

ANNEXE 1

LA DÉFINITION DES ÉNERGIES PRIMAIRES

Les définitions utilisées pour calculer les quantités globales d'énergie à partir de données brutes doivent s'appliquer à toutes les filières énergétiques, être en cohérence avec les lois physiques, et tenir compte des contraintes techniques. Elles doivent être indépendantes de toutes arrière-pensées idéologiques, quelles soient économiques ou écologiques. Malgré tout il peut rester une part d'arbitraire, et donc apparaître différentes définitions, modifiant par exemple le poids respectif des différentes filières. A tout prendre, il vaut mieux se tenir à une seule définition afin de faire des comparaisons au cours du temps ou d'un pays à l'autre. Le progrès technique peut aussi rendre obsolète certaines définitions (on peut penser à la filière des surrégénérateurs nucléaires permettant une extraction plus importante d'énergie de l'uranium). Une fois le progrès effectivement réalisé au niveau industriel, il sera toujours possible d'amender les définitions antérieures.

L'Agence Internationale de l'Energie (AIE), organisme économique affilié à l'OCDE, donne des définitions pour les énergies primaires, ressources en amont de la chaîne de transformation, et les énergies finales, ressources en aval au niveau de l'utilisateur final^[1,2]. Vu le nombre de données calculées avec les définitions de l'AIE, ce sont celles qui seront utilisées dans ce document sauf précision contraire. Elles ont le mérite d'être assez précises et cohérentes avec la réalité malgré la difficulté à bien définir ces grandeurs.

1.1 Les énergies primaires

Les énergies primaires sont classées suivant le type de ressource, pétrole, GN, nucléaire..., quelque soit les utilisations de chaque ressource (calorifique, électrique, matière première...). L'unité d'énergie utilisée par l'AIE est l'équivalent pétrole dont la tonne, ou tep, a été fixé à environ 42 GJ (41,868 GJ exactement^[1]). Il s'agit d'un pétrole étalon car la composition du pétrole, et donc son contenu énergétique ou pouvoir calorifique (PC), varie d'un gisement à l'autre. Cependant la tep correspond à peu près à la valeur moyenne du PC massique du pétrole brut des différents gisements. PC est sous-entendu PC inférieur (PCI), c'est-à-dire en excluant la chaleur latente de l'eau produite lors de la combustion d'un hydrocarbure. Si par liquéfaction de l'eau la chaleur latente est récupérée, 2,26 MJ/kg d'eau ou 41 kJ/mole d'eau, l'énergie totale libérée est le pouvoir calorifique supérieur (PCS), convention adoptée dans les documents anglo-saxons (ministère de l'énergie des EUd'A - the US Department of Energy ou USDOE -, l'International Petroleum Exchange of London ...). Pour le pétrole étalon, en supposant le rapport du nombre d'atomes d'hydrogène par celui d'atomes de carbone, H/C, de 1,8, l'écart entre PC est de plus de 6% du PCI ; pour les charbons la différence de PC sur pur est de 3% du PCI (plus faible pour l'antracite, de l'ordre de 2%) ; pour le méthane - principal constituant du GN - l'écart est de 10% du PCI ; pour le dihydrogène H₂, il est de 17% du PCI. La plupart des applications énergétiques ne permettent pas de récupérer la chaleur latente de l'eau.

Les valeurs des ressources fossiles sont calculées à partir des données brutes de production, tenant compte des pertes lors de leur extraction et de leur traitement sur place.

Le PC massique du pétrole brut varie d'un gisement à l'autre et parfois dans le temps, du fait des différences de composition. Cette variation reste faible. PC croît légèrement avec H/C (42 GJ/t avec H/C de 1,8 pour le pétrole étalon, 40 GJ/t avec H/C de 1,5 pour les

bitumes naturels). En réalité la préoccupation des ingénieurs exploitant les gisements a été le volume de pétrole extrait, et non son contenu énergétique. Il représente la donnée brute. Dans les principaux pays producteurs ce volume est mesuré par une unité archaïque, le baril, $1 \text{ b} = 0,159 \text{ m}^3$. La production est souvent donnée en baril par jour (b/j) et ses multiples (kb/j, Mb/j). Se ramener à son PC nécessite de connaître sa densité. La densité d'un hydrocarbure liquide varie beaucoup d'un gisement à l'autre (de 740 kg.m^{-3} pour les condensats à 1030 kg.m^{-3} pour les bitumes les plus denses). Si on suppose le PC massique constant au 1^{er} ordre, le PC volumique varie proportionnellement à la densité. Le contenu énergétique du baril de pétrole étalon vaut 5,71 GJ, avec une masse volumique de 7,33 b/t ou 855 kg.m^{-3} (6,12 GJ PCS).

