

Les cahiers de



Développement, Énergie, Environnement : changer de paradigme



N° 21 – mai 2006 – ISSN 1270-377X – 15 euros

Global Chance

Association loi de 1901
à but non lucratif
(statuts sur simple demande)
17 ter rue du Val
92190 Meudon
globalchance@wanadoo.fr

Le Conseil d'Administration
de Global Chance
est composé de :

Samir ALLAL : Économiste,
secrétaire de l'association

Edgar BLAUSTEIN : Économiste,
trésorier de l'association

Pierre CORNUT : Économiste

Benjamin DESSUS : Ingénieur
et économiste, président de
l'association

Yves MARIIGNAC : Consultant
scientifique

Jean-Claude RAY : Biophysicien

Les cahiers de
Global Chance
N° 21
mai 2006

Directeur de la publication :
Benjamin DESSUS
Rédaction : Benjamin Dessus
Maquette : Philippe Malisan
Imprimerie : JV Impressions

Sommaire

Éditorial

Global Chance

Les défis et les risques

Stratégies énergétiques :

l'impasse des politiques de « laisser faire » actuelles.

Rédaction Global chance

La science climatique en 2005 ; les dernières découvertes.

(Traduction résumée du rapport WRI)

Un point sur les énergies fossiles.

J.-L. Wingert

Pétrole : la Prochaine Crise Économique des Pays en Voie de Développement ?

Laurent Dittrick

L'évolution récente des systèmes énergétiques.

Edgar Blaustein

Les éléments de solution et leurs limites

Du côté de l'offre

La capture et la séquestration du CO² des centrales à charbon.

Michel Colombier

Le scénario SUNBURN de relance du nucléaire mondial.

Benjamin Dessus et Philippe Girard

Les énergies renouvelables pour faire quoi ?

Bernard Devin

Le cas de l'hydroélectricité.

Jean Paul Chirouze

La capture du CO² par la biomasse.

Michel Colombier

On est loin du compte.

Rédaction de Global Chance

Changer de paradigme

Sobriété et maîtrise de l'énergie.

B Laponche

Choisir son mode de ville :

Formes urbaines et transports dans les villes émergentes.

Julien Allaire

L'intégration systémique de la demande de services à l'offre d'énergie.

Bertrand Chateau

L'énergie répartie et la production décentralisée d'énergie.

Michel Labrousse

Éléments de conclusion et questions

Rédaction Global Chance

Ce numéro des Cahiers de Global Chance est consultable sur le site
<http://www.agora21.org>, rubrique Bibliothèque, Editions sur Agora 21

3

6

10

12

16

20

26

29

40

49

53

55

57

66

71

76

80

Editorial

Après plusieurs numéros consacrés à la situation énergétique française dans le contexte du débat national sur l'énergie de 2003 et des deux débats engagés par la Commission Nationale du Débat Public sur les questions nucléaires, pour lesquelles la présence d'une expertise indépendante nous semblait indispensable, nous avons souhaité revenir sur les problèmes énergétiques mondiaux, près de 15 ans après la conférence de Rio, alors que la Commission du Développement Durable crée à cette occasion met l'énergie à l'ordre du jour de sa quatorzième réunion.

Bien des choses ont en effet changé depuis Rio, même si le défi d'assurer les moyens énergétiques du développement de tous reste entier. Les préoccupations globales d'environnement n'ont fait que s'affirmer, en particulier les menaces qui pèsent sur le climat. La perspective d'une pénurie de pétrole bon marché se fait plus réelle tous les jours. La libéralisation des marchés énergétiques, qui devait permettre le décollage énergétique des pays en développement n'a pas produit les effets espérés. L'attentat du 11 septembre et la guerre en Irak ont renforcé les craintes de rupture d'approvisionnement énergétique et de terrorisme écologique.

Autant d'éléments qui renforcent notre conviction qu'on ne peut pas continuer à penser comme avant, dans le domaine énergétique, et qu'il faut remettre à plat l'ensemble des questions pour tenter d'y voir plus clair pour l'avenir.

De quelles marges de manœuvre disposons-nous ? Quels en sont les ordres de grandeur, quelles en sont les dynamiques, quels en sont les avantages et les effets pervers ? Que peut-on attendre des solutions les plus communément évoquées, le nucléaire, les renouvelables, la séquestration du CO² ? Quid de la maîtrise de l'énergie, de ses potentiels et de ses limites ? Quid enfin du nouveau concept d'intégration systémique de l'offre d'énergie avec les services énergétiques aux usagers ?

Le premier chapitre « Les défis et les risques » fait le point sur les politiques actuelles et leurs conséquences à moyen terme, sur ce que nous savons des réserves fossiles et de leurs perspectives de raréfaction, sur ce que nous savons du changement climatique. Après ce constat inquiétant, dans un second chapitre « les éléments de solution et leurs limites », nous passons en revue les différentes marges de manœuvre sur lesquelles nous pouvons envisager de jouer pour sortir de l'impasse actuelle. D'abord en faisant le tour des technologies d'offre (nucléaire, renouvelable, capture et stockage du CO², etc.) comme nous le proposent très généralement gouvernants et entreprises du secteur. À l'issue de cette analyse, force est de reconnaître qu'on est bien loin du compte. D'où l'impérieuse nécessité de changer de paradigme en s'appuyant sur deux leviers complémentaires : la sobriété et l'efficacité énergétiques d'une part, l'intégration systémique de la demande de services à l'offre d'énergie d'autre part.

Les différents articles qui traitent de ces questions montrent que l'espace d'action ainsi ouvert, considérable et économiquement accessible, est à la dimension du problème auquel l'humanité est aujourd'hui confrontée. Mais ces mêmes articles montrent aussi qu'une évolution majeure de nos modes de pensée et de nos modes d'action s'impose à très court terme si nous voulons sortir à temps de l'impasse dans laquelle les politiques aujourd'hui préconisées nous entraînent inéluctablement.

Nous dégageons enfin de cette analyse quelques priorités et l'énoncé d'une série de questions aussi bien techniques qu'économiques ou institutionnelles qui nous semblent mériter une discussion approfondie et des études complémentaires. ■

Global Chance

Les défis et les risques

Stratégies énergétiques : L'impasse des politiques « laisser faire actuelles »

Rédaction de Global Chance

Le début de ce siècle se caractérise par une prise de conscience simultanée :

- de l'importance de l'accès de tous aux services de l'énergie, condition reconnue aujourd'hui unanimement comme indispensable au développement (Johannesbourg), en particulier (mais pas seulement) pour les pays émergents ou en voie de développement,
- de la fin prévisible à court terme du pétrole bon marché et plus généralement de la raréfaction rapide des énergies fossiles les plus accessibles,
- des risques majeurs de réchauffement que la consommation trop rapide d'énergies fossiles fait courir au climat de la planète,
- des risques spécifiques associés à la mise en place d'alternatives énergétiques (par exemple ceux d'environnement et de prolifération liés au nucléaire, ou ceux de déforestation et de concurrence d'usage des sols entre plantations énergétiques et alimentation).

Le tout dans un contexte d'évolution des systèmes énergétiques largement dominé, tout au moins dans les pays industrialisés, par l'extension rapide de grands réseaux internationaux et régionaux (réseaux gaziers et électrique) et par l'élargissement et la libéralisation des marchés énergétiques bien au-delà des frontières nationales traditionnelles. Cette double évolution est à la fois porteuse de progrès par les possibilités de mutualisation et d'économies de coûts qu'elle est susceptible d'engendrer mais aussi de risques nouveaux en termes de sécurité d'approvisionnement ou de fiabilité pour les bénéficiaires des services.

En 2004, l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) a publié une étude approfondie de l'évolution de la demande mondiale d'énergie jusqu'en 2030, en supposant que les politiques énergétiques actuelles des différentes régions du monde soient maintenues sur la période.

Ce scénario dit « Business As Usual » (BAU) donne une description régionale de l'évolution de la demande énergétique par grand secteur socio-économique et met en regard l'évolution probable des différentes sources d'approvisionnement nécessaires à la satisfaction des besoins ainsi recensés. Il se fonde sur des hypothèses d'évolution démographique régionale compatibles avec les prévisions actuelles de l'ONU et des hypothèses de croissance économique diversifiées selon les régions du monde (2,2 % an en moyenne pour les pays de l'OCDE, 3,7 % pour les économies en transition, 4,2 % pour les pays en développement). Il anticipe enfin des évolutions lentes des prix des énergies fossiles sur la période (en 2030 : 29 dollars le baril de pétrole, 4,3 à 4,80 dollars le MBtu de gaz et 44 dollars la tonne de charbon) que le contexte actuel de flambée des prix pétroliers et gaziers, s'il se prolongeait, pourrait évidemment remettre assez profondément en cause.

Sur ces bases, on observe les évolutions principales suivantes :

Énergie finale

La demande mondiale d'énergie finale continue de croître à une allure rapide jusqu'en 2030 au rythme de 1,6 % par an pour atteindre plus de 11 176 Mtep contre 7 075 en 2002.

C'est dans les pays en développement, et en particulier dans les pays émergents d'Asie, que cette demande finale d'énergie croît le plus rapidement. Leur part dans la consommation finale totale d'énergie passe de 29 % à 41 % au cours de la période. Néanmoins, la consommation finale moyenne par habitant des pays en développement reste, en 2030, encore très inférieure à celle des pays de l'OCDE et recouvre des situations très contrastées entre pays.

Du point de vue sectoriel, c'est la demande finale d'énergie pour les transports qui augmente le plus vite : 2,1 % an en moyenne (3,6 % dans les PED et 1,4 % pour les pays de l'OCDE). Le secteur habitat tertiaire suit au rythme de 1,7 % devant l'industrie avec 1,5 % par an.

En ce qui concerne les produits énergétiques, l'électricité affiche la croissance la plus rapide (2,5 % an en moyenne, 4,1 % dans les PED, 1,5 % dans l'OCDE, 2 % dans les pays en transition). Sa consommation double dans la période et sa proportion passe de 16 à 20 % de l'énergie finale totale. La consommation de pétrole, tirée par les transports, augmente de 1,8 % par an et sa part dominante se maintient à son niveau d'aujourd'hui (49 %) en 2030. La consommation finale de gaz double et atteint 22 % de l'énergie finale totale en 2030. La part du charbon dans les usages finaux diminue légèrement sur la période, de 7 à 5 %.

Monde : Énergie finale par produits énergétiques commerciaux (Mtep)

Mtep	1971	2002	2010	2030	Croissance annuelle %
Charbon	617	502	516	526	0,2
Pétrole	1 893	3 041	3 610	5 005	1,8
Gaz	604	1 150	1 336	1 758	1,5
Electricité	377	1 139	1 436	2 263	2,5
Chaleur	68	237	254	294	0,8
Biomasse et déchets	641	999	1 101	1 290	0,9
Autres Renouvelables	0	8	13	41	6,2
Total	4 200	7 075	8 267	11 176	1,6

Énergie primaire

La consommation d'énergie primaire atteint 16 487 Mtep en 2030 (dont 905 d'énergies non commerciales, la « biomasse traditionnelle » (principalement le bois de feu) ; une croissance de 60 % de la consommation d'énergie primaire commerciale sur la période. La part des pays en développement passe de 30 à 43 %, celle des pays émergents tombe de 18 à 10 %, celle des pays de l'OCDE de 58 à 47 %.

Monde : Approvisionnements en énergie primaire (Mtep)

Mtep	1971	2002	2010	2030	Croissance annuelle %
Charbon	1 407	2 389	2 763	3 601	1,5
Pétrole	2 413	3 676	4 308	5 766	1,6
Gaz	892	2 190	2 703	4 130	2,3
Nucléaire	29	675	778	764	0,4
Hydro électricité	104	224	276	365	1,8
Biomasse et déchets	687	1 119	1 264	1 605	1,3
dont biomasse traditionnelle		765		905	0,8
Autres renouvelables	4	55	101	256	5,7
Total approvisionnements	5 536	10 345	12 194	16 487	1,7

Le piètre rendement du système énergétique (énergie finale/énergie primaire), actuellement de 68,4 %, se dégrade d'un point sur la période.

Le pétrole, avec 5 766 Mtep, reste en 2030 l'énergie primaire dominante (35 % du total). Mais le gaz, avec 4 130 Mtep, voit sa production doubler et sa participation au bilan total atteindre 25 % contre 21 % en 2002. Le charbon vient en troisième position avec 3 600 Mtep, en augmentation de 50 % par rapport à 2002. Contrairement à l'image que fournit le tableau ci-dessus, faussée par les équivalences primaires de l'électricité retenues au niveau international (1 MWh d'électricité hydraulique = 0,086 tep, 1 MWh d'électricité nucléaire = 0,26 tep), l'hydraulique, qui passe de 2 610 TWh en 2002 à 4 248 TWh en 2030, dépasse de très loin le nucléaire dont le développement stagne sur la période et n'atteint que 2 929 TWh en 2030 contre 2 654 en 2002 et dont la part dans le bilan total régresse de 7 à 5 %. Les autres renouvelables (solaire éolien, géothermie mais aussi biomasse moderne des pays de l'OCDE), se développent à vive allure. À remarquer que le développement prévu se situe aux deux tiers dans les pays de l'OCDE, essentiellement grâce à l'électricité éolienne et à la biomasse.

Au total les énergies renouvelables (yc l'hydraulique) se maintiennent sur toute la période à une part de 14 % du bilan primaire.

Le tableau 3 indique l'évolution des ressources affectées à la production d'électricité.

Monde : origines de la production d'électricité

TWh	2002	2010	2020	2030
Charbon	6241	7692	9766	12091
Pétrole	1181	1187	1274	1182
Gaz	3070	4427	6827	9329
Nucléaire	2654	2985	2975	2929
Hydraulique	2610	3212	3738	4248
Biomasse et déchets	207	326	438	627
Autres Renouvelables	111	356	733	1250
Total	16074	20185	25752	31657

En 2030 le charbon reste la première source de production d'électricité (38 %), mais le gaz naturel, avec une croissance très élevée de 4 % an sur toute la période, devient une source majeure d'électricité au niveau mondial (29,5 %). L'électricité ex-fossiles reste encore très majoritaire avec 71 % de la production totale. Le nucléaire, sans politique nouvelle ambitieuse, stagne en valeur absolue et régresse en part relative (de près de 16 % en 2000 à 9 %) sur la période du fait du peu d'investissements nouveaux et de la mise à l'arrêt progressive des centrales construites dans la dernière décennie du vingtième siècle. L'électricité éolienne et ex-biomasse croît très fortement mais n'atteint ainsi que moins de 6 % de la production d'électricité en 2030.

Au total donc, une électricité principalement produite dans des centrales de forte puissance (plusieurs centaines ou milliers de MW), à base de combustibles fossiles, et distribuée selon le schéma de transport et distribution traditionnel dans les pays de l'OCDE, avec une apparition encore très modeste, en fin de période, de solutions de production réparties (éoliennes, piles à combustibles, etc.) sur les réseaux. Avec 14945 TWh en 2030, les PED dépassent la production d'électricité de l'OCDE (14200 TWh) et la produisent essentiellement à partir de charbon (47 %), de gaz (26 %) et d'hydraulique (16 %).

Les impasses et les contradictions d'un tel scénario.

Lors de la conférence de presse de présentation du rapport « World Energy Outlook 2005 » en juillet dernier, William C. Ramsay ; Directeur Exécutif Adjoint de l'AIE déclarait : « *These projected trends have important implications and lead to a future that is not sustainable, from an energy-security or environmental perspective. We must change these outcomes and get the planet onto a sustainable energy path* ».

C'est d'ailleurs à partir de ce constat qu'a été engagée par l'AIE l'étude d'un scénario plus compatible avec les exigences d'un développement durable et dont les résultats principaux devraient être disponibles dans les mois qui viennent.

L'image prévisionnelle proposée, cohérente avec la poursuite des politiques actuelles et des hypothèses de croissance économique et démographique généralement acceptées au niveau international, conduit en effet à une série d'impasses et de contradictions.

Du point de vue du développement

La poursuite des politiques actuelles, malgré la forte augmentation prévisionnelle des consommations d'énergie des pays en développement qu'elle implique à l'horizon 2030, ne réussit pas à sortir les populations les plus pauvres d'Afrique subsaharienne et d'Asie de la situation de pénurie d'énergie presque complète qu'ils connaissent aujourd'hui : 1,4 milliard d'habitants, soit 18 % de la population mondiale, contre 1,6 aujourd'hui, seraient encore privés d'accès aux services de l'électricité. 2,6 milliards d'habitants (31 % de la population mondiale), 240 millions de plus qu'aujourd'hui, n'auraient accès qu'à la biomasse traditionnelle (principalement le bois de feu) pour assurer les services énergétiques essentiels.

Plus généralement, l'augmentation rapide du recours au pétrole et au gaz naturel, non seulement dans les PED et les pays en transition, mais aussi dans les pays de l'OCDE, a toutes chances de conduire à une tension croissante sur les prix de ces énergies, bien au-delà des fourchettes proposées par le scénario de l'AIE, même si l'échéance des pics de production de ces énergies fait encore l'objet de controverses. Cette tension sur les prix du pétrole et du gaz, voire du charbon, aura des conséquences beaucoup plus négatives sur les PED que sur les pays riches.

Enfin, et même si ces tensions restent contenues dans des limites acceptables, les investissements énergétiques nécessaires à la mise en exploitation des ressources, à leur transport, à leur transformation en divers produits énergétiques finaux pèseront très lourd dans les budgets. 16 000 milliards d'investissements devraient être mobilisés d'ici 2030, dont 60 % dans le domaine de l'électricité, 19 % dans le domaine pétrolier, 19 % dans celui du gaz et 2 % dans le domaine du charbon. Dans le domaine électrique, l'AIE estime l'investissement nécessaire à plus de 9 500 milliards de dollars sur la période dont la moitié environ pour les seuls PED.

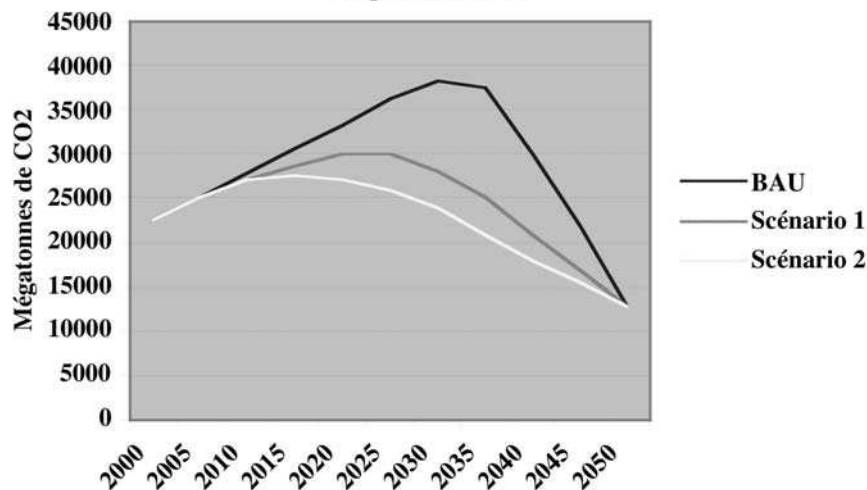
Du point de vue de la sécurité.

La tension très probable sur les ressources fossiles engendrée par des ponctions rapidement croissantes sur le pétrole et le gaz amplifie l'insécurité d'approvisionnement. Dans ce contexte, les conflits, les catastrophes naturelles, les incidents et accidents techniques peuvent avoir des répercussions majeures sur la sécurité d'approvisionnement en énergie ou l'acheminement des énergies de réseau. Réciproquement, la tension sur ces ressources, en suscitant des craintes sur la sécurité d'approvisionnement, renforce les risques de conflits entre les pays consommateurs soucieux d'assurer coûte que coûte leurs approvisionnements et les pays producteurs. Là encore, les pays les moins développés ne disposent d'aucun des moyens, ni économiques, ni politiques, ni militaires, de peser dans ces conflits.

Du point de vue de l'environnement.

Indépendamment des problèmes d'environnement local et donc des problèmes sanitaires que peut entraîner une augmentation rapide des consommations d'énergie fossile, en particulier dans les pays les moins développés dont les infrastructures (urbanisme, logement, réseaux de transport) sont souvent insuffisantes ou mal adaptées et les appareils rendant les services énergétiques divers de mauvaise qualité énergétique, le scénario de l'AIE implique une augmentation quasi linéaire de 62 % des émissions de gaz carbonique liées à l'énergie en 2030, ce qui est en totale contradiction avec les recommandations de plus en plus insistantes de la communauté scientifique. Il faudrait, nous disent-ils en effet, pour nous prémunir de risques climatiques par trop inacceptables, avoir stabilisé les émissions de gaz carbonique mondiales avant 2025 à un niveau suffisamment bas (< inférieur à 30 milliards de tonnes de CO² comme le montre la figure ci-dessous) pour permettre ensuite, grâce une décroissance rapide au-delà de cette échéance, une division par deux de ces émissions en 2050 par rapport à celles d'aujourd'hui.

Evolution des émissions de CO₂ : la contradiction avec les exigences de 2050



On voit très bien sur cette figure que la prolongation de la croissance des émissions jusqu'en 2030 rend totalement improbable l'atteinte de l'objectif 2050 puisque cela impliquerait, au-delà de 2035, une chute presque verticale des émissions. Deux autres scénarios sont donnés à titre d'exemple. Ils montrent qu'il faut à la fois réussir à stabiliser les émissions avant 2030 et à des valeurs bien inférieures à celles du scénario BAU pour atteindre l'objectif de division par deux des émissions en 2050.

L'étude de l'AIE montre donc que la poursuite des tendances actuelles de la consommation d'énergie au niveau mondial se heurte à des contraintes insurmontables et conduit à l'impasse du développement. Cette poursuite du développement suivant le modèle énergétique actuel des pays de l'OCDE et des pays en transition, que les pays en développement prennent de fait comme un objectif à atteindre, est tout simplement impossible ou tellement difficile et coûteuse que, du seul fait de l'énergie, ce développement serait radicalement compromis et pas seulement pour les pays les plus pauvres. ■

La science climatique en 2005 : les dernières découvertes

Climate Science 2005, Major New Discoveries 2005, Kelly Levin et Jonathan Pershing, mars 2006

Les avancées scientifiques de l'année 2005 dans le domaine du climat viennent renforcer les préoccupations de la communauté scientifique. La compilation des résultats obtenus conduit à l'évidence au constat que les conséquences physiques du réchauffement ne sont plus d'ordre hypothétique, qu'elles sont déjà là, mesurables. Dans cet article, WRI passe en revue quelques-uns des résultats marquants de l'année passée. L'ensemble de ces résultats suggère que le climat a déjà atteint un point de basculement. Ces acquis montrent aussi que les effets des changements climatiques à l'œuvre rendent de première urgence les efforts de prévention contre tout changement additionnel, mais aussi ceux d'adaptation aux changements déjà à l'œuvre.

Kelly Levin et Jonathan Pershing, sur la base d'une revue approfondie de la littérature scientifique récente sur le sujet, proposent un résumé des principales découvertes de 2005 selon les rubriques suivantes :

- Caractéristiques physiques du climat (radiation solaire, augmentation des températures, inertie thermique et concentrations de gaz à effet de serre, les « GES »),
- Cycle hydrologique (ouragans, fonte des glaces, niveau des océans, ressources en eau),
- Écosystèmes (services des écosystèmes, ressources alimentaires, séquestration du carbone)

Nous en donnons ci-dessous quelques exemples.

I – Les caractéristiques physiques du climat

Les recherches les plus récentes confirment que les activités humaines contribuent au réchauffement de l'atmosphère et de l'océan. Elles montrent aussi que l'inertie du système terre en retarde les conséquences. Dans ces conditions, quelle que soit notre capacité d'action sur les émissions, nous observerons

dans les années qui viennent un réchauffement et une augmentation du niveau des mers substantiels.

Records de température

La température moyenne globale de la terre en 2005 est supérieure de 0,2 degré à celle de 1998, année la plus chaude enregistrée jusqu'à ce jour, d'autant que ce dernier record avait bénéficié de l'influence d'El Nino, absent en 2005 (NASA Godard's Institute).

Déséquilibre énergétique de la planète

Hansen, James et al (Science, juin 2005) montrent que la terre absorbe aujourd'hui plus d'énergie qu'elle n'en émet et en déduisent une augmentation inéluctable de 0,6 degré de la température moyenne de la terre, même en cas de stabilisation immédiate de la concentration de GES dans l'atmosphère.

Meinshausen et Malte (Proceedings de International symposium on stabilisation of Greenhouse Gas Concentration... Exceter 1-3 février 2005) montrent que le risque d'une augmentation supérieure à 2 degrés de la température terrestre passe de moins de 20 % pour une concentration de 400 ppm à une fourchette de 68 à 99 % pour une concentration de 550 ppm. Les politiques actuelles ne sont évidemment pas à la hauteur des enjeux puisque la concentration actuelle de 380 ppm augmente au rythme moyen de 2 ppm par an.

Radiation solaire

Wild et al (Science, mai 2005) montrent que la pollution atmosphérique peut avoir provisoirement masqué les effets du changement de climat : la dépollution atmosphérique rendue indispensable pour des raisons sanitaires est donc de nature à renforcer le changement climatique par augmentation de la radiation solaire qui atteint la terre.

Comportement de l'océan

Les scientifiques confirment que le réchauffement de l'océan constaté ces dernières dizaines d'années est

majoritairement attribuable à l'action humaine et non pas aux éruptions volcaniques ou à l'activité solaire (Barnett et Tim, *Science*, juillet 2005). Wigley (*Science*, mars 2005) montre que même si nous étions capables d'arrêter dès aujourd'hui le forçage du climat, le niveau et la température des mers continueraient à monter jusqu'en 2100, de 13 à 30 cm. Bryden et Harry (*Nature*, décembre 2005) montrent que les courants atlantiques profonds se sont ralentis de 1998 à 2004 d'une valeur correspondant à 60 fois le flux du fleuve amazone.

La concentration des gaz à effet de serre.

Les plus récentes études de carottes de glace polaire montrent que la concentration actuelle de GES n'a jamais atteint cette valeur au cours des 650 000 dernières années (Spahni, Renato et al, *Science*, nov 2005).

II - Les cycles hydrologiques

Ouragans et cyclones

Deux études récentes (Emmanuel, Kerry, *Nature*, août 2005 et Webster et al, *Science*, sept 2005) montrent une intensification de la puissance des cyclones (une multiplication presque par deux) et l'attribuent en partie au changement climatique.

Petza, Alexander et Simmonds (*Geophysical letters*, août 2005) montrent que le premier cyclone recensé en Atlantique sud en 2004 peut être attribué aux conditions de température de l'océan engendrées par le changement de climat.

Fonte des glaciers

Selon la NASA Earth Observatory, la fonte des glaces océaniques est plus rapide que prévu. C'est en particulier le cas pour la péninsule antarctique dont la fonte s'accélère fortement (Cook et al, *Science*, avril 2005). Alley et Richards (*Science*, octobre 2005) montrent, à partir de considérations théoriques, qu'une des conséquences majeures de la fonte des glaces océaniques à prendre en compte est le ralentissement des grands courants marins et considèrent que les modèles actuels sous estiment cet effet et l'augmentation du niveau des mers.

D'autre part Chapin et al (*Science*, octobre 2005) montrent que la fonte des glaces entraîne des changements d'état du sol qui, en modifiant les conditions d'absorption et de réflexion, contribuent à leur tour à une augmentation d'un facteur 2 à 7 du réchauffement.

Ressources en eau.

Les études récentes montrent que le changement climatique a déjà des impacts sur le cycle hydrologique. On constate déjà des changements dans la fréquence et l'intensité des sécheresses et des inondations. Dore (*Environnement international*, octobre 2005) met en évidence l'influence du changement de climat et des courants marins sur les cartes de précipitations et établit la liaison entre la variance des précipitations et la disposition des ressources alimentaires.

Déforestation

Des chercheurs ont mis récemment en évidence que la déforestation amazonienne entraînait des changements de climat et de cycle hydrologique plus importants que prévus. Chagnon et Bras (*Geophysical letters* 2005) montrent que les terres déforestées reçoivent plus de précipitations en Amazonie du fait de la présence de nuages bas, ce qui entraîne des perturbations du cycle hydrologique régional. Hopkin (*Nature news*, oct 2005) constate une sécheresse exceptionnelle en Amazonie qu'il attribue au réchauffement des eaux de surface dû au changement climatique et s'attend à voir ce phénomène s'amplifier et se prolonger avec le réchauffement climatique futur. Stewart et al (*Journal of climate*, 2005) constatent une précocité des fontes de neige en Amérique du Nord qui, non seulement renforce les crues de printemps, mais provoque des étiages plus importants en été. Barnett et al (*Nature*, nov 2005) montrent que les rivières principalement alimentées par les glaciers (le Rhin en Europe, la région du Hindu-Kush en Asie, les glaciers péruviens, etc.) souffrent déjà d'un déficit d'eau dû à la réduction de volume des glaciers qui les alimentent.

III - Écosystèmes et services

Le rapport cite une longue liste d'exemples de réduction de la diversité biologique attribuable d'ores et déjà au changement climatique, aussi bien en Afrique (Mc Lean, Colin et al, *African plant diversity and climate change*, *Annals of the Missouri* 2005), qu'en Antarctique à propos des phoques (Forcada, jaume et al, *The effect of global climate variability in pup production of antarctic fur seals*, in *Ecology*, janvier 2005) ou sur les populations de poissons océaniques, etc.. Mais il insiste également sur la dégradation des services que peuvent offrir les écosystèmes soumis au changement climatique. Schröter, Dagmar et al, (*Science* oct 2005) décrivent, à partir d'une étude sur l'Europe, la dégradation des services que peuvent apporter les écosystèmes soumis au changement de climat par perte de fertilité du sol, par sécheresse ou par incendies. La FAO, dans son rapport au Comité de Sécurité Alimentaire en mai 2005, établit des projections de productivité agricole en fonction de l'évolution du climat qui font craindre des pertes importantes de terre arable dans les pays en développement (de l'ordre de 11 %). Enfin Heath, James et al (*Science*, sept 2005) montrent que, au fur et à mesure que le taux de CO₂ augmente dans l'atmosphère, la capacité d'absorption de carbone des forêts par les racines diminue (jusqu'à 40 %). Cette réduction des puits de carbone entraîne à son tour une nouvelle croissance de la teneur de carbone de l'atmosphère.

L'année 2005 apporte donc un nouveau faisceau de preuves à l'hypothèse d'un réchauffement rapide du climat et à ses conséquences préoccupantes. ■

Le point sur les énergies fossiles

Jean Luc Wingert, consultant indépendant

Intéressons-nous à la disponibilité future des énergies fossiles que sont le pétrole, le gaz naturel et le charbon en laissant de côté les effets induits par leur utilisation massive, le principal étant l'émission de CO², un gaz à effet de serre.

La part des énergies fossiles dans le bilan énergétique mondial est de l'ordre de 80 % de l'énergie primaire consommée. Cet ordre de grandeur varie sensiblement selon que l'on tient compte ou non dans le bilan mondial des énergies non-commerciales, comme le bois de chauffe et la tourbe, utilisées dans les pays en voie de développement.

Une comparaison des chiffres de production réelle récents montre une différence sensible en fonction du choix de la source de données. En 2003, selon l'AIE (Agence Internationale de l'Énergie), la production de pétrole fut de 3 875,5 millions de tonnes contre 3 641,8 millions de tonnes selon la compagnie pétrolière BP qui publie également des statistiques énergétiques annuelles très complètes. La différence entre les chiffres de production est ici de 6 % et monte jusqu'à 15 % selon les sources de données choisies. Les écarts s'expliquent par un manque de cohérence entre les différentes définitions du pétrole considéré mais aussi par des erreurs lors de conversions pour homogénéiser des quantités parfois exprimées en volume (barils), parfois en masse (tonnes).

L'incertitude est un premier élément fondamental à prendre en compte dans l'explication de la situation actuelle sur les marchés des hydrocarbures, incertitude d'autant plus importante lorsqu'il s'agit de prospective. Nos sociétés technophiles et informatisées, habituées aux chiffres très précis, ont tendance à prendre moins au sérieux des données arrondies pouvant être perçues comme approximatives. Pourtant, les prévisions concernant les réserves et la production futures ne peuvent être données avec plus de 3 chiffres significatifs; toute certitude exprimée avec plus

de précision peut-être considérée comme suspecte. D'une manière générale, les acteurs des marchés financiers ont horreur de l'incertitude et savent mal l'appréhender. Si l'on y ajoute le fait que la composante psychologique est importante dans la fixation des prix, nous comprenons aisément que toute prévision sur les cours futurs est quasi impossible. Nous pouvons par contre donner une tendance de long terme à la hausse, à l'approche de la raréfaction des ressources d'hydrocarbures.

Le deuxième élément fondamental concernant les prévisions de la production future d'hydrocarbures est de tenir compte des contraintes liées à l'exploitation des ressources. En particulier, la notion fondamentale de pic de production est généralement mal connue, on lui préfère le ratio R/P (Réserves divisées par la Production actuelle) qui s'exprime en années. Selon cette méthode, il « reste » 40 ans de pétrole, 67 ans de gaz naturel et 164 ans de charbon (chiffres BP). Si cette représentation simple rencontre un succès médiatique, c'est probablement qu'elle permet d'éviter de donner trop de chiffres et unités de mesures. En effet, il faudrait dire que, toujours selon BP, les réserves de pétrole conventionnel sont de 1 188,6 milliards de barils, la consommation actuelle est de 29,47 milliards de barils par an, à ce rythme nous pourrions tenir 40,5 ans. D'un point de vue industriel, il est impossible de maintenir la production au niveau actuel pendant 40 ans. La production va suivre une courbe « en cloche », continuer à augmenter progressivement tant que cela est encore possible, c'est-à-dire pendant environ une décennie, puis redescendre progressivement une fois le pic de production atteint. La raison principale qui explique que la production suive une telle courbe est l'ordre de mise en exploitation des gisements : les plus grands et les plus faciles d'accès ont été mis en exploitation rapidement, les réserves actuelles sont essentiellement constituées de gisements de petite taille et diffi-

ciles d'accès. Il est fondamental d'avoir cette représentation à l'esprit aussi bien pour le pétrole, qui sera le premier à atteindre son pic de production, que pour le gaz naturel et le charbon qui vont subir le même phénomène. Ainsi, il est plus important de fixer son attention sur le débit de la production des hydrocarbures que sur le montant des réserves. Il faut également être attentif à la source des données fournies car ce sont bien souvent des désirs ou des visions politiques qui sont exprimés au lieu de faire part le plus rigoureusement possible des incertitudes et marges d'erreur.

Le pétrole proche de son pic de production

La notion de pic de production a été modélisée pour la première fois par M.K. Hubbert, un géologue américain. Il a prédit en 1956 que la production des États-Unis atteindrait son maximum en 1970 pour redescendre ensuite, et ce fut bien le cas. Pour établir cette prévision, il a observé attentivement la répartition des découvertes dans le temps. Cela lui a permis d'estimer et de tenir compte de la quantité de pétrole restant à découvrir. Sa méthode est toujours utilisée aujourd'hui sous une forme plus sophistiquée ; elle nécessite de connaître le montant des réserves mondiales.

Schématiquement, on trouve deux types de données sur les réserves pétrolières. Les données que l'on peut qualifier de « politiques » émanant d'une partie de l'industrie pétrolière et des gouvernements représentés par l'AIE (Agence Internationale de l'Énergie), dépeignent un avenir généralement serein fait de croissance de la production pendant au moins trente ans. Les données techniques, quant à elles, sont censées être confidentielles et vendues très cher par des compagnies dites de « scouting » ou plus prosaïquement d'espionnage industriel. Elles ont été rendues partiellement publiques par des géologues à la retraite regroupés au sein d'une association dénommée ASPO (Association for the Study of Peak Oil and Gas).

L'AIE publie tous les deux ans un rapport intitulé World Energy Outlook. Dans son édition 2004, les réserves estimées sont de 2 626 milliards de barils et la prévision de production de 121,3 millions de barils par jour en 2030. Si cette prévision est mise en avant par l'AIE, les détails du rapport ne cachent pas les limites de l'exercice, reconnaissant qu'il existe plusieurs sources de données divergentes et qu'un manque de transparence existe, et mentionnant le besoin d'une réforme de la normalisation des réserves. Sans se lancer dans une logique de présentation de scénarios, une étude de l'impact de prix durablement élevés est proposée. Pour l'AIE, prix élevé signifie supérieur à... 35 \$ le baril. Dans ce cas, la diminution de la demande envisagée rabaisserait la

production de 15 % pour atteindre 102,5 Mb/j en 2030. Par ailleurs un pic de la production de pétrole conventionnel est envisagé autour de 2015, 2030 ou 2035 suivant le montant des réserves considérées, mais dans les 3 cas, la production de pétrole non conventionnel compenserait le déclin du conventionnel, permettant à la demande d'être miraculeusement satisfaite pendant 30 ans. Dans un rapport d'étape publié en 2005, il est précisé que le pic de production globale n'arrivera pas avant 2030 et qu'aucune contrainte de la demande n'est à attendre, sauf si le montant des investissements n'est pas au rendez-vous. L'AIE s'inscrit résolument dans une logique économique comme déterminant principal de la production future de pétrole où la demande tendancielle doit absolument être satisfaite. Notons que dans l'hypothèse où il n'y aurait aucune contrainte sur les investissements, la production pourrait probablement augmenter plus longtemps mais, la quantité de pétrole présente dans le sous-sol étant finie, cela signifie que la pente du déclin après le pic serait plus abrupte. Cela imposerait à l'humanité une adaptation plus rapide et par conséquent plus difficile, compte tenu de la grande inertie des systèmes énergétiques. Le rapport 2005 ramène discrètement les projections de la demande à 115,4 Mb/j en 2030.

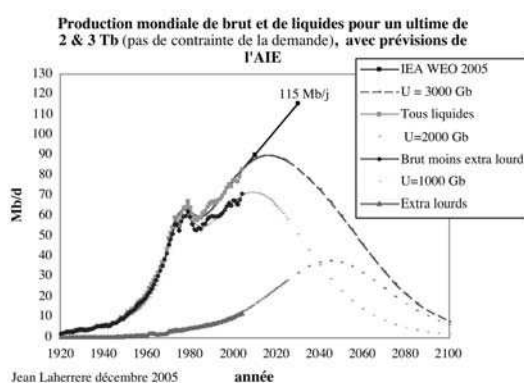
Les données techniques fournies par l'association ASPO donnent une vision nettement moins optimiste de l'avenir pétrolier. Colin Campbell, co-fondateur d'ASPO, situe le pic de production en 2010. Ce résultat est obtenu par une modélisation par pays consistant à estimer les dates de pic de productions nationales pour en faire la résultante mondiale. Notons que la Grande Bretagne a connu son pic en 1999 et la Norvège en 2001, ce qui signifie que la production européenne de pétrole décline inexorablement. L'importante marge d'erreur, intrinsèque aux données concernant les réserves et les ressources de pétrole, fait qu'il existe plusieurs visions du pic au sein d'ASPO. Jean Laherrère estime sa date vers 2015 plus ou moins 5 ans. Son approche, très rigoureuse, utilise une méthode d'estimation par gisement et non par pays qui a l'avantage d'être plus fine mais demande une analyse beaucoup plus détaillée des données. La modélisation est basée sur une somme de courbes « en cloche ». La production de pétrole non conventionnel est traitée séparément car elle ne pourra se faire qu'à un rythme relativement lent ne permettant pas de compenser la chute de production des pétroles conventionnels. En effet, les huiles extra-lourdes que l'on trouve au Canada et au Venezuela ou les sables asphaltiques en Russie et au Canada nécessitent des techniques de production très spécifiques utilisant des procédés industriels lourds tel que par exemple l'injection de vapeur in-situ ou la mine de surface.

