autre élément de sécurité inclut des soupapes sensibles à la chaleur qui permettent au combustible (sous forme liquide) d'être transféré par gravitation dans un conteneur dans lequel la réaction s'arrête faute de neutrons.

Par ailleurs, ces réacteurs fonctionnent à pression atmosphérique et n'occasionnent pas les explosions d'hydrogène vues à Fukushima.

Les déchets produits par ce type de réacteur occupent un volume moindre et ont une durée de demi-vie beaucoup plus courte que dans les réacteurs conventionnels. Le plutonium, en particulier, est complètement absent des déchets. Après 100 ans, le niveau de radioactivité est divisé par 10 et après 500 ans, les déchets peuvent être traités comme les cendres issues de la combustion du charbon. C'est à comparer aux 100 000 ans nécessaires à la neutralisation des déchets nucléaires d'aujourd'hui. Du point de vue de la technique de stockage, c'est un avantage considérable.

Enfin, pour préciser les caractéristiques de non-prolifération de cette technique, les sous-produits de la désintégration du thorium sont très difficiles à traiter et leur intégration dans des armes nucléaires pose des problèmes techniques insolubles. En effet, un des sous-produits à durée de demi-vie très courte a la capacité de détruire l'électronique embarquée, peut compromettre l'intégrité des explosifs chimiques et signale sa présence aux détecteurs gamma. Crise sur le gâteau, cette technique permet aussi de brûler les stocks de plutonium et d'uranium militaire excédentaires. Ces éléments sont effectivement consommés dans la réaction en étant intégrés dans le cycle du thorium.
