

**ICE**

**LA SECURITE ENERGETIQUE**

**Etude pour le**

**Commissariat Général du Plan**

**Bernard Laponche, Yves Marignac, Hélène Stephan**

**Contrat d'étude n° 4/2000**

**RAPPORT FINAL**

**Mars 2001**

# **LA SECURITE ENERGETIQUE**

## **Table des matières**

### **RESUME EXECUTIF**

### **EXECUTIVE SUMMARY**

### **INTRODUCTION**

### **PARTIE I : LES GRANDES STRATEGIES DE SECURITE ENERGETIQUE**

### **PARTIE II : LA SECURITE ENERGETIQUE INTERNE**

### **PARTIE III : SECURITE ENERGETIQUE ET EFFICACITE ENERGETIQUE**

### **CONCLUSION**

### **ANNEXES :**

- 1. Sur le « taux d'indépendance énergétique » et la façon de le calculer**
- 2. Synthèse et plan du Rapport World Energy Assessment**
- 3. Synthèse du Livre Vert de la Commission européenne**

## **RESUME EXECUTIF**

## 1. LA SECURITE ENERGETIQUE

La sécurité énergétique peut être définie comme l'ensemble des conditions que doit respecter le système de fourniture de l'énergie au consommateur final afin que celui-ci ait à sa disposition – à l'instant présent et dans un avenir prévisible – les services énergétiques répondant aux besoins de son activité économique et sociale et de son confort.

La sécurité énergétique peut être examinée sous trois aspects différents :

- la sécurité des approvisionnements, l'aspect le plus classique de la sécurité énergétique, qui consiste à assurer la satisfaction des besoins en énergie du consommateur final à partir des ressources énergétiques importées.
- la sécurité interne, aspect jusque là moins pris en compte mais tout aussi primordial, qui consiste à assurer la satisfaction des besoins en énergie du consommateur final à partir du système de production, de transport et de distribution interne au pays ou à la région considérée.
- la consommation d'énergie, dont le niveau comme la qualité (nature et propriété du produit énergétique utilisé) ont une influence considérable sur la sécurité énergétique.

L'étude s'est d'abord attachée à faire un tour d'horizon des différentes stratégies de sécurité énergétique – au niveau mondial et à celui des « grandes puissances » –, puis à analyser le concept de sécurité interne, et enfin à évaluer l'influence de la consommation d'énergie sur la sécurité énergétique.

## 2. LES GRANDES STRATEGIES DE SECURITE ENERGETIQUE

La composante majeure des stratégies de sécurité énergétique est constituée par la stratégie de sécurité des approvisionnements, dont l'objectif est de minimiser les risques associés, qui sont aussi bien économiques (augmentations ou fluctuations des prix des énergies importées) que politiques (rupture des approvisionnements liée à un conflit).

Au niveau mondial, la vision des experts sur les réserves et les ressources énergétiques est aujourd'hui relativement optimiste. Même pour le pétrole, matière première énergétique la plus utilisée et la plus convoitée, il n'y aurait à court et moyen terme ni renchérissement subit lié à l'augmentation des coûts de production, ni raréfaction alarmante des ressources : on serait tranquille pour une durée de un demi-siècle à un siècle (ce qui n'est pas la même chose en termes de stratégies d'action).

Le rapport WEA<sup>1</sup> insiste à juste titre, ce que ne font pas les grandes stratégies « nationales », sur le fait que le problème majeur de sécurité énergétique se pose pour les pays et les populations les plus pauvres qui n'ont que peu ou pas accès aux produits énergétiques modernes.

Au niveau national ou régional, la priorité systématiquement accordée – du moins par les pays importateurs d'énergie – à la sécurité des approvisionnements dans les stratégies de sécurité énergétique ne doit pas occulter les spécificités de ces dernières qui reflètent la situation politique, économique et énergétique du pays ou du groupe de pays considéré.

---

<sup>1</sup> *World Energy Assessment – Energy and the Challenge of Sustainability*, préparé par le Programme des Nations Unies pour le Développement, le Département des Affaires Economiques et Sociales des Nations Unies et le Conseil Mondial de l'Energie et publié en 2000. Il examine à l'échelle mondiale le rôle de l'énergie dans la recherche du développement durable et approfondit dans ce cadre la question de la sécurité énergétique mondiale.

Dans la conception du gouvernement américain, la sécurité énergétique des Etats-Unis repose sur trois composantes : la liberté du commerce mondial et la liberté d'accès aux ressources; la protection, militaire si besoin est, des voies de l'approvisionnement énergétique ; la maîtrise des consommations d'énergie. Si les deux premiers points resteront certainement présents avec la nouvelle administration, la question se pose pour le troisième, encore qu'il ne dépende que partiellement du gouvernement fédéral et ait été décliné de façon très inégale par les différents Etats. On peut penser que l'accent sera mis plutôt sur la relance de la production nationale, notamment dans des zones jusqu'ici protégées pour des raisons environnementales (Alaska).

Du côté de l'Union Européenne, le « Livre Vert » sur la sécurité d'approvisionnement énergétique publié en décembre 2000 fait un constat réaliste sur la faible possibilité d'intervention sur la scène énergétique de l'Union Européenne et présente un vif plaidoyer pour une stratégie énergétique européenne.

La stratégie proposée a pour objectif d'améliorer la sécurité des approvisionnements ainsi que la protection de l'environnement, notamment en matière de lutte contre l'aggravation de l'effet de serre. Le Livre Vert met en évidence la faible marge de manœuvre de l'Union Européenne pendant les deux prochaines décennies sur l'offre d'énergie et recommande l'accélération du développement des énergies renouvelables ; il place par contre en première priorité une politique d'action sur la demande par la maîtrise des consommations d'énergie, notamment dans les bâtiments et les transports.

Pour ce qui est de la Communauté des Etats Indépendants (CEI) et de son chef de file, la Russie, leurs stratégies de sécurité énergétique se présentent sous une double facette.

Dans les textes officiels, la stratégie énergétique de la Russie se présente comme la synthèse de deux composantes complémentaires : d'une part, la rénovation du système de production et de transport d'énergie et la relance de la production et des exportations (politique de « maximisation » de la production de Gazprom), d'autre part, la mise en œuvre d'une politique de maîtrise des consommations d'énergie (avec un potentiel de plusieurs centaines de millions de tep). Politique sage qui contribuerait au relèvement économique du pays et permettrait le maintien d'un niveau élevé d'exportations (donnée importante pour l'Union Européenne, surtout pour le gaz naturel). On sait que la réalité est loin de cette rationalité, notamment pour ce qui concerne les économies d'énergie et l'approvisionnement énergétique des régions les plus défavorisées du pays.

La vision est également contrastée sur l'ensemble de la CEI. D'un côté une politique de maîtrise des consommations d'énergie est fortement préconisée, de l'autre tous les regards et toutes les convoitises se portent sur les richesses en hydrocarbures des pays de la Caspienne, au sujet desquelles les experts nous recommandent la plus grande prudence.

La stratégie de sécurité énergétique de la Chine possède, aux dires d'experts, deux caractéristiques intéressantes.

Premièrement, la Chine n'est devenue importatrice nette de pétrole et de produits pétroliers que tout récemment, en 1993. Elle a dû s'adapter rapidement à cette nouvelle situation énergétique, et a opté pour la sécurisation de ses importations par la création de stocks stratégiques et l'investissement dans des opérations d'exploitation et de production à l'étranger.

Deuxièmement, la Chine a mis en œuvre depuis 1980 des politiques fortes d'efficacité énergétique. Les modifications structurelles du développement économique et la plus grande efficacité énergétique ont entraîné une baisse très sensible de l'intensité énergétique : la consommation d'énergie primaire était de 873 Mtep en 1996, alors qu'elle eut été de 1800

Mtep la même année, si l'intensité énergétique primaire était restée à son niveau de 1977. Ces politiques d'efficacité énergétique ont donc contribué, et contribuent toujours, à desserrer la contrainte existant sur les importations pétrolières.

Enfin, en ce qui concerne le Japon, la sécurité énergétique est l'un des trois piliers de sa stratégie énergétique, les deux autres étant la protection de l'environnement et la croissance économique. Le Japon important pratiquement tout ce qu'il consomme de combustibles fossiles, les experts insistent particulièrement sur la question de la sécurité des approvisionnements. Du côté de l'offre, le gouvernement japonais a développé un vaste programme nucléaire, afin de substituer l'énergie nucléaire au pétrole pour la production d'électricité ; ce programme risque cependant d'être freiné par des problèmes d'acceptabilité au sein de l'opinion publique. Du côté de la demande, des mesures drastiques d'efficacité énergétique ont été mises en œuvre, ce qui vaut à l'intensité énergétique du Japon d'être parmi les plus faibles de l'OCDE (0,17 tep/US\$95ppa).

### **3. LA SECURITE INTERNE**

Ce second aspect de la sécurité énergétique n'a pas retenu par le passé toute l'attention qu'il méritait mais suscite depuis peu en France un intérêt grandissant, notamment du fait des conséquences des perturbations climatiques. Le rapport WEA lui consacre une part importante du chapitre traitant de la sécurité énergétique.

La deuxième partie de l'étude est consacrée à cette question, avec l'analyse, dans le cas de la France, de la vulnérabilité des systèmes énergétiques internes au pays – systèmes de production, de transport et de distribution de l'électricité d'une part et systèmes d'approvisionnement en hydrocarbures d'autre part – et à ses conséquences possibles en termes d'interruption physique de l'approvisionnement du consommateur final en un produit énergétique particulier. L'analyse fait apparaître une grande diversité de risques de nature technique ou sociale, et met en évidence la difficulté à évaluer économiquement ces risques, notamment dans le cas de l'électricité, en estimant la valeur négative, pour le consommateur final, de l'unité énergétique non distribuée. Même si les évaluations restent aujourd'hui très sommaires, il semble que ce coût « social » de la défaillance du système énergétique interne soit très élevé : on estime ainsi à un coût de 60 F à 130 F le kWh électrique non distribué.

Au niveau de la production d'électricité, alors que la diversité des sources et des techniques pour la production d'électricité est unanimement reconnue comme un facteur de sécurité, la France, avec le choix du « tout nucléaire », au nom de la sécurité des approvisionnements, s'est placée dans une situation de vulnérabilité technologique qui fait dire au rapport WEA : « En concentrant sa production d'électricité sur l'énergie nucléaire, la France a sans aucun doute renforcé sa sécurité énergétique. Elle a cependant introduit une vulnérabilité nouvelle dans son système ».

C'est surtout la vulnérabilité du réseau électrique démontrée par les effets de la tempête de décembre 1999 qui a mis en évidence l'importance de la sécurité interne (circonstances que l'on retrouve, à des degrés divers, dans plusieurs pays étrangers). L'un des aspects intéressants de l'étude des effets de la tempête sur l'alimentation électrique est de montrer que l'utilisation de l'électricité est tellement généralisée et la régularité de sa fourniture considérée comme devant être assurée « quoi qu'il arrive » que les conséquences les plus dommageables des coupures de courant n'ont pas toujours été la privation des usages majeurs de l'électricité (éclairage, réfrigération, audiovisuel, voire chauffage électrique), mais l'interruption d'autres services indispensables tels que la fourniture d'eau, le chauffage non électrique, les télécommunications, parce que la pompe ou le relais ne fonctionnaient plus.

Cela montre qu'au delà de la réparation, du renforcement, de l'enfouissement du réseau, de nombreuses mesures peuvent être prises, au niveau du consommateur final, pour que ces autres services puissent être assurés en cas de coupure de l'alimentation électrique. C'est une leçon importante pour la réflexion sur la sécurité : diminuer la vulnérabilité des équipements, mais aussi savoir s'affranchir de ces équipements en cas de défaillance. Il y a là tout un champ de recherche appliquée à explorer.

De façon plus générale, la vulnérabilité des réseaux ou, plus globalement, des systèmes d'approvisionnement centralisés, plaide pour le développement des énergies locales (très généralement renouvelables) dont on devrait même accepter un surcoût, lorsqu'il existe, du fait de leur contribution à la sécurité énergétique du consommateur.

En ce qui concerne les produits pétroliers, il existe une première vulnérabilité de la sécurité interne liée aux déséquilibres régionaux. En effet, de nombreuses régions sont dépourvues de capacités de stockage suffisantes, car celles-ci sont concentrées autour des grands axes de transport. Or il conviendrait, pour une meilleure sécurité d'approvisionnement, d'avoir un maillage plus homogène des stocks de produits pétroliers.

Par ailleurs, le fait que le secteur des transports soit « captif » aux produits pétroliers constitue incontestablement une autre source de vulnérabilité, encore plus importante que la première. Des politiques existent pour limiter les risques liées à cette vulnérabilité (politique de réduction des consommations spécifiques des véhicules, politique multi-modale des transports urbains, politique de régulation des transports par le levier fiscal, etc.) mais leur mise en œuvre n'a jamais été très soutenue.

La continuité de la fourniture du gaz est cruciale, pour les consommateurs particuliers, car la « remise en gaz » d'appareils dont le foyer est éteint est source d'accidents graves. Or la variabilité saisonnière de la demande, et le risque d'inadaptation de l'offre à la demande qui s'ensuit, rend vulnérable la continuité de cette fourniture. Le stockage est le principal moyen d'effectuer l'ajustement nécessaire. Le développement des lieux de stockage est donc un élément important de la sécurité interne.

D'autre part, il faut être conscient que l'augmentation prévisible de la consommation française de gaz naturel dans les prochaines décennies posera des problèmes d'extension des réseaux de transport et de distribution et des capacités de stockage (délais de construction, sites favorables, etc.) qui doivent être anticipés afin d'éviter un goulot d'étranglement qui augmenterait la vulnérabilité du système énergétique.

#### **4. SECURITE ENERGETIQUE ET EFFICACITE ENERGETIQUE**

L'unanimité des stratégies énergétiques des grands Etats ou régions – même si elle est en partie de façade – à considérer la maîtrise des consommations d'énergie comme composante majeure de la sécurité énergétique nous conduit à regarder plus précisément cette question dans la troisième partie de l'étude. Il persiste, dans presque tous les pays, un écart considérable entre un discours très favorable à la maîtrise des consommations d'énergie et la faiblesse des moyens qui sont consacrés à sa mise en œuvre. Malgré l'évidence que constituent les progrès de l'efficacité énergétique depuis les vingt-cinq dernières années, les décideurs politiques semblent avoir pris faiblement conscience de l'importance qu'elle représente potentiellement, tant vis-à-vis de la sécurité énergétique que de la protection de l'environnement. L'offre d'énergie reste la dimension essentielle de la question énergétique chez ces responsables.

A l'aide d'évaluations prospectives, l'étude a montré l'importance des potentiels d'efficacité énergétique et les conséquences de leur « exploitation » sur la sécurité énergétique à l'aide de trois exemples : ceux de la France, de l'Union Européenne et de la CEI.

Tant au niveau de la France que de l'Union Européenne, on peut affirmer que la maîtrise des consommations d'énergie constitue la première richesse énergétique exploitable à l'horizon 2020 pour permettre de réduire la dépendance extérieure des approvisionnements énergétiques. Pour la France, l'effet en 2020 de l'efficacité énergétique sur la réduction des importations d'hydrocarbures serait de l'ordre de 50 Mtep ; pour l'Union Européenne, une évaluation de l'ordre de 300 Mtep paraît vraisemblable.

Les exercices de prospective énergétique de l'Union Européenne publiés par la Commission européenne ne présentent pas de scénario énergétique qui prenne en compte une politique forte d'efficacité des consommations d'énergie et qui permette par conséquent d'en évaluer les effets sur la sécurité énergétique de l'Union.

L'étude confirme la nécessité d'un « scénario efficace en énergie pour l'Europe ».

Cet exercice est d'autant plus indispensable que la première recommandation du Livre Vert de la Commission européenne sur la sécurité d'approvisionnement énergétique de l'Union Européenne est la mise en œuvre d'une politique européenne de maîtrise des consommations d'énergie.

La sécurité des approvisionnements énergétiques de l'Union Européenne dépend entre autres du maintien de la capacité d'exportation des pays fournisseurs. C'est tout particulièrement le cas pour les importations de gaz naturel en provenance de la Russie.

La mise en œuvre d'une politique effective de maîtrise des consommations d'énergie en Russie et plus généralement dans l'ensemble des pays de l'Europe centrale et orientale et de la CEI est un enjeu majeur non seulement pour leur propre équilibre économique mais aussi pour la sécurité d'approvisionnement énergétique de l'Union Européenne.

Etant donné la situation énergétique actuelle de ces pays, caractérisée par une intensité énergétique très élevée par rapport à celle de l'Union Européenne, les enjeux en termes de potentiels d'efficacité énergétique sont considérables.

C'est ainsi que l'on constate que si les pays d'Europe centrale et orientale mettaient en œuvre des politiques d'efficacité énergétique leur permettant d'atteindre en 2020 les niveaux des intensités énergétiques de l'Europe occidentale dans la décennie 90, leur consommation totale d'énergie en 2020 dans un scénario de croissance économique forte de l'ordre de 6% par an sur la période 1995-2020 serait du même ordre que celle qu'ils connaîtraient la même année 2020 dans un scénario économique de 3% de croissance annuelle sans efforts particuliers d'efficacité énergétique par rapport aux pratiques actuelles.

L'importance de l'enjeu dicte à l'Union Européenne la nécessité d'une politique de coopération forte avec les pays d'Europe centrale et orientale et de la CEI pour la mise en œuvre effective de programmes de maîtrise des consommations d'énergie.

## **5. PISTES DE REFLEXION**

L'étude a permis de mettre en évidence la complexité de l'exercice d'élaboration d'une stratégie de sécurité énergétique si on veut en comprendre et en traiter correctement les différents aspects et l'intégrer dans une stratégie énergétique globale.

L'utilisation du « taux d'indépendance énergétique » – rapport pour une année donnée de la production nationale d'énergie primaire à la consommation totale d'énergie primaire – n'apparaît pas judicieuse, en raison du caractère trop simpliste de la définition de ce taux.



Il semble par contre plus approprié de considérer les deux composantes de la sécurité énergétique – sécurité externe (c'est-à-dire sécurité des approvisionnements) et sécurité interne – et de les caractériser à l'aide de deux variables propres à chacune d'entre elles, à savoir la dépendance et la vulnérabilité.

En effet, la sécurité externe est fonction à la fois de la dépendance du système énergétique (y compris la consommation) vis-à-vis des importations d'un produit énergétique particulier, et de la vulnérabilité de ces importations.

De même, la sécurité interne est fonction à la fois de la dépendance des usages ou secteurs vis-à-vis d'un produit énergétique particulier, et de la vulnérabilité de l'approvisionnement de ce produit à l'intérieur du pays ou du groupe de pays considéré.

Cette caractérisation peut être effectuée pour chaque module « produit énergétique – secteur ou usage », ce qui permet ensuite d'identifier celui pour lequel le quadruplet (vulnérabilité externe, dépendance externe, vulnérabilité interne, dépendance interne) est le plus fragile, et qui représente donc le point le plus faible de la sécurité énergétique du pays ou groupe de pays en question.

On constate immédiatement que le couple « produit - secteur » le plus vulnérable et le plus dépendant - non seulement pour la France mais pour l'Union Européenne et de nombreux pays du monde – est la combinaison « pétrole – transports » dont le traitement doit être par conséquent prioritaire dans la réflexion stratégique : la « captivité aux produits pétroliers » du secteur des transports est certainement aujourd'hui le point le plus dur de la sécurité énergétique.

## **6. AGIR MAINTENANT SUR CE QUI EST A NOTRE PORTEE**

La sécurité interne et la maîtrise des consommations d'énergie représentent des champs d'action d'une grande ampleur qui sont à la portée de décisions communautaires, nationales et locales (alors que la sécurité externe est essentiellement liée au contexte international extra-communautaire).

Un travail d'investigation intéressant et utile reste à faire sur la sécurité interne et notamment sur ce qui peut être accompli au niveau du consommateur final pour diminuer sa dépendance et sa vulnérabilité vis-à-vis des aléas de la fourniture d'énergie.

En ce qui concerne la maîtrise des consommations d'énergie, il subsiste, tant au niveau de la France qu'à celui de l'Union européenne, un déficit majeur sur les moyens nécessaires à la mise en œuvre de politiques, mesures ou programmes appropriés : moyens institutionnels, organisationnels et réglementaires ; moyens humains ; moyens financiers. Il paraît indispensable qu'une telle étude, associant les principaux acteurs concernés, soit entreprise, si l'on veut que la relance de cette politique, maintes fois annoncée, entre dans les faits.

Enfin, une initiative du Commissariat général du Plan est fortement recommandée pour lancer une étude internationale sur la réalisation de scénarios contrastés de prospective énergétique pour l'Union Européenne prenant en compte notamment une politique vigoureuse de maîtrise des consommations d'énergie et de développement des énergies renouvelables. Cette étude serait une contribution importante à l'élaboration concertée d'une stratégie de sécurité énergétique pour l'Union Européenne.

## **EXECUTIVE SUMMARY**

## 1. ENERGY SECURITY

Energy security can be defined as the overall conditions that the energy supply system must fulfill in order to provide final consumers – now and in a foreseeable future – with the energy services needed for their economic and social activity as well as for their comfort.

Energy security may be considered in three different ways:

- external security (or energy supply security), which means ensuring that the imported energy products meet the energy needs of the final consumer in time and in quantity. Energy security has commonly been reduced to that aspect.
- internal security, which means ensuring that the national energy production, transmission and distribution system enables the final consumer to meet their energy needs in time and in quantity. This aspect was often disregarded in the past, however it is as essential as the first one.
- energy consumption, the volume and quality of which (type and characteristics of the energy product used) has a significant impact on energy security.

The study first presented an overview of the energy security strategies of the world as a whole and of the main «great powers» (at the regional or national level). It then analyzed in detail the concept of internal security. Finally, it assessed the impacts of energy consumption on energy security.

## 2. THE MAIN ENERGY SECURITY STRATEGIES

Studying the main energy security strategies shows that external security strategies have the most emphasis. They are aimed at minimizing economic risks (a transient or longer increase in the price of imported energy products) as well as political risks (a disruption in energy imports due to a conflict).

At a global level, experts are rather confident concerning the energy resource base (the sum of reserves and resources). Even for oil, which is the most used and coveted resource, neither price increases due to higher production costs nor serious global shortages of energy resources are likely to occur before half a century or a century (which is not the same in terms of strategy planning).

The WEA Report<sup>1</sup> points out – while the «national» strategies presented below do not – that energy security is indeed a major issue for poor populations and countries which do not have access to modern forms of energy.

At a national or regional level, the emphasis always given to external security in energy security strategies – at least in the case of energy-importing countries – must not mask the specific aspects of the latter that reflect the political, economic and energy background of the country or group of countries considered.

The American energy security strategy is based on three elements: liberalization of the world energy market and free access to energy resources; protection, military if necessary, of

---

<sup>1</sup> *World Energy Assessment – Energy and the Challenge of Sustainability*, prepared by the United Nations Development Program, the United Nations Department of Economic and Social Affairs and the World Energy Council and published in 2000. It examines at a global level the role of energy in the search for sustainable development and analyses in this context the question of global energy security.

strategic energy supply routes; demand side management and energy efficiency. The new Administration will certainly continue to favor the two first elements, however it may not continue to favor the last one, though demand side management strategies are only partly under the responsibility of the federal government and have been implemented at various degrees in the different States. It seems that the federal government would rather put emphasis on promoting national energy production, particularly in areas which have been until now protected on environmental grounds (Alaska for instance).

As for the European Union, the «Green Paper: Towards a European Strategy for the Security of Energy Supply» published in December 2000 stresses the lack of opportunity for the European Union to be politically influential on the energy scene and argues for a European energy strategy.

The strategy suggested aims at improving the European external security and environmental protection, particularly in terms of greenhouse gas emissions. The Green Paper points out that the European Union has limited room for manoeuvre in terms of supply-side strategies during the next two decades and recommends to accelerate the development of renewable energy sources; on the other hand, a strategy focused on demand side management, particularly in the residential, commercial and transport sectors is the top priority of the Green Paper.

The energy security strategies of the Community of Independent States (CIS) and its «country leader», i.e. Russia, are two-sided.

Officially, the Russian energy policy is made of two main components: on one hand the renovation of the energy production and transmission system as well as the promotion of energy exports and national production, which reflects Gazprom's objective to maximize its production; and on the other hand, the implementation of a demand side management strategy (with a potential of several hundreds of millions of tons of oil equivalent (toe)). This sound policy would make it possible to bring about an economic recovery in the country and to maintain a high level of energy exports (which is important for the European Union, especially for natural gas). The reality is however not as rational, particularly as far as energy supply to the most unfavorable areas of the country and energy conservation are concerned.

The situation is as contrasted in the CIS. On one hand, a demand side management policy is recommended, and on the other hand the wealth of fossil fuels of the Caspian region arouses interest from all over the world, although the experts insist that the level of the oil and gas reserve base remains uncertain.

According to some experts, the Chinese energy security strategy has two interesting characteristics.

First of all, China became a net importer of oil and petroleum products just recently, in 1993. It had to adapt to this new energy situation, and chose to ensure the reliability of its energy imports by creating strategic stocks and investing in operation and production activities overseas.

Moreover, since 1980, China has implemented energy efficiency measures; the structural changes in economic development and the higher energy efficiency resulted in a significant drop in energy intensity: primary energy consumption totaled 873 Mtoe in 1996, while it would have been as high as 1800 Mtoe the same year if primary intensity had remained at its 1977 level. These energy efficiency policies have therefore contributed to loosen the constraint existing on China's oil imports.

As for Japan, energy security is one of the three pillars of its energy strategy, the two others being environmental protection and economic growth. As Japan imports almost all of its fossil

fuels, experts particularly insist on the issue of external security. On the supply side, the Japanese government has developed a very large nuclear programme aimed at substituting oil with nuclear energy for power generation; however this programme may be slowed down due to the lack of public acceptability. On the demand side, drastic energy efficiency measures have been implemented, which enable Japan to have one of the lowest energy intensities of the OECD (0,17 ktep/US\$95ppp).

### 3. INTERNAL SECURITY

This second aspect of energy security was often disregarded in the past but has started to arouse more interest in France, particularly due to the consequences of climate disturbances. The WEA Report deals largely with it in its chapter about energy security.

This question is dealt with in the second section of our study, and we analyzed, for France, the vulnerability of the national energy systems – power generation, transmission and distribution systems on one hand and fossil fuel supply systems on the other hand – as well as its consequences for the final consumer in terms of physical disruptions of supply of specific energy products. The analysis showed the technical or social risks to be varied and difficult to assess economically – especially in the case of electricity –, i.e. to estimate the negative value, for final consumers, of a unit of non distributed energy. However, even if current assessments remain basic, it seems that this “social” cost due to a failure in the internal energy system is very high: a kWh of non distributed electricity is estimated to cost between 60 F and 130 F.

For power generation, France chose the «all nuclear» option on the grounds of external security and reduced its dependence on oil imports, although the diversity of sources and technologies for electricity production is unanimously recognized as a means of enhancing energy security. Consequently France put itself in a vulnerable position in terms of technology, as the WEA Report quotes: «By its concentration on nuclear energy, France, no doubt, enhanced its energy security. However it also introduced a new vulnerability into its energy system».

Above all, the vulnerability of the electric network which clearly appeared during and after the December 1999 tempests stressed the importance of internal security (such circumstances were found at various degrees in several foreign countries). The impact of the tempests on electricity supply highlighted the fact that electricity is so commonly used and the continuity of its supply so taken for granted that the major damage due to the disruption of electricity supply was not the impossibility to use the main electrical appliances (lighting, refrigerators, radio and television, electrical heating) – but rather the non-availability of other essential economic and social services, such as water supply, thermal heating, telecommunications, because pumps or relay stations could not operate.

Therefore, even if repairing, strengthening and burying the electricity transmission and distribution network are necessary, various other measures can be implemented at the consumer level in order to ensure that these other services be delivered in case of an electricity shortage. This is an important finding for the debate on energy security which should be aimed at reducing the vulnerability of the network, but also at being able to switch to other facilities in case of disruption. There lies a whole field of applied research still to be explored.

More generally, the vulnerability of networks or of centralized energy supply systems points to the soundness of developing local energy sources (which are usually renewable energy sources). If this implies additional costs, these should be accepted on the grounds of enhanced energy security for the consumer.

As far as petroleum products are concerned, internal security is primarily vulnerable to regional imbalances. Indeed, various regions lack appropriate storage capacities, which are currently located near the main roads. Therefore a more balanced network of petroleum product storage capacities would be necessary to ensure a better internal security.

Secondly, the «captivity to petroleum products» of the transport sector is obviously another source of vulnerability, even more important than the first one. Policies to limit the risks related to this vulnerability exist (policies aimed at reducing specific energy consumption for vehicles, regulating transportation with fiscal means, developing urban transports, etc.) but their implementation has lacked support.

The continuity of gas supply is crucial, especially for private consumers, because restarting gas systems when the firebox is off can generate serious accidents. The seasonal variability in demand and thus the risk of inadequacy between supply and demand make the continuity of gas supply vulnerable. Gas storage is the main option to make the needed adjustment. Therefore storage capacities must be developed to enhance internal security.

On the other hand, the foreseeable increase in French natural gas consumption over the next decades will bring about problems in terms of the extension of transmission and distribution systems as well as of storage capacities (construction delays, exploitable storage locations, etc.) which must be anticipated in order to avoid a bottleneck which would increase the vulnerability of the energy system.

#### **4. ENERGY SECURITY AND ENERGY EFFICIENCY**

The unanimity with which demand side management is viewed as a strong and positive means of enhancing energy security, even if it is partly pretence, brought us to consider more precisely this question in the third and last section of the present study. In almost every country a gap still exists between a speech in high favor of demand side management and the poor means devoted to implementation. Political decision-makers seem to be slightly aware of the benefits resulting from demand side management policies in terms of energy security as well as of environmental protection, even if the progress made in energy efficiency over the last twenty-five years has provided strong evidence of these benefits. Energy supply remains the main point of energy policies for decision-makers.

Backed with forecast assessments carried out for France, the European Union and the CIS, the present study highlighted the importance of energy efficiency potentials as well as the consequences of their exploitation for energy security.

In France as in the European Union, demand side management is the first exploitable energy resource by 2020 in terms of reduced dependence on energy imports. In France, energy efficiency measures would result in a 50 Mtoe decrease in hydrocarbon imports by 2020; in the European Union, they are likely to result in a 300 Mtoe decrease.

The energy forecast exercises for the European Union published by the European Commission do not consider any energy scenario that takes into account a strong demand side management policy and thus makes it possible to assess the related benefits on the European energy security.

The present study confirms the necessity to establish an «energy efficient scenario for Europe».

This scenario is all the more essential since the first recommendation of the Green Paper from the European Commission on the European Union energy supply security is the implementation of a European demand side management policy.

The European external security depends, among other factors, on the ability for suppliers to maintain their current level of exports. The imports of natural gas from Russia are a particularly relevant case.

The implementation of an efficient demand side management strategy in Russia and more generally in all the Central and Eastern European Countries and in the CIS is a major factor not only for their own economic health but also for the European Union's external security.

Given the present energy situation in these countries characterized by a very high energy intensity compared to the one of the European Union, the stakes in terms of energy efficiency potential are considerable.

Thus, if the Central and Eastern European Countries implemented energy efficiency policies aimed at reaching in 2020 the energy intensity levels in Western Europe during the 90s, assuming a strong economic growth of around 6% per year would set their overall energy consumption in 2020 at the same level as an annual economic growth of 3% over the same period would, with no additional energy efficiency measures compared to those currently implemented.

The importance of what is at stake requires the European Union to develop a strong cooperation policy with the Central and Eastern European Countries and with the CIS with the objective of implementing efficient demand side management projects.

## **5. ELEMENTS FOR THOUGHT**

The study highlighted that accurately understanding and examining the different aspects of an energy security strategy in order to integrate the latter in a global energy strategy makes the elaboration of such an energy security strategy complex.

Because of its too simplistic definition, using the «energy independence rate» – ratio for a specific year between the national production of primary energy and the total primary consumption – is not relevant.

On the other hand it seems more appropriate to consider both components of energy security – external security and internal security – as being functions of two variables named dependence and vulnerability related to each of these components.

Indeed external security is a function of the dependence of the energy system (including consumption) on imports of each energy product and on the vulnerability of these imports.

Similarly, internal security is a function of the dependence of types of use or sectors on each energy product and on the vulnerability of the supply of this product through the internal network of the country or group of countries considered.

This characterization can be made for each couple «energy product – type of use or sector» which makes it then possible to identify the one for which the quadruplet (external vulnerability, external dependence, internal vulnerability, internal dependence) is the weakest and which thus represents the most delicate point of the energy security of the country or group of countries considered.

It is immediately obvious that the most vulnerable and dependent couple «energy product – sector» - not only in France but also in the European Union and various other countries – is the couple «oil – transport». Its treatment as part of the strategy debate must thus be regarded

as a top priority: the «captivity to petroleum products» of the transport sector is certainly the weakest element of energy security nowadays.

## **6. ACTING NOW ON WHAT IS AT OUR LEVEL**

Internal security and demand side management are fields of action of considerable magnitude and which require decisions that can be taken at a community level as well as at a national or local level (while external security is essentially linked with the international and extra-community context).

An interesting and useful study remains to be carried out on internal security, especially on what may be done at the consumer level in order to reduce the consumer's dependence and vulnerability vis-à-vis energy supply hazards.

As for demand side management, there is still a major lack, at the French level as well as at the European Union level, of means needed for the implementation of appropriate policies, measures or programmes: institutional, organizational and regulatory means; human means; financial means. It seems essential to undertake such a study, which would gather the main stakeholders, if we want the revival of this policy, many times declared, to be real.