Les réserves ultimes de pétrole selon Jean Laherrère (ASPO)

Liquides ultimes 3000 Gb dont :

- 2000 Gb de brut hors extra-lourd (dont 150 Gb restant à découvrir)
- 500 Gb de brut extra-lourd
- 250 Gb de liquides de gaz
- 250 Gb de pétrole synthétique et gains de raffinerie

Si l'on décompose la production en deux ensembles dont le rythme de production sera différent, 2000 Gb de brut hors extra-lourd d'un côté, et les 1000 Gb restant de l'autre on obtient un pic de production en 2015 (plus ou moins 5 ans).



Les prévisions de l'AIE sont de plus en plus critiquées, les 115 Mb/j ne seront certainement jamais atteints.

L'IFP (Institut Français du Pétrole) estime que les progrès technologiques pourront permettre de repousser le pic de quelques années. S'il est naturel qu'un institut de recherche technologique ait foi en la technique, notons que son estimation basse est 2018 pour le pic de production (avec une production d'environ 93 Mb/j) et son estimation haute 2028 (avec une production d'environ 107 Mb/j), ce qui reste en deçà des estimations de l'AIE. La compagnie pétrolière Total a estimé la date du pic entre 2020 et 2030 en supposant une croissance de la demande lente, se permettant même de mettre ouvertement en doute la possibilité d'atteindre les niveaux de production annoncés par l'AIE. Les estimations réalisées avec rigueur situent toute la date du pic entre 2010 et 2025.

Le gaz naturel organisé en marchés continentaux

Par rapport au pétrole, le gaz naturel présente une particularité induite par la forme gazeuse de ce combustible fossile. En effet, son stockage et par conséquent son transport est plus difficile et coûte de 7 à 10 fois plus cher que celui du pétrole. Par conséquent,

s'il existe un seul marché mondial du pétrole, il existe trois marchés régionaux du gaz naturel : Europe, Amérique du Nord et Asie. Un quatrième marché émerge en Amérique du Sud. Cette difficulté de transport explique que, dans les années 1970, le gaz naturel était détruit sur place, brûlé dans des torchères (pratique encore parfois employée aujourd'hui). Ensuite, il a été transporté par gazoduc pour un marché local et utilisé comme combustible directement sur les installations pétrolières. Le transport par gazoduc crée un lien fixe entre site de production et de consommation et nécessite des infrastructures coûteuses. C'est une des raisons pour lesquelles les contrats commerciaux gaziers se négocient généralement à long terme. Par ailleurs environ 8 % du gaz naturel produit est perdu à cause d'incidents et de fuites qu'il n'est pas toujours aisé de détecter le long d'un gazoduc. Le gaz naturel se transporte aujourd'hui essentiellement par gazoduc (80 %). Le transport par bateau (méthaniers) est maîtrisé depuis les années 1960 mais on utilise de plus en plus le GNL (Gaz Naturel Liquéfié) consistant à refroidir le gaz à -165°C ce qui permet d'occuper un volume 587 fois moindre et d'accroître les quantités transportées. Il faut cependant une usine de liquéfaction sur le lieu de départ et une de regazéification sur le lieu d'arrivée, installations coûteuses et longue à mettre en œuvre.

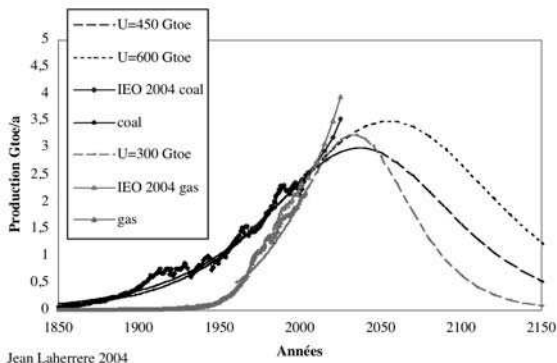
Les réserves ultimes de gaz naturel s'élèvent à 12000 Tcf (Tera cubic feet) en incluant le gaz non conventionnel (dont 10000 Tcf de gaz conventionnel) selon Jean Laherrère, une des sources d'information les plus fiables. Cette estimation conduit à un pic gazier mondial en 2030. Tout comme pour le pic de production de pétrole, il s'agit d'une estimation sans contrainte sur la demande. Par conséquent, si le pic de production de pétrole entraîne un choc pétrolier majeur et une récession économique mondiale longue, la date du pic de production de gaz naturel sera repoussée. Si la réaction au pic de production de pétrole consiste à se reporter massivement sur le gaz naturel, la date de son pic sera avancée.

La production de gaz naturel Nord Américaine a été la première à entrer en déclin puisque le pic aurait eu lieu en 2004. Information à garder au conditionnel car nous manquons quelque peu de recul pour pouvoir juger du fait qu'il s'agit bien du pic de l'Amérique du Nord. Le plus remarquable est que ce pic de production n'a absolument pas été anticipé mais constaté au moment où il s'est produit, entraînant une forte demande de terminaux de gazéification GNL afin d'importer du gaz naturel. Les tensions sont actuellement fortes sur ce marché et certains modèles prévoient une chute brutale de la production aux États-Unis d'ici quelques années.

La production de gaz naturel en Europe (hors ex-Urss) va probablement atteindre son pic en 2010 tandis que la production de l'ex-Urss devrait atteindre

son pic vers 2020, les réserves étant moins abondantes que celles officiellement déclarées. La compétition entre États-Unis et Europe pour le GNL en provenance du Moyen-Orient qui détient encore des réserves importantes, va s'intensifier à partir de 2010. Notons sur le graphique ci-dessous que les prévisions de l'AIE semblent encore une fois très optimistes au regard des données techniques.

Production annuelle de charbon et gaz naturel avec prévision de production sans contrainte sur la demande



Le charbon encore abondant

Le charbon va lui aussi connaître un pic de production. Certains pays comme la Grande-Bretagne ayant historiquement bénéficié de gisements faciles d'accès ont aujourd'hui quasiment épuisé leurs réserves.

En termes d'usage, 73 % du charbon sert à la production d'électricité. Le marché du charbon est en pleine expansion et des taux de croissance annuelle de l'ordre de 5 à 8 % sont constatés, avec une croissance plus importante en Asie. Le goulet d'étranglement est actuellement constitué par les capacités d'accueil des ports et le dimensionnement des infrastructures de transport.

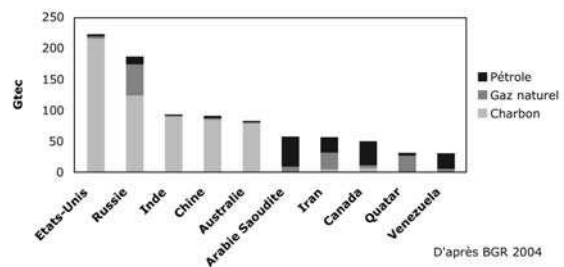
L'inventaire des ressources et réserves de charbon est moins organisé que pour le pétrole ou le gaz naturel. Le Conseil Mondial de l'Énergie et le BGR (l'Institut Fédéral des Géosciences Allemand) publient des chiffres consolidés.

Jean Laherrère a effectué une simulation de pic de production avec deux hypothèses sur les montants des réserves ultimes (450 ou 600 milliards de tep). Si le charbon reste l'énergie fossile la plus abondante, les dates du pic sont beaucoup plus proches que les 164 ans de charbon donnés par le ratio R/P. Ainsi, sans contrainte sur la demande le pic aurait lieu en 2035 dans l'hypothèse basse et 2055 dans l'hypothèse haute. Compte tenu de la forte incertitude, situer le pic de production de charbon autour de 2050 paraît donc une option raisonnable.

Les réserves de charbon sont beaucoup mieux réparties dans le monde que celles de pétrole ou de gaz naturel. Initialement, l'Europe comptait d'importants

gisements mais ne détient plus que 5 % des réserves mondiales dont 1,5 % en Pologne.

10 premières réserves de combustibles fossiles



Le BGR a réalisé un classement des pays en fonction de leurs réserves en énergies fossiles. Ce sont les pays détenteurs des premières réserves charbonnières qui occupent les premières places, reléguant l'Arabie Saoudite à la 6^e place. Les États-Unis arrivent en tête avec les premières réserves mondiales de charbon, probablement une raison importante dans leur refus de ratifier le protocole de Kyoto.

Éléments de conclusion

Le pétrole sera la première énergie à atteindre son pic de production global, probablement vers 2015. Nous sommes déjà entrés dans la zone de turbulence qui précède ce pic de production : une hausse des prix du baril trop brutale pour l'économie mondiale est de nature à entraîner une récession qui reste le moyen le plus rapide de diminuer notre consommation de pétrole, provoquant à son tour une baisse des cours du baril. Il faut donc s'attendre à une courbe de production en « plateau ondulé » plutôt qu'à un pic de production régulier comme pourraient le laisser supposer les modèles de simulation, forcément simplifiés. Compte tenu de l'organisation régionale de sa distribution, des perturbations localisées dans l'approvisionnement du gaz naturel avant même le pic de production de pétrole sont possibles. Les premiers pays touchés pourraient être les États-Unis ou bien la Nouvelle-Zélande, isolée dans l'océan Pacifique.

L'adaptation des systèmes énergétiques de nos sociétés s'inscrit forcément dans le temps long. Encore faut-il disposer de la bonne information et mettre en œuvre des actions et politiques allant dans le bon sens, c'est-à-dire celui d'une meilleure efficacité énergétique. Or il est frappant de voir qu'en France en ce début 2006, les hommes politiques de gouvernement aussi bien de gauche que de droite traitent la crise actuelle comme si elle devait être de courte durée. Pourtant, nous sommes bien entrés dans une nouvelle phase de l'histoire, celle d'une énergie plus rare. ■

Pétrole : la prochaine crise économique des Pays en Voie de Développement ?

Laurent Ditrack, consultant indépendant

Ces dernières années, des événements récurrents ont propulsé les problématiques pétrolières au-devant des médias. L'impact de la variabilité des prix pétroliers affecte l'économie mondiale de manière significative. Mais ce sont les économies qui ont le moins de moyens qui sont les plus affectées, notamment celles d'Afrique, des Caraïbes et du Pacifique. De nombreuses actions peuvent être entreprises pour améliorer cette situation. Mais cela nécessitera un engagement important à long terme et une approche holistique des États bénéficiaires comme des bailleurs.

Les pays de l'OCDE ont réagi au premier choc pétrolier de 1973 en rationnant la distribution, en mettant en place des mesures d'économie d'énergie et en créant des stocks de réserves stratégiques. Ils ont aussi diversifié leurs sources d'approvisionnement énergétique, développé les ressources locales et encouragé l'exploration pétrolière en dehors du Moyen Orient.

De leur côté, les pays les moins avancés (pma) ont peu progressé. Au contraire, leur dépendance énergétique et plus particulièrement pétrolière a le plus souvent augmenté. En effet, le développement économique et l'accès croissant aux services énergétiques ont le plus souvent donné lieu à une utilisation accrue de ressources pétrolières qui sont encore de nos jours décrites comme étant des ressources à moindre coût (« least cost energy resource »).

Fondamentaux

Le prix du baril de pétrole atteint des records en prix absolus depuis 2004. Même si les records historiques en termes réels (prenant en compte l'inflation) n'ont pas encore été atteints, les prix moyens depuis 2004 restent à des niveaux élevés et ont peu de chance de redescendre de manière durable. Au contraire, les événements géopolitiques récents au Moyen Orient et en Afrique ne peuvent qu'empirer la situation. Cela pourrait avoir des effets néfastes sur l'économie mondiale, mais risque de toucher encore plus durement les PMA.

Les besoins pétroliers supplémentaires des PMA dépendront du Moyen Orient

La mesure des réserves pétrolières disponibles donne souvent lieu à discussion. En revanche, un certain nombre de tendances sont difficiles à ignorer. Par exemple, de plus en plus de la demande pétrolière additionnelle dépendra de la production du Moyen Orient.

En effet, l'Afrique représente une part significative de la production mondiale (plus de 11 % en 2004), mais une grande part de cette production est immédiatement exportée. Seulement 9 % du pétrole produit en Afrique Australe et de l'Ouest est consommé sur place (AfDB/OECD; Overview, African Economic Outlook, 2003/2004, AfDB/OECD, 2004). De plus, il existe peu de capacité de raffinage local puisque la région ne représente que 3.6 % du total mondial (Key world energy statistics, 2005, Agence Internationale de l'Énergie), ce qui veut dire que les produits pétroliers échangés au sein de la région devront l'être aux prix mondiaux.

Les réserves pétrolières et la capacité de production additionnelle principale se situent au Moyen Orient. En effet, cette région détient 50 % des réserves mondiales. De plus, elle est la seule à conserver une marge de sécurité en termes de capacité de production additionnelle même si celle-ci s'est récemment réduite faute d'investissements

dans un contexte de demande croissante (capacité additionnelle entre 2 et 4 millions de barils par jour dans le passé, en dessous de 1.5 millions aujourd'hui).

Tout cela nous amène à plusieurs conclusions. D'une part, il est illusoire de penser que la production des pays africains répondra aux besoins de la région. D'autre part, si c'était possible, cela se ferait à des niveaux de prix mondiaux du pétrole. Finalement, *la demande additionnelle en pétrole des pays en développement dépendra principalement des ressources du Moyen Orient.*

Tendances futures

Précédemment, les pics de prix pétroliers étaient le plus souvent liés à des interruptions soudaines de l'offre. Mais les augmentations des trois dernières années sont surtout liées à une forte demande en produits pétroliers causée par la croissance économique, en Chine et aux États-Unis. De plus, les marchés à terme et spot du pétrole semblent appliquer une prime de risque sur les prix liée aux risques d'approvisionnement causés par l'instabilité politique du Moyen Orient. D'ailleurs, les tensions avec l'Iran à propos du nucléaire ont entraîné une augmentation des prix spot jusqu'à 70 \$/baril. *Ceci montre à quel point les pays en voie de développement, et plus spécifiquement les pays Africains, sont exposés aux conséquences des interruptions de l'approvisionnement venant du Moyen Orient.*

Au final, la consommation des pays en voie de développement augmente, tandis que celle des pays développés se stabilise dans le meilleur des cas. Sans même se préoccuper de l'état des réserves, il est fort probable que les prix pétroliers deviennent de plus en plus volatiles à cause des risques politiques et des marchés ayant une faible marge de manœuvre.

Impact sur les pays importateurs d'Afrique sub-saharienne d'un niveau de prix pétroliers haut et stable

Impacts des prix hauts

Il existe une littérature abondante, concernant tant les effets de prix pétroliers soutenus que de la variabilité des prix, sur la croissance économique. L'expérience du passé nous montre que ces effets peuvent être significatifs. L'analyse des impacts de ces hausses de prix s'est concentrée sur les pays de l'OCDE. Mais dans bien des cas, les impacts sur les pays en développement ont été bien supérieurs du fait d'une combinaison de facteurs macro-économiques aggravants.

Pour commencer, nombre de ces pays sont hautement endettés. Le service de la dette grève leurs balances des paiements. Une étude du FMI de 2000 a calculé qu'une augmentation du prix de 5 \$ par baril pendant un an pouvait accroître le déficit commercial d'un pays tel que le Mali (parmi le groupe des pays les plus affectés) de 1,25 %. Ceci devant être ajouté au déficit existant de l'époque qui se montait à 15 % du PNB (IMF Research Department; *The Impact of Higher Oil Prices on the Global Economy*; International Monetary Fund; December 2000).

Les pays d'Afrique Sub-Saharienne paient le prix fort pour leurs importations de produits pétroliers. En 2000 ces pays y ont consacré 14 % de leur PNB. En conséquence, une hausse de prix de 5 \$ peut fortement affecter la balance des paiements de ces pays, réduisant leur PNB de plus d'un point de croissance. Étant fortement endettés, ces pays ne peuvent financer des hausses temporaires des déficits commerciaux en empruntant sur les marchés internationaux. Cela peut les forcer à réduire rapidement leur consommation, entraînant une récession économique.

L'étude de la balance commerciale (importations et exportations physiques) des pays d'Afrique Sub-Saharienne montre un certain nombre de tendances inquiétantes. Nombre des pays d'Afrique dépendent de l'exportation de produits de l'agriculture et de produits miniers non transformés. Ces dernières années, les prix de ces biens ont suivi une tendance à la baisse tandis que les prix pétroliers ont augmenté, ce qui indiquerait une dégradation des termes de l'échange entre les produits d'exportation et d'importation. *En moyenne, les pays Africains dépendants les plus affectés ont dépensé de 40 à 50 % de leurs revenus d'exportation pour l'importation de produits pétroliers entre 1993 et 2003 quand les prix pétroliers variaient entre 15 et 25 \$ par baril.*

Enfin, la vulnérabilité de ces pays aux hausses des prix pétroliers est exacerbée par leur capacité limitée à utiliser des ressources énergétiques alternatives, moins affectées par des hausses de prix subites.

La combinaison des facteurs précédents affecte l'inflation du pays plus rapidement, ce qui a tendance à déstabiliser les monnaies locales. Ceci peut entraîner une dévaluation de la monnaie, qui pourrait alourdir le service de la dette et à son tour *créer un risque de défaut de paiements plus communément appelé une crise de la dette.*

La prochaine crise économique des Pays en voie de développement ?

Les données précédentes montrent à quel point les pays d'Afrique Sub-Saharienne sont affectés par les variations de prix pétroliers. Une étude de l'AIE de 2004, extrapolée du travail du FMI, montre qu'une augmentation durable de 10 \$ par baril sur un an peut réduire le PNB d'Afrique sub-Saharienne de 1,6 % (AIE; *Analysis of the Impact of High Oil Prices on the Global Economy*; Agence Internationale de l'Énergie/OCDE, mai 2004). Ceci n'inclue pas les effets secondaires sur l'inflation ou les balances des paiements. L'impact direct sur certains pays pourrait aller jusqu'à 3 % du PNB.

L'étude précédente était basée sur une augmentation moyenne du prix du baril de 25 à 35 \$. Hors depuis, l'augmentation moyenne atteint entre 20 et 30 \$ supplémentaires par baril, ce qui pourrait nécessiter de doubler, voire tripler ces chiffres, avec pour effet de complètement effacer les récentes projections de croissance économique des pays Africains.

Les prix pétroliers semblent se diriger durablement vers la hausse à cause d'une combinaison de facteurs conjoncturels et politiques. Une augmentation des prix durables de plus de 20 \$ par baril pourrait avoir des effets désastreux, surtout sur les pays hautement endettés. Si ces pays ne peuvent s'adapter aux hausses des prix, ils risquent de subir une nouvelle crise de la dette ce qui pourrait avoir des conséquences macro-économiques encore plus importantes.

La récente réduction de la dette annoncée pendant le Sommet du G8 de Gleneagles peut servir à mettre les choses en perspective. En effet, la mise en œuvre des réductions annoncées pourrait aider à réduire le poids du remboursement de la dette des pays d'Afrique Sub-Saharienne d'à peu près 1-1,5 milliards de dollars par an, mais l'Agence Internationale de l'Énergie a révélé que la hausse des prix pétroliers en 2005 coûtera 10,5 milliards de dollars par an en plus pour les mêmes pays d'Afrique Sub-Saharienne.

« *Il est aussi marquant de constater que la croissance des pays Sub-Sahariens s'est fortement réduite depuis les chocs pétroliers, reflétant en grande partie une incapacité de mettre en œuvre les changements économiques et politiques nécessaires pour y faire face* » (IMF, *World Economic Outlook*, avril 2004).

Actions possibles

Les prix des produits pétroliers deviennent de plus en plus instables tandis que la demande des pays en voie de développement augmente de jour en jour pour répondre à la croissance économique. En même temps les réformes de l'Aide Public au Développement (APD) des dernières quinze années ont quasiment exclu toute intervention dans le domaine de l'énergie. De plus, la libéralisation des marchés énergétiques et plus particulièrement de l'électricité, a été promue dans ces pays afin d'en améliorer la gestion et d'en réduire la dette. Mais, malgré la promotion d'agences de régulation pour accompagner ce mouvement, trop peu d'attention a été accordée aux nécessaires politiques énergétiques, ce qui a entraîné une perte de capacité des pays à contrôler leur destinée énergétique.

Les facteurs de vulnérabilité énergétique (dépendance, diversification et intensité énergétique) sont facilement identifiables, mais il n'existe pas de solutions simples pour y répondre. La définition de possibles politiques énergétiques doit se baser sur les circonstances nationales pour apporter des réponses adaptées. Un certain nombre d'éléments de réponse sont indiqués ci-dessous :

Égalité des chances : les prix énergétiques doivent refléter les coûts économiques des options envisagées. Ces prix doivent refléter les risques en termes d'approvisionnement et de variabilité des prix tout en exprimant les possibles bénéfices publics en termes de développement économique, d'emploi et de santé.

Diversification des ressources : des sources alternatives d'énergie peuvent être développées, notamment celles qui sont disponibles localement et qui peuvent créer des emplois locaux (biocombustibles, biomasse, hydraulique, solaire et combustibles fossiles locaux).

Efficacité énergétique : ces actions fournissent le plus grand retour sur investissement. Mais, malgré leur intérêt, elles sont rarement développées à la mesure de leur potentiel à cause du manque de visibilité politique.

Cohérence des actions planifiées et existantes : l'énergie a été réintégrée aux priorités d'intervention de l'APD depuis peu. Malgré cela, de nombreuses interventions de l'APD ont des conséquences sur les besoins énergétiques qui ne sont pas traitées. En termes de cohérence, il serait souhaitable de prendre en compte les impacts énergétiques lors du développement de programmes sectoriels. Cette approche a été promue dans le cadre du programme régional d'accès à l'énergie d'Afrique de l'Ouest avec la création de comités multisectoriels comprenant des représentants gouvernementaux des principaux secteurs d'activité.

Complémentarité des instruments : Vu le manque de capacité locale en termes de politique énergétique, les bailleurs de fonds pourraient concevoir des instruments financiers permettant d'exprimer les apports en termes de

politiques publiques de certains choix énergétiques. Il est aujourd'hui difficile de concevoir une intervention des bailleurs de fonds accompagnant un investissement privé pour permettre de valoriser un choix plus intéressant en termes de politique publique mais qui est plus coûteux.

Conclusion

Il existe aujourd'hui suffisamment d'arguments pour justifier le besoin impératif d'agir. Bien sûr, les pays doivent eux-mêmes s'appropriier ces problématiques afin d'y apporter une réponse durable. En même temps, l'APD peut jouer un rôle essentiel en proposant des instruments appropriés. Seulement, il n'existe pas de solution simple ni directe, les options choisies devant être adaptées aux conditions locales. Cela ne devrait pas empêcher les bailleurs de fonds d'accompagner les pays bénéficiaires sur des problématiques essentielles à l'atteinte des objectifs du millénaire. Le NEPAD lui-même s'est spécifiquement penché sur les problématiques énergétiques, mais n'a pas encore initié d'actions spécifiques pour traiter des problèmes de sécurité énergétique.

Le problème est aujourd'hui de savoir si les acteurs et institutions concernées ont la volonté et la capacité nécessaire pour faire face. En effet, il serait souhaitable d'éviter d'attendre que les pays soient confrontés à des chocs économiques extrêmes pour intervenir. Cela risquerait d'anéantir les progrès économiques réalisés jusqu'aujourd'hui.

Les hausses récentes des prix du pétrole ont mis l'accent sur l'importance des problématiques énergétiques. Nous devons accroître la capacité de production, diversifier les sources d'énergie et améliorer la maîtrise de l'énergie. Les pays ne peuvent se permettre d'ignorer la nécessité d'élaboration de stratégies énergétiques globales. De plus, de nombreux pays producteurs doivent utiliser les bénéfices exceptionnels de l'exploitation du pétrole de manière intelligente, et doivent appliquer plus de transparence à l'utilisation des ressources collectées (FMI, The IMF Presents an Agenda for Africa, Rodrigo de Rato, Managing Director, 10 Decembre, 2004). ■

L'évolution des systèmes énergétiques

Edgar Blaustein (Global Chance, consultant indépendant)

Nos systèmes énergétiques sortent d'une longue période de relative stabilité, pour entrer dans une période de « FUD » (*fear, uncertainty, doubt*, ou craintes, incertitudes et doutes). Nous tenterons dans cet article de mettre en lumière les changements récents les plus marquants, et d'en tirer des idées sur les évolutions possibles.

Prix volatils

L'augmentation, et surtout la volatilité, du prix du pétrole constituent un des faits marquants des deux dernières années. Comme le souligne Daniel Yergin (président du Cambridge Energy Research Associates) il est impossible de prévoir l'évolution à court terme des prix. À long terme, il existe un plancher et un plafond économique pour les prix. Le baril ne descendra pas durablement en dessous du coût d'extraction de la ressource la plus chère nécessaire pour équilibrer offre et demande : nous assistons au début de l'exploitation des sables pétrolifères au Canada, dont l'extraction revient à 35 \$ le baril. Le haut de la fourchette des prix est déterminé par le coût de production de carburants de substitution au pétrole. Au-delà de 80 \$ ou 100 \$ le baril, la production de carburants de remplacement - biocarburants, carburants de synthèse à du charbon minéral - devient une option économiquement viable (l'éthanol brésilien revient à 40 \$ le baril, toutefois, les conditions brésiliennes sont exceptionnellement favorables). Les mécanismes économiques de marché fonctionnent à long terme pour maintenir les prix entre ces deux limites. Toutefois, les mécanismes d'ajustement nécessitent beaucoup de temps. Des prix énergétiques élevés incitent les utilisateurs à économiser ou à utiliser des sources d'énergie alternative, mais le cycle de remplacement des équipements est long : plus de 10 pour les voitures, et bien plus pour le bâtiment et l'outil de production industrielle. Créer un outil industriel capable de produire des milliers de

millions de tonnes de carburants de remplacement demandera des années, voire des décennies. Du côté de l'offre, des prix durablement élevés inciteront également les compagnies pétrolières à augmenter le rythme d'exploration et de mise en production de nouvelles ressources. Mais il faudra aussi des années avant de voir de nouvelles capacités apparaître. Comme l'explique Jean-Luc Wingert (*voir l'article « Un point sur les ressources fossiles » dans ce numéro*) la taille des nouvelles découvertes diminue, et leur coût d'extraction augmente. Ainsi, l'une des conséquences de l'augmentation de la production est de tirer le prix plancher vers le haut.

À long terme, nous pouvons nous attendre à une accélération de la diminution de l'intensité de l'énergie (*voir l'article « Sobriété et maîtrise de l'énergie » de B Laponche dans ce numéro*). De même, des prix élevés faciliteront la croissance de la part des alternatives au pétrole dans l'approvisionnement énergétique : gaz naturel, renouvelables, mais aussi charbon. C'est déjà le cas avec la conversion de centrales électriques au charbon et au gaz en cours en Europe. Par contre, à court terme, le marché du pétrole est par nature instable : ce marché est marqué par une faible « élasticité prix », aussi bien du côté de l'offre que du côté de la demande. À court terme, une petite augmentation de prix ne diminue que peu la consommation, et ne libère pas de nouvelles ressources. Il faut une modification importante de prix pour ré-équilibrer le marché suite à un petit incident, ou même à un risque d'accident : crise politique en Russie ou Nigeria, ouragan dans le Golfe de Mexique, ou hiver froid aux États-Unis, tension autour de l'Iran. Les variations de prix à court terme sont autant le produit de la perception de risques, d'effets d'entraînement, ou de panique collective que le résultat de variations de l'offre ou de la demande.

Notons que de l'écart entre prix de vente actuel et prix maximal découle la possibilité pour ceux qui contrôlent ces ressources d'en extraire une « rente », à condition de créer des conditions de « cartellisation » effective. Il suffit d'ailleurs de comparer les prix actuels de vente de pétrole, avec la fourchette des coûts d'extraction (de 2 \$ à 35 \$ le baril) pour constater que le cartel fonctionne bel et bien.

Sécurité énergétique : de nouveau un enjeu

Les politiques énergétiques, aussi bien française qu'européenne, comportent trois piliers : sécurité, compétitivité, environnement. La fragilité de l'équilibre entre production et consommation, avec la volatilité des prix qui s'ensuit, fait remonter l'enjeu de la sécurité énergétique dans les priorités publiques et privées, relativisant par conséquent d'autant l'importance du coût de l'énergie.

Dans nos économies, l'énergie permet un accroissement de la production d'une valeur largement supérieure à son prix d'achat. Le coût d'extraction des ressources fossiles permet la production de vecteurs énergétiques - électricité, carburants, gaz de ville, charbon - à un prix nettement moindre que le prix que les usagers sont prêts à payer pour des services énergétiques. Nous pouvons estimer que l'écart entre le prix d'achat et le prix maximal que les utilisateurs sont prêts à payer, représente la valeur économique de la sécurité énergétique. Par exemple, pendant la crise du système électrique en Californie, le prix « spot » de l'électricité a dépassé 1 \$ le kWh, plus de dix fois sa valeur habituelle !

Les acteurs des marchés énergétiques les plus puissants tentent d'établir des contrats à long terme, quitte à payer le prix fort, afin de se garantir l'accès à l'énergie. Leurs efforts ont tendance à « verrouiller » une partie importante des ressources, réduisant les volumes qui transitent par le marché à court terme (le marché « spot »). Par conséquent la capacité du marché spot à équilibrer offre et demande diminue. Ainsi, les efforts des acteurs pour s'assurer de la sécurité d'approvisionnement augmentent la volatilité des prix, créent un sentiment d'insécurité et provoquent à leur tour l'accroissement des efforts de recherche de sécurité. Un véritable cercle vicieux ! Les acteurs faibles, notamment les petits pays en développement, risquent de se voir exclus du marché pendant les périodes de crise. Les tentatives de la Commission Européenne visant à promouvoir des marchés liquides en tentant de limiter la part des contrats à long terme dans le domaine gazier risquent d'échouer.

L'analyse de l'intérêt des acteurs nous amène à relativiser les déclarations du G8 sur le souhait partagé des producteurs et des consommateurs d'assurer la stabilité des marchés. En effet, l'instabilité augmente le

pouvoir des acteurs, étatiques et privés, qui contrôlent les ressources énergétiques. Les profits mirobolants des compagnies pétrolières, les coffres pleins des pays exportateurs, et le pouvoir accru de MM Bush et Poutine montrent bien que la situation actuelle convient parfaitement à certains.

La situation actuelle influe sur les objectifs des États

Il y a quinze ans, il y avait consensus sur l'opportunité d'ouvrir, libéraliser, et privatiser les marchés énergétiques, afin de diminuer les prix. Les États devaient assurer une régulation efficace entre acteurs privés, le « *level playing field* », afin de maintenir une pression concurrentielle sur les prix. Il est intéressant de voir dans quelle mesure la libéralisation a tenu ses promesses.

À l'actif de l'ouverture des marchés figurerait certainement la baisse du prix de l'électricité payé par les gros consommateurs, en position de force en face de plusieurs fournisseurs potentiels. Par contre, le bilan pour les petits consommateurs n'est pas aujourd'hui évident.

L'ouverture des marchés a aussi fortement encouragé l'exploitation des technologies de production de petite taille : des unités de cogénération (ou même de trigénération) basées sur une turbine à gaz sont mises en œuvre sur les sites de grands et de moyens consommateurs d'électricité et de chaleur. L'utilisation de piles à combustibles est expérimentée comme technologie de cogénération. L'évolution vers une architecture répartie (ou décentralisée) est certainement une évolution importante, apportant souplesse, robustesse, plus grande efficacité (du fait de la cogénération aussi bien que de la disparition des pertes de transport à longue distance de l'électricité) ainsi que diminution des émissions de gaz à effet de serre (voir article de Michel Labrousse, « *L'énergie répartie et la production décentralisée d'énergie* » dans ce numéro). Toutefois, l'exploitation de réseaux électriques comportant des unités de production réparties pose de nouveaux problèmes pour les gestionnaires, notamment quand ces unités ont une production variable, comme dans le cas des éoliennes. Ainsi, au Danemark, une partie de la production éolienne ne peut être ni vendue localement, ni exportée, du fait d'une capacité limitée de transport vers d'autres pays.

La libéralisation des marchés énergétiques a-t-elle encore un avenir ?

Le contexte actuel de tension sur les marchés énergétiques modifie en profondeur le rôle des États. Aujourd'hui, on demande plutôt aux États d'agir en garant de la sécurité énergétique. On peut se deman-

der dans ces conditions si la libéralisation des marchés est encore à l'ordre du jour.

D'une part, la capacité des marchés libéralisés à assurer la fiabilité des services énergétiques, même avec une régulation forte, est loin d'être évidente. Dans un système complexe, composé de nombreux acteurs privés poursuivant chacun la maximisation de retour sur investissement à court terme, comment assurer le maintien d'une capacité redondante suffisante ? Comment assurer les investissements nécessaires ? Comment inciter des opérateurs du marché à prendre en compte les multiples enjeux sociaux et environnementaux ? Bien sûr, des systèmes de régulation du marché, comme les marchés de carbone, peuvent, en théorie, orienter l'action des acteurs. Toutefois, les crises électriques des dernières années en Californie, en Italie ou au Brésil, quoique de natures différentes, montrent la difficulté à assurer la fiabilité de systèmes complexes quand il faut coordonner l'activité de ces acteurs avec des moyens administratifs de régulation.

Dans les pays en développement, la libéralisation était censée encourager l'afflux de capitaux privés et permettre à la fois une amélioration de la qualité de service et une extension de la desserte. Sur ce plan, nous constatons l'effet inverse : diminution des investissements publics et privés (notamment dans le secteur électrique) suite au désengagement des États, diminution de la qualité de service électrique, et halte à l'extension des réseaux. Cet échec n'a rien de surprenant. Les marchés de ces pays sont trop étroits et trop peu solvables pour qu'on puisse espérer une pression compétitive réelle : l'expérience dans les pays de l'Afrique sub-saharienne montre que, dans les conditions économiques actuelles, la fourniture d'électricité n'est pas rentable en dehors des grandes villes. La privatisation n'a eu pour effet que de remplacer un monopole public par un monopole privé. Les entreprises, notamment françaises et américaines, qui espéraient bénéficier des privatisations ont fortement soutenu le consensus libéral sur l'énergie. Aujourd'hui, elles se sont retirées des marchés des pays les plus pauvres, parce que les résultats financiers se sont avérés décevants.

Une Étatisation du pétrole

Là où le doute est permis quant à la progression de la libéralisation dans le secteur électrique, dans le secteur des ressources fossiles, la tendance vers la concentration et l'imbrication entre État et secteur privé est évidente. Les fusions entre compagnies pétrolières géantes pour produire des super-géants fait partie de cette évolution. Le Venezuela re-nationalise. La Russie, de manière plus complexe mais aussi redoutable, re-étatise l'entreprise Ioukos, sans toutefois la re-nationaliser.

A contrario du modèle pratiqué par la Russie et le Venezuela, aux États-Unis, au lieu d'un État qui prend le contrôle des compagnies pétrolières, ce sont les intérêts pétroliers qui ont accaparé l'État. Une fois sous leur contrôle, ces compagnies ont mobilisé la richesse et la force militaire à leur disposition pour promouvoir leurs intérêts : Joseph Stiglitz évalue à 2000 milliards de dollars le coût à long terme pour l'économie américaine de la deuxième Guerre du Golfe (il s'agit peut-être du plus grand transfert de richesse d'un État vers des intérêts privés de l'histoire). Les activités militaires des États-Unis autour du Kazakhstan, les manœuvres au Moyen-Orient, au Darfour, au Myanmar, etc. participent de la même stratégie.

Le conflit gazier entre la Russie et l'Ukraine s'est soldé par le transfert de la distribution ukrainienne de gaz à une compagnie, nouvellement créée, de droit privé mais contrôlée par des intérêts proches de l'administration russe. Le Tchad est en conflit avec la Banque Mondiale (et donc avec les États-Unis) sur la maîtrise étatique de la rente pétrolière.

Par ailleurs, les actions des États français et espagnol en faveur de la constitution ou de la protection de « champions nationaux » dans le secteur énergétique portent à réfléchir, d'autant plus que l'argumentation avancée - le caractère stratégique du secteur énergétique - est une constante, aussi bien aujourd'hui que quand ces États étaient d'accord sur l'ouverture des marchés. L'histoire française est de ce point de vue édifiante : l'État, au nom de l'ouverture des marchés, a scindé EdF-GdF en deux, et engagé un processus de privatisation. Or, ce même État (dirigé par le même parti et à peu près les mêmes individus) se hâte de reconstituer un nouveau champion en poussant la fusion GdF-Suez.

Le Conseil de l'Union Européenne a réaffirmé que des marchés énergétiques ouverts et transparents sont le meilleur moyen de garantir la sécurité d'approvisionnement énergétique. Cette prise de position est fort compréhensible de la part d'un grand bloc économique, pauvre en ressources énergétiques, dénué de moyens militaires pour s'assurer l'accès aux ressources énergétiques, mais riche en moyens financiers. Les intérêts européens seraient bien servis si les vendeurs d'énergie acceptaient toujours de vendre leur pétrole contre l'argent européen. Mais les tensions actuelles sur la possibilité pour Gazprom d'acquérir des réseaux de distribution montrent que les enjeux dépassent le cadre strictement économique.

Imbrication du pétrole, de l'électronucléaire et du nucléaire militaire

En principe, il n'y a pas de rapport entre l'énergie nucléaire civile, utilisée aujourd'hui exclusivement

pour la production d'électricité, et le pétrole, de moins en moins utilisé dans les centrales électriques. La communauté internationale a mis en place le Traité de Non-Prolifération Nucléaire (TNP) précisément pour créer une barrière étanche entre nucléaire civil et militaire. Le TNP est basé sur l'hypothèse (douteuse) que l'ensemble des États du monde accepteraient indéfiniment, dans leur propre intérêt, un monopole des cinq puissances nucléaires « historiques » sur le nucléaire militaire, à condition de pouvoir exploiter le nucléaire civil, et d'être protégés d'attaques nucléaires. Les évolutions récentes montrent les limites de cet arrangement.

En effet, le pétrole et le nucléaire civil se rapprochent, précisément par le biais du nucléaire militaire :

- La rente pétrolière constitue une source de richesse convoitée, une *rente*, potentiellement objet d'attaques militaires. Par conséquent, les États pétroliers, cherchant à se défendre, souhaitent acquérir une égalité militaire avec les attaquants potentiels.
- De même, cette même rente constitue l'outil financier essentiel pour mener les efforts scientifiques et techniques nécessaires.

Ainsi, les États-Unis ont favorisé l'émergence d'une mini puissance nucléaire, l'Israël, en partie parce que l'existence de cet État allié permettait d'accroître l'influence américaine sur les pays pétroliers du Moyen Orient. Ceci n'est d'ailleurs qu'une extension de la pratique antérieure visant à garder un déséquilibre militaire en faveur d'Israël (quand les États-Unis ne vendaient le modèle n d'un char ou chasseur à l'Arabie Saoudite qu'à condition de permettre à Israël d'acquérir le modèle $n+1$).