Les quantités extraites de GN sont aussi mesurées en volume, souvent avec une autre unité archaïque, le pied cube, dans les conditions dites standard de 15°C et $1013 \text{ hPa} = 1 \text{ atm}$. Un pied cube vaut $0,0283 \text{ m}^3$. Un pied cube de gaz à $15^\circ\text{C} = 0,0268 \text{ m}^3$ du gaz pris dans les conditions normales (n), c'est à dire à 0°C et 1 atm . Le volume d'une même quantité de gaz diffère suivant les conditions de T et P, d'où la nécessité de bien préciser ces conditions. Dans les documents français l'unité m^3 est sous-entendue dans les conditions normales, alors que dans les documents anglo-saxons elle est sous-entendue dans les conditions standard. Le GN brut, ie à la sortie du puits, contient à la fois des hydrocarbures gazeux (alcane de 1 à 7 carbones et un peu d'alcènes) et des molécules gazeuses non calorifiques (CO_2 , N_2 , He ...), ou calorifiques mais dangereuses (H_2S). Les compositions en volume peuvent être très variables entre gisements, même si le méthane est en général le composé majoritaire^[3]. Afin de le rendre plus homogène pour son transport et son utilisation le GN est traité. Il est pratiquement épuré de H_2S et la part des composants autres que le méthane est plus ou moins réduite. Les hydrocarbures plus lourds que le méthane, et de PC volumique plus élevé, sont souvent commercialisés à part (butane, propane, naphta...). En principe le GN à la sortie du centre de traitement, et destiné à être commercialisé, est celui comptabilisé dans les données de production^[4]. Il tient compte de toutes les pertes en amont (réinjection dans le gisement, utilisation comme énergie par les installations gazières, ou élimination dans l'air ou par combustion). La présence en quantité variable de résidus entraîne encore des différences du contenu énergétique d'un champ à l'autre, pouvant atteindre 25% (p.275^[5]). La valeur moyenne est de 37 MJ/m^3 (PCI et n), proche de l'étalon pris à 36 MJ/m^3 ou $0,86 \text{ tep/m}^3$ (n).

Les quantités extraites de charbon sont données en tonne (en faisant attention que la "ton" des documents étasuniens est la "short ton" = 0,907 tonne dite métrique). Il présente des qualités extrêmement variables dues aux différences de contenu en impuretés (minéraux formant les cendres, eau) et de composition. La partie pure, à cause de la présence d'oxygène et de gaz adsorbés ou matières volatiles (CO_2 , hydrocarbures de faibles masses moléculaires, N_2 ...) en des teneurs variables, a un PCI variant de 35 GJ/t ($0,83 \text{ tep/t}$) pour l'antracite, à 15 GJ/t ($0,35 \text{ tep/t}$) pour le lignite [p.256^[5] et J. Teissie, *et al*, *Le charbon*^[6]]. Le PCI de l'antracite est plus faible que pour le pétrole en raison d'un rapport H/C plus faible (0,45 contre 1,8). Les données de production donne souvent le tonnage suivant deux ou trois classes de charbon (antracite, bitumeux et lignite). Ce tonnage correspond au charbon à la sortie de la mine après extraction, concassage et lavage pour le débarrasser d'une partie de ses impuretés (sulfates). Humidité et impuretés résiduelles diminuent son PCI par rapport au PCI sur pur. Les sources les plus précises s'accordent sur des facteurs de conversion d'environ $0,55 \text{ tep/t}$ pour le bitumeux moyen comprenant l'antracite et $0,21 \text{ tep/t}$ pour le lignite moyen [J. laherrère, *état des combustibles fossiles*^[6], citant le USDOE, et J. Teissie, *et al*, *Le charbon*^[6]].

Les énergies primaires servant à produire de l'électricité sont souvent quantifiées à partir de la production électrique (excepté les hydrocarbures) et en utilisant des facteurs de conversion moyens proches de la pratique. Elles sont parfois appelées électricités primaires. Pour calculer la chaleur produite dans les réacteurs nucléaires ce facteur est pris à 33%. Il est de 100% pour l'énergie mécanique des chutes d'eau, du vent, des marées, de même pour l'énergie solaire transformée par voie photovoltaïque. L'énergie géothermique utilisée pour produire de l'électricité est considérée avec un rendement de 10%. Les hydrocarbures, fossiles ou pas, utilisés dans les centrales électriques sont comptabilisés directement à partir de leur masse et de leur PCI ou par la chaleur dégagée. Cette dernière règle s'applique pour l'énergie solaire convertie en chaleur pour faire fonctionner un moteur thermodynamique produisant travail puis électricité. Cette production s'ajoute aux quantités énergétiques des autres utilisations de chaque ressource, si elles existent (solaire, géothermique, hydrocarbures...). Cette façon de comptabiliser les électricités primaires peut être critiquable du fait qu'elle donne un poids élevé à l'énergie nucléaire par rapport aux énergies renouvelables. Elle sous-entend la possibilité de mieux utiliser l'énergie primaire d'origine nucléaire par amélioration du rendement thermodynamique tandis que les énergies renouvelables par conversion mécanique sont au maximum de leurs possibilités.