Finally an initiative from the Commissariat général du Plan to start an international study aimed at formulating contrasted energy forecast scenarios for the European Union and taking into account a strong demand side management policy as well as the development of renewable energy sources would greatly contribute to setting up a dialogue and elaborating an energy security strategy for the European Union.



# **INTRODUCTION**

## 1. LA SECURITE ENERGETIQUE, COMPOSANTE DE LA STRATEGIE ENERGETIQUE

La sécurité énergétique peut être définie comme l'ensemble des conditions que doit respecter le système de fourniture de l'énergie au consommateur final afin que celui-ci ait à sa disposition – à l'instant présent et dans un avenir prévisible – les services énergétiques répondant aux besoins de son activité économique et sociale et de son confort.

Ces conditions sont de nature très différente, depuis la qualité du produit énergétique livré au consommateur et la continuité de cette livraison jusqu'aux considérations stratégiques sur l'approvisionnement énergétique extérieur au pays ou à la région du monde où se trouve le consommateur.

La sécurité énergétique ainsi définie n'est elle-même qu'une composante de l'ensemble des facteurs ou des contraintes qui permettent d'établir la stratégie énergétique d'un pays (ou d'un ensemble de pays comme l'Union Européenne), que cette stratégie soit essentiellement élaborée par les Etats, ou bien, ce qui est plus proche de la réalité, qu'elle soit la résultante complexe de décisions politiques étatiques relatives à certains aspects du système de production et de consommation d'énergie, de la stratégie des firmes énergétiques, de plus en plus transnationales, des politiques des autres pays, notamment ceux qui sont exportateurs d'énergie, du comportement des agents économiques, etc.

A côté de la sécurité énergétique et en interaction avec elle, les contraintes et les facteurs qui interviennent dans la stratégie énergétique sont :

- Les coûts économiques (investissements et fonctionnement) de la fourniture des services énergétiques (ce qui combine les coûts de fourniture de l'énergie et ceux de sa consommation) .

- La protection de l'environnement et de la santé : environnement local (pollutions locales de l'air et de l'eau) ; environnement global (aggravation de l'effet de serre, accidents graves à répercussions régionales ou mondiales, déchets et rejets à large diffusion...) ; santé des populations et des travailleurs du secteur énergétique (ce dernier aspect passant trop souvent au second plan malgré son acuité).

- L'épuisement ou la raréfaction des ressources énergétiques, contrainte qui ne se traduit pas uniquement ni forcément par l'augmentation des coûts et qui peut être estimée au niveau de la planète ou au niveau régional ou national, ce qui a un impact différent sur la sécurité énergétique .

- Les aspects sociaux, qu'il s'agisse de l'accès des plus pauvres aux services énergétiques (pays pauvres mais aussi citoyens pauvres des pays riches) ou des questions d'emploi dans le secteur industriel de l'énergie (problème des mines de charbon notamment).

Dans la réalité, on constate que la prise en compte de ces facteurs et contraintes dans l'élaboration des stratégies énergétiques est très souvent partielle.

Dans le domaine économique, ce sont les coûts liés à l'offre d'énergie qui ont une influence dominante et le secteur de la demande est le plus souvent absent des évaluations : celles-ci se font sur le coût du produit énergétique fourni au consommateur et non sur le coût du service énergétique.

Dans le domaine de l'environnement, la tendance actuelle consiste à faire de la diminution des émissions de gaz à effet de serre un critère dominant, voire exclusif ; les pollutions locales sont inégalement prises en compte (selon le pays où l'on se trouve), la question des risques pour les travailleurs rarement traitée.

La sécurité énergétique reste dominée par les réflexions « stratégiques » sur la sécurité d'approvisionnement, en y intégrant de façon inégale la question des ressources et des réserves ; la sécurité interne n'est pas évaluée avec la même attention.

Les problèmes sociaux n'ont tendance à apparaître comme un facteur important des choix politiques qu'en période de crise, comme cela s'est produit en Europe occidentale et se produit actuellement en Europe centrale et orientale pour les mines de charbon.

Les grands absents des réflexions sur la sécurité énergétique sont les deux milliards d'habitants de la planète qui n'ont pratiquement aucun accès aux énergies commerciales modernes (voir encadré). Si la sécurité énergétique consiste à assurer à chaque consommateur les services énergétiques dont il a besoin, alors la fourniture de ces services à ces deux milliards de personnes devrait être la première priorité des stratégies énergétiques des puissants de la planète, rassemblés notamment dans le G8 (qui amorce depuis peu un mouvement timide dans ce sens). Nous verrons que si cette question est dans une certaine mesure discutée dans les enceintes internationales ou les documents traitant des problèmes mondiaux, elle ne figure pas comme composante des stratégies énergétiques de chacune des grandes puissances économiques.

Du fait de l'imbrication de ces différents facteurs et contraintes dans l'élaboration explicite ou implicite des stratégies énergétiques, une tendance récente s'est manifestée qui consiste à les intégrer dans le concept de sécurité énergétique qui devient alors extrêmement vaste et recouvre pratiquement tout le territoire de la stratégie énergétique. La simplification apparente de cette démarche est illusoire et a le défaut de perturber l'analyse des différents facteurs, voire d'en faire disparaître certains, ou bien d'établir entre eux une hiérarchie non explicitée qui peut fausser la vue d'ensemble.

Cette extension du concept est notamment visible dans le « Livre Vert » de la Commission Européenne sur la sécurité d'approvisionnement énergétique qui présente de fait une « Stratégie énergétique pour l'Union Européenne » dans laquelle, en particulier, les contraintes de l'environnement global sont prises en compte.

Il nous paraît préférable, au niveau de l'analyse, de ne pas mélanger les questions de sécurité énergétique et celles qui touchent à l'environnement.

Il est certain par contre que les questions économiques sont omniprésentes. Même si elles n'apparaissent pas explicitement, elles sont sous-jacentes : c'est vrai pour la question des réserves et des ressources énergétiques, pour la protection de l'environnement et même pour la sûreté des installations. Même si les autres contraintes sont fortes, le coût de l'énergie reste de facto le critère dominant dans l'élaboration des politiques énergétiques et cela ne peut que s'amplifier avec l'extension de la libéralisation des marchés de l'énergie.

Un autre intérêt de ne pas « mélanger » les critères dès le début de l'analyse et de réserver la pondération entre leur importance respective au choix politique qui doit présider à l'élaboration de la stratégie énergétique est que cela permet de mener l'analyse jusqu'au bout et de ne pas escamoter, ou amplifier, l'importance de telle ou telle solution en fonction d'impératifs qui peuvent être conjoncturels. Par exemple, la prise en compte trop tôt dans le raisonnement de l'environnement global dans les discussions sur la sécurité énergétique a pour conséquence dans de nombreuses enceintes de rejeter d'emblée le charbon sur le seul argument que son utilisation est néfaste pour l'aggravation de l'effet de serre, sans replacer cette « propriété » négative dans un ensemble de contraintes ou d'avantages et, en particulier, sans prendre en compte les avantages incontestables qu'il présente en termes de sécurité énergétique. Que le même choix « d'exclusion » soit fait au moment de la comparaison des

positions des différentes sources d'énergie au regard des différents critères n'est pas exclu mais on comprend bien que la seconde méthode est plus claire et intellectuellement plus correcte et surtout qu'elle distingue bien la sphère de l'expertise (analyse des contraintes, présentation de scénarios contrastés, élaboration de propositions alternatives) de la sphère du choix politique.

## **2. SECURITE D'APPROVISIONNEMENT, SECURITE INTERNE, EFFICACITE ENERGETIQUE**

Traditionnellement, la sécurité énergétique a été essentiellement traitée sous l'angle de la sécurité des approvisionnements énergétiques externes au pays.

Cette approche est évidemment indispensable mais si la réflexion se limite à cet aspect de la sécurité énergétique, elle peut conduire à des appréciations erronées.

En effet, si la question de la sécurité des approvisionnements externes est le critère dominant, voire le critère unique de l'élaboration d'une stratégie énergétique, on en arrive rapidement à donner une valeur considérable à l'accroissement de la production nationale d'énergie dans le but d'accroître « l'indépendance énergétique du pays ». Cette notion, dont la terminologie n'est pas neutre en résonance politique, peut amener à négliger l'importance des coûts, de la qualité de l'environnement, de la sécurité interne.

L'exemple de l'exploitation quasi sans limites du charbon dans les pays de l'ex-« bloc soviétique » est caractéristique. Cette politique d'exploitation sans limites des ressources a entraîné des dégâts considérables sur l'environnement, des coûts exorbitants et, en corollaire, des crises sociales extrêmement lourdes et difficiles à résoudre lorsqu'il s'est agi de rationaliser le système.

Plus près de nous, on se souvient que le grand argument en faveur du programme « tout nucléaire » français lancé au milieu des années soixante-dix a été l'indépendance nationale.

Le « taux d'indépendance énergétique » - rapport pour une année donnée de la production nationale d'énergie primaire à la consommation totale d'énergie primaire – est toujours utilisé, parfois abusivement. Nous montrons en Annexe 1 de ce rapport comment une définition simple et a priori de bon sens d'un indicateur unique devant caractériser une notion aussi complexe (si tant est qu'elle ait un sens) que l'indépendance ou la dépendance énergétique nationale conduit à une valeur dépendant très fortement des règles et conventions de la comptabilité énergétique et qu'il vaudrait mieux ne plus utiliser ce concept.

Dans l'étude globale de la sécurité énergétique, la sécurité d'approvisionnement doit être complétée dans deux directions : d'une part du côté de ce que nous appellerons la « sécurité énergétique interne » qui englobe toutes les questions relatives à la satisfaction des besoins des usagers à partir du système de production ou d'approvisionnement national, d'autre part du côté de la consommation d'énergie (ou de la demande d'énergie) dont le niveau comme la qualité (nature et propriété du produit énergétique utilisé) ont une influence considérable (très souvent sous-estimée) sur la sécurité énergétique.

En effet la chaîne de production et de distribution de l'énergie – l'approvisionnement – ne s'arrête pas aux frontières : la sécurité d'approvisionnement, pour le client final, dépend également de la qualité et de la constance du réseau national de distribution, indépendamment de l'origine externe ou interne aux frontières de l'énergie consommée. L'histoire récente démontre pourtant que ce facteur est une cause importante de pénuries d'énergie, l'exemple le plus frappant étant fourni en France par les tempêtes de décembre 1999.

Par ailleurs, le niveau et la qualité de la consommation d'énergie ont des implications sur la vulnérabilité des systèmes énergétiques vis-à-vis des approvisionnements extérieurs, c'est-à-dire sur la sécurité des approvisionnements : plus la consommation d'énergie est élevée, plus les besoins énergétiques à satisfaire sont importants, et plus la contrainte sur l'offre d'énergie et donc sur les importations est forte. La promotion de l'efficacité de la consommation d'énergie, ou « efficacité énergétique », est un outil capital permettant de renforcer la sécurité énergétique.

### **3. PRESENTATION DU RAPPORT**

Le présent rapport se présente en trois parties qui traitent chacune les trois aspects de la sécurité énergétique que nous venons de présenter :

Partie I : Les grandes stratégies de sécurité énergétique.

Cette première partie répond à deux objectifs.

Le premier est de présenter une vision globale et complète, autant que faire se peut, de la notion de sécurité énergétique. En effet, cette notion est intrinsèquement complexe et, de ce fait, fait intervenir une multitude d'acteurs politiques, économiques voire sociaux, dont les décisions se confrontent ou s'imbriquent pour aboutir à la définition d'une stratégie de sécurité énergétique. Or ces acteurs sont influencés dans leurs décisions par le contexte politique, économique et social du secteur de l'énergie de leur pays (ou ensemble de pays). Il serait donc trompeur de ne s'appuyer que sur l'exemple d'une seule stratégie de sécurité énergétique pour arriver à cerner cette notion. Pour cette raison, il nous a paru nécessaire d'effectuer une synthèse comparative de différentes grandes stratégies de sécurité énergétique. Le deuxième objectif de cette première partie est d'approfondir la question de la sécurité des approvisionnements qui, comme nous le verrons, est aux yeux des décideurs politiques et économiques un point clé de la sécurité énergétique (et en conséquence est abordée dans toutes les stratégies de sécurité énergétique présentées ici, avec certes plus ou moins de poids). Les exemples choisis permettent de présenter les risques auxquels sont soumis les approvisionnements énergétiques, ainsi que les mesures mises en œuvre pour les réduire au maximum. La vulnérabilité des approvisionnements d'hydrocarbures, sur lesquels pèse la contrainte la plus forte, est particulièrement examinée. Nous verrons que les mesures prises de manière à limiter les risques liés à cette vulnérabilité sont très semblables d'une stratégie à l'autre.

Cette synthèse comparative permettra également de constater que l'efficacité énergétique est présentée de façon assez générale comme un outil primordial contribuant à renforcer la sécurité énergétique en diminuant les contraintes qui pèsent sur l'offre d'énergie.

Par ailleurs, l'analyse des documents présentés dans cette première partie se fera à la lumière de la libéralisation des marchés intérieurs et international de l'énergie, qui peut fragiliser ou renforcer la sécurité énergétique.

Partie II : La sécurité énergétique interne

Cette partie examine les éléments de vulnérabilité du système interne d'approvisionnement, production, stockage, transport et distribution d'énergie, au regard du service rendu au consommateur final.

La sécurité des réseaux est présentée sous différents angles : sécurité intrinsèque (du fonctionnement technique du réseau, des ouvrages), organisation (centralisation ou

décentralisation, maillage et stockage, effets systémiques), vulnérabilité aux causes externes (catastrophes naturelles, mouvements sociaux) et vulnérabilité liée aux usages (qualité de la fourniture, effet « domino »).

Deux grands secteurs sont étudiés : celui de l'électricité (essentiellement production et transport) et celui du transport des hydrocarbures.

La sécurité interne de la fourniture d'électricité, du fait de son rôle majeur dans la stratégie nationale, fait l'objet d'une analyse plus approfondie. La vulnérabilité des réseaux électriques liée aux perturbations climatiques est étudiée de façon détaillée, ainsi que les solutions mises en oeuvre pour diminuer cette vulnérabilité ou en limiter les effets. La vulnérabilité du réseau d'approvisionnement en hydrocarbures est abordée de façon plus générale, notamment parce qu'il s'est révélé plus difficile d'obtenir des informations sur cette question. On s'attache notamment à dégager les spécificités des questions de sécurité interne pour l'approvisionnement en produits pétroliers (fioul, carburants) et en gaz naturel, ainsi qu'à décrire les principaux éléments de vulnérabilité liés aux réseaux et aux usages actuels.

### Partie III : Sécurité énergétique et efficacité énergétique.

L'efficacité de la consommation d'énergie, ou « efficacité énergétique » – on l'aura constaté dans l'analyse faite dans la partie I – constitue un outil essentiel pour améliorer la sécurité énergétique. En effet, elle permet de réduire l'offre d'énergie nécessaire pour satisfaire les besoins énergétiques des consommateurs. Cette réduction de l'offre d'énergie se traduit par une réduction des importations nécessaires ; la sécurité des approvisionnements s'en trouve donc renforcée. Cependant ce concept d'efficacité énergétique, soit parce qu'il est mal connu soit parce qu'il est mal compris, reste dans les faits au second plan des politiques de sécurité énergétique par rapport aux mesures qui peuvent être mises en oeuvre sur l'offre d'énergie. L'objectif de cette troisième partie est donc de répondre à cette lacune.

Dans un deuxième temps, nous chercherons à quantifier les impacts de l'efficacité énergétique sur la sécurité énergétique, pour le cas de la France et de l'Union Européenne, de manière à accélérer la prise de conscience des enjeux que représente l'efficacité énergétique. Cette quantification sera effectuée en examinant divers exercices de prospective énergétique, mettant en valeur des scénarios contrastés d'évolution de la consommation d'énergie.

Nous montrerons, en ce qui concerne l'Union Européenne, qu'il est urgent de construire des scénarios plus contrastés que ceux qui existent actuellement, permettant de proposer des mesures d'efficacité énergétique reflétant son importance dans la recherche de la sécurité énergétique.

### **Quelques repères sur la situation énergétique mondiale**

**1.** En 1998, la population de la planète était de 5,9 milliards de personnes.

La consommation mondiale d'énergie dite primaire était de 9,5 milliards de tonnes d'équivalent pétrole (tep) dont 8,5 environ de sources commerciales (énergies fossiles, hydraulique, nucléaire) et 1,0 de sources dites "traditionnelles", consommées sur place (bois de feu, biomasse, déchets animaux et végétaux...).

La source d'énergie dominante est le pétrole (36 %), suivi du charbon (23 %), du gaz naturel (20 %), des énergies traditionnelles (11 %) et de l'ensemble hydraulique plus nucléaire, nommé "électricité primaire" (10 %).

**2.** La présentation d'une consommation d'énergie « mondiale » est trompeuse.

La consommation d'énergie primaire par habitant est, en moyenne : 4,6 tep pour les pays de l'OCDE ; 3,2 tep pour ceux de l'ex-URSS et 0,8 tep pour le reste du monde.

A eux seuls, les pays de l'OCDE et de l'ex-URSS, soit 1,4 milliards d'habitants, consomment 6 milliards de tep (essentiellement d'énergies commerciales).

Les pays en développement, soit environ 4,5 milliards d'habitants, consomment le reste : environ 2,5 milliards de tep d'énergies commerciales et 1 milliard de tep d'énergies traditionnelles.

On peut considérer que, sur cet ensemble, environ 2,5 milliards d'habitants - des pays les plus riches, des métropoles et des secteurs industriels - consomment les 2,5 milliards de tep d'énergies commerciales tandis que 2 milliards d'habitants, essentiellement la population rurale et périurbaine, consomment 1 milliard de tep d'énergies traditionnelles.

**3.** Cette présentation est évidemment grossière mais traduit bien la réalité.

- le tiers des habitants de la planète n'a pas du tout accès aux sources d'énergie modernes et 80% de la population de la planète ne consomme que 40% de l'énergie totale consommée ;
- la question énergétique majeure au niveau mondial est la fourniture de services énergétiques, même minimaux, à cette population

En regard de cette exigence, les « crises énergétiques » de type « choc pétrolier » qui ont touché les économies occidentales dans les années 70 ont un caractère mineur. La première crise énergétique mondiale est celle du bois de feu et les pays les plus touchés par le renchérissement du pétrole ne sont pas les pays riches industrialisés mais les pays en développement qui consacrent à l'importation des produits pétroliers une part beaucoup plus importante de leurs (maigres) ressources.

# **PARTIE I**

## **LES GRANDES STRATEGIES DE SECURITE ENERGETIQUE**

### **PLAN**

#### **Introduction**

- 1. La sécurité énergétique mondiale vue par le World Energy Assessment**
- 2. La politique de sécurité énergétique de l'Union Européenne**
- 3. La politique de sécurité énergétique de la CEI**
- 4. La politique de sécurité énergétique des Etats-Unis**
- 5. Les experts s'expriment sur la Chine, la sécurité des approvisionnements en Europe de l'Ouest et la géopolitique en mer Caspienne**

#### **Conclusion**

#### **Références**



## TABLE DES MATIERES

<b>Introduction .....</b>	<b>27</b>
<b>1 La sécurité énergétique mondiale vue par le World Energy Assessment.....</b>	<b>28</b>
1.1 Position de « référence » .....	28
1.2 Données énergétiques mondiales actuelles .....	28
1.2.1 Intensité énergétique primaire .....	28
1.2.2 Consommations primaire et finale.....	29
1.2.3 Emissions de CO <sub>2</sub> .....	31
1.3 La sécurité énergétique dans WEA .....	32
1.4 Les multiples aspects de la sécurité énergétique .....	32
1.5 Adéquation énergétique.....	33
1.6 Sécurité énergétique .....	33
1.6.1 Pétrole brut .....	33
1.6.2 Gaz naturel.....	34
1.6.3 Charbon .....	36
1.6.4 Energie Nucléaire .....	36
1.6.5 Amélioration de l'efficacité liée à l'utilisation d'énergie.....	36
1.7 Sécurité énergétique et environnement .....	36
1.8 Sécurité énergétique et libéralisation du marché.....	37
1.9 Conclusions .....	37
1.10 Commentaires.....	38
<b>2 La politique de sécurité énergétique de l'Union Européenne.....</b>	<b>39</b>
2.1 Données énergétiques actuelles .....	39
2.1.1 Intensité énergétique primaire .....	39
2.1.2 Consommations primaire et finale.....	40
2.1.3 Emissions de CO <sub>2</sub> .....	40
2.2 La sécurité énergétique du point de vue du rapport « Economic Foundations for Energy Policy » .....	41
2.2.1 Contexte et présentation .....	41
2.2.2 Le marché pétrolier.....	41
2.2.3 Le marché gazier .....	42
2.2.4 Commentaires.....	43
2.3 Le Livre Vert .....	43
2.3.1 Contexte et présentation .....	43
2.3.2 Les failles de l'approvisionnement énergétique actuel .....	44
2.3.3 Les priorités pour demain.....	45
2.3.4 Commentaires.....	47
<b>3 La Communauté des Etats Indépendants (CEI).....</b>	<b>48</b>
3.1 Données énergétiques actuelles .....	48
3.1.1 Intensité énergétique primaire .....	48
3.1.2 Consommations primaire et finale.....	49
3.1.3 Emissions de CO <sub>2</sub> .....	49
3.2 Une politique d'économie d'énergie.....	50
3.2.1 Contexte et présentation .....	50

3.2.2	Les projets de développement futurs .....	50
3.2.3	Financement des politiques d'économie d'énergie .....	52
3.2.4	Rôle de la coopération entre les pays membres de la CEI et avec les pays tiers... ..	52
3.2.5	Commentaires .....	53
3.3	La stratégie de maximisation des exportations de Gazprom .....	54
3.3.1	Un désengagement de Gazprom pour l'approvisionnement sur le marché intérieur de la Russie en particulier et de la CEI en général .....	54
3.3.2	La diversification des routes et marchés d'exportation .....	56
3.3.3	Conclusion .....	57
<b>4</b>	<b>Les Etats-Unis .....</b>	<b>58</b>
4.1	Données énergétiques actuelles .....	58
4.1.1	Intensité énergétique primaire .....	58
4.1.2	Consommations primaire et finale .....	58
4.1.3	Emissions de CO <sub>2</sub> .....	59
4.2	Présentation .....	59
4.3	La politique énergétique des Etats-Unis .....	59
4.4	Commentaires .....	62
<b>5</b>	<b>Des experts s'expriment sur la Chine, le Japon, la sécurité des approvisionnements en Europe de l'Ouest et la géopolitique en mer Caspienne .....</b>	<b>64</b>
5.1	Des experts s'expriment sur la Chine .....	64
5.1.1	Données énergétiques actuelles .....	64
5.1.2	La politique de sécurité énergétique de la Chine .....	66
5.1.3	Commentaires .....	70
5.2	Des experts s'expriment sur le Japon .....	71
5.2.1	Données énergétiques essentielles .....	71
5.2.2	La stratégie de sécurité énergétique du Japon .....	73
5.2.3	Commentaires .....	77
5.3	Des experts s'expriment sur la sécurité des approvisionnements énergétiques .....	78
5.3.1	La sécurité des approvisionnements énergétiques en Europe de l'Ouest .....	78
5.3.2	John Mitchell: une position libérale .....	79
5.4	Des experts s'expriment sur la géopolitique en mer Caspienne .....	81
5.4.1	Lagha Chegrouche : un optimisme prudent .....	81
5.4.2	Stephen Blank : contenir les volontés hégémoniques de la Russie .....	82
5.4.3	Commentaires .....	82
	<b>Conclusion .....</b>	<b>84</b>
	<b>Références .....</b>	<b>89</b>

## INTRODUCTION

Face à la complexité de la notion de sécurité énergétique, aussi bien intrinsèque que liée à la récente libéralisation du marché de l'énergie, et face à la diversité des politiques proposées en matière de sécurité énergétique, il nous a paru nécessaire, de manière à avoir une caractérisation claire et entière de la sécurité énergétique à l'heure actuelle, d'examiner les grandes stratégies de sécurité énergétique à travers le monde.

Nous présentons dans le chapitre 1 l'étude du WEA<sup>1</sup>, qui examine à l'échelle mondiale le rôle de l'énergie dans la recherche du développement durable et qui approfondit dans ce cadre la question de la sécurité énergétique mondiale.

L'étude du WEA, par la diversité des écoles de pensée et des domaines d'expertise qu'elle réunit, peut être considérée comme une référence incontestable sur les questions énergétiques mondiales. Elle nous permet de ce fait de cerner les positions communément acceptées en terme de sécurité énergétique et d'identifier les divergences ou spécificités des diverses stratégies de sécurité énergétique présentées ensuite par rapport à cette position de « référence ».

Nous analysons ensuite les documents de stratégie énergétique des trois grands ensembles géopolitiques du « Nord » que sont l'Union Européenne, la Communauté des Etats Indépendants et les Etats-Unis. Ces trois ensembles n'ont en effet pas la même approche de la notion de sécurité énergétique : le deuxième est principalement exportateur de ressources énergétiques, alors que les deux autres en sont plutôt importateurs, même s'ils ne le sont pas dans la même mesure. De plus, le système économique mis en œuvre par le passé dans chacun de ces trois ensembles est profondément différent, ce qui fait que la libéralisation du marché intérieur de l'énergie y est prise en compte à des rythmes et avec des intensités différentes.

Ces trois analyses sont menées respectivement dans les chapitres 2, 3 et 4.

Enfin, nous présentons dans le chapitre 5 des positions d'experts qui d'une part éclairent d'un autre œil certains points clé ou récurrents des politiques de sécurité énergétique présentées précédemment, et d'autre part s'intéressent à la politique de sécurité énergétique de pays pour lesquels cette dernière est une composante forte de leur stratégie énergétique : c'est par exemple le cas de la Chine et du Japon.

Pour chaque pays ou ensemble de pays pour lequel est présentée la stratégie de sécurité énergétique, un paragraphe introductif récapitule ses données énergétiques principales en utilisant une base de statistiques commune (Enerdata), afin de permettre des comparaisons sensées entre pays ou organisations économiques, si besoin est.

---

<sup>1</sup> *World Energy Assessment – Energy and the Challenge of Sustainability*, co-produit par le Programme des Nations Unies pour le Développement (PNUD), le Département des Affaires Economiques et Sociales des Nations Unies et le Conseil Mondial de l'Energie (CME), et publié par United Nations Publications en septembre 2000.

## 1. LA SECURITE ENERGETIQUE MONDIALE VUE PAR LE WORLD ENERGY ASSESSMENT

### 1.1 POSITION DE « REFERENCE »

La position que nous présentons comme étant celle de « référence » est celle adoptée par l'équipe d'experts qui a réalisé le World Energy Assessment Report (WEA Report, 2000), étude qui se veut à la fois un état des lieux des liens qui existent actuellement entre l'énergie et le développement durable, et une prospective de scénarios énergétiques aux horizons 2050 et 2100, l'objectif ultime étant de fournir aux décideurs une aide à la définition de politiques énergétiques compatibles avec le développement durable.

Nous qualifions cette position comme étant de "référence" car l'équipe qui a réalisé ce rapport est diverse et pluridisciplinaire. Diverse par la variété des pays d'origine des membres qui la composent d'abord, puisque aussi bien les pays en développement que les pays développés y sont représentés ; pluridisciplinaire par la multiplicité des spécialités des différents experts : l'étude traite à la fois de questions économiques, sociales, environnementales, de santé, de sécurité, ou encore scientifiques et techniques.

Elle est intéressante par la réunion de deux écoles de pensée différentes. En effet, l'étude est issue de la réunion de deux entités différentes: l'association du Programme des Nations Unies pour le Développement (PNUD) et du Département des Nations Unies pour les Affaires Economiques et Sociales d'une part, et le Conseil Mondial de l'Energie (CME) d'autre part, qui rassemble au niveau mondial essentiellement les producteurs d'énergie et particulièrement d'électricité. La deuxième entité a traditionnellement favorisé l'approche d'une prospective énergétique s'appuyant sur l'offre d'énergie, alors que la première regroupe des personnalités qui ont soutenu par leurs travaux l'approche d'une prospective énergétique reposant sur la demande d'énergie.

Parmi les chapitres traités dans le WEA Report, l'un deux est consacré à la sécurité énergétique. C'est celui-ci que nous allons présenter et analyser, de manière à voir quelles sont les caractéristiques communément admises d'une politique de sécurité énergétique et à mettre en lumière l'impact de la libéralisation et de la protection de l'environnement dans cette même politique.

La synthèse et le plan de l'étude WEA sont présentés en Annexe 2.

### 1.2 DONNEES ENERGETIQUES MONDIALES ACTUELLES

#### 1.1.1 Intensité énergétique primaire

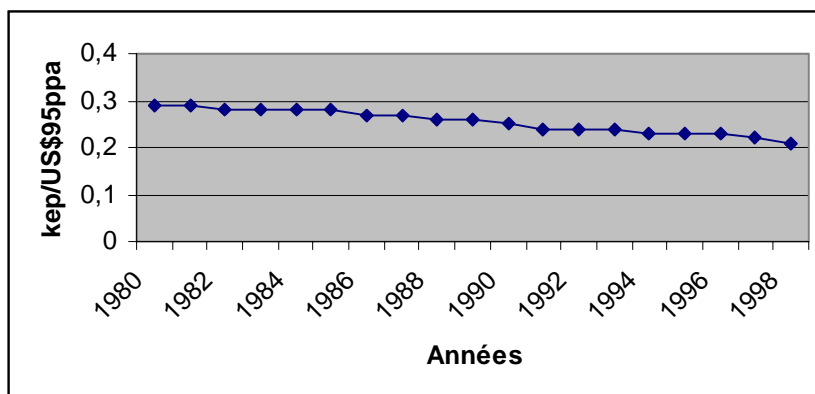
Avec un PIB à parité de pouvoir d'achat (ppa) de US\$95<sup>2</sup> 40038 milliards en 1998, et une consommation d'énergie primaire commerciale de 8408<sup>3</sup> Mtep, le monde avait en 1998 une intensité énergétique primaire de 0,21 kep/US\$95ppa, soit, comme nous le verrons plus tard, supérieure à celle de l'Union européenne (0,19 kep/US\$95ppa en 1998) mais inférieure à

<sup>2</sup> Dans cette étude, nous utilisons les PIB à parité de pouvoir d'achat calculés aux prix de 1995 et exprimés en dollars des Etats-Unis de 1995. L'ensemble des données statistiques provient, sauf mention contraire, de la banque de données mondiales sur l'énergie d'ENERDATA mise à jour en 2001.

<sup>3</sup> Le terme « énergie primaire commerciale » fait référence aux seules énergies commerciales, alors que le terme « énergie primaire totale » fait référence aux énergies commerciales *et* traditionnelles.

celle des Etats-Unis (0,26 kep/US\$95ppa en 1998). Son évolution depuis 1980 est représentée sur la Figure 1.

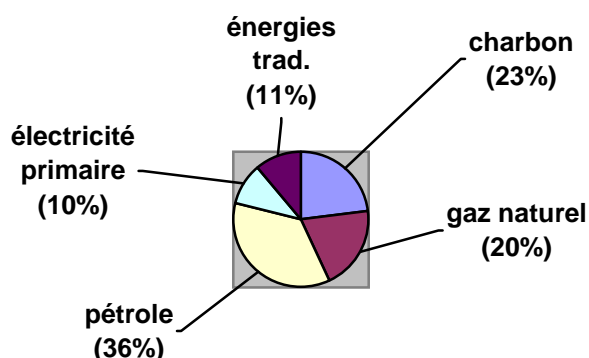
**Figure 1 : Evolution de l'intensité énergétique primaire mondiale du Monde**



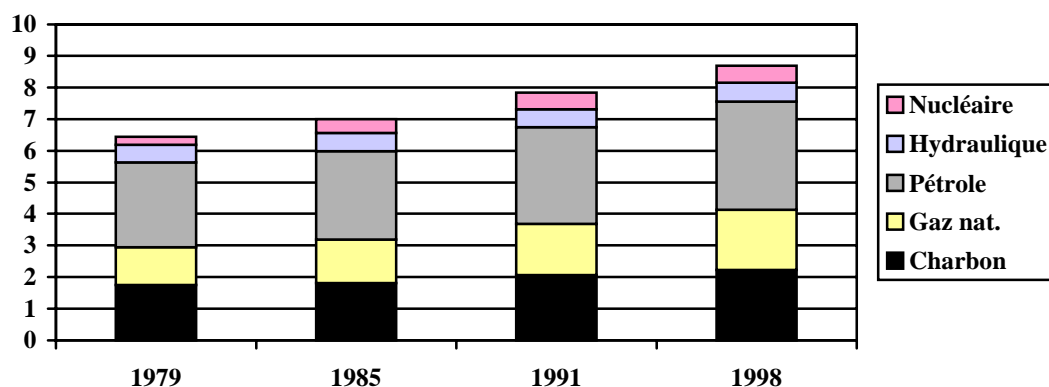
Des progrès sensibles ont donc été réalisés à l'échelle de la planète en matière de diminution de l'intensité énergétique primaire, qui a diminué de près de 30 % entre 1980 et 1998. Cependant ces progrès sont contrastés : les pays en transition par exemple, qui en sont souvent aux premiers stades de l'industrialisation, ont un secteur industriel fort consommateur d'énergie. La substitution des énergies commerciales aux énergies traditionnelles est, dans ces pays ainsi que dans les pays en développement, un second facteur d'augmentation de l'intensité énergétique primaire.