Les tentatives libyenne et iranienne d'accéder au club nucléaire sont une conséquence directe de l'émergence du pouvoir israélien.

Le cas de l'Iran, utilisant l'accès au nucléaire civil pour accéder aux armes nucléaires, montre la difficulté dans laquelle se trouve la communauté internationale, ne pouvant plus compter sur le TNP. L'administration des États-Unis, en acceptant l'Inde dans le club des puissances nucléaires, a peut être donné le coup de grâce au TNP. Au mieux, la lente, mais apparemment inexorable diffusion des technologies nucléaires favorisera l'émergence de mini guerres froides : Pakistan vs. Inde, Corée du Nord vs. Corée du Sud + États-Unis, bientôt Israël vs. Iran. Espérons que ces conflits restent « froids ».

Et le développement durable ?

Les évolutions en cours, contribuent-elles au progrès économique, social et environnemental ?

Du point de vue économique, on pourrait assimiler la montée des prix énergétiques à une sorte de taxe écologique, demandée depuis longtemps par les mouvements verts, et mise en œuvre aujourd'hui par les

intérêts pétroliers (il n'est peut-être pas inutile de se souvenir que les pays de l'OPEP ne s'opposaient pas aux mécanismes de Kyoto au départ, mais réclamaient d'en bénéficier des retombés, arguant qu'ils allaient « souffrir » des effets économiques d'une sorte de taxe sur le pétrole).

En fait :

- Des prix élevés constituent une force de dissuasion sur la consommation du pétrole, comme l'aurait fait une taxe carbone, mais avec un ciblage différent. En effet, la taxe carbone aurait pesé aussi sur le charbon.
- Une taxe carbone, imposée par exemple en Europe, n'aurait pas eu l'effet d'exclure du marché pétrolier les pays les plus pauvres.
- Une taxe carbone est une manière de capter la rente pétrolière. Prélevée en Europe, elle aurait permis de financer, par exemple, l'amélioration du transport collectif, ou tout simplement de réduire les déficits publics. Aujourd'hui, la rente reste entre les mains des intérêts pétroliers, avec un effet inverse sur les finances publiques, aussi bien des pays du Nord que du Sud.

Du point de vue écologique, le bilan est complexe, et dépendra de l'équilibre entre la montée du charbon, de l'efficacité énergétique et des énergies viables. L'effet sur les émissions de gaz à effet de serre des prix élevés est incertain. Si le captage et le stockage de gaz carbonique devenaient une réalité technique, et surtout économique, ce bilan pourrait s'améliorer.

Si progrès il y a, c'est certainement du point de vue social. Les événements récents - prix, Katrina, bilan contrasté de la libéralisation des secteurs énergétiques, mais aussi les attentats du 11 septembre - ont favorisé l'émergence d'une conscience collective de l'importance de l'énergie durable, et de la nécessité d'une intervention des autorités publiques. Il se forge aujourd'hui, un nouveau consensus sur l'énergie par ce que :

- l'accès aux services énergétiques est essentiel pour le développement durable,
- dans les conditions actuelles (économiques, techniques, institutionnelles), les acteurs du marché seuls ne pourront garantir cet accès pour une grande partie des populations des pays en développement,
- les États doivent assumer leurs responsabilités par rapport à l'énergie, en orientant et en accompagnant les acteurs du marché vers l'accomplissement des objectifs nationaux.

Différentes options émergent.

Nous proposons ci dessous une sorte de catégorisation des stratégies adoptées par différents pays :

Les États-Unis ont adopté une politique hégémonique, utilisant leur puissance militaire pour s'assurer le contrôle direct des ressources énergétiques. Cette politique pourrait, un jour, se transformer en politique agressive par rapport à d'autres puissances.

Le Japon et le Royaume-Uni ont tout simplement décidé de se ranger derrière les États-Unis, soutenant les guerres au Moyen Orient, et conservant, comme les États-Unis, l'option électronucléaire.

Les pays pétroliers, notamment l'Iran et la Russie, utilisent la situation actuelle pour étendre leur influence.

La France a opté, dans le domaine pétrolier, pour une opposition partielle à l'hégémonie américaine, en se basant sur un champion national pétrolier, l'entreprise Total, maintenant élargie après sa fusion avec Elf et Fina, qui tente de garder son influence géostratégique dans quelques pays exportateurs en Afrique du Nord et en Afrique Subsaharienne. Dans le secteur électrique, la politique française consiste à renouveler son parc nucléaire, tout en introduisant, à un niveau très modeste, des énergies renouvelables.

La Suède, l'Allemagne et le Brésil ont adopté une stratégie différente. Le Brésil est le seul grand pays à exploiter massivement les bio-carburants, issus de sa filière sucrière. La Suède a récemment annoncé son intention de remplacer l'utilisation de pétrole par des bio-carburants, issus majoritairement du bois. Par ailleurs, ces pays n'utilisent pas, ou ont renoncé à utiliser, l'énergie nucléaire, préférant l'exploitation

d'énergies renouvelables. Ce choix est relativement facile pour le Brésil et la Suède, riches en ressources hydrauliques. Par contre, l'Allemagne, pauvre en ressources énergétiques, soutient vigoureusement les filières éoliennes et photovoltaïques, dans l'espoir de les voir un jour devenir compétitives.

La Chine, confrontée au défi gigantesque d'alimenter son économie en croissance rapide, cherche tous azimuts. Elle met en place des programmes ambitieux d'économies d'énergie, qui ont déjà permis une décroissance remarquable de l'intensité énergétique chinoise. Côté ressources, elle avance sur tous les fronts : grande hydraulique avec le barrage des Trois Gorges, éolien, nucléaire, et bien sûr, une utilisation massive du charbon dans le secteur électrique. Pour les besoins en carburants, son seul choix consiste à s'introduire dans les pays où l'influence américaine est faible. Ainsi, la Chine signe des contrats avec l'Iran, le Soudan, et se trouve en situation de conflit latent avec les États-Unis.

Parmi ces options, lesquelles conviendraient aux petits pays en développement ? Pour ces pays, il n'est pas possible de s'assurer l'accès aux ressources énergétiques, que ce soit par la force militaire ou par la force économique. La voie brésilienne de valorisation des ressources énergétiques locales semble s'imposer. À condition d'y ajouter, comme le fait la Chine, des efforts importants en vue de réduire la consommation énergétique. ■

Les éléments de solution et leurs limites

Nous avons choisi d'aborder la question en deux temps.

Du côté de l'offre :

En examinant les possibilités que présentent les technologies de substitution aux énergies fossiles et celles qui permettent de capter le gaz carbonique produit par la combustion des combustibles et carburants fossiles et de le séquestrer pour des périodes longues.

À ce titre nous examinons les possibilités présentées par l'énergie nucléaire, les renouvelables, avec une attention particulière à l'énergie hydraulique, la captation séquestration du CO² des grandes centrales thermiques, et enfin les plantations forestières. Nous avons décidé de ne pas traiter ni de la fusion ni de l'hydrogène qui sont des technologies peut-être prometteuses mais qui ne joueront à l'évidence qu'un rôle totalement marginal aux horizons aux quels nous nous plaçons, vers 2030 ou 2040, horizons qui nous sont imposés par la physique et qui concernent à la fois la raréfaction des ressources fossiles et le réchauffement climatique. En effet, pour la fusion, l'horizon est manifestement postérieur à 2050 pour une diffusion massive éventuelle. Quant à l'hydrogène, même s'il était amené à jouer un rôle avant 2030 ou 2040 dans le bilan énergétique mondial, il serait selon toute vraisemblance encore produit très majoritairement à partir de combustibles fossiles avec les

mêmes conséquences sur les émissions que les solutions actuelles. Ce n'est qu'en cas de succès des réacteurs de la génération IV des réacteurs nucléaires qui n'est pas attendue avant 2040 qu'on pourrait imaginer de produire de l'hydrogène en grandes quantités sans produire de gaz à effet de serre.

Du côté de la demande d'énergie et de l'intégration systémique offre-demande d'énergie :

À ce titre nous examinons d'abord les marges de manœuvre et les limites des politiques de sobriété énergétique et de maîtrise de la demande d'énergie, en insistant particulièrement sur les questions patrimoniales et infrastructurelles, les questions institutionnelles et politiques, qui déterminent très largement le succès des stratégies envisageables.

Nous examinons ensuite les possibilités qu'offre l'intégration des politiques d'offre et de demande d'énergie avec une attention toute particulière à l'émergence de technologies de production réparties ou décentralisées, sources d'économies énergétiques considérables, qui atteignent aujourd'hui la maturité technico économique. Leur développement, qui remet entièrement en cause notre conception actuelle des réseaux énergétiques, est de nature à changer très largement notre vision, non seulement des systèmes énergétiques mais aussi des services de l'énergie.

La capture et la séquestration du CO² des centrales à charbon

Michel Colombier (Iddri)

La séquestration géologique du carbone a aujourd'hui le vent en poupe : chacun sait que G.W. Bush en a fait le porte-drapeau de sa « stratégie technologique » de lutte contre l'effet de serre et, notamment, de son offre de coopération avec les pays du pacifique réticents à l'approche de Kyoto et les pays émergents. Mais la capture-séquestration du carbone figure également désormais en bonne place dans les documents stratégiques de la Commission Européenne, et constitue le point fort du dialogue engagé avec la Chine à l'initiative de Tony Blair. Plus étonnant peut-être, si l'on se souvient des réticences exprimées à l'époque des négociations de Kyoto, certains représentants écologistes (notamment au sein du parlement européen) intègrent désormais pleinement cette option dans leur vision énergétique. Il est d'ailleurs frappant de voir comment, dans les scénarios prospectifs discutés au plan européen, la capture-séquestration du carbone joue un rôle symétrique du nucléaire dans la transition vers un système d'offre « décarboné » où électricité et hydrogène deviennent les principaux vecteurs finaux.

L'idée est en effet séduisante dans un paysage énergétique marqué par un jeu de contraintes en apparence contradictoires : selon les prospectives, la demande mondiale d'énergie serait pour le moins doublée d'ici 2050, sous l'effet notamment de la demande croissante des pays émergents (mais aussi d'une relative constance de la demande de l'OCDE) : elle passe ainsi de 11 Gtep à plus de 22 Gtep dans le scénario européen WETO-H2. Malgré des rythmes de développement du nucléaire et des énergies renouvelables ambitieux, le bilan repose encore à plus de 70 % sur les sources fossiles à l'horizon 2050, soit une production primaire de plus de 15 Gtep contre seulement 9 Gtep aujourd'hui. Ce phénomène est encore accentué dans les scénarios de l'AIE, où la croissance du nucléaire et, dans une certaine mesure des renouvelables, est moindre. Les tensions croissantes sur le marché pétrolier, puis gazier, se traduisent alors par un retour en force du charbon. Cette embellie du marché charbonnier, considéré comme une source d'énergie déclinante par les énergéticiens il y a peu encore, repose sur une série d'arguments solides, bien analysés par J.-M. Martin dans de récents articles : outre sa disponibilité (ressources abondantes et réparties) pour répondre à la croissance attendue de la demande mondiale, le charbon bénéficie en particulier d'une évolution technologique qui réduit fortement la contrainte environnementale locale et accroît l'efficacité de sa conversion en électricité. À plus long terme, la gazéification ou la conversion en combustibles liquides lui confère une plus grande versatilité.

Reste la question de l'effet de serre, pour laquelle les progrès attendus sur les filières de conversion ne peuvent suffire à contrer l'accroissement des émissions qui résulterait de ce redéploiement à l'échelle mondiale. Les technologies de capture-séquestration apporteraient ainsi une solution de détente opportune pour concilier ces visions énergétiques aujourd'hui dominantes avec la contrainte climatique. Il apparaît donc tout à fait essentiel de pouvoir former un jugement sur la portée possible de ces options, en tenant compte de deux contraintes incontournables pour leur mise en œuvre : la disponibilité des sites de stockage d'une part, et les rythmes possibles de déploiement d'autre part. Les évaluations proposées ci-après s'appuient sur une étude publiée en 2005 par le CLIP (cahier n° 17).

Potentiels de capture et inertie des parcs

Pour cette étude, nous avons choisi de limiter dans un premier temps la capture du carbone à son application la plus adaptée : la production d'électricité. Comme nous le verrons, les contraintes de stockage qui apparaîtront par la suite font que cette restriction n'est pas vraiment limitante dans l'évaluation globale présentée ici, dans la mesu-

re où une partie seulement du carbone potentiellement piégé à la production d'électricité pourra être réellement stocké. Pour le reste, les hypothèses faites sont optimistes : sur la base du scénario B1 du GIEC (à très forte demande électrique) nous considérons que dès 2020 toute centrale thermique neuve de plus de 200 MW fonctionnant en base ou semi-base (jusqu'à 5 000 heures par an) pourrait être équipée en pré-combustion (solution la plus efficace) dans des conditions économiques satisfaisantes, et que 10 % des centrales existantes d'âge inférieur à 30 ans pourraient chaque année faire l'objet d'un équipement de capture en post-combustion.

Dans ce scénario, les émissions de CO² du secteur électrique atteignent 25 Gt/an en 2050 (dont 60 % ex-charbon) et le cumul sur la période 2000-2050 s'élève à 870 Gt. Le déploiement massif des technologies de capture décrit ci-dessus permettrait alors d'éviter 66 % des émissions de CO² du secteur électrique en 2050. En valeur cumulée, ce sont 45 % des émissions (soit 395 Gt de CO²) qui pourraient être ainsi évitées, au prix toutefois d'une surconsommation d'énergie de 26 Gtep sur la période, et d'une captation additionnelle de 88 Gt pour neutraliser ces pertes. De plus, l'hypothèse ambitieuse d'équipement des centrales existantes pèse fortement dans ce bilan, puisque si l'on s'en tenait aux nouvelles centrales les réductions ne porteraient plus que sur 26 % du bilan cumulé. On voit ainsi que, sans même prendre en considération la limitation des capacités de stockage, la capture déployée selon un scénario très volontariste permettrait certes de ralentir fortement la croissance des émissions du secteur électrique par rapport à 2000 (+16%, contre un triplement des émissions sans capture), mais pas de les stabiliser. Les émissions du secteur électrique des pays de l'OCDE seraient divisées par 2 par rapport à 2000, ce qui reste insuffisant pour compenser la croissance observée dans les pays du sud. Notons que dans un scénario de développement électrique moins soutenu, la fraction de CO² capturé dans le bilan cumulé diminue, en raison du rythme moins important de nouvelles mises en services.

Une vision réaliste des capacités de stockage

Trois types de formation géologique peuvent être envisagés pour le stockage : les réservoirs d'hydrocarbures (pétrole et gaz), les veines de charbon non exploitées, et les aquifères salins. Dans un premier temps, nous considérerons que les deux dernières sont encore trop mal qualifiées (sites, capacités, maîtrise technologique, et conséquences environnementales) et nous adopterons une approche conservatrice consistant à mobiliser les réservoirs d'hydrocarbures, bien connus et pour lesquelles les technologies sont aujourd'hui en voie d'être maîtrisées. Au niveau mondial, les capacités totales de stockage (715 GtCO²) seraient alors suffisantes pour absorber les émissions capturées (483 GtCO²) sur le secteur électrique. Dans une hypothèse de « mobilité globale » du CO², la capacité globale de stockage serait donc suffisante pour couvrir le carbone capté sur le seul secteur électrique jusque vers 2060-2070. Cette hypothèse soulève toutefois de nombreuses questions de mise en œuvre (logistique, droit international, sécurité, coût du « service » de stockage). Notons que les volumes de CO² ainsi transportés seraient alors 5 fois supérieurs aux échanges actuels de gaz naturel. Or ces capacités présentent une très forte hétérogénéité régionale (cf tableau ci-dessous) :

	Potentiel de capture Cumul 2000-2050 GtCO ²	Potentiel de stockage Cumul 2000-2050 GtCO ²
Régions excédentaires	89	564
Régions équilibrées	70	90
Régions déficitaires	324	62

Le Moyen Orient et la Russie offrent 60 % du potentiel mondial de stockage à elles seules, qui correspond à 6 fois leurs besoins ; à l'opposé, l'Europe de l'Est, les États-Unis, l'Inde et la Chine apparaissent extrêmement démunies, avec seulement 8,5 % du potentiel de stockage mondial pour 67 % des émissions. Enfin, l'apparent équilibre sur les autres régions (Canada, Europe occidentale, Asie du sud-est notamment) cache le fait que 80 % du potentiel de stockage se situe sur les gisements off-shore qui seront pour la plupart déplétés avant 2020 : leur valorisation pour le stockage supposera d'importants travaux de reconstruction de plateformes, ou de maintenance des équipements actuels si la législation permet de les conserver (ce qui n'est pas le cas actuellement). Ainsi, une étude récente montre que le potentiel au Royaume-Uni, estimé aujourd'hui à près de 700 millions de tonnes, ne serait plus que de 100 millions de tonnes environ après 2020.

Dans ce cadre, et en retenant un scénario plus réaliste de stockage régional (avec une distance maximale de transport de 1 000 km), seul 34 % du potentiel de capture trouverait alors preneur dans les réservoirs d'hydrocarbures. Le bilan serait ainsi fortement revu à la baisse, avec un total de 106 GtCO² d'émissions évitées sur la période 2000-2050, soit 16 % des émissions cumulées du secteur électrique sur la période (jusqu'à 25 % environ pour les scénarios moins intensifs en électricité). Les États-Unis (29 Gt stockées pour une production cumulée de

163 Gt), la Chine (22 Gt stockées pour 154 produites) et l'Inde (6 Gt stockées pour 120 produites) ne trouvent alors qu'une contribution marginale à leur problème.

Et si on mobilise l'ensemble des options géologiques ?

La contrainte de stockage découle évidemment de ce que nous nous sommes jusqu'ici limités aux gisements d'hydrocarbures. Si nous oublions pour un temps les réserves qui empêchent aujourd'hui de parier sur la disponibilité future des aquifères et des veines profondes de charbon avec la même crédibilité, en quoi le tableau précédent est-il modifié ? Selon une étude réalisée par ECOFYS, 10 % environ des bassins houillers pourrait s'avérer exploitables pour le stockage du CO₂, pour un potentiel total de 267 Gt de CO₂ environ. D'un point de vue régional, ces capacités sont essentiellement situées en Chine (plus de 160 Gt), où elles permettraient de couvrir les besoins de stockage pour le secteur électrique d'ici 2050 (mais seraient alors épuisées), et dans une proportion moindre aux États-Unis (30 Gt). Le reste des capacités n'apporte pas une contribution majeure au problème, car il se situe dans des régions excédentaires en capacités de stockage dans les gisements d'hydrocarbures plus faciles à mettre en œuvre. La question des aquifères, moins bien connue, est plus controversée encore. Si l'extension des aquifères fermés est importante et mieux répartie que les gisements pétroliers et gaziers, ECOFYS estime (en accord avec d'autres sources) que seule une petite proportion (2 % au niveau mondial) remplit les conditions permettant d'envisager leur utilisation pour le stockage géologique.

En prenant en compte ces nouveaux potentiels, les régions pour lesquelles le rapport stockage/capture est excédentaire sont plus nombreuses : elles représentent alors 58 % du potentiel mondial de capture, soit 270 GtCO₂ sur la période 2000-2050. 90 GtCO₂ supplémentaires pourraient être séquestrées aux États-Unis et en Afrique du Sud, dont la contrainte de stockage serait partiellement levée. L'Inde, le Japon et l'Europe Centrale demeurent fortement déficitaires. Au total, près de 400 GtCO₂ pourraient être stockées au niveau mondial, soit un peu moins de la moitié des émissions du secteur électrique.

Quel bilan tirer de tout cela ?

Tout d'abord, que la technologie de captation/stockage peut très certainement apporter une contribution majeure à la maîtrise des émissions de gaz à effet de serre dans un contexte où les énergies fossiles fourniront encore une part importante de l'approvisionnement. Ce n'est certainement pas une option marginale, et ses perspectives de déploiement dans des domaines maîtrisés (production d'électricité et gisements d'hydrocarbures notamment) peuvent favoriser un recours par ailleurs justifié au charbon. Mais cette prospective rapide met aussi en évidence des contraintes fortes dont il faut tirer les conséquences : premièrement, et même avec des hypothèses très volontaristes de déploiement, l'inertie des parcs et les contraintes techniques limitent la part des émissions qui peuvent être ainsi neutralisées, et l'effet s'avère très progressif dans le temps. Si l'on s'en tient au seul critère de l'effet de serre, la capture-séquestration ne permet en aucune mesure de faire l'impasse d'une remise en question radicale des tendances d'évolution de la demande énergétique aujourd'hui observées. Or il faut être conscient que les rythmes de déploiement considérés ici font abstraction de nombreuses difficultés, et notamment du fait que le coût incrémental, tout acceptable qu'il soit ramené au kWh produit (2 à 5 €) ou à la tonne de CO₂ évitée (40 à 60 €) pèse presque entièrement sur l'investissement (400 à 800 €/kW, hors transport et stockage), et entre donc directement en concurrence avec les besoins énormes de développement des parcs de production par ailleurs sous-tendus par ces scénarios, notamment dans les pays émergents. Enfin, ces scénarios conduisent à une situation plus que paradoxale au milieu du siècle prochain, avec une base énergétique fossile hypertrophiée et toujours en croissance, et des capacités de stockage en voie d'épuisement. ■

Le scénario SUNBURN de relance du nucléaire mondial

B Dessus (Global Chance) et Ph Girard (CEA)*

Parmi les solutions proposées pour répondre au défi d'une rapide augmentation des émissions de gaz à effet de serre, l'énergie nucléaire est aujourd'hui présentée comme un des axes majeurs du salut escompté à moyen terme. Les partisans d'une relance massive de cette solution se fondent sur deux arguments principaux : l'énergie nucléaire ne produit pas (ou très peu) de gaz carbonique et sa substitution aux énergies fossiles retarde d'autant l'épuisement de celles qui sont actuellement majoritairement employées pour la production d'électricité (charbon et gaz naturel).

Il nous a donc semblé intéressant d'étudier un scénario de relance très volontariste du nucléaire mondial, le scénario SUNBURN (Scénario Ultra Nucléaire), pour évaluer l'enjeu qu'il pourrait représenter, en termes de lutte contre les émissions de gaz carbonique et de préservation des ressources de charbon, de pétrole et de gaz naturel, s'il était mis en œuvre sans délai comme une priorité mondiale absolue.

Nous nous proposons d'analyser également les autres conséquences de la réalisation d'un tel scénario, en termes de ressources de combustibles fissiles, en termes économiques, en termes de risques environnementaux et en termes de risques de prolifération vers les applications militaires. Pour rester en cohérence avec les projections du WEO (2004), l'horizon de notre étude est l'année 2030.

Les principales hypothèses du scénario SUNBURN.

La construction du scénario suppose la mise en place d'un certain nombre d'hypothèses et de paramètres que nous discutons rapidement ci dessous.

I – L'universalité de la solution.

Si la relance du nucléaire doit apparaître comme une priorité internationale pour faire face à un enjeu environnemental mondial, il ne peut être sérieusement question d'exclure, pour des raisons idéologiques, politiques, économiques ou de compétences, certains pays du champ d'une action considérée comme indispensable. La discrimination de pays « autorisés et non autorisés », pour des raisons diverses, à mettre en œuvre un programme nucléaire civil considéré comme prioritaire, se heurterait évidemment de front au choix des critères d'autorisation et à celui du panel de pays chargés de mettre en œuvre ces critères. De plus cela restreindrait d'autant son ampleur.

II – Le maintien du caractère national des programmes.

Jusqu'à ce jour, les programmes nucléaires civils se sont toujours développés dans un cadre étroitement national pour des raisons diverses (sûreté et sécurité, indépendance nationale, liaison fréquente avec des programmes militaires). Nous avons retenu l'hypothèse d'une poursuite de cette tendance dans les 25 ans qui viennent, comme de très loin la plus probable. Nous faisons donc l'hypothèse que l'alimentation en électricité d'un pays ou d'un ensemble de pays par un pays voisin restera encore marginale et qu'aucun programme régional d'envergure n'aura encore vu le jour en 2030.

* Les opinions exprimées par les auteurs n'engagent pas leurs organismes de rattachement

III – Les conditions d'emploi du nucléaire.

Les centrales nucléaires de la génération actuelle présentent un certain nombre de caractéristiques de taille, de flexibilité de production, et d'économie qui conduisent à limiter leur utilisation à des conditions déterminées.

A – L'hypothèse d'une utilisation en « base ».

On sait que le coût de production de l'électricité nucléaire comporte une part très majoritaire de coûts fixes (amortissement de l'investissement initial et coûts fixes de production qui représentent plus de 70 % du coût total annuel des réacteurs) et une part faible de coûts proportionnels à la quantité d'électricité produite annuellement (combustibles, etc.). Le coût de production du kWh nucléaire est donc très dépendant de la durée d'utilisation annuelle des réacteurs. On sait d'autre part que de fortes modulations horaires des réacteurs actuels se heurtent à de nombreux problèmes techniques. On a donc retenu pour hypothèse une contribution aux besoins de « base » pour l'électricité nucléaire (7 500 heures par an) comme plafond raisonnablement envisageable en moyenne mondiale. Dans la très grande majorité des pays du monde, ces besoins dits de base sur le réseau interconnecté représentent de l'ordre de 50 % des besoins d'électricité.

Notre approche permet d'appréhender l'évolution de l'équilibre offre-demande en énergie mais non en puissance qui nécessiterait de faire une analyse pays par pays de la demande d'extrême pointe prenant en compte l'ensemble des moyens de production électrique et les interconnexions entre réseaux électriques. La fourniture d'extrême pointe est assurée à partir d'installations hydrauliques (barrages) ou thermiques (fuel lourd, diesel).

B – Un seuil minimum de demande électrique annuelle.

Les réacteurs des générations actuelles ou prévus pour les 20 ans qui viennent présentent des puissances de l'ordre du GW (700 MW pour un CANDU à 1 600 MW pour un EPR). Pour éviter des ruptures d'approvisionnement dangereuses en cas de panne ou d'arrêt pour entretien d'un réacteur, nous avons fait l'hypothèse d'une mise en place d'un minimum de 4 GW nucléaires (3 à 4 réacteurs). Nous avons d'autre part fait l'hypothèse d'un facteur de charge moyen mondial de 85 % de ces réacteurs (chiffre obtenu aujourd'hui dans les pays les plus avancés). Dans ces conditions le seuil de production nucléaire annuelle est de l'ordre de 30 TWh.

En combinant cette hypothèse avec celle d'une utilisation en base on voit que le seuil d'accès au nucléaire pour un pays se situe autour de 60 TWh de demande brute d'électricité sur le réseau (incluant les pertes transport distribution, environ 6-7 % de la consommation nette).

IV – Les durées de vie des ouvrages.

Nous avons fait l'hypothèse qu'aucune des centrales existantes, (fossile, fissile ou renouvelable) ne serait déclassée avant la fin de sa durée de vie normale. Les réacteurs nucléaires viendront donc couvrir de nouveaux besoins ou se substituer aux centrales arrivées en fin de durée de vie. Nous avons retenu les hypothèses suivantes pour les différentes filières :

En années	Nucléaire existant	Nucléaire futur	Charbon	Gaz naturel	Pétrole	Hydraulique	Eolien	Autres
Durée de vie	35-50	50	45	35	40	> 100	20	30

V – La contribution des autres filières à la production d'électricité de base.

Puisque la question à résoudre est celle des émissions de CO², c'est la contribution de l'ensemble des filières sans carbone qu'il faut prendre en compte pour estimer la contribution du nucléaire à ces besoins de base. Nous avons retenu les hypothèses suivantes de contribution à la production de base pour les différentes filières de production renouvelable d'électricité :

- Hydraulique : 30 % (à l'exception de quelques pays, comme le Brésil, la Norvège ou le Canada dont la production hydraulique « au fil de l'eau » est nettement supérieure à ce chiffre).
- Éolien : 20 % du productible annuel estimé avec un facteur de charge de 25 %.
- Biomasse : 60 % du productible annuel.
- Géothermie, Déchets : 100 %.

VI – Les délais et les rythmes industriels

On a retenu comme temps de construction (ce qui n'inclut pas les délais nécessaires pour obtenir les différentes autorisations préalablement au démarrage de la construction) pour les différentes filières :

En années	Nucléaire	Charbon	Gaz naturel	Pétrole	Hydraulique	Eolien	Autres
Construction	6	4	3	3	6	1	3

En ce qui concerne les délais de mise en route des programmes nucléaires nous n'avons prévu aucun délai pour les pays déjà équipés, mais un délai de 3 ans entre la mise en service industrielle (MSI) du premier réacteur et le suivant et un délai de 3 à 5 ans entre la prise de décision et la première MSI pour mettre en place les infrastructures administratives et techniques indispensables (autorité de sûreté, formation du personnel, etc.), pour les pays qui accèdent au nucléaire civil.

VII - Les performances des installations fossiles et fissiles

Les performances des installations de production électrique devraient continuer à s'améliorer au cours des prochaines décennies en termes de rendement et par conséquent de consommation de combustibles et d'émission de CO² (pour les installations fossiles).

À l'horizon 2030, nous avons retenu comme objectifs pour les installations mises en service pour un fonctionnement en base (charbon, gaz naturel) ou en pointe (pétrole) :

	Charbon	Gaz naturel	Pétrole
Emission de CO ² en tonne par MWh	0.75	0.33	0.7
Rendement	47.4 %	62.2 %	40.3 %
Besoins en combustibles par MWh	0.304 tonnes (25 GJ/tonne)	1 608 MWh	0.223 tonnes (40 GJ/tonne)

L'amélioration des performances globales est plus rapide dans le scénario Sunset (décrit plus loin) du fait qu'un plus grand nombre d'installations thermiques classiques sont mises en service.

Pour les réacteurs nucléaires, on a retenu comme objectif un taux de combustion de 60 GW.j/tonne, un enrichissement maximal de 4.9 % et un rendement de 40 %. Ces valeurs adaptées aux réacteurs à eau pressurisée ou bouillante ne sont pas atteignables pour d'autres modèles comme les CANDU.

Les scénarios SUNBURN et SUNSET.

Le scénario SUNBURN établit par pays ou par zone géographique, et année après année, sur la base du scénario BAU de l'AIE (voir article « L'impasse des politiques actuelles ») :

- les besoins d'électricité de base,
- les capacités existantes en service et leur contribution à la production de base,
- les capacités renouvelables mises en place et leurs contributions à la production de base,
- les besoins restants susceptibles d'être satisfaits par l'énergie nucléaire.

Une part plus ou moins grande de ce besoin résiduel est alors rempli par l'énergie nucléaire, compte tenu du délai initial de démarrage des programmes et des dynamiques industrielles discutées en VI.

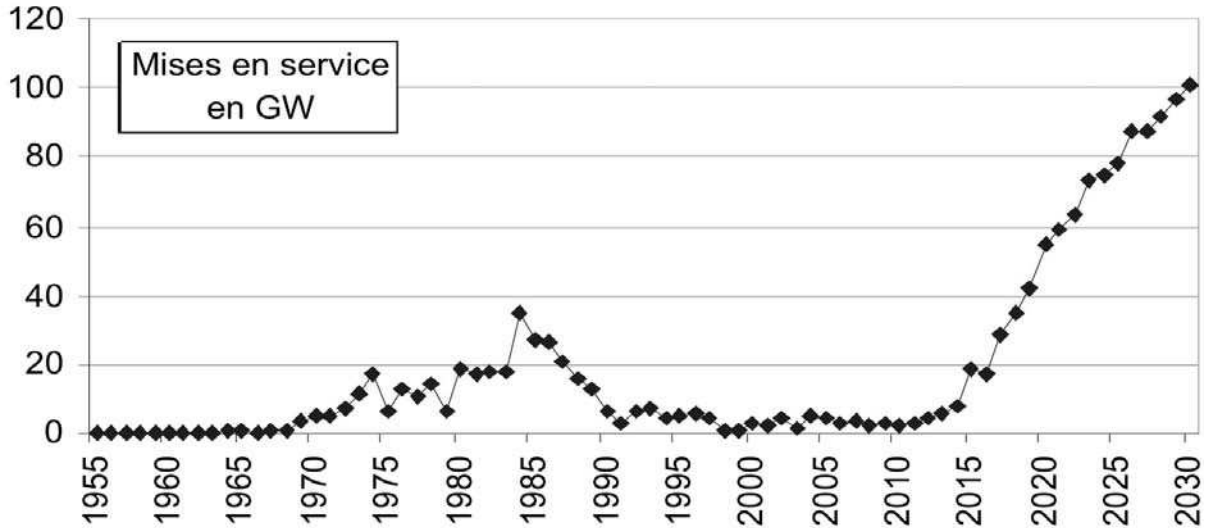
Le scénario SUNSET explicite quant à lui par pays les conséquences de l'absence de toute nouvelle construction de réacteurs à partir de 2006 au-delà des projets actuellement engagés (dernière divergence 2012).

I - Les principaux résultats des scénarios SUNBURN et SUNSET.

Le scénario SUNBURN

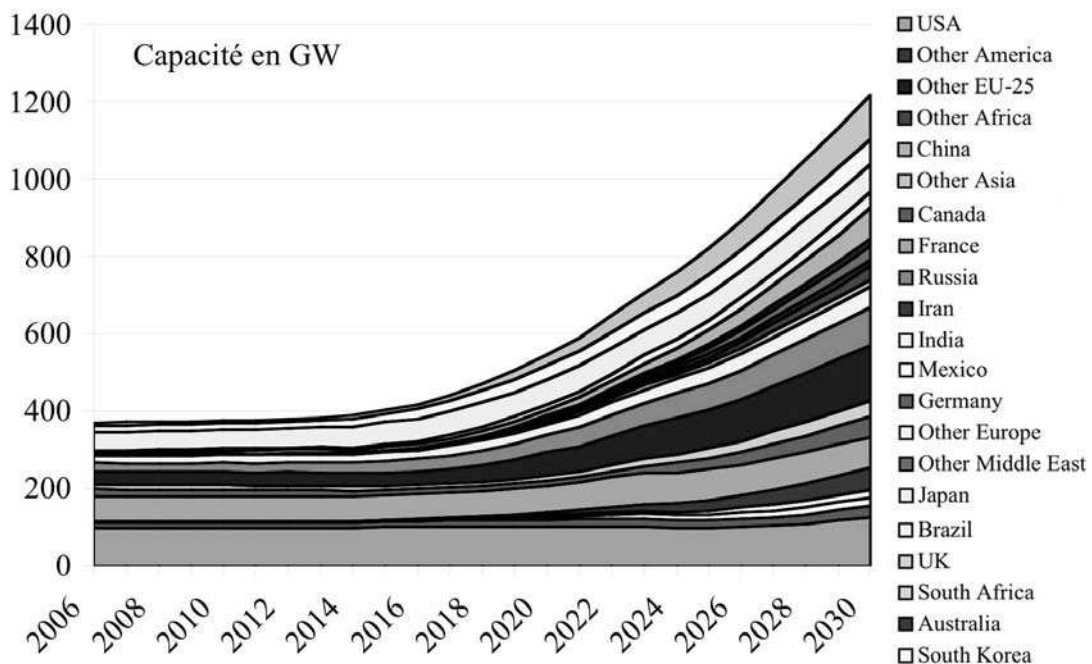
On assiste à un développement extrêmement rapide du nucléaire mondial à partir de 2015 :

Scénario SUBURN : chronologie des mises en service

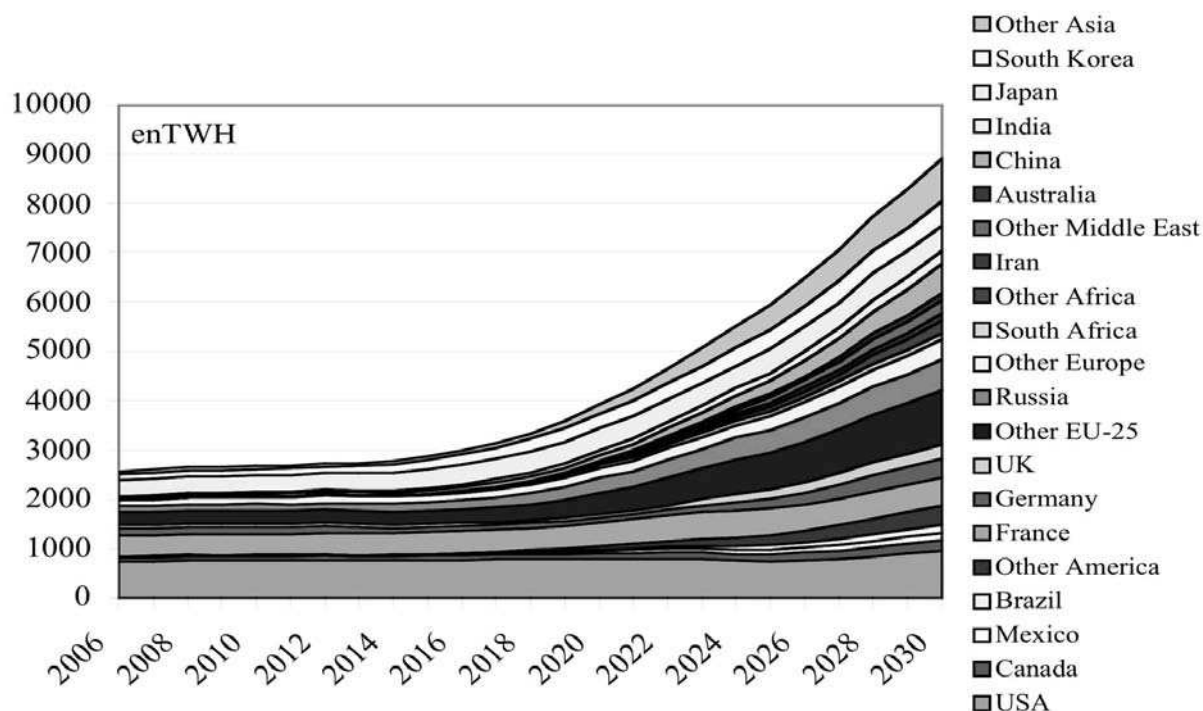


Alors que les mises en service de nouvelles capacités n'ont pas dépassé 3,5 GW par an en moyenne au cours des cinq dernières, elles atteignent une vingtaine de GW dès 2015, 40 GW en 2020 75 GW en 2025 et plus de 100 en 2030 (soit l'équivalent du parc américain actuel). Le marché mondial est donc multiplié par 50 en 25 ans. Compte tenu de la mise hors service des tranches nucléaires les plus anciennes, la capacité nucléaire mondiale, de 370 GW en 2006, augmente rapidement à partir de 2015 pour atteindre 1215 GW en 2030. De même la production électrique après avoir stagné vers 3000 TWh augmente à partir de 2015 pour atteindre 8900 TWh en 2030, soit 28 % de l'électricité mondiale, contre 2577 TWh et 15 % en 2006.

