

LA SITUATION ENERGETIQUE MONDIALE ET FRANÇAISE

QUELQUES IDEES SIMPLES

APPLICATION A LA REGION POITOU-CHARENTES

B.DURAND *

**Ancien directeur de la Division Géologie-Géochimie de l'Institut français du pétrole et des énergies nouvelles (IFPEN), ancien directeur de l'Ecole nationale supérieure de géologie (ENSG), ancien président du comité scientifique de l'European Association of Petroleum Geoscientists and Engineers (EAGE), membre de l'ASPO (Association for the Study of Peak Oil and Gas) France et du comité scientifique de l'association Sauvons le Climat (SLC).*

Résumé pour décideurs

On montre ici que la disponibilité des combustibles fossiles est pour l'instant le déterminant principal de la richesse des nations, le pétrole jouant un rôle prépondérant dans les grands pays industrialisés. La France ne fait pas exception à la règle: elle est actuellement handicapée par une forte dépendance au pétrole, qui pèse de plus en plus sur sa balance commerciale et obère dramatiquement ses possibilités de reprise économique.

On montre ensuite qu'à échéance de cinq à dix ans la disponibilité du pétrole sur les marchés internationaux va probablement diminuer rapidement. Il en sera de même dix ans à quinze ans plus tard pour le gaz naturel, malgré le répit qu'apporte le développement actuel du « gaz de schistes ». Or la France, dépourvue de ressources, dépend totalement des marchés. La diminution de notre dépendance au pétrole et au gaz devrait donc être la priorité absolue de toute politique énergétique.

Des méthodes sont proposées pour dérouler cette politique. Ce sont essentiellement :

- ✓ *une réduction de la consommation de fuel domestique et de gaz pour la production de chaleur (chauffage, eau chaude et sanitaire (ECS) et cuisson) dans le secteur résidentiel-tertiaire, d'abord par d'importants progrès dans l'isolation des bâtiments, ensuite par la substitution au fuel et au gaz d'énergies renouvelables thermiques (ENRt), mises en œuvre par les particuliers mais aussi par des réseaux de chaleur alimentant des agglomérations de taille petite et moyenne. Ces ENRt seraient fournies pour l'essentiel par la biomasse-énergie et plus particulièrement le bois-énergie, par la géothermie de surface via les pompes à chaleur, et par les chauffe-eau solaires.*
- ✓ *une réduction de la consommation de carburants, d'abord par des incitations fortes à un changement de comportement des conducteurs, puis par une réduction rapide, encouragée par un système de bonus-malus, de la consommation unitaire des véhicules à moteur thermique, véhicules de transport routier y compris, le développement de modes de transport et de déplacement beaucoup moins consommateurs, et le passage progressif aux véhicules électriques et hybrides rechargeables.*
- ✓ *un développement de la filière des agrocarburants dits de deuxième génération (G2) produits à partir de biomasse ligno-cellulosique par la voie dite « thermochimique ».*

Cette politique permettrait de diminuer d'environ 1/3 la consommation de pétrole française d'ici 2030, et de moitié d'ici 2050, et donc de s'adapter aux difficultés d'approvisionnement en pétrole anticipées pour ces dates. Mais elle demanderait par contre un fort accroissement de la consommation d'électricité, provoqué plus particulièrement par le développement des pompes à chaleur et des véhicules électriques et hybrides rechargeables.

Encore faudrait-il que ce développement de l'électricité n'entraîne pas de son côté un surcroît de consommation de gaz ou même de charbon. On montre que cela suppose entre autres, ce qui n'est pas évident pour les personnes peu informées des questions énergétiques, de ne pas développer exagérément les électricités renouvelables intermittentes (éolien, solaire..) au détriment de l'électricité

nucléaire, au moins tant que l'on ne disposera pas de moyens de stockage de l'électricité de capacité massive bien supérieure à ce qu'on sait faire actuellement.

Une recherche puissante sur le stockage de l'électricité est donc un préalable au déploiement des énergies électriques renouvelables. Elle est également indispensable pour le développement des voitures électriques.

Une telle politique permettrait aussi de créer des filières industrielles et artisanales bien plus créatrices d'emplois que ne peut le faire un développement de l'éolien et du solaire.

Elle serait également en accord avec les engagements pris par la France de réduire considérablement ses émissions de gaz à effet de serre d'ici 2050.

Elle diminuerait les graves effets sanitaires des pollutions atmosphériques dues aux combustibles fossiles, dont on sous-estime l'importance, parce qu'ils sont actuellement exclus du débat public.

Pour rendre les choses plus concrètes, le cas d'une région, le Poitou-Charentes, est traité à titre d'exemple. On traite aussi des possibilités d'autonomie énergétique de cette région. Cette autonomie est de toute évidence impossible à atteindre avec les ressources locales en ce qui concerne la production de chaleur pour le chauffage des bâtiments et l'industrie, et la production de carburants pour les véhicules. Comme dans le reste de la France, la voie à suivre ici est, pour la production de chaleur, la diminution drastique de la consommation de fuel et de gaz, par amélioration des performances thermiques des bâtiments et substitution par les énergies renouvelables thermiques et l'électricité, et pour les carburants la diminution de la consommation unitaire des véhicules puis le passage progressif à la motorisation électrique. Elle n'est pas souhaitable en ce qui concerne l'électricité, parce qu'elle entraînerait la construction sur le territoire de centrales à gaz ou peut-être même de centrales à charbon, alimentées par du gaz ou du charbon importés, pour compléter la production de la centrale de Civaux en semi-base et en pointe. Cela serait bien plus coûteux pour le consommateur que la mutualisation comme actuellement des centrales électriques avec celles des autres régions françaises et même de l'Europe. Elle est du domaine du rêve en ce qui concerne l'autonomie électrique grâce uniquement aux ressources locales en énergies renouvelables électriques, éolien, solaire et éventuellement énergies marines, sauf si un jour on fait d'immenses progrès dans la capacité massive des stockages d'électricité. Cela entraînerait de plus un bouleversement de l'environnement et des paysages par les gigantesques emprises qui seraient alors nécessaires sur le territoire.

Ces conclusions sont aisément transposables à la plupart des régions françaises.

Il est urgent d'agir car le pétrole ne nous attendra pas.

Le choix est de s'adapter dès maintenant à cette contrainte inévitable, ou de s'enfoncer dans peu d'années dans une crise économique et sociale profonde et durable.

SOMMAIRE

Introduction

- 1- Les relations entre consommation d'énergie, production de biens matériels et bien-être.
- 2- Les tendances actuelles de la consommation d'énergie dans le Monde.
- 3- Quel avenir pour la disponibilité physique des combustibles fossiles ?
- 4- Le cas de la France.
- 5- La situation des régions : l'exemple du Poitou-Charentes.
- 6- La région Poitou-Charentes peut elle devenir autonome en énergie ?

Conclusion

Annexe : La tentation du charbon et ses dangers sanitaires et environnementaux.

Introduction

En France, le discours dominant sur l'énergie, véhiculé en boucle par les médias et donc le seul parvenant au grand public, ne veut connaître pour l'essentiel que l'énergie nucléaire et les énergies renouvelables. Il ignore ainsi le fait qu'une très grande partie de notre approvisionnement énergétique est constituée de combustibles fossiles, en premier lieu de pétrole, dont nous n'extrayons que très peu de notre sous-sol: si donc nous n'arrivons pas à nous passer de façon substantielle de ces combustibles, nous dépendrons étroitement pour notre développement futur de leur disponibilité sur les marchés internationaux, alors que cette disponibilité est très loin d'être assurée à court terme pour le pétrole, et qu'elle est très incertaine à moyen terme pour le gaz.

Ce discours dominant fait aussi la part belle à la recherche d'autonomie énergétique au niveau local, faisant ainsi implicitement l'hypothèse que les territoires, à quelque échelle que ce soit, disposent de ressources énergétiques encore inexploitées en quantités suffisantes pour assurer cette autonomie, mais sans jamais en vérifier la réalité physique.

Le présent document se propose de rappeler quelques faits et ordres de grandeur qui sont complètement perdus de vue et, à leur lumière, d'examiner la situation énergétique de la France, et à titre d'exemple pour une étude à l'échelle régionale, de la région Poitou-Charentes.

Rappel préalable:

*Rappelons la signification des principales unités d'énergie et de puissance utilisées dans ce document :
Pour l'énergie :*

- le **wattheure (Wh)** et ses multiples, le **kilowattheure (kWh)** (mille wattheures), le **mégawattheure (MWh)** (million de wattheures), le **gigawattheure (GWh)** (milliard de wattheures) et le **térawattheure (TWh)** (mille milliards de wattheures ou un milliard de kilowattheures). Un wattheure = 3600 joules.

Le joule (J) est l'unité d'énergie du Système International d'Unités (SI).

- la **tonne-équivalent-pétrole (tep)**, et ses multiples (*ktep, Mtep, Gtep* pour mille, un million et un milliard de tep). **C'est l'unité utilisée dans le commerce international de l'énergie** Elle vaut selon l'Agence internationale de l'énergie (AIE) **41,86 milliards de joules, soit encore 11630 kWh**. Cette valeur est proche du pouvoir calorifique inférieur (PCI) d'une tonne de pétrole brut moyen.

Pour la puissance :

- le **watt (W)** et ses multiples : **kW, MW, GW, TW**. 1 watt est la puissance correspondant à une consommation ou une production d'énergie de **un joule par seconde (J/S)**. L'heure comptant 3600 secondes, le wattheure est l'énergie produite ou consommée par un dispositif de 1 watt de puissance délivrant cette puissance pendant une heure, soit 3600 joules.

I- Les relations entre consommation d'énergie, production de biens matériels, et bien-être.

« Qu'est-ce que l'énergie? Tout simplement ce qui permet de chauffer, refroidir, déplacer, tordre, étirer, laminier, mélanger, transmettre, creuser, ériger... en clair transformer ce qui nous entoure. En ayant multiplié par plusieurs centaines l'action de nos seuls muscles sur l'environnement, l'énergie est devenue le sang des sociétés industrielles. Tant que les ressources sont sans limites, plus on a d'énergie et plus on peut créer de flux physiques, dont le PIB n'est que la traduction monétaire. »

Jean-Marc Jancovici: l'enfer et les bonnes intentions

(http://www.manicore.com/documentation/articles/enfer_echos.html)

Aucune transformation de la matière ne peut se faire sans utiliser d'énergie: il ne peut donc y avoir aucune croissance de notre production de biens matériels sans que croisse en même temps notre

consommation d'énergie, sauf à améliorer ce qu'on appelle notre efficacité énergétique, c'est-à-dire notre capacité à fabriquer une même quantité de biens matériels avec moins d'énergie.

Au cours des 150 dernières années, l'humanité a connu un développement matériel sans précédent, bien que très inégalitaire. Corrélativement s'est donc produite une croissance de la consommation moyenne par habitant de la planète en énergie primaire (c'est-à-dire la quantité d'énergie prélevée sur les systèmes naturels, avant sa transformation en énergie finale, celle qui est fournie réellement au consommateur) (figure 1), malgré quelques retours en arrière jusqu'à présent peu durables, liés aux crises économiques ou politiques. On observe aussi une alternance de périodes à croissance très rapide avec des périodes à croissance plus lente.

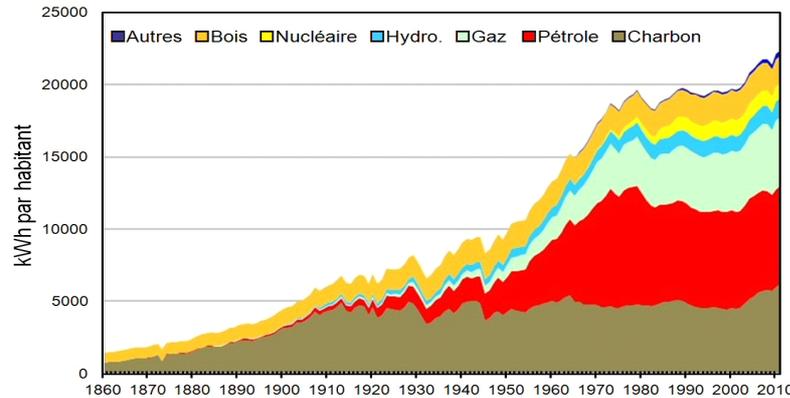


Figure 1 : évolution de la consommation mondiale moyenne d'énergie primaire par habitant de la planète de 1860 à 2011 (source J-M.Jancovici, www.manicore.com), décomposée par source d'énergie, et exprimée en kWh¹ (kilowattheure). La consommation de 2011, 22 000 kWh correspond à 1,9 tep² (tonne-équivalent-pétrole) par habitant. « Autres » recouvre les énergies renouvelables autres que l'hydroélectricité et le bois : éolien, solaire, géothermie. Les quantités de bois ne sont qu'estimées, car une grande partie n'est pas commercialisée et n'est donc pas comptabilisée.

Cette croissance s'est faite, comme on le voit sur la figure 1, essentiellement grâce à la disponibilité de combustibles fossiles, d'abord charbon, puis pétrole, puis gaz naturel, qui constituent aujourd'hui 81 % de l'approvisionnement mondial en énergie primaire (celle-ci est l'énergie prélevée par l'homme sur les sources naturelles). Le bois est une source d'énergie importante, mais qui a beaucoup décliné en valeur relative au cours du temps, d'environ 50 % en 1860 à 10 % actuellement. Et les « nouvelles énergies renouvelables (NENR) » (éolien, solaire, géothermie) qui sont actuellement l'objet de toutes les attentions médiatiques, ne représentent encore à l'échelle mondiale qu'une part confidentielle de cet approvisionnement.

La consommation moyenne recouvre des disparités considérables entre pays pauvres et pays riches. Les États-Unis consomment actuellement à peu près 7,2 tep par habitant (environ 83 500 kWh), l'EU-27 3,3 et la Chine 1,8 tandis que le Zimbabwe n'en consomme que 0,8. Une uniformisation des consommations au niveau de la consommation moyenne actuelle des pays de l'EU-27 nécessiterait une multiplication de la consommation moyenne actuelle par habitant par environ 1,7. Si de plus la population, actuellement de 7 milliards d'habitants, atteint en 2050 environ 9 milliards d'habitants comme annoncé, la consommation mondiale d'énergie devrait alors être multipliée par 2,3.

¹- le kilowattheure (kWh) vaut 3,6 millions de joules (mégajoules, MJ), le joule étant l'unité d'énergie du Système International d'Unités (SI).

²- la tonne-équivalent-pétrole (tep), unité d'énergie des statistiques internationales, vaut selon l'Agence internationale de l'énergie 41,86 milliards de joules, soit encore 11630 kWh.

Depuis 1860 la quantité d'énergie nécessaire à la production d'une même quantité de biens matériels a pourtant beaucoup diminué, par l'amélioration de la conception de ces biens, et l'augmentation du rendement des machines utilisées pour cette production. C'est ce que nous avons appelé l'amélioration de l'efficacité énergétique. Mais c'est un processus qui a été relativement lent, à l'échelle des générations, même si de temps à autre il y a eu des « sauts technologiques ». Il a demandé beaucoup de recherche et d'investissements. Et ces progrès de l'efficacité énergétique n'ont guère freiné la croissance de la consommation d'énergie, car ils ont toujours jusqu'à présent été contrecarrés par ce qu'on appelle l'effet rebond, appelé aussi effet Jevons du nom de l'économiste Anglais qui l'a identifié vers la fin de 19^{ème} siècle, c'est-à-dire l'utilisation de l'énergie ainsi épargnée pour produire des biens matériels plus

nombreux et plus confortables: habitations plus équipées et plus chauffées, véhicules plus nombreux, plus lourds et plus puissants, entre autres.

Une autre façon de diminuer la consommation d'énergie est bien sûr de retarder le plus longtemps possible le renouvellement de ses biens matériels et, mieux encore, de renoncer aux biens matériels que l'on ne considère pas comme indispensables. Il est rare dans la pratique que cela se fasse autrement que poussé par la nécessité, même si certains en ont fait une philosophie personnelle. Si cette réduction pourrait être très importante dans un pays comme le nôtre au vu de la consommation actuelle de biens que l'on peut considérer comme «inutiles», il existe toutefois une limite inférieure, constituée des biens nécessaires à un minimum de bien être et de sécurité dans les secteurs de l'habitat, de l'alimentation, de la santé, de l'éducation, des transports...Et cette philosophie peut donc plus facilement être appliquée par des gens aisés que par des gens sans ressources.

D'autre part, ces biens matériels étant fabriqués par des personnes ayant une existence réelle et non théorique, dans notre organisation sociale actuelle, une réduction très importante ferait que ces personnes se retrouveraient au chômage.

Il est donc très difficile de diminuer très rapidement la consommation d'énergie en France autrement que par une nécessité physique, c'est-à-dire par une restriction brutale de l'accès à la ressource d'énergie. Et cela entraînerait immédiatement une diminution du bien-être moyen, et une augmentation du chômage chez ceux qui sont en charge de produire les biens matériels, suivie d'une récession économique.

Le mécanisme initiateur est le suivant: une diminution rapide de la quantité d'énergie disponible provoque mécaniquement une réduction des possibilités physiques de production de biens matériels. Elle provoque en même temps une augmentation du prix de l'énergie sur ses marchés, entraînant celle des prix à la production des autres biens de consommation: celle-ci entame les possibilités financières des consommateurs, ce qui entraîne une diminution de la demande aussi bien d'énergie que d'autres biens de consommation. La production de biens matériels décroît, entraînant une montée du chômage chez ceux qui les produisent. On entre alors dans une spirale récessionniste, jusqu'à ce que l'ajustement de la demande d'énergie à l'offre, puis la baisse des prix de l'énergie, permette une stabilisation de l'activité économique. Les pays touchés empruntent sur les marchés financiers pour amortir les effets sociaux les plus graves de la récession et s'endettent durablement.

Comme on le verra plus loin, la diminution brutale de la disponibilité d'énergie n'a pas besoin de représenter une proportion considérable de l'approvisionnement total pour enclencher ce processus dans les pays très consommateurs d'énergie.

Les crises économiques dont nous venons de décrire les mécanismes résultent d'une crise de l'offre d'énergie. Les exemples typiques sont ceux des chocs pétroliers de 1973 et 1979, provoqués par une restriction brutale des quantités de pétrole mises sur le marché international par les pays de l'Organisation des pays arabes exportateurs de pétrole (OPAEP), dans un contexte où les pays occidentaux, et en particulier les Etats-Unis, alors premier producteur mondial de pétrole, étaient devenus incapables d'augmenter suffisamment leur production pour compenser cette restriction.

Mais les diminutions peuvent aussi résulter d'une crise de la demande. C'est le cas des crises créées par le dérèglement de la machinerie économique et financière, comme la « Grande Crise de 1929 ». En 1997-1998 eut lieu la Crise Asiatique, ainsi dénommée parce qu'elle a essentiellement touché un certain nombre de pays asiatiques. Elle a résulté du laxisme des banques dans l'attribution de crédits à des emprunteurs qui se sont révélés être non solvables. Le désendettement nécessaire des banques qui a suivi a entraîné une diminution du volume du crédit, diminuant les possibilités de croissance des pays touchés et donc la demande en énergie. En 2008 a eu lieu la Crise des Subprimes dont les effets sont loin d'être terminés. Cette dernière semble toutefois résulter d'une association des deux mécanismes: si le phénomène déclencheur est bien une crise du crédit aux Etats-Unis résultant d'une augmentation inconsidérée du montant des crédits finalement non solvables accordés dans l'immobilier, il avait été précédé d'une augmentation très rapide du prix du pétrole entre 2003 et 2007, résultant d'une difficulté

croissante de la production pétrolière mondiale à suivre la demande. Cette augmentation des prix a provoqué une diminution de la solvabilité des emprunteurs.

Tout ceci explique pourquoi il existe à l'échelle mondiale une forte corrélation entre richesse, mesurée par le Produit Intérieur Brut (PIB), et consommation d'énergie, comme le montre la figure 2.

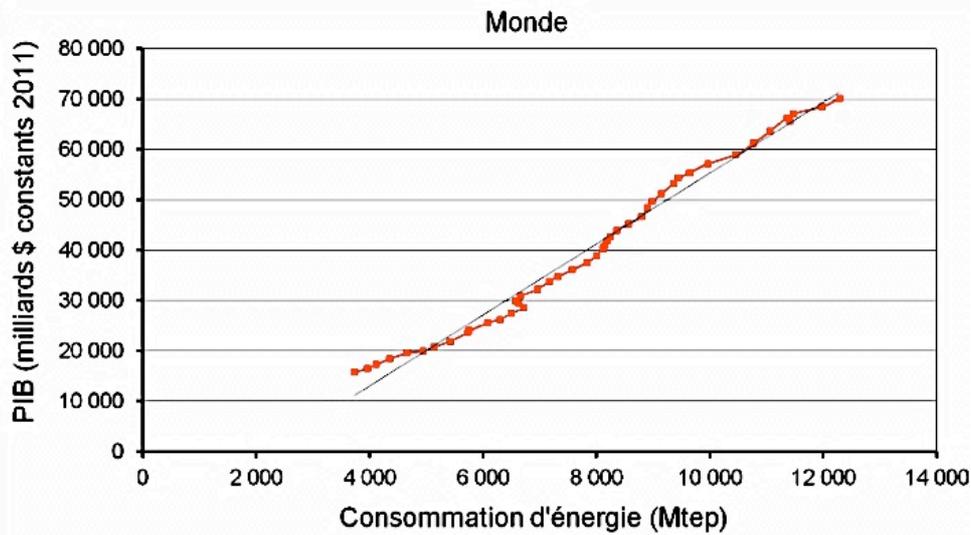


Figure 2 : richesse mondiale mesurée par le Produit Intérieur Brut (PIB), en milliards de dollars 2011, versus consommation mondiale d'énergie primaire, en millions de tep (Mtep), de 1965 à 2011. On observe en haut le léger recul de la consommation mondiale entre 2008 et 2009, corrélée avec un léger recul du PIB mondial. De la même façon, une stagnation de la consommation mondiale s'accompagne d'une stagnation du PIB de 1973 à 1975, puis entre 1979 et 1984, suite aux pics pétroliers de

1973 et 1979. Courtoisie Jean-Marc Jancovici.

Etant donné la prépondérance écrasante des combustibles fossiles dans la consommation d'énergie, on pourrait tout aussi bien remplacer sur ce diagramme consommation d'énergie par consommation de combustibles fossiles.

Parmi ceux-ci, le pétrole joue un rôle particulièrement important dans les pays industrialisés parce qu'il est actuellement indispensable à la mobilité des personnes dans des sociétés où pratiquement aucune activité n'est plus possible sans disposer d'un véhicule. Il est indispensable également au transport des biens matériels et à la production alimentaire. Et c'est donc lui qui de fait assure actuellement le lien et la cohérence entre les différents secteurs de l'activité économique. C'est, comme le remarquait Jancovici, « le sang des sociétés industrielles ». Nous en avons fait la dure expérience avec les restrictions brutales de notre approvisionnement pétrolier en 1973 et 1979 (chocs pétroliers), qui se sont accompagnées d'une montée considérable du chômage et d'une inflation record.