### 1.1.2 Consommations primaire et finale

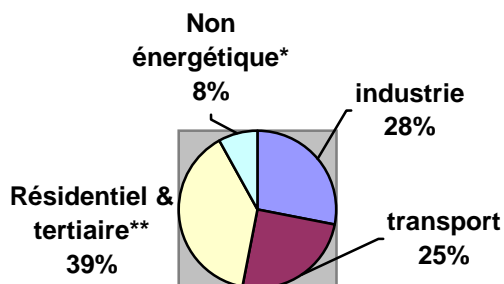
La consommation mondiale d'énergie primaire totale a augmenté de 7140 Mtep en 1980 à 9472 Mtep en 1998. Sa répartition en 1998 est la suivante (l'électricité primaire représente l'électricité d'origine hydraulique et nucléaire, dont les niveaux de productions sont à peu près égaux):



Par ailleurs, l'évolution de la composition de la consommation mondiale d'énergie primaire commerciale - qui elle augmente de 6370 Mtep en 1979 à 8408 Mtep en 1998 - est instructive : elle montre l'ampleur qu'a pris le pétrole dans la consommation d'énergie primaire au fil des deux dernières décennies. Cette évolution est représentée sur la figure 2.

**Figure 2 : Evolution de la consommation mondiale d'énergie primaire (milliards de tep)**

La consommation finale mondiale totale est quant à elle passée de 5441 Mtep en 1980 à 6785 Mtep en 1998. Elle se répartit entre les différents secteurs en 1998 comme suit :

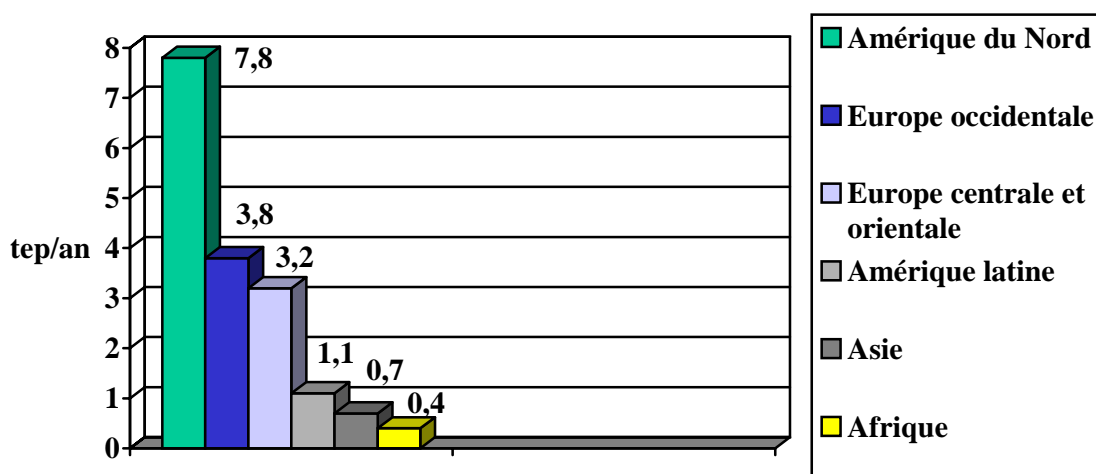


\* Le secteur non énergétique est constitué de l'industrie pétrochimique, qui consomme des produits pétroliers pour la production de produits chimiques, ne satisfaisant donc pas des besoins en énergie.

\*\* Le secteur Résidentiel & Tertiaire inclut l'agriculture.

La part du secteur industriel dans la consommation finale a diminué de 35% à 28% entre 1980 et 1998, celle du secteur résidentiel & tertiaire a stagné, et enfin celle du secteur non-énergétique a augmenté de 6% à 8% et celle du transport de 21% à 25%.

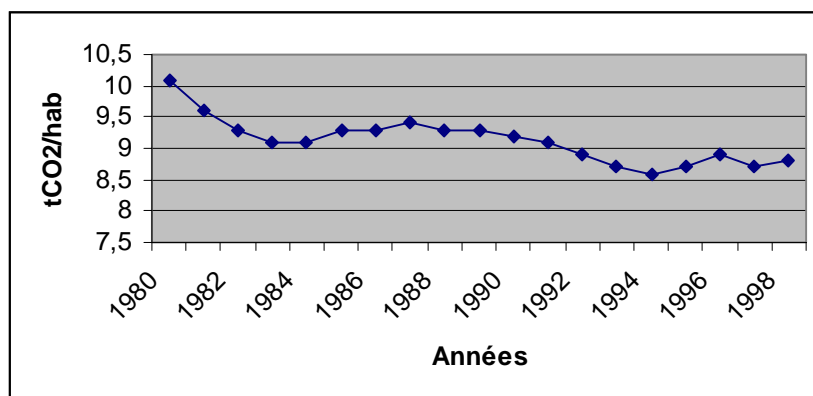
Enfin, il est intéressant de pouvoir comparer les consommations moyennes par habitant et par an, ce suivant les grandes régions géopolitiques du monde. Ces consommations sont données par la figure 3. A titre de comparaison, la consommation moyenne par an et par habitant du monde est de 1,6 tep.

**Figure 3 : Consommation moyenne d'énergie par an et par habitant**

Les régions où les consommations par an et par habitant sont parmi les plus élevées sont donc celles des pays développés, et des pays en transition.

### 1.1.3 Emissions de CO<sub>2</sub>

L'évolution des émissions de CO<sub>2</sub> par habitant est illustrée par la figure 4. On constate une tendance à la diminution de ces émissions. Elles atteignent 3,7 tonnes en 1998, soit un niveau bien plus faible que celui de l'Union européenne (8,8 tonnes en 1998) ou de l'OCDE (11,2 tonnes en 1998) : les pays industrialisés émettent presque trois fois plus par habitant que la moyenne mondiale.

**Figure 4 : Evolution des émissions de CO<sub>2</sub> par habitant**

## 1.2 LA SECURITE ENERGETIQUE DANS WEA

La définition de la sécurité énergétique que proposent les auteurs, et qui rejoint celle de la présente étude, est la suivante : la sécurité énergétique est « la disponibilité de l'énergie, sous différentes formes et à tout moment, pour les consommateurs en quantité suffisante et à des prix raisonnables ».

Après avoir cherché à cerner les différents aspects de la sécurité énergétique, les auteurs du WEA Report examinent quelles sont les conséquences de la libéralisation du marché de l'énergie et de la prise en compte de l'environnement sur la politique de sécurité énergétique.

## 1.3 LES MULTIPLES ASPECTS DE LA SECURITE ENERGETIQUE

WEA insiste sur le fait que la sécurité énergétique présente plusieurs aspects: d'une part l'aspect classique mais important de réduction de la vulnérabilité liée aux ruptures des approvisionnements extérieurs, aspect lié à celui de disponibilité des ressources importées; d'autre part l'aspect de vulnérabilité interne, lié notamment aux interruptions sur les réseaux de transport et de distribution d'électricité et de gaz. La libéralisation du marché entraîne une nouvelle vulnérabilité pour le consommateur, qui pourra privilégier le prix sans pouvoir juger de la sécurité de la fourniture du service énergétique proposée – sécurité devant être prise au sens de sécurité de l'approvisionnement du consommateur, une fois que les ressources énergétiques sont disponibles sur le marché intérieur.

Deux secteurs nécessitent particulièrement d'être examinés en terme de sécurité énergétique, le premier étant celui du pétrole brut – examiné particulièrement au niveau de la sécurité des approvisionnements – et le second celui de l'électricité – examiné plutôt au niveau de la vulnérabilité interne. En effet, les produits pétroliers sont ou peuvent être utilisés dans tous les secteurs d'activité économique, et surtout dans les transports. Les chocs pétroliers des années 1970 montrent qu'une rupture ou menace de rupture d'approvisionnement en pétrole brut peut avoir des conséquences extrêmement néfastes pour l'économie d'un pays. En ce qui concerne l'électricité, celle-ci approvisionne de plus en plus les différents secteurs d'activité économique. Des interruptions, mêmes courtes, peuvent coûter très chers aux consommateurs.

En cherchant à identifier les facteurs de risque liés à la sécurité énergétique, c'est-à-dire à la fourniture de services énergétiques au consommateur final, les auteurs proposent une démarche originale qui sera appliquée pour l'étude de la sécurité énergétique dans la suite du chapitre. Cette démarche se compose de deux phases: la première consiste à examiner l'*adéquation* des ressources (et réserves) énergétiques de la planète aux besoins en services énergétiques des consommateurs. La deuxième consiste à examiner la sécurité énergétique proprement dite, c'est-à-dire la *rupture* de la fourniture des services énergétiques aux consommateurs, aussi bien au niveau national (sécurité des approvisionnements extérieurs) que local (satisfaction de la demande du consommateur).



## 1.4 ADEQUATION ENERGETIQUE

Le tableau suivant, qui reprend celui présenté dans le WEA Report, présente les estimations du CME<sup>4</sup> en matière de réserves prouvées et récupérables<sup>5</sup> par source d'énergie, ainsi que la consommation énergétique en 1998 par source d'énergie également (les énergies renouvelables telles que la biomasse, l'éolien, le solaire ou la géothermie ne sont pas prises en compte).

**Tableau 1 : Réserves et ressources énergétiques mondiales (Gtep), et consommation mondiale d'énergie primaire en 1998 (Gtep)**

	Estimations du CEM (Gtep sauf mention contraire)		Consommation mondiale d'énergie primaire commerciale en 1998 (Gtep sauf mention contraire)
	Réserves prouvées	Recouvrables	
Pétrole conventionnel	150	200	3.4
Pétrole non conventionnel		550	
Gaz conventionnel	133	220	2
Charbon et Lignite	430	3400	2.4
Uranium	3.4 M tonnes	17 M tonnes	64000 tonnes
Hydraulique	1.2		0.2

Compte tenu d'une part de l'écart existant entre la consommation mondiale d'énergie primaire en 1998 et les estimations du total cumulé des réserves prouvées et récupérables, et compte tenu d'autre part du fait que les besoins en énergie seront satisfaits encore en grande partie grâce aux combustibles fossiles, les auteurs prévoient qu'il n'y aura pas d'insuffisance de ressources énergétiques pendant au moins la première moitié du 21<sup>ème</sup> siècle.

Cette abondance des ressources énergétiques n'implique pas qu'il n'y aura pas de ruptures de fourniture des services énergétiques au niveau du consommateur; cependant, celles-ci ne proviendront pas d'un manque de ressources énergétiques.

## 1.5 SECURITE ENERGETIQUE

La question de la sécurité énergétique proprement dite, c'est-à-dire du risque de rupture de la fourniture des services énergétiques aux consommateurs, aussi bien au niveau national (sécurité des approvisionnements extérieurs) que local (satisfaction de la demande du consommateur) est examinée pour quatre ressources énergétiques: le pétrole, le gaz naturel, le charbon et l'énergie nucléaire.

### 1.5.1 Pétrole brut

Cette partie est essentiellement orientée vers la sécurité des approvisionnements extérieurs. Les auteurs font mention de deux sources d'inquiétude la concernant:

- Bien que les sources d'approvisionnement soient plus diversifiées que trente ans auparavant, deux tiers des ressources pétrolières mondiales restent concentrées au Moyen-Orient, et en particulier dans la région du Golfe.

<sup>4</sup> *Global Energy Perspectives*, Conseil Mondial de l'Energie, Cambridge University Press, 1998 (CME, 1998).

<sup>5</sup> Le terme « réserves récupérables » fait référence aux ressources, c'est-à-dire aux réserves dont ni l'occurrence géologique ni la faisabilité économique compte tenu des technologies actuellement disponibles ne sont prouvées.

- La consommation énergétique des pays d'Asie, et surtout celle de la Chine, de l'Inde et de la Corée du Sud, croît à grande vitesse. Il est d'autre part prévu que d'ici 2005, 92% de leurs importations de pétrole brut seront en provenance du Moyen Orient. Par conséquent la compétition risque d'être dure, aussi bien entre les différentes puissances du sous-continent asiatique qu'entre l'Asie et les autres pays fortement importateurs tels que ceux de l'OCDE.

Face à ces menaces potentielles, les auteurs soulignent l'importance, pour les Etats-Unis en particulier, d'un déploiement stratégique de forces militaires dans la région, de manière à sécuriser les exportations de pétrole.

En sus de cet instrument militaire, les auteurs mentionnent divers instruments qui à leurs yeux participent également à la stabilité du marché du pétrole:

- Les réserves stratégiques : en 1997, les réserves stratégiques mondiales de pétrole étaient estimées à 5500 millions de barils (soit environ 753 Mtep), ce qui équivalait à environ 70-80 jours de consommation mondiale moyenne. Cependant, à moyen et long terme, les experts soulignent que l'efficacité de cet instrument tendra à diminuer, du fait de la conjonction de l'augmentation sensible de la consommation d'énergie des pays en développement, et de la quasi-absence de réserves stratégiques dans ces pays.
- La libéralisation des marchés : la libéralisation du marché énergétique permet aux compagnies des pays importateurs d'investir dans le développement des champs pétroliers des pays exportateurs, ce qui renforce la sécurité du commerce du pétrole.
- Traité, Programme et Agence de l'Energie : les pays de l'OCDE ont établi en 1974 le Programme International d'Energie (PIE) qui a mené à la création de l'Agence Internationale de l'Energie (AIE). Les pays membres de l'AIE s'engageaient à maintenir des stocks de pétrole de volume équivalent à celui de 90 jours d'importations nettes de pétrole. Plus tard, l'AIE a développé un ensemble de mesures visant à répondre rapidement et de façon coordonnée à l'éventualité d'une grave crise pétrolière. Par ailleurs, les Etats membres de l'Union européenne, les pays de l'Europe Centrale et Orientale, les pays membres de la CEI, ainsi que le Japon et l'Australie ont signé en 1994 le Traité de la Charte de l'Energie ; celui-ci encourage la «création d'un marché ouvert et non-discriminatoire» à travers le continent eurasiatique, en particulier par l'adoption de conditions transparentes et équitables pour les investissements étrangers, et par la "sécurisation" du transport du pétrole exporté à travers les pays tiers. La coopération internationale résultant de la mise en œuvre de ces traités est pour beaucoup dans l'établissement d'un climat de sécurité pour les exportations de pétrole.

### 1.5.2 Gaz naturel

La proportion de gaz naturel dans la consommation totale d'énergie prend de l'ampleur. Mais là encore les principaux pays consommateurs de gaz naturel en sont importateurs. Leur sécurité énergétique, du point de vue du gaz naturel, est ainsi confrontée à deux risques:

- Un risque externe, lié à la rupture d'approvisionnement.
- Un risque interne, lié à la vulnérabilité des réseaux et au rôle croissant que joue le gaz naturel dans la production d'électricité. Une pénurie de gaz naturel pourrait alors avoir des répercussions sur l'approvisionnement en électricité.

Ces risques peuvent être contrôlés de deux manières:

- Concernant les risques externes,
  - le Traité de la Charte de l'Energie permet, entre autres, de sécuriser les transports d'hydrocarbures via des réseaux inter-régionaux et à travers les pays tiers, ou encore proposent des mécanismes de résolution de désaccords qui surviendraient lors du transit. Le Multilateral Transit Framework Agreement (MTFA) complète le Traité de la Charte de l'Energie sur ces questions de transit.
  - La diversification des sources d'approvisionnement et le développement de réserves stratégiques de gaz permettent également de réduire les risques de ruptures.
  - Enfin, les auteurs soulignent que le contrat de base existant actuellement pour le commerce international de gaz naturel, le « Take or Pay », même s'il permet d'atténuer un certain nombre de risques commerciaux (voir Encadré 1), ne permet pas de couvrir les risques politiques évoqués plus haut.
- Concernant les risques internes, il s'agit d'abord de développer l'interconnexion des réseaux de transport et de distribution du gaz naturel; et ensuite de coordonner les réseaux de gaz et d'électricité pour remédier aux impacts des interruptions de gaz sur l'approvisionnement en électricité. Il est de plus avantageux de diversifier les ressources énergétiques (pétrole, gaz, nucléaire, charbon...) destinées à la production d'électricité pour pouvoir passer de l'une à l'autre en cas de pénurie de l'une d'entre elles<sup>6</sup>.

#### **Encadré 1 : Les Contrats Take or Pay**

Les projets d'approvisionnement en gaz naturel sont fortement capitalistiques, du fait de la spécificité technique des infrastructures de transport (gazoducs, méthaniers), de stockage, et de regazéification. Par conséquent, pour amortir le coût élevé des investissements à consentir, la plupart des contrats signés pour l'achat et la vente de gaz naturel sont des contrats de long terme, dits contrats « Take or Pay », dont la durée s'échelonne entre quinze et vingt ans.

Par de tels contrats, l'acheteur s'engage, sur une période donnée, à recevoir une certaine quantité de gaz et à la payer, que cette quantité soit réellement utilisée ou non. L'acheteur prend ainsi le risque qu'elle ne soit pas adaptée à la demande des marchés finaux.

Le vendeur s'engage à vendre une certaine quantité de gaz à un prix indexé sur les prix des énergies concurrentes – et principalement sur ceux du pétrole depuis le premier choc pétrolier de 1973 – de manière à ce que le gaz naturel reste compétitif sur le marché final (le gaz n'a en effet pas de marchés spécifiques). Le vendeur prend donc le risque que ce prix ne couvre pas son coût de production (par exemple, si les prix du pétrole chutent fortement).

<sup>6</sup> Certains pays de l'Union européenne (comme l'Allemagne, la France ou l'Italie) ont de plus d'importantes quantités de stockage de gaz naturel (jusqu'à 40% de leur consommation annuelle), ce qui diminue fortement la gravité des répercussions d'une éventuelle rupture d'approvisionnement en gaz sur l'approvisionnement en électricité. Voir §2.3.3

### **1.5.3 Charbon**

Le charbon est abondant et réparti de façon plus homogène que les hydrocarbures entre les différentes régions de la planète. Les problèmes de sécurité des approvisionnements se posent donc dans une bien moindre mesure que pour le pétrole ou le gaz. Néanmoins, la composante environnementale étant de plus en plus prise en compte dans les politiques énergétiques, l'exploitation future du charbon dépendra des mesures prises pour diminuer l'impact négatif de son utilisation sur l'environnement. A ce titre, les pays en développement dont la consommation de charbon risque de croître fortement dans l'avenir ont besoin d'investir dans des technologies dites « propres », mais dont les coûts sont élevés pour leur économie. L'assistance technique aux pays en développement est donc tout à fait essentielle dans ce domaine.

### **1.5.4 Energie Nucléaire**

Les auteurs prévoient que la contribution de l'énergie nucléaire à la demande globale en électricité chutera de 17% – sa valeur actuelle – à 10 ou 12% en 2020. Ceci s'explique par différents facteurs, notamment les coûts élevés d'investissement, la défiance de l'opinion publique, le caractère toujours non résolu du problème du traitement des déchets nucléaires, et enfin le lien qui peut être fait entre nucléaire civil et militaire, conduisant au problème de la prolifération nucléaire. Il est mentionné que même si d'importantes avancées technologiques permettent de réduire le risque de prolifération nucléaire, elles ne l'annulent pas pour autant.

### **1.5.5 Amélioration de l'efficacité liée à l'utilisation d'énergie**

En conclusion, les auteurs mentionnent, quoique assez rapidement, la nécessité de prendre des mesures sérieuses d'efficacité énergétique de manière à réduire de façon significative la consommation globale d'énergie. Ces mesures sont particulièrement importantes dans le secteur électrique, qui représente une part de plus en plus importante de la consommation d'énergie.

## **1.6 SECURITE ENERGETIQUE ET ENVIRONNEMENT**

En ce qui concerne la définition de politiques de sécurité énergétique, le nouveau défi est de concilier réduction des impacts négatifs de l'utilisation de certaines sources d'énergies sur l'environnement et sécurité énergétique, tout en sachant que les énergies fossiles constitueront pour un certain nombre de décennies encore le gros des énergies utilisées pour répondre aux besoins.

Affirmant "qu'il n'y a pas de réponses aisées pour lutter contre l'émission de gaz à effet de serre", outre les mesures de stockage du carbone et de réduction de l'utilisation des énergies fossiles, les auteurs soulignent qu'il est par contre possible de lutter contre les pollutions locale et régionale, en accélérant l'insertion sur le marché des technologies propres disponibles (en particulier pour le traitement du charbon dans les pays en développement) d'une part, et en encourageant les mesures d'efficacité énergétique.

## 1.7 SECURITE ENERGETIQUE ET LIBERALISATION DU MARCHE

Le développement des marchés permet d'une part d'accroître l'investissement étranger dans l'exploitation en amont des ressources énergétiques, ce qui diminue les risques de rupture des approvisionnements, et d'autre part d'accroître l'efficacité énergétique de l'ensemble de la filière énergétique.

Cependant certaines questions restent non résolues: comment le marché, qui ne raisonne essentiellement qu'à court terme, pourra-t-il satisfaire le besoin de déploiement de stratégies à long terme, nécessaires pour soutenir un développement durable? Comment le marché pourra-t-il internaliser les différents coûts externes tels que les coûts environnementaux ou encore les risques politiques? Comment le marché pourra-t-il subvenir à d'éventuelles situations de ruptures brutales des approvisionnements? Il semble assuré que l'intervention des Etats reste nécessaire.

L'Etat peut intervenir de la manière suivante:

- Il définit une stratégie de long terme, comme l'encouragement des énergies renouvelables ou la diversification des ressources énergétiques, stratégies que le marché n'est pas enclin à entreprendre par lui-même.
- Il joue un rôle régulateur de manière à assurer le respect des règles du jeu du marché.
- Il s'efforce d'"internaliser" les coûts externes dans l'économie nationale; en particulier il définit les grands axes de la politique environnementale.
- Il gère les réserves stratégiques de pétrole et se coordonne sur ces sujets avec les autres gouvernements.
- Il accroît la coopération régionale de manière à sécuriser au maximum les réseaux transfrontaliers de transport des hydrocarbures et de l'électricité.
- Enfin, en cas d'urgence, il rassemble les informations qui permettent aux marchés de répondre de façon moins confuse aux informations dont l'origine n'est pas sûre.

## 1.8 CONCLUSIONS

Les conclusions des experts sont les suivantes :

- Les réserves énergétiques fossiles sont certes rassurantes, mais la concentration des réserves pétrolières dans une seule région du monde fait naître des questions géopolitiques qui continueront de se poser. De ce fait, la sécurité des approvisionnements en pétrole brut restera une composante non négligeable des politiques de sécurité énergétique.
- Cependant, le concept de sécurité énergétique doit aller au-delà, et prendre en compte la protection de l'environnement et la libéralisation du marché, ce qui passe entre autres par la redéfinition du rôle de l'Etat, par la promotion de technologies propres et par la poursuite de mesures d'efficacité énergétique. Promouvoir l'assistance technique et le transfert de technologies avec les pays en développement est également nécessaire.
- Enfin, la sécurité de l'approvisionnement en électricité est cruciale, car la quantité d'électricité nécessaire à la satisfaction des besoins énergétiques finaux ne cesse de croître.

## 1.9 COMMENTAIRES

Sans répéter les conclusions précédentes qui résument assez bien les grandes lignes du chapitre, nous pouvons toutefois ajouter que ce dernier conçoit la sécurité énergétique dans un cadre plus large que celui de la sécurité des approvisionnements, car il la définit par rapport au consommateur final: la sécurité énergétique doit permettre au consommateur de disposer, en quantité et en temps voulus, des services énergétiques dont il a besoin. Cette définition amène les auteurs à prendre en compte la vulnérabilité interne des réseaux, vulnérabilité d'autant plus importante que de plus en plus de services énergétiques sont délivrés par réseaux, en particulier en ce qui concerne l'électricité.

On remarquera également l'importance donnée à la coopération internationale et régionale dans l'amélioration de la sécurité énergétique. Cette coopération passe en grande partie par des traités qui facilitent le transit au travers de pays tiers, ainsi que l'adoption de conditions équitables et transparentes pour les investisseurs étrangers.

Enfin, le rôle du nucléaire dans la sécurité énergétique est abordé clairement, surtout en ce qui concerne les problèmes de la défiance de l'opinion publique, du traitement des déchets et de la prolifération nucléaire : ces problèmes contribueront, selon les experts, à la diminution de la consommation d'énergie nucléaire.

## 2 LA POLITIQUE DE SECURITE ENERGETIQUE DE L'UNION EUROPEENNE

Deux approches sont proposées en ce qui concerne la position de l'Union Européenne à l'égard de la sécurité énergétique.

La première approche est celle développée dans le rapport « Economic Foundations for Energy Policy »<sup>7</sup>, et plus précisément dans le chapitre traitant de la sécurité énergétique et de la dépendance des importations, où la sécurité énergétique n'est abordée que du point de vue de la sécurité des approvisionnements, comme nous le verrons ci-après au §2.3.4.

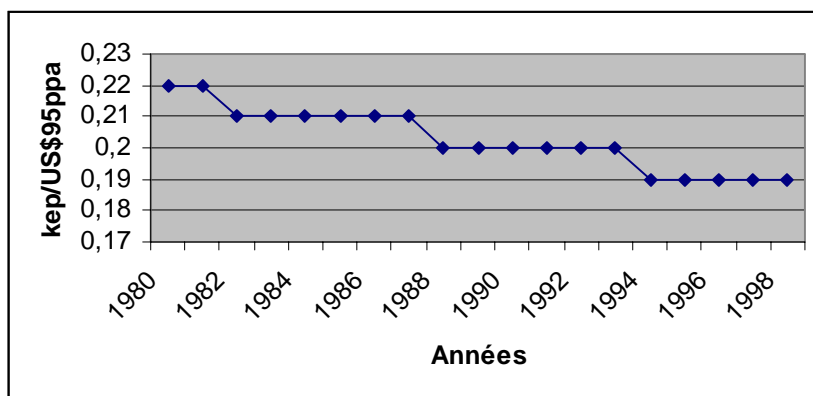
La seconde approche est celle développée dans le Livre Vert « Vers une approche européenne de la sécurité d'approvisionnement énergétique »<sup>8</sup>. Les deux approches se complètent, l'une détaillant ce sur quoi l'autre insiste moins.

### 2.1 DONNEES ENERGETIQUES ACTUELLES

#### 2.1.1 Intensité énergétique primaire

Avec un PIB à parité de pouvoir d'achat (ppa) de US\$95 7740 milliards<sup>9</sup> en 1998, et une consommation d'énergie primaire commerciale de 1406 Mtep<sup>10</sup>, l'Union européenne avait en 1998 une intensité énergétique primaire de 0,19 kep/US\$95ppa. Son évolution depuis 1980 est représentée sur la figure 5.

**Figure 5 : Evolution de l'intensité énergétique primaire de l'Union Européenne**



L'intensité énergétique primaire de l'Union Européenne a donc diminué par paliers depuis 1980, et reste stable depuis 1994.

<sup>7</sup> *Energy in Europe – Economic Foundations for Energy Policy*, Commission des Communautés Européennes, décembre 1999 (Energy in Europe, 1999).

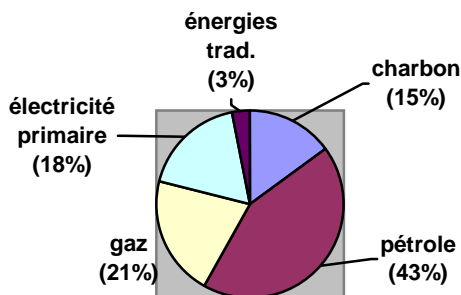
<sup>8</sup> *Livre Vert, Vers une Stratégie européenne de sécurité des approvisionnement énergétique*, Commission Européenne, novembre 2000 (Livre Vert, 2000).

<sup>9</sup> Le PIB de l'Union européenne donné ici ne provient pas des sources d'Enerdata les plus récentes, mais de celles publiées en décembre 1999.

<sup>10</sup> La consommation d'énergie primaire commerciale donnée ici ne provient pas des sources d'Enerdata les plus récentes, mais de celles publiées en décembre 1999.

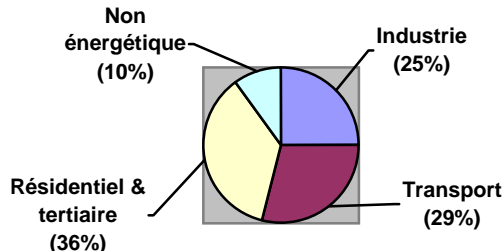
### 2.1.2 Consommations primaire et finale

La consommation primaire totale de l'Union Européenne est passée de 1225 Mtep en 1980 à 1437 Mtep en 1998. Sa répartition en 1998 est la suivante :



Entre 1980 et 1998, la part du charbon a diminué de 25% à 15% , celle du pétrole de 52% à 43%, celle du gaz a augmenté de 15% à 21%, celle de l'électricité primaire de 7% à 18% et celle des énergies traditionnelles de 1% à 3%.

La consommation finale totale de l'Union Européenne est passée de 904 Mtep en 1980 à 967 Mtep en 1998. Elle se répartit entre les différents secteurs en 1998 comme suit :

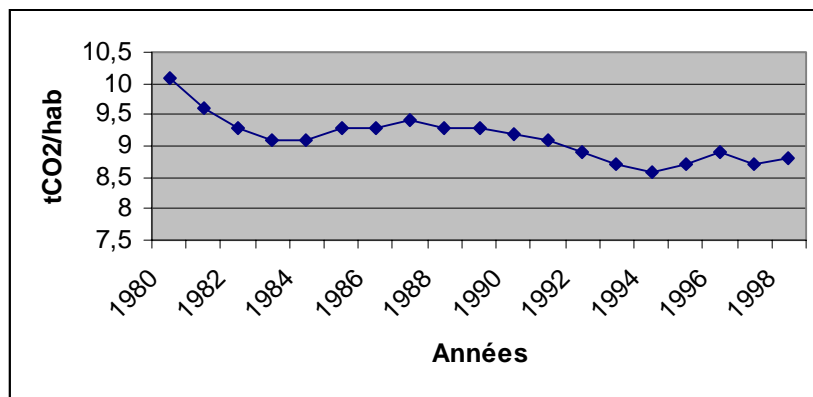


La part du secteur industriel dans la consommation finale a diminué de 32% à 25% entre 1980 et 1998, celles du secteur résidentiel & tertiaire et du secteur non-énergétique sont restés stables, et celle du secteur des transports a augmenté de 22% à 29%.

### 2.1.3 Emissions de CO<sub>2</sub>

Enfin, un dernier élément de comparaison est l'évolution des émissions de dioxyde de carbone par habitant. Celle-ci est donnée par la Figure 6 : les émissions de CO<sub>2</sub> par habitant se stabilisent autour de 8,8 tonnes depuis 1993.



**Figure 6 : Evolution des émissions de CO<sub>2</sub> par habitant de l'Union Européenne**

## 2.2 LA SECURITE ENERGETIQUE DU POINT DE VUE DU RAPPORT « ECONOMIC FOUNDATIONS FOR ENERGY POLICY »

### 2.2.1 Contexte et présentation

Selon les auteurs du rapport « Economics Foundations for Energy Policy », il est légitime d'aborder à nouveau la question de la sécurité des approvisionnements, au vu d'une part de la grande dépendance de l'Union Européenne (UE) en termes d'importations prévue pour 2020 – 70% pour le gaz naturel, 80% pour le charbon, et 90% pour le pétrole brut – et, d'autre part, de la concurrence que représentent les grandes régions du monde nouvellement consommatrices d'énergie.

En particulier, la réévaluation des risques liés aux marchés du pétrole et du gaz apparaît nécessaire, compte tenu de leur libéralisation et de la re-concentration des commerces du gaz et du pétrole dans des régions particulières – telles que le Moyen-Orient pour le pétrole et la Russie pour le gaz. C'est ce que les auteurs proposent de faire.

### 2.2.2 Le marché pétrolier

Le marché pétrolier est confronté à deux risques particuliers : un risque de rupture d'approvisionnement et un risque de contrôle du marché par les pays producteurs augmentant, sur le long terme, les prix du marché pétrolier jusqu'à une valeur supérieure à leur seuil de rentabilité.

#### *Risque de rupture d'approvisionnement*

Grâce aux mécanismes de concurrence, le marché de l'énergie peut s'adapter facilement à une rupture d'approvisionnement courte ou de faible ampleur. Cette adaptabilité est d'ailleurs d'autant meilleure que la libéralisation du marché est avancée.

Par contre, en cas d'une rupture plus longue ou plus prononcée, l'adaptabilité est moins évidente, mais les instruments de « secours » existent : ce sont ceux mis en place par l'AIE et développées dans le chapitre 1. Les auteurs conseillent alors d'adapter ces instruments au cas particulier de l'UE, dans l'optique éventuelle, pour l'UE, de sortir des mécanismes de coordination de l'AIE.

Les auteurs adoptent également une position originale dans le sens où, en ce qui concerne la gestion des risques de long terme, ils conseillent d'aider les pays exportateurs de pétrole à diversifier leurs sources de revenus, ce qui pourrait aider à la stabilisation politique de certaines régions exportatrices, en particulier du Moyen-Orient. En effet, le risque d'instabilité politique en cas de prix du pétrole brut trop faibles n'est pas négligeable.

### ***Contrôle du marché pétrolier***

Ce contrôle des prix est à l'heure actuelle peu probable, dans la mesure où l'OPEP a perdu de sa cohésion et où la concurrence domine le marché pétrolier. L'implication des compagnies internationales dans l'exploitation des champs pétroliers et la privatisation des compagnies des pays exportateurs va dans le même sens. Ce risque paraît aux auteurs dorénavant très faible.

### **2.2.3 Le marché gazier**

Le marché gazier n'est pas aussi compétitif que celui du pétrole ; en effet, outre la Norvège qui est de fait « européenne »<sup>11</sup>, l'Union européenne ne s'approvisionne qu'en Algérie et en Russie. De plus, les contrats à long terme actuellement en vigueur sur le marché gazier n'engagent qu'un faible nombre de « vendeurs ». Face à cette libéralisation en cours, mais qui n'est pas encore achevée, les risques présentés ci-après auxquels est confronté le marché gazier s'analysent de manière différente de celui du pétrole.