SUNBURN : Évolution des contributions des pays à la capacité nucléaire mondiale



SUNBURN : Évolution des contributions des pays à la production d'électricité nucléaire



Le rythme de progression est très variable selon les régions ou pays. Aux États-Unis par exemple, où plus de 200 GW de capacités de production de base (CGCN) ont été construites entre 2000 et 2005, la progression du nucléaire reste faible jusqu'en 2025. Il en est de même jusqu'en 2020 en France puisque les réacteurs existants couvrent largement les besoins de base jusqu'à cette date. Par contre on assiste à une progression très rapide du nucléaire dans le reste de l'Union Européenne dès 2015 (de 250 TWh en 2006 à 1 090 en 2030), dans les pays d'Asie (hors Chine, Japon, Inde et Corée du Sud) avec plus de 840 TWh en 2030 contre 60 en 2006. La Chine, et l'Inde, malgré l'abondance de charbon bon marché dont ils disposent, atteignent respectivement des productions nucléaires de 592 et 274 TWh en 2030, la Corée du Sud 510 TWh. La Russie atteint une production de 640 TWh en 2030 (contre 150 en 2006), l'Iran 120 TWh. Au total, la simulation prévoit que vingt-neuf nouveaux pays accèdent au nucléaire civil.

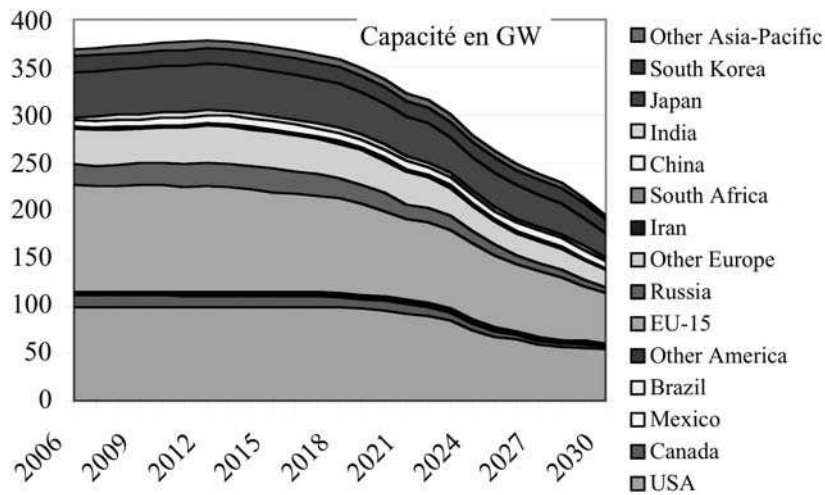
Nouveaux pays accédants au nucléaire dans SUNBURN

Europe	Amérique	Afrique	Moyen-Orient	Asie-Océanie
Portugal (2017)	Paraguay (2016)	Egypte (2018)	Iran (2006)	Indonésie (2017)
Turquie (2017)	Venezuela (2018)	Maroc (2020)	Arabie Saoudite (2018)	Thaïlande (2018)
Italie (2018)	Chili (2020)	Nigeria (2021)	Israël (2020)	Australie (2018)
Pologne (2018)	Pérou (2023)	Algérie (2022)	UAE (2020)	Malaisie (2018)
Grèce (2019)		Mozambique (2024)	Koweït (2023)	Singapour (2019)
Kazakhstan (2021)				Vietnam (2020)
Autriche (2023)				Nouvelle Zélande (2022)
Danemark (2024)				

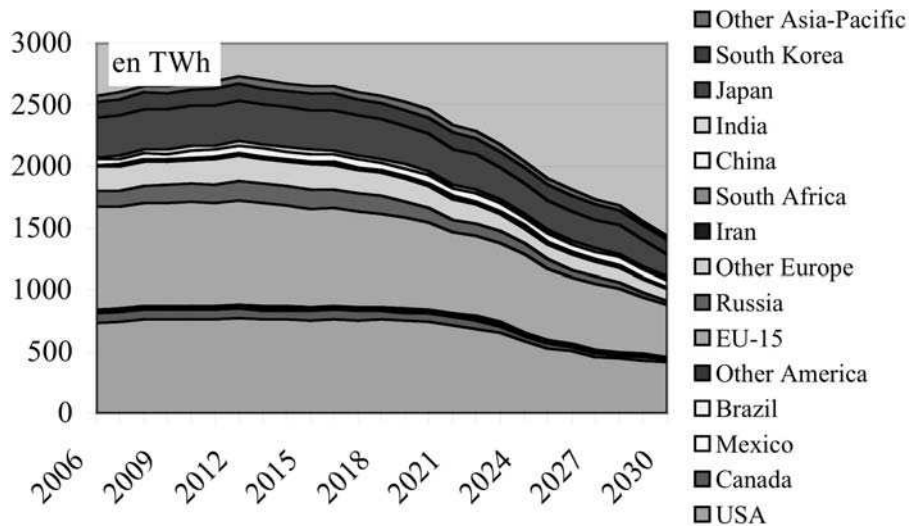
Le scénario SUNSET

On assiste à une stagnation de la production nucléaire mondiale autour de 2 600 TWh jusqu'en 2020, suivie d'une décroissance jusqu'en 2030, à 1 500 TWh. On remarquera que cette décroissance pourrait se produire plus tardivement si la tendance actuelle de prolongation de durée de vie des centrales existantes jusque vers 60 ans (au lieu des 35 à 50 ans retenus dans notre exercice) se confirmait.

SUNSET : Évolution des contributions des pays à la capacité nucléaire mondiale

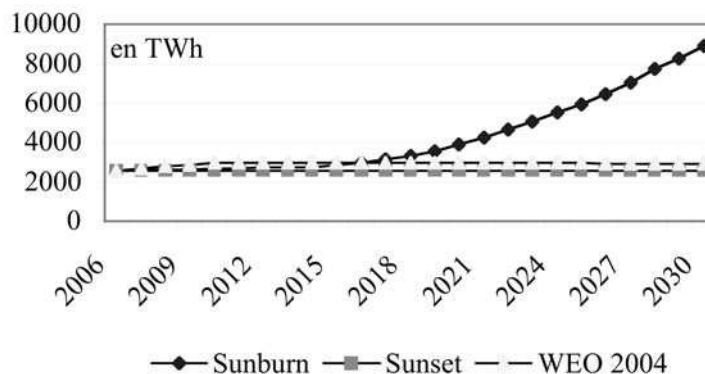


SUNSET : Évolution des contributions des pays à la production d'électricité nucléaire



Le scénario WEO, quant à lui, prévoit une quasi stabilisation de la production nucléaire sur toute la période. La figure ci-dessous permet de comparer l'évolution des productions des trois scénarios.

Productions comparées des scénarios Sunburn, Sunset et WEO



II - Les conséquences en termes d'émissions de CO² et de ressources.

Besoins en énergie fossiles et émissions de CO²

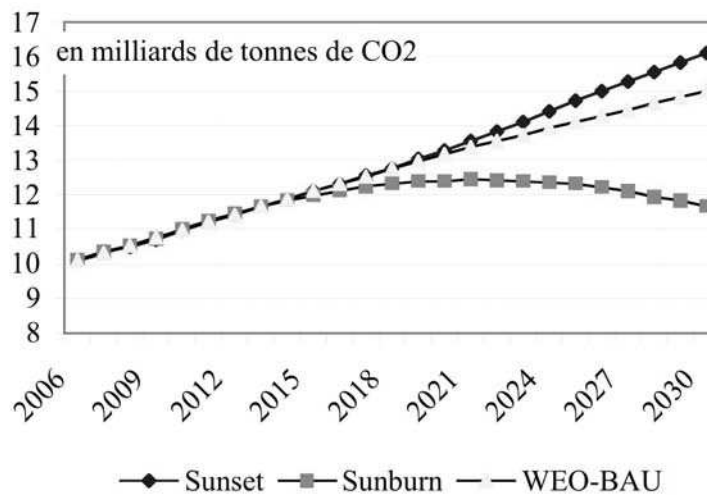
Le tableau suivant compare pour la période 2006-2030 les productions thermiques fossiles cumulées des scénarios Sunset, Sunburn et celui du WEO publié en 2004, ainsi que les besoins en combustibles fossiles et les émissions de CO².

	Production électrique milliers TWh			Combustibles fossiles DTEP			Émissions CO ² milliard tonnes		
	Sunburn	Sunset	WEO	Sunburn	Sunset	WEO	Sunburn	Sunset	WEO
Charbon	228,6	253,4	237,6	84,2	92,1	- 7,9	218,7	239,2	- 20,5
Gaz naturel	138,4	162,1	159,9	22,9	26,4	- 3,5	54,8	63,2	- 8,4
Pétrole	26,4	27,4	30,5	6,2	6,3	- 0,1	20,5	20,9	- 0,3
Total	393,4	442,9	428,1	113,4	124,9	- 11,5	294,0	323,3	- 29,3

En cumulé, le scénario Sunburn permet une économie en combustibles fossiles de 11.5 GTep par rapport à Sunset.

Le graphique ci-dessous décrit l'évolution des émissions de CO² ainsi évitées entre les scénarios Sunburn, Sunset et WEO.

Émissions comparées des différents scénarios



Les économies d'émission engendrées par le scénario SUNBURN par rapport à SUNSET ne deviennent significatives qu'à partir de 2018 (0,5 milliard de tonnes) et atteignent 4,4 milliards de tonnes en 2030.

Sur la période 2006-2030, le scénario SUNBURN permet une économie cumulée de CO² de 23 Gtonnes par rapport au scénario WEO BAU de l'AIE, soit 2,9 % des émissions cumulées de ce dernier (790 Gtonnes), ou encore 7 mois des émissions prévues en 2030.

Besoins en Uranium

Pour estimer les besoins en uranium, on a pris en compte les progrès techniques mentionnés précédemment ainsi qu'une baisse de la teneur de l'uranium appauvri lors des opérations d'enrichissement pour atteindre 0,2 %.

Enfin, au-delà de 2030 et jusqu'en 2080, on n'a pris en compte que les besoins des réacteurs existants, à l'exclusion de tout nouveau réacteur. Les tableaux suivants montrent les problèmes de ressources que soulève le scénario SUNBURN en comparant les besoins et les réserves connues à ce jour.

Besoins en uranium des scénarios SUNBURN et SUNSET

	Sunset		
	2006-2030	2030-2080	2006-2080
Besoins en uranium naturel	1 184	279	1 464 ktonnes
Besoins en enrichissement	941	250	1 191 MUTS

	Sunburn		
	2006-2030	2030-2080	2006-2080
Besoins en uranium naturel	1 948	5 594	7 542 ktonnes
Besoins en enrichissement	1 646	5 109	6 755 MUTS

Répartition des ressources en uranium suivant le coût de production et la fiabilité des réserves

En kt d'U	Ressources Raisonnablement Assurées (RRA)	Ressources Additionnelles I	Ressources Additionnelles II	Ressources spéculatives
< 40 \$/kg d'U	1 730	793	–	–
40-80 \$/kg d'U	575	275	1 475	–
80-130 \$/kg d'U	662	321	780	4 437
> 130 \$/kg d'U	–	–	–	3 102
Total	2 967	1 389	2 255	7 539

Source AEN/AIEA 1/1/2003

Pour le scénario SUNSET, les réserves RRA suffisent à condition que soient ouvertes de nouvelles mines afin de produire annuellement environ 50 ktonnes (contre 40 ktonnes en 2005). Pour le scénario SUNBURN, les besoins correspondent à l'ensemble des réserves estimées y compris les spéculatives. Un tel scénario implique donc à la fois :

- d'ouvrir à un rythme soutenu de nouvelles mines, des installations de conversion et d'enrichissement ;
- d'économiser l'uranium naturel en baissant la teneur en uranium appauvri vers 0.15 % ;
- de recycler l'uranium appauvri entreposé ayant des teneurs supérieures à 0.3 %.

Mais surtout, le scénario SUNBURN suppose de développer le recyclage du plutonium et de l'uranium issu du retraitement du combustible irradié et d'utiliser au plus tôt (2020-2030) des réacteurs permettant de valoriser l'uranium 238 ou le thorium 232 pour éviter la pénurie d'uranium au-delà de 2030.

C'est donc un scénario qui implique pratiquement une obligation de réussite de la mise au point des réacteurs de la génération IV dans les 20 ans qui viennent et son corollaire, la généralisation au niveau mondial de filières nucléaires impliquant l'usage du plutonium.

III - Les implications économiques et les risques spécifiques du scénario SUNBURN.

L'aspect financier.

On peut estimer les conséquences économiques du choix du scénario SUNBURN en comparant les coûts d'investissement des scénarios SUNBURN et SUNSET. On sait en effet que les coûts d'investissement unitaires des différentes filières de production d'électricité en concurrence sont très différents. On a retenu les hypothèses suivantes de coûts d'investissement :

Coûts d'investissement unitaires

Réacteurs Nucléaires *	1 500 euros/kW
Centrales à charbon	900 euros/kW
Turbines à gaz**	500 euros/kW
Centrales à fuel	500 euros/kW

*hors coûts d'investissement de l'amont du cycle et hors intérêts intercalaires

**Cycle combiné

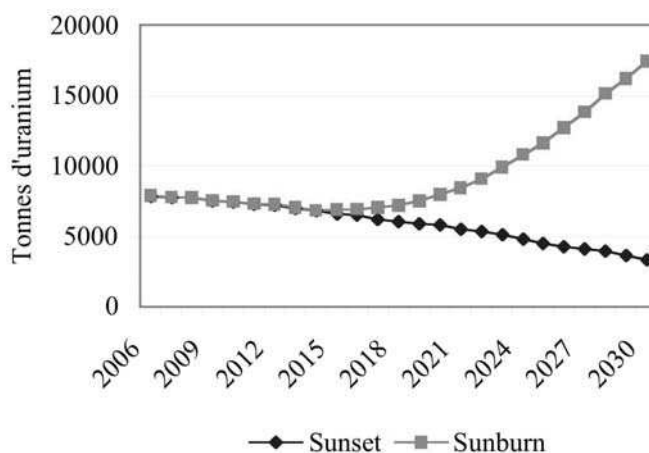
Le scénario SUNBURN implique la mise en place de 2006 à 2030 d'une capacité nucléaire cumulée supplémentaire de 1 000 GW par rapport au scénario SUNSET. Ces 1 000 GW impliquent donc un surcoût d'investissement cumulé sur la période de 780 milliards d'euros, dont l'essentiel sur la période 2015-2030.

Si l'on peut imaginer que les pays les plus riches pourront assumer sans trop de problèmes ce surcoût initial (compensé éventuellement par les économies de combustible à long terme), il est très peu probable que les pays en développement, et en particulier ceux qui disposent d'un charbon abondant et bon marché (comme l'Inde ou la Chine par exemple) acceptent de s'équiper massivement de nucléaire sans une aide importante des pays riches qui pourrait atteindre une vingtaine de milliards d'euros par an dans les années 2020-2030 (près de 30 % de l'aide publique au développement actuelle pour le seul nucléaire). Surtout si les grands pays émergents affichent leur volonté, comme c'est prévisible, de s'approprier rapidement les technologies requises et refusent l'achat de séries importantes de centrales « clés en main », même fortement subventionné, auprès de constructeurs des pays riches.

L'aspect industriel

La très rapide croissance du marché des centrales et sa dissémination dans une soixantaine de pays pose une série de problèmes de capacité industrielle et d'organisation. Il s'agit en effet, dans un espace de temps limité, de l'ordre d'une dizaine d'années, de mettre en place des outils industriels et des autorités de sûreté capables d'assurer une multiplication par 10 des mises en service des centrales (et par près de 50 en 2030) sans risques majeurs, ni sur le plan de la protection des populations, ni sur le plan technique et économique. En amont, il est indispensable d'investir massivement et très rapidement dans l'ouverture de nouvelles mines d'uranium, d'autant que le délai entre la décision d'investissement et la mise en exploitation de telles installations se situe entre 10 et 15 ans, voire 25 ans pour des mines présentant des difficultés particulières d'exploitation, et dans des unités d'enrichissement et de fabrication capables de fournir les quantités de combustibles indiquées dans le graphique ci dessous.

**Besoins de combustibles
des scénarios SUNSET et SUNBURN**



La capacité de construction et de mise en place de centrales doit rejoindre dès 2018 la capacité mondiale maximale observée en 1984, avant l'accident de Tchernobyl, et continuer à augmenter à un taux extrêmement rapide (10 % an) jusqu'en 2030.

Enfin, compte tenu de la nécessité de se prémunir contre une pénurie d'uranium, il faut aussi développer très rapidement une dizaine d'unités de retraitement du combustible (d'une capacité moyenne de 800 tonnes par an) pour en extraire le plutonium indispensable d'abord au MOX puis aux réacteurs de quatrième génération. Dans un deuxième temps, il faudra des usines de retraitement dédiées au combustible Thorium 232/Uranium 233.

Pour retraiter 50 % du combustible irradié en 2030, il faudrait une capacité de retraitement de l'ordre de 11 000 tonnes par an à comparer avec la capacité actuelle de 4 100 tonnes par an (combustibles pour les réacteurs à eau).

Les besoins en compétences

Les deux scénarios posent des problèmes différents en termes de ressources humaines et de compétences. Pour le scénario Sunset, la difficulté majeure sera d'inciter suffisamment de jeunes à suivre les formations nécessaires pour répondre aux besoins en techniciens et ingénieurs dans un contexte de décroissance de l'activité.

Le scénario Sunburn pose le problème inverse : comment former suffisamment de personnes pour répondre à une demande fortement croissante à partir de 2015 ? Un ordre de grandeur : en supposant un besoin de 500 personnes par GW uniquement pour l'exploitation des réacteurs nucléaires, il faut former plus de 500 000 personnes d'ici 2030 y compris dans des pays dénués pour l'instant de toute infrastructure. En retenant un délai de 3 ans pour un technicien et 6 ans pour un ingénieur, il faudrait que les structures soient opérationnelles d'ici 2010. Corollaire : Est-ce qu'il existe suffisamment de formateurs ou faut-il prévoir de former d'abord les formateurs ?

La gouvernance

La protection contre les risques spécifiques de la filière nucléaire implique une organisation rigoureuse au niveau des États qui développent un programme nucléaire civil, pour assurer la sûreté et la sécurité des installations (réacteurs, installations de l'amont et de l'aval du cycle, transports et stockage de matières radioactives, gestion des déchets radioactifs, etc.). Cette mise en place suppose non seulement un investissement humain et organisationnel majeur de la part des pays qui souhaitent se doter d'un programme dans les 10 à 15 ans qui viennent mais aussi la fixation de règles internationales qui s'imposent à tous les pays concernés (circulation des matières et déchets, mesures contre les risques de prolifération, sûreté et sécurité des installations, etc.).

Les risques spécifiques

Les risques spécifiques du scénario SUNBURN (par comparaison au scénario SUNSET) sont liés à la multiplication des installations, à leur rapide dissémination géographique et à l'irréversibilité des solutions technologiques qu'il induit. En voici quelques exemples :

Les risques d'accident.

À technologie donnée les risques intrinsèques d'accident sont a priori proportionnels au nombre d'installations et à la durée de vie de ces installations. Mais le risque réel d'accident est pour une large part dépendant des conditions de gouvernance et d'exploitation comme l'ont bien montré les accidents de Three Miles Island et surtout de Tchernobyl. Les risques d'accident qu'implique un tel programme par rapport à SUNSET jusqu'à la fin du siècle, même s'ils sont difficilement appréciables, sont donc au minimum proportionnels au cumul comparé des productions électriques (5,4) mais très probablement supérieurs du fait de l'inhomogénéité des précautions qu'on risquerait de rencontrer dans les 60 pays concernés.

Les risques de prolifération

La croissance du volume de matières nucléaires en circulation, l'évolution de leur nature et la dissémination géographique des implantations sont des facteurs qui jouent fortement sur les risques de prolifération.

- Volume et nature des matières : l'ampleur du programme qui implique à moyen terme le retraitement et la séparation du plutonium d'une part très importante du combustible UOx irradié conduit à la gestion de quantités de plutonium sans commune mesure avec celles que nous connaissons aujourd'hui (en 2005, le retraitement concerne 25 % environ du combustible usé). On doit s'attendre à devoir gérer à partir de la fin des années 2020 des quantités de plutonium séparées de l'ordre de 800 tonnes de plutonium (production, stockage, transports, recyclage) 20 à 40 fois supérieures à celles d'aujourd'hui.
- Dissémination géographique : la dissémination dans 60 pays multiplie les installations et les transports entre sites des matières les plus dangereuses et en particulier du plutonium s'il est sous forme séparée.
- Dissémination technologique ; l'augmentation des besoins en capacité d'enrichissement et de retraitement augmentera le risque de dissémination de technologies duales.

La combinaison de ces deux phénomènes multiplie donc les risques potentiels de détournement de matières fissiles dans des proportions considérables.

Les risques liés aux déchets

Le volume des déchets à longue durée de vie augmente au rythme du cumul de la production d'électricité. Le scénario SUNBURN implique donc la gestion, l'entreposage et éventuellement le stockage de quantités de déchets nouveaux 5,4 fois plus élevées que dans le scénario SUNSET d'ici 2080. De plus la dissémination géographique de la production de ces déchets conduit, soit au « mitage » d'une bonne part de la planète par des installations d'entreposage ou de stockage considérées comme problématiques, soit à des transports à risque vers un nombre

plus limité de sites, dans la mesure (aujourd'hui considérée comme improbable et contestable) où certains pays accepteraient de stocker chez eux ces déchets dangereux.

Conclusions

À l'issue de cette présentation les auteurs s'entendent sur un certain nombre de conclusions mais divergent dans leurs appréciations sur l'avenir qu'ils considèrent comme souhaitable.

Nous présentons tout d'abord ci-dessous les conclusions que nous partageons.

L'exercice auquel nous nous sommes livrés de construction d'un scénario de relance massive du nucléaire mondial, SUNBURN, essentiellement fondé sur une analyse de l'évolution des besoins d'électricité de l'ensemble des pays du monde d'ici 2030, sans autre contrainte que celles d'ordre technique ou de dynamique industrielle, conduirait à une croissance massive des marchés nucléaires d'ici 2030 : de 3 GW par an ces dernières années, le marché annuel pourrait ainsi passer à 100 GW en 2030, si aucune contrainte, ni d'acceptation des populations, ni économiques et financières, ni techniques, ni politiques, ne venaient en perturber le développement. Avec une production totale de 8 900 TWh en 2030 (contre 2 577 TWh en 2005), il nous paraît représenter une borne supérieure « optimiste » de ce que pourrait représenter la contribution maximale d'un programme massif mondial de relance du nucléaire.

S'il était intégralement appliqué, il permettrait d'éviter, en 2030, 9 % de l'ensemble des émissions de CO² par rapport au scénario prévisionnel de l'AIE, mais seulement 2,9 % des émissions cumulées de 2006 à 2030 de ce même scénario, soit 7 mois d'émissions de l'année 2030.

Il permettrait d'autre part une économie cumulée d'ici 2030 de 8 GTEP de combustibles fossiles, essentiellement du charbon et du gaz naturel. Il s'avérerait par contre largement inopérant dans le domaine pétrolier car le peu d'électricité mondiale produite avec du pétrole l'est généralement pour des besoins de pointe (excepté dans des quelques pays pétroliers)

Au-delà de ces conclusions communes chacun des auteurs a souhaité apporter les commentaires suivants.

Le verre d'eau est à moitié plein (Philippe Girard)

Dans l'état actuel de la technologie, seule l'énergie nucléaire est capable de répondre aux besoins électriques en base sans émission de CO², sauf dans les quelques pays dont les caractéristiques géographiques et économiques permettent un recours massif aux énergies renouvelables. Par ailleurs, les spécificités du nucléaire font que les bénéfices se font surtout sentir après la phase de développement : les véritables gains en termes d'émission de CO² interviennent au-delà de 2030. Entre le scénario Sunset et le scénario Sunburn, qui constituent deux visions extrêmes, l'énergie nucléaire devrait avoir une plage de développement significatif dans les prochaines années. Par rapport aux hypothèses retenues pour Sunburn, ce développement concernera probablement un nombre plus restreint de pays apportant les garanties suffisantes dans la gestion des principaux risques (sûreté, prolifération, déchets). À plus long terme, le développement durable de l'énergie nucléaire nécessitera, d'une part, que soit mis en œuvre une solution acceptable et acceptée pour les déchets de haute activité, d'autre part, un recours aux filières surgénératrices (Pu 239/U 238; U233/Th 232). La situation actuelle (changement climatique, prix des combustibles fossiles) est effectivement particulièrement favorable à l'énergie nucléaire... mais il faut raison garder et envisager une relance raisonnable mais durable du nucléaire intégrant ses spécificités.

Le verre d'eau est bien plus qu'à moitié vide ! (Benjamin Dessus)

Les conséquences positives de ce très ambitieux programme d'ici 2030 restent très marginales à la fois sur les émissions de gaz à effet de serre et sur les ressources fossiles, en particulier celles de pétrole. Et même à plus long terme, le programme engagé tarde à faire sentir ses effets : il faut attendre 15 ans de plus (2045) pour que l'économie de CO² atteigne deux ans d'émissions de 2030 ! En regard de ces gains manifestement marginaux, des risques importants : l'inflation rapide des risques d'accidents majeurs et d'accidents de transport des matières nucléaires et des risques de prolifération pour les 80 ans qui viennent, la dissémination des sites d'entreposage ou de stockage à très long terme à la surface de la planète, une vulnérabilité considérablement augmentée vis-à-vis des actions de nature terroriste.

Mais c'est peut-être surtout l'irréversibilité induite par l'ampleur d'un tel programme qui est la plus préoccupante. Ce programme, au-delà de l'échéance de 2030, engage en effet l'avenir de façon irréversible, au moins jusqu'à la fin du siècle, en imposant la réussite du pari d'une généralisation à l'échelle de la plupart des pays du monde de filières nucléaires reposant sur l'usage massif du plutonium, rendu indispensable au nom de la pérennité de la ressource. Pari d'autant plus risqué qu'il n'existe aujourd'hui aucune certitude sur la faisabilité technico-économique de ces nouvelles filières. C'est bien ces risques et cette irréversibilité qui doivent être mis en regard des gains potentiels sur les émissions de CO² et sur les ressources fossiles pour apprécier l'opportunité réelle pour l'humanité de se lancer dans une telle aventure. ■

Les énergies renouvelables pour faire quoi ?

Bernard Devin (Global Chance, consultant indépendant)

Les énergies renouvelables ramènent au mythe de l'âge d'or où l'homme n'était pas le prédateur de la nature. Pourtant le « village médiéval », cité par JL Wingert, qui fonctionnait « à l'huile de bras », à la force du cheval et des bœufs, de l'eau et du vent, a dû faire sa mutation vers la société moderne. Notre société bute maintenant sur de semblables limites d'approvisionnement énergétique, perturbations climatiques en plus, et finitude de l'espace planétaire. Revenir aux renouvelables en vivant différemment ? Problème de choix de société et de décision politique consensuelle ? Quelles sont les « billes » que nous pouvons jouer ?

L'exercice limitatif proposé dans cet article est de voir ce que les projections du scénario « de référence » de l'AIE affichent, ou non, de vraisemblable pour les Énergies Renouvelables (ER) en 2030 et ce qu'il faudrait en faire.

Tout scénario est d'abord un exercice destiné à stimuler la réflexion : ce que nous ferons librement ici. La physique et les nombres fixent des rapports et des ordres de grandeur que nous noterons au passage : on ne saurait aller contre. Mais, du possible au réel, reste le long chemin de la décision et de l'accomplissement, sans doute la question majeure de notre époque. Plusieurs auteurs contemporains commencent à s'y pencher, dont JM Jancovici et A. Grandjean (*Le plein s'il vous plaît* au Seuil), mais aussi dans le numéro de *Futuribles* 315 de janvier 2006 qui commente les différents scénarios de SHELL. Ces auteurs ont en commun la vision d'un nécessaire « État fort » pour faire prendre à temps les options indispensables ; leurs « futurs » seraient ils *a priori* perçus comme impopulaires ?

Il n'y aurait pas lieu de se réfugier dans un tel schéma si nous savions illustrer les « futurs énergétiques possibles » d'une vision sociologique acceptable de la société nouvelle que le « mur énergétique et le climat » vont nous imposer au cours de ce siècle.

JL Wingert. (JLW – *La vie après le pétrole* – Éditions Autrement 2005 – pp 126+) rappelle donc l'impasse énergétique des cités-état du moyen-âge, fondées exclusivement sur le travail humain *et les énergies renouvelables*. C'est aussi un « conte philosophique ». Cette description d'ingénieur est captivante à la fois par la visualisation de l'interdépendance majeure économie-énergie, par l'atteinte de la limite énergétique « renouvelable » locale et par les impacts politiques et sociétaux qui s'ensuivent. Mais ce « conte » n'est pas moins éclairant par les trois seules voies possibles de sortie de crise qu'il reconnaît : l'amélioration de l'efficacité énergétique, la création de nouvelles filières locales, et enfin le prélèvement de ressources à l'extérieur – dont l'époque des découvertes et des conquêtes – coloniales – a été l'une des conséquences.

Si l'aspect décisionnel, politique et pratique, en direction d'un « futur possible » est un défi majeur qui sort du cadre de cet article, limitons-nous à la question préalable des « futurs possibles » ; elle passe d'abord par l'élimination des « futurs impossibles »... dont celui du scénario WEO 2004. Allons y donc, le temps presse.

AIE 2030 : combien de renouvelables ?

Le scénario « de référence » de l'AIE est connu et présenté ailleurs dans ce cahier (*voir Stratégies énergétiques : l'impasse des politiques actuelles*). L'objectif de 2226 Mtep – hydraulique comprise – de sources renouvelables en 2030, est-il possible ? La réponse est certainement *oui*, c'est même une valeur minimale.

Jean Louis Bal et Bernard Chabot ont très précisément illustré la dynamique du secteur dans *Futuribles N° 315* de janvier 2006 ; les différents *Baromètres des énergies renouvelables* publiés tout au long de l'année par *Systèmes*

Solaires - EurObsev'ER donnent des informations très précises pour les 25 pays de l'Union Européenne (UE). Nous pouvons donc nous baser sur des données récentes, tout en faisant le rappel d'une étude antérieure du début des années 90 (*Mobiliser les énergies renouvelables : combien ?, comment* par B. Devin et B. Dessus – Revue de l'Énergie 435 nov-déc 1991). Dans cette étude, le « potentiel accessible » des énergies renouvelables avait été chiffré pour l'horizon 2020 dans les conditions de compétitivité de l'époque, et avec une estimation de la demande réelle solvable de l'époque (Tableau 1). La technologie ayant beaucoup progressé – et la référence de compétitivité, le prix du pétrole, ayant fait les bonds que l'on sait, les valeurs affichées sont nécessairement aujourd'hui sous estimées par rapport à 2030.

Tableau 1 - Contribution potentielle minimale des énergies renouvelables à l'horizon 2020

B. Devin, B. Dessus (Revue de l'énergie n° 425 nov-déc 1991)

Mtep	Total « Nord »	Total « Sud »	Total monde	Part %
Hydro	755	560	1 315	26,4
Géo	23,3	15,7	39	0,8
Solaire	120	350	470	9,4
Vent	100	45	145	2,9
Bois com	560	990	1 550	31,1
Bois nc	0	500	500	10
Culture	190	160	350	7
Déchets	205	415	620	12,4
Total ER	1 953	3 036	4 889	100

Le déploiement des Énergies Renouvelables n'est donc pas un problème d'existence de la ressource mobilisable, mais plutôt une question de « mobilisation » de cette ressource à partir de l'action du marché et/ou de politiques volontaristes.

Les énergies renouvelables pour faire quoi ?

Si la question se pose, la réponse n'est pas dans la part de rêve bucolique qui nous replacerait dans le « village médiéval ». Ce n'est pas pour le plaisir : les ER ne sont ni moins chères, ni plus commodes (sauf cas « isolés » mais intervenant peu dans le bilan mondial) ni sans inconvénient, ni toujours plus acceptables, que ce bon vieux pétrole du Moyen Orient, ni que ce gaz « naturel ». Il n'est que d'entendre les réactions hostiles aux champs éoliens ou aux grands barrages hydrauliques pour en prendre conscience.

Mais à quelles fins voulons nous développer ces ER ? pour faire quoi ? ne pas manquer d'énergie à l'avenir ? sauver la planète ?

Il y a probablement, au delà des « traités internationaux » – bien incomplets – un consensus profond entre les habitants de cette planète pour *tenter de faire en sorte que – expression « politique » s'il en est – l'on puisse développer et maintenir une abondance énergétique accessible à tous, en passant sous le « couperet » de la contrainte climatique.* Une bonne question « d'ingénieurs », puis de « politiques » pour passer aux actes.

Quels objectifs faut-il atteindre ?

Maintenir la satisfaction de la **croissance de la demande de « services » procurés par l'énergie** d'une part ; faire en sorte que les **émissions de gaz à effet de serre (GES) amorcent une décroissance durable**, d'autre part.

La pénétration effective des sources « non émissives » (NE) dans le bouquet énergétique mondial se fait à l'occasion de la création de nouveaux équipements, ou du remplacement des anciens qui deviennent obsolètes. C'est la logique économique. On ne **construit des équipements supplémentaires** productifs qu'en fonction d'une *demande croissante* (solvable, ou aidée) et l'on **renouvelle des équipements obsolètes**, un peu chaque année, quand ils ont été amortis. 25 à 40 ans sont des durées de vie courantes pour les équipements de transformation de l'énergie primaire des filières *charbon, pétrole et gaz* – qui sont les filières dont on souhaite se libérer. La croissance des TPES (Total Primary Energy Supply) étant chiffrée autour de 2 % par an en 2010, c'est donc un enjeu annuel de **200 Mtep** de capacités supplémentaires et de **350 Mtep** (25 ans de durée de vie : renouvellement annuel de 4 %) d'équipements qui est ouvert en ordre de grandeur annuel.

Hormis d'improbables « casses » ou démantèlements d'installations non amorties pour y substituer des installations « renouvelables », c'est seulement *l'augmentation de la demande à satisfaire* et l'activité de *renouvellement des équipements anciens* qui offre le champ d'introduction des renouvelables, en économie de marché.

Quel choix faire pour ces « équipements annuels » ?

Il est assez simple de modéliser les chiffres proposés par le scénario WEO 2004 sur un tableur de manière à reproduire les valeurs données, ainsi que les émissions qui y correspondent. S'agissant d'un exercice sur la maîtrise des émissions de GES, il est justifié de s'intéresser directement au ratio « non émissifs » / « émissifs », (NE/E) puisque les renouvelables n'ont pas de monopole d'émettre peu (ou pas du tout), l'hydraulique et le nucléaire, les systèmes à séquestration du CO² sont également dans ce cas. Si les renouvelables « peuvent tout faire », on n'aura pas besoin des autres, évidemment.

Il est commode de faire cette modélisation en introduisant quelques paramètres ajustables qui représentent :

- La croissance annuelle de la demande : C %
- Le taux de renouvellement (ou de mise à l'arrêt) des anciens équipements : R %
- La part actuelle des sources « non émissives » dans le bouquet énergétique : P %
- L'effort d'efficacité énergétique annuelle éventuel : Eff % (non utilisé ici)
- Le « **taux de pénétration** » des sources « non émissives » dans les constructions ou renouvellements annuels : **TRN %**

Ce paramètre, **TRN %**, est un paramètre de « politique énergétique ». Il est **mesurable** : en un lieu et pour un « bouquet » donné, il permet de montrer quels sont spécifiquement les efforts faits, ou « à faire », et de se situer par rapport à une feuille de route.

À titre d'exemple, la Figure 1 représente 3 exercices de simulation des émissions de GES, sur la base de la **TPES** (Total Primary Energy Supply) du scénario WEO 2004.

Tableau 2 – Paramètres représentatifs des courbes de la Figure 1

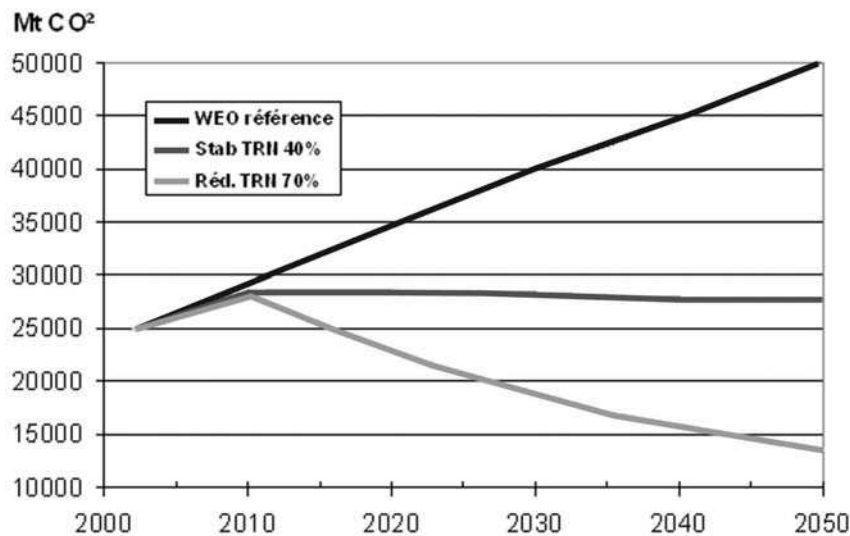
R % = 4	C %*	Eff %**	TRN %	Mtep add NE annuel	Caractéristique
WEO 2004	1,7	0	6	40	Maintien taux P % des NE – les émissions croissent
WEO stabilisation	1,7	0	40	240	Stabilisation des émissions
WEO décroissance	1,7	0	70	350-400	Décroissance forte

Dans ce tableau, R % a été pris arbitrairement à 4 % ; la valeur du TRN % qui permet de reproduire les émissions « affichées » lui est liée et varie en sens inverse. Ce qui reste constant est le nombre de Mtep annuels qui doivent être « mis en place » pour chacun des cas examinés.

La première courbe est la représentation des émissions du scénario de référence 2004 de l'AIE. Les intrants « non émissifs » sont au niveau de 6 % des ajouts et renouvellements. La part des NE diminue. Les émissions croissent.

La courbe suivante est l'exercice de **stabilisation** des émissions. On a augmenté le taux d'introduction des sources « non émissives » (dont les « renouvelables ») au-delà de ce qui est proposé dans le scénario de l'AIE. Cette proportion dépendrait donc d'un acte de « politique énergétique ». Il faudrait introduire 40 % de NE dans les ajouts et renouvellements, soit autour de **240 Mtep annuelles**.

Influence TRN % sur scénarios WEO 2004



La troisième courbe est l'exercice de **décroissance** : il faudrait aller beaucoup plus loin, sur la base des TPES du scénario AIE : que les nouvelles introductions ou remplacements soient à 70 % « non émissives » et entre 350 à 400 Mtep par an.

Est-ce possible avec les énergies renouvelables ? Que peuvent-elles s'adjuger dans ces montants ?

Ces besoins se réduiraient évidemment si l'efficacité énergétique globale – « de la source au service » était améliorée de Eff % par an, un paramètre non utilisé dans cet article, mais que l'AIE a introduit au niveau de 0.5 % dans *Alternative Policy Scenario Projections*, sans influence réellement décisive sur les émissions.

Que peuvent apporter les renouvelables de 2010 à 2030 ?

Nous avons vu que le point clé est la capacité de « substitution annuelle », puisqu'il n'y a pas de problème de « ressource primaire ». Pour que les émissions décroissent, il est évident que les « non émissifs » doivent être introduits dans le bouquet mondial, en volume, plus rapidement que ne croît la demande énergétique. Enfin la « substitution » doit être « vraie » Qui dit substitution invite à raisonner par branches, et en termes de compétition effective.