Les ressources solaires et géothermiques utilisées seulement pour la chaleur sont comptabilisées par leur production calorifique. La même règle s'applique pour la biomasse utilisée pour des besoins énergétiques (biocarburants, déchets agricoles, bois de chauffage...). La biomasse utilisée pour l'alimentation et la matière première comme le bois d'œuvre n'est pas considérée comme une énergie primaire. Les déchets ou sous produits dérivés de ressources primaires (plastiques, huiles synthétiques, gaz de hauts fourneaux et cokeries ...) utilisés comme combustibles ne doivent pas être comptabilisés car ils ont été déjà pris en compte en amont.

1.2 Les énergies finales

L'énergie en bout de chaîne utilisée pour les applications est définie comme l'énergie finale. Il est difficile de savoir à quel stade des transformations, la ressource peut être considérée comme finale. L'AIE considère comme énergie finale, le PCI de l'essence à la pompe ou du combustible d'une chaudière, ou le contenu énergétique de l'électricité au niveau de l'utilisateur (industrie ou particulier). Elle exclut la part pour les matières premières (voir ci-après).

A cause de la dissipation d'une partie de l'énergie lors des transformations, la quantité d'énergie finale est inférieure à celle de l'énergie primaire (d'un facteur 1,6 en 2002 en France avec les définitions de l'AIE). Pour l'énergie nucléaire ce facteur est de 3. La définition de l'énergie finale par l'AIE peut être contestable. Pour comparer la rentabilité énergétique entre différentes filières il est parfois nécessaire d'aller plus en aval de la chaîne. De l'énergie primaire à l'énergie finale la production de carburant nécessite beaucoup moins de pertes d'énergie que la production électrique. Cependant un train électrique consomme moins d'énergie finale qu'une automobile à même service (en examinant par exemple l'énergie consommée par voyageur et par km parcouru). Pour un bilan complet il est donc nécessaire d'aller jusqu'à l'énergie mécanique au niveau des roues, et ne pas s'arrêter à l'essence ou l'électricité (« from well to wheel » en anglais).

1.3 Les matières premières d'énergies primaires

Ce sont des ressources comptabilisées comme énergies primaires mais utilisées comme matières premières pour la fabrication de biens manufacturés. Sont utilisés pres-

que uniquement les hydrocarbures fossiles pour cela : fractions légères du pétrole et GN pour la synthèse de divers polymères et molécules en pétrochimie (fibres textiles, matières plastiques, médicaments, additifs alimentaires...) ; fractions denses du pétrole pour la production de paraffines (bougies, isolants...), lubrifiants et asphaltes ; GN utilisé dans la fabrication de l'ammoniac à la base des engrais azotés synthétiques. La part de la pétrochimie (synthèse de molécules comme les aromatiques) dans la consommation du charbon est devenue très faible, moins de 1% dans le monde, du fait de la concurrence de la pétrochimie.

En France, les besoins de la pétrochimie représente presque 10% de la consommation du pétrole, tandis que ceux pour les lubrifiants, paraffines et asphaltes en nécessite environ 5%. Un peu plus de 5% du GN consommé en France est utilisé dans la fabrication de l'ammoniac et dans la pétrochimie.

Xavier Chavanne, Laboratoire Environnement et Développement, Uni. D. Diderot, Paris.

*Les références marquées d'un astérisque sont disponibles sur l'Internet à l'aide d'un moteur de recherche.

¹ OECD IEA AND EUROSTAT. *Energy statistics manual*. Paris : IEA publication, 2004. 195 p.*

² CEA. *Informations sur l'énergie 2004*. éd. 2005. 105 p.*

³ ROJEY A. (dir.) *Le gaz naturel*. Paris : éditions Technip 1994. 448 p.

⁴ LAHERRÈRE J. *The future of natural gas supply*. III int. workshop on oil & gas depletion, 25-26 Mai 2004, Berlin*.

⁵ MASSARD F. (dir.) *Aide-mémoire du thermicien*. Paris : éd. Elsevier, 1997. 518 p.

⁶ BOBIN J.-L., HUFFER E. ET NIFENECKER H. (dir.) *L'énergie de demain*. Collection Grenoble Sciences EDP Sciences, 2005. 626 p. ; <http://sfp.in2p3.fr>, *débats, l'énergie au 21^e siècle*.*