### ***Risque de rupture d'approvisionnement***

Le risque d'une rupture prolongée ou de grande ampleur est hautement improbable, étant donnée l'importance que représentent les revenus gaziers pour les pays exportateurs.

Par contre, le risque de ruptures plus courtes est bien réel, mais les instruments pour parer à ces risques existent :

- Les Etats importateurs européens tels que l'Allemagne, la France, ou l'Italie ont des capacités de stockage allant jusqu'à 40% de leur consommation annuelle.
- Les connexions entre différents corridors de transport sont renforcées, et ces derniers sont diversifiés.
- Les sources d'approvisionnement sont également diversifiées.
- Certes, la libéralisation en cours permettra de renforcer les possibilités de remédier rapidement à une rupture d'approvisionnement provenant d'une source particulière. Cependant, l'interdépendance croissante entre réseaux gazier et électrique et la possibilité de simultanéité de pics de demande sur les deux réseaux constituera un risque croissant de rupture d'approvisionnement interne. En effet, la coordination des deux réseaux sera plus difficile du fait de la libéralisation du marché du gaz et de l'électricité.

### ***Risques de long terme***

Ces risques concernent :

- Le contrôle du marché :

Le risque est peu probable en raison de la compétitivité qui se développe sur le marché, même dans le cadre d'une re-concentration des commerces du gaz.

---

<sup>11</sup> Lorsqu'il s'agit d'évaluer la dépendance énergétique de l'Union européenne, les exportations de la Norvège doivent être considérées comme faisant partie du « potentiel » européen.

- L'inadéquation de l'offre et de la demande :

Cette inadéquation était contournée par la mise en place de contrats à long terme tels que les contrats Take or Pay présentés dans le chapitre précédent (§1.5.2), permettant de répartir les risques entre l'acheteur et le producteur dans le cadre de projets d'importations nécessitant souvent des infrastructures de réseaux qui sont fortement capitalistiques.

Cependant, dans le cadre de la libéralisation du marché gazier, producteurs et acheteurs seront plus attirés par des contrats à court terme qu'à long terme. L'expérience montrera si les seuls mécanismes du marché susciteront suffisamment de confiance pour développer des projets hautement capitalistiques, ne présentant *a priori* pas la flexibilité nécessaire pour faire l'objet de contrats de court terme. Il est toutefois certain que des projets de plus faible envergure seront préférés aux précédents.

#### 2.2.4 Commentaires

On notera d'abord que la sécurité énergétique n'est examinée, dans le cadre du rapport, que sous l'angle de la sécurité des approvisionnements extérieurs, pétroliers et gaziers. Cela montre certes combien la sécurité des approvisionnements est importante aux yeux des décideurs politiques ; cependant, aucune originalité ne ressort de cette étude. En définitive, il semble que l'on aurait pu être en droit d'attendre une analyse plus poussée de la sécurité énergétique, dans un rapport qui traite d'un sujet aussi vaste que les « fondations économiques pour une politique énergétique ».

Il est de plus intéressant de remarquer que cette analyse se rapproche singulièrement de l'analyse libérale de J. Mitchell présentée dans le chapitre 5, du moins en ce qui concerne le marché pétrolier. Il n'est fait mention d'aucun rôle particulier à jouer pour les Etats, ne serait-ce qu'incitateur.

En conséquence, même si ce rapport est intéressant par l'approche libérale qu'il développe, il ne semble pas qu'il puisse, à lui seul, constituer une base de réflexion sur une éventuelle « stratégie européenne » en matière de sécurité énergétique. Le Livre Vert, plus complet et que nous allons présenter dans le paragraphe qui suit, est davantage illustrateur de la volonté actuelle de l'Union Européenne d'élaborer une stratégie énergétique communautaire.

### 2.3 LE LIVRE VERT

#### 2.3.1 Contexte et présentation

Le Livre Vert « Vers une stratégie européenne de sécurité d'approvisionnement énergétique », sur la sécurité d'approvisionnement énergétique en Europe a été publié le 29 novembre 2000 par la Commission des Communautés européennes. Partant de la question de la sécurité d'approvisionnement, ce document propose en fait une « stratégie énergétique pour l'Union européenne »<sup>12</sup>.

Affirmant qu'il est impossible de chercher à assurer l'autonomie énergétique de l'Union Européenne, les auteurs du Livre Vert conçoivent l'objectif d'une politique de sécurité des approvisionnements dans la réduction des risques liés à la dépendance en importations énergétiques. Or, d'après les projections énergétiques réalisées dans « Perspectives énergétiques 2020 » (Perspectives énergétiques, 1999) et élargies à l'horizon 2030, cette

<sup>12</sup> La synthèse du Livre Vert est présentée en Annexe 3.

dépendance des importations devrait augmenter, si aucune action particulière n'est entreprise, de 49% en 1998 à 71% en 2030.

En conséquence, les risques liés à la dépendance en importations énergétiques et les risques écologiques liés à l'effet de serre augmentent : la consommation d'énergie nucléaire diminuant de 50 % entre 2020 et 2030, et la part des énergies nouvelles et renouvelables ne dépassant pas 8 % en 2030<sup>13</sup>, les émissions de dioxyde de carbone augmenteront, entre 1990 (année de référence pour Protocole de Kyoto) et 2030, de 22 %, même avec un remplacement accru du charbon par du gaz naturel.

Par conséquent, de manière à limiter au maximum les risques encourus, il est nécessaire de définir une stratégie claire et efficace de sécurité des approvisionnements. Ajoutant à cela le fait que les politiques énergétiques nationales ont des répercussions entre elles et que donc les Etats sont interdépendants, il convient d'adopter une stratégie de sécurité des approvisionnements au niveau communautaire.

Enfin, reconnaissant que les marges de manœuvre sont plus étroites sur l'offre que sur la demande d'énergie, les auteurs du Livre Vert préconisent de mener en priorité des politiques visant à maîtriser la croissance de la demande.

Cette stratégie de sécurité des approvisionnements, accompagnée de la nouvelle donne en termes d'environnement et de libéralisation du marché de l'énergie, permettra alors d'élaborer une stratégie énergétique soutenant le « bien-être des citoyens et le bon fonctionnement de l'économie [européenne] » et le développement durable.

Après avoir rappelé dans un premier temps les données énergétiques actuelles de l'Union Européenne, et dans un deuxième temps le changement de contexte en matière d'environnement et de libéralisation du marché, le Livre Vert élabore une stratégie de sécurité des approvisionnements, et pour cela analyse les risques soulevés par la vulnérabilité des approvisionnements, et, à partir de ceux-ci, propose les programmes d'action à mettre en place pour y remédier.

### 2.3.2 Les failles de l'approvisionnement énergétique actuel

Les auteurs du Livre Vert mettent en avant quatre risques d'accroissement de la vulnérabilité des approvisionnements énergétiques :

- Les risques physiques : les pays, importateurs comme exportateurs d'énergie, peuvent faire l'expérience de ruptures permanentes – dues à l'épuisement des ressources en Europe par exemple – ou de ruptures temporaires, résultant notamment d'une crise géopolitique.
- Les risques économiques : ceux-ci sont liés à la volatilité des prix des produits énergétiques. Ces risques peuvent être renforcés par la mise en place de structures économiques par les pays producteurs, qui pourraient influencer le cours des prix<sup>14</sup>.
- Les risques sociaux : des conflits sociaux peuvent éclater à la suite d'une baisse – potentielle ou réelle – du niveau de vie, elle-même résultant de la rupture d'approvisionnement de certains produits énergétiques<sup>15</sup>.
- Les risques écologiques : ils représentent l'ensemble des dommages pouvant être causés à l'environnement tout le long de la filière énergétique – de la production à

<sup>13</sup> La part des énergies renouvelables et nouvelles dans la consommation primaire de l'Union européenne sera de 6,7% en 2010, l'objectif de cette dernière était de l'amener à 12% en 2010.

<sup>14</sup> certains économistes parlent de « cartel » du Moyen-Orient

<sup>15</sup> on retiendra notamment la grève des camionneurs liée à la hausse des prix pétroliers à l'automne 2000

la consommation finale – et résultant aussi bien de causes accidentelles que structurelles telles qu'émissions polluantes.

### 2.3.3 Les priorités pour demain

Les auteurs du Livre Vert adoptent une stratégie originale : soutenant que les marges de manœuvre sont plus limitées sur l'offre que sur la demande d'énergie, ils préconisent un rééquilibrage de ces deux approches, en menant en priorité des politiques visant à maîtriser la croissance de la demande.

#### *Contrôler la croissance de la demande*

Selon les auteurs du Livre Vert, la demande peut être maîtrisée en menant de front des politiques horizontales et des politiques sectorielles.

##### a) Politiques horizontales

Ces politiques se traduisent de plusieurs façons :

- Achèvement du marché intérieur : cet achèvement, se caractérisant par une plus grande concurrence entre opérateurs énergétiques nationaux dans les secteurs du gaz et de l'électricité, devrait entraîner d'une part un découplage entre prix du gaz et prix du pétrole, limitant les effets de volatilité des prix du pétrole<sup>16</sup>, et d'autre part un élargissement des options énergétiques.
- Fiscalité de l'énergie : les mesures fiscales entreprises auront pour objectif d'éliminer les distorsions nationales ou entre producteurs d'énergie, de susciter un renforcement des économies d'énergie et de conduire à l'internalisation des dommages causés à l'environnement.
- Plans d'économie et de diversification d'énergie : ces plans visent à améliorer l'efficacité énergétique des bâtiments, à développer une nouvelle génération de véhicules (plus « écologiques » et de meilleur rendement) et enfin à renforcer l'introduction sur le marché de carburants de substitution, particulièrement pour le transport et le chauffage (biocarburants par exemple).
- Diffusion de nouvelles technologies : les programmes communautaires visant à introduire sur le marché des technologies plus économes en énergie et moins polluantes doivent être concentrés et réalisés à grande échelle, par exemple dans les grandes agglomérations. Les résultats de ces programmes devront ensuite être largement diffusés.

##### b) Politiques sectorielles

Ces politiques seront menées dans deux secteurs en particulier :

- Le transport : on assiste dans l'Union à un déséquilibre croissant entre modes de transport, en faveur du transport routier, plus gros consommateur d'énergie, et plus gros émetteur de polluants. Plusieurs mesures sont envisagées pour remédier à cette situation : redynamiser le rail ; éliminer les goulots d'étranglement dans le réseau ferroviaire, ainsi que créer un réseau européen de fret ferroviaire ; développer le transport maritime ; promouvoir les transports urbains propres, et rationaliser l'utilisation de la voiture individuelle en ville ; et

<sup>16</sup> Accélérer l'achèvement du marché intérieur pour limiter les effets de volatilité des prix du pétrole est une mesure qui relève plus d'une politique de gestion de l'offre que de maîtrise de la croissance de la demande. La mentionner dans ce paragraphe est donc pour le moins ambiguë (note de ICE).

enfin prendre en compte le principe de « pollueur- payeur » dans les coûts de transport, de manière à internaliser les coûts environnementaux.

- Le bâtiment : les mesures mises en place dans les bâtiments seront d'ordre réglementaires, en instaurant d'une part des seuils d'économie d'énergie par bâtiment<sup>17</sup>, et en encourageant d'autre part l'intégration des énergies renouvelables dans les nouvelles constructions (par exemple toits photovoltaïques).

### *Gérer la dépendance de l'offre*

Certes une politique de maîtrise de la croissance de la demande d'énergie ne suffit pas pour assurer la sécurité des approvisionnements : une gestion de la dépendance de l'offre est également nécessaire. L'offre est ici analysée sous deux angles : offre interne et offre externe.

#### a) Offre interne

Les auteurs préconisent de :

- Développer les sources d'énergie moins polluantes : d'une part, les énergies renouvelables devraient bénéficier de financements obtenus par taxation des opérateurs d'énergies polluantes. D'autre part, en ce qui concerne l'énergie nucléaire, les efforts doivent être mis sur le soutien à la recherche en matière de gestion et de stockage des déchets, et sur la question de la sûreté nucléaire dans le cadre du processus d'élargissement.
- Préserver l'accès aux ressources énergétiques, en renforçant le dispositif de stocks pétroliers, c'est-à-dire en rendant son utilisation communautaire ; en élargissant ce dispositif au gaz naturel, dont les importations ne cessent d'augmenter ; et enfin en analysant la question du maintien de l'accès aux ressources communautaires houillères.
- Maintenir la concurrence sur le marché intérieur de l'aval pétrolier (raffinage et distribution). Ceci permettra d'une part de remédier plus rapidement aux situations de ruptures d'approvisionnement, et d'autre part de lutter plus efficacement contre la volatilité des prix du pétrole.

#### b) Assurer l'approvisionnement externe

Enfin, les auteurs du Livre Vert conçoivent deux façons de sécuriser les approvisionnements extérieurs :

- Peser dans la négociation avec les pays producteurs : ceci peut être fait en engageant un dialogue permanent avec ces pays, aussi bien sur la conclusion d'accords bilatéraux que sur le mécanisme de formation des prix ou que sur l'usages de réserves stratégiques. L'élaboration d'un plan de partenariat énergétique avec la Russie, adoptée en octobre 2000, va dans le même sens : la Russie s'engage à améliorer la sécurité des approvisionnements énergétiques sur le long terme, tandis que l'Union européenne s'engage à mobiliser les investissements européens dans les secteurs du transport et de la

<sup>17</sup> Les seuils d'économie dans les bâtiments peuvent comprendre, par exemple, la normalisation des consommations énergétiques par m<sup>3</sup> ou le contrôle des investissements dans les bâtiments existants en matière d'isolation thermique. Ils pourraient servir à la création de « certificats énergétiques » qui permettraient d'intégrer la composante énergétique dans le choix d'un bâtiment sur le marché de l'immobilier.

production d'énergie. Enfin, le développement des ressources en Mer Caspienne et les voies de transit associées méritent une attention toute particulière.

- Sécuriser et développer les réseaux d'approvisionnement : la création de nouveaux oléoducs et gazoducs en provenance de la Mer Caspienne et du sud de la Méditerranée permettraient de diversifier les sources d'approvisionnement énergétique. Dans ce cadre, les programmes MEDA et TACIS dont l'un des objectifs est de développer l'infrastructure de transport d'énergie doivent être renforcés. De plus, la Charte de l'énergie, dans ses dispositions relatives au transit de l'énergie, devrait être mise en application pour les pays candidats à l'adhésion à l'Union Européenne et les Nouveaux Etats Indépendants<sup>18</sup> (NEI). Enfin, en ce qui concerne les importations d'électricité, une meilleure interconnexion des réseaux des Etats membres de l'Union, des pays candidats et de la Russie devrait être poursuivie.

#### 2.3.4 Commentaires

Pour éviter la confusion, il semble d'abord nécessaire de rappeler que le terme « sécurité des approvisionnements énergétiques » employé dans le sous-titre du Livre Vert renferme davantage de notions que le terme habituel. Il doit en fait être pris au sens plus large de sécurité énergétique, voire de stratégie énergétique.

Cela étant dit, la stratégie de sécurité des approvisionnements présentée ici est novatrice : elle cherche à appuyer le fait qu'une maîtrise de la croissance de la demande d'énergie est d'une part nécessaire, et d'autre part plus facile à mettre en œuvre qu'une politique de gestion de l'offre d'énergie. Elle est de ce point de vue encore plus volontariste que la stratégie proposée par le WEA. Parmi les instruments de cette politique de maîtrise de la demande d'énergie, les auteurs du Livre Vert privilégient les mesures fiscales. On pourra rapprocher cette stratégie de celle développée par les Etats-Unis et présentée dans le chapitre 4, qui elle aussi accorde une large place à ce genre d'instruments.

On remarque également une orientation favorable à l'utilisation de l'énergie nucléaire, au vu des bénéfices environnementaux qu'elle apporte du point de vue du changement climatique, mais sans négliger l'importance des questions qui restent en suspens (telles que la gestion des déchets). Le Livre Vert recommande que la contribution à moyen terme du nucléaire fasse l'objet d'une analyse. Il encourage la poursuite des efforts de recherche dans le secteur nucléaire.

On peut regretter qu'une telle analyse ne soit pas également demandée par le Livre Vert pour le charbon, dont la contribution possible à l'approvisionnement énergétique européen présente des avantages certains en termes de sécurité énergétique, mais qui est rapidement évacué par les auteurs au nom de la lutte contre l'effet de serre.

Concernant les impacts de la libéralisation du marché de l'énergie, l'approche présentée rejoint celle développée dans le rapport intitulé « Economic Foundations for Energy Policy » présenté dans le chapitre précédent : elle est à tendance libérale.

<sup>18</sup> Les NEI sont constitués des pays de l'ex-URSS, hormis les Etats Baltes.

### 3 LA COMMUNAUTE DES ETATS INDEPENDANTS (CEI)

Nous avons jugé intéressant de mettre en vis-à-vis deux aspects de la stratégie de sécurité énergétique de la CEI. Le premier aspect, favorable à une politique rigoureuse de maîtrise des consommations d'énergie et s'inscrivant dans la ligne officielle du gouvernement russe pendant la décennie 90 est présenté dans un document d'experts participant au projet « Energy Efficiency 2000 », développé à l'initiative de la Commission Economique pour l'Europe de l'Organisation des Nations Unies (CEE/ONU) et avec l'assistance du Comité Exécutif de la CEI. Le second aspect porte sur la stratégie de la Fédération de Russie et de Gazprom en matière de développement de l'industrie gazière russe, qui est quant à elle plus productiviste. Certes ce dernier scénario ne concerne pas directement la CEI dans son ensemble ; cependant ces stratégies gazières, aussi bien par leur ampleur que par leur répercussion sur les politiques de sécurité énergétique des autres pays de la CEI, méritent largement d'être présentées dans ce même chapitre.

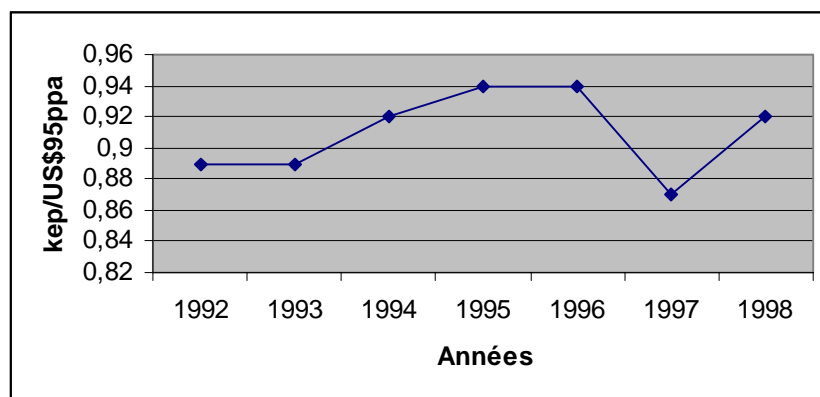
#### 3.1 DONNEES ENERGETIQUES ACTUELLES

##### 3.1.1 Intensité énergétique primaire

Avec un PIB à parité de pouvoir d'achat (ppa) de US\$95 958 milliards<sup>19</sup> en 1998, et une consommation d'énergie primaire commerciale de 882 Mtep<sup>20</sup>, la CEI avait en 1998 une intensité énergétique primaire de 0,92 kep/US\$95ppa, nettement au-dessus de celle de l'Union Européenne (0,19 kep/US\$95). Son évolution depuis 1992 est donnée par la Figure 7.

L'intensité énergétique primaire de la CEI a donc plutôt une tendance à la hausse, malgré une valeur déjà forte en 1992. En effet, suite à l'effondrement économique de 1991, le PIB n'a cessé de décroître pour atteindre la valeur de US\$95 958 milliards en 1998, à comparer à US\$95 1372 milliards<sup>21</sup> en 1992. De plus, le niveau de consommation d'énergie est resté très élevé, surtout dans le secteur résidentiel & tertiaire, et dans certains secteurs de l'industrie où des équipements obsolètes continuent à tourner à vide.

**Figure 7 : Evolution de l'intensité énergétique primaire de la CEI**



<sup>19</sup> Le PIB de l'Union Européenne donné ici ne provient pas des sources d'Enerdata les plus récentes, mais de celles publiées en décembre 1999.

<sup>20</sup> La consommation d'énergie primaire commerciale donnée ici ne provient pas des sources d'Enerdata les plus récentes, mais de celles publiées en décembre 1999.

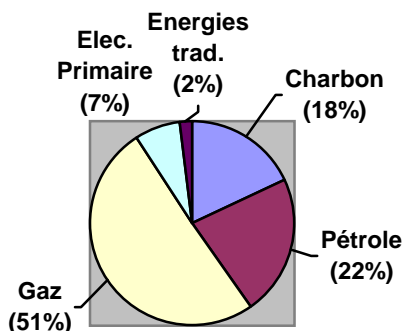
<sup>21</sup> Id.



### 3.1.2 Consommations primaire et finale

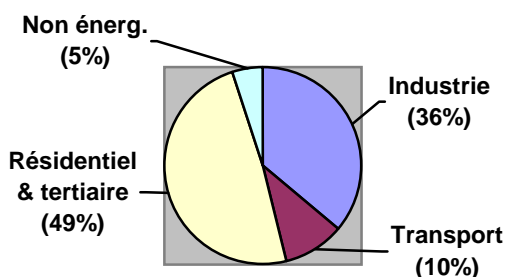
La consommation primaire totale de la CEI est passée de 1246 Mtep en 1992 à 883 Mtep en 1998. Cette baisse de consommation reflète la crise économique qui frappe l'ensemble des pays de la CEI depuis 1990. Il faut de plus souligner que non seulement la demande d'énergie dans son ensemble diminue, mais également la demande solvable d'énergie, ce qui pose un problème crucial, comme nous allons le voir, pour les entreprises approvisionnant le marché intérieur, c'est-à-dire en premier lieu Gazprom.

La composition de la consommation primaire en 1998 est la suivante :



Entre 1992 et 1998, la part du charbon a diminué de 20% à 18% , celle du pétrole a diminué de 29% à 22%, celle du gaz a augmenté de 44% à 51%, et enfin celles des énergies traditionnelles et de l'électricité primaire sont restées stables.

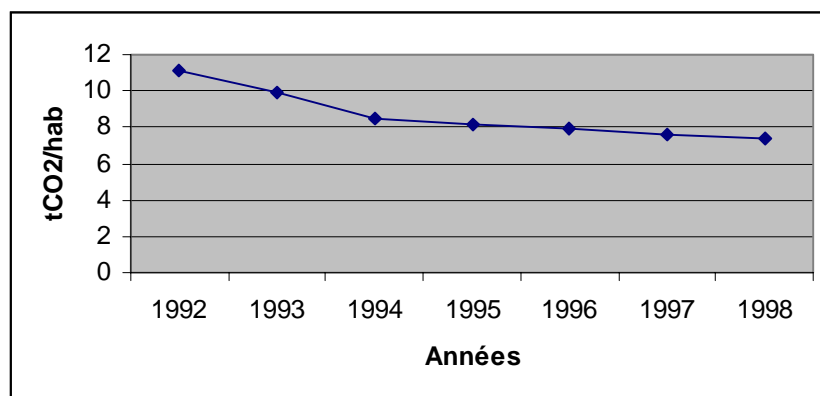
La consommation finale totale de la CEI est quant à elle passée de 937 Mtep en 1992 à 591 Mtep en 1998. Elle se répartit entre les différents secteurs en 1998 comme suit :



La part du secteur industriel dans la consommation finale a augmenté de 31% à 36% entre 1992 et 1998, celle du secteur non-énergétique de 3% à 5%, celle du secteur résidentiel & tertiaire a diminué de 54% à 49%, et celle du secteur des transports de 12% à 10%.

### 3.1.3 Emissions de CO<sub>2</sub>

L'évolution des émissions de CO<sub>2</sub> par habitant est illustrée par la figure 8. On constate une diminution continue de ces émissions de CO<sub>2</sub>, correspondant à une baisse des consommations d'énergie primaire et finale. Elles atteignaient 7,4 tonnes en 1998, soit un niveau inférieur à celui de l'Union Européenne (8,8 tonnes en 1998).

**Figure 8 : Evolution des émissions de CO<sub>2</sub> par habitant de la CEI**

## 3.2 UNE POLITIQUE D'ECONOMIE D'ENERGIE

### 3.2.1 Contexte et présentation

Les arguments présentés ici sont ceux développés dans le rapport intitulé «Energy Conservation as a Factor in Increasing the Energy Security in the Member States of the Commonwealth of Independent States», préparé par la Comité exécutif de la Communauté des Etats Indépendants (CEI)<sup>22</sup>. Ce rapport fait partie du projet «Energy Efficiency 2000» mentionné ci-dessus.

Le Comité Exécutif de la CEI a pris conscience de l'opportunité que représente pour les Etats membres de la CEI le développement d'une politique d'économie d'énergie, en tant que moyen peu coûteux pour assurer leur sécurité énergétique, tout en permettant d'améliorer la compétitivité de leurs produits industriels sur les marchés intérieurs et international, et de limiter les effets négatifs que peut avoir l'utilisation d'énergie sur l'environnement.

### 3.2.2 Les projets de développement futurs

Les auteurs définissent le potentiel d'économie d'énergie comme «la diminution de la demande d'énergie résultant de la mise en œuvre de toutes les mesures d'économie d'énergie économiquement réalisables». Ce potentiel s'élève à 500-600 millions de tep.

La mise en œuvre de politiques d'économie d'énergie dans les pays de la CEI se heurte cependant à différents problèmes tels que :

- Le manque d'institutions chargées de définir, de mettre en œuvre et de contrôler les politiques d'efficacité énergétique.
- Le manque de réglementation, ne serait-ce qu'en matière de standards de qualité de combustibles.
- Le manque de moyens financiers destinés à la mise en place d'activités d'efficacité énergétique (ce point sera développé en §3.2.3).
- Le manque de moyens technologiques modernes (équipement, installations...).
- Le manque de moyens d'information, et manque de sensibilisation du public.

<sup>22</sup> *Energy Conservation as a Factor in Increasing the Energy Security of the Member States of the Commonwealth of Independent States*, CEE/ONU et Comité Exécutif de la CEI, février 2000 (Energy Conservation, 2000).

Face à ces barrières, les projets suivants pourraient être envisagés :

- Mise en place d'un cadre législatif avec approbations de Lois sur l'Energie spécifiant:
  - Les structures institutionnelles en jeu (au niveau international, national, régional et local).
  - Les sources et mécanismes de financement des mesures d'économie d'énergie et d'efficacité énergétique.
  - Les normes et standards régulant la consommation d'énergie.
  - Les mécanismes économiques permettant de stimuler les initiatives d'efficacité énergétique (encouragement de l'économie de marché, limitation des monopoles...)
  - Les sanctions en cas d'excès des taux établis de consommation d'énergie.
  - Pour les entreprises recevant des subventions, le temps pendant lequel celles-ci recevront encore leurs subventions une fois les activités de conservation de l'énergie menées à bien.

Certes, dans certains pays de la CEI de telles lois ont été approuvées, mais les organes exécutifs chargés de les mettre en œuvre ne sont pas encore fonctionnels.

- Amélioration de l'efficacité énergétique, comme facteur primordial d'une amélioration de l'utilisation rationnelle de l'énergie:
  - Gestion de la demande: mesure et contrôle de la consommation d'énergie (par l'installation de compteurs individuels ou collectifs). Les entreprises fournisseuses d'énergie ont elles-mêmes un rôle important à jouer (allocation de fonds destinés à l'efficacité énergétique).
  - Mesures technologiques: remplacement des équipements obsolètes (surtout dans les systèmes de production et de transport de l'énergie); utilisation de matériaux bruts consommant moins d'énergie; au niveau de la consommation finale d'énergie, remplacer les ressources énergétiques de faible performance énergétique par des ressources davantage écologiques et de plus haute performance technologique.
  - Mesures structurelles: diminution de la proportion des industries à haute intensité énergétique; développement des réseaux de transport liant les grands centres industriels aux centres de production d'énergie, voire même construction de centrales énergétiques autonomes, à l'intérieur de centres industriels.
- Renforcement des «zones de démonstration»: ces zones ont été déjà mises en place dans le cadre du Energy Efficiency 2000 Project et dont le but est triple: améliorer les schémas de financement des activités de conservation de l'énergie, améliorer les structures institutionnelles gérant ces activités, et démontrer le potentiel économique de l'introduction d'équipements et de technologies modernes. Selon les auteurs du rapport, ces opérations s'avèrent être réussies et doivent être poursuivies.

Les auteurs prônent le choix d'un rôle accru des gouvernements et pouvoirs publics des différents Etats membres de la CEI en ce qui concerne le développement d'une politique de conservation énergétique : réglementation sur, entre autres, les normes et standards des combustibles utilisés, création de réserves stratégiques, valorisation des ressources locales, en particulier renouvelables, collecte et dissémination de l'information, promotion du développement d'une économie de marché, développement d'une stratégie de long terme pour l'économie d'énergie.

### **3.2.3 Financement des politiques d'économie d'énergie**

Comme annoncé précédemment, la mise en œuvre des politiques de conservation de l'énergie souffre singulièrement du manque de moyens financiers disponibles, d'autant plus que du fait de la précarité de la situation économique des différents Etats membres de la CEI, il est impossible d'attendre des Etats, collectivités locales ou régionales un grand soutien financier. D'autres moyens non-budgétaires doivent donc être envisagés.

Parmi ces moyens, les auteurs insistent sur le renforcement des ESCOs<sup>23</sup>, dont les activités pourraient être centrées sur la maîtrise de la demande d'énergie, de manière à sensibiliser et mettre à contribution les ressources financières des populations, en leur proposant des services de conservation d'énergie.

Par ailleurs, l'utilisation de certains mécanismes définis par le Protocole de Kyoto représente une opportunité qu'il faut saisir. Ces mécanismes permettent en effet à un pays industrialisé de bénéficier de crédits d'émission de dioxyde de carbone par la mise en œuvre de projets visant à réduire ces émissions dans des pays tiers, ce qui s'accompagne bien souvent de mesures d'économie d'énergie. Les Etats membres de la CEI pourraient également vendre leurs crédits d'émissions de carbone, ce qui représenterait une source de financement supplémentaire.

### **3.2.4 Rôle de la coopération entre les pays membres de la CEI et avec les pays tiers**

Cette coopération a été jugée essentielle à maintes reprises par les auteurs du rapport : l'intégration internationale ou régionale aura pour effet de renforcer l'intégration nationale des politiques d'économie d'énergie.

Elle reposera sur les principes suivants :

- Les entités nationales et étrangères devront pouvoir disposer de rôles équitables dans le développement et l'implémentation de politiques de conservation d'énergie. Dans ce cadre, toutes les formes de participation sont autorisées, que ce soit au sein des structures institutionnelles, au sein des projets,...
- Les mesures prises seront coordonnées, et une assistance mutuelle devra être accordée à l'échelle nationale, qui respectera l'intérêt de tous les acteurs.

Cette coopération se compose de deux volets.

Le premier volet est l'harmonisation des politiques fiscales (douanes, taxes), économiques (restructuration du marché), des structures institutionnelles et du cadre législatif (notamment en ce qui concerne les Lois sur l'Energie mentionnées en §3.2.2).

<sup>23</sup> ESCO : Energy Service Company : société chargée de développer, financer et mettre en œuvre des projets dont l'objectif est d'améliorer l'efficacité énergétique, et donc par conséquent de réduire les coûts d'opération et de maintenance pour le consommateur. Les ESCOs diffèrent des bureaux de conseil par le fait qu'elles utilisent le principe du « contrat de performance » : ce contrat lie la rémunération des services rendus au montant total d'énergie effectivement économisée par le consommateur.

Le deuxième volet est constitué par la coopération scientifique et technologique, dont les objectifs seraient d'améliorer l'efficacité énergétique et technique à tous les niveaux de la filière énergétique; de développer des nouvelles technologies, en particulier pour l'utilisation des sources d'énergies renouvelables et la rénovation des équipements du parc énergétique; et enfin de réduire les risques de dégradations environnementales et d'accidents humains.

Cette coopération se fera à plusieurs niveaux, d'abord international (coordination globale par le Comité Exécutif de la CEI), puis national (coordonnée par une instance nationale), et enfin local (corps exécutifs implémentant la politique nationale).

Cela dit, en l'état actuel des choses cette coopération internationale n'a pas permis d'obtenir des résultats probants en matière de recouvrement du potentiel d'économie d'énergie. Elle doit donc s'intensifier davantage.

### 3.2.5 Commentaires

Le Comité Exécutif de la CEI mise sur une politique prononcée de conservation de l'énergie pour améliorer la sécurité énergétique de l'ensemble des pays membres de la CEI. Consciente que l'application de mesures d'économie d'énergie pose des problèmes au niveau de leur financement notamment, le Comité Exécutif n'hésite cependant pas à opter pour une telle politique, vu les impacts positifs escomptés sur la sécurité énergétique, et, via cette dernière, sur les économies nationales.

Il y a cependant peut-être lieu de s'inquiéter du très faible niveau d'engagement financier prévu de la part des Etats, ce qui risque de décrédibiliser la démarche auprès des institutions financières internationales et des investisseurs privés, et donc par conséquent de neutraliser la mise en œuvre d'actions concrètes. Par exemple, le soutien au secteur de la Recherche et du Développement n'est pas un des objectifs majeurs permettant d'exploiter le potentiel d'économie d'énergie. Ceci s'explique peut-être par le manque de moyens financiers dont souffre actuellement l'ensemble des pays de la CEI; cependant ce manque de soutien contribue à renforcer l'impression de désengagement politique qui ressort de ce rapport.

Même si les Etats se désengagent, ils restent néanmoins très présents : ce sont eux qui mettent en place les mesures institutionnelles, législatives, réglementaires et fiscales permettant de recouvrer leur potentiel d'économie d'énergie. Cela n'empêche cependant pas que l'accélération du développement de l'économie de marché soit préconisée, ce qui selon les auteurs du rapport rendrait la filière énergétique plus efficace.