La figure 3 montre effectivement l'incidence de la quantité de pétrole consommée sur le produit intérieur brut mondial (PIB, en Anglais gross domestic product, GDP), particulièrement depuis les chocs pétroliers de 1973 et 1979. Sont bien visibles la relation entre la diminution de la consommation pétrolière et les stagnations du PIB dues aux chocs pétroliers de 1973 et 1979, et le recul du PIB dû à la crise de 2008.

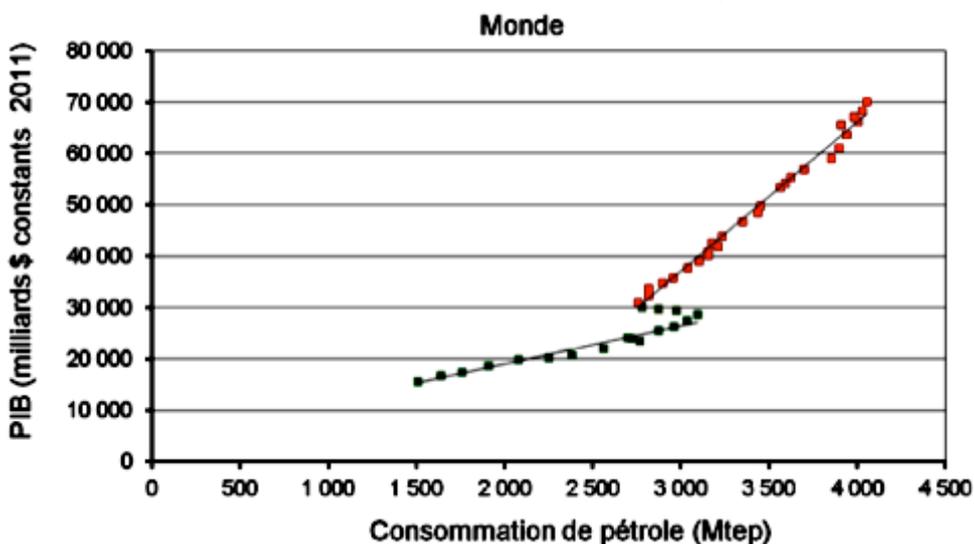


Figure 3 : relation entre le produit intérieur brut mondial (PIB) et la consommation mondiale de pétrole entre 1965 et 2011. Sur la courbe verte, les deux diminutions de consommation suivent les chocs pétroliers de 1973 et 1979 et s'accompagnent d'une stagnation du PIB. Les diminutions de consommation et de PIB à la fin de la courbe rouge correspondent à la crise de 2008. On observe que les diminutions de consommation n'ont pas été très importantes en valeur relative, alors que les crises économiques correspondantes ont été

importantes, mais essentiellement comme on l'explique plus loin dans les pays industrialisés très consommateurs de pétrole. On observe aussi l'accroissement de pente après les chocs pétroliers (courbe rouge), qui signifie une efficacité plus grande dans l'utilisation du pétrole, mais aussi un accroissement de la sensibilité du PIB à la consommation de pétrole. *Courtoisie J-M. Jancovici.*

Mais une pénurie brutale de charbon ou de gaz (tout à fait possible lors d'une crise géopolitique dans les pays dépourvus de réserves malgré leurs stocks dits stratégiques, par exemple en Europe pour le gaz par fermeture des gazoducs russes) aurait également dans les grands pays industrialisés, France exceptée du fait de l'importance de sa production électrique nucléaire, une répercussion immédiate sur la production d'électricité, majoritairement produite dans ces pays à partir de charbon et de gaz, et donc sur l'ensemble des activités économiques qui ne peuvent plus actuellement se passer d'électricité.

Toutefois les courbes mondiales masquent la disparité des situations selon les pays, en particulier en fonction de l'importance de la consommation de pétrole par habitant: les pays de l'Organisation de coopération et développement économique (OCDE), c'est-à-dire les pays fortement industrialisés, très consommateurs de pétrole, sont les plus sensibles aux aléas pétroliers. Cela se voit très bien quand on compare les deux premiers consommateurs mondiaux, les Etats-Unis (figure 4), chef de file des pays de l'OCDE, dont la consommation de pétrole par habitant est très importante, et la Chine (figure 5), chef de file des pays non OCDE, dont la consommation de pétrole par habitant est pour l'instant 8 fois moins importante.

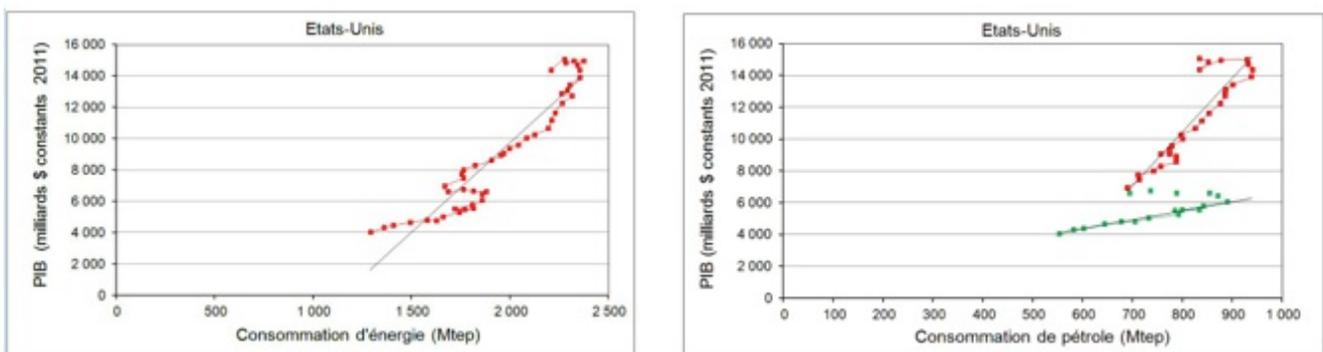


Figure 4 : le cas des Etats-Unis: à gauche la relation entre PIB et consommation d'énergie primaire, à droite la relation entre PIB et consommation de pétrole, de 1965 à 2011. Les «accidents» dus aux chocs pétroliers et à la crise de 2008 sont très visibles. *Courtoisie J-M. Jancovici*

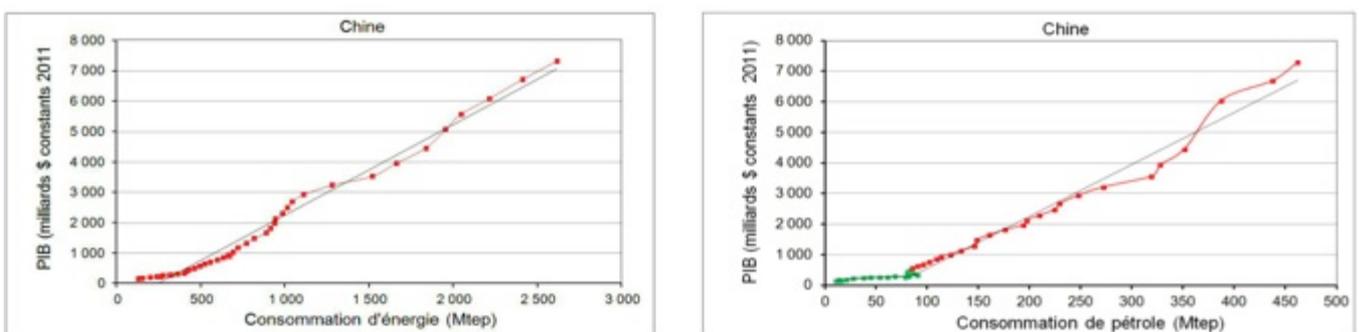


Figure 5 : le cas de la Chine : à gauche la relation entre PIB et consommation d'énergie primaire, à droite la relation entre PIB et consommation de pétrole, de 1965 à 2011. La Chine, qui consomme encore actuellement essentiellement le charbon dont elle est abondamment pourvue, a été beaucoup moins sensible que les Etats-Unis aux crises pétrolières. *Courtoisie J-M. Jancovici*

On peut déduire de ces observations que la sensibilité de l'économie chinoise à la disponibilité du pétrole s'accroîtra rapidement dans les années à venir, du fait de son entrée dans la civilisation de l'automobile et de l'augmentation de sa consommation pétrolière qui en découlera. A l'heure actuelle, le nombre de véhicules par habitant (véhicules particuliers plus utilitaires) n'est encore en Chine, en 2013, que de 175 pour 1000 - contre presque 5 fois plus aux Etats-Unis - mais croît de 10 % par an !

Une diminution importante et brutale et de la disponibilité d'énergie provoquerait donc une «famine énergétique», tout comme de mauvaises récoltes provoquaient au 17^e siècle une famine alimentaire, même si elle ne devait durer que quelques mois. On sait ce qu'il en est des familles qui dans notre pays, sont victimes de la précarité énergétique. Et les pays de l'OCDE, dont la France, très consommateurs de pétrole, seraient particulièrement sensibles à une pénurie brutale de pétrole.

Une diminution de consommation énergétique à rythme lent permettrait par contre une adaptation qui a toutefois ses limites, de la même façon que la diminution des rations alimentaires trouve ses limites dans les quantités nécessaires à la survie.

On va voir que parce que les combustibles fossiles constituent l'essentiel de l'approvisionnement énergétique dans les secteurs-clefs de l'activité, même en France malgré l'importance de sa production d'électricité nucléaire, le problème central des 20 années qui viennent pour les grands pays industrialisés comme le nôtre va être une diminution prévisible de leurs capacités d'accès à ces combustibles fossiles, et d'abord au pétrole, et qu'il est essentiel de s'y adapter dès maintenant. Sinon, tout développement économique butera sur un manque d'énergie, qui en retour provoquera une récession. C'est le phénomène du «plafond de verre», barrière invisible à la croissance (1, 2). Mais il n'y a pas encore eu de prise de conscience de la gravité de la situation dans le grand public. Cela est dû en grande partie à l'ignorance, ou même au déni de ce problème, dans le discours médiatique ou politique sur l'énergie, dont l'accent est systématiquement mis sur le nucléaire et les énergies renouvelables.

2- Les tendances actuelles de la consommation d'énergie dans le Monde.

La consommation d'énergie croît encore dans le monde. Elle a plus que doublé entre 1971 date de la publication des premières statistiques sur l'énergie de l'Agence Internationale de l'énergie (AIE, en Anglais International Energy Agency, IEA) (figure 6) et 2009, date des données les plus récentes validées par l'AIE. C'est la conséquence de l'accroissement de la population mondiale, mais aussi d'un accroissement rapide de la consommation par habitant dans les pays dits « émergents », corrélativement à l'accroissement de leur bien être matériel. On observe sur cette courbe les stagnations ou diminutions de consommation, relativement faibles comme déjà signalé, ayant accompagné les chocs pétroliers de 1973 et 1979 et la crise économique de 2008.

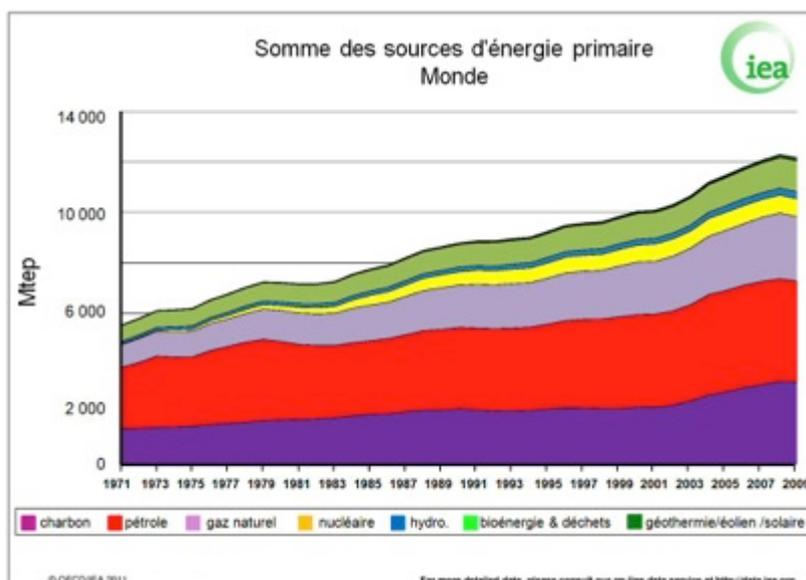


Figure 6 : évolution de l'approvisionnement énergétique mondial de 1971 à 2009. On observe les stagnations dues aux chocs pétroliers de 1973 et 1979, et la diminution liée à la crise économique de 2008. Source Agence internationale de l'énergie (AIE, en Anglais International Energy Agency (IEA)) www.iea.org , rubrique Statistics, statistics by country/region, puis related graphs.

Cette consommation était assurée en 2009 à 81 % environ par les combustibles fossiles, charbon, pétrole et gaz naturel. Le complément était assuré par la biomasse (environ 10 %), le nucléaire (environ 6%) et

par l'hydroélectricité (environ 2,5%). A l'échelle mondiale les « nouvelles énergies renouvelables » (NENR) - éolien, solaire et géothermie - ainsi nommées pour les distinguer de la biomasse et de l'hydroélectricité, ne représentaient que 0,8% (Figure 7). Il n'y a pas eu grand changement depuis sinon une progression relative du charbon et du gaz et une augmentation de la production des NENR, importante en valeur relative, mais négligeable en valeur absolue.

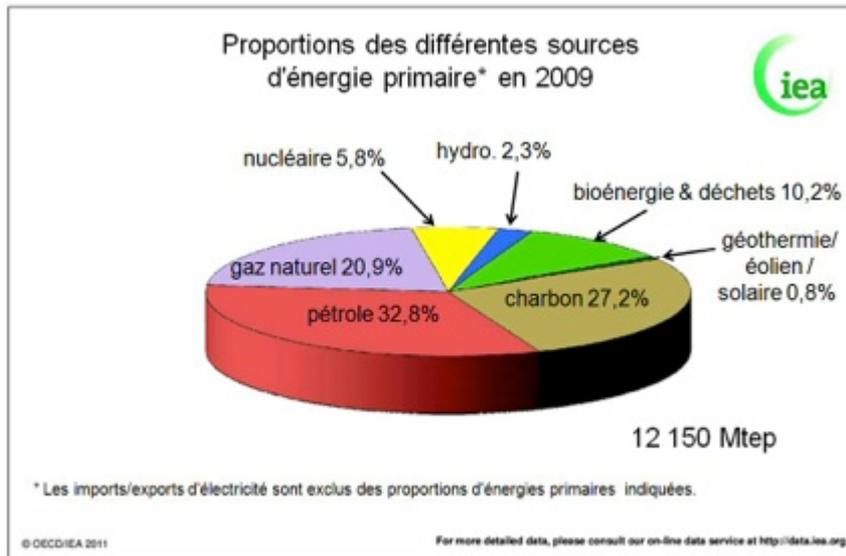


Figure 7 : proportions des différentes catégories de sources d'énergie primaire en 2009. La consommation totale était de 12150 millions de tonne-équivalent-pétrole (Mtep, en Anglais millions of ton-oil-equivalent, Mtoe). Source AIE, statistics.

Le pétrole est resté la première source d'énergie mondiale. Mais on a observé la quasi stagnation de sa production en valeur absolue à partir de 2005. Corrélativement il est en voie d'être rattrapé par le charbon. Le gaz naturel est également en croissance rapide.

Examinons maintenant la situation des pays les plus consommateurs d'énergie :

Les deux principales puissances mondiales, les Etats-Unis et la Chine (figure 8) consomment à elles seules 37 % de l'énergie primaire disponible, et sont très dépendantes des combustibles fossiles. Les Etats-Unis, particulièrement dépendants du pétrole, ont une consommation énergétique en quasi stagnation, tout comme leur économie. La Chine est en essor économique: elle le doit au charbon, dont elle est de très loin la première consommatrice mondiale. Devenue depuis peu le premier consommateur mondial d'énergie, elle consomme toutefois pour l'instant par habitant 4 fois moins d'énergie et 8 fois moins de pétrole que les Etats-Unis. Ce qui laisse augurer de son développement rapide une très forte pression à venir sur les ressources énergétiques mondiales.

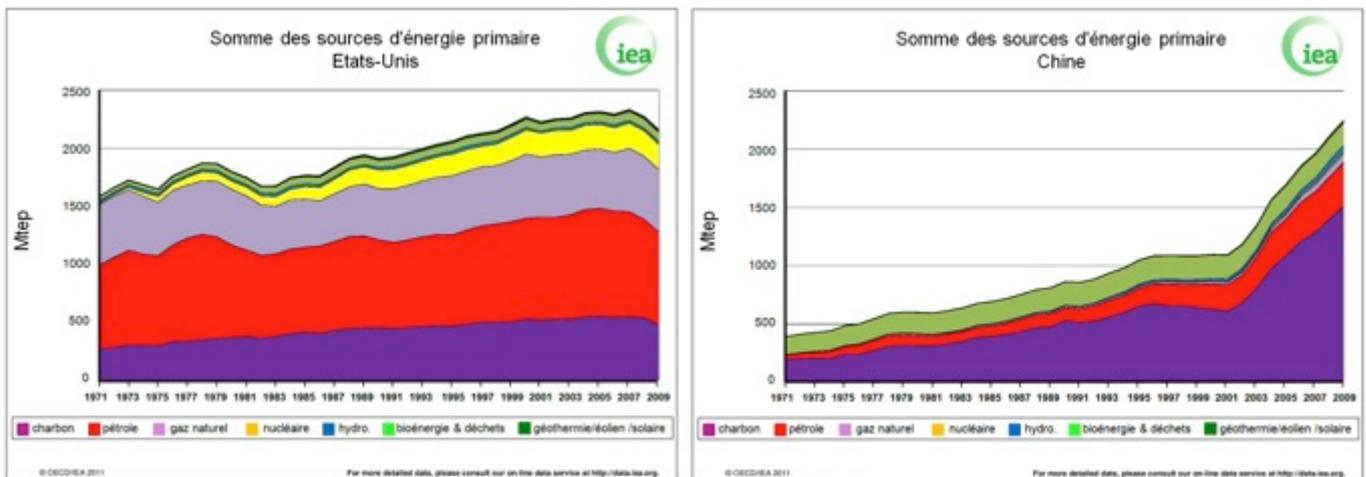


Figure 8 : évolution de la consommation énergétique des Etats-Unis et de la Chine de 1971 à 2009. Source AIE. L'influence des chocs pétroliers et de la crise de 2008 n'est visible que pour les Etats-Unis.

On observe pour l'Union Européenne à 27 (UE-27), troisième consommateur mondial, la faible progression de sa consommation énergétique depuis 1990, et même une légère diminution depuis 2004, qui coïncide avec une stagnation de son économie (figure 9). On note, par rapport à la consommation mondiale, une dépendance légèrement moins grande aux combustibles fossiles (76 % au lieu de 81 %), due pour l'essentiel à l'importance de sa production nucléaire.

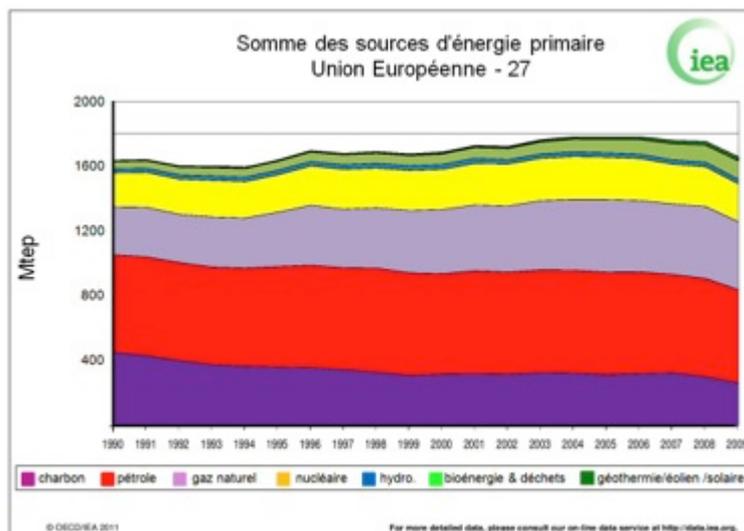


Figure 9 : Evolution de la consommation énergétique de l'EU-27 de 1990 à 2009. Source : AIE

L'examen de la situation des 2 principales puissances économiques européennes (figure 10) montre également une légère diminution de leur consommation énergétique depuis 2005, qui coïncide avec une stagnation de leur PIB. L'Allemagne dépend beaucoup plus que la France des combustibles fossiles, ce qui se traduit comme chacun sait par des émissions de gaz carbonique par habitant beaucoup plus importantes. La dépendance au pétrole est à peu près la même.

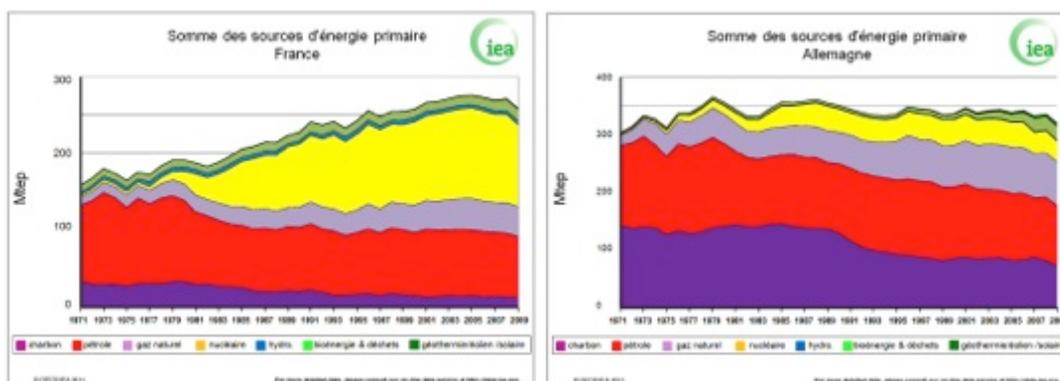


Figure 10 : évolution de la consommation d'énergie des 2 plus grandes économies de l'UE-27 entre 1971 et 2009. Source AIE. On voit très bien l'incidence des chocs pétroliers et de la crise de 2008.

La contribution des nouvelles énergies renouvelables (NENR) est encore très marginale en France, et peu importante en Allemagne, malgré un fort développement de l'éolien.

Sur la figure 10, les consommations pour l'Allemagne sont reconstituées avant la chute du mur de Berlin en 1989 en faisant la somme des consommations de l'Allemagne de l'Ouest et de l'Allemagne de l'Est. Une fois réunifié, cet ensemble a connu pendant quelques années une baisse notable de sa consommation énergétique, et dans l'immédiat tout d'abord de sa consommation de charbon. Elle a eu lieu surtout en ex-Allemagne de l'Est, suite à la fermeture d'installations fonctionnant au lignite (variété très polluante de charbon) puis à un accroissement de l'efficacité énergétique de l'industrie. Ce pays avait en effet une très

mauvaise efficacité énergétique, ce qui a entraîné la fermeture d'installations vétustes, puis la mise progressive aux normes occidentales de l'appareil productif. On observe ensuite une augmentation de la consommation de gaz, puis des énergies renouvelables. La part des combustibles fossiles reste toujours très importante. La part du charbon et du lignite est repartie à la hausse depuis la fermeture de 8 réacteurs nucléaires après Fukushima, et sans doute pour longtemps puisque l'Allemagne a programmé la construction d'un grand nombre de centrales utilisant ces combustibles.