- *Solaire thermique, bois de chauffage, géothermie* : substitutions dans le domaine de l'habitat – et de nombreux usages collectifs ou industriels.
- *Éolien, petite et grande hydraulique, photovoltaïque* : dans le domaine de l'électricité issue de sources « émissives ».
- *Carburants issus de la biomasse* : transports, tous usages mobiles d'énergie.

Dans ce qui suit, nous raisonnerons sur les quantités de Mtep qui peuvent être introduites chaque année, en termes de substitution aux énergies « émissives », puisqu'il s'agit de les remplacer et de faire diminuer les émissions de GES. Nous évaluerons le Potentiel de Substitution Annuelle (**PSA**) d'une filière donnée, en portant attention aux équivalences qui ne sont pas nécessairement celles admises dans les statistiques énergétiques mondiales. Ce PSA pourra ensuite être comparé aux repères du Tableau 1.

Hydraulique : la « grande hydraulique » est une réelle substitution possible au charbon, au gaz et au pétrole pour la production d'électricité, en dehors des pays industrialisés, déjà largement équipés. Le gisement mondial accessible et substituable que nous avons estimé dans l'étude citée était de 1 215 Mtep. Il s'agissait d'équivalent à la production de la même quantité d'électricité par des sources thermiques conventionnelles au rendement de 35 %, (alors que les statistiques officielles ne la comptent que pour son équivalent thermique en énergie finale). L'AIE ne dépasse pas le chiffre de 367 Mtep (finales) dans son scénario alternatif. Les chiffres qui se retrouvent dans le papier de M. Chirouze dans ce numéro, en accord avec l'estimation 1997 de la revue *Hydro Power and Dam*, ne remettent pas en cause l'estimation de l'AIE. En résumé on peut tabler sur un passage de 276 (2010) à 367 (2030) Mtep soit 91 Mtep (finales) supplémentaires ou 260 Mtep primaires substituables. On pourrait atteindre le niveau de 367 Mtep finales installées ou 1 048 Mtep primaires substituables en fin de période.

Parmi les « bonnes raisons » de ne pas accéder au potentiel plus élevé que nous avons estimé, sont évoqués le coût, les contraintes environnementales, et la difficulté d'exporter à longue distance des énergies dont l'utilisation

dans leur périmètre est limité, faute de population et de besoins. Délocalisations énergétiques ou exportation par de nouveaux vecteurs sont des voies à explorer pour le futur, mais leur impact n'est pas prévisible d'ici 2050.

La Grande Hydraulique nous propose donc un potentiel de substitution annuelle PSA de **13 Mtep** par an sur la période.

La « petite hydraulique » ne souffre pas de ces limitations. Son ampleur est déjà au niveau de 10 Gw installés en Europe (Baromètre EurObserv'ER 2004) que l'on considère comme presque totalement équipée. Le rapprochement avec l'équipement « grande hydraulique » européen de 130 Gw soit 7.7 %, donne une valeur haute pour le potentiel mondial accessible. La « petite hydraulique » pourrait donc jouer au niveau de 20 Mtep substituables sur l'ensemble de la planète, soit un PSA de **1 Mtep**.

L'accroissement potentiel annuel substituable sur la période 2010-2030 serait donc autour de **14 Mtep par an**.

Nous avons estimé plus de 20 Mtep annuels d'hydraulique « substituable » (sous toutes réserves d'acceptabilité) dans notre étude, il n'y a donc pas de divergence majeure.

Géothermie : Le WEO est peu disert sur les *usages thermiques*, il mentionne cependant 3 Mtep en 2002 et une croissance du secteur « géothermique » d'un facteur 3 entre 2002 et 2030, tout en notant manquer totalement de données sur la Chine, notamment. Ceci ferait au bas mot 10 Mtep pour la chaleur géothermique comme potentiel en 2030. Le Congrès Mondial de 2005 en Turquie a confirmé ces ordres de grandeur avec 4.2 Mtep en 2004.

Les utilisations avec pompes à chaleur sont en forte croissance en Europe, mais n'interviennent réellement en substitution que pour la part prélevée au sol. Ce chiffre serait à préciser. En tout état de cause, les potentiels de substitution annuelle supplémentaire sont liés au rythme de développement de la filière et l'on aura tendance à tableur sur une croissance linéaire.

La croissance du secteur est rapide, plus rapide que prévu dans les pays de l'UE, avec une projection de capacité de 10 GW thermiques en 2010, soit le double de l'indicateur de référence européen. L'accroissement annuel a été de 630 MW par an, ou 2.5 TWh (pour usage estimé de 4000 heures par an), c'est-à-dire 0.22 Mtep. Une extrapolation grossière au pro rata Europe/Monde de 17 % dans cette filière conduirait à un **PSA de 1.3 Mtep**. Ce chiffre n'est pas incohérent avec le « facteur 3 » avancé par l'AIE pour 2030.

Pour la *production d'électricité*, le WEO projette 167 TWh en 2030, dont la capacité de déplacement de produits fossiles ne saurait dépasser son « équivalent charbon » autour de 4 TWh à la Mtep soit 42 Mtep. Nous avons estimé un potentiel géothermique de 39 Mtep pour 2020. La puissance mondiale installée (WEO) est de 13 GW en 2010, (pour 1 GW en Europe, soit un ratio de 7.7 %), avec une progression de la puissance installée estimée à 12 GW entre 2010 et 2030, soit 0.6 GW par an dans le monde. Le fonctionnement retenu par l'AIE est proche de 7000 heures par an. Il s'agirait donc de 4.2 TWh ou 1 Mtep. Un **PSA de 1 Mtep** peut donc être retenu pour cette filière. Le bilan européen EurObserv'ER fait état d'un équipement au rythme de 20 MW par an d'ici 2010, soit sensiblement moins que la croissance mondiale.

Solaire : c'est le gros point de rêve et de discussion. À l'horizon 2050, il ne paraît pas raisonnable de considérer les « satellites » solaires de P. Glaser, ni les gigantesques centrales électriques dans les grands déserts mondiaux – en particulier faute de « vecteur » disponible. Restent les usages thermiques dans l'habitat (ce sont eux qui ont été chiffrés dans l'étude citée 470 Mtep en 2020), et le Photovoltaïque.

Solaire Thermique

Puisque nous disposons de quelque recul sur ces projections, qu'en est il des 20 Mtep proposés pour l'Europe de l'Ouest en 2020 ? – le chiffre de 35 Mtep est donné dans l'exercice « amélioré » de l'AIE pour 2030 au niveau Mondial, ce qui semble très réservé. Le « Baromètre européen des énergies renouvelables EurObserv'ER » ne fournit pas de chiffres en Tep mais en mètre carrés installés, c'est beaucoup plus « visible », mais cela masque un peu la petitesse de la chose. Fin 2004 l'U.E. des 25 totalisait 15 mm² de capteurs installés, soit une puissance thermique de 10753 MW.

La productivité : Sous nos latitudes, un mètre carré de capteur basse température opère avec un rendement voisin de 50 % et peut produire 500 kWh utiles par an. Les 15 mm² installés en Europe « valent » donc à ce jour 7.5 TWh ou 0.65 Mtep. L'objectif du livre blanc de 100 millions de m² vaudrait 4 à 5 Mtep, nous sommes loin du potentiel estimé. Le rythme d'installation annuel est seulement de 1.6 à 2 mm² en Europe qui conduisent à 0.8 Mtep substituables. Systèmes Solaires N° 138, dans son baromètre estime que l'Europe représente à peu près 10 % du marché mondial.

Ces chiffres conduiraient à un potentiel de substitution de **8 à 10 Mtep par an**. Ce rythme d'équipement est probablement inférieur aux possibilités réelles d'utilisation, mais les latitudes plus ensoleillées ont beaucoup moins de besoins de chaleur...

Une question est de savoir à quoi est substituée cette chaleur solaire ? Si c'est au chauffe-eau électrique et au chauffage électrique en France, il n'y aura pas beaucoup d'impact sur les émissions, compte tenu du parc nucléaire. Un meilleur point si c'est au chauffe-eau à gaz et au chauffage de l'habitation fioul ou gaz. Admettons qu'il en soit ainsi dans le monde et conservons ce potentiel de substitution. **PSA de 8 à 10 Mtep.**

Solaire photovoltaïque

C'est la filière en croissance la plus rapide dans les pays du Nord, toute rationalité mise à part. Elle s'est développée dans un contexte pourtant rationnel, celui de l'alimentation électrique des usages de petite puissance, décentralisés, où elle est largement compétitive. Ces besoins ont été largement couverts, au Nord comme au Sud (relais hertziens, signalisation routière ou ferroviaire, systèmes de sécurité, et même bornes de péage en ville...).

Le grand défi du milliard d'habitants de la planète sans aucun accès aux énergies modernes persiste : leur équipement, pour l'essentiel (éclairage, télécom, froid), pourrait être fait de panneaux solaires. 50 Watts-crête par foyer de 5 personnes représenteraient 10 GW-crête. Avec une production mondiale de panneaux solaires en 2005 de 1.7 GW-crête, on est bien dans les ordres de grandeur réalistes pour relever un tel défi. Cette « substitution » serait sans doute plus importante que la simple équivalence énergétique qu'elle représente, autour de 12 TWh par an, une fois les équipements réalisés. Les systèmes PV décentralisés ne déplaceraient pas de l'électricité de 'réseau' à hautes performances, mais en général des générateurs diesel surdimensionnés, et donc opérant dans de très mauvaises conditions de rendement énergétique. Pour ce type d'applications, à réaliser dans le contexte des engagements du SMDD et des Objectifs du Millénaire pour le Développement (OMD), on peut estimer une capacité de substitution ultime de 5 Mtep. C'est finalement modeste, même s'il s'agit d'une tâche essentielle. Si cette tâche était effectivement menée à bien entre 2010 et 2030, le **PSA serait de 0.25 Mtep par an.**

Mais la dynamique du développement PV repose davantage sur son insertion massive, au Nord, sur les toitures et façades pour déplacer de l'électricité de réseau, notamment de la part des gouvernements qui ont choisi l'option de sortie du nucléaire. Encore mineure par rapport à l'éolien, la filière photovoltaïque solaire requiert aussi des dispositions de réseau capables d'estomper les intermittences, elle s'inscrit dans la limite des 20 % de production fluctuante acceptable sur un réseau.

Jl. Bal et B. Chabot caractérisent la filière par un décalage de 10 à 15 ans par rapport à la filière éolienne, Le groupe de travail de la Commission Européenne PV-TRAC, qu'ils citent, projette une puissance installée de 1 000 GW en 2030 (capables de substituer 1 500 TWh ou 375 Mtep (un **PSA de 19 Mtep/an**). À 50 GW installés par an, en moyenne, on serait à plus de 25 fois la capacité de production actuelle de cellules.

Les producteurs mondiaux totalisent une capacité annuelle de 1.7 GW-crête, en forte croissance, mais pour de simples questions de budgets « d'aide au marché » consentis par les gouvernements, on voit mal comment une telle croissance pourrait se poursuivre longtemps sur la même pente. Il faudrait de plus oublier les questions de coût des systèmes associés et même la question de la disponibilité du silicium « photovoltaïque ».

En regard, l'AIE affiche 119 TWh en provenance de l'énergie solaire en 2030, ce qui correspondrait à un parc en service de 75 GW-crête (capables de substituer 28 Mtep). L'hypothèse d'un *accroissement moyen* de 3.4 GWc de la puissance installée par an sur la période correspond au double de la capacité industrielle actuelle, mais reste un ordre de grandeur optimiste envisageable au milieu de la période. Avec une productivité de 1 500 heures par an, il s'agirait donc de 5 TWh supplémentaires par an conduisant à un **PSA de 1.25 Mtep** : (ici en effet la substitution se fait sur un réseau comportant des systèmes raisonnablement performants, comptés pour 4 TWh par Mtep)

Entre l'option « hyperdynamique » à **29 Mtep/an** et l'option « réaliste conservatrice » dont les usages décentralisés et toiture se cumulent pour un **PSA de 1.5 Mtep**, gardons la fourchette ouverte.

Solaire passif – Habitat bioclimatique

Non pris en compte ici, ce gisement considérable est une **substitution potentielle majeure aux systèmes émissifs** par réduction de la demande énergétique. Nous les rangerons dans *l'efficacité énergétique*, non comptabilisée dans cet article.

Éolien : un autre « grand espoir ». En phase de démarrage de son expansion, la filière doit atteindre la maturité et la compétitivité avant 2010. Les puissances installées sont considérables, 40 000 MW en 2004, sur une courbe de croissance exponentielle. Les 28,57 GW installés en Europe fin 2003, augmentés de la moitié des installations 2004 (5,86 GW) soit au total 31.43 GW ont produit 54.2 TWh en 2004. On constaterait donc une durée effective de fonctionnement de *1 725 heures annuelles* de production nominale, au lieu des 2 500 heures « théoriques ». Ceci indiquerait qu'il y a bien une certaine difficulté technique à « vendre » sur le réseau la totalité du productible : fluctuations de la source, de la demande (profil journalier) et présence de capacités modulables : TAG, lacs, éclusées, et classique non nucléaire, ce dernier étant peu modulable. L'énergie finale produite en Europe serait donc substituée aujourd'hui à 13.6 Mtep de produits émissifs (4 TWh/Mtep). L'impact réel sur les émissions est

une question ambiguë, tout comme la réponse. La poussée éolienne a été soutenue par une volonté politique forte de « sortie du nucléaire » de la part de plusieurs pays membres.

On trouvera dans le N° 165 de *Systèmes Solaires* deux articles à ce sujet. Un graphique montre que les fluctuations de la demande au cours de la semaine peuvent atteindre une amplitude de 45 000 à 65 000 MW (France), soit 18 % autour de la valeur moyenne. Le réseau dispose de moyens de production pour s'accommoder de ces fluctuations. On estime généralement que 20 % d'énergie éolienne couplée à un réseau constituent une limite pratique.

C'est sur cette base que le potentiel accessible substituable avait été évalué à 145 Mtep pour 2020 dans l'étude citée. (580 TWh). Il est chiffré à 559 TWh pour 2020 dans le scénario de référence de l'AIE et à 929 en 2030. L'AIE affiche donc un accroissement de 678 TWh entre 2010 et 2030 (170 Mtep), un triplement de la puissance installée. En suivant l'AIE on peut donc estimer pour l'énergie éolienne un PSA de 8.5 Mtep par an.

Mais cette estimation semble très sous estimée compte tenu de la dynamique du secteur. Dans les projections de marché de BTM Consult, cité par JL Bal et B. Chabot dans *Futuribles 315* la capacité industrielle croît de 15 % par an. Le marché pourrait atteindre 29 GW par an en 2014, soit une production supplémentaire annuelle de 72.5 TWh (un PSA de 20 Mtep).

Si l'on souhaite chiffrer la « limite » de 20 %, qui représenterait 6 300 TWh en 2030, il faudrait imaginer que 300 TWh sont ajoutés aux réseaux chaque année (75 Mtep), elle correspondrait à une capacité de production de 120 GW annuels (pour 29 GW projetés par BTM autour de 2014). L'extrapolation du taux de croissance de la filière conduirait à une telle capacité vers 2025. Il n'y a pas de fossé d'ordres de grandeur, et la filière présente certainement un très grand potentiel.

Compte tenu de l'accroissement de la compétitivité de la filière, par ses progrès technologiques et la hausse soutenue du brut, nous adopterons l'estimation d'un **PSA de 20 Mtep**.

Biomasse et carburants de substitution

Bois énergie

La consommation du *bois-énergie* en Europe a été estimée pour 2004 à 55 Mtep d'énergie primaire (Systèmes solaires N° 169 octobre 2005). Ses usages en chaleur directe, en production d'électricité, ou en co-génération sont nombreux et diversifiés. La Finlande en est le champion avec 1.39 Tep par habitant en 2004, principalement dans des applications décentralisées. La production brute d'électricité à partir du bois est chiffrée à 35 TWh dans l'UE en 2004, pour 207 TWh dans le monde selon le scénario de référence. Ces chiffres sont cohérents entre eux. La production électrique à partir du bois a augmenté de 7 TWh dans l'UE entre 2003 et 2004, soit une substitution annuelle de 1.75 Mtep, un chiffre « noyé » dans l'ensemble des usages « chaleur » du bois-énergie.

Pour la planète, nous avons chiffré le potentiel du « bois énergie » commercial à 1 550 Mtep pour 2020 (2 670 Mtep en y incluant les usages non commerciaux dans les PED et les « déchets » dans les pays industrialisés), en tablant sur une exploitation forestière « durable ». L'exercice « amélioré » de l'AIE va jusqu'à 1 648 Mtep pour 2030, (y compris le recyclage des déchets). Il n'y a pas de désaccord fondamental. Le montant du WEO est probablement sous estimé en tant que ressource accessible.

Cela étant dit, les usages actuels sont déjà très importants (1 100 Mtep en 2002) l'accroissement de la substituabilité annuelle est relatif. On pourrait tabler sur un potentiel exploitable supplémentaire entre 600 Mtep et 1 200 MTEP en 20 ans ; adoptons la valeur médiane, un **PSA de 45 Mtep par an**.

Biocarburants

C'est la zone sensible de la problématique énergétique mondiale, puisque la « société » s'est forgé une économie délocalisée où les flux de produits et de matières ont pris une dimension totalement incontrôlable. Les délocalisations humaines ne peuvent que s'imposer dans cette mouvance. Est-ce à dire que la société devient également incontrôlable ? Les articles de Michel Labrousse et Bertrand Château dans ce numéro abordent l'issue possible d'une forme appropriée de « décentralisation énergétique » qui remet en cause les paradigmes sur lesquels nous sommes obligés actuellement de vivre.

La substitution d'un carburant issu de la biomasse à un carburant fossile est le « changement » qui imposerait le moins de changements dans nos habitudes de transport et de mobilité, sinon dans leur ampleur. Distribution, moteurs, sécurité resteraient les mêmes. Voitures à pile à combustible, avec reformeur embarqué ou hydrogène stocké à bord sont en effet des mutations industrielles peu crédibles pour l'horizon 2030, et encore...

Mais jusqu'où peut-on aller avec les carburants issus de la biomasse ?

Pour cette période, l'UE (Systèmes Solaires 167 juin 2005) a affiché des objectifs de 18 Mtep en 2010 pour les bio carburants (bio éthanolet/ou ETBE, biodiesel et/ou EMVH) alors que la tendance pointerait plutôt vers la moitié de cet objectif. Les obstacles sont nombreux, plus conjoncturels et administratifs que techniques, semble-t-il.

La production annuelle actuelle de la filière éthanol a été de 0.32 Mtep en 2004. (le Brésil a produit 7.8 Mtep d'éthanol en 2004 soit 40 % de sa consommation pour les transports, avec des véhicules Flex Fuel acceptant tous les mélanges jusqu'à 85 % d'éthanol – la Suède en importe d'ailleurs). Pour le biodiesel, la production en 2004 a été de 1.7 Mtep dans l'UE mais les capacités de traitement sont bien plus importantes. Pour le biogaz, l'objectif européen est de 15 Mtep de biogaz en 2010 avec une production de 4.2 Mtep en 2004,

Les objectifs affichés pour l'Europe sont fort loin des besoins du transport (340 Mtep en 2002) qui représentent, à eux seuls, la moitié de la demande de pétrole de l'UE.

Les capacités de « substitution » des filières biocarburants sont donc assez limitées d'ici 2030. Un chiffre de 20 % a été avancé (« Clefs du CEA : Hydrogène et nouvelles technologies de l'énergie N° 50/51 Hiver 2005 »), sous la réserve de transformer par pyrolyse (pour la France) la majeure partie de la biomasse disponible, en particulier en ne la brûlant pas pour chauffer les processus, mais en faisant appel à des sources de « chaleur résiduelle » à température appropriée...

On pourrait extrapoler à l'Europe, puis au monde, de telles capacités de substitution pour le futur (20 %), mais nous ne disposons pas d'une telle flexibilité dans la période 2010-2030 et nous proposons de conserver les valeurs « objectif 2010 » de l'UE comme ordre de grandeur des valeurs de substitution supplémentaires pour la période 2010-2030, soit **30 Mtep**, mais c'est probablement fortement surestimé. Au niveau mondial, hormis États-Unis et Brésil, les capacités de substitution ne sont pas encore développées. Sauf à reconsidérer complètement la dynamique de cette filière sous la poussée des cours du pétrole brut, ce serait donc un **PSA de 50 Mtep** sur lequel nous pourrions tabler, sur la période, pour contribuer à la réduction des émissions de GES.

Il reste cependant à affiner ces estimations, car avec ces chiffres, on ne saurait pallier les conséquences de la « déplétion » pétrolière dans le secteur du transport. On verra, in fine, que la notion de « biomasse disponible » demande à être revisitée si l'on porte attention à la question cruciale du « vecteur énergétique pratique » du futur. La lecture des différentes publications en France n'est pas pleinement convaincante, car les exemples réellement chiffrés se cantonnent en général à une seule « filière » tout en reconnaissant « que l'on pourrait valoriser par ailleurs les résidus : pailles, sciures, au lieu de se contenter de les brûler ». D'autres se basent sur la « productibilité carbone » des terres agricoles non utilisées pour l'alimentation et estiment que la productivité de 1 Tep/ha pour les « huiles » ou 2 Tep/ha pour les alcools pourraient être multipliée par 5 ou 6 en considérant l'utilisation de la totalité de la biomasse photo synthétisée – le bio carbone retrouvant alors sa fonction primaire de « vecteur énergétique » – avec un apport externe d'hydrogène (?) et de chaleur non issue de sources « émissives ». Ceci changerait évidemment la donne de manière drastique, mais, jusqu'à preuve du contraire, est peu susceptible d'intervenir dans la période 2010-2030.

Bilan et voies de réflexion

Les « potentiels de substitution annuelle », les PSA, sont résumés dans le tableau ci contre : on disposerait donc approximativement de 130 à 150 Mtep de capacité de substitution annuelle, selon la dynamique industrielle, notamment, de l'éolien et du photovoltaïque que nous avons examinés brièvement plus haut.

Le potentiel majeur, encore une fois en dehors de l'efficacité énergétique – dont l'habitat solaire passif - réside dans les usages de la biomasse.

Tableau 3 - PSA

Substituabilité Annuelle	Mtep
Grande Hydraulique	14
Petite Hydraulique	1
Bois et Déchets	45
Bio fuels	50
Eolien	20
Geothermie	1.3
Geoélectricité	1
Solaire TH	8 à 10
Solaire PV	1.5 à 19 ?
Vagues et Marées	p.m
Total Annuel Arrondi	130 à 150

Si on les rapproche le Tableau 3 du Tableau 2, montrant l'influence du taux de substitution TRN sur l'évolution des émissions de GES, il apparaît qu'en mobilisant simultanément la totalité des possibilités des énergies renouvelables accessibles d'ici 2030, il serait peut-être possible d'approcher les conditions de stabilisation des émissions de GES, si un apport équivalent était réalisé à partir des filières classiques « décarbonées » ou non émissives. On ne parviendrait cependant pas à réduire les émissions en direction des objectifs du GIEC.

La filière éolienne (et plus tard photovoltaïque) joue un rôle important dans le secteur électrique, mais seulement dans celui-ci. S'il y a abondance et des réseaux suffisamment robustes pour délocaliser le bénéfice du foisonnement des parcs productifs, on pourrait même penser à soutenir le chauffage domestique et tertiaire par pompes à chaleur sur géothermie de surface, libérant ainsi progressivement de la biomasse ligno cellulosique pour des usages plus noble : les carburants de substitution.

Le défi de la biomasse

On est en effet amené à s'interroger sur les utilisations de la biomasse. Si, quantitativement c'est la ressource renouvelable majeure, est-il bien raisonnable de la brûler pour se chauffer, ou produire de l'électricité avec un rendement fort modeste de l'ordre de 20 % ? N'y a-t-il pas mieux à faire ? La photosynthèse est le mode de fixation du carbone atmosphérique qui a contribué à la création des gisements de combustibles « terrestres » fossiles que nous connaissons ; les phytoplanctons lacustres et algues marines ayant été plutôt les sources des hydrocarbures. Selon le fort intéressant article de Jeffrey Dukes – University of Utah (Burning Buried Sunshine in Climatic Change N° 61 – 2003), nous consommons de ces « stocks » 400 fois plus vite qu'ils ne se reconstituent. Nous le savons, mais ces deux modes le font avec des rendements fort modestes.

Par contre la transformation du carbone photosynthétique en « carburant de substitution » par les processus agricoles ou/et industriels couplés peut se faire avec un rendement de loin meilleur que celui des processus géologiques.

Selon les auteurs cités par J. Dukes, la photosynthèse fixe « au-dessus du sol » 31 Gt de carbone par an sur la planète (et 25 GT « au-dessous du sol » : racines, bactéries, champignons, etc.). L'humanité en utilise une part importante pour ses besoins vitaux – avec des rejets d'ailleurs recyclables. Il semblerait donc que l'apport annuel de carbone « renouvelable » soit largement du même ordre de grandeur que celui des besoins de « vecteur énergétique » que nous recherchons pour les usages mobiles.

La « compétition » pour le sol entre énergie et alimentation est probablement en partie spécieuse, car les usages biologiques (humains ou animaux) le rejettent... C'est donc principalement une question de recyclage. La Chine en a été un exemple millénaire, mais, de nos jours, les autobus urbains de la ville de GRAZ en Autriche, roulent à l'huile de friture recyclée des fast-food locaux.

N'y aurait-il donc pas lieu de porter une attention plus « intégrale » au cycle du carbone biologique, en tant que « vecteur » énergétique, tout de même plus commode sous forme d'hydrocarbure de synthèse, que l'hydrogène gazeux ou la batterie ? Est-il encore raisonnable de brûler la biomasse ?

Les autres sources « non émissives »

La substitution de ressources primaires « émissives » par des ressources « non émissives » n'est pas l'apanage des énergies renouvelables : séquestration du CO² des centrales classiques, centrales nucléaires, sont également des options ouvertes, mais les « apports » de ces sources pour enclencher un réel processus de décroissance des émissions de GES devraient être du même ordre de grandeur annuel que celui de la totalité des renouvelables, pour porter le taux de pénétration annuelle à TRN = 70 % au moins.

Sachant qu'une centrale nucléaire de 1 500 MW, ou une unité de même puissance sur combustibles fossiles avec séquestration à 100 % pourraient « substituer » **3 Mtep**, est-il envisageable de prendre l'option d'en réaliser **une par semaine** entre 2010 et 2030 pour approcher le taux de substitution indispensable ? ■

Le cas de l'hydroélectricité

Jean Paul Chirouze, Directeur Régional au Cemagref

Ne plus croire à la solution miracle

Pendant longtemps l'hydroélectricité, la « houille blanche », est apparue comme la source d'énergie idéale car « non polluante » et « renouvelable ».

Les grands aménagements qu'elle justifiait permettaient par ailleurs de faire la preuve de la capacité de l'homme à « maîtriser la nature » et « construire l'avenir » (voir l'importance symbolique et politique de grands barrages tels que les barrages d'Assouan et des Trois Gorges).

Il y a 10 ans environ, les promoteurs de cette énergie, tout en rappelant la part modeste de l'énergie hydroélectrique dans les besoins totaux en électricité (de l'ordre de 15 % en 1997), identifiaient un potentiel de productions nouvelles significatif (World Atlas, publié en 1997 par la revue « HydroPower and Dams ») puisqu'évalué ainsi :

- Potentiel théorique : 40 000 TWh
- Potentiel techniquement faisable : 14 000 TWh
- Potentiel économiquement faisable : 8 900 TWh

Comparé au potentiel « installé » de 2 500 TWh, cette prospective tablait donc sur un potentiel supplémentaire de 6 400 TWh. Cette multiplication par presque 4 de la ressource hydroélectrique était cependant répartie de façon très inégale selon les zones, comme l'illustre la grande variabilité du rapport entre production potentielle et production installée figurant dans le tableau ci-dessous :

Rapport potentiel/installé	Afrique	Amérique Nord	Amérique Sud	Asie	Europe	Monde
	14	1,6	5	5	1,5	3,6

Depuis, cette perspective a été revue à la baisse par l'Agence Internationale de l'Énergie qui prévoit, à l'horizon 2030 (International Energy Outlook/2004), une production hydroélectrique de 4 248 TWh, répartie ainsi :

Production en TWh/Année	2002	2010	2020	2030	Ratio 2030/2002
Monde	2 610	3 212	3 738	4 248	1,6
Amérique du Nord	609	679	192	726	1,2
OCDE Pacific	126	138	147	154	1,2
OCDE Asie	86	96	104	110	1,3
OCDE Océanie	40	42	43	44	1,1
OCDE Europe	496	585	604	649	1,3
Pays en transition	281	338	355	373	1,3
Pays en développement	1 099	1 472	1 931	2 346	2,1
Amérique latine	541	678	838	978	1,8
Moyen Orient	17	28	35	40	2,3
Afrique	74	86	86	118	1,6

Cette augmentation de 63 % de la production hydroélectrique en 25 ans (2 % par an), pourtant significative, ne parvient cependant pas à maintenir la part de l'hydraulique actuelle dans la production d'électricité mondiale (13,7 % en 2030 contre 16,1 % en 2002).

Elle concerne en fait principalement les pays émergents d'Asie et d'Amérique latine comme la Chine, l'Inde et le Brésil, et très peu l'Afrique dont le potentiel théoriquement exploitable est important. Par ailleurs, la part dans ce total de la « petite hydraulique » reste toujours très faible (5 %).

Ainsi, avant même de mettre en perspective la question des financements et de l'acceptabilité environnementale, la production hydroélectrique apparaît déjà comme devant difficilement conserver la place qui est la sienne aujourd'hui.

Quelles que soient les hypothèses retenues, il semble donc clair que l'hydroélectricité ne constituera pas, en elle-même, la « solution miracle » au problème de l'énergie.

Comment définir le productible « accessible » ?

Pourquoi la « puissance naturelle » de l'eau qui court n'est-elle pas aussi facilement accessible ?

L'énergie hydroélectrique n'est pas toujours proche des zones de consommation :

Si l'un des avantages de l'énergie hydraulique est qu'elle peut être, en partie, stockée grâce aux retenues et réservoirs, l'inconvénient corollaire est qu'elle n'est pas localisée nécessairement au bon endroit en matière de consommation.

Pour forcer le trait, je prendrais l'exemple du continent africain.

Un fleuve comme le Zambèze peut recevoir des équipements de grande puissance, compte tenu de son débit et de sa déclivité, sans nécessiter la construction de réservoirs importants, et serait susceptible de produire de l'ordre de 10 fois le productible du Rhône, soit 160 TWh. Le continent africain ayant consommé en 2005 moins de 480 TWh, la production du Zambèze suffirait donc à en assurer le tiers. Mais cela supposerait de disposer d'un réseau à très haute tension pour desservir les grandes zones de consommation dans un rayon d'au moins 4000 km, avec des problèmes quasi insurmontables de stabilité électrique et de pertes en lignes, sans compter les problèmes de sécurité politique que ces transferts d'énergie induiraient.

A contrario, dans le cas d'agglomérations sahéniennes de petites tailles, situées près de cours d'eau à faible et grande variabilité de débit, non raccordé à un réseau interconnecté important, un équipement hydroélectrique de proximité suppose de construire un réservoir hydraulique conséquent, ce qui nécessite la présence d'un relief propice, tout en posant de nombreux problèmes techniques : taux important d'évaporation, garantie de débit à l'aval, salubrité des eaux stagnantes, développement d'insectes vecteurs de maladies, etc.

Ces deux exemples illustrent la nature des difficultés rencontrées du fait de l'éloignement souvent constaté des ressources hydroélectriques et des pôles de consommation d'énergie.

Sur le plan de l'environnement, l'hydroélectricité n'a pas que des vertus

Les aménagements hydroélectriques ont de nombreux impacts sur l'environnement, du fait soit de la présence de barrages, soit des dérivations des cours d'eaux qu'ils induisent. Ces impacts sont très variés et caractérisés par une grande complexité inhérente au fonctionnement des hydrosystèmes.

Ces impacts portent essentiellement sur la dégradation de la qualité biologique des cours d'eaux, la perturbation du transit sédimentaire du bassin, la remise en cause des équilibres entre eaux de surfaces et eaux souterraines.

Ces impacts se caractérisent en outre par leurs effets quelquefois différés dans le temps (l'effet sur le transit sédimentaire se constate après plusieurs décennies) et leurs irréversibilités.

C'est d'ailleurs pour ces raisons que la Commission Mondiale des barrages a jugé nécessaire de faire une évaluation approfondie de l'impact des grands barrages, évaluation à partir de laquelle elle a proposé un « nouveau cadre pour la prise de décision » (novembre 2000).

Si le « coup de frein » donné aux projets de grands barrages dans les années 1990, du fait de la prise de conscience de ces impacts, pouvait sembler à certains comme excessif, les nouvelles recommandations de cette Commission invitent à la prudence quant au développement important de ce type de projet.

Le cas tout récent du projet controversé de barrage de Nam Theun 2 (Laos) dont le soutien a été décidé par la Banque Mondiale après de longues réflexions et négociations, montre avec quelle prudence ce type de projet doit être maintenant considéré.

Une énergie coûteuse en capital

Les grands ouvrages hydroélectriques sont très capitalistiques. Les temps de retour sur investissement atteignent, voir dépassent, les 50 ans, durée qui suppose un référentiel économique adapté. En ce qui concerne l'investissement privé, de telles durées posent le problème de la rentabilité, et surtout de l'assurance contre les risques économiques et politiques. En ce qui concerne l'investissement public, de telles durées posent la question des priorités nationales et du rapport entre la ressource budgétaire nationale et le soutien de grandes institutions financières internationales.

Les micro centrales ne posent certes pas le même problème, mais il a été relevé plus haut que les petites centrales ne représentent que 5 % de l'hydroélectricité, soit 1 pour mille des besoins globaux en énergie. De surcroît, l'urbanisation galopante va réduire rapidement l'intérêt des micros centrales peu adaptées aux grandes conurbations au sein desquelles la majorité de la population de la planète va se concentrer.

Des projections encore trop optimistes ?

Au regard des considérations précédentes, certains experts considèrent que la projection de l'AIE pour 2030, soit 4 248 TWh hydroélectriques, est encore trop optimiste et pensent plus réaliste de tableur sur 3 500 TWh, voire 4 000 TWh, à l'horizon 2030.

S'ajoutent par ailleurs à ces incertitudes deux autres considérations qu'il semble bien difficile de « modéliser », mais dont les effets ne seront pas négligeables :

- le changement climatique accéléré par l'« effet de serre » aura des conséquences sur les apports d'eau et leurs écoulements, et donc sur la ressource hydro électrique. Cet « effet boomerang » inéluctable n'ira pas nécessairement dans un sens favorable.
- la règle des « rendements décroissants » fait que les aménagements hydro électriques déjà construits sont essentiellement ceux qui étaient les plus faciles et peut être les moins coûteux à réaliser. Comme pour les autres sources d'énergies, on est donc en droit de penser que le coût marginal des kW hydroélectriques supplémentaires à installer va augmenter, ce qui ne sera pas sans conséquence sur les « modèles économiques » futurs qui les accompagneront.

Eau et énergie : deux paradigmes évoluant de façon divergente

Rappelons une évidence : tout kWh hydro électrique produit « utilise » de l'eau dans son site naturel, de par l'aménagement hydro électrique qu'il suppose.

Cette « sollicitation » se traduit par des impacts sur la ressource en eau elle-même et plus globalement sur les milieux aquatiques (effets dus au stockage par exemple). Cet « usage » de l'eau interfère également avec d'autres « usages » de l'eau. C'est ainsi que bon nombre d'aménagements hydroélectriques sont dits « mixtes » au sens où ils servent d'autres finalités que la production électrique (la production d'eau potable, d'eau d'irrigation, ou l'écrêtement des crues), autres finalités dont l'importance sera sans doute croissante du fait du changement climatique et du développement des grandes conurbations.

Ce rappel met en évidence que toute décision relative à un aménagement hydro électrique se situe au croisement d'au moins deux politiques : la politique énergétique et la politique de l'eau, chacune d'elles relevant de considérations techniques, économiques, mais aussi sociales, voire culturelles, et donc politiques, particulières.

Or, ces deux politiques se réfèrent à des paradigmes en pleine évolution, évolutions qui semblent de plus avoir tendance à diverger.

En effet les politiques de l'eau s'affirment de plus en plus comme :

- vitales pour l'avenir, en terme de santé (maladies hydriques),
- majeures en terme d'équilibre alimentaire (irrigation),
- nécessaires pour la planification de la gestion de la ressource à l'échelle des bassins versants

Par ailleurs, et en terme sociopolitique, ces politiques de l'eau reconnaissent comme essentielle :

- la participation des acteurs (stake-holders) aux choix d'aménagement et de gestion,
- une gouvernance politique forte pour assurer une meilleure maîtrise des partenariats publics et privés,

Autrement dit, l'eau n'est plus un bien de consommation mais un « patrimoine commun » placé sous une « gouvernance publique ».

Les politiques de l'énergie s'affirment de plus en plus comme relevant d'une régulation par le marché, régulation supposée d'autant plus efficace que le marché est ouvert et concurrentiel (voir la politique engagée par l'Union Européenne visant à privatiser les producteurs d'énergie électrique historiquement publics).

Autrement dit, comme la Tonne équivalent pétrole (tep), le KWh hydroélectrique est de plus en plus un bien qui s'échange sur un marché mondialisé.

D'où cette question préoccupante : où et comment vont s'équilibrer ces deux paradigmes, alors que tout semble devoir les opposer, à savoir :

- les jeux d'acteurs qui sont de nature différente (gouvernance publique et/ou marché),
- l'échelle territoriale qui varie depuis l'échelle du bassin versant jusqu'à l'échelle planétaire du marché mondial,
- l'échelle de temps qui diffère entre le long terme de l'aménagement « structurant » et le court terme du marché,
- les « régulateurs » qui ne sont pas les mêmes.

Ces quelques considérations montrent que le potentiel théoriquement mobilisable dans des conditions techniques et économiques raisonnables que représente l'hydraulique mondiale n'est pas aussi aisément récoltable qu'on pourrait l'imaginer. Si les considérations liées au changement climatique apportent une nouvelle chance à un développement de l'hydroélectricité (du fait de l'absence d'émissions), en particulier dans les pays en développement, les logiques de gouvernance divergentes qui émergent pour les différents usages de l'eau et les préoccupations d'environnement local, risquent de constituer autant de freins au développement rapide de cette filière renouvelable. La projection de l'AIE pour 2030 (4 250 TWh) semble donc plutôt devoir être considérée comme la borne haute de la fourchette des possibilités de développement mondial de l'hydroélectricité à l'horizon 2030.

Enfin et plus globalement, on est en droit de penser que, confrontée au nouveau paradigme de la politique de l'eau, l'hydroélectricité, sans apporter la « solution miracle », nous incitera sans doute à faire évoluer le paradigme de la politique énergétique. ■

Capture du CO² par les plantations forestières : bonnes idées et faux débats

Michel Colombier (IDDRI)

La question des « puits » de carbone, c'est-à-dire de la capture du CO² émis dans l'atmosphère par la biosphère, et de leur mobilisation dans les stratégies de lutte contre l'effet de serre, a constitué un des sujets les plus passionnels de la négociation de Kyoto. Premier motif de cette polémique, l'utilisation largement stratégique faite par certains de cette question pour ajourner, ou affaiblir, l'action évidemment nécessaire en matière de réduction des émissions. Cette méfiance s'est trouvée renforcée par les réelles difficultés méthodologiques que pose la mesure de certains de ces puits (comme par exemple tout ce qui touche au changement d'usage des sols) permettant de douter du bien fondé, non de leur prise en compte dans les stratégies de lutte contre l'effet de serre, mais dans le système comptable de « suivi des engagements » où les incertitudes, voire les manipulations possibles risquaient, aux yeux de certains, d'inviabiliser tout le système. Ajoutons à cela l'épineuse question de la déforestation, incontournable quantitativement mais vécue par les pays concernés (au premier rang desquels le Brésil) comme une ingérence et une menace à leur droit souverain au développement, et l'on a tous les ingrédients d'un sujet diplomatiquement difficile.