D'autre part, il faut noter l'importance majeure de la coopération entre les pays de la CEI – au détriment d'ailleurs de la coopération internationale ou avec les pays tiers. La coopération régionale apparaît effectivement comme une condition *sine qua non* de la réussite des mesures d'économie d'énergie. Sous cet angle, il peut être intéressant de rapprocher ce rapport de l'article intitulé «Energy, Economics and Security in Central Asia: Russia and its rivals», présenté dans le chapitre 5. L'auteur de l'article insiste particulièrement sur le fait que la Russie souhaite que les différents Etats d'Asie Centrale réintègrent la Fédération. Il semble en effet que la stratégie de sécurité énergétique développée par la CEI soit utilisée à des fins politiques, à savoir la réintégration des NEI à la Fédération de Russie, au vu du caractère contraignant que revêt la coopération entre les Etats membres de la CEI : celle-ci, même si elle admet comme principe que les intérêts nationaux doivent prévaloir sur les autres, stipule également que les différentes parties, qu'elles soient nationales ou «étrangères» doivent

pouvoir participer de façon égale aux projets d'économie d'énergie ( §3.2.4. ). Ceci ressemble plus à un principe de « droit d'ingérence » qu'à un principe de coopération.

### **3.3 LA STRATEGIE DE MAXIMISATION DES EXPORTATIONS DE GAZPROM**

Ce paragraphe s'appuie sur deux interventions développées lors de la Conférence internationale « the Role of Russian and CIS Countries Gas at Deregulated Energy Market », organisée à Paris en décembre 1999, à l'initiative du Moscow International Energy Club (MIEC) et du Centre de Géopolitique de l'Energie et des Matières Premières (CGEMP) de l'Université Paris Dauphine. Ces deux interventions mettent en lumière une autre face de la sécurité énergétique développée par Gazprom et la Russie – et ayant des répercussions sur les autres pays de la CEI. En effet, Gazprom, même si cela n'est pas mentionné explicitement dans ces interventions, opte pour une stratégie de maximisation des exportations, essentiellement à l'extérieur de la CEI, rendue possible par une maximisation de la production. Cette stratégie est elle-même accompagnée d'une diversification des routes et marchés d'exportation.

#### **3.3.1 Un désengagement de Gazprom pour l'approvisionnement sur le marché intérieur de la Russie en particulier et de la CEI en général**

Les arguments développés ici ont été présentés au nom du Conseil d'Administration de Gazprom dans le cadre de la conférence sus mentionnée<sup>24</sup>.

##### ***Participer au développement économique et social de la Russie d'une manière durable : l'objectif de Gazprom***

Gazprom affiche une stratégie orientée vers le soutien au développement durable. Cependant ce développement passe nécessairement par la recherche de la viabilité de l'entreprise à moyen terme ; c'est donc vers cet objectif que Gazprom se tourne. Or cet objectif ne peut être atteint que par l'amélioration de la situation économique et sociale de l'environnement « direct » de Gazprom, qui est la Russie.

La participation au développement économique et social de la Russie se fait suivant deux axes : l'investissement dans les activités économiques et la réduction des émissions polluantes.

L'intervenant rappelle que l'activité économique de Gazprom représente de 6 à 8% du Produit National Brut de la Russie et 20% des rentrées fiscales et de devises fortes, ce qui lui confère un rôle de « moteur » dans l'économie russe. Ce dernier est renforcé par le fait que Gazprom est le premier investisseur en termes de volumes financiers dans l'économie russe. D'une part Gazprom, pour la mise en place de ses projets de développement gaziers, investit dans les entreprises d'équipement russes, ukrainiennes et biélorusses ; ces investissements en capital se sont élevés à US\$ 4-8 milliards par an. D'autre part, Gazprom investit dans la reconstruction et la modernisation des entreprises russes, et en premier lieu dans le cadre des programmes de reconversion militaire.

Par ailleurs, Gazprom encourage la réduction des émissions polluantes de la Russie. Pour ce faire, même si le gaz naturel est l'un des combustibles les moins polluants, Gazprom ne soutient pas la substitution massive de gaz naturel aux autres combustibles, même si celle-ci peut paraître un bon moyen de lutter contre les émissions de polluants atmosphériques. La

<sup>24</sup> *Sustainable Development Concept PJSC Gazprom*, Rezunenkenko, 1999 (Rezunenkenko, 1999).

raison invoquée est qu'une trop grande dépendance sur une seule ressource – en l'occurrence le gaz naturel – risquerait de fragiliser la sécurité énergétique du pays. Ainsi, au contraire, il semble plus approprié de développer la consommation d'autres ressources énergétiques, à savoir le pétrole, le charbon et l'énergie nucléaire. Il est ainsi prévu que la part de consommation de gaz naturel passera de 43% en 2010 à 42% en 2030, alors que les parts relatives à la consommation de pétrole, de charbon et d'énergie nucléaire augmenteront. Il est par ailleurs clair que, dans ce schéma, les industries charbonnière et nucléaire devront bénéficier d'améliorations substantielles au regard de la « propreté » et de la sécurité des technologies employées.

Enfin, Gazprom s'engage à prendre des mesures de préservation de l'environnement au travers de ses activités : il opte pour des modes de développement de nouveaux champs gaziers et de construction de gazoducs qui soient respectueux de l'environnement, lorsque ceux-ci se trouvent dans des zones géographiques écologiquement très fragiles. De plus, Gazprom cherche à développer des technologies liées au développement de champs gaziers plus respectueuses de l'environnement. Enfin, Gazprom a mis en œuvre des programmes d'économie de l'énergie, non seulement pour l'extraction et le transport de gaz, mais aussi chez les consommateurs de gaz, programmes dont l'objectif est, par le biais de réduction de consommation de gaz, de réduire les émissions atmosphériques qui lui sont associées.

En conclusion, l'intervenant rappelle que la stratégie de l'entreprise Gazprom s'oriente vers le soutien au développement durable ; c'est pour cela qu'elle a pris pour devise: « Penser aux générations futures » (« Remember about descendants »). C'est sur ce principe qu'elle cherchera à assurer sa viabilité.

### ***Commentaires***

Cette intervention est intéressante sur trois points.

Le premier concerne la politique de protection de l'environnement que Gazprom met en avant ; en effet, la réduction des émissions polluantes représente pour Gazprom l'un des deux axes de participation au développement économique et social de la Russie. Or, si l'on examine attentivement ce qui est écrit, on s'aperçoit que Gazprom ne conçoit pas la substitution de combustibles polluants par des combustibles moins polluants – le gaz naturel – comme étant un moyen efficace de réduire les émissions polluantes dans l'atmosphère. Il prône au contraire un développement des autres ressources énergétiques, à savoir le charbon, le pétrole et l'énergie nucléaire. Sachant que l'industrie nucléaire russe nécessite de gros investissements financiers pour assurer une certaine sûreté de fonctionnement et donc une certaine protection de l'environnement, il est presque évident que la décision de diminuer la part de consommation gazière dans la consommation de produits énergétiques ne fera qu'augmenter la concentration de polluants dans l'atmosphère. La position développée est donc contradictoire.

Ceci nous amène au deuxième point : il s'agit en fait de « lire entre les lignes » et de s'apercevoir que Gazprom cherche à se désengager de sa position de fournisseur de gaz pour l'intérieur de la Russie. En effet, ce désengagement lui permet de maintenir un niveau d'exportations élevé dans les régions où les Etats sont solvables, niveau nécessaire à sa « viabilité » économique : Gazprom donne officiellement un niveau d'exportation de l'ordre de 279 milliards de m<sup>3</sup> en 2000, et de 340 milliards en 2010. De la même façon, la production gazière russe ne cesse d'augmenter, passant de 670-690 milliards de m<sup>3</sup> en 2000 à 765-850

milliards de m<sup>3</sup> en 2010 (Locatelli, 2000). La stratégie de Gazprom, même s'il mentionne sa volonté de soutenir des programmes d'économie d'énergie, est donc clairement productiviste, et tournée vers l'export. Cela étant dit, cette stratégie n'est pas forcément incompatible avec l'objectif affiché de soutenir le développement socio-économique de la Russie, étant donnée la rentrée de devises que ces activités d'export apportent à la Russie. Il est d'ailleurs important de remarquer que la Russie n'est pas confrontée de la même façon que des pays importateurs comme l'Union européenne ou les Etats-Unis au problème de la sécurité des approvisionnements, étant donnée l'importance de ses ressources énergétiques domestiques. Ce problème se pose pour elle par l'importance des non-paiements des consommateurs russes d'énergie, et en particulier de gaz, qui se traduit par la volonté de Gazprom de privilégier les exportations plutôt que l'approvisionnement intérieur. Ceci explique en partie l'approche productiviste de Gazprom, qui cherche à maximiser la production, certes pour maintenir un niveau élevé d'exportations, mais aussi pour soutenir un minimum de demande intérieure en gaz.

Enfin, il est nécessaire de rappeler que l'objectif de Gazprom étant de répondre à une demande solvable, ses exportations seront tournées principalement vers l'extérieur de la CEI. Ceci pose à l'ensemble des pays de cette dernière un problème supplémentaire de sécurité des approvisionnements (pour une analyse approfondie de ce problème, on pourra consulter la référence « Gasoil Press, 1998 »).

### 3.3.2 La diversification des routes et marchés d'exportation

#### *Présentation*

Cette partie s'appuie sur l'intervention faite au nom du Energy Research Institute of the Russian Academy of Sciences (ERI RAS) lors de la conférence sus mentionnée<sup>25</sup>.

L'intervenant affirme qu'il est dans l'intérêt de la Russie de revoir sa stratégie d'exportation de gaz. En effet, ces exportations étaient jusqu'à présent quasiment toutes destinées au marché européen. Or le gaz russe risque de voir sa compétitivité diminuer sur ce marché, en raison d'une part de la libéralisation du secteur gazier au sein de l'Union européenne, entraînant une baisse des prix du gaz à la vente, et d'autre part de l'augmentation sur ce même marché du prix du gaz russe, compte tenu du fait que celui-ci proviendra de nouveaux champs gaziers nécessitant de lourds investissements (mers nordiques ou péninsule de Yamal). Par ailleurs, pour assurer une meilleure sécurité des approvisionnements, les pays européens chercheront sans doute à diversifier leurs sources d'approvisionnement.

Les constatations faites vont donc dans le sens d'une réorientation des exportations gazières russes, tout au moins partielle : la Russie devrait chercher à pénétrer les marchés de l'Asie Orientale et du Moyen-Orient, d'autant plus que les prix du gaz y sont plus élevés<sup>26</sup> et les distances de transport plus réduites.

Ainsi ERI RAS privilégie l'exploitation de certains champs gaziers pour le marché asiatique, comme ceux de la province d'Irkutsk, de Kraskoyarski ou de la mer d'Okhotski, tandis que le gaz de la péninsule de Yamal, de la mer de Barents ou de Kara sera plutôt destiné au marché

<sup>25</sup> *Diversification of Russian Gas Export Routes*, Energy Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Alexei Makarov, 1999 (Makarov, 1999).

<sup>26</sup> D'après les projections résultant d'études menées par ERI RAS sur l'horizon 2030, le prix de 1000 m<sup>3</sup> de gaz en 2030 sera de US\$ 140 sur le marché chinois, à comparer à US\$ 88 sur le marché européen. Cela étant dit, la tendance des prix du gaz sur le marché chinois est à la stagnation.



européen. Le gaz de l'immense gisement de Nadym-Pur-Tazov (NPT, Sibérie Occidentale) pourra quant à lui être destiné aussi bien au marché européen qu'asiatique.

Ces nouvelles politiques d'exportations, pour être pleinement exploitées, doivent être accompagnées d'une politique de diversification des routes d'exportation. ERI RAS prévoit de tracer deux routes d'exportation reliant le site de NPT à Pékin, sur lesquelles se grefferaient le gaz venant d'autres champs d'exploitation. Les routes d'exportation vers l'Europe sont également en voie de diversification : divers projets de gazoducs sont en cours de négociation, dont le « projet Yamal », à destination de l'Europe, le projet « Blue Stream » à destination de la Turquie, et la « route gazière nord-européenne » à destination du Nord-Ouest de l'Europe.

### **Commentaires**

Cette autre intervention va dans le même sens que la précédente, en réaffirmant la nécessité de maximiser les revenus issus des exportations gazières. Cette maximisation passe également par une maximisation des corridors de transport, et des marchés d'exportation.

Nous avons donc là un exemple de politique de sécurité énergétique dans le cas d'un pays exportateur, d'autant plus affirmée que le pays en question – la Russie – a fondamentalement besoin des revenus générés par ces exportations.

### **3.3.3 Conclusion**

Il n'est sans doute pas exagéré d'affirmer que la politique de la CEI en matière de sécurité énergétique est double : d'un côté la mise en œuvre d'un programme ambitieux d'économie d'énergie dans l'ensemble des pays de la CEI, et de l'autre la volonté de produire et d'exporter « toujours plus » affichée par Gazprom. Certes le dernier aspect, comme nous l'avons souligné dans l'introduction, ne concerne que la Russie. Cependant les exportations de Gazprom s'orientent en premier lieu vers les clients ou Etats solvables, ce qui n'est souvent pas le cas des Etats de la CEI. La politique de Gazprom revient donc à considérer deux ensembles : l'un formé de la CEI, qui risque de ne plus voir son approvisionnement en gaz assuré dans l'avenir, et l'autre formé des partenaires commerciaux solvables de Gazprom. De ce point de vue, la politique de Gazprom peut être considérée comme une politique « forcée » de la CEI.

On est alors en droit de se demander lequel de ces deux pendants de la politique de sécurité énergétique de la CEI (économie d'énergie ou maximisation des exportations) dominera l'autre.

Il est certain que jusqu'ici, les efforts en faveur de la maîtrise des consommations d'énergie sont restés très faibles dans la pratique, mais la partie n'est pas jouée à moyen terme car même si les mesures d'économie d'énergie présentés en § 3.2 nécessitent des engagements financiers élevés, l'entreprise Gazprom ne pourra mener à bien sa politique de maximisation des exportations que si elle développe de nouvelles capacités de production, souvent associées à de nouveaux corridors de transport. Cette politique est elle aussi extrêmement coûteuse.

La sagesse serait le développement parallèle d'une forte maîtrise des consommations d'énergie et de la rationalisation du secteur énergétique, sans vouloir augmenter trop vite l'exploitation des ressources énergétiques.

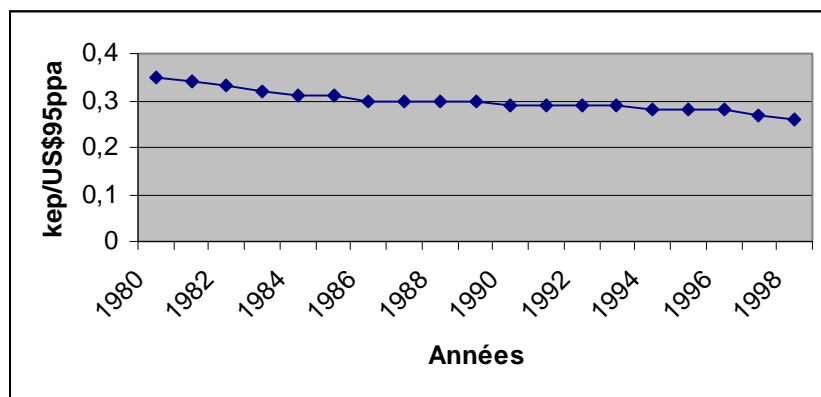
## 4 LES ETATS-UNIS

### 4.1 DONNEES ENERGETIQUES ACTUELLES

#### 4.1.1 Intensité énergétique primaire

Avec un PIB à parité de pouvoir d'achat (ppa) de US\$95 8508 milliards en 1998, et une consommation d'énergie primaire commerciale de 2112 Mtep, les Etats-Unis avaient en 1998 une intensité énergétique primaire de 0,26 kep/US\$95ppa, plus proche de celle de l'Union Européenne (0,19 kep/US\$95ppa), mais encore nettement au-dessus. Son évolution depuis 1980 est donnée par la Figure 9.

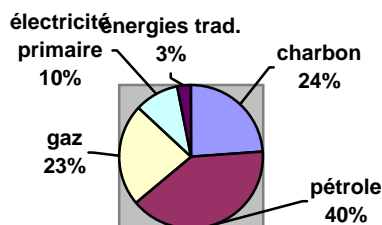
**Figure 9 : Evolution de l'intensité énergétique primaire de Etats-Unis**



Après avoir légèrement diminué entre 1980 et 1988, puis stagné entre 1988 et 1996, l'intensité énergétique primaire des Etats-Unis marque à nouveau une légère tendance à la baisse depuis 1996.

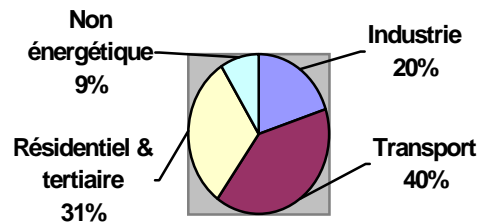
#### 4.1.2 Consommations primaire et finale

La consommation primaire totale des Etats-Unis est passée de 1818 Mtep en 1980 à 2188 Mtep en 1998. Sa répartition en 1998 est la suivante :



Entre 1980 et 1998, la part du charbon a augmenté de 21% à 24%, celle de l'électricité primaire de 6% à 10%, celle du gaz a diminué de 26% à 23%, celle du pétrole de 44% à 40%, et enfin celle des énergies traditionnelles est restée stable.

La consommation finale totale des Etats-Unis est quant à elle passée de 1314 Mtep en 1980 à 1422 Mtep en 1998. Elle se répartit entre les différents secteurs en 1998 comme suit :



La part du secteur industriel dans la consommation finale a diminué de 31% à 20% entre 1980 et 1998, celle du secteur des transports a augmenté de 32% à 40%, celle du secteur non-énergétique de 7% à 9%, et enfin celle du secteur résidentiel & tertiaire est restée stable.

#### 4.1.3 Emissions de CO<sub>2</sub>

Les émissions de CO<sub>2</sub> par habitant des Etats-Unis oscillent aléatoirement entre 19 et 20 tonnes. Ce taux est élevé comparé à celui de l'Union Européenne (8,8 tonnes en 1998) ou de la CEI (7,4 tonnes en 1998).

### 4.2 PRESENTATION

Les arguments présentés dans ce chapitre sont issus du rapport intitulé «Comprehensive National Energy Strategy», rédigé par le United States Department of Energy (USDOE) et publié en avril 1998. Comme l'indique Federico Peña – Secrétaire américain de l'Energie en exercice au moment de la publication de ce rapport – dans son message introductif, la politique nationale américaine dans le secteur de l'énergie présentée dans ce rapport se veut orientée vers l'amélioration de «la sécurité énergétique, de la croissance économique et de la protection de l'environnement.»

La politique énergétique américaine est organisée autour de cinq objectifs globaux qui forment le cadre général:

- Améliorer l'efficacité du système énergétique.
- Protéger l'économie américaine contre les risques de ruptures d'énergie.
- Promouvoir l'utilisation et la production de l'énergie de façon respectueuse de l'environnement et de la santé.
- Augmenter le choix des énergies propres disponibles pour les générations futures.
- Renforcer la coopération internationale sur les questions d'intérêt général.

Sont alors présentés des "sous-objectifs" pour chacun de ces objectifs globaux, ainsi que les différentes stratégies permettant d'atteindre ces "sous-objectifs".

Nous reprendrons d'abord en détail cette politique en mettant en vis-à-vis les différents objectifs globaux, "sous-objectifs" et stratégies, puis nous ferons quelques commentaires.

### 4.3 LA POLITIQUE ENERGETIQUE DES ETATS-UNIS

Les trois pages suivantes reprennent en détail cette politique en mettant en vis-à-vis les différents objectifs globaux, "sous-objectifs" et stratégies. Il faut noter que, par l'abondance des mesures concrètes et détaillées à prendre dans un futur "proche", la politique reflète un certain pragmatisme qui peut grandement faciliter sa mise en œuvre.

<p><b>Objectif 1 (O1): Améliorer l'efficacité du système énergétique</b></p> <p><b>O1 – Sous-objectif 1 (SO1): Améliorer la compétitivité et l'efficacité des systèmes électriques</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <b>Stratégie 1 (St1): législatif</b> : adopter une législation permettant l'établissement d'un système électrique compétitif</li> <li>▪ <b>St2: R&amp;D</b> : développer des projets de démonstration d'ici 2010, mettant en avant la viabilité économique et technique de centrales thermiques électriques disposant d'une meilleure efficacité énergétique.</li> <li>▪ <b>St3: R&amp;D</b> : améliorer la sécurité et la performance des centrales nucléaires.</li> </ul> <p><b>O1 – SO2: Améliorer l'efficacité énergétique dans les secteurs du transport, de l'industrie et du bâtiment.</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <b>St1: R&amp;D+pol. fiscales</b> : développer les technologies de meilleure efficacité énergétique dans le secteur du transport. <ul style="list-style-type: none"> <li>- Développement des piles à combustible et voitures hybrides.</li> <li>- Déduction de taxes lors d'achat de véhicules à haute efficacité énergétique.</li> <li>- Amélioration du réseau de transport (éviter les engorgements)</li> </ul> </li> <li>▪ <b>St2: R&amp;D+pol. fiscales</b> : développer les technologies de meilleure efficacité énergétique dans le secteur de l'industrie. <ul style="list-style-type: none"> <li>- Réduction de 25% de la consommation d'énergie pour les six industries à plus haute intensité énergétique.</li> <li>- Déduction de taxes pour les investissements dans les systèmes de cogénération.</li> <li>- Renforcement des partenariats public/privé pour la promotion sur le marché des nouvelles technologies.</li> </ul> </li> <li>▪ <b>St3: R&amp;D+pol. fiscales+législatif</b> : développer des technologies de meilleure efficacité énergétique dans le secteur du bâtiment. <ul style="list-style-type: none"> <li>- Amélioration du design des bâtiments et des équipements technologiques.</li> <li>- Standards plus exigeants en ce qui concerne l'efficacité énergétique des bâtiments construits.</li> <li>- Déduction de taxes pour l'achat d'équipements ou d'habitations de meilleure efficacité énergétique.</li> <li>- Renforcement des partenariats public/privé pour la promotion des équipements à haute efficacité énergétique.</li> </ul> </li> </ul> <p><b>O1 – SO3: Améliorer l'efficacité de la consommation d'énergie par les organismes fédéraux.</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <b>St1:</b> améliorer l'efficacité de la consommation d'énergie dans les bâtiments fédéraux. <ul style="list-style-type: none"> <li>- Ordres exécutifs (réduction de 30% entre 1995 et 2005)</li> <li>- contrats public/privé pour investissements dans l'amélioration de l'efficacité énergétique des bâtiments fédéraux.</li> </ul> </li> <li>▪ <b>St2:</b> effectuer des projets de démonstratif mettant en évidence les possibilités des énergies renouvelables, les aidant par là même à s'intégrer sur le marché.</li> </ul>	<p><b>O2: Protéger l'économie américaine contre les risques de rupture d'énergie.</b></p> <p><b>O2 – SO1: Réduire la vulnérabilité de l'économie américaine aux ruptures d'approvisionnement extérieur en énergie.</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <b>St1: R&amp;D</b> : stopper le déclin de la production d'ici 2005. <ul style="list-style-type: none"> <li>- Améliorer les techniques d'imagerie de réservoir, d'extraction, de stockage et de distribution du pétrole.</li> </ul> </li> <li>▪ <b>St2: Invts</b> : être prêt à parer à tout risque de rupture d'approvisionnement extérieur en énergie. <ul style="list-style-type: none"> <li>- Maintenir les réserves stratégiques de pétrole.</li> </ul> </li> <li>▪ <b>St3: Invts+pol.coop intle</b> : diversifier les sources mondiales d'énergie <ul style="list-style-type: none"> <li>- Mettre en exploitation plus de réserves pétrolifères dans le monde.</li> <li>- Développer plus de corridors de transport pétrolier autour des régions productrices de pétrole.</li> <li>- Pousser à la mise en place de conditions favorables à l'investissement étranger dans les pays exportateurs de pétrole.</li> </ul> </li> <li>▪ <b>St4: R&amp;D+substitution de combustibles</b> : (pourrait être intégré à O1) Développer de nouvelles technologies permettant de réduire la consommation de pétrole journalière d'au moins 1 million de barils d'ici 2010.</li> <li>▪ <b>St5</b> (pourrait être intégré à O1): réduire la consommation "fédérale" de pétrole dans le secteur du transport. <ul style="list-style-type: none"> <li>- Accroître le parc de véhicules fonctionnant avec des énergies alternatives.</li> </ul> </li> </ul> <p><b>O2 – SO2 : Assurer la fiabilité, la flexibilité et la capacité à faire face aux situations urgentes des systèmes énergétiques (cf.O3)</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <b>St1: Législatif</b> : Promouvoir la fiabilité des systèmes de génération, de transport et de distribution d'électricité. <ul style="list-style-type: none"> <li>- Etablissements de normes de sécurité.</li> </ul> </li> <li>▪ <b>St2: R&amp;D+législatif</b> : Promouvoir la fiabilité et la flexibilité des systèmes de raffinage, de transport et de stockage du pétrole. <ul style="list-style-type: none"> <li>- Etablissement de régulations flexibles en matière de taux d'émission de gaz polluants et à effet de serre dans l'atmosphère.</li> <li>- R&amp;D en matière de technologies propres.</li> <li>- Coopération avec les organes publics concernés en matière de protection de l'infrastructure nationale.</li> </ul> </li> <li>▪ <b>St3: R&amp;D+législatif</b> : Promouvoir la fiabilité des systèmes de transport et de stockage du gaz naturel. <ul style="list-style-type: none"> <li>- R&amp;D en matière de technologies avancées de transport et de stockage.</li> <li>- Coopération avec les organes publics concernés pour la protection de l'infrastructure nationale.</li> </ul> </li> </ul>
---	---

<p><b><u>O3: Promouvoir l'utilisation et la production de l'énergie de façon respectueuse de l'environnement et de la santé</u></b></p> <p><b>O3 – SO1: Produire l'énergie de façon respectueuse de l'environnement</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <b>St1: R&amp;D+substitution de combustibles</b> : Augmenter la production de gaz naturel. <ul style="list-style-type: none"> <li>- développer des technologies avancées de localisation et d'extraction de gaz naturel.</li> </ul> </li> <li>▪ <b>St2: R&amp;D</b> : Développer les technologies de pointe pour extraire plus de pétrole des réserves sans nuire à l'environnement. <ul style="list-style-type: none"> <li>- Renforcer les partenariats public/privé</li> <li>- R&amp;D</li> </ul> </li> <li>▪ <b>St3: R&amp;D+pol. Fiscales</b> : Développer les énergies électriques renouvelables, en particulier celles non hydrauliques, et maintenir le parc hydroélectrique. <ul style="list-style-type: none"> <li>- Partenariats public/privé pour réduire les coûts de R&amp;D en technologies d'énergie renouvelable</li> <li>- déduction de taxes lors de l'utilisation d'énergie éolienne ou de biomasse.</li> <li>- projets de démonstration pour l'installation de toits photovoltaïques...</li> </ul> </li> <li>▪ <b>St4: R&amp;D</b> : maintenir un parc nucléaire conséquent. <ul style="list-style-type: none"> <li>- Développer des technologies permettant de limiter les émissions polluantes</li> <li>- Coopérer avec le secteur privé pour éviter la fermeture prématurée de centrales nucléaires.</li> <li>- Régler le problème du traitement des déchets.</li> </ul> </li> </ul> <p><b>O3 – SO2: Accélérer le développement et l'adoption de technologies respectueuses de l'environnement.</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <b>St1: pol.fiscales et financières</b> : Améliorer les efforts pour déployer des technologies propres sur le court terme. <ul style="list-style-type: none"> <li>- R&amp;D en matière de technologies à faible taux d'émission</li> <li>- Stimuler l'investissement dans des technologies respectueuses de l'environnement</li> </ul> </li> <li>▪ <b>St2: pol.fiscales+"reconnaissance publique"</b> : Initier des négociations avec le secteur industriel pour promouvoir l'adoption volontaire de technologies à faibles taux d'émission.</li> <li>- Emulation par l'exemple, en reconnaissant publiquement les efforts faits par telle ou telle entreprise pour lutter contre les gaz à effet de serre.</li> <li>▪ <b>St3: Législatif</b> : Développer un système intérieur de commerce d'émission, qui minimise les coûts liés aux limitations obligatoires sur les taux d'émission.</li> <li>▪ <b>St4: Coopération intlle</b> : Négocier avec les pays en développement, de manière à revoir leur contribution à la lutte contre l'effet de serre.</li> <li>▪ <b>St5: Coopération intlle</b> : Renforcer la coopération internationale en matière de lutte contre l'effet de serre.</li> </ul>	<p><b><u>O4: Augmenter le choix des énergies propres disponibles pour les générations futures</u></b></p> <p><b>O4 – SO1: Maintenir une forte connaissance scientifique au niveau national qui permette de:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <b>St1: R&amp;D</b> : développer les domaines scientifiques nécessaires à l'élaboration d'outils d'aide à la décision dans le choix de politiques énergétiques.</li> <li>▪ <b>St2: R&amp;D</b> : intensifier la recherche sur le changement climatique et sur les systèmes de gestion du cycle du carbone.</li> <li>▪ <b>St3: R&amp;D</b> : améliorer les impacts de la recherche scientifique <ul style="list-style-type: none"> <li>- Accroître la coopération entre chercheurs, universités, entités publiques et secteur industriel.</li> <li>- Améliorer l'accès à la connaissance dans les centres de recherche (laboratoires, bases de données...)</li> </ul> </li> </ul> <p><b>O4 – SO2 : Développer des options technologiques sur le long terme permettant d'accroître le nombre d'énergies propres disponibles dans l'avenir.</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <b>St1: R&amp;D</b> : Développer les énergies renouvelables et accentuer la recherche sur l'énergie de fusion. <ul style="list-style-type: none"> <li>- R&amp;D en matière de technologies à faibles taux d'émission.</li> </ul> </li> </ul> <p><b><u>O5: Renforcer la coopération internationale sur les questions d'intérêt général</u></b></p> <p><b>O5 – SO1 : Promouvoir le développement de marchés d'énergie comparatifs, et faciliter l'adoption de systèmes énergétiques propres, fiables et efficaces.</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <b>St1: Coop intlle</b> : Etablir avec l'aide des gouvernements étrangers et des institutions internationales un cadre régulateur pour le marché international de l'énergie au travers de lois et de politiques précises dans le secteur de l'énergie. <ul style="list-style-type: none"> <li>- Coopération rapprochée avec le Canada et le Mexique dans les secteurs du gaz naturel et de l'électricité.</li> </ul> </li> <li>▪ <b>St2: Coop intlle</b> : Promouvoir l'intégration sur le marché des énergies propres et à haute efficacité. <ul style="list-style-type: none"> <li>- Partenariats avec l'industrie et les agences multilatérales pour promouvoir l'exportation de la technologie américaine, de manière à gagner des parts sur le marché international.</li> </ul> </li> <li>▪ <b>St3: Coop intlle</b> : Promouvoir une collaboration scientifique et technique internationale de façon à optimiser l'impact de la recherche scientifique américaine et répartir les efforts de recherche.</li> </ul>
---	--

#### 4.4 COMMENTAIRES

Il faut avant tout noter la spécificité de la stratégie américaine, qui repose sur une économie ayant fait très tôt le choix de laisser le marché réguler en très grande partie l'offre et la demande d'énergie, l'Etat n'intervenant qu'au minimum – l'Etat a ainsi choisi d'encourager la privatisation du secteur de la génération de l'électricité dès la fin des années 70. Il faut donc tenir compte de cette remarque pour pouvoir, si besoin est, effectuer des comparaisons sensées.

Trois éléments frappent lors de l'analyse de la stratégie énergétique américaine.

Premièrement, l'amélioration de l'efficacité du système énergétique comme celle de la consommation finale d'énergie est un point clé de la stratégie américaine: elle représente le premier objectif global. Les mesures proposées sont principalement de nature législative (normes d'efficacité énergétique minimales, proposition de loi sur la compétitivité du secteur électrique), fiscale (encouragement de l'utilisation d'équipements et de technologies plus efficaces par des réductions d'impôts). La R&D joue également un grand rôle.

Deuxièmement, la stratégie énergétique américaine, dont un des objectifs est de garantir la sécurité énergétique de l'Etat fédéral, repose en grande partie sur la certitude que l'amélioration des technologies existantes et le développement de nouvelles technologies, tout en permettant de concilier prospérité économique et protection de l'environnement est crucial pour la sécurité énergétique des Etats-Unis. Les investissements en R&D représentent donc un point clé de cette «stratégie énergétique nationale». De plus, USDOE souhaite soutenir cette perspective d'accroissements d'investissements par la sensibilisation des étudiants à la nécessité de s'investir dans la recherche scientifique, ce qui passe entre autres par la coopération entre universités, centres de recherche, organismes gouvernementaux et monde industriel. Ainsi, «Des efforts de coopération seront entrepris pour [...] aider au développement de la nouvelle génération de scientifiques et ingénieurs américains participant à l'élite internationale en ce domaine».

Troisièmement, USDOE accorde une place de choix à la coopération, aussi bien «intérieure» (entre entreprises privées et organismes d'Etat) qu'«extérieure» (avec les organisations internationales, les Etats tiers...), ce qui permet à ses yeux d'assurer à la Nation une plus grande sécurité énergétique. Ce point de vue est à rapprocher de celui énoncé dans l'article de L. Chegrouche intitulé «Stratégies Caspiennes» et exposé en §5.3.1. En effet, l'auteur y affirme que «la stratégie d'acteurs la plus pertinente est celle des Etats-Unis», car celle-ci met en jeu toutes les «séquences» d'acteurs, aussi bien au niveau local (entreprises locales ou américaines et pays exportateurs), que régional (puissances régionales telles que Turquie, Iran et Russie). Les organisations internationales interviennent alors dans l'aide à l'établissement de règles du jeu pour l'accès des acteurs au marché international.