Quatrième consommateur mondial, l'Inde est loin derrière les trois premiers, mais en croissance rapide (figure 11). Les combustibles fossiles n'assurent pour l'instant que 73 % de la consommation, grâce à l'importance relative de la biomasse, en rapide diminution relative toutefois.

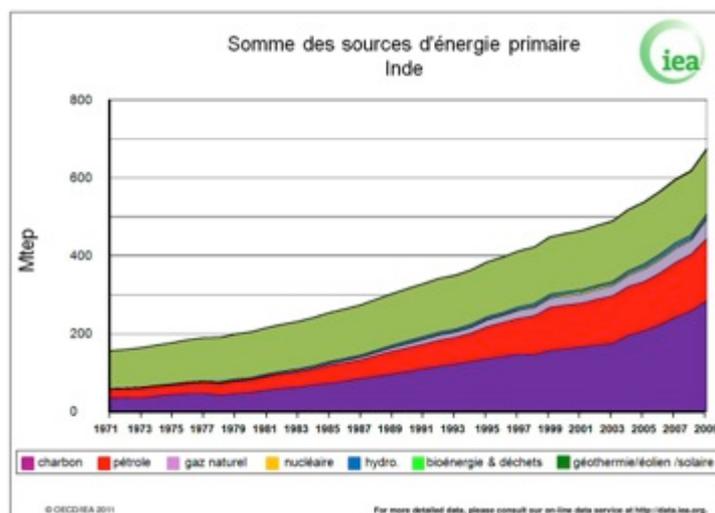


Figure 11 : évolution de la consommation énergétique de l'Inde. Il n'y a pas d'incidence des chocs pétroliers, ni de la crise de 2008. Source AIE

La consommation du Moyen-Orient (pays du Golfe Persique) est en croissance rapide, comme son économie. Elle est totalement dépendante des combustibles fossiles, à part à peu près égales entre le pétrole et le gaz, dont ces pays ont d'importantes ressources (figure 12).

La Fédération de Russie, après une importante diminution de sa consommation due à son bouleversement économique après 1990, a connu ensuite une croissance faible et régulière de sa consommation et de son économie jusqu'à la crise de 2008 (figure 12). On remarque l'importance de la consommation de combustibles fossiles, en premier lieu de gaz, dont elle est abondamment pourvue.

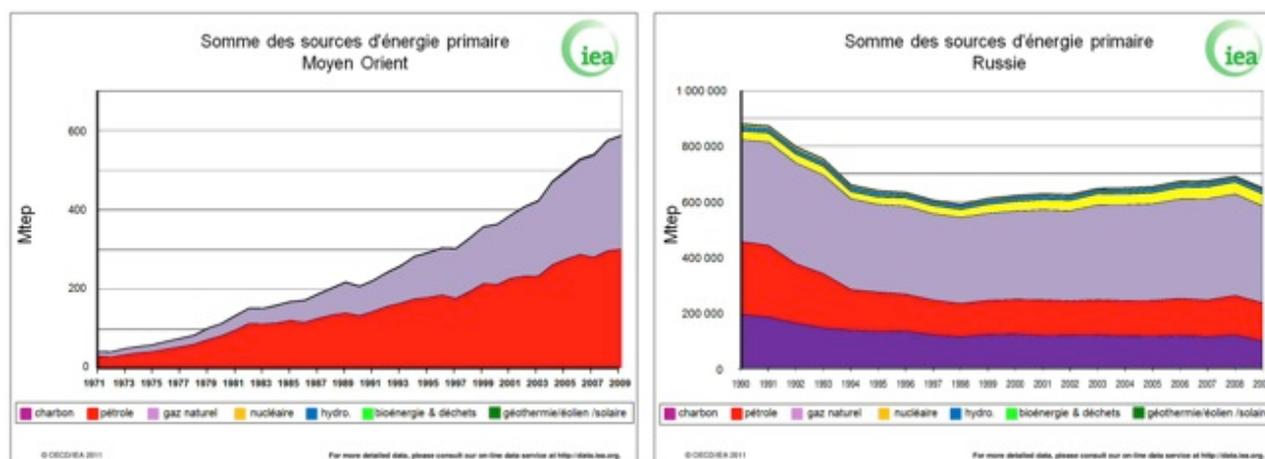


Figure 12 : évolution des consommations énergétiques du Moyen-Orient et de la Fédération de Russie, pays pourvus de très abondantes ressources en pétrole et en gaz. Source AIE

Au Japon la consommation stagne depuis plus de dix ans, comme son économie. Ce pays dépend à plus de 80 % des combustibles fossiles (figure 13). Fukushima a provoqué depuis le deuxième trimestre 2011 l'arrêt presque total de la production nucléaire, qui a dû être compensé par une forte augmentation des importations de fuel et de gaz pour produire l'électricité manquante.

La Corée du Sud a connu depuis 1971 une croissance rapide de sa consommation énergétique et de son économie, en ralentissement toutefois depuis quelques années. On remarque la diminution brutale de consommation qui accompagne la crise économique dite « asiatique », qui a frappé en 1997-1998 un certain nombre de pays asiatiques (figure 13). Cette crise, tout comme la crise dite des subprimes de 2008, a été déclenchée par une augmentation inconsiderée de crédits insolubles dans ces pays.

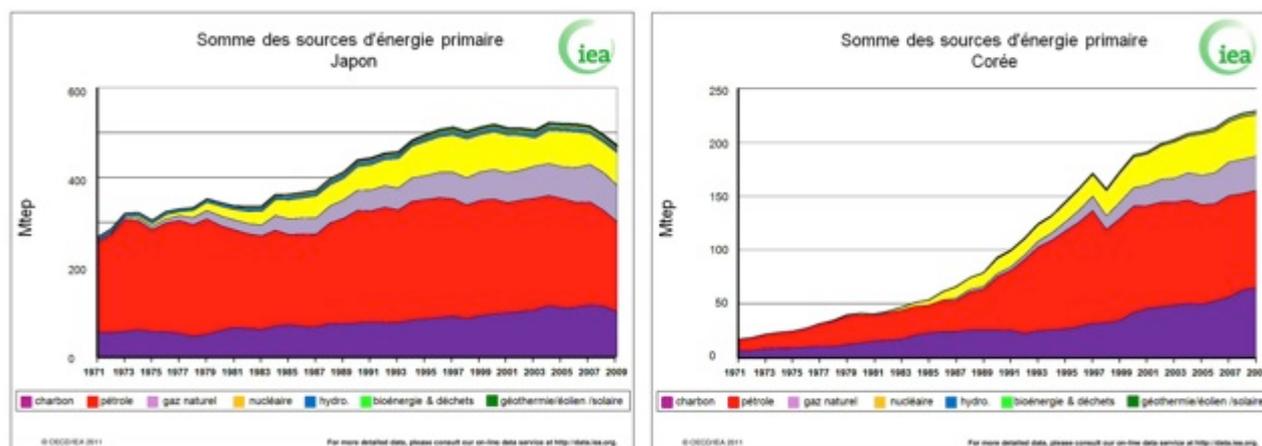


Figure 13 : évolution de la consommation d'énergie du Japon et de la Corée du Sud. Source AIE

Comme attendu, il y a pour tous ces pays ou ensembles de pays une forte corrélation entre croissance de la consommation d'énergie et croissance économique mesurée par le PIB.

On remarque aussi leur très grande dépendance à leur approvisionnement en combustibles fossiles (tableau 1).

	E.prim.2009 (Mtep)	Pétrole %	Charbon %	Gaz %	Total CF%	Nucl.	Hydro.	Biomasse	Autres*
Monde	12150	32,8	27,2	20,9	80,9	5,8	2,3	10,2	0,8
Chine	2257	16,8	67,3	3,3	87,4	0,8	2,3	9	0,5
Etats-Unis	2163	37,1	22,5	24,7	84,3	10	1,1	3,9	0,8
EU-27	1656	34,7	16,1	25,2	76	14,1	1,7	7	1,2
Allemagne	319	32,9	22,4	24	79,3	11	0,5	7,8	1,5
France	256	31,3	4,3	14,9	50,5	41,3	1,9	5,9	0,3
Roy.Uni	197	32,5	15,2	39,7	87,4	9,2	0,2	2,7	0,4
Italie	165	41,9	7,9	39,7	89,5	0	2,6	4,4	3,4
Espagne	127	47,5	7,4	24,5	79,4	10,8	1,8	4,9	3,1
Pologne	94	25,6	54,3	12,7	89,6	0	0,2	7,1	0,1
Inde	676	23,6	42,3	7,2	73,1	0,7	1,4	24,5	0,3
F. Russie	645	21,3	14,7	54	90	6,6	2,3	1	0,1
M.Orient	588	51,2	48,3	0,2	99,7	0	0,2	0,1	0
Japon	472	42,5	21,5	17,1	81,1	15,4	1,4	1,4	0,8
Brésil	240	40,2	4,6	7,2	52	1,4	14,2	32,1	0,3
Corée S.	229	39,5	28,3	13,8	81,6	16,8	0,1	1,3	0,1
Indonésie	202	33,1	15,1	17,4	65,6	0	0,5	26	7,9

* autres : éolien, solaire, géothermie

Tableau 1: les pays les plus consommateurs d'énergie de la planète en 2009, d'après l'Agence Internationale de l'énergie (AIE): consommation d'énergie primaire et proportion des différents sources d'énergie primaire dans leur approvisionnement. Cet ensemble de pays représente 75 % de la consommation d'énergie primaire mondiale. On remarque la part considérable des combustibles fossiles dans leur consommation, la France, avec 50,5 % étant le pays le moins consommateur. On remarque aussi la très faible part à l'échelle mondiale des « nouvelles énergies renouvelables », éolien, solaire, géothermie : l'Indonésie et dans une moindre mesure l'Italie et l'Espagne sont les mieux pourvues. Les deux premières le doivent à l'existence de zones volcaniques actives sur leur territoire qui leur permettent de produire de l'électricité géothermique, la troisième à un très fort développement de l'éolien.

3 - Quel avenir pour la disponibilité physique des combustibles fossiles ?

La croissance et la décroissance de l'économie, autrement dit de la valeur marchande de la production de biens matériels et de services, c'est ce que mesure le PIB, sont donc fortement liées à tout instant à la croissance et à la décroissance de la consommation d'énergie. Ceci se vérifie à l'examen de la situation des principaux pays consommateurs, dont les seuls actuellement à être en croissance économique sont ceux dont la consommation d'énergie croît encore. Or à l'échelle mondiale, la disponibilité de l'énergie dépend pour l'instant pour l'essentiel des possibilités de production des combustibles fossiles. Que peut-on prévoir de cette production dans les années qui viennent ?

Les géologues et économistes de l'Association for the Study of Peak Oil and Gas (ASPO) font cette analyse depuis bientôt 20 ans, sur la base d'un examen détaillé des historiques de production des différentes catégories de combustibles fossiles et des possibilités de découvertes encore offertes par le sous-sol. Ils font donc une estimation des réserves restantes. *Ils font aussi une prévision de la vitesse maximale possible de production de ces réserves permise par la géologie des gisements et la technologie: cette prévision est bien plus significative pour l'économie des nations que l'estimation des réserves restantes, car c'est cette vitesse maximale possible et non le volume des réserves qui détermine pour l'essentiel la limite supérieure de la vitesse possible de croissance matérielle.* Pour faire une analogie, sur une route droite sans obstacles, la vitesse maximale d'un véhicule dépend à chaque instant de sa consommation possible de carburants, c'est-à-dire du débit maximal possible de son carburateur, et non de la taille de son réservoir.

Notons tout de suite que ces prévisions tiennent compte des nouvelles possibilités offertes par les gaz et pétroles dits «de schistes».

Notons également que ces possibilités physiques maximales d'extraction permises par la géologie des gisements, sont calculées en l'absence de toute perturbation économique ou politique. En cas de crise économique ou politique les quantités extraites seront inférieures, la date du maximum possible sera retardée, et son amplitude sera plus faible. Bien entendu, ces prévisions comportent une forte marge d'erreur dans un sens ou dans l'autre, et d'importantes incertitudes, en particulier sur l'ampleur de la production future des huiles et de gaz dits «de schistes» et plus généralement du pétrole et du gaz «non-conventionnel». Mais les premières prévisions faites par l'ASPO il y a déjà 15 ans pour le pétrole conventionnel, dans l'indifférence générale du monde économique et politique, se sont vérifiées à peu de choses près jusqu'à présent. Les estimations résultant de ces travaux font l'objet de la figure 14.

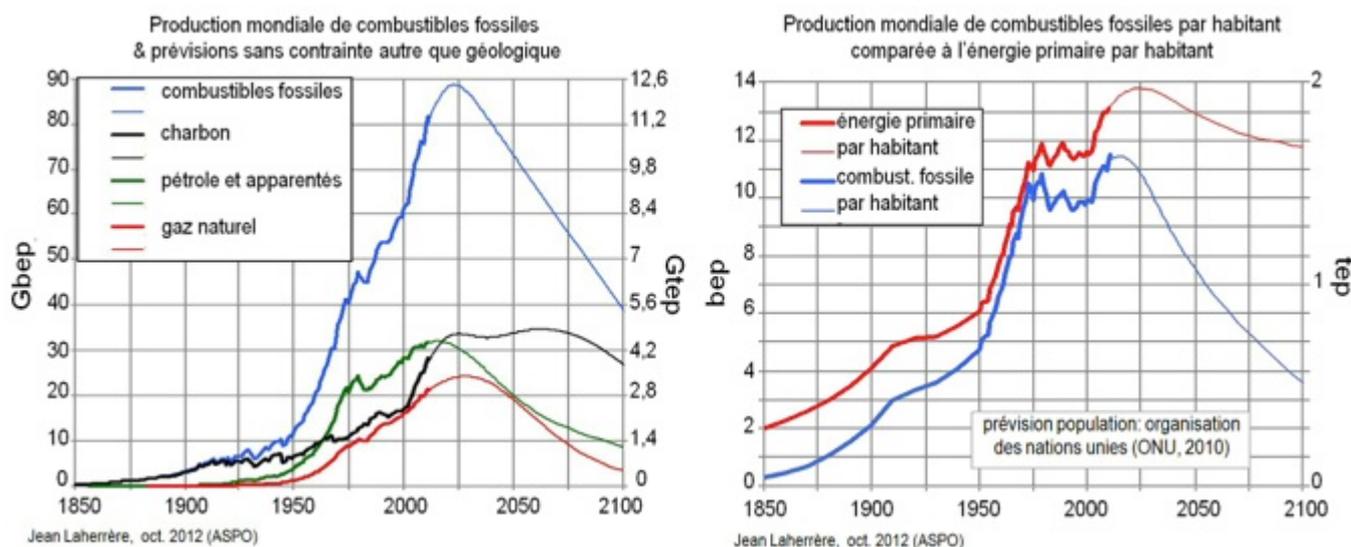


Figure 14 : prévisions de l'ASPO, pour le monde et pour ce siècle, des vitesses maximales de production mondiale des combustibles fossiles, en baril-équivalent-pétrole (bep) et en tonne-équivalent-pétrole (tep) par an, ainsi que de la consommation correspondante par habitant de la planète, en l'absence de contraintes économiques ou politiques, c'est-à-dire uniquement contraintes par les caractéristiques géologiques des gisements et les performances des technologies d'extraction. Il faut diviser par un peu plus de 7 pour obtenir des milliards de tonne-équivalent-pétrole (Gtep) à partir des milliards de bep (GBep), courbes de gauche, ainsi que pour obtenir des tep à partir des bep, courbe de droite). En gras les consommations observées jusqu'en 2011. **Selon ces**

prévisions, cette vitesse maximale de production est amenée à décliner de plus en plus rapidement après 2020 pour l'ensemble pétrole brut + liquides apparentés (pétroles extralourds (Canada, Venezuela...), « pétrole de schistes », liquides de gaz naturels...), après 2030 pour le gaz (conventionnel et non conventionnel, « gaz de schistes compris ») et après 2060 pour le charbon. Sur la figure de droite on trouve également (en rouge) l'évolution de la consommation totale d'énergie primaire par habitant sur la base d'une consommation mondiale d'énergie primaire plafonnant à 18 Gtep par an et du scénario d'augmentation de la population mondiale la plus probable selon l'ONU. Courtoisie Jean Laherrère.

Que nous disent ces courbes ?

Même en l'absence de crise économique ou politique, la géologie des gisements et les lois de la physique vont probablement imposer aux vitesses maximales possibles de production de l'ensemble constitué par le pétrole conventionnel et le pétrole non conventionnel (pétroles extralourds (Canada, Venezuela...), pétrole dit de schistes, liquides de gaz naturels) de plafonner entre 2015 et 2020 puis de décroître. Il en sera de même pour le gaz naturel (gaz conventionnel et non conventionnel, y compris le « gaz de schistes ») entre 2025 et 2030, peut-être un peu plus tard si le « gaz de schistes » connaît un développement mondial plus fort que prévu, et pour le charbon entre 2050 et 2060. Tous combustibles confondus, leur disponibilité, en énergie contenue, va passer par un maximum autour de 2025, puis décroître rapidement. L'effet sera encore plus marqué pour la disponibilité de combustibles fossiles par habitant, étant donné la croissance toujours importante de la population mondiale.

Ces courbes nous disent aussi que seul un effort fantastique de développement des sources d'énergies autres que les combustibles fossiles, énergies renouvelables et nucléaire, permettrait après 2025 à l'humanité de garder une consommation moyenne d'énergie par habitant, et donc un niveau moyen de richesse selon les standards actuels, qui soit voisine de la consommation actuelle.

L'alternative est une diminution rapide de sa consommation moyenne d'énergie, à laquelle il lui faudra s'adapter bon gré mal gré.

Ce que ne disent pas ces courbes, qui sont une synthèse à l'échelle mondiale, mais ce que disent les courbes faites pays par pays, c'est que bien évidemment tous les pays ne seront pas égaux devant cette situation. Les pays bien pourvus en ressources fossiles, Chine, Etats-Unis, Pays du Moyen-Orient, Russie pour les principaux, et à l'échelle européenne la Pologne et l'Ukraine, encore riches en charbon, et l'Allemagne encore riche en lignite (variété de charbon particulièrement polluante), auront moins à en souffrir dans l'immédiat. Parmi les grands pays industriels, la plupart des pays européens dont la France, ainsi que la Corée du Sud et le Japon, sont à peu près totalement dépourvu de réserves en combustibles fossiles: ils seront les plus exposés, et aussi les plus démunis, dans la concurrence qui risque de s'exacerber entre les nations. Ils ont donc un très grand intérêt à trouver rapidement un relais dans d'autres sources d'énergies, ou à découvrir de nouvelles ressources de combustibles fossiles dans leur sous-sol. Cette constatation prend tout son sens dans le débat actuel sur la décision d'exploiter ou non les « gaz de schistes » en France !

La diminution probable de disponibilité du pétrole à brève échéance est la plus préoccupante pour les pays industrialisés, parce que la sensibilité de leurs économies à cette disponibilité est, on l'a vu, très grande, et que le temps restant pour s'y adapter est bien court.

Plus préoccupant encore, la disponibilité du pétrole sur le marché international diminuera plus tôt que sa production. En effet, on le voit sur l'exemple des pays du Moyen-Orient (figure 12), les pays exportateurs consomment une partie de plus en plus grande du pétrole qu'ils produisent pour développer leur économie, ce qui diminue d'autant leurs possibilités d'exportation. D'ores et déjà, alors que la production mondiale de pétrole, toutes catégories confondues, est encore en faible augmentation, les exportations sont en léger déclin (figure 15). Les pays qui comme la France, la plupart des autres pays européens, le Japon et la Corée du Sud dépendent pour l'essentiel du marché international vont être les plus rapidement affectés. Ils seront aussi de plus en concurrence sur ce marché avec les pays émergents au développement rapide qui entrent actuellement dans la civilisation de l'automobile, et dont les ressources pétrolières seront insuffisantes pour qu'ils puissent assurer ce développement de façon autonome, en premier lieu la Chine et l'Inde (2). La situation est donc plutôt sombre pour ces pays.

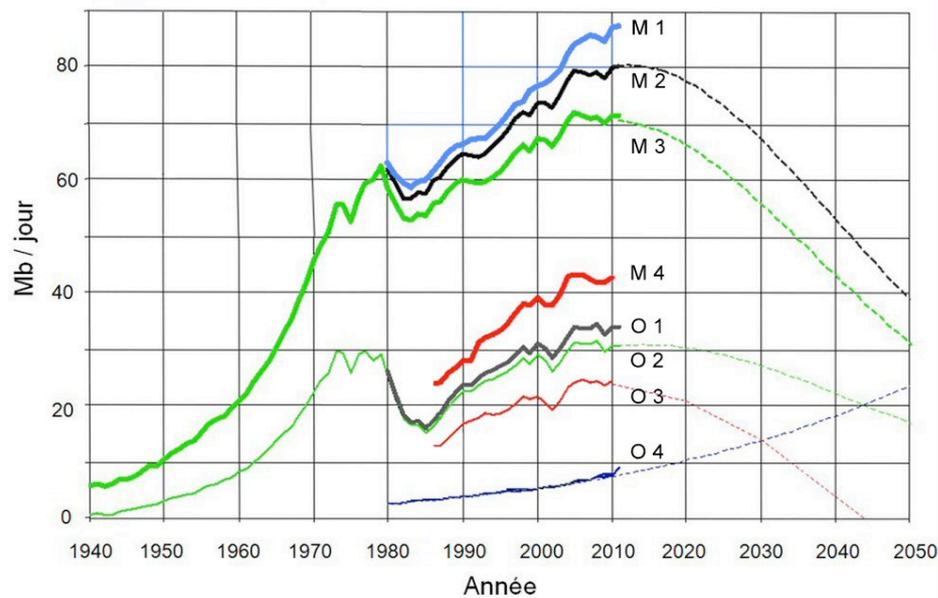


Figure 15 : productions et exportations mondiales pour le monde (courbes M) et les pays de l'OPEP (courbes O) ; en pointillé les prévisions jusqu'en 2050 :

M1 = production totale (conventionnel + liquides de gaz naturel (LGN)+ extralourds (XH)), M2 = production totale - extralourds, M3 = production conventionnelle (total - XH - LGN), M4 = exportations.

O1 = conventionnel + LGN, O2 = conventionnel, O3 = exportations, O4 = consommation intérieure.

Les productions sont d'ores et déjà en quasi stagnation (plateau) et devraient baisser sensiblement après 2020.