Dans ce contexte, l'idée développée notamment par les États-Unis dans le cadre des projets pilotes d'Action Conjointe (sorte de prototype du MDP) de promouvoir des plantations forestières dans les pays du Sud pour « capter » les émissions excédentaires ne pouvait être vécue que comme une provocation. Face à l'opposition radicale des mouvements écologistes, les négociateurs ont progressivement élaboré propositions sur propositions visant à rendre ces « forêts sanctuaires » politiquement acceptables : études d'impact obligatoires, valorisation partielle du carbone capté pour tenir compte des risques de « non permanence » (incendies notamment), appréciation par le pays hôte de la contribution apportée par ces plantations au développement durable... Devant tant d'acharnement, il est légitime de reprendre la question un peu plus en amont et de se demander : « est-ce vraiment une bonne idée ? »

Nous avons tenté d'apporter quelques éléments de réponse dans le cadre d'une étude du CLIP (cahier n° 17) qui couvre deux volets : premièrement, l'enjeu en terme d'émissions neutralisées est-il important, et à quel horizon ? deuxièmement, est-il rationnel de promouvoir des plantations sanctuarisées, dans le seul but de séquestrer du carbone, plutôt que de développer une activité forestière productive, source de matériaux ou d'énergie, mais aussi d'activité économique ?

Nous avons donc volontairement limité le champ de la réflexion à la valorisation de terres agricoles progressivement délaissées sous l'effet de l'évolution des systèmes agraires, sous contrainte de satisfaction prioritaire des besoins alimentaires. L'étude porte sur la période 2000-2050, et s'appuie sur les scénarios SRES du GIEC et sur le modèle IMAGE pour la description régionale des terres et de leur utilisation. Trois options sont envisagées pour la production forestière : une forêt sans exploitation, une forêt exploitée en courte rotation pour la production d'énergie, et une forêt exploitée pour la production de matériaux de construction.

Premier enseignement : l'amplitude des hypothèses recueillies sur l'évolution des systèmes agraires détermine très fortement les potentiels de plantation mobilisables, de 140 millions d'hectares pour le scénario à faible disponibilité (faibles rendements) à 940 millions d'hectares pour le scénario à forte disponibilité. Selon d'autres sources (Griffon, 2005) il serait difficile d'aller au-delà de 550 millions d'hectares sans menacer l'équilibre alimentaire de la planète. Deuxième enseignement : le boisement sans exploitation constitue, dans tous les cas de figure, la stratégie la moins efficace par hectare occupé, la plus efficace étant la production de bois matériaux (avec

substitution de matériaux de constructions tels que l'acier ou le béton, avec une contrainte très forte de débouchés) suivie de la plantation à vocation énergétique.

Ainsi, dans le scénario de moindre disponibilité en terres, la plantation de forêts non exploitées (compte tenu des rythmes de libération des terres agricoles) conduirait à un bilan cumulé sur la période 2000-2050 de 12,5 GtCO² contre 34,5 GtCO² pour une stratégie cumulant bois matériaux et bois énergie. Dans un scénario de forte disponibilité en terres, la plantation des 940 millions d'hectares en forêt non exploitée permettrait un gain cumulé net de 102 GtCO², tandis que la stratégie matériaux + énergie conduirait au même résultat en ne mobilisant que 440 millions d'hectares (la production étant alors limitée par les débouchés énergétiques). Notons que ce résultat est du même ordre de grandeur que le potentiel de stockage géologique présenté par ailleurs, lorsque l'on considère la contrainte de disponibilité régionale des gisements d'hydrocarbures, et que le potentiel de développement se trouve massivement en Asie et en Amérique Latine.

D'un point de vue strictement « climatique », promouvoir le développement de plantations « sanctuaires », sans exploitation du bois, apparaît donc comme une fausse bonne idée. Non seulement le bilan net d'émissions évitées est moins bon que dans le cas d'une forêt exploitée, mais surtout l'héritage laissé aux générations futures est très différent. Dans le premier cas, les émissions évitées sont entièrement stockées sur pied, sous une forme hautement réversible. Dans le cas d'une forêt productive, seule une faible part des gains (15 à 30 % selon les scénarios) est constituée de stocks forestiers ; le reste des gains, correspondant aux consommations d'énergie fossile évitées pour la production d'énergie ou de matériaux conventionnels, est définitivement acquis.

Le contraste est tout aussi marqué du point de vue économique et social : la première option propose aux pays hôtes de geler leurs anciennes terres agricoles pour constituer des stocks de carbone, quand la seconde leur offre la possibilité de développer une économie forestière locale. Enfin, l'incertitude qui pèse sur les disponibilités réelles en terres conduit également à privilégier les voies qui offrent le meilleur rendement à l'hectare. La meilleure façon de promouvoir la séquestration du carbone sur les terres libérées par l'agriculture consiste donc, in fine, à développer d'abord la demande pour le bois matériaux et le bois énergie. ■

On est encore loin du compte !

Rédaction de Global Chance

Nous venons de faire rapidement le tour des différentes possibilités principales de décarbonation de la production d'énergie (par substitution ou séquestration) qui s'offrent à nous dans les 30 ans qui viennent pour faire face aux différents problèmes de ressources et d'environnement qui, s'ils n'étaient pas jugulés à temps et avec assez de vigueur, viendraient retarder si ce n'est annuler complètement les effets positifs attendus de l'accroissement des services énergétiques sur le développement de nos sociétés.

Rappelons que l'objectif fixé par la communauté scientifique d'une division par deux des émissions mondiales de CO² à l'horizon 2050 suppose une inversion de tendance des émissions avant 2030.

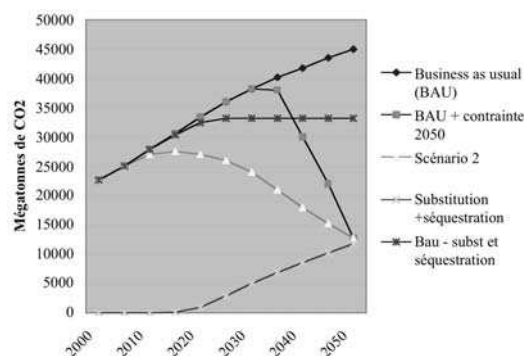
Émissions de CO²

Examinons ce que pourrait apporter le cumul des différentes options décrites dans le chapitre précédent sur l'évolution des émissions de CO², en faisant l'hypothèse qu'elles soient mises en œuvre simultanément sans rencontrer aucun obstacle, ni technique, ni économique, ni sociopolitique. C'est évidemment une hypothèse à la fois très optimiste et très improbable puisqu'il faudrait à la fois réussir une relance massive et mondiale du nucléaire, engager un programme très ambitieux de captation séquestration du CO² des centrales thermiques existantes et à construire, et en même temps, enfin, faire progresser l'ensemble des énergies renouvelables à des taux de croissance de l'ordre 10 % an, sans compter les incompatibilités qui risquent de s'établir entre ces différents programmes (par ex un développement plus rapide de l'électricité renouvelable, en particulier de l'hydraulique apporte un élément de concurrence au nucléaire de base).

La figure ci-dessous illustre cette évolution. On obtiendrait la stabilisation des émissions vers 2030, à un niveau de l'ordre de 33 Gtonnes de carbone, un

niveau encore très élevé. La poursuite de ces programmes au maximum de leurs possibilités au-delà de 2030 permettrait tout de juste de maintenir les émissions à cette valeur malgré l'augmentation de la consommation mondiale d'énergie.

Il resterait alors vingt ans seulement pour retourner la situation et trouver les moyens de diviser par un facteur 2,8 les émissions de gaz carbonique, à un rythme de près de 6 % par an. À titre de comparaison le scénario 2 (fondé sur un programme de maîtrise de la demande d'énergie, voir chapitre suivant) permettrait à lui seul la stabilisation des émissions beaucoup plus tôt, avant 2025 et à un niveau de l'ordre de 27 Gtonnes de CO², sans même avoir recours à ces programmes ambitieux. Il ne serait plus nécessaire de faire décroître à partir de cette date que d'un facteur 2,1 les émissions, au rythme de 3 % par an, pour atteindre l'objectif en 2050.



Cumul des programmes de substitution et de séquestration sur l'évolution des émissions de CO² du scénario « Business as usual » de l'AIE en 2030 et 2050.

Épuisement des ressources fossiles.

L'ambitieux programme nucléaire permet d'économiser sur la période 6 Gtep de charbon (7 % de la

consommation cumulée de 2005 à 2030, 1,5 an de consommation de 2030) et 2,5 Gtep de gaz naturel (3 % de la consommation cumulée de 2005 à 2030 et 7 mois de consommation de 2030).

Par contre il est pratiquement sans effet sur les ressources de pétrole qui n'est que très marginalement utilisé pour produire de l'électricité en base.

L'accélération des programmes renouvelables se répercute plus également sur les différentes ressources fossiles mais reste encore négligeable en 2030.

Le programme de captage-séquestration, qui concerne plus de 2500 TWh (500 centrales de 600 MW) en 2030, provoque une ponction supplémentaire d'énergie fossile de 1,3 Gtep sur la période dont 60 % environ de charbon.

Au total ces programmes n'exercent donc qu'une détente encore faible sur l'ensemble des ressources fossiles (moins d'une année de la production nécessaire en 2030) et aucune détente sur le pétrole.

Il est donc manifeste que, si les consommations d'énergie continuaient à croître au rythme des prévisions de l'AIE, les programmes de substitution ou de séquestration du carbone, quelques soient leurs avantages et leurs inconvénients, et même s'ils se développaient tous simultanément comme une priorité mondiale, n'apporteraient qu'une réponse encore marginale à l'horizon 2030 au contrôle des émissions de CO² et de la préservation des ressources fossiles. ■

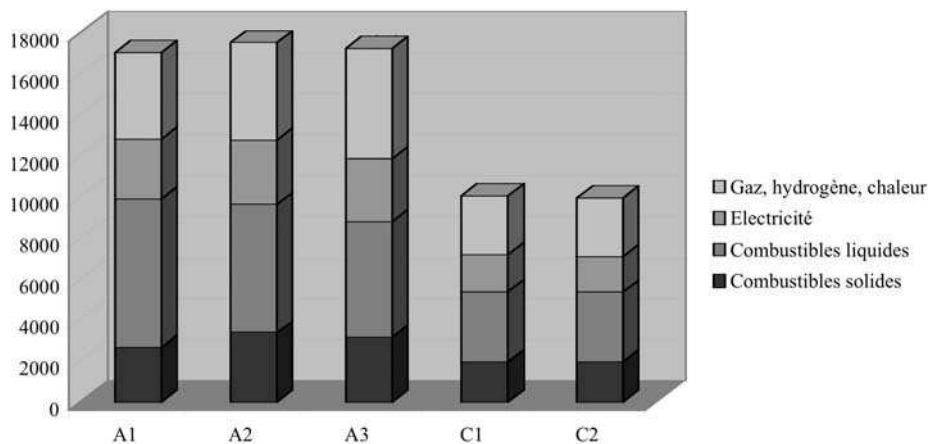
Sobriété et maîtrise de la demande d'énergie

B. Laponche (Global Chance)

La demande future d'énergie : l'avenir est ouvert

Quand on analyse les scénarios prospectifs que présentent les énergéticiens pour le monde, l'Europe ou la France, on constate de très grandes divergences entre les images qu'ils dressent des besoins d'énergie finale de l'humanité à moyen et long terme, par exemple en 2050. On en trouve une bonne illustration dans les scénarios que l'IASA a élaborés pour le compte de la Conférence mondiale de l'énergie (« Global energy perspectives to 2050 and beyond », World Energy Council) dont le graphique ci-dessous rend compte : 9 900 Mtep dans le scénario C2 le plus économe contre 17 400 dans le scénario A2, le plus dispendieux.

Consommation d'énergie finale mondiale en 2050 des différents scénarios



Si l'on tient compte des différences de croissance économique entre ces scénarios l'écart atteint encore 5 000 Mtep, soit près de 30 % entre les besoins d'énergie finale. C'est évidemment considérable. Cela se traduit par une différence de 7 500 Mtep d'énergie primaire, du même ordre de grandeur que la contribution actuelle au bilan mondial de l'ensemble des ressources fossiles.

La comparaison des scénarios français du Commissariat au Plan à l'horizon 2020 (« Énergie 2010-2020 : trois scénarios pour la France », Commissariat général du Plan, septembre 1998) donne des résultats du même type : des écarts de plus de 20 % de consommation finale dès 2020. Comment s'expliquent ces différences considérables de besoins finaux d'énergie ?

Un nouveau paradigme énergétique

L'approche classique du paradigme énergétique a été de considérer la question comme concernant uniquement l'offre, celle-ci devant répondre à une demande toujours croissante, aux meilleures conditions d'approvisionnement et de coût. À une croissance de la demande considérée comme illimitée devait correspondre une croissance similaire de l'offre.

À la suite de la révolution industrielle, l'énergie est devenue un enjeu économique et stratégique majeur, symbole et mesure du succès du développement, aussi bien dans les pays à économie capitaliste que dans les pays à économie planifiée et centralisée : le progrès économique devait se mesurer par l'augmentation régulière et illimitée de la production et de la consommation de charbon, de pétrole, de gaz, d'électricité...

Les crises de l'approvisionnement pétrolier des années 70 (les « chocs pétroliers ») ont été révélatrices sur plusieurs plans. Il y a eu prise de conscience que les ressources énergétiques fossiles ne sont pas illimitées, que leur consommation sans précaution entraînerait leur raréfaction et l'augmentation de leur coût, que la concentration des ressources les plus importantes dans certaines zones géographiques pouvant entraîner de graves crises économiques et politiques.

Malgré cet avertissement et les menaces sur l'environnement global qui se confirment année après année, la poursuite des tendances actuelles selon le paradigme de priorité à l'offre d'énergie conduit à une impasse.

La vraie demande : le service énergétique

Les besoins de l'utilisateur (ménage, entreprise, collectivité locale) ne sont pas directement des produits énergétiques mais des biens et des services indispensables au développement économique et social, au bien-être et à la qualité de vie. L'obtention de ces biens et services nécessite, pour être satisfaite une certaine consommation d'énergie.

L'obtention d'un bien ou d'un service requérant de l'énergie (communément appelé « service énergétique »), que nous appellerons « S » est la combinaison de trois termes, ce que nous illustrons par la formule : $S = U * A * E$ (le signe * représente la combinaison des trois termes, sans signification mathématique précise).

Le premier terme, « U » (pour usage) caractérise la façon dont le service dont on a besoin est obtenu : par exemple le mode de transport pour les déplacements, le type d'habitat et d'urbanisme, les caractéristiques du confort recherché, etc. Ce terme dépend en particulier du climat mais aussi des habitudes et des modes de vie et, de façon plus générale, du « type de civilisation ». Le rôle des infrastructures (urbanisme, organisation de la production, réseaux de transports, aménagement du territoire, etc.) y est évidemment primordial et ce pour deux raisons principales :

- parce que la nature de l'usage est très fortement déterminée par la nature même des infrastructures (c'est le cas par exemple pour les transports),
- parce que les infrastructures en question ont des durées de vie extrêmement longues (souvent plus d'un siècle) et déterminent donc pour très longtemps la nature des moyens susceptibles de rendre le service envisagé.

Le deuxième terme, « A » (pour appareil) désigne l'équipement ou l'appareil utilisé pour obtenir le service demandé : si l'on prend l'exemple du confort de l'habitat, le terme A désignera les qualités techniques du logement et du moyen de chauffage utilisé, des appareils électroménagers, etc.

Le troisième terme, « E » (pour énergie) désigne la consommation finale d'énergie correspondant au service rendu S, dans les conditions d'usage U et l'utilisation de l'appareil A : E s'exprime en quantité d'un produit énergétique particulier rendu aux bornes de l'utilisateur : essence à la pompe, compteur électrique ou gazier, etc.

Le terme E est l'aboutissement au niveau du consommateur final du système de production, de transformation, de transport et de distribution des produits énergétiques.

Les termes U et A caractérisent les conditions dans lesquelles E est consommé.

La quantité d'énergie E consommée pour un service rendu S donné varie considérablement selon l'usage (U), au sens de la définition large précédente et l'appareil utilisé (A).

Les exemples sont multiples : quantité de combustible nécessaire pour obtenir la même température à l'intérieur d'un bâtiment selon que celui-ci est bien ou mal isolé ; consommation de carburant selon le mode de transport pour un trajet donné ; consommation d'électricité pour le même éclairage selon qu'on utilise une ampoule à incandescence ou une ampoule fluo compacte, etc..

La maîtrise de la consommation d'énergie

Une stratégie de maîtrise de la consommation d'énergie consiste à élaborer et à mettre en œuvre des mesures et des programmes d'action concernant les termes U et A pour obtenir le service S tout en diminuant la quantité d'énergie finale E, afin d'atteindre un optimum du point de vue économique et environnemental.

Les actions relatives au terme A ont une forte composante technique puisqu'il s'agit d'abord de l'amélioration de l'efficacité énergétique des équipements. La recherche et la mise au point d'équipements performants est donc essentielle mais ne constitue qu'une partie du chemin : il faut ensuite que ces équipements pénètrent sur le marché et que leur usage se généralise. Intervient à ce stade toute une série « d'instruments » : législation et réglementation ; information et communication ; formation ; promotion et incitations financières de divers ordres.

Par exemple :

- Un bâtiment d'habitation, de commerce, de bureaux, d'activités industrielles ou artisanales, s'il est bien conçu et bien construit (orientation, apports solaires, ouvertures, isolation des parois), consomme pour les besoins de chauffage, de rafraîchissement et de ventilation, beaucoup moins d'apports extérieurs d'énergie qu'un bâtiment ordinaire. Sous certains climats, tout apport extérieur d'énergie peut être évité.
- Pour un même niveau d'éclairage, une ampoule fluo compacte consomme jusqu'à cinq fois moins d'électricité qu'une ampoule à incandescence; la diffusion des meilleurs appareils électroménagers (la consommation des réfrigérateurs est la plus importante) déjà disponibles sur le marché permettrait d'économiser près de 40 % de la consommation d'électricité par rapport à la situation actuelle.
- À niveau de production égal, des améliorations ou des changements de procédés industriels permettent des gains qui atteignent dans la plupart des filières 30 à 50 % de l'énergie consommée.
- Les transports collectifs urbains, surtout les tramways et les métros, consomment beaucoup moins d'énergie, polluent beaucoup moins et connaissent beaucoup moins d'accidents que les voitures particulières; il en est de même pour le train par rapport aux camions pour les transports de marchandises.

Les actions relatives au terme U concernent à la fois les « comportements », tant celui des consommateurs que celui des citoyens organisés et des responsables politiques, au niveau national, territorial ou local. Mais ils concernent aussi les structures de consommation, qu'il s'agisse des déplacements (structure des modes de transport), de l'habitat (types de bâtiments), de la place de l'habitat par rapport aux lieux de travail ou d'activités sociales, ce qui met en jeu les choix d'urbanisme et d'aménagement du territoire.

Ce sont tous ces éléments qui sont la base des modifications du terme « U », ce qui signifie que la stratégie de maîtrise des consommations d'énergie est transversale à toutes les activités humaines et que, sur le long terme, ce sont les caractéristiques mêmes de la civilisation industrielle et de la civilisation de consommation qu'il s'agit de faire évoluer.

C'est ce qu'expriment bien les auteurs du scénario Négawatt pour la France (« *Scénario négaWatt 2006 pour un avenir énergétique sobre, efficace et renouvelable* » www.negawatt.org/) en distinguant la **sobriété** énergétique et l'**efficacité** énergétique : « *La sobriété consiste à supprimer les gaspillages absurdes et coûteux à tous les niveaux de l'organisation de notre société et dans nos comportements individuels. Elle s'appuie sur la responsabilisation de tous les acteurs, du décideur au citoyen* ».

Au titre de la sobriété, on trouve bien entendu les comportements individuels quotidiens, comme par exemple le choix du mode de transport de proximité (à pied, en vélo, en transports en communs, en voiture) ou les comportements d'achat (4*4 contre petite voiture économe, etc.) mais aussi l'organisation collective (les quartiers piétonniers, les ramassages scolaires, le maintien des commerces de proximité, etc.) et les choix d'infrastructures lourdes.

Au titre de l'efficacité on trouve la plupart des mesures concernant les performances des outils qui, pour un type d'infrastructure donné, permettent d'obtenir un service déterminé (transport, alimentation, confort thermique, confort visuel, etc.).

Bien entendu la frontière entre ces deux domaines n'est pas précise d'autant que le progrès d'efficacité, s'il n'est pas accompagné d'un effort de sobriété peut se traduire par un « effet rebond » qui peut remettre en cause les effets de ce progrès. Ainsi, la diminution de consommation unitaire d'un véhicule peut se traduire, sans effort accepté de sobriété, par une augmentation des parcours annuels de l'usager de cette voiture et annuler les conséquences a priori positives de ce progrès sur la consommation d'énergie.

Une expérience de trente ans dans les pays occidentaux industrialisés

Prix de l'énergie et politiques publiques

Après les augmentations du prix du pétrole sur le marché international en 1973-1974 (premier choc pétrolier) et 1979 (deuxième choc pétrolier), les pays de l'OCDE ont réussi à préserver leur croissance économique en répondant à ces augmentations par la mise en œuvre de politiques d'efficacité énergétique auxquelles ils ont consacré des moyens importants.

Durant les quinze années qui ont suivi, la consommation par habitant des pays de l'OCDE a été pratiquement stabilisée tandis que leur produit intérieur brut (PIB) augmentait de 30 %. Au cours des quinze années précédentes, la consommation d'énergie avait connu le même taux de croissance que le PIB. Si l'intensité énergétique – rapport de la consommation d'énergie au PIB – de ces pays était restée sur cette période à son niveau de 1973, leur consommation totale d'énergie en 1987 eut été supérieure de 1 200 Mtep (millions de tonnes d'équivalent pétrole), soit 130 % de la production annuelle de pétrole des pays de l'OPEP à l'époque.

L'augmentation rapide des prix a donc été l'effet déclencheur des actions et des investissements d'amélioration de l'efficacité énergétique.

Ces investissements n'ont pas été produits de façon spontanée par le seul jeu du marché, mais par la mise en place de politiques élaborées, comprenant des composantes économiques, institutionnelles et réglementaires, avec des moyens publics d'intervention importants :

- programmes de recherche et développement pour l'amélioration des procédés industriels, des techniques et des matériaux de construction, des moteurs, des appareils électriques, etc. ;
- réglementations sur les consommations d'énergie, notamment pour les bâtiments mais aussi dans certains cas pour les automobiles et les appareils électriques ; labels d'efficacité énergétique ; diagnostics énergétiques obligatoires pour les gros consommateurs d'énergie (industrie, tertiaire, transports) ;
- programmes d'information pour les consommateurs et de formation pour les techniciens et les gestionnaires ;
- incitations financières (subventions, prêts à taux bonifiés, déductions fiscales) pour stimuler l'innovation, la démonstration ou les investissements d'utilisation rationnelle de l'énergie ;
- création d'institutions, d'organismes et d'entreprises de services pour la conception et la réalisation de programmes et de projets.

Les Intensités Énergétiques

Pour comparer les pays entre eux ou étudier l'évolution dans le temps de leur comportement énergétique, on utilise, outre la consommation d'énergie par habitant, « l'intensité énergétique », rapport de la consommation d'énergie (primaire ou finale) au produit intérieur brut (PIB), celui-ci étant calculé « à parité de pouvoir d'achat » (ppa) afin de tenir compte des différences de niveau de vie.

Cet indicateur (qui s'exprime en général en tep/1 000 dollars) caractérise le degré de « sobriété énergétique » d'un pays ou d'un mode de développement : il mesure la quantité d'énergie consommée pour un même niveau de confort ou de production.

L'intensité énergétique dépend bien évidemment de facteurs comme le climat (plus il fait froid, plus on consomme d'énergie pour se chauffer, à niveau économique égal) et de la structure de l'économie : si un pays a beaucoup d'industries lourdes, fortes consommatrices d'énergie, son intensité énergétique sera plus élevée.

Mais, lorsque l'on compare des pays à structures économiques voisines, le facteur essentiel est l'efficacité avec laquelle l'énergie est produite et consommée : très schématiquement, plus l'intensité énergétique est basse, plus l'efficacité est grande.

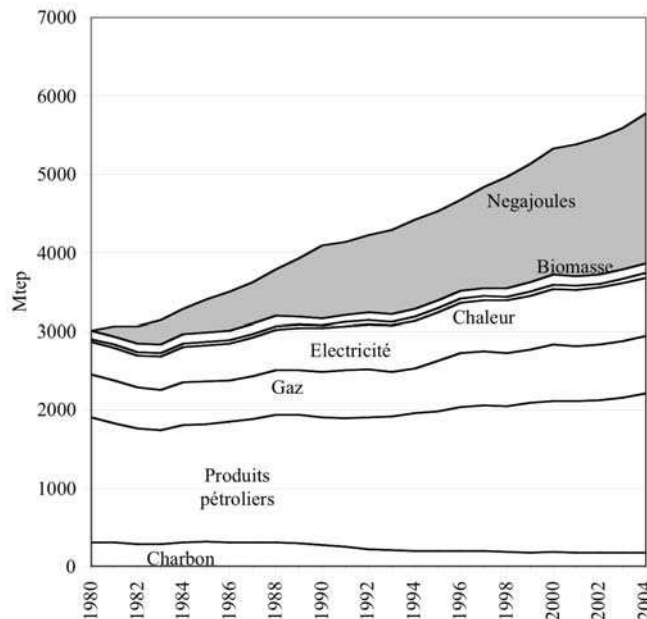
Une étude récente « Évaluation de l'efficacité énergétique dans l'Union Européenne (15) » publiée par la Commission européenne et l'ADEME et réalisée par quatorze équipes nationales (réseau ODYSSEE-MURE) présente une analyse détaillée de l'efficacité énergétique dans EU-15. Cette étude identifie les différents facteurs qui déterminent l'intensité énergétique d'un pays, permet d'en séparer les effets et de définir et évaluer un indicateur proprement dit de l'efficacité énergétique (www.odyssee-indicators.org).

Les Negajoules

La figure suivante montre l'évolution de la consommation d'énergie finale de l'OCDE (et sa décomposition par produit énergétique) sur la période 1980-2004. La portion la plus haute du diagramme (« Negajoules » en grisé) représente les économies réalisées sur la consommation d'énergie finale. On voit que la contribution des « Negajoules » en 2004 (1917 Mtep) est du même ordre que celle des produits pétroliers (2025 Mtep) et supérieure à la somme de celles des autres produits énergétiques finals (respectivement : 182 Mtep de charbon, 731 Mtep de gaz, 742 Mtep d'électricité, 57 Mtep de chaleur et 124 Mtep de biomasse).

L'économie d'énergie finale cumulée sur la période est de l'ordre de 23 milliards de tep.

Énergie finale OCDE : les Negajoules



Source : Enerdata (la consommation finale comprend ici les usages non énergétiques)

Certes, toutes ces économies d'énergie ne résultent pas uniquement des politiques publiques d'efficacité énergétique : les évolutions structurelles de l'économie (plus de tertiaire, plus de productivité globale...) comme l'ajustement des consommateurs aux fortes hausses des prix du pétrole des années 70 – début des années 80 en expliquent aussi une partie. Il est néanmoins très difficile de séparer l'influence respective de ces différentes causes, tant elles interagissent entre elles : les normes d'isolation des logements instituées dans la plupart des pays industriels depuis 30 ans sont évidemment dues aux politiques publiques, mais elles n'auraient peut-être pas vu le jour sans les chocs pétroliers.

En France : investissement sur la demande contre investissement sur l'offre

La note du 16 septembre 1987 de la Direction générale de l'Énergie et des Matières Premières (DGEMP) souligne l'intérêt économique des économies d'énergie réalisées entre 1973 et 1987. Nous en reproduisons ici la première page :

« L'intérêt des économies d'énergie au vu des résultats acquis depuis 1973.

Les résultats acquis depuis le premier choc pétrolier en 1973 témoignent de l'intérêt considérable des économies d'énergie, tant pour ce qui concerne leur impact sur l'indépendance énergétique de la France que celui sur le commerce extérieur.

Quelques chiffres permettent d'illustrer cette efficacité :

- On estime à environ 34 Mtep/an* l'importance de l'économie annuelle réalisée depuis 1973 par rapport à la situation qui aurait résulté d'une consommation alignée sur la croissance économique.

Ce résultat est à rapprocher des 56 Mtep produites** par an après la mise en œuvre du programme nucléaire et montre l'importance prise par les économies d'énergie dans la politique énergétique nationale.

- Cette économie de 34 Mtep/an a nécessité la réalisation de 100 milliards de francs d'investissements. La comparaison de cet effort avec les 500 milliards de francs dépensés pour produire les 56 Mtep annuelles du nucléaire met en évidence l'intérêt des économies d'énergie pour la collectivité nationale. »

* Il s'agit de l'économie d'énergie réalisée annuellement en fin de période du fait des investissements réalisés durant la période. Ce sont des économies en énergie primaire, essentiellement de pétrole, correspondant à environ 28 Mtep en énergie finale.

** Il s'agit d'une production d'électricité « primaire ». En comptabilité énergétique actuelle, cela correspondrait à environ 19 Mtep en énergie finale.

Des potentiels considérables

Les études réalisées dans différents pays montrent que dans les vingt à trente prochaines années, grâce à une politique vigoureuse de maîtrise de la demande d'énergie, la quantité de produits énergétiques nécessaires pour produire les services requis peut être de 20 à 40 % inférieure, selon les pays, à ce qu'elle serait dans la poursuite des tendances actuelles.

L'Union Européenne

La Commission Européenne estime que le potentiel technique d'économie de la consommation d'énergie finale est de l'ordre de 40 % et que le potentiel économique (coût de l'économie inférieur au coût de l'énergie économisée), qui croît évidemment avec l'augmentation du prix de l'énergie, est d'environ 20 %. Pour l'industrie, le potentiel est estimé à 17 %, 22 % pour le secteur résidentiel et tertiaire et 14 % pour les transports (hors changement modal).

Le Livre vert sur l'Efficacité énergétique considère qu'une économie de 20 % est réalisable à l'horizon 2020 et la décompose selon les secteurs et les politiques, comme l'indique le tableau suivant.

Potentiels d'économies d'énergie à l'horizon 2020 pour EU (25) (Livre vert sur l'efficacité énergétique- Commission européenne - juin 2005)

Potentiels d'économies en Mtep	2020 Application rigoureuse des mesures déjà adoptées	2020+ Mise en œuvre de mesures additionnelles
Bâtiments	56	105
Chauffage et climatisation,	(41)	(70)
Appareils électrique	(15)	(35)
Industrie	16	30
Transports	45	90
Cogeneration	40	60
Secteur de l'énergie	33	75
TOTAL	190	360

Si le potentiel 2020+ était réalisé, la consommation d'énergie de l'Union Européenne connaîtrait une inflexion entre 2010 et 2015 et se situerait en 2020 à son niveau de 1990.

Et la France ?

Examinons le bilan en énergie finale de la France en 2004 par grand secteur et par produit énergétique.

Structure des consommations d'énergie finale

France : Consommation d'énergie finale en 2004 (Mtep)

	Charbon	Produits pétroliers	Gaz	Électricité	Énergies renouvel*	TOTAL	Part
Industrie	6,0	6,2	12,4	11,1	1,3	37,0	23 %
Résidentiel & tertiaire	0,4	15,4	22,5	22,8	8,7	69,8	43 %
Agriculture	0	2,3	0,3	0,3	0,1	3,0	2 %
Transports	0	49,4	0	1,0	0,4	50,8	32 %
TOTAL	6,4	73,3	35,2	35,2	10,5	160,6	100 %
Part	4 %	45,5 %	22 %	22 %	6,5 %	100 %	

* Énergies renouvelables thermiques : bois et déchets essentiellement, également solaire thermique, géothermie et autre biomasse.

Source : Observatoire de l'énergie (valeurs corrigées du climat).

Ce bilan fait ressortir les points suivants :

C'est l'ensemble Résidentiel & Tertiaire qui est le secteur le plus consommateur en France, suivi des Transports et enfin de l'Industrie qui n'est responsable que de 21 % des dépenses énergétiques nationales (hors transports directement liés à cette activité). De plus, ce sont les consommations finales des Transports et du Résidentiel & Tertiaire qui augmentent au rythme le plus rapide, respectivement de 21 % et de 13 % en 10 ans contre 4 % pour l'industrie.

Du point de vue des produits énergétiques, on voit que ce sont les produits pétroliers qui dominent dans le bilan final, loin devant l'électricité et le gaz. Mais c'est la consommation des énergies de réseau, l'électricité et le gaz naturel, qui augmente le plus vite (30 % en 10 ans). La consommation de pétrole continue aussi à augmenter en valeur absolue même si sa part dans le bilan final se réduit lentement (de 50 % en 1990 à 46 % en 2004).

On observe le même type d'évolution dans la plupart des pays industrialisés avec une part dominante du secteur Résidentiel & Tertiaire et des Transports dans le bilan final au détriment de la consommation de la production industrielle.

La maîtrise de la demande d'énergie

Si l'on croise les données sur les secteurs avec celles sur les produits énergétiques on voit aisément que les domaines prioritaires d'une action de maîtrise de l'énergie se situent dans l'habitat tertiaire et les transports. À eux seuls ils représentent en effet plus de 70 % des consommations d'énergie finale, 75 % des consommations de produits énergétiques fossiles et 65 % des consommations d'électricité. Au niveau des usages, deux grands postes dominent : la consommation d'énergie pour le chauffage des locaux et les carburants dans les transports, chacun autour de 30 % des dépenses totales d'énergie finale. Dans ces secteurs, le poids des infrastructures est évidemment déterminant : l'aménagement du territoire, l'urbanisme, le type de logement, sa qualité thermique, la nature du réseau de transports dans lesquels nous évoluons tous les jours ont une influence considérable sur la façon dont nous dépensons de l'énergie et sur les quantités mises en jeu.

On peut en prendre conscience à travers quelques exemples :

Urbanisme : un ménage californien dépense 6 fois plus d'énergie qu'un parisien dans ses déplacements quotidiens : domicile travail, accompagnement des enfants à l'école, courses et loisirs... Ils ont certes de très grosses voitures, mais elles ne consomment « que » deux fois plus que les voitures européennes en moyenne. Reste un facteur trois qui s'explique par la longueur des trajets quotidiens et la quasi-absence de transports en commun.

Logement : une maison construite dans les années 60, à une époque où les préoccupations énergétiques étaient pratiquement absentes, et dépourvue d'isolation, consomme quatre fois plus d'énergie de chauffage qu'une maison construite aux normes actuelles.

Transports : un trajet, même en TGV, consomme 2,5 à 4 fois moins d'énergie finale que par l'autoroute ou par avion.

Et là, les potentiels d'économie d'énergie sont considérables. Par exemple l'enjeu dans l'habitat d'une réhabilitation thermique des logements construits avant 1980 en France (au nombre de plus de 20 millions), d'ici 2050, représente dès 2030 près de 30 % d'économie de chauffage du parc total de logements. L'adoption de normes plus sévères sur l'habitat neuf procurerait 10 % d'économies supplémentaires sur l'ensemble du parc. Au total, un enjeu qui porte sur près de 40 % de la consommation de chauffage du parc de logements en 2030 (et 20 % par rapport à 2005). Dans les transports, l'espace de progrès ouvert par un rééquilibrage du transport de marchandises par le rail et la voie d'eau par rapport au transport routier est considérable. Pour le transport des passagers, dont la moitié se produit aujourd'hui en ville, on voit immédiatement l'importance d'une densification de l'habitat, de l'implantation de transports en commun au détriment du transport automobile, et d'une organisation sociale (commerces de proximité, etc.) qui limite les déplacements non piétonniers.

Dans ces deux secteurs où se joue l'essentiel d'une politique d'économie d'énergie, les partenaires principaux, au-delà de l'exécutif central, ne sont plus d'abord les entreprises énergétiques, mais bien les consommateurs, les citoyens et leurs organisations locales ou thématiques, les collectivités locales et territoriales.

L'autre volet d'une politique volontariste de maîtrise de l'énergie réside pour les pays industrialisés dans l'adoption des équipements les plus efficaces : chaudières performantes, appareils ménagers économes, etc. Ainsi, par exemple, dans le seul secteur habitat tertiaire, le potentiel d'économie d'énergie à coût global négatif ou nul à l'horizon 2020 associé à l'adoption des appareils les plus efficaces déjà présents sur le marché est estimé à 55 TWh (« Petit mémento énergétique », Global Chance, janvier 2003), 23 % de la consommation actuelle du secteur. Cette large diffusion des matériels les plus performants suppose la mobilisation des industriels fabricants, l'information des consommateurs et des politiques publiques d'incitation à l'adoption des meilleures pratiques.

Les potentiels cumulés de la sobriété énergétique des comportements individuels et collectifs, de choix plus judicieux d'infrastructures et d'organisation sociale, et de l'adoption généralisée d'outils plus efficaces sont considérables dans les pays développés. Pour la France par exemple, les auteurs du scénario Negawatt les estiment à une

réduction de l'ordre de 30 % (10 % pour la sobriété et 20 % pour l'efficacité énergétique de la demande) par rapport à la consommation prévue en 2030, 15 % inférieure à la consommation d'énergie finale actuelle.

Mais les politiques encore très timides actuellement adoptées dans la plupart des pays industrialisés sont très loin de permettre la récolte d'une part significative de ces économies potentielles pourtant pour la plupart beaucoup moins coûteuses que les politiques de production d'énergie mises en œuvre. Elles se heurtent en effet à de nombreuses difficultés. Parmi les plus sérieuses, les éléments de contradiction qu'elles présentent ou qu'elles sont réputées présenter avec :

- la logique d'augmentation continue de production et d'échanges de biens et de services matériels qui fonde l'économie des pays industriels ;
- la puissance des lobbies producteurs multinationaux (compagnies énergétiques, constructeurs automobiles, etc.) dont la prospérité est directement liée à l'ampleur de la consommation des ressources énergétiques ;
- la rentabilité à très court terme des investissements qui caractérise le néolibéralisme ambiant et l'effacement du rôle de long terme des États au profit du marché.

Pays en développement, émergents et en transition

Il est tout à fait faux de considérer que si un pays a une faible consommation d'énergie par habitant, la maîtrise de la demande d'énergie ne le concerne pas. C'est d'ailleurs un argument que l'on ne rencontre plus dans les pays concernés mais par contre encore parmi les promoteurs de l'offre d'énergie qui l'utilisent de façon hypocrite pour défendre leur cause.