Quelques autres commentaires peuvent également être faits. En effet, en ce qui concerne le second objectif (protéger l'économie contre les risques de ruptures d'énergie), on remarquera que la sécurité des approvisionnements n'est pas seule prise en compte, mais qu'une grande attention est également portée à la fiabilité des systèmes énergétiques, et électriques en particulier.

De plus, l'économie américaine étant fortement libéralisée, la politique énergétique prônée par USDOE en est d'autant plus volontariste: en matière de politique fiscale d'abord, où les

avantages fiscaux sont nombreux pour inciter aussi bien les consommateurs individuels que les entreprises privées d'investir en faveur d'options à haute performance énergétique ou encore en faveur des technologies renouvelables; et en matière de partenariat public/privé ensuite. L'Etat a donc un rôle d'incitateur.

En somme, cette politique énergétique apparaît ambitieuse, aussi bien par les objectifs à atteindre que par les moyens qu'elle met à sa disposition. On peut se demander ce qu'il en restera face au changement de gouvernement qui s'est opéré aux Etats-Unis lors des élections présidentielles de Novembre 2000, la conviction politique du nouveau Président n'étant favorable ni à un rôle volontariste de l'Etat, ni à une politique de maîtrise des consommations d'énergie, dans le secteur des transports en particulier.

## 5 DES EXPERTS S'EXPRIMENT SUR LA CHINE, LE JAPON, LA SECURITE DES APPROVISIONNEMENTS EN EUROPE DE L'OUEST ET LA GEOPOLITIQUE EN MER CASPIENNE

Nous avons choisi de présenter la position de différents experts sur quatre thèmes particuliers. Le premier concerne la politique de sécurité énergétique de la Chine ; la politique chinoise est d'autant plus intéressante à examiner que la Chine n'est devenue importatrice nette de pétrole brut et de produits pétroliers que très récemment (1993) ; elle a donc dû s'adapter rapidement à sa nouvelle situation.

Le deuxième thème concerne la politique de sécurité énergétique du Japon. La consommation de combustibles fossiles étant presque totalement assurée par les importations, la sécurité énergétique tient une place importante au sein de la stratégie énergétique du Japon.

Le troisième thème abordé est celui de la sécurité des approvisionnements énergétiques, en mettant l'accent sur l'Europe. Thème déjà abordé dans les chapitres précédents, il est maintenant repris pour présenter la vision des experts.

Le quatrième et dernier thème est celui de la géopolitique en mer Caspienne ; ce thème est à la croisée de toutes les politiques de sécurité énergétique présentées auparavant. En effet, l'exploitation des ressources d'hydrocarbures de la région de la Caspienne aura des répercussions sur les politiques de sécurité énergétique des pays ou régions aussi bien exportateurs (Moyen-Orient, Russie) qu'importateurs (Asie, Europe, Etats-Unis) ; la région de la Caspienne fait donc intervenir un jeu d'acteurs complexe, et il est intéressant d'examiner comment ces derniers se positionnent les uns par rapport aux autres.

### 5.1 DES EXPERTS S'EXPRIMENT SUR LA CHINE

La Chine, jusqu'en 1993, était autosuffisante en pétrole brut. Ce n'est qu'à partir de cette date toute récente qu'elle est devenue importatrice nette de pétrole brut et de produits pétroliers. Sa politique de sécurité énergétique est donc également toute récente. C'est elle que nous examinerons ici après avoir rappelé les principales caractéristiques du secteur de l'énergie en Chine.

#### 5.1.1 Données énergétiques actuelles

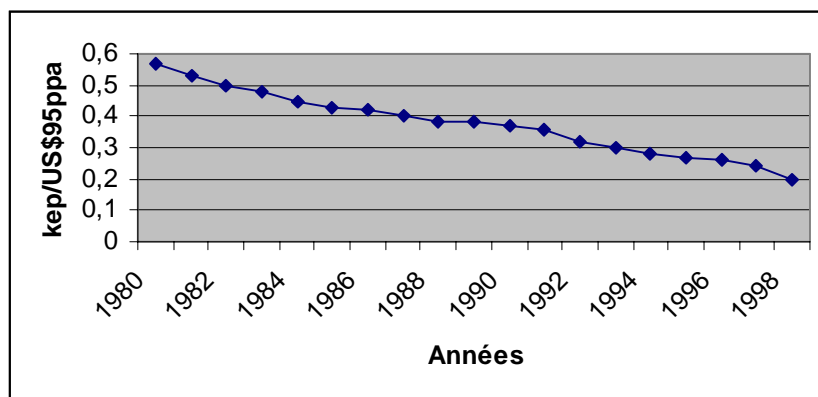
##### *Intensité énergétique primaire de la Chine*

Avec un PIB à parité de pouvoir d'achat (ppa) de US\$95 4025 milliards en 1998, et une consommation d'énergie primaire de 1014 Mtep, la Chine avait en 1998 une intensité énergétique primaire de 0,20 kep/US\$95ppa, soit plus faible que celle des Etats-Unis (0,26 kep/US\$95ppa) et proche de celle de l'Union Européenne (0,19 kep/US\$95ppa). Son évolution depuis 1980 est donnée par la Figure 10.

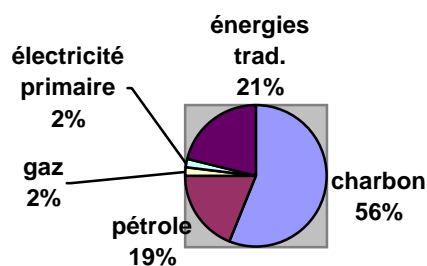
Fait assez inhabituel pour un pays en voie de développement, l'intensité énergétique de la Chine n'a cessé de diminuer depuis 1980<sup>27</sup>. Cette évolution peut s'expliquer par la conjonction de l'évolution de la structure de l'économie (et notamment du secteur industriel), de la mise en œuvre de mesures d'utilisation rationnelle de l'énergie et d'investissements de modernisation dans le secteur énergétique.

<sup>27</sup> L'intensité énergétique primaire ou finale d'un pays en voie de développement a plutôt tendance à augmenter, comme c'est le cas par exemple de ceux de l'Asie de l'Est, dont l'intensité énergétique primaire croît en moyenne de l'ordre de 1,2% par an.



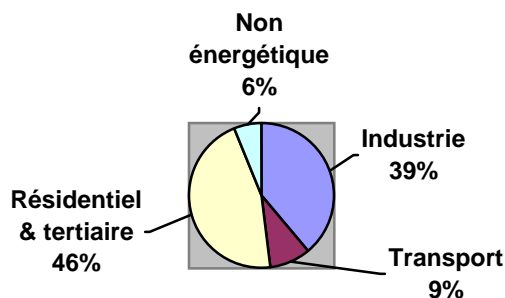
**Figure 10 : Evolution de l'intensité énergétique primaire de la Chine****Consommations primaire et finale**

La consommation primaire totale de la Chine est passée de 592 Mtep en 1980 à 1014 Mtep en 1998. Sa répartition en 1998 est la suivante :



Entre 1980 et 1998, la part du charbon a augmenté de 52% à 56% , celle du pétrole de 15% à 19%, celles de l'électricité primaire et du gaz sont restées stables, et enfin celle des énergies traditionnelles a diminué de 30% à 21%.

La consommation finale totale de la Chine est quant à elle passée de 541 Mtep en 1980 à 830 Mtep en 1998. Elle se répartit entre les différents secteurs en 1998 comme suit :

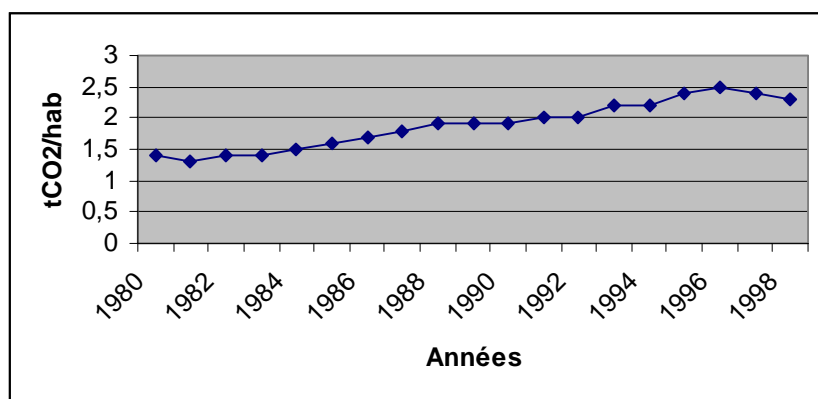


La part du secteur industriel dans la consommation finale a augmenté de 36% à 39% entre 1980 et 1998, celle du secteur des transports de 5% à 9%, celle du secteur non-énergétique de 2% à 6% et enfin celle du secteur résidentiel & tertiaire a diminué de 57% à 46%.

## Emissions de CO<sub>2</sub>

L'évolution des émissions de CO<sub>2</sub> par habitant de la Chine est représentée sur la Figure 11. Ces émissions augmentent depuis 1980, mais restent encore au quart de celles de l'Union Européenne en 1998 : elles atteignaient 2,3 tonnes en 1998, à comparer à 8,8 tonnes pour l'Union Européenne.

**Figure 11 : Evolution des émissions de CO<sub>2</sub> par habitant de la Chine**



### 5.1.2 La politique de sécurité énergétique de la Chine

#### Contexte et présentation

La présente analyse de la politique énergétique a été développée par l'AIE<sup>28</sup>. Elle part du constat que depuis 1993, la Chine est importatrice nette de pétrole brut et de produits pétroliers. Ceci est dû au fait que les réformes économiques engagées dès les années 1970 ont entraîné une forte croissance économique, qui elle-même a entraîné une forte croissance de la demande d'énergie, et donc de pétrole, autant chez les ménages que dans le secteur industriel, et ce surtout dans les régions du Sud et de l'Est de la Chine, qui sont celles où les réformes économiques ont été les plus nombreuses et les plus fortes et qui sont aussi celles où la densité de population est la plus élevée.

Par ailleurs, le champ pétrolier jusqu'alors le plus exploité était et est celui de Daqing, dans le Nord-Est de la Chine. Il se trouve donc très éloigné des zones à forte demande de pétrole. L'infrastructure de transport étant sous-développée par rapport à la demande d'énergie, il devint alors plus économique d'importer le pétrole brut de l'extérieur plutôt que de l'acheminer depuis le bassin de Daqing.

Enfin, vu le potentiel de croissance économique de la Chine, les importations nettes de brut risquent de continuer à augmenter, à moins que l'on ne trouve des bassins de pétrole brut plus facilement exploitables (le bassin de Tarim est également très éloigné des régions fortes consommatrices). Ainsi, les estimations chinoises portent sur une part des importations dans la demande totale d'énergie passant de 22,5% en 2000 à 30,8% en 2050.

<sup>28</sup> *China's Worldwide Quest for Energy Security*, AIE, 2000 (AIE, 2000)

Face à cette situation, la Chine a dû commencer à construire une nouvelle politique de sécurité énergétique, de manière à sécuriser au maximum ses importations de brut. Deux tendances s'affrontaient – et s'affrontent encore : l'une visant à rétablir l'autosuffisance de la Chine en matière de pétrole brut, et l'autre, au contraire, à accepter cette dépendance et donc à chercher à sécuriser les importations de brut au maximum. Ces deux approches, en dépit d'un certain antagonisme ont fini par s'accommoder, et amènent les décideurs chinois d'une part à renouveler activement les installations de production, transport et distribution de ressources et produits énergétiques<sup>29</sup>, et d'autre part à adopter une position énergétique en matière d'investissements et de commerce pétrolier. C'est cette deuxième position que l'AIE analyse dans son étude et que nous présentons ici.

Cette position énergétique se manifeste de plusieurs façons : création de réserves stratégiques de pétrole, diversification des importations de brut, encouragement de l'investissement étranger en Chine, investissements chinois dans des installations de production à l'étranger ou dans la construction d'oléoducs à destination de la Chine.

### *Création de réserves stratégiques de pétrole*

La création de réserves stratégiques de pétrole se heurte au problème crucial du manque d'infrastructure de transport, et requiert, au vu de l'ampleur des financements à mettre en œuvre, une décision politique importante.

En 1998, la State Development Planning Commission (SDPC) a annoncé la localisation de sites potentiels de réserves stratégiques, qui comprennent notamment des ports à eau profonde. Par ailleurs, des terminaux pour produits pétroliers et pétrochimiques sont déjà en construction. La China National Petroleum Corporation (CNPC) estime à US\$ 3.6 milliards le coût de réalisation de ces différents projets.

### *Evolution de la structure du commerce pétrolier*

Cette évolution passe notamment par le fait que la Chine n'est maintenant plus seulement un exportateur de brut et produits pétroliers mais aussi un importateur. Pour assurer la sécurité de ses importations, la Chine a cherché à diversifier ses sources d'approvisionnement : la liste de ses partenaires commerciaux est ainsi passée de trois pays en 1990 – Indonésie, Oman et Iran – à dix pays en 1997 : Oman (ayant dépassé l'Indonésie en volumes d'importations de brut), Yémen, Iran et Arabie Saoudite au Moyen-Orient ; Indonésie en Asie ; Angola et Congo en Afrique ; et également Argentine, Etats-Unis et Russie.

En ce qui concerne les importations de pétrole brut, la Chine importe maintenant davantage du Moyen-Orient que de l'Asie : le rapport entre importations provenant du Moyen-Orient et importations provenant de l'Asie est passé de 0,65 en 1990 à 1,81 en 1997. Ceci ne veut pas dire que la Chine se désengage du marché asiatique, puisque ses importations provenant de cette zone ont quintuplé entre 1990 et 1997, mais seulement que l'Asie est de moins en moins capable, compte tenu de la croissance de son économie à répondre totalement à la demande de pétrole brut de la région dans son ensemble. Par contre, pour ce qui est des produits pétroliers, l'Asie reste encore le principal fournisseur de la Chine<sup>30</sup>.

<sup>29</sup> Il est prévu de construire 30 centrales thermiques, de 10 à 12 centrales hydroélectriques et 8 centrales nucléaires, en plus du renouvellement des installations de traitement du charbon, du pétrole et du gaz naturel.

<sup>30</sup> 81,6% des importations de produits pétroliers sont assurés par les pays asiatiques.

Par ailleurs, la diversification de ses sources d'approvisionnement oblige la Chine à améliorer la qualité de raffinage de ses usines, pour faire face à la moindre qualité du brut fourni par d'autres sources d'approvisionnement qu'Oman, le Yémen ou l'Indonésie. Cette conversion ou remise à niveau des usines de raffinage permettra à son tour de diversifier davantage ses importations en provenance du Moyen-Orient, région qui même si elle a cherché à l'éviter restera maintenant son principal fournisseur de pétrole brut.

Enfin, de manière à consolider les échanges qu'elle a avec ses fournisseurs de pétrole, la Chine cherche à inscrire ces échanges dans une politique commerciale plus globale : ainsi, sur les dix principaux fournisseurs en brut de la Chine, six ont une part relative aux échanges de brut bien inférieure à 50% dans le total des échanges.

### ***Investissements : à l'intérieur et à l'extérieur de la Chine***

A côté de la nécessité de sécuriser les importations de pétrole, la Chine a également besoin de « remettre à niveau » son secteur énergétique, de manière à ce qu'il puisse répondre rapidement à la demande croissante d'énergie. Etant donnée la somme des investissements à mettre en œuvre, cette phase passe obligatoirement par l'attraction d'investissements étrangers dans le secteur de l'énergie chinoise.

#### **a) Investissements étrangers dans le secteur énergétique chinois**

Depuis 1990, la Chine s'est ouverte aux investissements étrangers, en particulier grâce à l'aboutissement des réformes économiques entreprises dès 1970 et de la dérégulation du marché.

La pénétration des investissements n'est certes pas égale dans tous les secteurs de l'énergie :

- Les investissements étrangers dans le secteur électrique représentent 10% des investissements étrangers totaux – part que le gouvernement chinois veut faire passer à 20% : de 1990 à 1997, les investissements étrangers contractés se sont élevés à US\$ 23,7 milliards, pour un accroissement de 62,34 GW de la capacité de production installée de la State Power Corporation of China (SPCC).
- Dans le secteur charbonnier, aucun investissement étranger n'est encore présent, même si la Chine commence à les encourager.
- Dans le secteur de l'exploration et de la production de pétrole brut, les investissements étrangers sont ouverts dans les régions du Centre et de l'Ouest, mais restent soumis à l'approbation du Conseil d'Etat et de la CNPC. Ainsi à la fin de 1997, CNPC avait contracté de l'ordre de US\$ 1 milliard d'investissements étrangers.
- China National Petrochemical Corporation (SINOPEC) et China National Offshore Oil Corporation (CNOOC) décident quant aux investissements étrangers dans l'aval pétrolier (raffineries et pétrochimie). Shell reste le plus gros investisseur dans ce domaine.
- Le secteur dans lequel les investissements étrangers sont les plus importants est celui de l'exploration et de la production offshore : ils ont débuté dès 1980 dans la mer de Chine méridionale et en 1992 dans la mer de Chine orientale. En conséquence, les réserves prouvées sont passées de 1,1 milliards à 10,7 milliards de barils, et la production a ainsi quadruplé entre mi-1994 et mi-1996, passant de 100000 à 380000 barils par jour.

## b) Investissements chinois à l'étranger

CNOOC et surtout CNPC ont adopté récemment une politique énergétique d'investissements à l'étranger, en particulier au Moyen-Orient (en particulier en Iran) et en Asie Centrale (Kazakhstan et Turkménistan)<sup>31</sup>. Ces investissements, sous forme de contrats d'exploration, de production (brut ou produits pétrochimiques) et de construction d'oléoducs et de gazoducs font également partie de la stratégie de sécurisation des importations de pétrole et, dans une moindre mesure, de gaz.

Les investissements chinois en Asie Centrale témoignent de la volonté du gouvernement chinois d'être un acteur majeur du développement de cette région supposée riche en hydrocarbures. Cependant, les projets de construction de corridors de transport reliant par la terre les champs kazakhs ou turkmènes apparaissent par leurs coûts de réalisation hautement prohibitifs.

Au total, cette présence dans les secteurs énergétiques à l'étranger rapporterait au plus 600000 barils par jour en 2010, soit très peu par rapport à ses besoins d'importations, évalués par l'AIE à quatre millions de baril par jour en 2010. Cependant, cela permet à la Chine d'être présente sur le marché international de l'énergie, et de pouvoir peser dans les négociations résultant d'éventuelles ruptures d'approvisionnement.

### *Une certaine pratique de la diplomatie*

Les liens commerciaux que la Chine se voit obligée de former pour assurer la sécurité de ses importations de brut contribue à détendre les relations politiques parfois tendues qu'elle avait auparavant – que ce soit avec les Etats-Unis, l'Iran ou la Russie.

Cette aspiration diplomatique se ressent également au niveau régional, la Chine cherchant à sécuriser les routes de transport en Asie, et en particulier le détroit de Malacca. Pour cette raison elle a récemment ratifié la Convention sur la Loi en Mer (UNCLOS, United Nations Convention on Law of the Sea), convention qui profite également aux autres puissances régionales, comme le Japon ou la Corée.

Cet esprit de coopération ne se retrouve pas toujours dans les relations qui lient les différents acteurs de la région – on pensera notamment au découpage territorial de la mer de Chine méridionale, au fond de laquelle pourrait se trouver d'importants gisements de pétrole, de gaz et de minerais –, néanmoins il domine sur les relations entre puissances régionales. Le bassin de la rivière du Mékong en est un exemple. Son exploitation, une fois opérationnelle – ce qui n'est pas à l'ordre du jour – permettra de développer le potentiel hydroélectrique du bassin. A cet effet, une institution rassemblant les pays frontaliers et un accord de coopération entre ces derniers et les pays voisins ont récemment vu le jour.

---

<sup>31</sup> La Chine investit aussi en Argentine, au Bangladesh, au Canada, en Colombie, en Equateur, en Indonésie, en Malaisie, au Mexique, en Mongolie, au Nigeria, au Pakistan, en Papouasie Nouvelle Guinée, au Pérou, en Russie, au Soudan, en Thaïlande, au Venezuela et aux Etats-Unis.

### ***L'énergie : un secteur encore très marqué par l'économie dirigiste***

Il reste effectivement que le secteur énergétique est l'un des secteurs où la libéralisation se fait avec le plus d'hésitations, en conséquence de quoi l'Etat reste très présent : au niveau des entreprises d'abord puisque les plus importantes (CNPC, CNOOC, SINOPEC, SPCC) restent nationales ; au niveau de la régulation du marché ensuite : d'une part, le lien des entreprises précédemment citées avec l'entité régulatrice est créatrice d'ambiguïté. D'autre part, l'Etat n'hésite pas à imposer des mesures draconiennes par décret – comme les interdictions d'importations de pétrole de 1998 – ce qui ne facilite pas le développement à long terme de structures commerciales efficaces et sûres.

#### **5.1.3 Commentaires**

L'analyse de l'AIE se limite à examiner la sécurité des approvisionnements, après avoir expliqué brièvement qu'il existe également en Chine un grave problème lié à la déficience du réseau de transport, qui lui-même affecte la sécurité d'approvisionnement interne.

Par sa récente apparition, le problème de la sécurité des approvisionnements représente pour la Chine un défi qu'elle a su relever, en s'orientant fortement vers la sécurisation de ses importations et non vers un simple et unique retour à l'autosuffisance. Cette stratégie l'a amenée d'une part à mettre en place les outils actuellement utilisés, à savoir la création de réserves stratégiques et l'investissement dans les opérations d'exploitation et de production à l'étranger, et d'autre part à s'ouvrir aux capitaux étrangers pour renouveler et remettre à niveau son infrastructure énergétique.

Les problèmes liés à la vulnérabilité des approvisionnements gaziers se posent dans une bien moindre mesure que pour d'autres entités telles que les Etats-Unis ou l'Union Européenne, la part du gaz dans la consommation primaire restant inférieure à 5%, au moins jusqu'à 2020.

La libéralisation du marché de l'énergie influence la politique de sécurité des approvisionnements de la Chine dans ce sens qu'elle est obligée, dans bien des cas, de s'adapter aux conditions de libre concurrence déjà en place sur le marché international. Cependant, l'Etat reste très présent dans le système énergétique chinois, et le problème de la sécurité de la fourniture de services au consommateur n'est pas encore de mise en Chine. A l'extérieur, les intérêts du gouvernement chinois sont encore assurés par des entreprises nationales.

Enfin, l'analyse de l'AIE n'insiste à notre sens pas assez sur le fait que le gouvernement chinois a en 1980 lancé des programmes d'efficacité énergétique dans le but de découpler la croissance économique de celle de la demande d'énergie : systèmes de gestion encourageant les usines à réduire leur demande d'énergie, programmes de R&D permettant de développer des technologies « économes » en énergie, création de Centres d'économie de l'énergie largement disséminés dans toute la Chine, etc. En conséquence de quoi la consommation d'énergie primaire de la Chine était de 873 Mtep en 1996, alors qu'elle aurait été de 1800 Mtep la même année si l'intensité énergétique primaire était restée à son niveau de 1977<sup>32</sup>.

---

<sup>32</sup> *Energy Efficiency in China: Accomplishments and Challenges*, Jonathan Sinton and Mark Levine, Energy Policy, Volume 26, Numéro 11 (Sinton, 1998).

## 5.2. DES EXPERTS S'EXPRIMENT SUR LE JAPON

Selon le Ministère japonais de l'Economie, du Commerce et de l'Industrie<sup>33</sup>, l'un des principaux objectifs de la stratégie énergétique du Japon est de sécuriser les approvisionnements énergétiques<sup>34</sup>. En effet, le Japon importe environ 80% de sa consommation d'énergie primaire ; ses importations sont parfois vulnérables, notamment dans le cas du pétrole, qui provient presque exclusivement du Moyen-Orient.

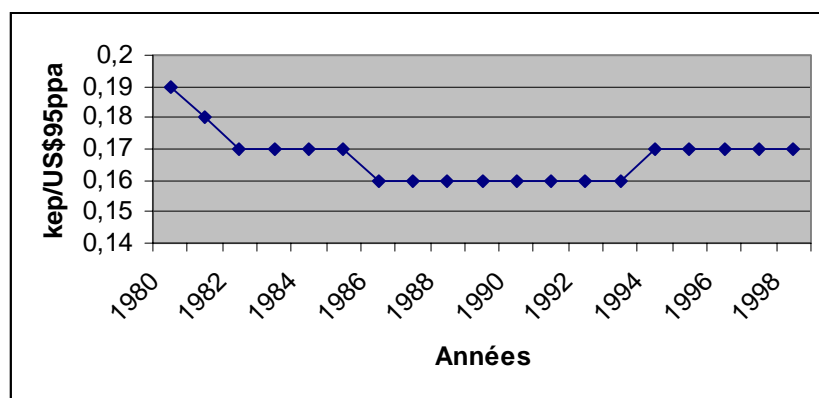
Nous examinons la stratégie de sécurité énergétique du Japon à travers l'analyse réalisée par l'AIE dans son rapport sur la stratégie énergétique du Japon, datant de 1999<sup>35</sup>.

### 5.2.1 Données énergétiques actuelles

#### *Intensité énergétique primaire*

Avec un PIB à parité de pouvoir d'achat (ppa) de US\$95 2971 milliards en 1998, et une consommation d'énergie primaire commerciale de 505 Mtep, le Japon avait en 1998 une intensité énergétique primaire de 0,17 kep/US\$95ppa. Son évolution depuis 1980 est donnée sur la figure 12.

**Figure 12 : Evolution de l'intensité énergétique primaire du Japon**



On constate une nette diminution de l'intensité énergétique du Japon entre 1980 et 1994, et une légère hausse depuis 1994. Elle reste cependant encore faible comparée aux intensités énergétiques des pays ou groupes de pays étudiés dans la première partie de cette étude (l'intensité énergétique de l'Union Européenne, qui est la plus faible de tous les pays étudiés, était de 0,19 kep/US\$95ppa en 1998).

#### *Consommations primaire et finale*

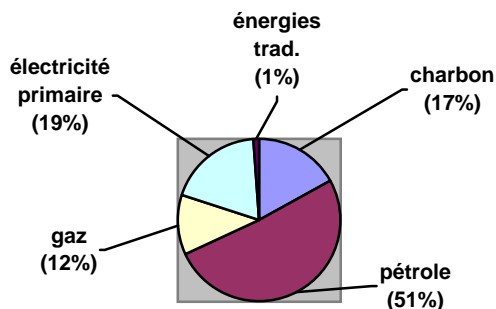
Nous avons donné au § 1.2.2 la consommation moyenne par an et par habitant des grandes régions du monde. Il est néanmoins important de distinguer, au sein de l'Asie, le cas du Japon, dont la consommation moyenne par an et par habitant était de 4,1 tep en 1998, à comparer à 0,7 tep pour l'Asie dans son ensemble. Avec cette moyenne, le Japon se situe au-dessus de l'Union européenne (3,8 tep).

<sup>33</sup> Ministry of Economy, Trade and Industry (METI), remplaçant depuis le 6 janvier 2001 le MITI (Ministry of International Trade and Industry). Le rapport de l'AIE, sur lequel est basée notre présentation de la stratégie de sécurité énergétique du Japon, date de 1999 et ne prend donc pas en compte cette restructuration.

<sup>34</sup> *Energy in Japan*, site internet du METI, <http://www.meti.go.jp/english/aboutmeti/data/a231201e.html>

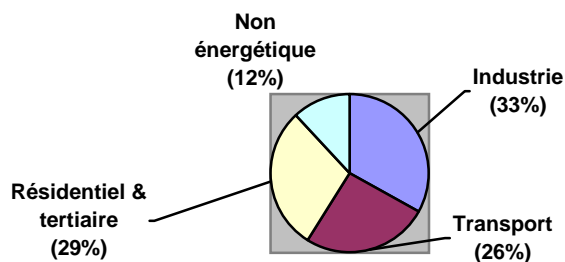
<sup>35</sup> *Energy Policies of IEA Countries – Japan 1999 Review*, AIE, 1999 (AIE, 1999)

La consommation primaire totale du Japon est passée de 345 Mtep en 1980 à 513 Mtep en 1998. Sa répartition en 1998 est la suivante :



Entre 1980 et 1998, les parts du charbon et des énergies traditionnelles sont restées stables, celle de l'électricité primaire a augmenté de 9% à 19%, celle du gaz de 6% à 12% et celle du pétrole a diminué de 68% à 51%.

La consommation finale totale du Japon est passée de 249 Mtep en 1980 à 354 Mtep en 1998. Elle se répartit entre les différents secteurs en 1998 comme suit :

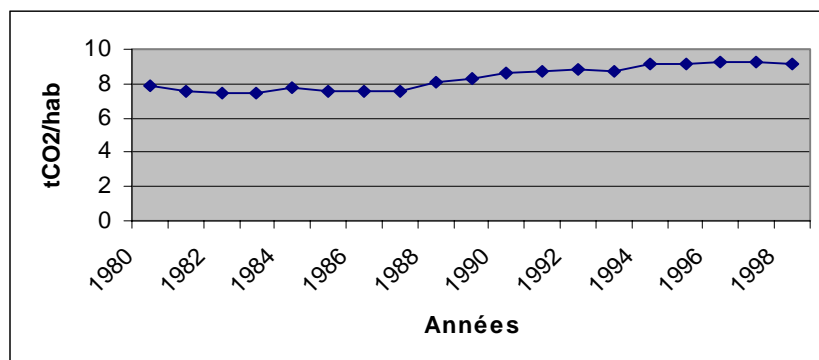


La part du secteur industriel dans la consommation finale a diminué de 42% à 33%, celle du secteur résidentiel & tertiaire a augmenté de 24% à 29%, celle du secteur des transports de 22% à 26% et celle du secteur non-énergétique est restée stable.

### *Emissions de CO<sub>2</sub>*

L'évolution des émissions de CO<sub>2</sub> par habitant du Japon est représentée sur la Figure 13. Ces émissions ont progressivement augmenté depuis 1987, passant de 7,9 tonnes en 1987 à 9 tonnes en 1998, donc très légèrement supérieures à celles de l'Union Européenne.

**Figure 13 : Evolution des émissions de CO<sub>2</sub> par habitant du Japon**





### 5.2.2 La stratégie de sécurité énergétique du Japon

La stratégie énergétique du Japon vise à atteindre simultanément trois objectifs interdépendants : la sécurité énergétique, la protection de l'environnement et la croissance économique<sup>36</sup> ; l'agencement de ces trois objectifs est donné par une ou plusieurs lignes directrices sur lesquelles est axée la stratégie énergétique. Depuis 1994, date à laquelle le Comité de Conseil en Energie, rattaché au Ministère du Commerce International et de l'Industrie (MITI) présenta une prévision à l'horizon 2010 de la demande et de l'offre d'énergie du Japon, la stratégie énergétique est axée sur la libéralisation du marché intérieur de l'énergie et la réduction des émissions de gaz à effet de serre<sup>37</sup>.

La stratégie de sécurité énergétique du Japon s'appuie sur la mise en œuvre de mesures horizontales destinées à promouvoir l'efficacité énergétique, et d'un certain nombre de mesures sectorielles.

#### *Mesures horizontales : promouvoir l'efficacité énergétique*

Selon les auteurs du rapport de l'AIE, le Japon a renforcé durant les cinq dernières années sa politique d'économie d'énergie de manière à réduire, via la diminution de la demande d'énergie, les contraintes sur ses importations et les émissions de gaz à effet de serre<sup>38</sup>. La « Loi sur l'utilisation rationnelle de l'Energie » révisant la « Loi sur les économies d'énergie » (votée en 1993) a été votée en 1998 ; elle vise à appliquer des normes d'efficacité énergétique plus contraignantes sur davantage d'appareils, de voitures et d'usines.

Un point important de cette loi est l'établissement du « Top Runner Programme » qui prévoit, pour un certain nombre de véhicules et d'appareils ménagers des normes d'efficacité énergétique se basant sur le produit de la même catégorie en vente sur le marché, ayant la plus haute efficacité énergétique. Ce programme permettrait au Japon de ramener en 2010 sa consommation d'énergie à son niveau de 1996<sup>39</sup>. Les fabricants et importateurs ne respectant pas les objectifs imposés se verront soumis à des amendes et à une publicité « négative » sur leur entreprise.

Par ailleurs, les entreprises rassemblées au sein de la Fédération des Organisations Economiques, connue sous le nom de Keidanren, présenta en 1996 des Plans d'Action Volontaire pour 131 entreprises de 29 secteurs industriels. Ces plans reposent sur le fait que les objectifs annoncés ne sont ni légalement contraignants ni réglementés par le gouvernement, même si celui-ci procède annuellement à une évaluation de chacun des plans, dont les résultats sont rendus publics.

Chaque corps d'industrie fixe son propre objectif. Ainsi, l'industrie sidérurgique s'est fixée comme objectif de diminuer d'ici 2010 de 10% sa consommation d'énergie par rapport à son

<sup>36</sup> On parle des « 3Es » de la stratégie énergétique japonaise : « Economic Growth, Energy Security and Environmental Protection ».

<sup>37</sup> Suite à son engagement à la troisième Conférence des Parties à Kyoto en 1997, à réduire ses émissions de gaz à effet de serre de 6% par rapport à leur niveau de 1990, d'ici 2008-2012, le gouvernement a revu cet objectif à la baisse et s'est finalement engagé à les stabiliser à leur niveau de 1990, d'ici 2008-2012.