Les exportations sont en légère baisse. **On remarque qu'en raison de la croissance de leur consommation intérieure les pays de l'OPEP ne devraient plus avoir de capacités d'exportation vers 2040 -2050.**

D'après Jean Laherrère 2013.

Des facteurs aggravants sont :

1- **La diminution du contenu énergétique du baril de pétrole moyen: le baril est une unité de volume (159 litres), or le baril moyen est composé de plus en plus de produits à contenu énergétique plus faible par unité de volume, parfois de beaucoup, que le pétrole brut conventionnel : liquides de gaz naturels, biocarburants...**

2- **La quantité d'énergie de plus en plus grande qui est nécessaire à la production d'un baril: par exemple, pour le pétrole produit à partir des bitumes du Canada, elle représente de 15 à 20 % de l'énergie contenue dans un baril produit. Cette quantité est portée à la rubrique production, mais elle n'est pas pour autant disponible pour la société.**

Pour ces deux raisons la quantité d'énergie réellement utilisable par la société pour chaque baril porté à la rubrique production est de plus en plus faible.

D'autre part si la production totale des 12 pays qui composent l'Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole (OPEP) est encore en augmentation, celle des autres pays producteurs (NOPEP) commence à décliner. L'OPEP va être maintenant de plus en plus en mesure d'imposer ses prix.

Sur les courbes de la figure 14, la diminution des quantités mises réellement à la disposition de la société n'est pas prise en compte. Or, elle est de plus en plus rapide actuellement. Il n'y a pas non plus de prédiction sur les quantités qui pourront être en réalité mises sur le marché international. Ces courbes, pourtant déjà peu optimistes, sous-estiment donc les difficultés à venir, au moins pour le pétrole, et en particulier pour les pays dépourvus de réserves en combustibles fossiles comme la France. Ces difficultés commenceront à apparaître dans ces pays bien avant 2025.

4- Le cas de la France.

La disponibilité physique des combustibles fossiles, et en particulier du pétrole et des liquides apparentés, sera donc très bientôt, est déjà, pour les pays à forte consommation de biens matériels, un point clef pour la poursuite de leur développement, sauf à être capable rapidement de leur trouver des substituts. Malgré l'importance de sa production nucléaire, et bien que sa dépendance globale aux combustibles fossiles soit de ce fait la plus faible de tous les grands pays industriels (cf tableau 1), la France n'échappe pas à ce problème à cause de sa sensibilité au pétrole (figure 16).

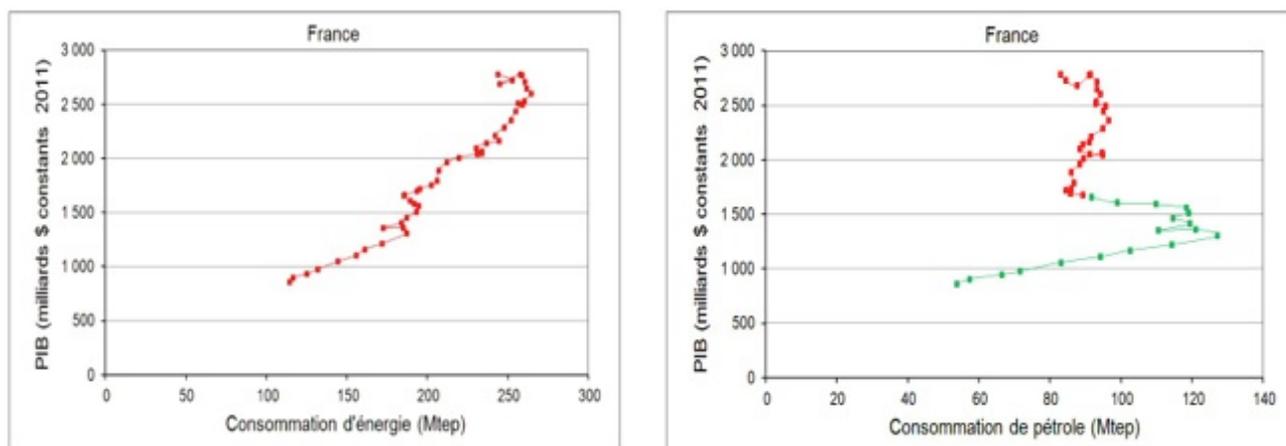


Figure 16 : corrélations pour la France de 1965 à 2011 entre PIB et consommation d'énergie primaire, et entre PIB et consommation de pétrole. On remarque l'impact considérable des chocs pétroliers de 1973 et surtout de 1979 (pics de la courbe verte à droite), qui s'accompagnent d'une stagnation du PIB. Ce n'est qu'après 1986, date du «contrechoc pétrolier» qui a vu le retour des faibles prix du pétrole, mais aussi la croissance rapide de la production d'électricité nucléaire, que l'économie reprend sa marche en avant. Le remplacement progressif des centrales électriques à fuel par des centrales nucléaires fait ensuite que la France a besoin de beaucoup moins de pétrole. Elle l'utilise aussi de mieux en mieux (courbe rouge) car une augmentation importante du PIB ne s'accompagne que d'une augmentation assez faible de la consommation. On observe même une augmentation de PIB avec une légère diminution de la consommation pétrolière qui correspond à l'augmentation rapide des prix de 2000 à 2007. On observe aussi la stagnation de PIB qui accompagne la diminution de consommation depuis la crise de 2008. Courtoisie J-M.Jancovici.

La sensibilité de la France à son approvisionnement en pétrole est devenue encore plus apparente suite aux importantes augmentations de prix de celui-ci depuis 2000 (figure 17), qui traduit les difficultés croissantes depuis cette date de l'approvisionnement du marché international.

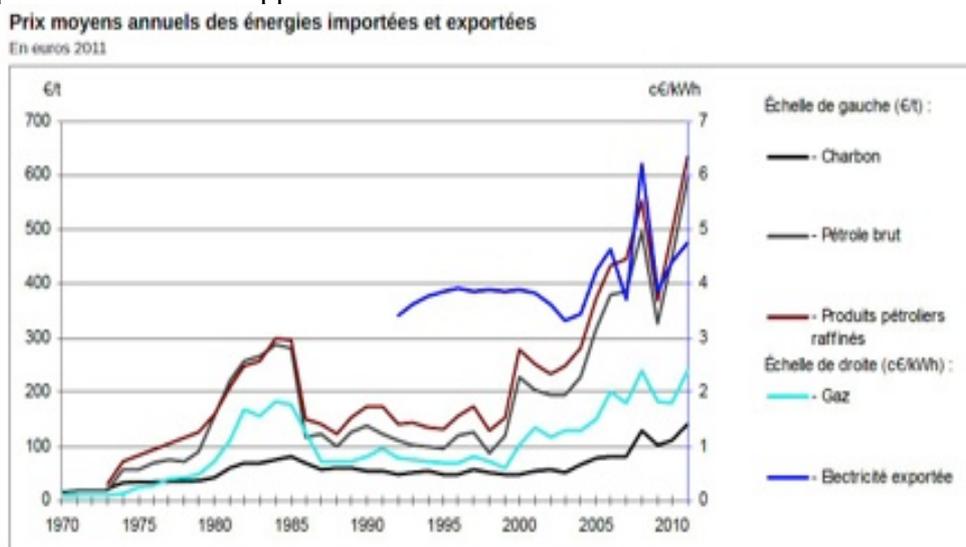


Figure 17 : Evolution des prix des combustibles fossiles importés en France depuis 1970, en euros 2011. On voit l'impact des chocs pétroliers de 1973 et 1979 et celui du « contrechoc » de 1986. On remarque l'augmentation très

rapide des prix depuis 2000 qui traduit la difficulté croissante de l'approvisionnement du marché international, et la baisse, très provisoire, des prix suite à la crise économique de 2008.

Source: Service de l'observation et des statistiques (SOeS) du Ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie. <http://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/>

Il en résulte une facture énergétique de plus en plus contraignante, qui a atteint cette année un peu plus de 5,5 milliards d'Euros en moyenne mensuelle, soit l'ordre de grandeur du déficit de la balance commerciale (figure 18). Cette facture est essentiellement due à l'importation de pétrole brut et de produits pétroliers. L'exportation d'électricité permet de la réduire un peu.

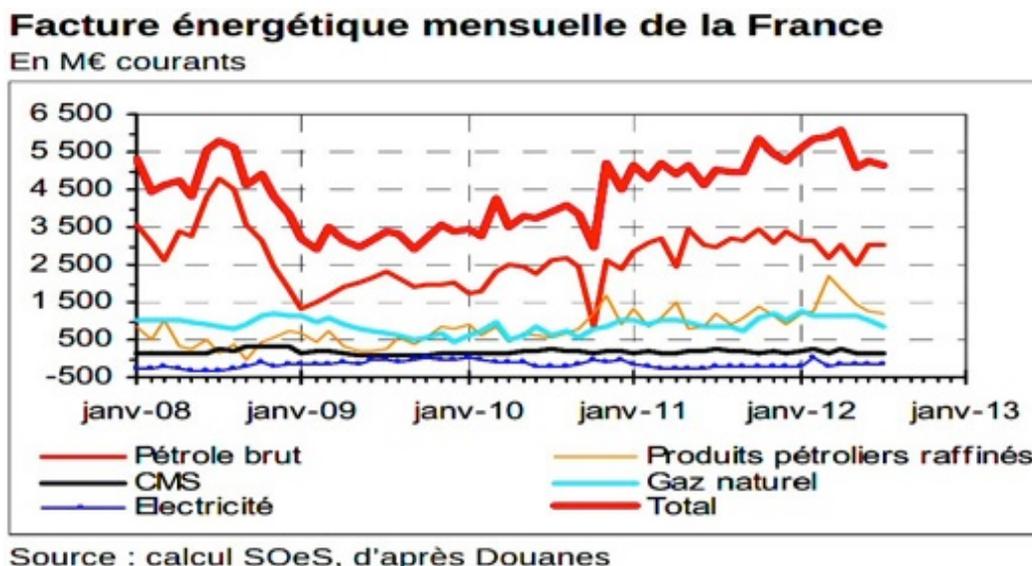


Figure 18 : facture énergétique de la France en moyenne mensuelle depuis janvier 2008. L'importation d'uranium n'est pas représentée : les sommes correspondantes sont comparativement très faibles, actuellement de l'ordre de 50 millions d'euros par mois, soit environ 100 fois moins que l'ensemble pétrole et produits pétroliers.

CMS signifie combustibles minéraux solides, charbon pour l'essentiel.

Source : Service de l'observation et des statistiques (SOeS) du Ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie. <http://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/>

Si les prévisions de l'ASPO sont exactes, comme cela a été très largement le cas jusqu'à présent, cette situation va s'aggraver dans les quelques années qui viennent.

Le problème énergétique le plus préoccupant à terme bref pour la France est donc, non pas sa production d'électricité dont on parle beaucoup, mais son approvisionnement en pétrole, puis en gaz, dont on parle très peu !

La consommation de pétrole française a été de 82,6 millions de tonnes en 2011. Une anticipation des difficultés prévisibles d'approvisionnement demanderait de la réduire de 30 % d'ici 2030 (2), c'est-à-dire de la ramener à environ 58 millions de tonnes. Ces efforts devraient bien évidemment continuer ensuite: la consommation pétrolière devrait être diminuée de 50 % d'ici 2050 (2), ce qui l'amènerait à 41 millions de tonnes par an à cette échéance. La situation est pour l'immédiat moins préoccupante pour le gaz, mais une diminution d'un tiers d'ici 2050 est souhaitable: celle-ci devrait donc passer de 40 Mtep actuellement à 27 en 2050.

Si l'on veut éviter que ces diminutions de consommation de pétrole et de gaz n'entraînent en même temps une forte diminution de la richesse nationale, il faut focaliser la politique énergétique sur une bien meilleure efficacité de l'utilisation du pétrole et du gaz et sur le développement intensif des sources d'énergie susceptibles de s'y substituer.

Il s'agit là d'une feuille de route extrêmement contraignante, et il faudra développer les moyens techniques considérables nécessaires à ces diminutions de consommation. C'est donc là qu'il faut mettre en priorité les efforts financiers consacrés à la politique énergétique. La politique actuelle de développement à marche forcée de l'électricité éolienne et solaire, qui n'a aucun effet sur la réduction de consommation de pétrole, et qui va finir par entraîner une augmentation de la consommation de

gaz, est de ce point de vue un gaspillage de moyens : via des subventions publiques de plus en plus considérables, via l'impôt prélevé sur les consommateurs sous forme de la Contribution au service public de l'électricité (CSPE), et via le renforcement coûteux des lignes à haute tension qui deviendront nécessaires pour acheminer cette électricité (7). De plus, ce développement inconsidéré entraînera aussi des surinvestissements en centrales à combustibles fossiles, avec comme corollaire une consommation accrue de gaz et peut-être même de charbon: ces surinvestissements seront en effet rendus nécessaires par le besoin grandissant de compenser les fluctuations de puissance de l'éolien et du solaire.

La sagesse demande donc pour une politique française de l'énergie, de donner la priorité à tous les efforts possibles pour réduire à bref délai la dépendance au pétrole et au gaz. Dans le contexte économique très contraint que va maintenant connaître la France, des dépenses importantes faites directement ou indirectement pour l'éolien et le solaire retarderaient considérablement ces efforts.

Les grandes lignes d'une telle politique pourraient être les suivantes:

Sur les 82,6 millions de tonnes de pétrole consommés en 2011, 5,9% l'ont été pour produire l'énergie nécessaire au raffinage, 10,3% par l'agriculture, l'industrie et la sidérurgie, 13,4% par des usages non énergétiques (pétrochimie...), 14,1 % par la production de chaleur pour le chauffage et l'eau chaude et sanitaire (ECS) dans les secteurs résidentiel et tertiaire (fuel domestique), et 56,3 % par les transports (carburants).

La consommation due à la production de chaleur dans le résidentiel-tertiaire et aux transports représente donc un peu plus de 70 % de l'utilisation du pétrole brut.

En ce qui concerne le gaz, la France en a utilisé 40,1 Mtep en 2011, dont 21,9 Mtep pour la production de chaleur pour le chauffage, l'ECS et la cuisson dans le résidentiel-tertiaire, soit 54,6 %.

C'est donc sur les postes transports et production de chaleur dans le résidentiel-tertiaire qu'il faut faire porter l'effort principal. Les réductions possibles dans les autres secteurs sont d'ailleurs faibles.

L'utilisation de la ressource de biomasse pour produire de l'énergie, aboutissant à la biomasse-énergie (BME), peut jouer un rôle important dans cet effort. Elle joue déjà un rôle non négligeable dans la production d'énergie en France. Mais la ressource de biomasse peut être utilisée de façons très diverses. Nous allons donc, dans les grandes lignes car il y a dans ce domaine de grandes incertitudes, analyser ses possibilités futures dans les domaines qui nous préoccupent:

Il faut tout d'abord bien avoir en tête que la production de biomasse est limitée par la photosynthèse, et que celle-ci a en France un rendement énergétique moyen très faible, dans une gamme de 0,2 à 1% selon les espèces végétales, la nature des sols, l'eau disponible et les modes de culture pour les espèces cultivées. Ce qui signifie qu'en France, où la quantité d'énergie solaire reçue annuellement au sol est en moyenne sur l'ensemble du territoire métropolitain de l'ordre de 13 GWh (1100 tep) par hectare (ha), l'énergie contenue dans les plantes se situe dans une gamme de 2 à 10 tep par hectare et par an.

Mais il ne s'agit là que d'une ressource de biomasse (que l'on peut compléter en y ajoutant les déchets organiques renouvelables). Il faut encore la transformer en produits utilisables (BME). La culture de la betterave pour la production d'éthanol dans le Nord du Bassin Parisien permet par exemple de produire en moyenne 4 tep d'éthanol par hectare et par an, ce qui représente, pour une insolation moyenne dans cette région d'environ 11 GWh (environ 1000 tep) par hectare et par an, un rendement énergétique de 0,4 % de l'énergie solaire reçue !

Pour obtenir un rendement net, il faut encore en déduire l'énergie nécessaire à la culture (consommation des engins de culture, énergie nécessaire à la fabrication des engrais, irrigation...), à la collecte, à la transformation, au conditionnement, à la distribution... Dans le cas de l'éthanol de betterave, le rendement énergétique net n'est plus alors que d'environ 1 tep par hectare !

Il faut ensuite réaliser que les productions agricoles et forestières ont de nombreux usages (alimentation des hommes et du bétail, production de bois de chauffage et de bois d'œuvre, fabrication du papier, fibres textiles, produits pharmaceutiques...) et que seule une partie des terres disponibles peut être affectée à la production d'énergie.

Les quantités de biomasse-énergie (BME) productibles en France sans entrer dans une compétition néfaste avec les cultures vivrières ont été évaluées récemment (4), y compris les déchets urbains renouvelables (déchets organiques), et cela en net, c'est-à-dire après déduction des quantités d'énergie loin d'être négligeables nécessaires à la culture, à la collecte, et à diverses transformations, à environ 22 Mtep en 2030 et 30 Mtep en 2050, contre environ 13 Mtep actuellement (tableau 2). Il faudrait cependant pour y arriver de patients et longs efforts de réorganisation des filières agricoles et encore plus forestières.

Ressource BME	Surfaces 2010	BME 2010	Surfaces 2030	BME 2030	Surfaces 2050	BME 2050
1 Forêts et divers	15,5	9,0	13,5	10,0	12	11,0
2 Taillis TCR	0	0	2	4	3	6
3 Terres cultivées pour biocarburants 1	1,2	0,8	0,4	0,4	0	0
4 Terres cultivées pour biogaz	0	0	1,0	1,5	2,0	3,0
5 Terres cultivées pour bioproduits	0,5	0	1,5	1,5	3,0	3,0
6 Terres cultivées pour alimentation	13,2	0	13,2	0	13,2	0
7 Prairies	12,8	0	11,1	0	8,9	0
8 Déchets urbains renouvelables	0	1,2	0	1,5	0	2,0
9 Résidus agricoles et IAA	0	0,4	0	0,6	0	0,8
10 Bois de récupération	0	1	0	2,0	0	4
11 Terrains artificialisés	7,3	0	7,9	0	8,5	0
Totaux	50,6	12,6	50,6	21,5	50,6	29,8

Tableau 2: tableau indicatif de l'évolution proposée par Mathis et Pelletier (4) de l'usage des sols en France (en Mha) et de la production primaire (en Mtep) de biomasse-énergie (BME) possible en net, c'est-à-dire après déduction des quantités d'énergie consacrées à la culture (consommation des engins agricoles, énergie utilisée pour la fabrication des engrais ...), à la collecte et au conditionnement et à la transformation de la biomasse en biocarburants, biogaz, et bioproduits. Les bioproduits (ligne 5) sont des productions destinées à la production de molécules et fibres végétales d'intérêt industriel (chimie, parfumerie, pharmacie, papier, textile...). Leurs déchets de culture et de fabrication sont partiellement récupérables pour la production d'énergie.

IAA= Industries agroalimentaires

Le tableau 2 est le résultat d'une analyse des surfaces qui peuvent être dédiées à des productions diverses, cultures vivrières, pâturages, bioproduits, production de chaleur... mais aussi d'un certain nombre de choix. Le choix est fait par exemple de préférer, en ce qui concerne la production d'énergie, la production de biogaz (ligne 4) à celle de biocarburants dits de première génération (G1) (biodiesel produit à partir de graines de colza et de tournesol, ou éthanol produit à partir de betterave ou d'amidon de céréales, blé et maïs) (ligne 3), pour des raisons de meilleur rendement énergétique net à l'hectare. Pour des cultures dédiées à ces productions, le rendement net est en effet de l'ordre de 1 tep à l'hectare pour les biocarburants G1, et sous réserve cependant d'inventaire plus complet, d'environ 1,5 tep à l'hectare pour le biogaz.

La production de biocarburants est aussi possible à partir de biomasse lignocellulosique (rémanents d'exploitation des forêts, déchets de cultures, cultures dédiées sous formes de cultures spécifiques (miscanthus, taillis à courte rotation (TCR ligne 2)...). C'est ce qu'on appelle les biocarburants de deuxième génération (G2) pour lesquels n'existent actuellement que des installations expérimentales (unités pilotes). Une voie particulièrement intéressante est la production de carburants par la voie dite thermo-chimique (gazéification suivie de synthèse Fischer-Tropsch), dont le rendement énergétique (énergie contenue dans les carburants produits/énergie initialement contenue dans la biomasse), est d'environ 40 %. Ce qui donne pour de la biomasse produite à partir de cultures dédiées (par exemple miscanthus) un rendement en biocarburants d'environ 1,5 tonne à l'hectare. Mais ce rendement peut-être pratiquement doublé par l'utilisation d'une source extérieure d'énergie fournissant la chaleur

nécessaire à la réaction (voie thermochimique allothermique) au lieu de la biomasse elle-même (voie thermochimique autothermique). On pense bien sûr à l'électricité pour fournir la chaleur.

Par ailleurs, la gazéification, qui produit ce qu'on appelle du gaz de synthèse (mélange d'oxyde de carbone et d'hydrogène), permet non seulement de produire des biocarburants par synthèse Fischer-Tropsch, mais éventuellement du biogaz ou même des intermédiaires pour la synthèse de produits chimiques variés (« chimie verte »).

On voit bien que la quantité de BME produite dépend des choix d'affectation de l'énergie de la ressource en biomasse: s'il s'agit de produire de la chaleur, le rendement de la filière est d'environ 80 %. S'il s'agit de produire de l'électricité, le rendement est d'environ 30%. S'il s'agit de produire des carburants par gazéification de biomasse lignocellulosique (G2), le rendement sans ajout d'énergie est comme on l'a vu d'environ 40%.

Les choix que nous proposons ici sont un peu différents de ceux du tableau 2: ils découlent de l'urgence du problème posé par les carburants pétroliers. La production de biocarburants est de ce point de vue celle qui a la plus forte valeur ajoutée. La filière gazéification de la biomasse (G2) est la plus intéressante, dans la mesure où l'ajout d'énergie permet d'obtenir les meilleurs rendements à l'hectare de cultures dédiées. Cependant, la filière G1 est importante pour l'agriculture, dans la mesure où ses coproduits comprennent des tourteaux utilisés en alimentation du bétail, qu'il faudrait autrement importer. Nous proposons donc de la maintenir en 2050 au niveau affiché par Mathis et Pelletier pour 2030, 0,4 Mtep en net (soit 2 fois moins qu'en 2011). Par contre, les terres affectées au biogaz (ligne 4) le seraient à la culture de taillis à courte rotation (TCR) ou de plantes herbacées à forte productivité (miscanthus...), destinés à la production de biocarburants G2. En ajoutant les rémanents forestiers et les déchets de culture, on peut espérer une ressource de biomasse de 15 Mtep en 2050, dont on ferait 6 Mtep de biocarburants G2 (12 avec ajout d'énergie). Soit 6,4 Mtep, production de biocarburants (G1 +G2) sans ajout externe d'énergie et 12,4 Mtep avec ajout d'énergie.