En effet, c'est dans les pays les plus pauvres que l'énergie disponible – bois de feu, déchets – est utilisée de la façon la moins efficace et que le peu d'énergie commerciale qu'ils peuvent se procurer (à prix fort) est consommée par des équipements de faible rendement (voitures et camions de seconde main, électroménager et éclairage peu performant, fortes déperditions d'énergie dans les réseaux de transport et distribution). L'adoption de techniques performantes pour l'utilisation des ressources locales, tant pour la production que pour la consommation de l'énergie, permet de réaliser des sauts qualitatifs et quantitatifs considérables, même et presque surtout dans les pays les plus démunis.

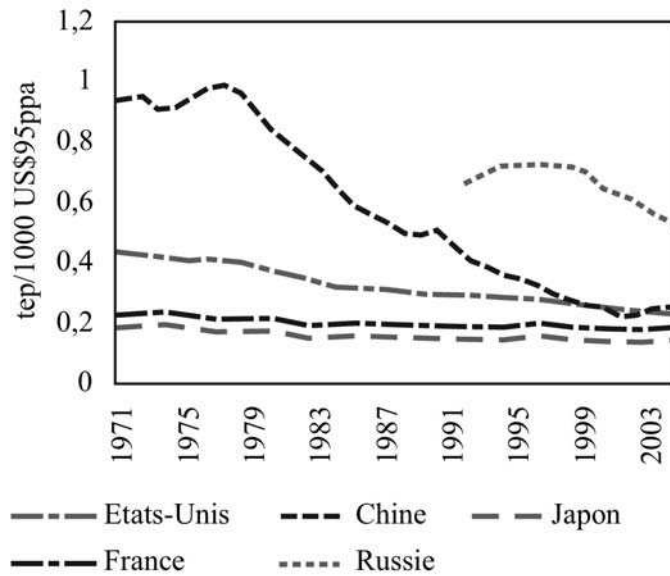
Les pays en développement et les pays émergents qui connaissent une forte croissance économique ont parfaitement compris que le « modèle énergétique » qui s'est développé dans les pays de l'OCDE lorsque ceux-ci ont connu leurs plus forts taux de croissance n'était absolument pas reproductible à l'échelle mondiale. Ces pays doivent augmenter leur consommation d'énergie pour alimenter leur croissance économique et l'amélioration du confort des habitants, mais ils peuvent et doivent le faire dans des conditions de sobriété et d'efficacité permettant d'assurer l'une et l'autre avec des consommations d'énergie bien inférieures à celles des pays de l'OCDE dans le passé.

Une étude portant sur « L'élaboration d'une stratégie de développement de l'utilisation rationnelle de l'énergie en Tunisie à l'horizon 2030 », réalisée par les bureaux d'études ICE, APEX et ENERDATA en 2005 pour l'Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Énergie (ANME) met en évidence des potentiels d'économie d'énergie de l'ordre de 30 % à l'horizon 2030 (sans prise en compte de changements modaux dans les transports). Elle propose un programme d'action détaillé, portant notamment sur le financement des investissements qui devrait lui permettre d'assurer sa croissance avec une intensité énergétique en constante décroissance.

La Russie ou l'Ukraine par contre restent de loin les pays les plus consommateurs d'énergie au regard de leur PIB. Après une augmentation durant la crise économique des années 90, l'intensité énergétique de la Russie a décru depuis 2000 mais reste très élevée : en 2004, elle était trois fois supérieure à celle de l'Union Européenne. Aussi bien pour son propre développement que pour assurer sa capacité d'exportation d'hydrocarbures (notamment en direction de l'Union Européenne), la Russie est dans l'ardente obligation d'une politique très volontariste de maîtrise de la demande d'énergie.

Le cas de la Chine mérite une attention particulière. L'intensité énergétique de ce pays a baissé de façon spectaculaire depuis 1971 comme le montre la figure ci-dessous. Il faut rester prudent sur l'interprétation de données anciennes mais il est certain que l'évolution structurelle de l'économie a beaucoup joué, comme la modernisation progressive de l'industrie et la part croissante des industries légères. Au début des années 2000, la Chine se plaçait à peu près au niveau des États-Unis en valeur de l'intensité énergétique mais le risque serait que ce pays ne mette pas à profit sa croissance économique pour réduire encore son intensité énergétique. Une remontée semble en effet se profiler ces toutes dernières années mais le gouvernement a fixé en 2005 pour objectif une réduction de la valeur de l'intensité énergétique de 20 % à l'horizon 2010.

Intensités énergétiques primaires



Les politiques mises en œuvre dans les pays émergents durant les dix années qui viennent seront décisives. La Chine, l'Inde, le Brésil et d'autres connaissent des croissances économiques fortes et de nombreux facteurs jouent en faveur de la maîtrise de la demande d'énergie : faibles ressources en hydrocarbures et poids sur leur économie des importations de pétrole, très fort potentiel dans les infrastructures nouvelles (urbanisme, bâtiments, moyens de transport), développement des énergies renouvelables dont la combinaison-optimisation avec la maîtrise de la demande est la voie la plus prometteuse pour l'avenir, compréhension intelligente des acquis des pays occidentaux industrialisés et capacité réelle d'inventer et d'appliquer un « nouveau modèle énergétique ».

Globalement donc les potentiels de maîtrise de l'énergie dans les pays industrialisés comme dans les pays en développement sont très importants à court et moyen terme, de l'ordre de 25 à 30 % avant 2030 par rapport aux tendances actuelles. Ils représentent pour de nombreux pays la meilleure opportunité économique pour assurer leur développement. Néanmoins, force est de constater que les politiques mises en œuvre restent très timides, comme si elles se heurtaient de front aux politiques d'offre menées par les grandes entreprises énergétiques multinationales et nationales, avec l'appui implicite ou explicite de la plupart des États. ■

Choisir son mode de ville : Formes urbaines et transports dans les villes émergentes

Julien Allaire (LEPHE-EPE, CNRS/Université de Grenoble II)

La mobilité en milieu urbain représente une part importante de la consommation de pétrole du secteur des transports. Le développement urbain des pays industrialisés dans la seconde moitié du XXe siècle a généralement été réalisé autour de l'automobile. La voiture est devenue le mode de transport exclusif dans les villes américaines et australiennes et le mode de transport dominant dans la majorité des villes européennes. En offrant des vitesses plus élevées, elle a permis la conquête de nouveaux territoires par la ville. En engendrant une augmentation des distances de déplacement, elle est devenue indispensable pour beaucoup de trajets quotidiens. Cette domination de l'automobile crée une dépendance énergétique et une contribution au réchauffement climatique difficilement réductibles. Certains pays en développement construisent actuellement leurs villes. La consommation d'énergie dans les transports urbains pour les décennies à venir va dépendre de la manière dont ces villes sont bâties. Tandis que certains de ces pays atteignent un niveau de richesse permettant le début de la motorisation de masse, nous souhaitons rappeler ici les relations entre la ville et la mobilité, et présenter l'évolution des villes des pays industrialisés. Les villes en développement ne se situent pas au même point de départ que les villes des pays industrialisés avant la motorisation de masse. Elles ont notamment des ressources spatiales et énergétiques réduites. Toutefois, ces contraintes au développement mimétique créent des opportunités pour un développement durable.

La mobilité urbaine définit la forme de la ville

Les travaux de Y. Zahavi (1976) ont beaucoup enrichi l'analyse de la relation entre ville et mobilité. En étudiant un ensemble très vaste de données d'agglomérations d'individus allant de villages africains aux villes américaines, il observe deux constantes. La première est une constante du budget temps de transport quotidien. Dans toutes les villes du monde, quelque soit leur niveau de développement, le temps quotidien destiné à la mobilité est d'environ une heure.

La ville se définit donc par sa limite temporelle. La raison même de la ville est de favoriser les interactions entre les individus en offrant une proximité non pas géographique mais temporelle. L'accès à des vitesses supérieures permet l'expansion de l'aire urbaine. Se déplacer plus vite ne sert pas à se déplacer moins mais à se déplacer sur une plus longue distance. Le nombre de kilomètres parcourus par les habitants d'une agglomération dépend donc pour beaucoup de leur vitesse de déplacement. En ville, en moyenne, la marche à pied permet de parcourir 3 à 5 km par heure, le vélo et le transport en commun entre 9 et 15 km par heure et la voiture entre 30 et 60 km par heure. Le temps quotidien passé hors domicile et le nombre de déplacements par personne et par jour connaissent tous deux une certaine stabilité. L'accroissement de la mobilité au sein des agglomérations résulte principalement de l'accroissement des distances de déplacement dues aux transferts d'un mode de déplacement à un autre. Dans les pays industrialisés, ce transfert s'est fait vers l'automobile. L'utilisation de celle-ci est devenue de plus en plus individuelle, ce qui en fait le mode de transport le plus consommateur d'énergie en milieu urbain.

La seconde constante proposée par Zahavi est une constante du budget monétaire destiné aux transports quotidiens. La stabilité de ce budget moyen n'est pas aussi évidente que celle du budget temporel. Le budget monétaire

re destiné aux déplacements augmente en effet avec la motorisation. Schäfer et Victor (2000) indiquent que, dans les pays non motorisés, un ménage ne disposant pas de voiture individuelle dépense entre 3 et 5 % de son budget global pour les transports. Lors de la motorisation des ménages, la part du budget destinée aux transports peut augmenter très rapidement, jusqu'à dépasser la borne haute de 15 %. Le budget monétaire destiné aux transports se stabilise ensuite entre 10 et 15 % selon les pays. Ce niveau de dépense des ménages est toutefois très influencé par l'adoption du mode de transport automobile. Le budget destiné aux déplacements représente 7 % du budget global au Japon où les transports en commun sont beaucoup plus utilisés. Toutefois, le revenu des ménages constitue évidemment une autre limite à l'expansion de l'aire urbaine. Il détermine l'accès à des modes de transport plus rapides. Ces deux relations entre la mobilité et la vitesse et entre le budget et la vitesse expliquent en grande partie la co-évolution des villes et des modes de transport (Wiel, 1999).

Les formes urbaines et les modes de déplacement

Trois types de villes ont été définis pour décrire l'évolution historique des formes urbaines et des modes de transport : la ville piétonne, la ville du transport en commun et la ville automobile (Schaeffer & Sclar, 1975). La superficie de la ville piétonne est limitée à quelques hectares, les densités de population y sont particulièrement fortes, généralement entre 10 000 et 20 000 hab/km². La croissance démographique se traduisait par une densification de l'aire urbaine. La ville piétonne correspond à la forme urbaine pré-industrielle dans les pays industrialisés.

La ville du transport en commun est celle qui a émergé avec l'avènement de la bicyclette, du tramway et du rail urbain entre 1860 et 1940. Ces modes de transport ont permis d'étendre la ville héritée autour des lignes de transport en commun. Les villes se sont étalées de 10 à 20 km sous une forme « étoilée ». Les densités de population deviennent plus faibles, entre 5 000 et 10 000 hab/km². La ville du transport en commun était la forme urbaine dominante en Europe jusqu'à la seconde guerre mondiale.

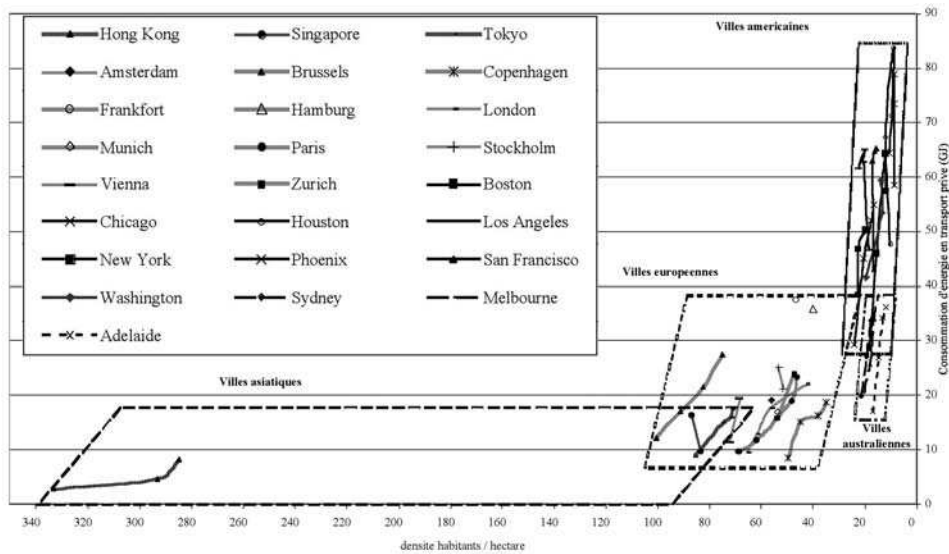
La ville automobile est apparue après la seconde guerre mondiale dans les pays développés avec une généralisation de la motorisation. L'accès à l'automobile pour les ménages s'est traduit par une urbanisation diffuse autour du centre historique. Les investissements massifs dans des infrastructures routières ont permis un étalement dans l'espace dans un rayon de 50 km, avec une densité de population de l'ordre de 1 000 à 2 000 hab/km² (Soulas C. & Papon F., 2003).

Cette succession des modes de transport en Europe s'est traduite par des formes hybrides de ville. Ainsi, les villes ont souvent un centre piétonnier desservi par le transport public et une banlieue répondant aux besoins de l'automobile. Les villes américaines ont un héritage beaucoup moins important de la ville piétonne et de la ville du transport public. Elles ont été façonnées plus tôt, dès le début du XXe siècle, et plus lentement, par l'automobile. La voiture particulière est devenue après la seconde guerre mondiale le mode de déplacement exclusif dans ces villes très diffuses.

Forme urbaine et consommation d'énergie des villes développées

Le développement de l'automobile a entraîné une très forte baisse de la densité de la population urbaine dans les pays occidentaux. Les nouveaux territoires urbanisés par l'automobile ont été construits pour l'automobile et l'allongement des distances de déplacement a rendu les autres modes inadaptés. P. Newman et J. Kenworthy (1989) ont analysé le lien entre la consommation d'énergie pour les transports urbains de personnes et la densité de population des villes. En étudiant des villes de pays développés (États-Unis, Australie, Europe occidentale et Asie), ils montrèrent que les villes les plus denses (Asie et Europe) consommaient bien moins d'énergie que les villes étalées (États-Unis, Australie). En 1980, environ deux fois plus de carburant était utilisé pour le transport dans les villes américaines que dans les villes australiennes, quatre fois plus que dans les villes européennes et six fois plus que dans les villes asiatiques considérées. La Figure 1 présente l'évolution de la densité de population et de la consommation d'énergie en transport privé de 1960 à 1990 pour différentes villes américaines, australiennes, européennes et asiatiques.

Figure 1 : Densité de population et consommation d'énergie pour le transport privé (1960-1990)



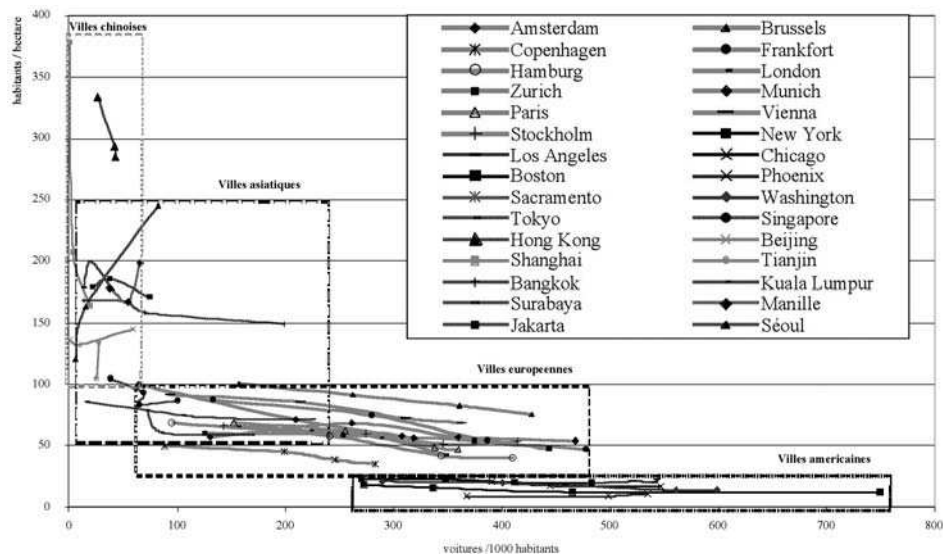
Newman & Kenworthy ont ouvert la voie à un courant promouvant la ville compacte pour diminuer la dépendance automobile et la consommation de pétrole des villes. Les trois principaux avantages attribués à la ville compacte, agissant spécifiquement sur la mobilité et la répartition modale des déplacements, sont :

- la proximité des lieux qui réduit les distances de déplacements et permet un plus grand recours aux modes doux,
- la congestion plus importante : elle rend l'usage de l'automobile moins intéressant,
- la plus grande rentabilité des investissements en transport en commun.

Cette thèse fut rapidement reprise en Europe pour tenter d'éviter la dynamique d'étalement urbain observable depuis quelques décennies. Mais, dans les villes des pays industrialisés et particulièrement en Amérique et en Australie, la redensification pose des problèmes dans sa réalisation. Elle nécessite un changement du mode de vie des ménages et se heurte à l'acceptabilité de la compacité. De plus, la faisabilité de la redensification pour les villes étalées s'avère très coûteuse (Breheny, 1997).

La Figure 2 montre sur trente ans la diminution de la densité de population engendrée par la motorisation des villes.

Figure 2 : Motorisation et densité de population



Celle-ci entraîne une augmentation du nombre de kilomètres parcourus et une augmentation de la consommation d'énergie. Cette tendance observée dans la quasi-totalité des villes ne suit toutefois pas la même trajectoire pour toutes les villes du monde. Chaque continent présente des évolutions particulières, comme le montrent les enca-

drés sur les graphiques. Ainsi, certaines villes européennes dans les années 1980 avaient un taux de motorisation équivalent à celui des villes américaines dans les années 1960 ou 1970. Or, leur densité de population urbaine était deux à trois fois plus forte.

Forme urbaine émergente et consommation d'énergie

Actuellement, les pays en développement s'urbanisent plus rapidement qu'ils ne s'industrialisent. L'urbanisation des pays en développement ne suit pas le sentier tracé par les pays du Nord, l'apparition de mégapoles au Sud en est l'illustration. De plus, les villes du Sud ne connaissent pas la succession des modes de transport qu'ont connue les villes du Nord. Très peu de villes ont été dédensifiées par le rail urbain avant de voir apparaître les transports motorisés individuels. Les villes du Sud se trouvent dans une configuration où elles passent très rapidement de la ville piétonne, à forte densité de population, à des villes où de nombreux modes de transports cohabitent. L'avenir ne présage pas d'une énergie aussi peu chère qu'elle l'a été au cours du développement des villes du Nord. Une motorisation de masse dans les pays en développement représenterait donc une consommation d'énergie fossile insoutenable tant du point de vue des ressources que de celui des risques climatiques. Enfin, au regard des disponibilités en terres arables de l'Inde et de la Chine, la motorisation et l'étalement urbain se traduiraient par une augmentation à la fois de la dépendance énergétique et de la dépendance alimentaire de ces deux pays de plus d'un milliard d'habitants.

Le développement urbain dans les villes des pays en développement sera donc original et probablement plus durable, au moins pour les pays ayant une forte densité nationale. En transformant leurs contraintes en opportunités, les villes émergentes peuvent parvenir à un développement plus soutenable que celui des villes des pays industrialisés. La forte densité héritée est finalement un atout des villes émergentes pour limiter leur dépendance énergétique. Elle permet de freiner l'implantation d'un système automobile. Les villes asiatiques en développement comme Bangkok, Séoul ou Beijing ont dépassé le nombre de 100 véhicules pour 1 000 habitants avec une densité supérieure à 15 000 habitants/km². La plupart des villes européennes dépassaient ce seuil de motorisation avec une densité comprise entre 5 000 et 10 000 habitants/km² (Figure 2).

Pour l'instant cela se traduit par une forte congestion. Celle-ci apparaît dans les villes denses pour un nombre de véhicules beaucoup plus faible. Le parc automobile augmente beaucoup plus rapidement que les infrastructures routières. Les véhicules motorisés sont généralement plus abordables qu'ils ne l'étaient en Europe dans les années 1960 et les capacités de financement d'infrastructures sont moindres. La congestion dans ces villes entraîne une très mauvaise efficacité énergétique et une forte pollution. De plus, elle demeure synonyme de motorisation ; car tant que les bus sont bloqués dans les embouteillages, la voiture conserve une vitesse supérieure à celle du bus (Gakenheimer, 1997).

Après avoir cherché à développer la motorisation des ménages, les autorités chinoises ont relancé d'importants programmes de rail urbain dans les grandes villes du pays. Constatant l'impossibilité de fournir suffisamment d'espace aux automobiles, elles investissent dans le transport en commun pour satisfaire la demande de mobilité. Elles s'orientent à plus long terme vers une forte multimodalité (Allaire, 2006).

Depuis un siècle, aucun progrès technologique majeur n'est apparu dans les transports urbains. Les villes émergentes innovent donc avec les modes de transports actuels. Les villes d'Asie du Sud-Est ont ainsi développé un nouveau système de transport urbain autour du motorcycle (Barter, 1999). Ce mode de transport est moins coûteux que l'automobile et nécessite moins d'espace, mais il par contre très consommateur d'énergie, très polluant et très bruyant.

Le BRT (*Bus Rapid Transit*) né à Curitiba au Brésil est en revanche un exemple d'innovation répondant aux valeurs du développement durable. Ce système de bus rapides et peu coûteux rencontre un véritable succès tant dans les pays en développement que dans les pays industrialisés. En dédiant des voies de circulation aux bus, le système de BRT augmente fortement la vitesse moyenne du réseau de transport public. De plus, il s'intègre dans une gestion plus large de la mobilité et sollicite une interaction avec l'aménagement urbain.

La maîtrise de la consommation d'énergie dans les transports urbains dépend des réseaux de transports privilégiés au cours du développement. Il s'agit de choisir son (ou ses) mode(s) de transport pour la ville. Favoriser les modes de transport les moins énergivores oriente la ville et la vie de ses habitants vers un développement durable. Les politiques de transport doivent s'intéresser à la vitesse offerte par les différents modes de transport et leurs coûts relatifs. Cela signifie avant tout d'attribuer aux modes de transport peu consommateurs d'énergie l'espace public nécessaire pour assurer leur rapidité et leur sécurité. La dépendance énergétique des villes en développement se joue donc dans le partage de la rue. ■

Bibliographie

- Allaire, J. (2006), *Quelle place pour l'automobile dans la mutation des villes chinoises ?* 14 p. (à paraître dans les publications du CUEPE, Genève)
- Barter, P. (1999) *An International Comparative Perspective on Urban Transport and Urban Form in Pacific Asia : The Challenge of Rapid Motorisation in Dense Cities*, Ph.D. Thesis, Murdoch University.
- Breheny M. (1997) *Urban compaction : feasible and acceptable ?* *Cities [Cities]*. Vol. 14, no. 4, pp. 209-217. Aug 1997.
- Gakenheimer R. (1997), *Mobility Issues in the Developing Countries*, Dpt of Urban Studies and Planning MIT W-0151a, fall 1997.
- Kenworthy J., Laube F., Barter P., Raad T. Pobooc C. Guia B. (2000) *An international sourcebook of automobile dependence in cities, 1960-1990*. Boulder, USA, University Press of Colorado, 2000.
- Newman P. and Kenworthy J. (1989) *Cities and Automobile Dependence. An international Sourcebook*, Gower Technical, Sidney.
- Schaeffer KH & Sclar E (1975), *Access for all : transportation and urban growth*, Penguin Books
- Schäfer A., Victor D. (2000), *The future mobility of world population*, *Transportation Research Part A*, vol. 34 (2000), p.171-205.
- Soulas C. & Papon F. (2003), *Les conditions d'une mobilité alternative à l'automobile individuelle*, *Réalités industrielles* novembre 2003.
- Wiel M. (1999), *La transition urbaine ou le passage de la ville pédestre à la ville motorisée*, Pierre Mardaga Editeur, 149 p.
- Zahavi, Y. (1976) *Travel Characteristics in Cities of Developing and Developed Countries* (Staff Working Paper No. 230), World Bank.

L'intégration systémique de la demande de services à l'offre d'énergie

Bertrand Chateau (Enerdata)

Rechercher les solutions aux défis de l'énergie et de l'environnement passe nécessairement d'abord par des éclairages sectoriels sur les tendances et les possibilités d'inflexion du côté de l'offre comme du côté de la demande. Pour autant, il faut garder à l'esprit qu'il existe une logique d'ensemble qui préside au développement du système énergétique, et qui détermine en grande partie ses conséquences sur l'environnement.

Ce sont les interdépendances entre les facteurs clés du développement énergétique qui sous-tendent cette logique d'ensemble, qui font que l'on a affaire à un système et non à une collection d'objets indépendants les uns des autres : interdépendances entre technologies et comportements, entre comportements et croissance économique, entre choix politiques et mix énergétique, entre mix énergétique et efficacité énergétique, etc...

Il existe aussi une hiérarchie entre ces facteurs-clé, déterminée par la nature des interdépendances mais aussi par le fait que l'on raisonne dans un système ouvert, qui entretient avec l'extérieur des relations fortes et multiples : dans la France des années '70, la volonté d'indépendance énergétique a prédéterminé en partie le choix nucléaire des Pouvoirs Publics, lequel prédétermine aujourd'hui en partie la compétitivité de l'électricité par rapport au gaz dans les usages thermiques, laquelle prédétermine en partie l'évolution de la demande électrique, etc.

Autrement dit, il serait illusoire et trompeur de continuer à raisonner à long terme, notamment lorsque des ruptures apparaissent inévitables, avec les modes de raisonnement linéaires classiques : projeter d'abord une demande à laquelle conduirait un développement économique souhaitable, plus ou moins élevée selon la vigueur des politiques d'efficacité énergétique, et partager ensuite cette demande future entre les différentes énergies alternatives, comme si les deux entités, demande et offre, étaient indépendantes, et comme si tous les mix énergétiques étaient également faisables.

Le raisonnement alternatif est celui de l'intégration systémique, de la demande de services énergétiques à l'offre, dans une analyse prospective de paradigmes énergétiques globalement cohérents.

On illustrera ce propos à partir des résultats d'études récentes menées pour la Commission Européenne (Étude WETO-H2 (World Energy Technology Outlook, 2006) ; étude VLEEM (Very Long Term Energy Environment Modelling, 2005)

Promesses et limites de la poursuite du paradigme fossile

Quand on parle de paradigme fossile, on parle du système technique dominant fondé sur la combustion, qui impose des technologies particulières pour répondre aux besoins (par exemple le moteur à combustion interne), un mode d'organisation particulier pour produire, transporter, transformer, distribuer, stocker des produits énergétiques bien particuliers (de la raffinerie à la station service, de la centrale électrique à l'utilisateur final), voire des comportements spécifiques induits par les technologies utilisées (mobilité par exemple). Les structures industrielles jusqu'au milieu du 20^{ème} siècle ont été façonnées par le couple charbon-machine à vapeur, tandis que l'urbanisation et l'aménagement de l'espace ont été façonnés depuis lors par le couple dominant pétrole-moteur à combustion interne.

Tant qu'ils restent un moyen alternatif de produire de l'électricité dans des usages majoritairement captifs de l'électricité, le nucléaire ou le renouvelable s'inscrivent parfaitement, bien qu'à la marge, dans le paradigme fossile.

Toutes les récentes études prospectives (AIE, Commission Européenne, DOE), proposent des visions du monde énergétique qui s'inscrivent dans la poursuite du paradigme actuel à l'horizon 2050, sans contrainte forte relative à l'effet de serre.

Ces visions suggèrent que les contraintes de ressources sur le pétrole et le gaz pourraient être surmontées modulo de fortes hausses des prix. Elles décrivent un monde où, entre autres, le charbon, dont les ressources connues sont beaucoup plus considérables que celles de pétrole et de gaz, devient l'énergie fossile majeure du monde, et où le centre de gravité énergétique du monde se déplace en Asie.

L'étude VLEEM (www.VLEEM.org, Commission Européenne) prolonge et complète ces visions d'un monde durablement inscrit dans le paradigme fossile : le charbon s'impose ainsi de plus en plus dans tous les compartiments du système énergétique, hormis quelques usages où le pétrole restera très difficile à remplacer à des coûts acceptables, comme le transport aérien. Cette étude montre même la compatibilité du paradigme fossile avec un développement soutenable jusqu'à la fin du siècle au moins.

Dans toutes ces études, il est admis que la croissance de la demande énergétique reste fondée sur les mêmes relations à la croissance économique que celle observée historiquement dans les pays industriels, c'est-à-dire avec une progression similaire des usages de l'énergie et des comportements de consommation. L'étude VLEEM montre toutefois que les contraintes climatiques et les contraintes de ressources ne pourront être surmontées qu'au prix d'un renforcement considérable de l'efficacité des techniques avec laquelle l'énergie devra être utilisée : bâtiments neufs très bien isolés, véhicules automobiles très performants, etc.

Le problème de l'effet de serre apparaît évidemment crucial dans le maintien du paradigme fossile. Pour qu'il soit effectivement réglé, deux conditions, étroitement liées, s'imposent :

- un développement massif des vecteurs énergétiques secondaires non carbonés (électricité, hydrogène) dans les usages finals, lequel est cohérent avec l'évolution de la structure des besoins de services énergétiques, mais qui entre en contradiction avec la logique interne du paradigme fossile, et qui de surcroît, génère des pertes de transformation considérables dans le système énergétique (rendement de Carnot) ;
- la maîtrise complète, technique, économique, sociale, de la capture-sequestration du CO² produit par les grandes installations de combustion et les équipements de transformation des énergies, dont l'importance ira croissante avec le recours aux vecteurs non carbonés.

La figure ci-contre montre, pour l'Europe, les exigences d'un maintien de ce paradigme fossile : stabiliser la consommation d'énergie primaire à partir de 2020, malgré l'accroissement du PIB moyen par habitant et malgré l'augmentation des pertes de transformation ; importer des quantités considérables de charbon pour satisfaire les deux tiers de la consommation primaire ; capturer et stocker de l'ordre de 4,5 milliards de tonnes de CO² par an en 2100, soit les deux tiers des émissions totales à cette date. Ces chiffres permettent de saisir l'ampleur des défis à relever dans le maintien du paradigme fossile, pour éviter les catastrophes climatiques, et pour assurer la logistique d'ensemble d'un système où le charbon est omniprésent : transport maritime, infrastructures portuaires, localisation des centrales électriques, etc.

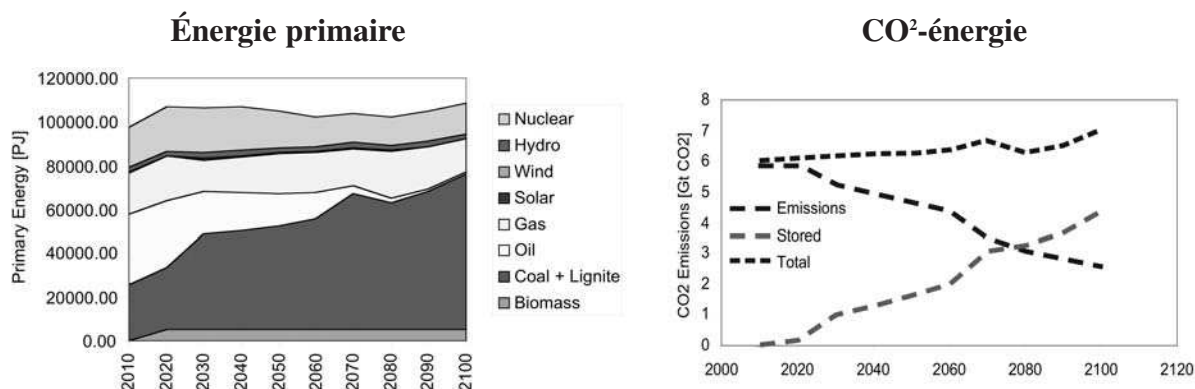
Les attributs d'un paradigme « fossiles » soutenable

Effet de serre : baisse de 10 % tous les 10 ans des émissions de GES, à partir de 2010 pour les pays industriels ; même rythme de baisse pour les PVD, mais seulement après qu'ils aient atteint le niveau moyen de PIB par habitant des pays industriels en 1990 ; la concentration de GES dans l'atmosphère devrait ainsi se stabiliser à moins de 650 ppmv d'équivalent CO².

Capture-séquestration du CO² : moyen majeur pour parvenir à l'objectif de réduction des émissions de CO², supposant la maîtrise du stockage en aquifère profond à des coûts acceptables. 60 % des émissions de CO² sont capturées et stockées.

Ressources fossiles : les PVD, comme les pays industriels, ont un recours de plus en plus important au charbon, jusqu'à 70 % de la consommation primaire d'énergie, sans contrainte sur les ressources disponibles, à un coût d'accès acceptable.

Énergie primaire et CO²-énergie de l'Europe dans un paradigme fossile « soutenable »



Source : www.VLEEM.org, rapport final phase 2

Quel devenir pour un paradigme nucléaire ?

L'émergence d'un nouveau paradigme, fondé sur le nucléaire, pourrait être une des conséquences possibles d'un recours massif à des vecteurs énergétiques non carbonés, électricité, hydrogène, chaleur. S'il permettait de produire ces vecteurs en abondance, dans des conditions économiques compétitives et avec des conditions d'acceptabilité suffisantes, le nucléaire, pourrait progressivement « chasser » les combustibles fossiles de tous les usages grâce à des technologies spécifiques (pile à combustible par exemple) susceptibles d'induire des comportements spécifiques (voiture urbaine mono-fonction par exemple). On cesserait progressivement d'utiliser les fossiles, non pas faute de ressources, mais simplement parce qu'on en aurait de moins en moins besoin (l'âge de pierre ne s'est pas achevé faute de pierres...).

Un basculement de paradigme en faveur du nucléaire est effectivement envisageable dans les pays industriels, au problème près des ressources mondiales d'uranium dans la technologie actuelle. En revanche, on en est encore très loin dans la plupart des pays en développement, qui rappelons le, deviendront vite dominants sur la scène énergétique mondiale. Non pas faute de compétences et de ressources, mais parce qu'il faudra encore de nombreuses décennies avant que ne soient maîtrisées, sur le plan technique et économique, des filières nucléaires suffisamment sûres, efficaces et non proliférantes, pour pouvoir s'étendre à l'ensemble de la planète sans engendrer de syndrome « iranien » ou « coréen ». Et parce que le caractère très capitalistique du nucléaire en fait un mauvais candidat pour les pays en mal de capacités financières (*voir article « SUNBURN » dans ce numéro*).

Plus largement, le caractère centralisé et très capitalistique du nucléaire pourrait avoir des conséquences globalement préjudiciables au regard des critères de soutenabilité. En effet, plus les coûts d'investissement par kWh dans un système centralisé sont élevés, plus la pression est forte pour amortir ces investissements sur un grand nombre de kWh vendus, et plus il y a de conflit d'intérêt avec la maîtrise des consommations. Deux raisons essentielles à cela :

- la recherche de prix de revient de la production d'électricité et d'hydrogène les plus bas possibles du fait de la concurrence avec les autres énergies, et donc une influence baissière sur les prix aux consommateurs finals,
- la vigueur commerciale pour placer le plus grand nombre de kWh possible, condition de la baisse des prix de revient.

Un tel conflit d'intérêt serait d'autant plus exacerbé dans le cadre d'une libéralisation complète du secteur électrique, la logique financière obligeant à choisir d'abord en faveur de la compétitivité et de la baisse des prix de revient.

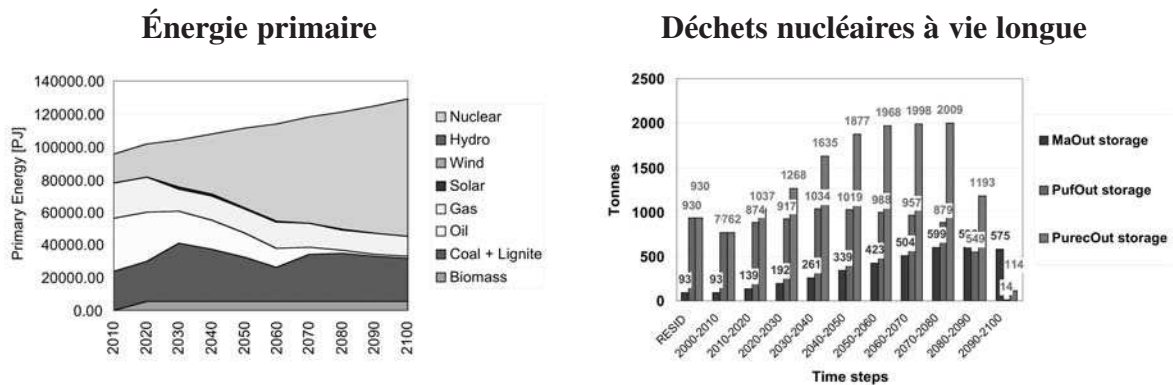
Mais en quoi la croissance de la demande de vecteurs énergétiques non carbonés pose-t-elle un problème si l'on dispose d'énergie nucléaire en abondance ?

Limitons-nous ici à la question de l'effet de serre. Le problème vient de ce que le nucléaire ne peut pas fournir, en tout état de cause, la totalité de l'électricité et de l'hydrogène demandés : parce que les possibilités de stockage de ces énergies sont limitées, parce que le nucléaire a une faible modularité, et parce que, pour rester compétitif, il lui faut un facteur d'utilisation important, correspondant à la demande « en base » (autour de 50-60 % de la demande électrique). Plus la demande d'électricité et d'hydrogène est importante, plus il faut recourir à des combustibles fossiles pour combler les demandes que le nucléaire ne peut couvrir. Produire avec les fossiles, les 40 % restant (compte tenu de l'hydraulique) d'une demande deux fois plus élevée du fait du paradigme nucléaire, reviendrait au

même, au regard des émissions de CO², que de produire, avec ces mêmes fossiles, 80 % d'une demande d'électricité deux fois moins élevée.

La figure ci-dessous montre les conséquences et les enjeux d'un paradigme nucléaire durable, c'est-à-dire où la question des déchets nucléaires à vie longue finit par être résolue par leur élimination et non par leur stockage, et où se développent des filières nucléaires intrinsèquement sûres et non proliférantes. Cette figure illustre en particulier un point évoqué ci-dessus, à savoir l'effet d'entraînement du nucléaire sur le volume de la consommation primaire, malgré de forts gains d'efficacité dans les usages, principalement du fait des pertes de transformation dans la production d'électricité nucléaire. À satisfaction identique des besoins, la consommation d'énergie primaire serait ainsi près de 30 % supérieure à celle atteinte en 2100 dans le paradigme fossile « soutenable ».

Énergie primaire et déchets nucléaires de l'Europe dans un paradigme nucléaire « soutenable »



Source : www.VLEEM.org, rapport final phase 2

Un paradigme « renouvelables » est-il crédible ?

Pour Marc Jaccard, avocat de la cause des fossiles, les renouvelables constituent probablement l'option alternative aux fossiles la plus sérieuse comme élément central d'un nouveau paradigme, surtout dans l'optique du développement durable.