<sup>38</sup> En fait, comme le mentionnent les auteurs du rapport de l'AIE, cette politique, même si elle s'inscrit dans une stratégie de sécurité énergétique, a surtout été motivée par la nécessité de réduire les émissions de gaz à effet de serre.

<sup>39</sup> *Energy Efficiency Policies 1999-2000 : Cornerstone for a Sustainable Energy System*, AIE's Newsletter, numéro 22 (Mai 1999).

niveau de 1990. L'industrie chimique s'est engagée à réduire d'ici 2010 son intensité énergétique de 10% par rapport à son niveau de 1990.

### **Mesures sectorielles**

#### **a) Le pétrole et les produits pétroliers**

Sécuriser l'approvisionnement en pétrole est selon l'AIE le point central de la politique de sécurité énergétique du Japon : le pétrole constitue 56 % de la consommation primaire du Japon, et provient presque exclusivement du Moyen-Orient. En dehors des mesures visant à diminuer la part du pétrole dans la consommation primaire, et en particulier pour la production d'électricité (selon l'AIE, le pétrole représentait près de 78 % de la production d'électricité contre 20 % en 1997, correspondant ainsi de plus en plus à la demande de pointe), l'AIE fait surtout mention des mesures pour renforcer la sécurité des approvisionnements de pétrole, comme le maintien de stocks stratégiques ou l'investissement dans des champs pétrolifères étrangers.

Comme dans tous les pays importateurs de pétrole, le Japon a mis en place des mesures fortes visant à faire face rapidement à un cas d'urgence, comme l'établissement et la gestion de réserves de pétrole, dont le niveau en 1998 était équivalent à celui de 120 jours d'importations nettes (réserves publiques et privées confondues)<sup>40</sup>.

Par ailleurs, de manière à sécuriser les approvisionnements de pétrole et de produits pétroliers, le Japon a mis en place une politique visant à inciter fortement les entreprises pétrolières japonaises à développer leurs activités d'exploration et de développement de champs pétrolifères, aussi bien au Japon qu'à l'étranger. Ainsi, en 1996, 14,7 % des importations de pétrole provenaient d'entreprises pétrolières installées à l'étranger. Le Japon a pour objectif de faire passer ce chiffre à 26,3 % d'ici 2001.

La Compagnie nationale du Japon (Japan National Oil Corporation, JNOC) a ainsi été créée pour aider au financement de tels investissements : au stade de l'exploration, JNOC finance 80 % des coûts d'investissement des compagnies japonaises si les champs pétroliers sont situés dans les zones offshore entourant le Japon, et de 70% sinon. Si l'exploration se solde par un échec, la compagnie est dispensée de remboursement. Pour ce qui concerne le développement et la production, la Banque Export-Import du Japon et la Banque de Développement du Japon peuvent financer jusqu'à 80 % des investissements nécessaires, tandis que JNOC offre des garanties de dette couvrant jusqu'à 60 % du montant des prêts.

#### **b) Le gaz**

Les réserves du Japon en gaz naturel sont faibles, équivalente à 3 % de sa demande d'énergie. Il doit donc en importer pour satisfaire cette dernière.

A ce titre, le gaz naturel est l'une des sources d'énergie les plus importantes pour le Japon en termes de sécurité énergétique, principalement du fait de sa moindre concentration dans la région du Moyen-Orient, à la différence du pétrole. Le Japon importe son gaz naturel sous forme de Gaz naturel liquéfié (GNL), d'Indonésie, de Malaisie, d'Australie, de Brunei, des Emirats Arabes Unis et du Qatar (par ordre d'importance).

<sup>40</sup> A titre de comparaison, les membres de l'AIE (dont le Japon fait partie) se sont engagés à maintenir des stocks de pétrole correspondant à au moins 90 jours d'importations nettes.

Par ailleurs, si les objectifs de production d'électricité nucléaire n'étaient pas atteints, la production d'électricité à partir de gaz constituerait la seule alternative acceptable en termes de sécurité énergétique (pas de contraintes supplémentaires sur les importations de pétrole) et de protection de l'environnement (limitation au maximum des émissions de gaz à effet de serre).

Ceci, ajouté au fait que le gaz naturel permet de diversifier les sources d'énergie du Japon, fait donc dire à l'AIE que l'un des grands objectifs de la stratégie de sécurité énergétique du Japon est de promouvoir l'utilisation du gaz naturel. Cette promotion passe d'une part par la substitution du GNL au gaz manufacturé (en particulier au GPL) dans les villes, essentiellement par des incitations fiscales, et d'autre part par le développement du réseau de transport et de distribution gazier.

En effet, pour permettre une bonne diffusion du gaz sur le marché final, le réseau de transport et de distribution gazier nécessite d'être suffisamment développé, ce qui n'est pas le cas : en ville par exemple, le réseau de distribution gazier couvre 21 % de la surface des villes, ratio très faible comparé à celui des pays de l'OCDE en général. Le gaz est en fait principalement utilisé dans les centrales électriques et par les consommateurs des secteurs de l'industrie, du résidentiel et du tertiaire situés à proximité des principaux points d'importation du GNL. Ce dernier peut être ensuite transporté par camion jusqu'à des terminaux satellites, mais cela alourdit considérablement le coût d'approvisionnement en GNL, du fait du coût élevé du transport.

Le développement d'un réseau de transport gazier, qui représente une bonne alternative du point de vue économique et qui pourrait selon l'AIE voir le jour dans le futur, n'est pourtant pour l'instant pas ou peu envisagé, et ce pour deux raisons. La première est que les compagnies d'électricité, qui sont actuellement les principaux consommateurs de gaz, ne sont pas prêtes à développer un réseau de gazoducs à partir des ressources gazières de l'île russe de Sakhalin, en raison des coûts économiques (traversée de zones montagneuses) et des risques politiques avec la Russie (tracé des gazoducs à travers des zones de pêche très sensibles) associés. Or développer un réseau de gaz national en n'ayant que des points d'importations de GNL nécessiterait de développer des unités de re-gazéification, ce qui augmente le coût d'approvisionnement en gaz. La seconde raison tient au fait que le gouvernement n'est prêt à promouvoir de tels gazoducs que si ceux-ci sont de propriété privée. Des études de faisabilité effectuées par des investisseurs privés se développent actuellement.

En ce qui concerne la sécurisation des approvisionnements de gaz naturel, le Japon a mis en place, comme pour les approvisionnements pétroliers une politique d'incitation à l'exploration et au développement des ressources de gaz naturel, aussi bien au Japon qu'à l'étranger. JNOC offre donc également des prêts et des dettes garanties pour les activités d'exploration et de développement de champs gaziers, ainsi que pour les opérations de liquéfaction et de construction de méthaniers.

### c) L'énergie nucléaire

Selon les auteurs du rapport de l'AIE, un des objectifs du Japon est d'augmenter la part de l'énergie nucléaire dans la production d'électricité, ce qui joue d'après son gouvernement à la fois en faveur de la protection de l'environnement et de la sécurité énergétique. En 1998, 51 réacteurs civils étaient en opération, pour une puissance nucléaire installée de 45 GW. Au total, un tiers de la production d'électricité était assurée par les centrales nucléaires. Le gouvernement projette d'augmenter ce chiffre à 42 % d'ici 2010, ce qui correspondrait à une

production d'électricité nucléaire de 480 TWh en 2010<sup>41</sup>. Cela nécessite d'installer de seize à vingt réacteurs nucléaires supplémentaires<sup>42</sup>.

La politique nucléaire japonaise est également axée sur le développement d'installations de retraitement et de recyclage des produits irradiés. Une usine de retraitement est ainsi en construction et sa mise en opération est prévue pour 2003.

Le recyclage du plutonium est considéré par le gouvernement japonais comme un élément majeur de sa politique nucléaire car il permet de réduire la production de déchets hautement radioactifs et de garantir la sécurité énergétique, l'uranium étant lui aussi importé. Le Japon a ainsi mis en place le «Plutermal Programme» destiné à promouvoir le recyclage du plutonium par l'utilisation de MOX<sup>43</sup> dans les réacteurs à eau légère.

Si les autorisations nécessaires sont accordées par le MITI et les gouvernements locaux, toutes les compagnies produisant de l'électricité d'origine nucléaire devraient utiliser des combustibles MOX d'ici 2010.

Les auteurs du rapport de l'AIE soulignent cependant que le développement de l'énergie nucléaire au Japon est confronté à trois obstacles majeurs.

Premièrement, les coûts d'investissement des centrales nucléaires, élevés en général, le sont particulièrement au Japon. Cela a conduit le gouvernement japonais à standardiser les types de centrales construites.

Deuxièmement, avec la libéralisation du secteur de l'électricité, l'intérêt commercial des centrales nucléaires, fortement capitalistiques, et donc amortissables sur le moyen ou long terme, risque de diminuer face à celui des centrales thermiques classiques. Les auteurs du rapport de l'AIE estiment toutefois que les marchés financiers continueront à soutenir la construction de centrales nucléaires, ces dernières permettant à leurs yeux d'assurer une plus grande stabilité de l'offre d'électricité.

Enfin, l'opinion publique s'est fortement mobilisée contre l'énergie nucléaire après les deux accidents survenus dans deux usines de la PNC<sup>44</sup> en décembre 1995 et mars 1997. Sa pression est loin d'être négligeable, puisqu'en août 1996, les habitants d'une ville de la préfecture de Niigata votèrent par référendum l'annulation de la construction d'une centrale nucléaire. Face à cette situation, le gouvernement a réagi en mettant en place des organisations dont l'objectif est d'améliorer la transparence des programmes nucléaires et la communication avec le public, surtout en matière de sûreté nucléaire<sup>45</sup>. Les auteurs du rapport de l'AIE estiment qu'il est important que de telles organisations restent neutres vis-à-vis des intérêts commerciaux ressortant de la promotion de l'énergie nucléaire effectuée en particulier par le MITI<sup>46</sup>.

<sup>41</sup> Celle-ci était de 335 TWh en 1998 (source Enerdata).

<sup>42</sup> A l'heure actuelle, seules la construction et l'opération de cinq réacteurs ont été approuvées par le Conseil de coordination du développement de la production d'électricité (Electric Power Development Coordination Council, EPDCC).

<sup>43</sup> MOX : Mixed Oxide Fuel, combustible mixte composé d'un mélange de plutonium et d'uranium, tous deux sous forme d'oxydes. Le plutonium est en général issu du retraitement des combustibles irradiés ; l'uranium est naturel soit issu lui aussi du retraitement.

<sup>44</sup> PNC : Power Reactor and Nuclear Fuel Development Corporation, compagnie chargée de développer la technologie associée au cycle du combustible nucléaire, en particulier les réacteurs à neutrons rapides, la fabrication du combustible et le retraitement des combustibles irradiés. Suite à ces deux accidents, PNC a été réorganisée en Japan Nuclear Cycle Development Institute.

<sup>45</sup> C'est le cas du Bureau pour l'acceptabilité publique de l'énergie nucléaire (Office for the Public Acceptance of Nuclear Energy), rattaché au MITI, du Centre d'information sur l'énergie et l'environnement (Information Centre for Energy and the Environment) ou encore de l'Organisation japonaise des relations avec l'énergie atomique (Japan Atomic Energy Relations Organization).

<sup>46</sup> Au sein du MITI, les instances chargées de la sûreté nucléaire sont d'ailleurs légalement séparées du reste du Ministère.

### 5.2.3 Commentaires

La stratégie énergétique du Japon cherche à répondre à trois objectifs : la sécurité énergétique, la protection de l'environnement et la croissance économique. Cependant, on a pu voir que ces trois objectifs étaient bien souvent enchevêtrés, et qu'en conséquence il était difficile de clairement distinguer ce qui avait trait à la stratégie de sécurité énergétique du reste. Ceci était d'autant plus difficile qu'un des soucis majeurs du gouvernement japonais est actuellement de réduire massivement ses émissions de gaz à effet de serre (c'est du moins ce qui ressort de l'analyse de l'AIE). Toutefois, même si elle se fonde ainsi souvent dans la stratégie environnementale (par exemple, dans le choix de promouvoir l'énergie nucléaire, l'utilisation du gaz naturel ou l'efficacité énergétique), la sécurité énergétique demeure une composante essentielle de la stratégie énergétique du Japon.

Les auteurs du rapport de l'AIE se sont surtout attachés à examiner la politique de sécurité énergétique du Japon sous l'angle de la sécurité des approvisionnements, en laissant de côté la sécurité interne.

Sur le plan de la demande, les mesures d'efficacité énergétique sont draconiennes : l'intensité énergétique du Japon est déjà pratiquement la plus basse de tous les pays de l'OCDE ; pourtant le Japon cherche encore à améliorer l'efficacité de sa consommation d'énergie, en particulier grâce au programme « Top Runner » et à l'accord volontaire de Keidanren.

Sur le plan de l'offre, la politique du gouvernement japonais fait jouer à l'énergie nucléaire un rôle majeur dans la politique de sécurisation des approvisionnements énergétiques, en diminuant les contraintes sur les importations de pétrole. Les objectifs d'augmentation de la part du nucléaire dans la production d'électricité à 42 % et de promotion du recyclage du plutonium témoignent de la forte volonté du gouvernement japonais d'utiliser l'énergie nucléaire. Cependant, les risques liés à cette utilisation et la réaction de l'opinion publique en limiteront probablement le développement.

Enfin, on pourra regretter que l'analyse de l'impact par les auteurs du rapport de l'AIE de la libéralisation des marchés japonais de l'électricité et du pétrole sur la sécurité énergétique relève plus d'un parti pris que d'une démarche objective.

En effet, il est souvent dit dans le rapport de l'AIE que la libéralisation de ces marchés renforce la sécurité énergétique du Japon, sans que cet avantage soit expliqué. La libéralisation du marché de l'électricité pose en particulier un problème que l'AIE mentionne au passage sans le développer. Le Japon a décidé en 1995 de libéraliser l'entrée sur le marché de producteurs indépendants d'électricité, c'est-à-dire de producteurs indépendants qui vendent l'électricité produite aux compagnies d'électricité. Les compagnies existantes ont été contraintes de conduire des appels d'offre pour la production d'électricité thermique nécessaire pour répondre aux besoins additionnels apparaissant sur une période de sept ans. Ces appels d'offre ont certes suscité beaucoup d'enthousiasme, mais sur 36 propositions acceptées en 1996 et 1997, 17 concernent des centrales marchant au pétrole, 13 au charbon et 5 au gaz<sup>47</sup>. Ces propositions ne mettent donc pas en valeur une utilisation accrue du gaz naturel nécessaire à la diversification des sources d'énergie, pourtant considérée comme participant grandement à la sécurité énergétique. Ainsi, même si la libéralisation des marchés de l'énergie peut avoir des effets bénéfiques pour la sécurité énergétique (investissements dans le développement des ressources énergétiques à l'étranger), elle peut également introduire des vulnérabilités nouvelles.

<sup>47</sup> Le projet restant est classé par l'AIE dans la catégorie « Autre ».

### 5.3 DES EXPERTS S'EXPRIMENT SUR LA SECURITE DES APPROVISIONNEMENTS ENERGETIQUES

Il nous paraît intéressant d'illustrer le débat sur la sécurité des approvisionnements énergétiques par deux prises de position : celle exprimée par le consensus issu du Forum régional ouest-européen organisé par le Conseil Français de l'Energie, les 12 et 13 mars 1997, et se limitant à la sécurité des approvisionnements énergétiques en Europe de l'Ouest<sup>48</sup> ; et celle de l'expert John Mitchell, président du Programme de l'Energie et de l'Environnement du Royal Institute for International Affairs, et exprimée lors du Séminaire européen sur la sécurité des approvisionnements énergétiques, organisé le 24 novembre 2000 à Paris<sup>49</sup>.

#### 5.3.1 La sécurité des approvisionnements énergétiques en Europe de l'Ouest

##### *Le consensus établi*

L'objectif du Forum régional ouest-européen était de confronter les points de vue des différents acteurs du secteur de l'énergie en Europe de l'Ouest (consommateurs, opérateurs et pouvoirs publics) sur la question de la sécurité des approvisionnements énergétiques en Europe de l'Ouest, afin de tirer des lignes générales de potentielles politiques énergétiques futures.

Certes, bon nombre d'interlocuteurs ont souligné que l'Europe ne manquera pas d'énergie : la demande ne devrait croître que faiblement et l'offre est abondante, selon les scénarios du Conseil Mondial de l'Energie.

Cependant, la question posée reste d'actualité si l'on tient compte des facteurs suivants :

- Remise en cause des efforts d'économie d'énergie
- Diminution des dépenses consacrées à la recherche et au développement (R&D)
- Abandon des politiques de diversification des sources
- En ce qui concerne la consommation de pétrole brut et de produits pétroliers, forte croissance de consommation d'énergie pour certaines régions telles que l'Asie du Sud-Est.
- Stabilité politique encore incertaine dans les régions productrices (pays de la Caspienne en particulier)
- bouleversements géopolitiques en Europe : du fait de l'effondrement de l'URSS, les Etats-Unis acquièrent de plus en plus d'influence dans les nouveaux pays issus de cet effondrement.
- Libéralisation des marchés énergétiques, induisant une dimension supplémentaire du problème de la sécurité de l'approvisionnement énergétique.

Au regard des différentes interventions, plusieurs domaines semblent faire l'objet d'un consensus :

- Maintenir les investissements en R&D, qui permettent d'alléger les dépenses d'exploration et de production, et qui permettent de maîtriser les pollutions locales et globale.

<sup>48</sup> *L'Europe de l'Ouest va-t-elle manquer d'énergie ? La sécurité des approvisionnements énergétiques de l'Europe de l'Ouest : quels risques ? Quelles stratégies ?*, Christian Carouge et al., Revue de l'Energie, Numéro 518 (Carouge et al., 1997).

<sup>49</sup> *Changes in Concepts*, John Mitchell, 2000 (Mitchell, 2000).

- Maintenir le rôle du nucléaire, en soi plus « propre » que bon nombre d'autres sources d'énergie, et qui permet de diversifier les sources d'énergie. Il s'agit donc, selon les différents interlocuteurs, de résoudre le problème de l'acceptabilité de cette industrie aux yeux du public.
- Développer la coopération internationale en matière d'énergie avec les pays exportateurs de pétrole, en particulier avec la Russie. Dans ce cadre, il est important d'accroître le rôle de l'impact de la Charte de l'Energie.
- Donner aux pouvoirs publics un rôle conséquent, même (et peut-être surtout) dans le cadre de la libéralisation du marché. Ce rôle est au moins triple : promouvoir une vision de long terme dans le secteur de l'énergie, à laquelle seule les pouvoirs publics peuvent être attentifs – ce long terme incluant la dimension environnementale ; donner un cadre régulateur auquel le marché devra s'adapter ; définir une politique européenne commune en matière de vulnérabilité énergétique.

### ***Commentaires***

Les auteurs sont assez optimistes, mais soulignent que même si l'avenir paraît plutôt calme, il reste néanmoins incertain. Surtout, la dépendance des importations de l'Europe de l'Ouest n'est pour eux pas source d'inquiétude du fait d'une part de la globalisation des marchés, ce qui rend les économies interdépendantes, et d'autre part de l'accessibilité de ressources d'hydrocarbures dans des régions autres que celle du Moyen-Orient. Les efforts doivent donc être poursuivis pour parer à de possibles dégradations de la sécurité des approvisionnements. Cependant, la question de la concurrence des régions nouvellement consommatrices n'a pas été abordée (entre autres), ce qui pourrait mettre un sérieux bémol à cette conclusion optimiste. On pourra enfin remarquer que l'efficacité énergétique n'est pas mentionnée comme outil d'amélioration de la sécurité énergétique.

### **5.3.2 John Mitchell : une position libérale**

#### ***Changement de contexte***

L'auteur rappelle d'abord que le contexte de la sécurité des approvisionnements énergétiques a changé en trente ans : il revient d'abord sur la libéralisation du marché et sur la nécessaire prise en compte de la protection de l'environnement. Il insiste sur le changement de données géopolitiques : la guerre froide est terminée, l'ex-Union Soviétique s'est disloquée, ce qui enlève au terme de sécurité énergétique son aspect « conflictuel » qui existait auparavant, et ce qui, par exemple, rend plus difficile toute intervention américaine en cas de conflits internes dans un pays exportateur de pétrole, sous le prétexte de « protection contre l'empire soviétique ».

Le terme de sécurité énergétique, dont l'auteur reprend la définition donnée dans le WEA Report, et les risques qui sous-tendent ce terme, doivent donc être analysés avec un œil nouveau.

#### ***Risques sous-tendus par la notion de sécurité énergétique***

Deux risques étaient il y a trente ans sous-tendus par la notion de sécurité énergétique : la rupture d'approvisionnement à court terme, et la flambée des prix du pétrole brut. Il est intéressant d'examiner leur évolution à la lumière du nouveau contexte de sécurité énergétique (libéralisation du marché et prise en compte de la composante environnementale).

a) Risque de rupture d’approvisionnement de courte durée

Ce risque certes existe toujours, mais de façon différente :

- Au niveau politique, depuis 1973, les sanctions politiques délibérées dans le domaine des hydrocarbures ont été le fait des importateurs et non plus des exportateurs.
- Cependant, les risques de conflits politiques internes au sein d’un pays exportateur, comme celui de 1979 en Iran, sont toujours présents.
- Il en est de même des risques de conflits régionaux, tels que la guerre du Golfe.

b) Risque économique

Ce risque consiste à voir les pays exportateurs, agissant comme un cartel, influencer à la hausse les prix du pétrole brut. Ce risque est maintenant largement diminué du fait de la concurrence sévère existant entre principaux exportateurs d’une part, et avec d’autres combustibles d’autre part.

Cela dit, la prise en charge par les gouvernements des fluctuations à court terme des prix du pétrole reste problématique. De plus, se pose maintenant la question de savoir comment les pays exportateurs répondront à l’éventuelle nécessité d’agrandir leur parc de production pétrolier, ce qu’ils n’ont jamais été amené à faire par le passé.

***Gestion de ces risques***

Plusieurs réponses auparavant naturelles n’ont maintenant plus de sens :

- Réduire les importations ne réduit pas le risque de flambée des prix, car les prix domestiques reflèteront l’effet d’une rupture des approvisionnements en termes de hausse des prix, que les importations soient « faibles » ou non.
- Privilégier le parc de production domestique, par des subventions par exemple, n’a également pas de sens, car cela se traduit en général par des hausses de prix pour les consommateurs ou de coûts pour les contribuables. Cette politique entraîne d’autres complications en Europe, où toute tentative de subventions dans un pays de l’Union Européenne a des impacts en termes de prix dans les autres pays de l’Union, du fait de la mise en place du marché unique.

La solution ne peut donc être de limiter le commerce international. Au contraire, l’auteur conseille de :

- Laisser les prix réguler les marchés de l’énergie, c’est-à-dire l’investissement sur le long terme, et l’offre sur le court terme.
- Laisser les taxes variables : tout comme il est admis que les taxes sur les prix en amont puissent varier pour que les bénéfices restent intéressants pour les entreprises, les taxes sur les prix payées par les consommateurs doivent pouvoir varier pour rester acceptables pour les consommateurs.
- Intervenir là où le marché a échoué, de manière à faire face aux risques de rupture d’approvisionnement. Cette intervention est déjà en place, aussi bien à travers les mécanismes de l’Agence Internationale de l’Energie (AIE) telles que réserves stratégiques, réactions face aux « chocs », qu’à travers ceux de la Charte de l’Energie. Cependant un écueil subsiste : les pays nouvellement consommateurs tels ceux de l’Asie du Sud-Est ne sont pas membre de l’AIE et ne peuvent donc pas participer à ces mécanismes. Il s’agirait donc d’élargir les conditions d’appartenance à l’AIE – en ne demandant par exemple pas à ces pays d’être membres de l’OCDE.



## Commentaires

Cette position peut être qualifiée de libérale, au regard des autres avis d'experts présentés dans cette partie : seuls les prix régulent le marché, et l'Etat n'intervient plus dans la « sécurisation » des approvisionnements, si ce n'est pour encourager une politique de coopération internationale.

Toujours dans cette optique de politique libérale, il est intéressant de remarquer que l'auteur insiste sur le non-sens d'une politique visant à diminuer les importations énergétiques, reliquat pour lui des positions de la Guerre Froide consistant à limiter le commerce international au profit d'une plus grande sécurité intérieure. Cette position est intéressante dans le sens où elle conseille de « déconflictualiser » le terme de sécurité énergétique, cependant elle nie également tout intérêt de diversifier les sources d'énergie, politique pourtant largement appliquée de nos jours.

### 5.4 DES EXPERTS S'EXPRIMENT SUR LA GEOPOLITIQUE EN MER CASPIENNE

Deux positions témoignent de l'intérêt que suscite cette nouvelle région exportatrice d'hydrocarbures : la position de L. Chegrouche, ingénieur conseil en Energie et Stratégie, CRE II<sup>50</sup>, et celle de Stephen Blank, professeur au Strategic Studies Institute de l'US Army War<sup>51</sup>.

#### 5.4.1 Lagha Chegrouche : Un optimisme prudent

La position de L. Chegrouche à l'égard de l'exploitation des ressources d'hydrocarbures de la Caspienne est caractérisée par la prudence, pour plusieurs raisons :

- La région de la Caspienne est instable. En effet, par le jeu des différents protagonistes qui s'affrontent dans la région, aussi bien au niveau des entreprises que des Etats, jeu dont l'objectif est d'introduire une tutelle sur la Caspienne, celle-ci peut à tout moment être déstabilisée. D'autre part, la région regorge de rivalités territoriales, ethniques ou culturelles qui accentuent ce risque d'instabilité. Cette instabilité constitue donc un risque politique pour toute entité souhaitant investir dans la région.
- L'estimation des ressources d'hydrocarbures de la Caspienne n'est toujours pas connue de façon précise, et elle diffère selon les sources, qu'elles soient gouvernementales ou professionnelles. Ces estimations sont toutefois considérables, et constamment revues à la hausse du fait de la relance de l'exploration.
- Le développement de la production des hydrocarbures de la Caspienne se heurte à trois contraintes principales, à savoir :
  - La contrainte financière : le potentiel de production requiert un investissement initial considérable, qui ne peut pas être assumé par les pays exportateurs uniquement.
  - La contrainte géopolitique : l'enclavement des pays exportateurs de la Caspienne nécessite de développer des nouveaux corridors de transport. Or le choix de ces derniers est particulièrement difficile compte tenu des fortes

<sup>50</sup> *Stratégies Caspiennes*, Lagha Chegrouche, Revue de l'Energie n°518 (Chegrouche, 2000).

<sup>51</sup> *Energy, Economics and Security in Central Asia: Russia and its Rivals*, Stephen Blank, Army War College, mars 1995 (Blank, 1995).

rivalités régionales. De plus, l'absence de statut définitif de la mer Caspienne rend très complexe le partage des ressources en hydrocarbures qu'elle recèle.

- La contrainte économique : la place des hydrocarbures de la Caspienne sur le marché international n'est pas évidente à moyen-terme, car les autres régions productrices et exportatrices d'hydrocarbures sont particulièrement compétitives.

Le potentiel de la région de la Caspienne est considérable ; il faut cependant être conscient du fait qu'un certain nombre d'obstacles doivent être levés avant de pouvoir exploiter les ressources qu'elle renferme.

#### **5.4.2 Stephen Blank : Contenir les volontés hégémoniques de la Russie**

Stephen Blank, dans son article, témoigne également de l'important potentiel de la Caspienne, et compare certaines des forces qui s'affrontent dans la région, à savoir la Russie, la Turquie, l'Iran, le Pakistan (et l'Inde), la Chine et les Etats-Unis. Les enjeux de ces rivalités est, comme le dit L. Chegrouche, la tutelle sur la Caspienne et ses ressources en hydrocarbures.

Cependant, en ce qui concerne la Russie, cette tutelle passe par la réintégration des différentes républiques d'Asie Centrale au sein d'une nouvelle union économique, politique et militaire. Pour ce faire, la Russie déploie et a déployé quantité de mesures visant à installer une relation de forte dépendance de ces républiques à son égard, en particulier en empêchant les investissements étrangers dans les activités d'exploitation des champs d'hydrocarbure, en bloquant les exportations, en exportant l'inflation au moyen de politiques monétaires, ainsi qu'en incitant fortement les républiques d'Asie Centrale à adopter un système de double nationalité pour leurs résidents russes. C'est dans cette volonté de réintégration que réside, pour l'auteur, tout le danger de l'affrontement des rivalités sus mentionnées dans la région.

En effet, les autres protagonistes de la Caspienne, agissant séparément, et mis à part la Chine et les Etats-Unis, ne sont pas en mesure, de par leur situation économique ou politique, de lutter contre l'hégémonie russe. Une action concertée entre ces différentes puissances est d'autre part assez peu plausible. Par contre, la Chine, économiquement et politiquement de plus en plus puissante, pourrait contrarier les volontés dominatrices de la Russie. Cependant, cela ne sera possible que lorsque la Chine sera disposée à mettre un frein à sa coopération avec la Russie, coopération qui pour l'instant est l'une de ses priorités.

L'auteur mentionne cependant que la réintégration des républiques d'Asie Centrale au sein d'une nouvelle union économique, politique et militaire a peu de chances de leur profiter économiquement, au vu de la faiblesse de l'économie russe. Face à cette situation, aussi peu souhaitable pour les républiques elles-mêmes que pour les grandes puissances impliquées dans la région, il est donc nécessaire que les Etats-Unis s'opposent dès maintenant à la politique de réintégration mise en œuvre par la Fédération de Russie.

#### **5.4.3 Commentaires**

Les deux positions présentées mettent en lumière des préoccupations différentes : L. Chegrouche insiste sur le fait qu'il est dangereux de mettre, de façon trop rapide, trop d'espoirs sur la région de la Caspienne, étant données les incertitudes et difficultés géopolitiques, financières et économiques auxquelles elle est confrontée. C'est une analyse très intéressante du jeu des différents acteurs dans cette région.

S. Blank met quant à lui en garde contre les volontés « intégrationnistes » de la Russie dans la région de la Caspienne, et donc souligne que le jeu d'acteurs dont parlait Chegrouche sera nettement déséquilibré – en faveur de la Russie – si aucune mesure n'est prise pour contrer cette hégémonie russe. Cependant, sa position est plus « enflammée » que celle de Lagrouche, et demande en conséquence que l'on prenne un peu de recul ; c'est peut-être aussi une tentative de justification d'une forte présence américaine dans la région, ce qui confirmerait l'analyse de Chegrouche<sup>52</sup> ; sa position démontre en tout cas bien que les jeux d'intérêt sont très présents dans la région de la Caspienne. On s'étonnera par ailleurs de l'absence totale des pays européens en tant qu'acteurs dans la région ; ils cherchent pourtant eux aussi à exercer une certaine tutelle sur cette région.

Enfin, on pourrait rapprocher l'article de S. Blank de la position de John Mitchell détaillée dans le paragraphe 5.3.2, affirmant que la Guerre Froide était terminée et que les rapports conflictuels n'avaient plus de raison d'être pour justifier une intervention : cette position ne semble pas tenir pour tout le monde, au vu de la « diabolisation » de la Russie qui ressort de cet article.

---

<sup>52</sup> Chegrouche affirme dans son article que les Etats-Unis sont ceux dont la « stratégie d'acteurs » destinée à imposer une tutelle sur la région de la Caspienne est la meilleure.

## CONCLUSION

1. L'étude du World Energy Assessment (WEA) constitue incontestablement à l'heure actuelle la meilleure référence sur l'ensemble des questions énergétiques mondiales pour la richesse des informations qu'elle rassemble, l'étendue de ses analyses sur les relations entre l'énergie et les grands problèmes auxquels est confrontée l'humanité, ses efforts de prospective enfin, qui montrent que « l'avenir est ouvert ».

Sur la question de la sécurité énergétique, les auteurs du WEA soulignent que la sécurité des approvisionnements en hydrocarbures demeurera un point clé des stratégies de sécurité énergétique. En effet, la forte concentration des ressources en hydrocarbures dans quelques régions du monde (Moyen-Orient, Russie, région Caspienne) renforce les risques de rupture d'approvisionnement. Cependant, des instruments ont été développés, en particulier par les pays membres de l'AIE, pour limiter de tels risques, que ce soit la création et le maintien de réserves stratégiques de pétrole, la diversification des sources d'énergie, ou encore le renforcement de la coopération internationale par des traités comme celui de la Charte de l'Energie.

Par ailleurs, la libéralisation du marché international de l'énergie a encouragé l'investissement étranger dans le développement et l'exploitation des champs pétroliers, ce qui a contribué à sécuriser l'approvisionnement d'hydrocarbures des pays importateurs.

Cependant, d'après les auteurs du WEA, la sécurité énergétique ne peut pas se limiter à la sécurité des approvisionnements : définie par rapport au consommateur final, elle doit permettre de lui fournir, en temps et quantité voulus, les services énergétiques dont il a besoin. Ainsi, il est nécessaire de prendre en compte la sécurité énergétique dite « interne ». A cet égard, la sécurité et la fiabilité des réseaux de transport et de distribution d'électricité sont primordiales, car de plus en plus de besoins énergétiques sont satisfaits grâce à l'électricité ; une rupture d'approvisionnement en électricité peut être extrêmement grave pour le bon fonctionnement d'une entreprise : les événements de janvier 2001 en Californie en témoignent.

De plus, la vulnérabilité de l'approvisionnement d'électricité se trouve accrue du fait que la production d'électricité repose toujours plus sur le gaz naturel. Ainsi, une rupture d'approvisionnement en gaz pourrait conduire à une rupture d'approvisionnement en électricité. L'interconnexion des réseaux de transport et de distribution de gaz, la coordination des réseaux de gaz et d'électricité, ainsi que la diversification des sources d'énergie utilisées pour la génération d'électricité sont autant d'outils visant à en sécuriser l'approvisionnement.