15 Mtep, seraient affectés à la production de chaleur, soit une BME de 12 Mtep.

On ne chercherait alors pas à développer la production d'électricité à partir de la biomasse.

Les valeurs de BME pour 2030, seraient en net d'environ 2,5 Mtep de biocarburants G1+G2 (en brut 3,6 Mtep, et 5,7 Mtep avec ajout d'énergie) et 9 Mtep de chaleur.

Venons en maintenant à la production de chaleur dans le résidentiel-tertiaire. Tout d'abord il est possible de diminuer dans des proportions très importantes l'usage du fuel et du gaz pour le chauffage par une meilleure isolation des bâtiments. La consommation d'énergie finale pour le chauffage, l'ECS et la cuisson était en 2011 de 54 Mtep, dont 33,4 Mtep de fuel domestique et de gaz. On devrait pouvoir la réduire d'un tiers en 2030 et de moitié en 2050, compte-tenu du renouvellement progressif du parc par des bâtiments à basse consommation.

La biomasse-énergie, déchets renouvelables compris, semble en mesure comme on vient de le voir de fournir en chaleur nette 9 Mtep en 2030 et 12 Mtep en 2050.

Il est également possible de développer la récupération de la chaleur des sols, des eaux et de l'air (chaleur d'origine solaire) par le développement des pompes à chaleur (géothermie dite de surface) à l'instar de ce qui a été fait en Suède, championne du monde de l'utilisation des pompes à chaleur, qui produit actuellement de cette façon environ 1 Mtep de chaleur. Une péréquation pour la France en fonction des populations laisse espérer environ 7 Mtep de chaleur nette récupérée en 2050 et déjà 3 Mtep en 2030. Mais cela demande également une consommation supplémentaire d'électricité, entre le tiers et la moitié de la chaleur fournie.

Le développement des chauffe-eau solaires permettrait en outre une utilisation substantielle du rayonnement solaire pour la production d'eau chaude et sanitaire (ECS), en particulier en été, pour 4 Mtep environ, et déjà 2 en 2030.

Ces trois sources de chaleur, biomasse-énergie, pompes à chaleur et rayonnement solaire peuvent de plus être avantageusement utilisées et éventuellement combinées pour alimenter des réseaux de chaleur installés dans les très nombreuses agglomérations petites et moyennes qui parsèment la France, comme cela se fait couramment au Danemark.

La production de biogaz et celle de chaleur géothermique d'origine profonde (à ne pas confondre avec la géothermie de surface, qui exploite de la chaleur d'origine solaire) peuvent compléter localement cet effort dans la production de chaleur pour le chauffage, mais il ne faut pas trop en attendre.

En ce qui concerne le biogaz, le potentiel français ne dépasse pas 1 Mtep par an si ce biogaz vient comme aujourd'hui de déchets d'exploitations agricoles, de décharges et de stations d'épuration. On pourrait peut-être y ajouter comme on l'a vu 3 Mtep par an (4, tableau 2) grâce à la pratique intensive de cultures dédiées, comme cela se fait en Allemagne avec du maïs ensilé. Mais on a dit pourquoi il semblait préférable d'affecter les surfaces correspondantes à la production de biocarburants G2.

En ce qui concerne la géothermie profonde, qui consiste surtout, dans les pays qui n'ont pas de zones volcaniques actives comme le nôtre, à utiliser la chaleur d'aquifères profonds pour chauffer des immeubles collectifs, elle est actuellement largement utilisée dans les Bassins de Paris et d'Aquitaine. La France est même l'un des premiers pays au monde dans ce domaine. Mais la production n'est pour l'instant que de l'équivalent de 200 000 tep par an, et il paraît bien difficile de dépasser un jour les 500 000 tep. Un développement de la récupération de la chaleur de roches profondes par fracturation hydraulique est pour l'instant très spéculatif. (Notons au passage que la France Métropolitaine est très mal placée pour la production d'électricité géothermique. Seuls les pays possédant des zones volcaniques actives, comme seules l'Italie et l'Islande en possèdent en Europe, ont une capacité notable dans ce domaine. La Guadeloupe, située en zone active, possède la centrale géothermique de Bouillante, qui assure environ 4 % de sa consommation d'électricité)

Source d'énergie	2030	2050
Biomasse (en net), y compris déchets renouvelables	9	12
biogaz	0,5	1
Géothermie de surface (pompes à chaleur)	3	7
Géothermie profonde	0,3	0,5
Chauffe-eau solaire	2	4
Total ENRt	14,8	22,5
Consommation de fuel et de gaz pour le chauffage, l'ECS et la cuisson (résidentiel+tertiaire= 33,4 Mtep (11,6 fuel + 21,9 gaz) en 2011)	23,4	16,7
Consommation résiduelle de fuel et de gaz pour le chauffage, l'ECS et la cuisson	8,6	0

Tableau 3 : Quantités nettes de chaleur finale (en Mtep) disponibles en principe en 2030 et 2050 pour le chauffage, l'ECS et la cuisson dans le secteur résidentiel et tertiaire fournies grâce aux ENR thermiques (ENRt), comparaison avec la consommation de fuel et de gaz en supposant qu'elles aient été diminuées d'un tiers en 2030 et de 50 % en 2050 grâce à une meilleure isolation, et consommation résiduelle en supposant que l'on utilise les ENRt en priorité pour remplacer le fuel et le gaz. Si l'on admet que la priorité est donnée à l'élimination du fuel, cet objectif peut être atteint dès 2030, la consommation résiduelle n'étant alors plus que du gaz. C'est l'isolation qui joue le rôle le plus important, puisque les ENRt n'apporteraient, par rapport à la situation actuelle (9,7 Mtep), que 3,1 Mtep de plus en 2030 et 10,8 en 2050.

Le tableau 3 fait la synthèse des possibilités en 2030 et 2050 de production de chaleur pour le chauffage du secteur résidentiel et tertiaire avec ces énergies, qui sont ce qu'on appelle les énergies renouvelables thermiques (ENRt). Il semble possible d'éliminer la consommation de fuel domestique dès 2030.

Examinons maintenant le problème de la consommation de carburants pour le transport : sa diminution revêt une importance encore plus grande. Mais elle est aussi plus difficile, car elle demande dans un premier temps une adhésion des conducteurs et des transporteurs à une politique volontaire d'économies de carburants qui est loin d'être populaire: réduction de vitesse sur les routes, mode de conduite plus souple, réduction des distances parcourues, développement du covoiturage,

toutes choses qui ne demandent pourtant aucun investissement, mais seulement un effort sur soi-même. Sans doute faudrait-il fortement l'encourager par des mesures incitatives (diminution des vitesses autorisées, taxe carbone, parkings gratuits, péages à l'entrée des grandes agglomérations, pistes cyclables...). L'effet serait pourtant très important, car on estime la réduction de consommation qui en résulterait à environ 30 % pour les véhicules particuliers, et à 10 % à 15 % pour les transports routiers et les véhicules utilitaires.

Le relais serait pris par le remplacement progressif, encouragé par une politique de bonus-malus, y compris pour les transports routiers et les véhicules utilitaires, des véhicules thermiques actuels par des véhicules thermiques à consommation beaucoup plus faible, moins de 3 litres au 100 pour les véhicules particuliers au lieu de 6 à 7 en moyenne comme actuellement, ainsi que le transfert d'une partie du fret routier longue distance (qui ne représente toutefois qu'environ 20 % du fret routier total) vers le rail et les voies d'eau, et le développement des transports en commun. On peut également citer pour le plus long terme une politique de l'aménagement du territoire visant à limiter les distances des déplacements obligatoires, et en particulier les déplacements du domicile au travail.

Simultanément le développement des véhicules électriques et hybrides rechargeables, qui demande plus de temps, préparerait l'étape suivante. Notons que l'hybridation des transports routiers serait un moyen très puissant de réduire leur consommation de carburants. Cette hybridation, pour les transports sur de longues distances, peut revêtir la forme de l'ajout aux autoroutes ou grandes routes existantes d'une voie électrifiée avec caténaire. Les camions utiliseraient un moteur électrique et un pantographe pour y circuler, et leur moteur thermique une fois la route quittée.

*Cet ensemble serait complété par la production de biocarburants dits de deuxième génération (G2) (parfois appelés « plante entière », car contrairement aux biocarburants G1 on utilise toute la plante au lieu d'une partie), c'est-à-dire produits essentiellement à partir de biomasse dite lignocellulosique, issue de rémanents et déchets forestiers, de déchets de culture, et de cultures dédiées n'entrant pas en compétition avec les cultures vivrières. Elle pourrait accompagner le développement de la filière bois-énergie, et viendrait en soutien à l'agriculture. On peut en espérer comme on l'a vu une production **nette** de biocarburants de l'ordre de 2,5 Mtep par an en 2030, 6,4 Mtep par an en 2050, (éventuellement 12,4 par ajout d'énergie) soit quand même 14 % de la consommation actuelle de carburants pétroliers tous modes de transports confondus (46,5 Mtep en 2011, tableau 4). Mais cela ne peut se faire qu'au prix d'un effort très soutenu et d'une profonde transformation des pratiques agricoles et forestières ayant des répercussions sur les paysages (Mathis et Pelletier (4)). Cette proportion passerait à 40 % environ si la consommation totale de carburants était divisée par un coefficient de l'ordre de 3 d'ici 2050, ce qui est tout à fait envisageable avec des efforts de sobriété des conducteurs et le passage aux véhicules à faible consommation puis électriques.*

Production de chaleur dans le résidentiel-tertiaire et carburants n'ont toutefois représenté en 2011 qu'un peu plus de 58 Mtep, soit un peu plus de 70 % des 82,6 Mtep du pétrole consommé (tableau 4). En effet, une partie du pétrole est affecté à des usages non énergétiques, une autre est utilisée comme source d'énergie pour le raffinage et une autre par l'industrie et d'autres secteurs économiques. La disparition du chauffage au fuel (-11,6 Mtep), la réduction par 3 des consommations de carburants (-31 Mtep) et le recours aux biocarburants (- 6 Mtep, peut-être -12 Mtep) permettraient cependant d'atteindre sans difficultés la réduction de 50 % des quantités de pétrole importés d'ici 2050 et même d'aller au-delà. D'autant qu'un petit effort peut-être demandé aux autres secteurs économiques. De même, l'élimination du chauffage au gaz d'ici 2050 permettrait de réduire sa consommation actuelle de plus de 50 %.

Une réduction de 30 % dès 2030 serait par contre plus problématique, car les efforts nécessaires seront longs à produire des effets significatifs. Il vaut donc mieux commencer dès à présent, et un changement rapide de comportement des consommateurs serait donc le bienvenu.

Il est clair de ce qui précède que les réductions de consommation des véhicules et des bâtiments sont les mesures qui auraient le plus d'effet. Il s'agit là d'une augmentation de l'efficacité énergétique, car des services à peu près équivalents seraient rendus avec une consommation de pétrole et de gaz

beaucoup plus faible. Le développement des ENRt et des biocarburants ne représenterait qu'un appoint, mais un appoint substantiel. Celui des biocarburants demande toutefois des modifications profondes des filières agricoles et forestières difficiles à mettre en œuvre, ne seraient-ce que pour des raisons sociétales (régimes de propriété, modification des paysages...). Il demande aussi, en ce qui concerne les biocarburants G2, d'importantes recherches technologiques pour valider les procédés industriels et en abaisser le coût.

L'augmentation de consommation d'électricité, résultant principalement du développement des véhicules électriques et hybrides rechargeables, et de celui des pompes à chaleur, éventuellement de la production de carburants G2 avec ajout d'énergie, serait à terme importante et il faudrait donc envisager en même temps un développement très notable de la production d'électricité, à condition bien sûr de ne pas construire pour cela des centrales à gaz et à charbon, ce qui substituerait à notre actuelle dépendance au pétrole une dépendance au gaz et au charbon.

Bilan énergétique de la France en 2011

	2009 (r)	2010 (r)	2011 (p)					ENRt (2)	Total
			Charbon	Pétrole	Gaz	Électricité (1)			
en millions de tep									
p : données provisoires.									
r : données révisées.									
/// : absence de résultat due à la nature des choses.									
(1) : nucléaire, hydraulique, éolien et photovoltaïque.									
(2) : énergies renouvelables thermiques (bois, déchets de bois, solaire thermique,...) y compris les pompes à chaleur et les déchets.									
(3) : corrigée du climat.									
(4) : hors soutes maritimes internationales.									
Champ : France métropolitaine pour la consommation d'énergie.									
Source : SOeS.									
Approvisionnement									
Production d'énergie primaire	130,8	138,2	0,1	1,9	0,5	120,9	15,6	138,9	
Importations	163,9	160,8	9,8	104,8	41,4	0,8	0,5	157,4	
Exportations	-32,0	-30,3	-0,1	-23,3	-3,4	-5,7	-0,2	-32,5	
Variation de stocks (+ déstockage, - stockage)	0,3	2,7	0,0	0,4	-1,7	///	///	-1,4	
Soutes maritimes internationales (-)	-2,5	-2,4	///	-2,6	///	///	///	-2,6	
Total des disponibilités	260,5	269,0	9,8	81,2	36,9	116,0	16,0	259,8	
Taux d'indépendance énergétique (en %)	50,2	51,4	0,6	2,4	1,4	104,2	97,7	53,5	
Emplois									
Consommation de la branche énergie	93,7	96,9	4,2	4,9	6,7	79,7	2,8	98,3	
Consommation finale énergétique (3)	155,6	155,5	5,6	66,5	32,0	37,1	14,4	155,6	
Agriculture, industrie et sidérurgie	37,5	38,2	5,3	8,5	10,0	11,1	2,2	37,0	
Résidentiel, tertiaire	69,0	68,0	0,3	11,6	21,9	25,0	9,7	68,6	
Transports (4)	49,2	49,3	///	46,5	0,1	1,1	2,4	50,0	
Consommation finale non énergétique	12,1	12,0	0,1	11,1	1,4	///	///	12,6	
Consommation totale d'énergie primaire (3)	261,4	264,4	9,9	82,6	40,1	116,8	17,1	266,4	

Tableau 4 : Bilan énergétique de la France en 2011

Source: SOeS http://www.insee.fr/fr/themes/tableau.asp?reg_id=0&ref_id=NATTEF11346.

Cette politique aurait en outre l'intérêt de diminuer considérablement les émissions de gaz carbonique dues à l'énergie, ce qui est un des thèmes affichés de la politique énergétique française, à condition

toutefois, comme dit ci-dessus, que l'électricité supplémentaire consommée ne soit pas produite avec des combustibles fossiles. A cette condition également elle diminuerait également les dommages sanitaires de l'utilisation des combustibles fossiles, dont on parle très peu mais qui sont importants, comme expliqué en annexe.

Elle aurait en outre l'avantage d'être bien plus créatrice d'emplois locaux, en particulier dans l'artisanat et les PME, qu'un développement à marche forcée des ENR électriques dont nous n'avons en fait pas réellement besoin.

Une politique de développement fort des ENR électriques aurait de plus actuellement un effet négatif sur la balance commerciale, car le matériel est importé d'Allemagne, du Danemark ou de Chine et non produit sur place, et aurait un effet destructeur sur l'emploi par l'augmentation du coût de l'électricité qui en résulterait, qui ne serait pas compensé par le peu d'emplois créés.

De plus, cette politique serait antisociale car l'augmentation du coût de l'électricité qui en résulterait accroîtrait les difficultés des ménages pauvres.

On verra aussi plus loin qu'un développement fort des ENR électriques nécessiterait, en l'état des techniques de stockage de l'électricité, la construction de centrales à gaz et de lignes à haute tension supplémentaires, et aurait un effet destructeur sur l'environnement et les paysages à cause de l'importance des emprises qui seraient nécessaires.

5- La situation des régions: l'exemple du Poitou-Charentes

Le Poitou-Charentes comporte 4 départements: la Charente (Angoulême), la Charente-Maritime (La Rochelle), les Deux-Sèvres (Niort), la Vienne (Poitiers). Sa superficie est d'un peu moins de 26 000 km² (4,7 % de la superficie française) et sa population d'environ 1 800 000 habitants (2,8 % de la population française). Son produit intérieur brut (PIB) était en 2011 d'environ 45 milliards d'euros.

C'est une région peu industrialisée, de densité inférieure à la moyenne française, et n'ayant pas de très grande ville (la plus grosse agglomération, celle de Poitiers, n'a qu'environ 130 000 habitants). Sa consommation d'énergie finale a été en 2011 d'environ 4,8 Mtep, soit à peu près 2,7 tep par habitant, ce qui est un peu supérieur à la moyenne française (2,5 tep/h).

La consommation d'énergie finale la plus importante en 2011 est celle de produits pétroliers (57 %), soit un contenu énergétique de 2,7 Mtep, correspondant physiquement à peu près à 2,6 millions de tonnes de produits pétroliers: carburants, fuel domestique, fuel lourd pour les bateaux, kérosène pour les avions...) (figure 19).

On trouve ensuite la consommation d'électricité (20 %), celle de gaz naturel (13 %) et des énergies renouvelables (ENR) thermiques (9%), essentiellement du bois et très peu de solaire thermique (chauffe-eau solaires).

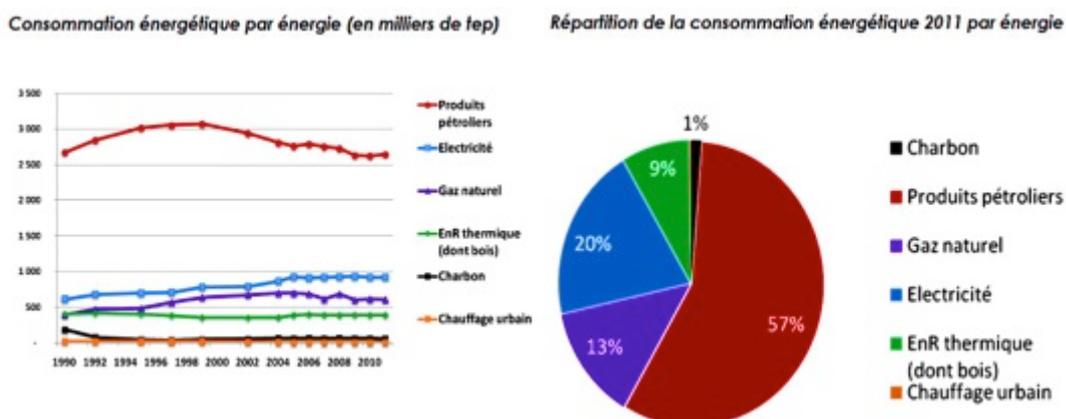


Figure 19: consommation énergétique finale de la région Poitou-Charentes par source d'énergie de 1990 à 2011. On observe la décroissance des produits pétroliers après 2000 et la croissance de l'électricité. Rappelons que l'énergie finale est

celle qui est livrée et facturée au consommateur. Elle est en quantité bien inférieure à l'énergie primaire qui sert à la produire (environ 60 % de celle-ci en France) à cause des pertes résultant de la nécessité d'utiliser des convertisseurs, en particulier des centrales électriques pour la production de l'électricité, ainsi que de la consommation d'énergie du transport et de la distribution de l'énergie. Source: Agence Régionale pour l'Evaluation environnement et Climat (AREC) Poitou-Charentes. www.arecpc.com.

La balance commerciale énergétique était en 2011 déficitaire de 1,75 milliards d'euros (quote-part de la région au déficit de la balance commerciale énergétique française), soit 3,9 % du PIB régional, l'essentiel du déficit étant dû aux produits pétroliers (figure 20). N'est pas pris en compte sur cette figure le coût de l'approvisionnement en uranium de la centrale nucléaire de Civaux, environ 25 millions d'euros par an au prix actuel du marché.

Sur cette figure, l'électricité contribue de manière positive, environ 85 millions d'euros, à cette balance commerciale. Le mode de calcul, qui consiste à attribuer au Poitou-Charentes le bénéfice des exportations françaises d'électricité (50 à 60 TWh selon les années) au prorata du pourcentage de sa production d'électricité dans la production française totale soit 3,6 % environ, ne valorise cependant pas l'importante contribution de cette production d'électricité, essentiellement celle de la centrale nucléaire de Civaux, au bilan énergétique de la région.



La centrale de Civaux, au Sud de Poitiers dans la Vienne. Son emprise totale est de 220 ha. Elle possède 2 réacteurs de 1450 MW électriques de puissance nominale et produit 20 TWh d'électricité par an. (3-Centrale de Civaux, dossier de presse 2012). Son coût de remplacement pour une même production d'électricité serait de l'ordre de 8 à 10 milliards d'euros actuels.

En effet la centrale de Civaux a fourni au réseau 20 TWh d'électricité en 2011 (3), soit compte-tenu des pertes au transport, environ 18,7 TWh au consommateur. S'y ajoutait une petite production d'électricité hydraulique et thermique, et d'électricité éolienne et solaire, au total environ 600 GWh. Tandis que la consommation finale d'électricité de la région était de 11,2 TWh (équivalent de 960 000 tep). La région était donc exportatrice d'environ 8 TWh vers les autres régions françaises, ce qui au prix actuel du marché de l'électricité représente une valeur d'environ 450 millions d'euros et non 85.

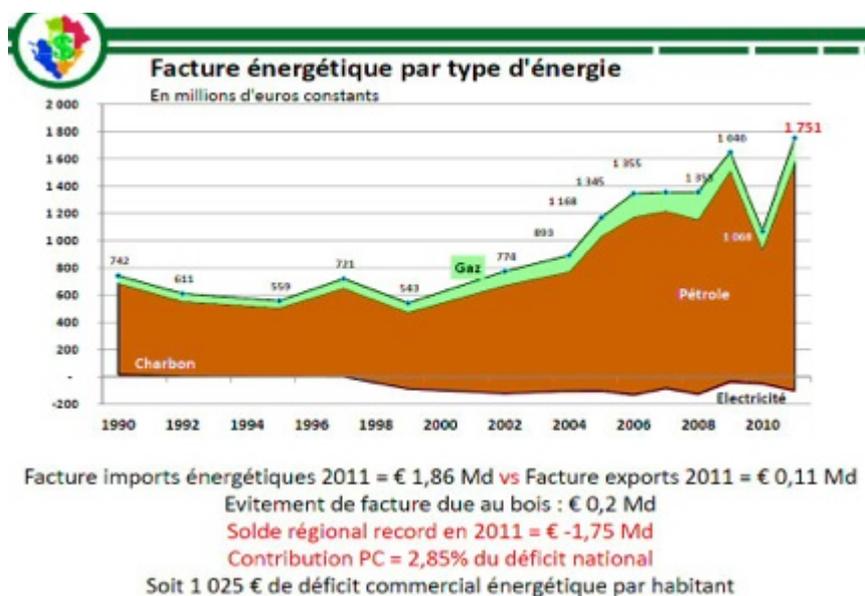


figure 20: évolution du déficit commercial énergétique de la Région Poitou-Charentes depuis 1990.
 Source : AREC www.arecpc.com

La région est donc très excédentaire en électricité et de ce point de vue, il est parfaitement inutile d'y construire un parc important d'éoliennes ou de centrales solaires.