Comme pour le nucléaire, l'émergence d'un paradigme renouvelables pourrait s'ancrer dans un recours massif à des vecteurs énergétiques non carbonés, et faire fond simultanément dans la maîtrise de l'énergie solaire. Celle-ci est en effet susceptible d'induire un bouleversement complet dans la conception des bâtiments et de leur équipement énergétique, faisant de ceux-ci des ensembles autonomes ou interagissant entre eux au sein de micro-réseaux locaux (concept de bâtiment à énergie positive en France, label suisse « Minergie », maison du futur au Japon, etc.). Là encore, les transformations techniques, organisationnelles et comportementales en jeu pourraient reléguer les fossiles au deuxième plan.

Si elles sont effectivement très abondantes, inépuisables, très bien réparties sur la terre, les énergies renouvelables se heurtent toutefois à un paradoxe fondamental : leur caractère le plus souvent diffus et intermittent, voire aléatoire (hormis la biomasse), face à des besoins de plus en plus concentrés, avec des exigences de qualité croissantes. Ce paradoxe a un coût, aujourd'hui parfois exorbitant : il faut utiliser beaucoup d'espace, concentrer fortement l'énergie, développer des moyens de stockage onéreux, mettre en place des « back-up ». Pour ce qui est de la production centralisée de vecteurs énergétiques non carbonés, nous sommes aujourd'hui encore loin de la compétitivité, tout au moins si l'on voulait remplacer massivement les fossiles (c'est-à-dire si l'on voulait aller bien au-delà du potentiel éolien et hydraulique exploitable à proximité).

Un paradigme renouvelables suppose donc un développement de technologies, de modes d'organisation et de comportements qui :

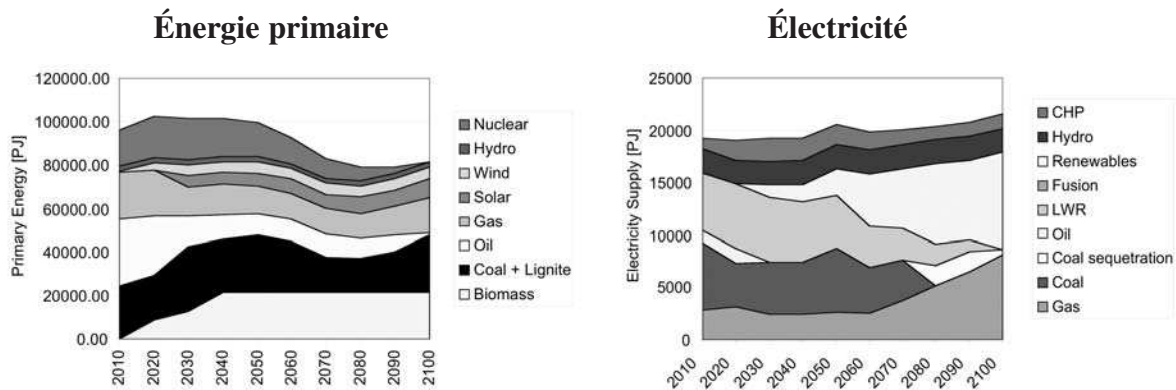
- permettent de retrouver, au niveau des services énergétiques, des conditions de compétitivité difficiles à remplir au niveau d'une production centralisée à grande échelle ;
- limitent le recours à la production centralisée à un niveau compatible avec les potentiels hydrauliques, éoliens et biomasse de proximité.

Comme le montre l'étude VLEEM, dans un tel paradigme, la croissance de la demande d'énergie commerciale serait beaucoup plus faible que celle des besoins de services énergétiques, c'est-à-dire à des niveaux compatibles avec l'ensemble des potentiels solaires, hydrauliques, éoliens et biomasse respectueux de l'usage des sols.

Le coût d'un basculement du paradigme actuel vers un paradigme renouvelable sera d'autant plus élevé que les infrastructures en place, bâtiments, transports, plates-formes industrielles, seront développées, et que les besoins d'infrastructures nouvelles seront limités. Par chance, c'est généralement la situation inverse qui prévaut dans la plupart des pays en développement. Il n'est pas interdit d'imaginer de ce point de vue, que de grands pays émergents comme la Chine, l'Inde ou le Brésil soient parmi les premiers à « sauter le pas ». Ils ont effectivement des marchés intérieurs suffisamment vastes et des potentiels industriel, financier et intellectuel suffisamment développés, pour prendre un leadership mondial dans la production de technologies et de systèmes intégrés conçus spécifiquement pour maximiser la captation et l'utilisation des énergies renouvelables à des coûts compétitifs pour l'utilisateur final.

La figure ci-dessous montre les exigences d'un paradigme « renouvelables » : un plafonnement de la consommation d'énergie primaire à partir de 2020, suivi d'une baisse pour atteindre en 2100 un niveau de 20 % inférieur à celui de 2020 ; un rôle considérable de la biomasse (25 % en 2100) ; la moitié de l'électricité produite à partir des renouvelables en 2100. Pour un même niveau de satisfaction de services énergétiques identiques, il faudrait, dans le paradigme fossile « soutenable », 35 % d'énergie primaire en plus en 2100 que dans le paradigme renouvelable, et dans le paradigme nucléaire « soutenable », 60 % d'énergie primaire en plus.

Énergie primaire et électricité de l'Europe dans un paradigme renouvelables « soutenable »



Source : www.VLEEM.org, rapport final phase 2

L'énergie répartie et la production décentralisée d'énergie

Michel Labrousse (consultant indépendant)

L'architecture de l'ensemble du système énergétique (production et consommation) est en voie d'évolution. La frontière entre « offre » et « demande » s'estompe, la démarcation entre acteurs (« fournisseurs » et « usagers ») est de moins en moins pertinente. L'utilisateur de « services énergétiques », aujourd'hui « client », se transforme à son tour en producteur d'énergie, alors que le fournisseur endosse le rôle de prestataire de services. Ces changements ne se feront pas du jour au lendemain, surtout en France, mais c'est une tendance forte et la seule qui garantisse la pérennité des services énergétiques.

L'architecture centralisée des systèmes énergétiques est remise en cause, qu'il s'agisse de réseaux continus (comme dans le cas de l'électricité et du gaz) ou discontinus (comme pour les produits pétroliers), ces réseaux ne disparaîtront pas mais perdront le rôle de « colonne vertébrale » qu'ils ont acquis en un siècle de « centralisme énergétique ». La production centralisée, certes profitant de l'effet d'échelle, est de moins en moins « soutenable », tant au Nord, dans les pays industrialisés, qu'au Sud, dans les pays en développement.

Au Nord, les investissements très importants, les contraintes climatiques, l'épuisement des ressources fossiles, l'opposition des populations à l'implantation d'infrastructures de production et de transport d'énergie, rendent de plus en plus difficile l'extension des systèmes centralisés, par ailleurs mal adaptés à la valorisation des énergies renouvelables.

Au Sud, tout particulièrement en Afrique subsaharienne, mais aussi dans certaines régions d'Asie et d'Amérique Latine, la conjugaison d'un grand retard dans le développement économique et technologique et une très forte croissance démographique rendent illusoire la couverture énergétique « conventionnelle » du territoire national (électricité et gaz en réseaux, carburants) dans un délai raisonnable. Le

taux d'accès moyen à l'électricité des ménages est de 20 % en Afrique de l'Ouest, il n'est que de quelques % en zone rurale dans la plupart des pays. Ces taux très faibles masquent une réalité encore plus alarmante : les services indispensables à la lutte contre la pauvreté (santé, éducation, transformation de produits agricoles, etc.) sont privés de services énergétiques modernes, fiables et durables. Il faut trouver et appliquer de nouvelles solutions institutionnelles pour qu'une proportion importante des populations puissent avoir accès à des services énergétiques de qualité. Ici plus qu'ailleurs, le changement de paradigme est vital, l'énergie répartie est seule en mesure de répondre dans un délai acceptable aux défis de la lutte contre la pauvreté et du développement économique.

Le présent article s'inspire, en le complétant, du rapport « Un nouveau regard sur l'énergie décentralisée : enjeux économiques, technologiques et territoriaux » (B. Laponche, M. Labrousse, G. Magnin), présenté aux Assises de l'Énergie à Grenoble en 2002 (www.assises-energie.net/document%20interventions.PDF).

Qu'est-ce que l'énergie répartie et la production décentralisée ?

Par opposition au système centralisé tel que nous le connaissons en France, l'énergie répartie recouvre une multitude d'entités énergétiques de petites dimensions, regroupant à la fois des consommateurs et des producteurs, ceux-ci pouvant être aussi ceux-là. Un système énergétique réparti est caractérisé par l'intégration des facteurs et des acteurs. L'objectif est de répondre aux besoins en services énergétiques des agents économiques (entreprises, ménages et services collectifs), pour l'ensemble de leurs usages, y compris le transport, en tirant le meilleur parti des ressources énergétiques locales, souvent maîtrisées par

les consommateurs eux-mêmes. Un système énergétique réparti ou décentralisé n'est pas, en général, un système isolé : il constitue souvent un nœud dans un réseau construit à l'échelle nationale ou régionale. Mais il dispose d'une grande autonomie et les acteurs locaux en assurent la gestion et l'optimisation.

La production décentralisée, notamment d'électricité (cogénération ou production dédiée) est un élément essentiel mais ce n'est pas la seule caractéristique d'un système énergétique réparti. Lorsque les frontières entre « offre » et « demande » s'estompent, l'opérateur énergétique fait beaucoup plus que de vendre de l'énergie finale, il fournit surtout des services et optimise l'usage des ressources énergétiques disponibles. Maîtriser la demande est alors aussi important que de produire et fournir l'énergie. Cette intégration au sein même du système énergétique est comparable à celle que l'on rencontre dans les systèmes informatiques : les données, la musique et les logiciels des uns sont à la disposition de tous les autres... Il faut alors un bon aiguilleur qui facilite les transactions et les rémunère à leur juste prix !

Une telle évolution n'est pas utopique. On constate à cet égard le chemin parcouru par les pays du Nord de l'Europe où le « pouvoir énergétique » est plus ancré dans le local et constitue une question de responsabilité citoyenne. On rencontre partout sur le territoire des personnes, des structures, impliquées dans la question énergétique ; on parle, on débat et souvent on vote sur l'énergie. C'est par exemple le cas dans un pays comme le Danemark où 65 % de l'électricité est produite en cogénération et près de 15 % en éolien, la plupart du temps par des compagnies municipales. De nombreux exemples illustrent le fait que plus la question énergétique est décentralisée, plus on rencontre d'initiatives innovantes, mobilisant de nouvelles technologies, explorant de nouvelles méthodes, inventant de nouveaux concepts, préparant de nouveaux marchés, locaux et internationaux.

Les coûts de l'énergie répartie peuvent paraître a priori plus importants (on profite moins de l'effet d'échelle) mais les rendements sont plus élevés (production combinée en cogénération) et surtout l'internalisation des coûts externes environnementaux et sociaux est beaucoup plus facilement acceptée dans le cadre d'une concertation locale.

Promouvoir l'énergie répartie, qui contribue à réconcilier les différentes formes d'énergie et créer des synergies entre les différentes filières énergétiques, suppose deux conditions. En premier lieu la formulation d'une politique claire et la création de cadres juridiques et institutionnels qui offrent aux différents acteurs, tout particulièrement les collectivités locales, la possibilité d'intervenir à tous les stades de la filière. Ensuite, l'accès à des technologies adaptées performantes.

Une approche progressive et une vaste palette de technologies

L'énergie répartie implique trois niveaux d'analyse et d'interventions qu'il est impératif d'intégrer. Répliquer à petite échelle la structure technique et institutionnelle de l'énergie centralisée, les cloisons et la spécialisation de ses acteurs, conduirait inévitablement à l'échec.

L'intégration offre-demande permet enfin l'optimisation économique des filières, en exploitant pleinement le gisement de maîtrise de l'énergie (la démarche d'optimisation d'une filière énergétique est présentée dans un encadré de l'article « L'Initiative Européenne de l'Energie : une démarche opérationnelle » [M. Labrousse] dans *Liaison Energie Francophonie (IEPF) N° 63 - 2^e semestre 2004* (www.iepf.org/ressources/document.asp?id=175). Cet article présente par ailleurs une démarche permettant de favoriser l'accès à l'énergie pour lutter contre la pauvreté dans les PMA (pays les moins avancés), sujet abordé à la fin du présent article.

Le premier niveau concerne l'utilisation de l'énergie : le consommateur, épaulé par un opérateur de services énergétiques, doit maîtriser les consommations de produit énergétique (efficacité intrinsèque des équipements et comportement d'utilisation, tel que le changement modal dans les transports, et substitution d'énergie).

Le deuxième niveau concerne la transformation d'énergie, en particulier la production d'électricité (cogénération ou trigénération, production de chaleur par pompes à chaleur, etc.).

Le troisième niveau concerne le captage de l'énergie au stade primaire, mais toujours en décentralisé, par l'utilisation des énergies locales, notamment renouvelables. Ce niveau est très souvent intégré aux deux premiers. L'énergie répartie s'adapte bien au « paradigme renouvelables » évoqué dans l'article « L'intégration systémique de la demande de services à l'offre d'énergie » présenté dans ce numéro de Global Chance.

Le choix d'une technologie n'est pas dicté uniquement par le critère économique mais aussi par sa capacité à répondre à des attentes particulières telles que l'autonomie énergétique, la flexibilité d'usage ou la valorisation de ressources locales et au souhait exprimé localement de favoriser tel ou tel facteur environnemental et social en tenant compte de coûts externes dans la conception du système énergétique.

Une large palette de technologies s'offre aux promoteurs de l'énergie répartie aux trois niveaux cités ci-dessus. Les rendements augmentent – c'est notamment le cas de la cogénération – et les coûts diminuent ; en France et surtout à l'étranger, technologies et spécialistes sont disponibles, même si certaines technologies recèlent encore de forts

potentiels d'amélioration technique et économique. Aujourd'hui, ce ne sont pas les technologies qui constituent la barrière à l'essor de l'énergie répartie, la vraie question est celle du cadre institutionnel et de la place des acteurs sur un marché en devenir.

Les impératifs institutionnels

L'énergie répartie n'existera que si une politique énergétique adaptée permet son développement. En France le paradigme dominant est encore celui de l'énergie centralisée. Malgré les espoirs qu'avaient suscités certaines avancées comme les schémas de Services Collectifs de l'Énergie, issus de la Loi d'Orientation pour l'Aménagement et le Développement Durable du Territoire (LOADDT) de juin 1999, les dispositions qui définissent la politique énergétique ne sont pas en faveur de l'énergie répartie. La Loi de programme n° 2005-781 du 13 juillet 2005 fixant les orientations de la politique énergétique n'ignore pas la production décentralisée mais ne lui octroie qu'une modeste place.

Prisonnière de son héritage nucléaire – comme d'autres nations sont « victimes » de leur rente pétrolière – et de ses traditions centralisatrices, la France fait preuve d'une regrettable cécité alors que, sous la pression de l'Union Européenne, le secteur énergétique est en voie de mutation. L'ouverture des marchés, l'incitation à l'utilisation des énergies renouvelables et de la cogénération, les mesures de maîtrise de l'énergie, modèlent un système énergétique de plus en plus diversifié et ouvert. La dissociation entre les fonctions de production, transport et distribution, dans les domaines du gaz et de l'électricité, est une première étape, suivie par la séparation entre les services commerciaux de fourniture d'énergie et les services qui relèvent des missions d'un gestionnaire du réseau de distribution (GRD). L'intégration offre-demande constitue une condition nécessaire, mais non encore suffisante, au développement de l'énergie répartie.

La décentralisation de l'énergie n'a jamais été véritablement envisagée sérieusement lors des discussions sur la décentralisation au cours des dernières années. Or les collectivités locales sont naturellement concernées par l'énergie dans son ensemble, qu'il s'agisse de la demande de services énergétiques sur l'ensemble de leur territoire ou de la valorisation de leurs ressources énergétiques. Malgré les espoirs, énergie et décentralisation n'ont jamais été associées, en particulier lors du Débat National sur l'Énergie. Et pourtant, les nouveaux acteurs sont en place. Les opérateurs énergétiques mettent l'accent sur le service énergétique, les collectivités devront assumer la décentralisation. Auront-elles la volonté et la capacité de faire évoluer le paysage énergétique ?

Une voie nouvelle pour les pays en voie de développement, surtout les PMA

Dans les PMA, en particulier en Afrique subsaharienne, les services collectifs sociaux élémentaires des populations rurales, tels que l'accès à l'eau potable, les soins de santé, l'éducation, sont mal assurés. Sans parler des services associés à l'électricité : l'immense majorité de la population rurale et une large proportion de la population urbaine « vit dans le noir », sans électricité, ne disposant que de moyens rudimentaires et onéreux pour s'éclairer, écouter la radio, communiquer, valoriser les produits de l'agriculture, etc. De très vastes portions du territoire de la plupart de ces pays sont des « déserts énergétiques ». Ce qui manque le plus ce n'est pas « le réseau », c'est « le service ».

L'énergie répartie s'impose tout naturellement, mais malgré de très nombreux projets réalisés au cours des décennies passées, faisant appel aux énergies solaire, éolienne, hydraulique, biomasse, etc. les échecs sont nombreux.

Comme le souligne le rapport de l'IEPF « L'électrification rurale pour le développement de Marrakech (1995) à Ouagadougou (2004) » B. Devin et M. Labrousse (www.iepf.org/ressources/document.asp?id=193), ce ne sont pas les technologies qui sont défailtantes, l'obstacle majeur n'est pas même financier. Ce qui est en cause, c'est l'absence de politique claire en faveur de l'énergie répartie ou décentralisée et l'incapacité des acteurs du développement à mettre en œuvre des approches innovantes pour fournir les services énergétiques. En tentant de reproduire les schémas centralisés des pays industrialisés, on retarde inéluctablement le moment où les populations les plus défavorisées auront accès aux services énergétiques modernes.

La nécessité d'une mobilisation massive en faveur de l'accès à l'énergie est reconnue par tous, l'Initiative Européenne de l'Énergie (EUEI) fédère les efforts des états membres de l'UE et des partenaires africains. Les besoins en services énergétiques sont connus, la CEDEAO (Communauté Economique des Etats de l'Afrique de l'Ouest) a récemment produit un « Livre Blanc pour une politique énergétique régionale » (www.energie-omd.org). Mais il ne suffit pas de planifier, ni même d'évaluer les besoins en financement (relativement modeste dans le cas présent, 16 dollars par habitant et par an pendant 10 ans), la question est de définir une stratégie.

Après avoir visité de nombreux pays, étudié les stratégies de réduction de la pauvreté élaborées par ces pays concernant les services à caractère social (santé, accès à l'eau potable, éducation, télécommunication) et productif, il apparaît que l'énergie répartie est la seule qui permette d'envisager favorablement la réali-

sation des ambitieux Objectifs du Millénaire pour le Développement (OMD) à l'horizon 2015.

Soulignons que dès à présent la gestion décentralisée des ressources forestières, telle qu'elle est pratiquée dans certains pays d'Afrique de l'Ouest et Centrale, est une réalité (instauration de marchés ruraux du bois et du charbon de bois), ce qui montre que les populations rurales, bien que financièrement et techniquement très démunies, ont la capacité de maîtriser des systèmes d'organisation complexes.

Pour assurer l'ensemble des services énergétiques de base un schéma décentralisé pourrait être mis en œuvre. Au Niger, notamment, on étudie la création de « territoires énergétiques » dans le périmètre desquels des opérateurs de services énergétiques seraient en charge de la mise à disposition de services énergétiques diversifiés (chaîne de froid pour la conservation de vaccins, éclairage et télécommunication, pompage de l'eau pour l'alimentation et l'irrigation, etc.) en profitant de la synergie créée entre les infrastructures de secteurs différents. Ces opérateurs éten-

dront leurs services à la population privée, ménages et entreprises, sur le périmètre du territoire énergétique, sorte de concession dont la maîtrise d'ouvrage serait assurée par les entités sectorielles (ministères en charge de la santé, de l'éducation, etc.) et, à terme, par les autorités locales dans le cadre de la décentralisation qui se met en place dans de nombreux pays.

Une telle architecture répond aux critères de l'énergie répartie tels qu'ils ont été définis plus haut. L'intégration offre-demande est complète, l'opérateur de services énergétiques maîtrise l'ensemble de la filière, en contribuant notamment au financement des infrastructures, sous l'autorité d'un maître d'ouvrage.

L'énergie centralisée ne peut plus être un préalable pour les PMA. Une politique fondée sur l'énergie répartie et l'intervention d'opérateurs de services énergétiques permettra, seule, l'accès à l'énergie pour le plus grand nombre et la réduction de la pauvreté. ■

Éléments de conclusion et questions

Rédaction de Global Chance

À l'issue de ce tour d'horizon projectif et prospectif, on voit se dégager quelques certitudes, des pistes d'action, des priorités, mais aussi des questions et des incertitudes à lever. Nous allons tenter en quelques lignes d'en souligner quelques-unes qui nous semblent mériter une attention particulière.

Des certitudes

I - La poursuite des politiques énergétiques fondées sur l'abondance énergétique et le recours aux énergies fossiles nous projette droit dans le mur à moyen terme, probablement avant 2050. Elles conduisent à la fois à un épuisement très rapide des ressources, à une instabilité géopolitique et économique majeure, à une augmentation incontrôlée et irréversible des concentrations de gaz à effet de serre dans l'atmosphère, sans pour autant apporter l'espoir d'une réponse satisfaisante aux besoins du développement des populations les plus pauvres de la planète.

II - Le recours massif à des technologies de production électriques de substitution ou des technologies d'élimination des rejets ou déchets des technologies actuelles, souvent présentées comme susceptibles de constituer une réponse adaptée au défi climatique, est loin de suffire à y répondre à temps. C'est ainsi qu'une relance massive et aussi rapide que possible du nucléaire mondial, avec tous les risques qu'elle comporterait sur le plan de l'environnement et de la paix mondiale, n'apporterait qu'une contribution mineure en 2030 à la diminution indispensable des émissions de gaz à effet de serre, en tout cas inférieure à 10 % des émissions de CO² prévues à cette époque. La captation et le stockage des émissions de CO² des centrales thermiques, malgré son intérêt potentiel à long terme, ne peut pas prétendre non plus à une contribution autre qu'encore marginale à l'horizon 2030 (quelques % des émissions de 2030). Remarquons qu'il s'agit dans les deux cas de « solutions » concernant la production centralisée d'électricité. C'est une des raisons de la modestie des résultats envisageables

puisque la consommation finale d'énergie mondiale sous forme d'électricité, de l'ordre de 16 % aujourd'hui de la consommation totale d'énergie finale, ne dépassera pas 20 % de cette consommation en 2030. Il faudrait en effet, pour dépasser cette proportion, pouvoir faire pénétrer significativement l'électricité dans des applications nouvelles, en particulier dans les transports (véhicules électriques ou à hydrogène), applications dont la dynamique de diffusion au niveau mondial, en cas de succès, restera encore marginale à l'horizon 2030.

III - Les énergies renouvelables, dont les applications sont susceptibles de répondre aux différents besoins d'énergie finale (chaleur, carburants, électricité) sont de ce fait a priori moins limitées. Mais les dynamiques de diffusion de celles qui ont atteint la maturité (eau chaude solaire, hydraulique, éolien, géothermie, etc.) et les délais de développement industriel des autres (biocarburants à base de lignocellulose, photovoltaïque) en limitent le développement vraisemblable en 2030, à des valeurs voisines de celles, déjà importantes, prévues dans les projections réalisées par l'AIE (qui, rappelons-le, conduiraient cependant à une augmentation des émissions de CO² de 60 %).

Globalement, le cumul de programmes très ambitieux concernant ces technologies de production et de captation-stockage, à supposer qu'ils soient réalisables, compatibles entre eux et admissibles par les populations, ne permettrait au mieux qu'une stabilisation des émissions de CO² vers 2030, mais à un niveau encore beaucoup trop élevé de plus de 30 milliards de tonnes de CO², encore supérieur de 35 % à celui d'aujourd'hui.

Des pistes et des questions

On peut classer les pistes envisagées dans les différents articles de ce cahier en diverses catégories : celles qui permettent de limiter les besoins de services

énergétiques qui ressortissent du concept de « sobriété énergétique » et celles qui permettent d'augmenter le rendement du système énergétique (le rapport entre énergie utile et énergie primaire, à services donnés constants).

La sobriété énergétique

Elle ne consiste pas d'abord, comme on nous le fait trop souvent croire, à imposer des restrictions drastiques aux services individuels dont nous disposons, mais surtout à supprimer tous les gaspillages inutiles et coûteux, à tous les niveaux d'organisation de nos sociétés, en s'appuyant sur la responsabilisation de l'ensemble des acteurs, pouvoirs publics, entreprises, citoyens et consommateurs. Le potentiel correspondant est important, de l'ordre de 10 à 15 % à l'horizon 2030, et évidemment hautement rentable économiquement. Il se heurte cependant à la culture dominante que la publicité nous assène tous les jours pour nous convaincre de consommer toujours plus, au grand bénéfice des industriels.

L'amélioration du rendement du système énergétique.

Cette amélioration comporte deux volets, souvent considérés, à tort, comme tout à fait distincts :

- La maîtrise de l'énergie, qui consiste à tirer au mieux partie d'une énergie finale distribuée à l'utilisateur (carburant, combustible, électricité), pour satisfaire un service donné (confort thermique, déplacement, etc.).
- L'efficacité du processus de transformation des énergies primaires en énergies finales. La valeur actuelle de cette efficacité au niveau mondial est de 65 % pour les énergies commerciales, ce qui signifie que 35 % de l'énergie primaire est perdue dans les diverses transformations sous forme de chaleur. L'amélioration de ce rendement d'usage de l'énergie primaire est donc un objectif majeur.

La maîtrise de l'énergie.

Les articles consacrés à ce sujet et à celui des transports urbains montrent l'ampleur des potentiels d'économie d'énergie et de CO² qui sont attachés à ces stratégies, de l'ordre de 20 % au moins (hors sobriété) par rapport aux consommations énergétiques prévues par l'AIE en 2030 (+60%). De plus, la majorité des investissements nécessaires à cette stratégie est abordable sans surcoût économique, aussi bien dans les pays riches que dans les pays en développement. Mais ces deux articles montrent aussi l'importance majeure des choix d'infrastructure, d'urbanisme, de logement, de transport et d'aménagement du territoire dans une stratégie de maîtrise de la demande d'énergie. Ils mettent aussi en relief la mobilisation indispensable des citoyens au niveau territorial pour engager les actions de proximité nécessaires (organisation et investissement patrimo-

nial), relativisant ainsi le rôle des entreprises énergétiques.

Mais les auteurs soulignent aussi les difficultés qui s'attachent à ces politiques et qui proviennent en grande part de l'antinomie des intérêts de court terme de grands groupes énergétiques ou liés étroitement à l'énergie avec ceux de la collectivité et de la planète. On le voit bien aujourd'hui où le discours des pouvoirs nationaux ou régionaux, qui souligne avec emphase la nécessité de politiques hardies de maîtrise de l'énergie, est instantanément contredit, la plupart du temps, par l'absence de politique pérenne et volontariste au profit de mesures portant essentiellement sur l'offre d'énergie. C'est le cas en Europe par exemple où les résultats très significatifs du livre vert sur les possibilités d'économie d'énergie de la Communauté Européenne (20 % à l'horizon 2020) n'ont même pas encore trouvé de traduction dans les scénarios énergétiques que propose la Commission Européenne. C'est le cas en France où la seule décision majeure de la loi sur l'énergie concerne l'offre d'énergie (la décision de construction du réacteur EPR), malgré un discours mobilisateur sur la nécessité de la maîtrise de l'énergie. C'est encore plus le cas aux États-Unis où toute la stratégie proposée par GW. Bush repose sur la mise en place de technologies d'offre d'énergie ou de captation-stockage de CO².

L'efficacité énergétique de la transformation énergétiques primaires en énergies finales

C'est traditionnellement aux producteurs d'énergie que revient la fonction d'amélioration de l'efficacité du système d'offre d'énergie aux usagers, tant il est vrai que leur propre rentabilité y est attachée. Tout producteur d'électricité a en effet un intérêt vital à augmenter le rendement de ses centrales de production, à diminuer les pertes de transport et de distribution, pour optimiser sa fourniture. Mais les deux articles consacrés à ces questions (« *L'intégration systémique de la demande de services à l'offre d'énergie* », B. Chateau, et « *L'énergie répartie et la production décentralisée d'électricité* », M. Labrousse), montrent à l'évidence que cette action sectorielle n'est pas du tout suffisante ni optimale.

Ils montrent en effet que l'efficacité du système énergétique dépend très largement du degré d'intégration de l'ensemble du système énergétique de l'offre au service final. Il est très significatif à ce sujet de voir l'influence de la nature des technologies sur la dépense d'énergie primaire : à service rendu égal (y compris en termes de protection contre le réchauffement climatique) le « paradigme fossile » consommerait en 2050 35 % de plus d'énergie que le « paradigme renouvelables ». Quant au « paradigme nucléaire », il en consommerait 60 % de plus au même horizon. Ces différences majeures de rendement énergétique ne tiennent pas seulement aux rendements intrinsèques des filières de transformation et à l'intensité plus ou

moins forte d'usage des filières à piètre rendement (l'électricité par exemple). Elles tiennent aussi pour une très grande part aux gains très importants que l'usage d'énergies de proximité (renouvelables ou fossiles) est susceptible d'apporter. Et là, ce sont les avantages des co-génération (chaleur électricité, chaleur froid électricité, etc.) qui sont en cause. La proximité des sources permet en effet de faire usage de plusieurs vecteurs énergétiques complémentaires issus d'une même énergie primaire et donc de valoriser cette énergie de façon beaucoup plus efficace. De même, plusieurs sources locales d'énergie primaire (dont certaines resteraient sans usage dans une optique de centralisation, par exemple pour des raisons de transport) peuvent contribuer en commun à la production des vecteurs énergétiques nécessaires aux usagers qui en sont proches. Un concept dans lequel chaque utilisateur devient aussi producteur local. Le ou les réseaux servent alors principalement à permettre les nombreux échanges de proximité entre utilisateurs-producteurs, nécessaires pour optimiser le rendement global du système. L'émergence d'outils de transformation énergétiques de petite taille produits en grande série dans des conditions économiques favorables (turbines à gaz, piles à combustibles, petites unités de fabrication de biocarburants etc.) et les progrès de l'informatique rendent ce concept dès à présent opérationnel. Bien entendu, cela suppose de réaménager les réseaux existants pour leur permettre d'accueillir, en complément des outils centralisés de production, une multitude de producteurs de petite taille. Dans les pays qui ne disposent pas encore de réseaux, en particulier pour l'électricité, une telle solution risque d'ailleurs de s'imposer, au détriment des grands réseaux que nous connaissons aujourd'hui, pour de simples raisons économiques. Mais là encore, pour bénéficier de ces avancées, il faut dès maintenant commencer à intégrer dans nos schémas d'investissement de réseaux cet aspect très nouveau. On peut prendre conscience du chemin à parcourir quand on analyse les prévisions de RTE (Réseau Transport d'Électricité) en France à 20 ans qui ignorent très largement l'apparition de ces nouveaux outils.

L'enjeu est d'autant plus important que le développement de ce concept serait de nature à permettre une valorisation à la fois beaucoup plus complète et beaucoup plus rapide des différentes énergies renouvelables. À terme, l'amélioration de rendement global du

système énergétique qu'on peut attendre d'un basculement vers les énergies renouvelables utilisées de façon répartie est de l'ordre de 10 points en 2030 et de 23 points en 2050, de 65 à 83 % (voir scénario Négawatt 2006, www.Negawatt.org).

Résumons-nous.

La crise majeure, énergétique, économique et environnementale à laquelle on peut s'attendre dans quelques décennies si les évolutions actuelles des consommations d'énergie mondiales se poursuivaient, n'est pas inéluctable. Les potentiels cumulés d'un effort de sobriété énergétique, d'une politique volontariste de maîtrise de l'énergie et d'une intégration systématique de la demande et de l'offre d'énergie sont à la hauteur de l'enjeu : ils permettraient en effet d'infléchir rapidement la pente croissante de consommation d'énergie mondiale, de la stabiliser avant 2030 et d'engager ainsi à temps le processus de réduction indispensable de cette consommation à l'horizon 2050 d'un facteur 2 environ, sans laquelle les efforts de substitution par des énergies non carbonées resteront très insuffisants.

Mais c'est d'un nouveau paradigme énergétique qu'il s'agit, qui renverse les priorités politiques actuelles fondées principalement sur l'offre d'énergie et l'espoir de ruptures technologiques en s'appuyant sur les grandes compagnies énergétiques et le marché pour tenter d'y parvenir.

On voit se dessiner une autre logique, qui donne la priorité à la gestion de la demande de services énergétiques, à un aménagement des territoires et de la production industrielle optimisés pour prendre en compte les spécificités des territoires et des sociétés et éliminer les gaspillages énergétiques actuels ; les acteurs et décideurs principaux n'en sont plus seulement les producteurs d'énergie, mais bien plutôt les citoyens à leurs divers niveaux d'organisation.

Il nous paraît urgent, en France et en Europe, d'approfondir ces questions, de réfléchir à la mise en cohérence des différentes composantes de ce nouveau paradigme qui doit se traduire par des « scénarios » (au sens d'une mise en scène) à moyen et long terme qui permettent aux citoyens de comprendre la nature des enjeux et des contraintes, d'apprécier et de discuter les priorités, de participer activement à l'élaboration et à la réalisation des programmes qui doivent en découler. ■

Les 15 derniers numéros

N° 8 - juillet 1997

Développement durable et solidarité

N° 9 - novembre 1997

De Rio à Kyoto

La négociation Climat

N° 10 - mars 1998

Le climat, risque majeur et enjeu politique - De la conférence de Kyoto à celle de Buenos Aires.

Coédité avec le Courrier de la Planète

N° 11 - avril 1999

Le nucléaire en débat - N'avons-nous pas le temps d'élaborer des solutions acceptables

N° 12 - novembre 1999

Environnement et mondialisation

N° 13 - novembre 2000

Faire l'économie du nucléaire ?

Un rapport récent relance le débat

N° 14 - mars 2001

Changements climatiques

Les politiques dans la tourmente

Coédité avec le Courrier de la Planète

N° 15 - février 2002

Les énergies renouvelables face au défi du développement durable

N° 16 - novembre 2002

Maîtrise de l'énergie et développement durable

N° 17 - septembre 2003

Débat énergie

Une autre politique est possible

N° hors série - janvier 2003

Petit mémento énergétique

Eléments pour un débat sur l'énergie en France

N° 18 - janvier 2004

Le réacteur EPR : un projet inutile et dangereux

N° 19 - juin 2004

Climat, Énergie : éviter la surchauffe

N° 20 - février 2005

Les utopies technologiques : Alibi politique, infantilisation du citoyen ou lendemains qui chantent.

N° hors série - septembre 2005

Petit mémento des déchets nucléaires

Eléments pour un débat sur les déchets nucléaires en France

Abonnement

Les cahiers de Global Chance 2 numéros par an

Nom : Organisme :

Adresse :

Code postal : Commune :

Abonnement individuel 25 euros

Abonnement d'institutions et organismes 80 euros

Ci-joint un chèque à l'ordre de l'Association Global Chance

A facturer

Total : euros Date : Signature :

Association Global Chance, 17 ter rue du Val - 92190 Meudon

La Francophonie au service du développement durable

L'Institut de l'énergie et de l'environnement de la Francophonie (IEPF), organe subsidiaire de l'Organisation internationale de la Francophonie, est né en 1988 de la volonté des chefs d'État et de gouvernement des pays francophones de conduire une action concertée visant le développement du secteur de l'énergie dans les pays membres. En 1996 cette action a été élargie à l'Environnement.

Basé à Québec, l'Institut a aujourd'hui pour mission de contribuer au renforcement des capacités nationales et au développement de partenariats dans les domaines de l'énergie et de l'environnement.

Meilleure gestion et utilisation des ressources énergétiques, intégration de l'environnement dans les politiques nationales dans une perspective durable et équitable, tels sont les buts des interventions spécifiques de l'IEPF – formation, information, actions de terrain et concertation – menées en synergie avec les autres programmes de l'Organisation internationale de la Francophonie et notamment ceux issus de la mission D du Cadre stratégique décennal de la Francophonie : « Développer la coopération au service du développement durable et de la solidarité ».

La programmation mise en œuvre par l'IEPF en 2006-2009 visera notamment à :

- améliorer les conditions d'élaboration et de mise en œuvre de stratégies nationales de développement durable,
- développer les capacités pour l'accès aux fonds et mécanismes dédiés à l'environnement mondial,
- développer les pratiques de gestion durable des ressources naturelles et de l'énergie : Maîtrise des Outils de Gestion de l'Environnement pour le Développement (MOGED), Utilisation durable de l'énergie (UDE), Politiques énergétiques (POLEN),
- accroître les capacités des pays francophones en développement à participer aux négociations internationales sur l'environnement et le développement durable



MINISTÈRE DES AFFAIRES
ÉTRANGÈRES



ORGANISATION
INTERNATIONALE DE
LA FRANCOPHONIE



Institut de l'énergie et de l'environnement
de la Francophonie
IEPF

Cette publication a reçu un soutien sous forme d'achat groupé d'exemplaires :

- de la Direction Générale de la Coopération Internationale et du Développement du Ministère des Affaires Étrangères.
- de L'Institut de l'Énergie et de l'Environnement de la Francophonie.

L'association GLOBAL CHANCE

GLOBAL CHANCE est une association de scientifique qui s'est donné pour objectif de tirer parti de la prise de conscience des menaces qui pèsent sur l'environnement global (« global change ») pour promouvoir les chances d'un développement mondial équilibré.

La situation actuelle comporte des risques de voir se développer des comportements contraires à cet objectif :

- comportement fataliste, privilégiant le développement de la consommation sans prendre en compte l'environnement,
- comportement d'exclusion des pays du Sud du développement pour préserver le mode de vie occidental,
- comportement d'intégrisme écologique, sacrifiant l'homme à la nature,
- comportement de fuite en avant technologique porteuse de nouvelles nuisances et de nature à renforcer les rapports de domination Nord-Sud.

Mais la prise de conscience de ces menaces sur l'environnement global peut aussi fournir la chance d'impulser de nouvelles solidarités et de nouvelles actions pour un développement durable.

Pour GLOBAL CHANCE, un tel développement suppose :

- Le développement réel de l'ensemble des pays du monde dans une perspective humaniste,

- Le choix d'une méthode démocratique comme principe supérieur d'action,
- Le retour à un équilibre avec la nature, certes différent de celui que nous connaissons aujourd'hui, mais qui n'apparaisse pas comme incompatible avec le développement humain. Ce retour à l'équilibre prendra du temps. Mais après une phase transitoire d'adaptation une telle condition implique de tendre :
 - vers des prélèvements globaux mineurs et décroissants de ressources non renouvelables,
 - vers des rejets nuls ou mineurs d'éléments non recyclables (sur des durées de l'ordre de quelques générations) dans les processus de la nature.

Après discussion interne au sein de l'association, GLOBAL CHANCE se propose de mettre les compétences scientifiques de ses membres au service :

- d'une expertise publique multiple et contradictoire,
- de l'identification et de la promotion de réponses collectives nouvelles et positives aux menaces de changement global, dans les domaines scientifique et technique, économique et financier, politique et réglementaire, social et culturel, dans un esprit de solidarité Nord Sud, d'humanisme et de démocratie.



GLOBAL CHANCE - 17 ter rue du Val - 92190 Meudon
Téléphone : 33 (0)1 46 26 31 57 - globalchance@wanadoo.fr