Elle est par contre, comme le reste de la France, dépourvue de production en pétrole et en gaz, qui représentent l'essentiel de son déficit commercial énergétique (figure 20). Et comme cette dépendance au pétrole et en gaz est, comme pour le reste de la France, grosse de menaces d'appauvrissement et de destruction d'emplois à brève échéance, la réduction rapide de cette dépendance devrait être une priorité absolue de la politique énergétique régionale. Si l'on fait une péréquation en fonction de la proportion de la surface de la France qu'elle occupe, elle peut espérer produire vers 2050, par an, environ 35 000 tep de biogaz, 200 000 tep de biocarburants G2 et 50 000 tep de biocarburants G1. Elle est un peu mieux placée que la moyenne française pour la géothermie profonde, mais elle n'a quand même pas beaucoup d'aquifères profonds à température suffisante. Peut-être pourrait-elle produire ainsi 15 000 tep, pour alimenter les réseaux de chaleur de petites agglomérations, comme cela a été fait à Jonzac en Charente-Maritime. Pour le bois-énergie, une péréquation par rapport aux capacités ultimes des forêts françaises donne une quantité de l'ordre de 500 000 tep, tandis que la production est déjà de l'ordre de 300 000 tep. Tout cela n'est pas négligeable, mais pèsera encore assez peu par rapport aux presque 5 Mtep de sa consommation d'énergie finale. D'autre part on est pour l'instant encore très loin du compte, si l'on compare les productions actuelles et les productions envisageables en 2050 (tableau 5). Le temps nécessaire pour arriver à développer complètement les possibilités sera long. **Etant donné l'importance de leur potentiel et leur très faible développement actuel, c'est sur les pompes à chaleur, les chauffe-eau solaires et les biocarburants G2 qu'il faut semble-t-il concentrer les efforts.**

Sources	Production actuelle	Production envisageable en 2050
Bois-énergie	313 000	500 000
Incinérateurs (déchets)	6 000	10 000
Géothermie de surface (pompes à chaleur)		300 000
Géothermie profonde	800	15 000
Chauffe-eau solaires	2 000	140 000
Biogaz	3 600	35 000
biocarburants G1	48 000	50 000
biocarburants G2		200 000
Total	373 400	1 250 000

Tableau 5 : production actuelle de chaleur et de biocarburants en Poitou-Charentes (en tonnes-équivalent-pétrole (tep)), d'après « Etat des lieux des énergies renouvelables en Poitou-Charentes, année 2011 », AREC Poitou-Charentes (www.arecpc.com) et comparaison avec les ordres de grandeur des productions envisageables en 2050.

C'est donc bien d'une réduction très importante des consommations de carburants, et de combustibles fossiles pour la production de chaleur dans le résidentiel-tertiaire, suivant les principes généraux pour la France indiqués plus haut, et non uniquement du développement des productions locales, que peut venir le salut. Mais le développement des productions locales, tout comme l'isolation des bâtiments, peut créer de nombreux emplois, en particulier dans les PME et l'artisanat.

La région possède un atout: elle a déjà des capacités excédentaires d'électricité, et le développement des véhicules électriques fait partie de son patrimoine depuis les efforts faits dans ce domaine par la mairie de La Rochelle, puis par la région. Une amplification de cet effort pourrait constituer un axe d'industrialisation.

6 - La région Poitou-Charentes peut elle devenir autonome en énergie ?

Le thème de l'autonomie énergétique des territoires à toutes échelles est à la mode, sans qu'il soit aucunement réalisé semble-t-il qu'une telle autonomie suppose que tout territoire, quelle que soit sa taille, dispose de ressources énergétiques suffisantes pour la totalité de ses besoins, mais pour l'instant non encore totalement exploitées. Voyons ce qu'il en est à l'échelle de la région Poitou-Charentes.

6-1- L'autonomie en chaleur pour l'habitat et le tertiaire, et en carburants :

Nous venons de voir qu'en ce qui concerne la production de chaleur pour l'habitat et le tertiaire, et la production de carburants pour les véhicules, il n'était pas envisageable que la région puisse subvenir à ses besoins actuels avec ses ressources propres, et cela de très loin. Seul un effort de longue durée consistant à mieux isoler les bâtiments et à remplacer le fuel et le gaz pour le chauffage par d'autres sources de chaleur, et la diminution de consommation des véhicules suivie à terme par un changement radical dans la motorisation des modes de transport, en clair leur électrification, peut la rapprocher d'un tel objectif. Et encore n'avons-nous pas envisagé ici les besoins de l'industrie. Qu'en est-il maintenant de l'électricité ?

6-2- L'autonomie en électricité :

La région est, on l'a vu, largement excédentaire en électricité. Cela signifie-t-il pour autant qu'elle est autonome, c'est-à-dire qu'elle assure sa consommation uniquement avec des ressources locales ?

En fait pas du tout: ses moyens de production en électricité, essentiellement la centrale de Civaux, font partie d'un parc de centrales électriques reliées par un maillage national de lignes d'électricité à haute tension, gérées par le Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE). Et la structure de la consommation d'électricité est telle que pour faire face aux fluctuations de la consommation, ce parc est constitué de centrales de caractéristiques différentes, qui sont réparties sur le territoire français, de manière à mutualiser au mieux leur production. En outre le réseau français fait partie du réseau européen, l'UCTE (Union for the Coordination of the Transmission of Electricity), ce qui permet également de faire appel à des centrales situées dans d'autres pays d'Europe.

Schématiquement la demande des consommateurs est assurée par l'empilement d'une production d'une électricité dite de base (ou en ruban), environ 60 % de la production totale en moyenne annuelle, qui varie lentement à l'échelle de temps de l'année, d'une production d'électricité dite de semi-base, environ 25% en moyenne annuelle, qui varie plus vite, à l'échelle de la semaine, et d'une production d'électricité dite de pointe, environ 15 % en moyenne annuelle, qui varie à l'échelle de la journée, les appels les plus importants de puissance ayant lieu autour de 12 heures et de 19 heures (figure 21). Les proportions de base, semi-base et pointe varient en cours d'année, essentiellement en fonction des saisons.

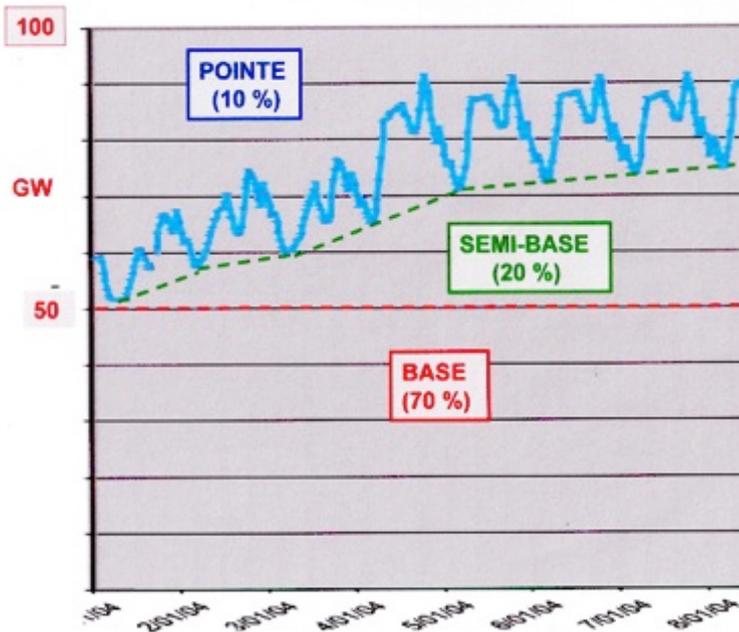


Figure 21 : variations de puissance de la consommation d'électricité en France pour la première semaine d'avril 2004 et découpage en base, semi-base et pointe. Les proportions entre base, semi-base et pointe varient en cours d'année.

La base est assurée essentiellement par les centrales nucléaires, et pour une petite partie par des centrales hydroélectriques dites au fil de l'eau, installées sur les grands fleuves.

La semi-base est assurée en bonne partie par les centrales nucléaires (celles-ci produisent au total 75 % de la production d'électricité française, alors que la base en représente environ 60% et la semi-base 25 %), mais aussi par des centrales

hydroélectriques de moyenne montagne disposant d'un réservoir d'eau important, centrales dites d'éclusée, et des centrales à charbon et à gaz.

La pointe est assurée par des centrales pouvant varier très rapidement de puissance: ce sont les centrales hydroélectriques dites de haute chute, installées en haute-montagne, ainsi que des turbines à combustion (TAC) à fuel ou à gaz. Les TAC sont équipées de turbines analogues à celle des moteurs d'avions à réaction, qui entraînent des alternateurs.

Se développent de plus en plus les centrales à gaz à cycle combiné (CGCC), qui associent une turbine à gaz et une chaudière à vapeur chauffée par les gaz d'échappement de la turbine à gaz, qui sont encore très chauds. La vapeur d'eau produite sert à faire tourner un alternateur. Ces centrales ont un excellent rendement de transformation de la chaleur en électricité, jusqu'à 60 % en utilisation à régime constant, de l'ordre de 50 % en conditions moyennes d'utilisation. Elles sont bien adaptées à la semi-base, mais peuvent aussi être utilisées en pointe si nécessaire. Cependant, pour l'instant, elles résistent mal à des variations importantes et incessantes de puissance.

Seules les centrales de base fonctionnent en continu pendant toute l'année, avec de lentes variations de puissance, aux arrêts pour maintenance près. Les autres fonctionnent de manière plus discontinue, avec de fortes variations de puissance, et avec un total annuel d'heures de fonctionnement très variable selon leur domaine d'intervention. Tout ceci demande une gestion très précise, l'appel aux différentes centrales du parc étant organisé de façon à produire à tout moment l'électricité au coût le plus bas, dans toute la mesure du possible. Il est également fait appel à des imports-exports d'électricité avec les pays voisins, si c'est économiquement avantageux.

C'est parce que l'on ne sait pas stocker directement l'électricité autrement qu'en petites quantités, alors qu'il faut faire face à tout moment à des variations de consommation qui peuvent être très importantes, qu'il est nécessaire de faire appel à cet empilement de centrales aux caractéristiques si différentes, et à une mutualisation des capacités électriques à l'échelle nationale, et de plus en plus européenne.

S'ajoutent maintenant de plus en plus à cet ensemble des éoliennes et des panneaux solaires photovoltaïques, qui, comme on va le voir, sont difficiles à insérer dans ce schéma. En effet il s'agit de moyens de production qui, contrairement aux autres, n'obéissent pas à la volonté des hommes, mais aux caprices de la météo. On dit qu'ils sont non régulables (ou non commandables), et que l'électricité ainsi produite est une électricité fatale. De plus la réglementation en cours impose une injection prioritaire de leur production, indépendamment cette fois de considérations économiques. Il revient donc aux moyens de production régulables de s'ajuster à cette production fatale.

On sait pourtant transformer l'électricité en d'autres formes d'énergie qui, elles, sont stockables, puis déstockables à la demande pour être transformées à nouveau en électricité, avec une perte importante d'énergie toutefois. Cela permettrait en principe, pour adapter l'offre d'électricité à la consommation, d'utiliser uniquement des centrales fonctionnant de façon régulière tout au long de l'année, c'est-à-dire en base, sans avoir besoin de cet empilement complexe de centrales différentes.

Mais pour le stockage et le déstockage rapides de quantités très importantes d'énergie comme il le faudrait alors, il n'existe en pratique pour l'instant qu'une seule technique: les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP). Ces STEP consistent en l'association de deux immenses réservoirs d'eau à deux altitudes aussi différentes que possible. L'électricité disponible en période de basse consommation est utilisée pour pomper l'eau du réservoir inférieur vers le réservoir supérieur. En période de forte consommation, on produit de l'électricité par turbinage de l'eau du réservoir supérieur vers le réservoir inférieur. Il existe des STEP en France, situées en moyenne montagne (par exemple la STEP de Revin dans les Ardennes, photo) et en haute montagne (par exemple la STEP de Grand'Maison dans l'Isère) pour une capacité totale de stockage de l'ordre de 100 GWh, soit une part importante de la capacité totale européenne.

Mais 100 GWh, qui ne représentent en hiver qu'environ une heure et demie de la consommation française, c'est très loin d'être suffisant pour adapter la production d'électricité à la demande d'électricité des consommateurs, de sorte que les STEP existantes ne contribuent en fait qu'assez peu à cette adaptation.



Station de transfert d'énergie par pompage de Revin (Ardennes): dénivelée 200 m, puissance maxi 720 MW, capacité maximale de stockage 3,6 GWh, pertes d'énergie: 25 %. Coût d'investissement approximatif : 500 millions d'euros actuels.

Regardons ce qu'il en est pour la région Poitou-Charentes :

Sa production d'électricité est essentiellement le fait de la centrale de Civaux, 20 TWh en 2011. S'y ajoutaient selon l'AREC (www.arecpc.com) 631 GWh d'électricités dites renouvelables (éolien 424, photovoltaïque 103, hydraulique 69, biogaz électrique 35) et une quantité négligeable d'électricité produite par des centrales à combustibles fossiles ou à biomasse, dont il n'existe aucune d'importance notable dans la région.

Si la région voulait être autonome en électricité, à moins qu'elle n'entreprenne de construire d'énormes et très coûteuses capacités en STEP, il faudrait qu'elle dispose sur son territoire de centrales venant compléter la production de Civaux, qui fonctionne essentiellement en base, par une production en semi-base et en pointe.

Ne pouvant disposer de centrales hydrauliques de haute chute faute de hautes montagnes, il ne pourrait guère s'agir que de centrales à gaz à cycle combiné (CGCC) et de TAC à gaz ou à fuel, éventuellement de centrales à charbon pour la semi-base. Des éoliennes ou du solaire photovoltaïque ne seraient que de peu de secours, leur production étant comme dit plus haut une production non régulable (non commandable),

car dépendant de la météo et de l'ensoleillement et non du choix des hommes. Leur production ne coïnciderait donc que par hasard aux besoins (pensons par exemple à la faible production du solaire en hiver, quand les besoins sont les plus grands).

L'ensemble de ces centrales devraient produire annuellement environ 25 % de celle de Civaux, soit 5 TWh. Toutefois leur puissance installée totale devrait représenter une puissance du même ordre que celle de Civaux, soit 3 000 MW. On constate en effet que la puissance totale installée en France est de l'ordre du double de la puissance totale des centrales nucléaires.

(Réseau de transport d'électricité (RTE): bilan électrique 2011.

http://www.rtefrance.com/uploads/Mediatheque_docs/vie_systeme/annuelles/Bilan_electrique/RTE_bilan_electrique_2011.pdf).

Notons aussi que la centrale de Civaux doit être arrêtée périodiquement (un seul réacteur est cependant arrêté à la fois) pour remplacer le combustible usé par du combustible neuf, pour des périodes de maintenance, ou pour la visite décennale. Cette dernière en particulier dure plusieurs mois. Les centrales de secours seraient donc alors particulièrement nécessaires.

Faute de pouvoir compter sur la mutualisation du parc national de centrales la région devrait en fin de compte construire des centrales de secours à combustibles fossiles, d'une puissance totale équivalente à celle de Civaux, utilisées un nombre relativement faible d'heures en année moyenne, et produisant par conséquent une électricité très chère.

Mais ne pourrait-on pas utiliser des centrales à biomasse plutôt que des centrales à gaz ?

Etant donné la souplesse nécessaire, cela ne pourrait être des centrales utilisant directement du bois, car celles-ci sont de faible rendement et surtout sont insuffisamment réactives. Il faudrait donc 3000 MW de centrales à biogaz, auxquelles on demanderait de fournir dans l'année environ le quart de la production de Civaux, soit 5 TWh d'électricité, Civaux produisant alors les 3/4 restants. Cela demande une consommation annuelle de 10 TWh de biogaz si l'on considère un rendement énergétique moyen de 50 %, soit l'équivalent de 860 000 tep. Or le potentiel ultime de la région en biogaz de la région n'est que de l'ordre de 35 000 tep (tableau 2), et il vaut sans doute mieux le consacrer au chauffage et aux carburants (véhicules à gaz).

L'option «autonomie complète en électricité » n'est donc pas du tout réaliste. Elle serait fort coûteuse en investissements sans apporter aucun bénéfice par rapport à la situation actuelle. Bien au contraire, elle conduirait à un renchérissement très sensible du coût de l'électricité. Elle rendrait la région encore plus dépendante des combustibles fossiles, ici surtout du gaz. La mutualisation des centrales à l'échelle française, et même européenne, comme c'est actuellement le cas, est une bien meilleure solution.

Mais ne serait-il pas possible d'être autonome en électricité en utilisant uniquement le potentiel éolien et photovoltaïque de la région, en se passant donc de la centrale de Civaux et de centrales à combustibles fossiles?

Voici quelques éléments de réflexion concernant cette option:

La demande en électricité de la région est on l'a vu de l'ordre de 11 TWh. De plus elle est en augmentation sensible. Le développement des véhicules électriques et hybrides rechargeables, mais aussi des pompes à chaleur et des autres usages de l'électricité mèneraient la région à une consommation probable de l'ordre de 20 TWh, soit la production actuelle de Civaux, à l'horizon 2050.

La région a une surface de l'ordre de 26 000 km². Ses capacités en production d'hydroélectricité sont très faibles et d'ores et déjà saturées.

La puissance d'éoliennes qu'il est possible d'installer sur un territoire est de l'ordre de 10 mégawatts (MW) par km² et leur productivité électrique, dans les conditions moyennes de vent de la région (5) est de l'ordre de 15 gigawattheures (GWh) par km². Il faudrait donc couvrir d'éoliennes, d'une puissance totale installée de 13 GW, une surface de 1300 km², soit 5 % de la surface de la région, pour produire 20 TWh.



Ferme éolienne de Saint-Crépin, en Charente-Maritime : les six éoliennes ont une puissance installée de 9 MW sur une surface d'environ 100 hectares. Elles produisent en année moyenne 15 GWh. L'investissement correspondant actualisé est d'environ 14 millions d'Euros.

Cela peut paraître relativement peu, et l'on peut cultiver la majeure partie des surfaces ainsi occupées, mais en fait c'est énorme compte-tenu des contraintes environnementales, en particulier un éloignement minimal de l'habitat pour raison de sécurité, comme on l'explique sur l'exemple d'un hypothétique remplacement de la production de la centrale nucléaire du Blayais par des éoliennes pour produire la même quantité d'électricité. De fait les surfaces actuellement non habitées deviendraient inconstructibles, tandis que celles qui sont actuellement urbanisées devraient être évacuées... ce qui est impensable. (figure 22).

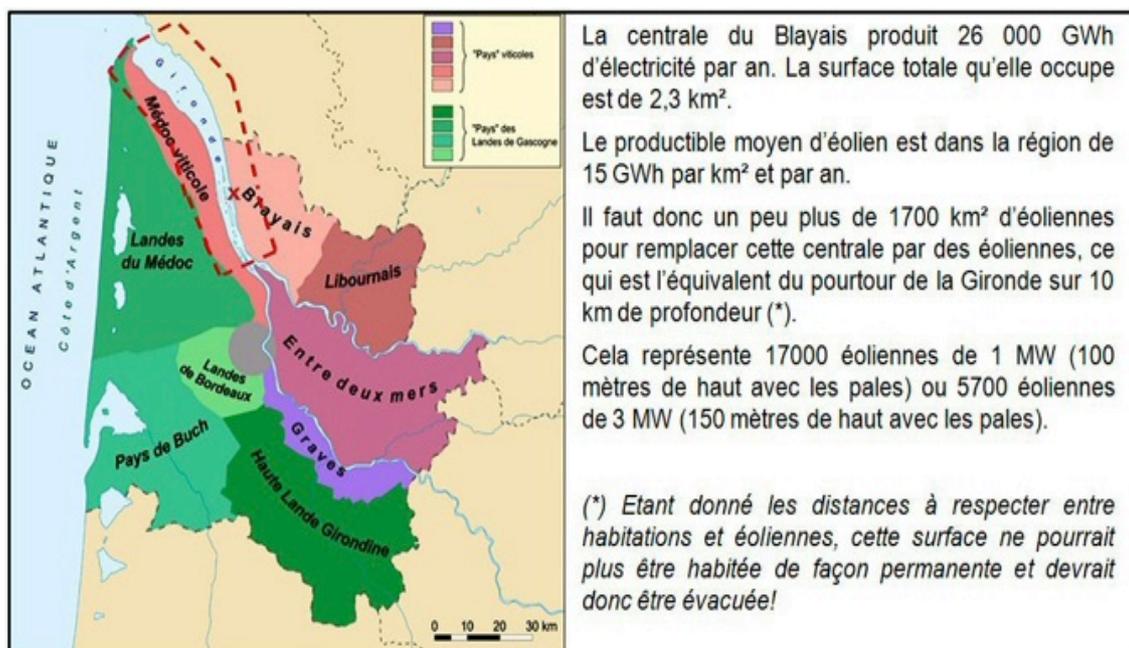


Figure 22 : quelle surface faudrait-il occuper par des éoliennes pour produire la même quantité d'électricité que la centrale du Blayais ? Source B.Durand (5)

D'autre part, la production serait très fluctuante en fonction de la vitesse du vent (figure 23) et de ce fait complètement inadaptée à la consommation (figure 24)

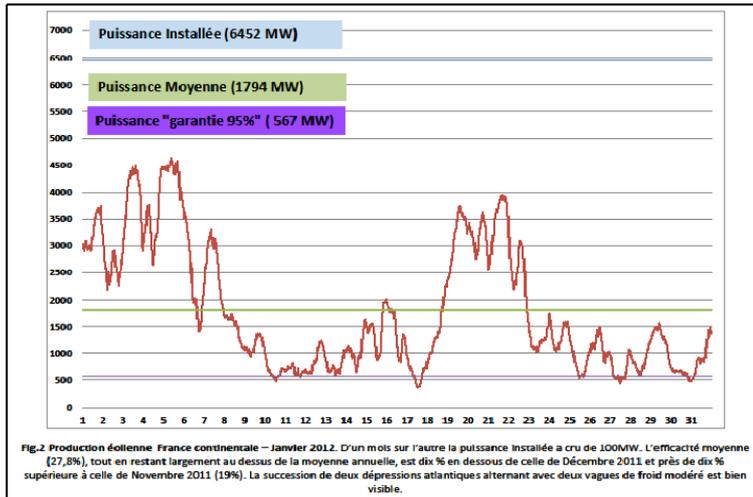


Figure 23 : variabilité de la production électrique des éoliennes françaises en Janvier 2012. Source données « eCO2mix/RTE », analyse « Sauvons le Climat » (H. Flocard). La puissance moyenne produite n'est ici que d'environ 28 % de la puissance installée (20 % sur l'ensemble de l'année). Les variations de puissance sont énormes et rapides, et obéissent aux conditions météorologiques et non à la volonté humaine. Le profil de production n'a rien de commun avec le profil de la demande, comme on le voit par comparaison avec les figures 20 et 23. La puissance garantie n'est ici que de 9% de la puissance installée. Pour plus de détails, voir B.Durand, diaporama «l'éolien, énergie du futur ?» (5)

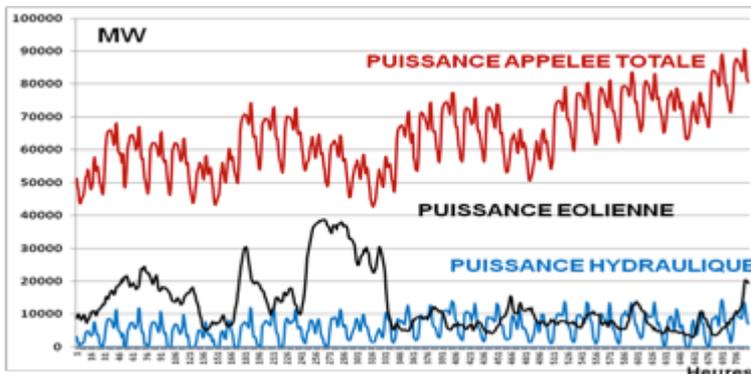


Figure 24 : extrapolation à Novembre 2030, des caractéristiques de la production éolienne en France une fois installées les capacités éoliennes prévues pour cette date (courbe noire) et de celles de la production hydraulique (courbe bleue), qui, elle, est commandable, et comparaison avec celle de la demande totale d'électricité (courbe rouge), sur la base des profils de production observés pendant le mois de Novembre 2010. On observe le très mauvais accord entre la production éolienne (courbe noire) et la demande d'électricité (courbe rouge): en particulier, la production éolienne est très

faible pendant la période de plus forte demande. Source H.Focard et J-P.Pervès (6).

Pour faire face à ce problème, on peut envisager de stocker sous une autre forme d'énergie l'électricité produite en excès pour la restituer quand sa production est insuffisante. La seule méthode, on l'a vu, qui permette de le faire actuellement en grandes quantités est de construire des stations de transfert d'énergie par pompage (STEP), où l'électricité excédentaire sert à faire monter de l'eau derrière un barrage, puis de turbiner cette eau à la demande. La perte d'énergie correspondante est de l'ordre de 25 à 30 % de l'énergie stockée, ce qui oblige, compte-tenu des pertes au transport, à augmenter de près de 40 % le nombre d'éoliennes, dont la puissance totale passerait ainsi à 18 GW ($13 \times 1,4 = 18$ GW), et donc la surface nécessaire pour les installer, qui deviendrait 1800 km². Mais aussi, le calcul montre (5) qu'il faut un stockage d'énergie de l'ordre de 45 MWh par MW de puissance installée d'éoliennes pour faire face à une panne de vent d'une semaine, soit environ 800 GWh. Cela correspond à l'installation de 220 STEP ayant les capacités de stockage de la STEP de Revin dans les Ardennes (photo).

Le coût de l'investissement correspondant serait pharamineux: de l'ordre de 30 milliards d'euros pour les 18 GW d'éoliennes (le coût d'investissement des éoliennes terrestres est actuellement d'un peu plus de 1,6 million d'Euros par MW(7)) et de 100 milliards d'euros pour les STEP associées. Il faudrait installer 6000 éoliennes de 3 MW, hautes de 150 mètres avec les pales. Cet investissement en éoliennes serait à renouveler tous les 20 à 25 ans, ce qui est la durée de vie moyenne de ces matériels. **Et tout cela sans recours si la panne de vent dure plus d'une semaine, ce qui arrive une fois ou deux en année moyenne, en période anticyclonique.**

Peut-on faire mieux avec des installations solaires ?

La région est en effet relativement bien ensoleillée. Cependant sa nébulosité empêche d'installer ce qu'on appelle des centrales à concentration, ou encore thermodynamiques, qui concentrent le rayonnement solaire pour chauffer une chaudière, et ainsi produire de la vapeur d'eau pour faire tourner un alternateur.

Certaines permettent de stocker quelques heures la chaleur produite et donc de réguler dans une certaine mesure la production d'électricité.

Il faut donc utiliser du solaire photovoltaïque.



Centrale photovoltaïque du Gabardan à Losse dans les Landes, en cours d'achèvement. La surface occupée sera de 317 ha, la production annuelle sera d'environ 80 GWh et l'investissement d'environ 400 Millions d'euros. Photo Jacques Rouaux

Prenons pour référence la centrale photovoltaïque de Losse dans les Landes (photo) dont la construction s'achève: elle produira, pour un coût d'investissement de l'ordre de 400 millions d'euros, un peu plus de 80 GWh sur une emprise totale de 317 hectares (soit près de la moitié en plus que l'emprise de la centrale de Civaux, pour une production annuelle 250 fois plus faible), soit environ 25 GWh par km². On peut espérer des performances presque équivalentes en Poitou-Charentes. Il faudrait alors une emprise de 780 km² de centrales de ce type, soit environ 250 centrales de la taille de celle de Losse pour produire 20 TWh par an. Contrairement au cas des éoliennes, ces surfaces seront inutilisables pour d'autres usages. La proximité d'une centrale solaire n'a toutefois pas les mêmes inconvénients que la proximité d'une ferme éolienne.

Mais là encore la production d'électricité sera intermittente (production augmentant rapidement puis déclinant tout aussi rapidement en cours de journée, pas de production la nuit (courbe rouge figure 24), production beaucoup plus faible en hiver qu'en été) et ne pourra pas épouser la demande. Ajoutons que la production diurne diminuerait considérablement par temps couvert, parfois brutalement par le simple passage d'un épisode nuageux, posant ainsi des problèmes au réseau dans les zones concernées. L'importance des variations possibles de production d'un jour à l'autre est très visible sur la figure 25.

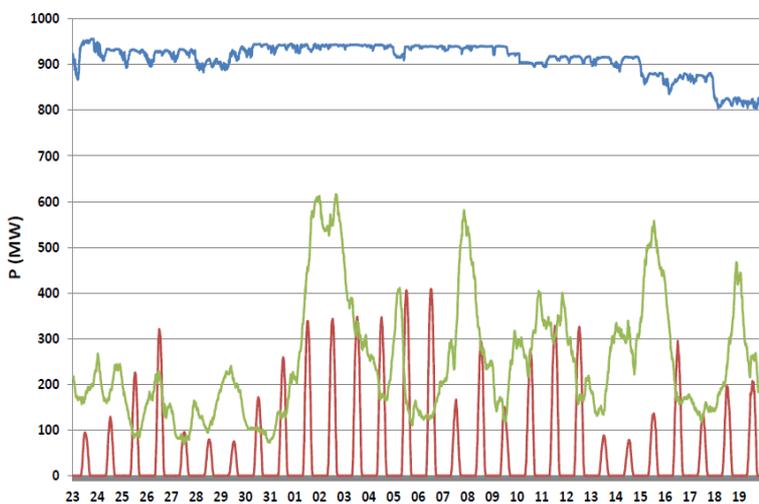


Figure 25. Période du 23/01 au 19/02 2012. Toutes les courbes indiquent, pour un moyen de production donné, la puissance qu'il a livrée au réseau (en MW) par GW de puissance installée (1GW=1000MW) en France ou en Allemagne. La **courbe bleue** correspond au Nucléaire France, la **courbe verte** à l'éolien France et la **courbe rouge** au solaire PV Allemagne. On observe les énormes et fatales (non commandables) variations de puissance de l'éolien et du solaire, ainsi que la faiblesse de leur puissance moyenne par rapport à leur puissance installée. Données françaises : eCO2mix/RTE. Données allemandes : transparency.eex. Source H.Flocard et J-P.Pervès (6)

Il faudra donc aussi stocker l'électricité à l'aide de STEP, environ autant qu'avec l'éolien. Il faudrait donc augmenter d'environ 40 % le nombre de centrales, qui passerait ainsi à 350 pour une surface totale de 1100 km².

Le coût de l'investissement correspondant serait encore plus élevé qu'avec des éoliennes, environ 140 milliards d'euros pour les centrales, et 100 milliards d'euros pour les STEP associées ! Et l'investissement pour ces centrales serait à renouveler également tous les 20 à 25 ans.

Et il ne serait malgré tout pas possible de stocker en été grâce à ces STEP l'énergie nécessaire à la consommation d'hiver, les STEP ne pouvant accumuler les énormes réserves d'eau qui seraient nécessaires pour cela.

Installer des panneaux photovoltaïques sur les toits ne changerait en rien la nature des problèmes, qui sont pour l'essentiel due à l'intermittence de la ressource solaire et à l'incapacité de la stocker en quantités suffisantes. De plus, les surfaces nécessaires seraient plus importantes car les rendements moyens rapportés à la surface totale des toits seraient inférieurs à celui des centrales solaires rapportés à la surface totale de l'emprise de celles-ci. Ces surfaces ne pourraient d'ailleurs même pas être trouvées sur les toits correctement exposés de la région: en effet la surface totale de **panneaux solaires** installables dans de bonnes conditions n'est que de l'ordre de 1200 km² pour la totalité des toits existants du territoire métropolitain (B.Durand 2009). Par péréquation, on peut l'estimer à environ 60 km² en Poitou-Charentes, ayant la capacité de produire au total environ 6 TWh par an.

Si en théorie il ne serait donc pas formellement impossible d'obtenir l'autonomie du Poitou-Charentes en électricité en produisant 20 TWh d'électricité par an uniquement avec de l'éolien et/ou du solaire photovoltaïque, les surfaces qu'il faudrait occuper, le coût des installations, l'intermittence de ces énergies entraînant l'inadaptation de leur production à la demande et en conséquence la nécessité de construire une énorme capacité de stockage de l'énergie produite, rendent cette option non seulement ruineuse, mais en fait totalement irréaliste dans l'état actuel des techniques. Par l'importance de son emprise, il en résulterait un bouleversement considérable de l'environnement.

Notons aussi qu'un fort développement en éolien, en solaire photovoltaïque, et des STEP associées demanderait un renforcement du réseau et la construction de lignes à haute tension supplémentaires.

Que peut-on alors faire avec les énergies marines, comme il est souvent suggéré étant donné l'importance de la façade maritime du Poitou-Charentes ?

Les éoliennes marines produiraient en principe en Charente-Maritime plus d'électricité par km² occupé que les éoliennes terrestres, environ 25 GWh au lieu de 15 GWh. Il faudrait donc occuper en mer une surface de 1100 km², pour une puissance installée de 11 GW. Mais le problème du stockage resterait le même, car les fluctuations de puissance du vent seraient du même ordre d'importance. Il faudrait donc 15 GW de puissance, et une surface de près de 1400 km². Le coût de ces éoliennes, environ 4 millions d'euros par MW (7), 60 milliards d'euros au total, serait donc bien plus important qu'avec des éoliennes terrestres. Et il faudrait installer à peu près autant de STEP que dans le cas précédent.

Quant aux hydroliennes, il faut les installer dans des courants de marée, dont la puissance dépend de la hauteur de la marée. Bien que cette hauteur atteigne des valeurs élevées, jusqu'à 5 mètres, en Charente-Maritime, elle fluctue comme partout ailleurs au cours de la journée et d'une journée à l'autre en fonction du calendrier des marées. Il s'agit donc là encore d'une énergie intermittente qui nécessite aussi d'importantes capacités de stockage pour s'adapter à la consommation. Elle a cependant l'avantage d'être parfaitement prévisible. C'est une technique qui n'en est encore qu'au début de son développement. C'est à regarder de plus près, mais cela ne peut fournir des quantités suffisantes. Et il s'agirait une fois encore d'un investissement très élevé. Les contraintes environnementales seraient de plus extrêmement fortes.

On voit que le principal obstacle à l'utilisation de masse des énergies renouvelables intermittentes, si l'on fait abstraction de leur coût d'investissement très élevé par kWh produit pendant leur durée de vie, de leurs inconvénients environnementaux et de leur emprise sur les territoires, est la capacité de stockage d'énergie nécessaire à leur mise en harmonie avec la consommation d'électricité si elles sont utilisées seules.

Bien entendu, la combinaison de ces différentes énergies permettrait une réduction des capacités de stockage nécessaires, mais de combien ?

Or la seule méthode permettant actuellement un stockage de masse est le passage par l'énergie hydraulique, via les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP), dont la capacité actuelle en France et en Europe est bien trop faible et a peu de chance de se développer, pour des raisons de place disponible et de coût. Certains pensent à installer des STEP sur les côtes ou en mer pour utiliser l'eau de mer, mais il s'agit là de projets très futuristes, étant donné les difficultés que cela présente, malgré un ou deux sites expérimentaux (Okinawa au Japon, peut-être un bientôt en Guadeloupe). Ces STEP marines futuristes sont parfois appelées STEM (Station de Transfert d'Énergie Marine).

Mais n'existe-t-il vraiment pas d'autres méthodes de stockage susceptibles de remplacer un jour avantageusement les STEP ?

En fait il y a de très nombreux procédés pour transformer l'électricité en une énergie stockable (B. Multon et H. Ben Ahmed 2007). Mais leurs performances actuelles sont très loin d'être à l'échelle du problème posé.

La méthode la plus connue est l'utilisation de batteries qui stockent l'énergie électrique sous forme électrochimique et dont les pertes énergétiques pour un cycle stockage-déstockage sont d'environ 30 %, à peu près comme les STEP. C'est la méthode qui offre actuellement les capacités massiques les plus élevées. Mais leur ordre de grandeur, pour les batteries considérées comme les mieux adaptées, les batteries sodium-soufre, qu'EDF expérimente à La Réunion, n'est toutefois que de 100 kWh par tonne. Pour stocker la même quantité que la STEP de Revin, il en faudrait donc 36 000 tonnes, pour un coût d'environ 500 millions d'Euros, à renouveler tous les dix ans. Ajoutons que les batteries, dont la durée de recharge est très lente, n'ont pas une réactivité suffisante pour s'adapter aux fluctuations de puissance très importantes et rapides de l'éolien et du solaire, et qu'il en faudrait en fait bien plus pour faire face à la situation. Apparaissent cependant actuellement les batteries au titanate de lithium, à capacité massique de stockage moitié plus faible que les batteries sodium-soufre, mais à vitesse de charge dix fois plus rapide.

On songe aussi au stockage par air comprimé dans des réservoirs souterrains (compressed air energy storage, CAES), méthode qui est actuellement expérimentée en Allemagne par exemple. La capacité par m³ de réservoir, environ 10 kWh, est de l'ordre de 10 fois supérieure à celle des STEP et la réactivité est meilleure que pour les batteries. Mais les pertes énergétiques d'un cycle stockage-déstockage sont encore actuellement d'environ 50 % de l'énergie stockée et les volumes possibles sont très loin d'être à l'échelle du problème posé. De plus, leur fonctionnement demande une association avec une turbine à gaz.

Une méthode qui est actuellement explorée est le stockage de l'électricité produite grâce à la production d'hydrogène par électrolyse de l'eau. Cet hydrogène est alors stocké sous pression à 700 à 800 bars (il suffit dans ce cas de stockages évidemment beaucoup moins volumineux que celui des STEP, mais présentant un danger d'explosion), puis reconverti à la demande en électricité grâce à une turbine à hydrogène ou une pile à combustible. Une expérience est en cours en Norvège sur la petite île d'Utsira: elle n'est pas à ce jour convaincante, car ce système est d'un pilotage très délicat et surtout son rendement industriel global n'est que de 20 %. **Ce qui signifie que l'on perd 80 % de l'électricité produite, et qu'il faut donc installer 5 fois plus d'éoliennes pour produire la même quantité d'électricité. Les surfaces à couvrir en Poitou-Charentes seraient alors de l'ordre de 6500 km² pour obtenir une production équivalente à celle de Civaux !** Il s'agirait de plus d'un investissement pharamineux. Une expérience est en cours en Corse avec une centrale photovoltaïque. Il s'agit du projet Myrte. Les résultats ne sont pas encore connus, mais on peut s'attendre là aussi à des conclusions analogues.

Une autre possibilité est de faire réagir l'hydrogène produit par électrolyse sur du gaz carbonique (réaction dite de Sabatier, voir le scénario Négawatt en lectures complémentaires), par exemple celui qui accompagne la production de biogaz, ou encore du gaz carbonique produit par des centrales électriques à combustibles fossiles, pour former ainsi du méthane (CH₄, principal constituant du gaz naturel).

Le méthane présente dans l'esprit des gens moins de dangers que l'hydrogène. En fait il en présente sans doute plus car il peut, contrairement à l'hydrogène, provoquer des explosions en milieu ouvert, comme en témoignent les très nombreuses explosions, parfois mortelles, qui sont dues en France et en Europe à l'utilisation du gaz de ville.

Mais il peut être stocké et servir ensuite à toutes les utilisations du gaz, carburant pour des voitures à gaz, chauffage et bien sûr production d'électricité. Cette méthode, actuellement expérimentée en Allemagne, est recommandée pour la France par le scénario Négawatt. Il faut encore vérifier la faisabilité industrielle, l'efficacité énergétique et les capacités précises de cette méthode d'un point de vue quantitatif, mais on peut déjà prédire que, en ce qui concerne la production d'électricité à la demande, le rendement industriel global du cycle complet serait inférieur à celui de l'utilisation directe de l'hydrogène, pourtant déjà faible, parce que le procédé demande plusieurs opérations de conversion supplémentaires qui feront perdre de l'énergie. **Un calcul sommaire indique qu'il serait de l'ordre de 15 % et les surfaces nécessaires pour remplacer Civaux seraient alors de 8700 km², soit à peu près 1/3 de la surface du Poitou-Charentes.** Le coût de l'électricité ainsi produit serait très élevé. Par contre ce méthane pourrait peut-être être utilisé pour actionner des voitures à gaz, ce qui diminuerait un peu la pression sur les carburants pétroliers, ou pour du chauffage. Mais on manque dans ce domaine d'évaluations chiffrées validées par l'expérience de pilotes industriels.

Les stockages d'hydrogène ou de méthane sont toutefois beaucoup moins coûteux que des STEP, parce qu'ils sont beaucoup moins gourmands en volume. On peut utiliser pour ce stockage le réseau gazier lui-même, ainsi que les stockages souterrains de gaz dont la technique est éprouvée et dont il existe déjà un grand nombre en France.

Si l'on doit renoncer pour l'instant à l'idée de rendre le Poitou-Charentes autonome en électricité avec des énergies intermittentes, faute de stockages de masse adaptés, et toujours dans l'idée de se passer de Civaux, quelle serait alors la proportion maximale de l'électricité qui pourrait être ainsi produite sur le territoire sans stockage, et par quels moyens y arriver ?

Du fait de la rapidité et de l'importance de leurs fluctuations de puissance (figure 25), il faudrait avec cette option compléter l'éolien et/ou le photovoltaïque par des centrales électriques (centrales dites de back-up) suffisamment réactives pour compenser les fluctuations de puissance de ces énergies et ajuster en temps réel la production totale d'électricité à la consommation. A défaut de centrales hydroélectriques de haute chute, bien adaptées, mais n'existant pas en Charente-Maritime pour cause d'absence de hautes montagnes, et ayant de toute façon atteint leurs limites en France, il serait possible d'utiliser des turbines à combustions à gaz (TAC), malheureusement de faible rendement pratique (environ 25%) et des centrales à gaz à cycles combinés (CGCC), de rendement pratique plus élevé, environ 50 %, mais sans doute nettement moins dans les conditions de variations incessantes de puissance qui leur seraient imposées dans leur rôle de compensation de l'intermittence, mais aussi moins réactives. Le calcul montre alors qu'avec des éoliennes on ne pourrait produire au maximum, sur l'année, qu'environ 20 % des 20 TWh actuels, et qu'il faudrait donc produire les 80 % restants de la demande d'électricité, soit 16 TWh, avec des TAC ou des CGCC. Avec des centrales solaires, ce serait pire, les proportions étant alors de 10 % et 90% environ. Cela réduirait certes considérablement les surfaces nécessaires à l'implantation d'éoliennes ou de centrales solaires dans l'option autonomie complète, et éviterait la construction des STEP associées, mais, cela demanderait l'installation, de préférence en bord de mer non loin d'un port méthanier pour assurer l'approvisionnement en gaz, de 4 centrales du type de celle qui vient d'être inaugurée près de Martigues dans les Bouches du Rhône (photo). Le coût d'investissement total serait alors de l'ordre de 4 milliards d'euros s'il s'agit d'éoliennes terrestres, 20 milliards d'euros pour des centrales solaires, et de l'ordre de 3 à 4 milliards d'euros pour les CGCC, les TACs, les stockages de gaz et le port méthanier. On observe que cet investissement serait alors un peu inférieur, dans le cas d'éoliennes terrestres, à celui du remplacement de la centrale de Civaux par des réacteurs nucléaires délivrant la même production d'électricité qu'actuellement, mais il faudrait le renouveler tous les 25 ans, au lieu du double de temps pour la centrale nucléaire.

D'autre part on créerait alors une dépendance au gaz, qui s'ajouterait à celle de pétrole. Le coût de cette dépendance au gaz, pour un rendement pratique moyen de ces CGCC de 50 % (ce qui est rappelons-le peut-être élevé étant donné les incessantes variations de régime que devraient supporter ces centrales),

serait de 32 TWh de gaz importé par an, ce qui représente au cours actuel environ 800 millions d'euros par an, soit beaucoup plus que le coût d'exploitation et le coût du combustible de Civaux. Il faudrait y ajouter le coût du gaz carbonique produit, environ 8 millions de tonnes par an, actuellement de 7 euros par tonne, mais qui pourrait devenir beaucoup plus élevé si la politique européenne de lutte contre les émissions de gaz à effet de serre se durcit. On aurait donc au final une électricité beaucoup plus chère qu'actuellement.



La centrale à gaz à cycle combiné (CGCC) qui vient d'être inaugurée près de Martigues dans les Bouches du Rhône. Sa puissance totale est de 930 MW électriques pour une production qui sera de l'ordre de 4 TWh par an (utilisation en semi-base). L'emprise totale est de 52 ha. L'investissement correspondant est de 470 millions d'Euros. Durée de vie prévue 25 ans

On remarque le stockage de gaz qui permet de l'approvisionnement en gaz. Le gaz proviendra du port méthanier de Fos-sur-Mer non loin de là.

De plus, étant donné le temps nécessaire à la réalisation de tous ces équipements, il est probable que ceux-ci arriveraient en pleine production au moment où les problèmes de pénurie de gaz commenceraient à se poser, de la même façon qu'ils se posent actuellement pour le pétrole.

Notons que l'utilisation de biogaz à la place de gaz naturel importée est ici totalement irréaliste, puisqu'il faudrait, suivant les proportions indiquées plus haut, utiliser près de 3 Mtep de biogaz ! Cela pour un coût du biogaz environ 3 fois supérieur à celui du gaz importé, aux tarifs actuels !

Tout ceci ne veut pas dire qu'il faut renoncer à obtenir un jour la pleine autonomie électrique du Poitou-Charentes grâce à l'éolien, au solaire et aux énergies marines, mais il faut se faire à l'idée que cela serait extrêmement coûteux. Et il faut surtout se faire à l'idée que cela ne sera pas possible tant que l'on n'aura pas fait d'énormes progrès dans les techniques de stockage de masse de l'électricité, (qui ne dépendent pas de la volonté de la région). Ces progrès pouvant d'ailleurs conduire à des avancées décisives dans l'amélioration de la capacité massique des batteries, clef du développement des voitures électriques. C'est donc sur ces techniques de stockage de masse qu'il faut faire porter l'effort, avant même d'envisager un fort développement de l'éolien ou du solaire. Cela prendra beaucoup de temps, alors que la pénurie de pétrole, puis de gaz, n'attendra pas.

Une démonstration de cette impossibilité en l'état des techniques d'assurer l'autonomie en électricité des régions avec des ENR électriques a été faite, bien malgré elle, par la région Bretagne, laquelle, comme les autres régions françaises, n'a bien évidemment pas d'autonomie pétrolière et gazière. Mais, n'ayant ni centrale nucléaire ni centrales à combustibles fossiles, elle doit aussi importer d'autres régions françaises 90% de l'électricité dont elle a besoin. Cela crée de grandes difficultés à ses habitants car elle est en bout de chaîne du réseau national de transport d'électricité. Malgré un développement important de l'éolien et une gymnastique incessante demandée aux consommateurs pour éviter autant que possible les ruptures de charge en « effaçant » leur consommation, elle vient d'entreprendre de guerre lasse la construction d'une centrale à gaz à Landivisiau. On notera de plus que comme cette centrale ne fonctionnera pas dans des conditions de rentabilité économique, il sera nécessaire de soutenir cette production électrique à partir du gaz par une subvention. Celle-ci sera-t-elle imputée à la Contribution au service public de l'électricité (CSPE), tout comme une « énergie renouvelable » ?

Conclusion

La disponibilité du pétrole sur les marchés internationaux va devenir problématique dans peu d'années, alors que la France n'a que très peu de pétrole dans son sous-sol. Il serait peut-être enfin temps de se rendre compte qu'il s'agit d'un problème très sérieux, qui créera s'il n'est pas résolu rapidement de graves difficultés économiques et sociales. Le même problème se posera peu d'années après pour le gaz.

Diminuer rapidement notre dépendance au pétrole et au gaz doit donc être mis en tête de notre agenda énergétique, et il ne faut plus attendre comme actuellement d'être au pied du mur pour agir.

Des méthodes ont été proposées ici pour faire face à ces difficultés prévisibles. Elles consistent essentiellement :

- à réduire le plus possible la consommation de fuel domestique et de gaz pour la production de chaleur dans les bâtiments, d'abord grâce à l'amélioration de leur isolation, ensuite par le développement de la filière bois-énergie, des pompes à chaleur et du chauffage solaire.
- à réduire considérablement la consommation de carburants d'abord par des changements de comportement des conducteurs puis la réduction rapide de la consommation unitaire des véhicules à moteur thermique et le passage aux véhicules électriques et hybrides rechargeables.
- à développer la filière des agrocarburants produits à partir de la biomasse ligno-cellulosique (G2) par voie thermochimique.

Ces méthodes permettraient de diminuer considérablement nos consommations de combustibles fossiles, et donc notre déficit commercial, mais aussi nos émissions de gaz à effet de serre et auraient des effets bénéfiques sur la santé publique. Elles supposent par contre un rôle fortement accru de l'électricité.

Encore faut-il que ce développement de l'électricité puisse être économiquement viable, ce qui suppose, tant que l'on ne saura pas construire de dispositifs de stockage de l'électricité à bien plus forte capacité massique qu'actuellement, de ne pas développer exagérément les électricités intermittentes (éolien, solaire..) au détriment de l'électricité nucléaire, et de ne pas rechercher à tout prix l'autonomie électrique des régions, mais plutôt une meilleure mutualisation. Ce développement ne doit pas non plus entraîner un développement des centrales électriques à combustibles fossiles, ce qui nous créerait une dépendance supplémentaire au gaz et au charbon, et aurait des effets néfastes sur la santé publique.

Les recherches sur le stockage de l'électricité doivent constituer un axe fort de la politique énergétique, étant donné son importance pour le développement des électricités renouvelables.

L'analyse faite pour le Poitou-Charentes est transposable, à des nuances près, à toutes les régions françaises, à partir des données collectées par les observatoires régionaux de l'énergie.

Bibliographie et notes

- 1- Nef 2012 : the economics of oil dependance: a glass ceiling to recovery.
http://neweconomics.org/sites/neweconomics.org/files/Glass_ceiling_webReady_.pdf
- 2- B-Durand 2011. Le pic pétrolier et l'Europe : une situation d'urgence.
http://sauvonsleclimat.org/images/articles/pdf_files/etudes/pic%20petrolier%20et%20europe.pdf
- 3- Centrale de Civaux, dossier de presse 2012
- 4- P.Mathis et G.Pelletier 2011 : réflexions sur la biomasse énergétique.
<http://www.sauvonsleclimat.org/etudeshtml/reflexions-sur-la-biomasse-energetique/35-fparticles/951-reflexions-sur-la-biomasse-energetique.html>
- 5- B.Durand 2011 : l'éolien, énergie du futur ?
<http://www.natvert.fr/dwnld.php?lng=fr&pg=817> puis éolien.pdf
- 6- Flocard, H. et Pervès, J-P. 2012. Intermittence et foisonnement de l'électricité éolienne en Europe de l'Ouest.
<http://www.sauvonsleclimat.org/etudeshtml/intermittence-et-foisonnement/35-fparticles/1161-intermittence-et-foisonnement.html>
- 7- F.Livet 2011 : Le problème de l'intermittence des renouvelables: éolien et solaire.
http://www.sauvonsleclimat.org/images/articles/pdf_files/etudes/interm_enr.pdf

Lectures complémentaires :

- AREC Poitou-Charentes (2012)
La consommation d'énergie finale en Poitou-Charentes
- AREC Poitou-Charentes (2012)
facture et balance commerciale énergétique en Poitou-Charentes
- Négatep (2011)

http://www.sauvonsleclimat.org/images/articles/pdf_files/best_of/negatep_2011.pdf
- Négawatt (2011)

http://www.negawatt.org/telechargement/SnW11//Scenario_negaWatt_2011-Dossier_de_synthese-v20111005.pdf
- B.Durand (2009) : La crise pétrolière, Analyse des mesures d'urgence. EDP Sciences 2009.
- D.MacKay (2009). Sustainable energy - Without the hot air. Traduction française 2011 « L'énergie durable - Pas que du vent » <http://www.amides.fr/>
- B.Multon et H. Ben Ahmed (2007), ENS Cachan – Antenne de Bretagne, SATIE: « Le stockage stationnaire d'énergie électrique : pourquoi et comment ? » Revue 3E.I, n°48, mars 2007, pp. 18-29

Note sur la dépendance de la France aux importations d'uranium

On entend souvent dire que la France, qui du point de vue énergétique est, on l'a vu, très dépendante de ses importations de combustibles fossiles, en particulier de pétrole, l'est aussi de ses importations d'uranium, puisqu'elle n'a plus d'exploitations sur son sol. C'est exact mais ce problème est beaucoup moins préoccupant que celui du pétrole: la France grâce à la réutilisation des matières fissiles issues du retraitement et au stock d'uranium appauvri constitué lors de l'enrichissement en uranium 235 n'a besoin au maximum que de 8 000 tonnes d'uranium naturel par an! Avec la mise en service des ultracentrifugeuses de l'usine Georges Besse il sera encore possible d'extraire plus d'uranium 235 du stock d'uranium appauvri et ainsi de récupérer plusieurs années de consommation. On peut ainsi estimer que les stocks accumulés en France représenteront alors environ 10 ans de la consommation actuelle.

Cet uranium naturel est livré sous forme d'un oxyde d'uranium ($U_3 O_8$) (Yellow Cake) dont la masse spécifique est d'environ 10. Une tonne représente 100 litres. Ce constat permet de comprendre que le volume annuel nécessaire n'est que de 800 m³ ce qui permet de stocker sans difficulté des années de consommation d'uranium naturel. Enfin ces importations ne représentent qu'entre 500 et 800 millions d'euros par an contre une facture de 61 milliards d'euros en 2011 pour le gaz et le pétrole. On peut ajouter que le cycle du combustible, de l'enrichissement de l'uranium à la fabrication du combustible et à son retraitement sont réalisés en France, génèrent de l'emploi et des ressources financières non négligeables en impôts et taxes.

D'autre part, l'épuisement à terme des réserves mondiales d'uranium est loin d'être encore à l'ordre du jour, puisqu'on estime que les réserves actuellement connues peuvent faire face à un triplement de la consommation actuelle d'ici la fin du siècle. Mais il y a encore beaucoup d'incertitudes à ce sujet.

Et une autonomie en électricité pour plusieurs millénaires deviendrait possible si devenaient disponibles les réacteurs nucléaires dits de 4^{ème} génération (G4) ou surgénérateurs, comme PHENIX qui à Marcoule a fonctionné pendant plus d'un quart de siècle, ou d'autres réacteurs existants dans le monde. Ceux-ci permettraient en effet d'utiliser tout le potentiel énergétique de l'uranium au lieu d'une très petite partie actuellement, et en particulier permettraient d'utiliser à cet effet le stock d'uranium appauvri extrait des combustibles usés à l'usine de retraitement de La Hague.

Annexe

La tentation du charbon et ses risques sanitaires et environnementaux

Le charbon est celui des combustibles fossiles pour lequel, comme on l'a vu, les risques de déclin de la production mondiale sont les plus lointains, 2050 à 2060 selon l'ASPO. Il est actuellement utilisé à 70 % environ pour produire de l'électricité.

C'est aussi celui des combustibles fossiles dont la production progresse actuellement le plus rapidement et au rythme actuel, il dépassera probablement le pétrole comme première source d'énergie de l'humanité d'ici une dizaine d'années. La principale raison est que la Chine et l'Inde en tirent la plus grande partie de l'énergie nécessaire à leur développement.

Son coût sur les marchés européens, par unité d'énergie contenue, est actuellement pour le charbon « vapeur » qui sert à faire l'électricité, environ 3 fois plus faible que celui du pétrole et 2 fois plus faible que celui du gaz. Le coût du lignite (la variété la plus polluante de charbon) est encore plus faible. La tentation va donc être grande pour les pays de l'Europe des 27 qui en ont encore des réserves notables, en particulier la Pologne pour le charbon, et l'Allemagne et la Grèce pour le lignite, de fonder aussi leur développement futur sur l'utilisation du charbon. Les signes de cette tentation sont de plus en plus

nombreux, par exemple en Allemagne où la construction de nombreuses centrales à charbon, notamment à lignite, est maintenant programmée.

Une autre tentation est de produire à partir du charbon de grandes quantités de carburants synthétiques par les procédés dits coal-to-liquids (CTL), pour remplacer les carburants tirés du pétrole, comme l'on fait pendant la dernière guerre les Allemands et l'Afrique du Sud pendant l'Apartheid. Observons à ce propos que ce report du pétrole sur le charbon avancerait de beaucoup la date de déclin prévue pour le charbon, et cela d'autant plus que le rendement énergétique de tels procédés, par ailleurs extrêmement polluants, n'est que de 50 % ! Compte-tenu du contenu massique en énergie du charbon, qui est plus faible que celui du pétrole, il faut ainsi environ 3 tonnes de charbon pour produire ainsi une tonne de carburants !



La centrale à charbon d'Esbjerg, une des plus modernes du monde, située sur la Côte Ouest du Danemark. Elle a été utilisée dans le cadre d'un projet européen pour la mise au point de procédés de récupération du gaz carbonique émis, dans l'idée de le stocker ultérieurement dans le sous-sol.

D'une puissance installée de 420 MW, soit environ 15 % de celle de Civaux, cette centrale occupe avec

ses dépendances environ 200 hectares, soit à peu près l'emprise de Civaux : on peut observer le port charbonnier, le stockage de charbon finement broyé immédiatement à droite de la centrale et, en bordure de mer à droite, le stockage de calcaire destiné à être mélangé au charbon avant la combustion pour piéger le soufre qu'il contient, et plus haut les stockages de cendres. Le charbon broyé est remué en permanence pour éviter sa combustion spontanée.

La production annuelle d'électricité est d'environ 3,4 TWh. Chaque année, une centrale comme celle-ci consomme un million de tonnes de charbon, d'où la nécessité du port charbonnier, produit 150 000 tonnes de cendres solides, 10 000 tonnes de particules ultrafines qui se répandent dans l'atmosphère sur des dizaines de kilomètres, du mercure et de l'arsenic, et 3,5 millions de tonnes de gaz carbonique. Son coût est d'environ 1 milliard d'euros avec les dépendances.

Même ceux de ces pays qui n'ont pas de réserves, comme le nôtre, peuvent être également tentés, d'autant plus que le coût du charbon importé en Europe a beaucoup baissé récemment, sous l'effet des exportations de charbon à bas coût des Etats-Unis, qui préfèrent actuellement faire fonctionner leurs centrales à gaz à la place de leurs centrales à charbon et exporter la production de leurs mines de charbon, le gaz y étant devenu (provisoirement ?) encore moins cher que le charbon suite au boom du gaz de schistes.

Il est donc utile d'alerter sur les risques que font courir une telle politique à la santé publique.

Si le rôle du charbon dans le réchauffement climatique, à cause de l'importance des émissions de gaz à effet de serre, en premier lieu de gaz carbonique (mais aussi de méthane, gaz à effet de serre beaucoup plus puissant, lors de son exploitation), qui sont liées à son utilisation, est bien connu du grand public étant donné sa large couverture médiatique, un voile pudique semble avoir été posé par les médias européens sur les effets sanitaires de cette utilisation, du moins en ce qui concerne l'Europe, pour laquelle le blackout de l'information sur ce sujet semble être la règle. Pourtant, ces effets sont très importants, puisqu'on estime que la filière charbon est responsable de 1 à 2 millions de morts prématurées par an dans le monde, dont la moitié environ en Chine et en Inde (1,2). En Europe des 27, la mortalité due au

charbon est bien moindre mais elle est quand même estimée, rien que pour la production d'électricité, à environ 30 morts prématurées par TWh d'électricité produite (figure 1), soit environ 30 000 morts prématurées par an, dont 10 000 en Allemagne et 1000 en France.

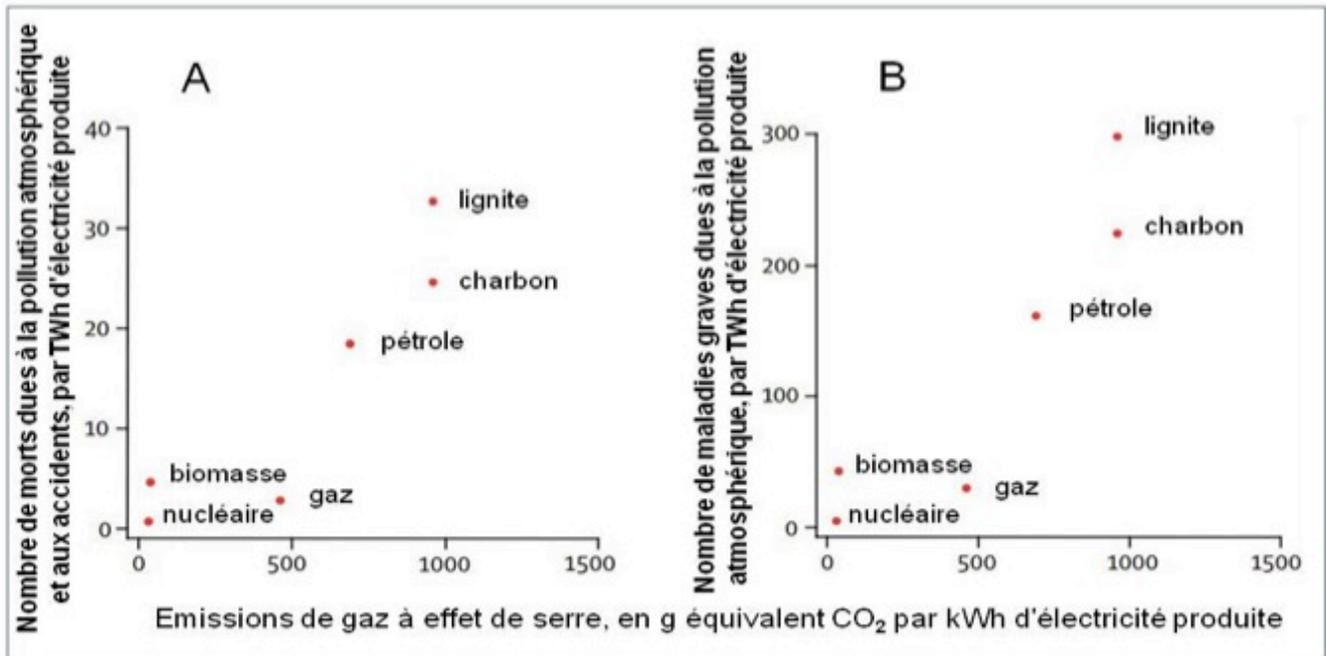


Figure 1 : Emissions de gaz carbonique et dangers sanitaires des différents modes de production d'électricité en Europe des 27. La mortalité par accident ou maladie professionnelle (silicose surtout) est incluse, mais elle ne représente en fait en Europe des 27 qu'une petite partie de celle qui est due à la pollution atmosphérique. Diagramme de gauche: nombre de morts par TWh d'électricité produite selon les différents modes de production d'électricité, versus émissions de gaz à effet de serre en équivalent CO₂. Diagramme de droite, idem pour les maladies graves. D'après Markandya et Wilkinson (3).

La mortalité due au charbon en Europe provient pour l'essentiel des produits de combustion contenus dans les fumées des centrales électriques. Le principal problème, mais il y en a bien d'autres (2), provient des particules extrêmement fines, d'un diamètre inférieur à 2,5 microns (PM 2,5), contenues dans ces fumées: elles ne sont pas arrêtées par les filtres, et leur taille est si faible qu'elles pénètrent au plus profond des poumons, et peut être même dans la circulation sanguine, en y introduisant une variété de polluants.

La tentation que pourrait avoir la France de produire plus d'électricité avec des centrales au charbon, ou d'importer un jour des carburants issus du charbon, n'est donc pas à encourager. Pour l'instant, c'est plutôt le contraire qui a lieu, puisque l'on y ferme progressivement les centrales au charbon pour les remplacer par des centrales à gaz, et qu'il ne semble pas question pour le moment d'y produire du CTL ni même d'en importer.

La figure 1 montre toutefois que la combustion du gaz et celle de la biomasse présentent également des dangers du même ordre, même s'ils sont bien moindres (à noter cependant que les explosions domestiques dues au gaz font plusieurs dizaines de morts chaque année en Europe: elles ne sont pas comptabilisées sur la figure 1, qui ne traite que des filières de production électrique). Il faut être attentif aux dangers de la combustion du bois, et de ce point de vue préférer son utilisation dans des centrales de chauffe collectives (réseaux de chaleur) équipées de filtres, à son utilisation par des particuliers.

Un autre grand sujet de préoccupation est celui des fumées d'échappement des véhicules diesel, qui contiennent également des particules ultrafines difficiles à arrêter par des filtres (5). Ces fumées seraient responsables en Europe de quelques dizaines de milliers de morts prématurées par an. Les fumées produites par le chauffage au fuel domestique sont aussi préoccupantes, sinon plus.

10 000 morts prématurées, ce serait donc l'ordre de grandeur du résultat d'un an de fonctionnement des centrales à charbon en Allemagne, de 5 ans de fonctionnement des centrales à gaz en Europe de 27, et de quelques mois de circulation des véhicules diesel en Europe. Et c'est bien plus en un an que la mortalité prématurée provoquée par la radioactivité émise dans l'environnement par l'ensemble du parc nucléaire mondial depuis sa création il y a 35 ans environ, grands accidents (Tchernobyl, Fukushima) compris.



Exploitations de lignite et centrale à lignite de Grevenbroich-Neurath à l'Ouest de Cologne en Allemagne. Le lignite est exploité en découverte et la surface d'exploitation vue sur cette photo satellite est d'environ 40 km². Il faut pour éviter l'envoyage de l'exploitation rabattre la nappe phréatique sur 200 mètres de hauteur. Les surfaces totales qui ont été jusqu'à présent ainsi exploitées en Allemagne sont d'environ 1500 km², ce qui a nécessité le déplacement d'environ 100 000 personnes (Deshaies, 4).

La puissance de la centrale est de 2,2 GW, soit un peu plus que celle de Civaux et environ 5 fois celle de Ebsjerg au Danemark. Chaque année elle consomme environ 8 millions de tonnes de lignite (celui-ci a un pouvoir calorifique d'un peu plus que la moitié de celui du charbon utilisé par la centrale d'Ebsjerg), produit 1,5 millions de tonnes de cendres solides et 50 000 tonnes de particules ultrafines, ainsi que du mercure et de l'arsenic. L'Allemagne a programmé la construction d'une autre centrale sur ce site.

Une diminution de la dépendance aux combustibles fossiles, en France essentiellement au pétrole pour l'instant, ne peut donc qu'avoir des effets favorables sur la santé publique. Vu sous cet angle, le remplacement dans certains pays des centrales à fuel et à charbon par des centrales nucléaires y a déjà eu des effets positifs (6). A contrario, un développement en France des centrales à combustibles fossiles, même à gaz, pour remplacer les centrales nucléaires aurait des effets défavorables.

Force est de constater que, tout comme le problème posé par la diminution de disponibilité du pétrole à brève échéance, la question sanitaire liée à l'usage des combustibles fossiles ne fait pas partie du discours médiatique actuel (hormis de temps à autre le problème posé par les émissions de particules des véhicules diesel), semble totalement absente des réflexions politiques, et n'a pas été mise à l'ordre du jour du débat public annoncé sur l'énergie. Quelle en est la raison ?

1- B.Durand 2012 : les dangers du charbon

<http://www.sauvonsleclimat.org/etudeshtml/les-dangers-du-charbon/35-fparticules/950-les-dangers-du-charbon.html>

2- Finkelman, R. and Bunnell, J., 2003: Health Impacts of Coal, Short Course A: US Geological Survey <http://www.powerpastcoal.org/wp-content/uploads/2011/08/USGS-shortcoursea-on-coal.pdf>

3- Markandya, A. and Wilkinson, P., 2007: Electricity generation and health, Lancet, 2007; 370: 979-990.

4- Deshaies, M., 2003 : Mines et énergie en Allemagne, enjeux environnementaux et paysages. CERPA, Université de Nancy 2, http://archives-fig-st-die.cndp.fr/actes/actes_2003/deshaies/article.htm

5- Marano, F., 2007: A-t-on raison de considérer que les particules atmosphériques fines et ultrafines sont dangereuses pour la santé ? Institut de veille sanitaire(InVS).

http://opac.invs.sante.fr/doc_num.php?explnum_id=1559

6- Kharecha, P., and Hansen, J., 2013 : Prevented mortality and greenhouse gas emissions from historical and projected nuclear power. A paraître, Environmental Science and Technology, ACS publications.