Enfin, la libéralisation du marché intérieur de l'énergie entraîne une vulnérabilité supplémentaire en termes de sécurité de la fourniture des services énergétiques au consommateur final : celui-ci, s'il n'est pas rentable pour l'entreprise, n'est plus assuré de voir ses besoins énergétiques satisfaits<sup>53</sup>.

2. Les stratégies de sécurité énergétique des Etats-Unis et de l'Union européenne sont centrées en premier lieu sur la sécurité des approvisionnements, du fait de leur position d'importateur d'énergie.

Le Département de l'Energie des Etats-Unis (USDOE), qui consacre explicitement un des cinq objectifs de sa stratégie énergétique à la recherche de la sécurité énergétique, encourage effectivement la réduction des risques de rupture des approvisionnements énergétiques extérieurs. Pour cela, il prône la mise en place de mesures similaires à celles développées dans

<sup>53</sup> Ce fait n'est analysé que dans l'étude du WEA.

l'étude WEA. Cependant, du fait de la spécificité américaine qu'est l'existence d'un important parc domestique de ressources pétrolières, USDOE encourage également à stopper le déclin de la production domestique pétrolière d'ici 2005.

USDOE suit toutefois la même logique que le WEA : il est nécessaire d'assurer la fiabilité des systèmes énergétiques internes. Sont particulièrement concernés les systèmes de production, de transport et de distribution d'électricité, pour lesquels USDOE encourage l'amélioration de la compétitivité et de l'efficacité.

USDOE cherche également à jouer sur la demande d'énergie : une des priorités est l'amélioration de l'efficacité énergétique des systèmes électriques, ainsi que dans les secteurs du transport, de l'industrie et du bâtiment, en privilégiant les mesures réglementaires et fiscales. Ceci permettra de réduire la demande d'énergie, et en particulier celle de pétrole brut et de produits pétroliers, réduisant ainsi la dépendance des importations.

En ce qui concerne l'Union Européenne, le « Shared Analysis Project » ne traite que de la sécurité des approvisionnements extérieurs. Sans être véritablement original, il propose cependant de développer à l'intérieur de l'Union Européenne des mesures renforçant la sécurité des approvisionnements similaires à celles que l'AIE a mises en place.

Dans le cadre de la libéralisation du marché de l'énergie, les auteurs du « Shared Analysis Project » insistent sur le fait que les contrats « Take or Pay » existant actuellement entre l'acheteur et le vendeur de gaz sont des contrats de long terme, qui sont donc mal adaptés à un marché concurrentiel. La question de la viabilité de contrats de court terme, qui répond à ce type de marché mais qui ne prend plus en compte les investissements hautement capitalistiques liés au développement d'infrastructures de réseaux nécessaires pour le transport du gaz, est posée mais pas résolue.

Les auteurs du Livre Vert mentionnent l'urgente nécessité de construire une stratégie communautaire de sécurité des approvisionnements car si les tendances de consommation d'énergie actuelles se poursuivent, les contraintes reposant sur les importations d'hydrocarbures seront difficilement supportables par l'Union Européenne<sup>54</sup> (en 2030, près de 70% des besoins en énergie seront importés, contre 50% actuellement). Tout en reconnaissant la nécessité d'agir à la fois sur la sécurité des approvisionnements et sur la sécurité interne, ils adoptent une attitude plus novatrice : les marges de manœuvre sur la demande d'énergie sont, à leurs yeux, bien plus grandes que celles dont on dispose sur l'offre d'énergie. En conséquence, il convient de privilégier les mesures cherchant à maîtriser la croissance de la demande d'énergie. Ainsi les mesures « horizontales », en grande partie réglementaires et fiscales, accordent une large place aux plans d'économie d'énergie, eux-mêmes visant à améliorer l'efficacité énergétique dans les différents secteurs (seuils d'économie dans les bâtiments par exemple) et à développer des technologies moins consommatrices d'énergie (surtout dans les secteurs du transport et du chauffage).

Les mesures dans le secteur du transport prévoient de rééquilibrer les modes de transport – parmi lesquels pour l'instant domine le transport routier, plus gros consommateur d'énergie – en faveur du rail.

### 3. Du côté de la CEI, la situation est plus contrastée.

Par le passé, les dirigeants de l'ex-URSS ont encouragé le développement de l'industrie lourde, forte consommatrice d'énergie, et des réseaux de chaleur. Bien que ces derniers soient, dans leur concept, des systèmes d'approvisionnement en chaleur plutôt efficaces, les infrastructures en place se sont dégradées, faute de maintenance. L'industrie lourde a également souffert du manque de maintenance, en conséquence de quoi le système

<sup>54</sup> En ce qui concerne la sécurité d'approvisionnements de l'Europe de l'Ouest, les experts sont moins prudents, et considèrent que l'aggravation de sa dépendance énergétique n'est pas source d'inquiétude.

énergétique était, depuis les années 1980, inefficace, ce qui a conduit à d'importants gaspillages d'énergie. Cependant, bénéficiant de réserves énergétiques considérables, la Russie ne s'est jamais préoccupée de chercher à réduire ces gaspillages. Le programme d'économie d'énergie proposé en juillet 2000 par le comité exécutif de la CEI prend alors tout son sens. Il reste néanmoins soumis à une contrainte majeure : celle du financement des projets, au vu du peu d'engagement dont semblent faire preuve les Etats de la CEI.

La stratégie productiviste de l'entreprise nationale russe Gazprom s'affiche au contraire dans une logique de maximisation de l'offre. Celle-ci cherche en effet à maximiser sa production de gaz naturel, et ce de manière à pouvoir maximiser ses exportations en dehors de la CEI, au vu du peu de solvabilité du marché intérieur de la CEI en général et de la Russie en particulier. Ceci pourrait également expliquer le programme d'économie d'énergie du comité exécutif de la CEI mentionné plus haut : l'entreprise Gazprom étant tenu de répondre à un minimum de demande intérieure russe, il est important, pour qu'elle puisse conserver un potentiel d'exportations suffisant pour sa viabilité économique, que des économies d'énergie soient réalisées à l'intérieur de la Russie. Ces deux stratégies – maximisation de l'offre et économie d'énergie – sont cependant contradictoires. En effet, la Russie se sert de l'énergie comme d'un outil politique : le fait que Gazprom soit le principal – et parfois l'unique – fournisseur gazier des pays de la CEI lui permet de maintenir la cohésion de la CEI. La Russie n'a donc pas intérêt à voir cette dernière réduire sa demande d'énergie. Cette position dominante de la Russie risque de perdre de son poids, car d'autres acteurs pourraient jouer le rôle de fournisseurs de la CEI : les pays de la Caspienne.

4. Les pays de la Caspienne font quant à eux miroiter d'immenses gisements de ressources d'hydrocarbures dans le sous-sol et le fonds sous-marin de la région de la Caspienne, ce qui incite les entreprises, locales ou internationales, et les Etats à se positionner dès maintenant de manière stratégique. En effet, l'exploitation de ces ressources permettrait de diversifier les sources d'approvisionnement d'hydrocarbures, et donc de réduire le risque de rupture d'approvisionnement. Les experts conseillent néanmoins de rester prudent : l'évaluation des ressources est en effet difficile ; les données statistiques des réserves prouvées doivent donc être maniées avec précaution. De plus, la région de la Caspienne est politiquement et socialement instable, et la production des hydrocarbures y est soumise à plusieurs contraintes, dont l'enclavement de la région qui nécessiterait de développer des corridors de transport supplémentaires. Il n'est pas évident non plus que les hydrocarbures provenant de la Caspienne soient compétitifs sur le marché international. L'exploitation des ressources de la Caspienne n'est donc pas une partie gagnée d'avance.

Par ailleurs, on retrouve l'idée que l'énergie peut être utilisée à des fins politiques ; certains experts soulignent en effet que le jeu de la Russie dans la région de la Caspienne est clair : elle recherche avant tout à briser toute tentative d'« émancipation » des pays d'Asie Centrale, de manière à maintenir la cohésion de la CEI.

5. La Chine, de son côté, doit faire face à une contrainte majeure : la forte consommation d'énergie et en particulier de pétrole. Ceci l'a amené à devenir importatrice nette de pétrole et de produits pétroliers en 1993, et en conséquence à modifier rapidement sa stratégie de sécurité énergétique. La sécurité des approvisionnements pétroliers est donc, d'après l'AIE, l'une de ses priorités. Pour y répondre, elle s'est adaptée à la libéralisation du marché de l'énergie, d'une part en encourageant les entreprises nationales du secteur de l'énergie à investir dans les champs pétrolifères à l'étranger, et d'autre part en cherchant à attirer les capitaux étrangers nécessaires au développement de son système énergétique, de manière à ce que celui-ci soit capable de répondre à la demande croissante d'énergie.

D'autres experts attirent l'attention sur le fait que la Chine a par ailleurs cherché à agir sur la demande d'énergie, en mettant en œuvre depuis 1980 des programmes d'efficacité énergétique qui ont été particulièrement réussis, comme en témoigne l'évolution de son intensité énergétique, qui a diminué de 63% entre 1980 et 1998, phénomène unique pour un pays se trouvant aux premiers stades de l'industrialisation.

6. En ce qui concerne le Japon, la sécurité énergétique est l'un des trois piliers de sa stratégie énergétique, les deux autres étant la protection de l'environnement et la croissance économique. Le Japon important pratiquement tout ce qu'il consomme de combustibles fossiles, l'AIE insiste particulièrement sur la question de la sécurité des approvisionnements. Du côté de l'offre, le gouvernement japonais a développé un vaste programme nucléaire, afin de substituer l'énergie nucléaire au pétrole pour la production d'électricité ; ce programme risque cependant d'être freiné par le manque d'acceptabilité de l'opinion publique. Du côté de la demande, des mesures drastiques d'efficacité énergétique ont été mises en œuvre, ce qui vaut à l'intensité énergétique du Japon d'être parmi les plus faibles de l'OCDE (0,17 tep/US\$95ppa).

7. Deux ressources énergétiques, le charbon et l'énergie nucléaire bénéficient de sérieux avantages en termes de sécurité des approvisionnements : les réserves de charbon sont abondantes, et plus également réparties sur la planète ; l'énergie nucléaire permet de se substituer aux hydrocarbures pour la production d'électricité, et ainsi de diminuer la contrainte existant sur les importations d'hydrocarbures. Cependant, ces deux sources d'énergie présentent des handicaps en matière de protection de l'environnement. Le charbon est en effet, parmi les combustibles fossiles, celui qui émet le plus de gaz à effet de serre par tonne équivalent pétrole (tep) brûlée, alors que l'utilisation de l'énergie nucléaire présente le problème encore non résolu du stockage des déchets à vie longue, comme le risque d'accidents ou de prolifération nucléaire.

Les auteurs du WEA restent donc sceptiques sur l'utilisation qui sera faite de ces deux sources d'énergie dans l'avenir, au vu de l'importance que prend, à l'heure actuelle, la question de la préservation de l'environnement au sein des stratégies énergétiques.

En ce qui concerne le charbon, certains pays en développement (la Chine par exemple) dont la consommation d'énergie primaire repose essentiellement sur le charbon, n'ont cependant aucune intention de réduire leurs production et consommation de charbon, sous le seul prétexte de préserver l'environnement. La solution consisterait donc à transférer massivement les technologies de charbon « propres » dans les pays qui en sont fortement consommateurs.

Le Livre Vert reconnaît le rôle de l'énergie nucléaire dans la diversification des sources d'énergie, et dans ce contexte recommande que sa contribution fasse l'objet d'une analyse.

8. Toutes les stratégies de sécurité énergétique présentées et analysées dans cette première partie font état de la nécessité d'améliorer l'efficacité énergétique pour soulager la contrainte sur l'offre d'énergie : celle du Livre Vert d'abord, qui encourage en premier lieu la maîtrise de la demande d'énergie, mais aussi la stratégie américaine, où elle constitue l'un de ses cinq objectifs fondamentaux ; l'étude du WEA la mentionne également comme étant un moyen de réduire significativement la demande d'énergie ; la CEI a élaboré un programme ambitieux d'économie d'énergie, tandis que la Chine a mis en œuvre des programmes d'efficacité énergétique.

Certes améliorer l'efficacité énergétique est une préoccupation qui n'a pas la même importance dans toutes les stratégies de sécurité énergétique ; cependant elle y est toujours présente. Ceci montre en fait que les décideurs politiques qui élaborent les stratégies de

sécurité énergétique sont conscients de l'importance du rôle que peut jouer l'efficacité énergétique dans une stratégie de sécurité énergétique, mais que, parce que son impact est mal compris ou mal évalué, les mesures d'efficacité énergétique prises en réalité ne sont souvent pas à la hauteur des enjeux mis en avant dans les stratégies de sécurité énergétique.

La sécurité interne est par contre parfois totalement absente des stratégies de sécurité énergétique, comme c'est le cas par exemple de celle qui est développée dans le rapport « Economic Foundations for Energy Policy » (présenté en §2.2.2). Elle passe en tout cas souvent en second plan par rapport à la sécurité des approvisionnements extérieurs, alors qu'elle est, elle aussi, cruciale.

Un rééquilibrage de la notion de sécurité énergétique en faveur de la sécurité interne et de l'efficacité énergétique est donc nécessaire.



## REFERENCES

AIE, 1999 : *Energy Policies of IEA Countries – Japan 1999 Review*, AIE.

AIE, 2000 : *China's Worldwide Quest for Energy Security*, AIE.

Blank Stephen, 1995 : *Energy, Economics, and Security in Central Asia : Russia and its Rivals*, Army War College.

Carouge Christian, Bercy Jean, Bosseboeuf Didier, Lavergne Richard, Monocomble Jean-Eudes, 1997 : *l'Europe de l'Ouest va-t-elle manquer d'énergie ? La sécurité des approvisionnements énergétiques de l'Europe de l'Ouest : quels risques ? Quelles stratégies ?*, Revue de l'Energie n°489, p. 477

Chegrouche Lagha, 2000 : *Stratégies Caspiennes*, Revue de l'Energie n° 518, p. 332.

CME 1998: *Global Energy Perspectives*, Cambridge University Press.

Energy Conservation, 2000 : *Energy Conservation as a Factor in Increasing the Energy Security of the Member States of the Commonwealth of Independent States*, CEE/ONU et Comité Exécutif de la CEI.

Energy in Europe, 1999 : *Energy in Europe-Economic Foundations for Energy Policy*, Commission des Communautés Européennes. Chapitre 6.2

Gasoil Press, 1998 : *The role of a gas industry in integration of CIS, Energy and society*, Gasoil Press (version russe uniquement)

Laponche Bernard, 2000 : *L'efficacité énergétique dans les Pays d'Europe Centrale et Orientale et la coopération internationale*, Ministère des Affaires Etrangères

Livre Vert, 2000: *Livre Vert, Vers une stratégie européenne de sécurité d'approvisionnement énergétique*, Commission des Communautés Européennes

Locatelli Catherine, 1998 : *Energie et transition en Russie : les nouveaux acteurs industriels*, L'Harmattan

Locatelli Catherine, 2000 : *Russie-Caspienne : les enjeux de l'approvisionnement en hydrocarbures de l'Europe*, Ministère des Affaires Etrangères

Makarov Alexei, 1999 : *Diversification of Russian Gas Export Routes*, Energy Research Institute RAS, Conference « The Role of Russian and CIS Countries Gas at Deregulated Energy Markets »

Mitchell John, 2000: *Changes in Concepts*, European Seminar on Energy Supply Security

Perspectives énergétiques, 1999 : *European Union Energy Outlook 2020*, Energy in Europe Special Issue, European Commission

Rezunenkeno, 1999 : *Sustainable Development Concept PJSC Gazprom*, Conference « The Role of Russian and CIS Countries Gas at Deregulated Energy Markets »

Sinton Jonathan et Levine Mark, 1998 : *Energy Efficiency in China: Accomplishments and challenges*, Energy Policy, VI 26, N° 11, pp. 813-829, 1998

WEA Report 2000 : *World Energy Assessment – Energy and the Challenge of Sustainability*, co-produit par le Programme des Nations Unies pour le Développement (PNUD), le Département des Affaires Economiques et Sociales des Nations Unies et le Conseil Mondial de l'Energie (CME), et publié par United Nations Publications. Chapitre 4.

## **PARTIE II**

### **LA SECURITE ENERGETIQUE INTERNE**

#### **PLAN**

- 1. La (re)découverte de la sécurité interne**
- 2. Les vulnérabilités des réseaux**
- 3. Sécurité interne de l’approvisionnement en électricité**
- 4. Sécurité interne de l’approvisionnement en hydrocarbures**

**TABLE DES MATIERES**

<b>1. La (re)découverte de la sécurité interne.....</b>	<b>94</b>
<b>2. Les vulnérabilités des réseaux.....</b>	<b>96</b>
2.1 Paramètres structurants pour les réseaux .....	96
2.1.1 La structure géographique et démographique .....	96
2.1.2 La structure de la consommation.....	101
2.2 L'organisation des réseaux.....	102
2.3 Les menaces liées aux conditions naturelles .....	103
2.4 La vulnérabilité sociale des réseaux .....	104
2.5. L'internationalisation des réseaux et la dérégulation.....	105
<b>3. Sécurité interne de l'approvisionnement en électricité.....</b>	<b>106</b>
3.1 Le réseau électrique français .....	106
3.1.1 Organisation générale du secteur électrique.....	106
3.1.2 Structure du réseau électrique .....	106
3.1.3 L'interconnexion du réseau avec les réseaux européens .....	109
3.2 Le bilan et les leçons des tempêtes de décembre 1999 .....	110
3.2.1 Les conséquences sur le réseau de transport et de distribution de l'électricité....	110
3.2.2 Le coût des dommages et de la sécurisation.....	113
3.2.3 L'analyse de la crise.....	116
3.3 Les vulnérabilités du réseau électrique.....	119
3.3.1 La qualité du réseau et de la fourniture .....	119
3.3.2 La vulnérabilité des moyens de production.....	120
3.3.3 La vulnérabilité des ouvrages de transport et de distribution.....	124
3.3.4 La vulnérabilité liée à la structure du réseau .....	129
3.3.5 La vulnérabilité renforcée par les usages .....	135
3.3.6 Les effets sur la vulnérabilité de la structure du marché .....	138
3.3.7 Problèmes de vulnérabilité liés à l'interconnexion .....	143
<b>4. Sécurité interne de l'approvisionnement en hydrocarbures .....</b>	<b>145</b>
4.1 L'approvisionnement en hydrocarbures.....	145
4.1.1 Production nationale et importation .....	145
4.1.2 La question du stockage .....	147
4.2 La sécurité interne de l'approvisionnement en produits pétroliers .....	147
4.2.1 L'organisation du secteur.....	147
4.2.2 Les déséquilibres régionaux .....	150
4.2.3 Les usages énergétiques des produits pétroliers.....	152
4.3 La sécurité interne de l'approvisionnement en produits gaziers.....	153
4.3.1 L'organisation du secteur .....	153
4.3.2 Les insuffisances du réseau .....	155
4.3.3 La continuité de la fourniture .....	158

## TABLEAUX, GRAPHES, CARTES

## • Tableaux :

1. Indicateurs de demande électrique par rapport à la population et à la surface du territoire, données nationales 1998 .....	97
2. Structure de la consommation finale par produit par pays, données 1998 (en %).....	101
3. Répartition de la production et de la consommation aux différents niveaux du réseau électrique français (année 1997).....	107
4. Développement des réseaux électriques 1971-1997 et investissements associés.....	108
5. Équipement du réseau électrique géré par le RTE (400 kV à 63 kV), fin 2000 .....	108
6. Interconnexions du RTE avec des pays européens.....	109
7. Dégâts sur le réseau électrique français suite aux tempêtes de décembre 1999 .....	110
8. Énergie non distribuée lors des tempêtes de décembre 1999 en fonction de la source la plus amont de la défaillance .....	113
9. Évaluation par EDF des dommages internes liés aux tempêtes .....	113
10. Répartition des avaries sur le réseau haute et très haute tension en fonction des arrêtés techniques en vigueur .....	115
11. Qualité de la fourniture EDF en 1998 et 1999 .....	120
12. Proportion d'enterré et d'aérien sur le réseau électrique français .....	125
13. Proportion d'enterré et d'aérien sur le réseau basse et moyenne tension, comparaison internationale (situation fin 1998) .....	126
14. Proportion d'enterré et d'aérien sur le réseau haute et très haute tension, comparaison internationale .....	127
15. Activité des ports français pour le trafic de produits pétroliers (1998).....	148
16. Répartition entre les divers modes de transport des produits pétroliers en France, 1997-1998 .....	149
17. Acteurs du transport et de la distribution du gaz en France .....	153

## • Graphes :

1. Évolution indiciaire de la consommation finale de pétrole par secteurs en France, 1973-1999 .....	102
2. Évolution quotidienne du nombre de foyers privés d'électricité après les tempêtes de déc. 1999 .....	112
3. Évolution indiciaire de la consommation finale d'électricité en France, 1973-1999.....	137
4. Évolution indiciaire de la consommation d'énergie, d'électricité, de gaz et de pétrole en France, 1973-1999 .....	146

## • Cartes :

1. Production d'énergie (MTep) par région en 1997 .....	98
2. Consommation d'énergie finale (MTep) par région en 1998 .....	99
3. Rapport de la production à la consommation d'énergie par région 1997-1998 .....	100
4. Part de la population privée d'électricité suite aux tempêtes de déc. 1999, par département .....	111
5. « Bilan » électrique par région 1997-1998, en TWh.....	131
6. Dépôts de stockage des produits pétroliers en France .....	151
7. Réseau national de transport et de stockage du gaz .....	154

## 1. LA (RE)DECOUVERTE DE LA SECURITE INTERNE

La France est classiquement confrontée à des contraintes fortes d'approvisionnement énergétique liées à la faiblesse de ses ressources naturelles. Ses très faibles réserves en combustibles fossiles ont renforcé l'impact sur son secteur énergétique des grands chocs pétroliers des années soixante-dix, et favorisé la montée de l'indépendance énergétique comme principe fondamental de la politique énergétique. La sécurité et la continuité des approvisionnements énergétiques constituent une priorité des pouvoirs publics depuis plusieurs décennies.

Dans un rapport récent sur la politique énergétique française<sup>1</sup>, l'Agence internationale de l'énergie estime que la dépendance énergétique de la France « *alimente depuis des décennies un sentiment de vulnérabilité que sont venus conforter les deux chocs pétroliers* ». Fin novembre 2000, le Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie organisait à Paris un important colloque consacré à la sécurité d'approvisionnement énergétique où Christian Pierret, Secrétaire d'État à l'industrie, confirmait que « *la France a toujours placé ce concept au cœur de sa politique énergétique* »<sup>2</sup>. Les débats ont cependant permis de mesurer des évolutions sensibles dans la définition des objectifs et des moyens de la sécurité.

Ce concept s'est essentiellement traduit en France, dès le premier choc pétrolier, par une politique résumée en un slogan d'EDF : « tout nucléaire – tout électrique ». Il s'agissait d'une part de poursuivre le développement des productions reposant sur les ressources nationales, que l'on avait déjà entamé avec le programme d'équipement en grand hydraulique : la France s'est ainsi lancée dans son programme d'équipement électronucléaire, développé au départ sur ses réserves propres en uranium<sup>3</sup>. Et d'autre part d'étendre la part de cette énergie « nationale » sur l'ensemble du marché énergétique, en développant par exemple l'emploi de l'électricité pour les usages thermiques (programme d'équipement en chauffage électrique pour le secteur résidentiel, etc.).

L'autre action entreprise à partir des années 70 a été la diversification des approvisionnements pétroliers et gaziers, le nombre de fournisseurs et surtout le nombre de régions sources devenant plus importants : aux sources traditionnelles du Moyen-Orient et de l'Afrique du Nord sont venues s'ajouter la Mer du Nord (pétrole), la Norvège et la Russie (gaz).

Ainsi, puisque la dépendance et les risques d'approvisionnement sont liés au pétrole, la politique de sécurité d'approvisionnement proposée joue principalement sur deux termes : d'une part le développement de la part accordée à la production nationale (incarné par le programme nucléaire), d'autre part la recherche d'un approvisionnement stable et diversifié pour les ressources extérieures qui restent nécessaires (pétrole et gaz).

Or, il est frappant de constater que plus de vingt-cinq ans après la première crise pétrolière, les mêmes préoccupations, qui ont pourtant façonné en profondeur le paysage énergétique, restent d'actualité : ainsi, alors que la France a accompli le programme qu'elle s'est fixé en 1973 – l'essentiel des 58 réacteurs nucléaires à eau pressurisée (REP) qui composent

<sup>1</sup> Agence internationale de l'énergie (AIE), *Politiques énergétiques des pays de l'AIE – Revue France 2000*, octobre 2000.

<sup>2</sup> Intervention de Christian PIERRET, Séminaire européen sur la sécurité d'approvisionnement énergétique, Ministère de l'économie et des finances, Paris, 24 novembre 2000.

<sup>3</sup> Le programme nucléaire était encore alimenté au début des années 80 avec environ 1/3 d'uranium extrait en France. La France, même si elle n'exploite plus ses réserves pour des raisons économiques, dispose selon l'AIE de 7 % environ des ressources connues en uranium au plan mondial.

aujourd'hui le parc EDF a été commandé<sup>4</sup> entre 1974 et 1977 –, le problème de sécurité d'approvisionnement semble garder la même acuité.

On peut, dans ces conditions, s'interroger sur la pertinence du problème et de la réponse qui lui a été apportée, ou sur les intérêts politiques et économiques qui conduisent à un tel conservatisme. Ce constat invite surtout à repenser la problématique de la sécurité énergétique dans le contexte d'aujourd'hui : cette réflexion se développe notamment autour de la notion de sécurité interne.

La politique énergétique a en effet longtemps négligé un aspect important de la sécurité d'approvisionnement : la fiabilité et la vulnérabilité du secteur énergétique sur le territoire national, sur l'ensemble de la chaîne production / transport / distribution.

Un sondage, réalisé en France en juillet 2000, démontre à quel point la sécurité énergétique aux frontières occulte les problèmes de sécurité interne dans la société française<sup>5</sup> : 49 % des personnes interrogées estimaient possible une pénurie de pétrole en France, 30 % une pénurie de gaz et seulement 21 % une pénurie d'électricité. Ce sondage intervenait pourtant six mois après une des pénuries les plus graves que la France ait jamais connues en électricité, avec les effets des tempêtes de décembre 1999.

Les événements sont venus, d'une certaine manière, confirmer un peu « par surprise » la prévision des sondés sur le pétrole : en effet, un mouvement de protestation des routiers et des agriculteurs contre la hausse des prix des produits pétroliers a entraîné, par un blocus des centres de stockage, une pénurie d'essence dans plusieurs régions françaises en septembre 2000. Mais le point important est que cette « panne » d'approvisionnement relevait, comme l'année précédente sur l'électricité, d'un phénomène interne<sup>6</sup> : le risque de rupture d'approvisionnement est donc aussi à l'intérieur, sous des formes aussi diverses qu'un mouvement social (protestation contre la politique tarifaire du Gouvernement) ou une catastrophe naturelle.

Ces deux épisodes ont agi comme un révélateur. Jean-Michel Charpin, Commissaire général au Plan, appelait après ces deux crises à « *une vision plus large des risques* », affirmant : « *la vision traditionnelle de la dépendance par rapport aux importations comme seul déterminant de la sécurité d'approvisionnement est dépassée* »<sup>7</sup>.

Le concept même de sécurité d'approvisionnement évolue effectivement pour intégrer les préoccupations nouvelles : l'internationalisation croissante des marchés, qui s'accompagne d'un mouvement d'interconnexion des réseaux, la réduction des aléas des réseaux (qualité et disponibilité de la fourniture, fluidité des réseaux) et la minimalisation de leur vulnérabilité aux mouvements sociaux ainsi qu'aux catastrophes naturelles et technologiques.

<sup>4</sup> Après la commande de 6 réacteurs 900 MWe de ce type en 1970 (contrat programme CP0), EDF commande en 1974 d'une part 16 REP 900 MWe (CP1), d'autre part 8 réacteurs à eau bouillante (REB). Cette commande est annulée en 1975, mais dès 1976 EDF passe une nouvelle commande pour 12 REP 900 MWe (CP2). Enfin, entre 1975 et 1977 la décision est prise d'engager un nouveau programme d'équipement en REP 1.300 MWe, dont 20 tranches seront au total réalisées.

<sup>5</sup> Sondage réalisé par le CREDOC en juin 2000 pour le Ministère de l'économie des finances et de l'industrie. La question posée était : « *Vous paraît-il possible qu'en France se produise une rupture d'approvisionnement en pétrole, en gaz et en électricité ?* »

<sup>6</sup> On peut objecter à cela que la cause profonde de ces crises est internationale : ainsi le mouvement des routiers était initié par une forte tension internationale sur les prix du pétrole, et les tempêtes peuvent – sans certitude – être imputées au réchauffement climatique. Mais les mécanismes de la crise et son impact relèvent bien de problèmes liés à l'organisation de la société française.

<sup>7</sup> Conclusion du colloque par Jean-Michel CHARPIN, Séminaire européen sur la sécurité d'approvisionnement énergétique, Ministère de l'économie et des finances, Paris, 24 novembre 2000.

## 2. LES VULNERABILITES DES RESEAUX

L'ensemble des équipements de production, de conversion, de stockage, de transport et de distribution de l'énergie sur le territoire national constituent les différentes mailles du réseau énergétique intérieur. La vulnérabilité de ce réseau, à ses multiples niveaux, dépend d'un nombre très important de facteurs.

De nombreux épisodes, en France et dans d'autres pays, ont illustré depuis les chocs pétroliers différents aspects de cette vulnérabilité interne. Outre la catastrophe naturelle de décembre 1999 et le mouvement social de décembre 2000, la France a par exemple connu d'importantes coupures d'électricité à plusieurs reprises (notamment 1978 et 1986) dues à des pannes techniques au niveau de la production.

Le même type de panne technique sur le réseau a par exemple causé des crises d'approvisionnement électrique importantes aux États-Unis ou en Nouvelle-Zélande<sup>8</sup> en 1998. En janvier 1998, le Canada a connu une « tempête de verglas » qui a provoqué d'importants dégâts sur le réseau de transport et de distribution d'électricité de la compagnie Hydro-Québec, privant quelque trois millions de Québécois d'électricité<sup>9</sup>. On trouve également d'autres cas de pénuries liées à des mouvements sociaux, le plus fameux étant les blocus sur le charbon, alors ressource essentielle pour la Grande-Bretagne<sup>10</sup>, pour cause de grève des mineurs britanniques (à plusieurs reprises dans les années 70 et surtout en 1984-85). Enfin, la Californie connaît aujourd'hui une pénurie d'électricité dont les causes, âprement discutées (voir plus loin), sont à chercher dans l'organisation économique du secteur énergétique.

### 2.1. PARAMETRES STRUCTURANTS POUR LES RESEAUX

#### 2.1.1. La structure géographique et démographique

Il est difficile d'établir des critères généraux de sécurité interne du réseau énergétique, notamment parce que le réseau rencontre des réalités extrêmement diverses : la géographie et la démographie de la zone concernée sont des paramètres structurants.

<sup>8</sup> Aux États-Unis, des délestages en série ont créé des ruptures de la fourniture pour des régions entières, notamment dans la zone interconnectée à l'ouest du territoire, pendant les pointes de consommation de l'été. En Nouvelle-Zélande, une défaillance de câbles a privé d'électricité un quartier d'affaires du centre d'Auckland, avec de lourdes conséquences financières. Dans les deux cas les incidents trouvent leur origine dans le système de distribution.

<sup>9</sup> Au total, 1.400.000 clients ont été privés d'électricité, le délai de rétablissement total étant de 1 mois. Hydro-Québec a engagé un programme de renforcement : bouclage de quatre réseaux de transport (dont celui de Montréal) et interconnexion avec l'Ontario. La compagnie estime qu'il conduirait dans les mêmes conditions à des coupures pour « seulement » 250.000 clients, avec un délai maximum de 7 à 14 jours.

<sup>10</sup> En 1984-85, les mineurs britanniques ont conduit une grève d'une année – le plus long conflit de l'histoire industrielle britannique –, longtemps suivie à 75 %. Au total, 55 millions de tonnes de production ont été perdues sur la production annuelle « normale » des Charbonnages britanniques de 100 millions de tonnes, alors que le pays en avait consommé, en 1983, 81 millions de tonnes pour la production d'électricité.

Bien qu'un approvisionnement minimal des centrales électriques ait toujours été assuré, le mouvement a coûté au moins 40 GF au pays, dont une grande partie en importations compensatrices de fioul : la part du charbon dans la production électrique, qui s'élevait alors à 80 %, est tombée au plus bas à 40 % en août 1984. La grève des mineurs s'est de plus accompagnée de grèves « de solidarité », comme celle des dockers qui a paralysé environ 70 % du trafic marchandises du pays pendant quelques temps.



**Tab. 1 Indicateurs de demande électrique par rapport à la population et à la surface du territoire, données nationales 1998**

	Demande électrique TWh	Population (millions)	Densité hab./km <sup>2</sup>	Revenu per capita ppa 1.000\$ 1990	Intensité énergétique ppa kep/\$ PIL90	Demande électrique per capita kWh/hab.	Densité de demande électrique MWh/km <sup>2</sup>
<b>Monde</b>	<b>13.526,3</b>	<b>5.911,1</b>	<b>54</b>	<b>6,1</b>	<b>0,23</b>	<b>2.084</b>	<b>113</b>
<b>Europe</b>							
<i>UE 15</i>	<i>2.314,7</i>	<i>375,4</i>	<i>120</i>	<i>19,0</i>	<i>0,22</i>	<i>5.760</i>	<i>690</i>
Allemagne	503,3	82,5	236	21,4	0,19	5.838	1.378
Autriche	54,1	8,1	98	22,1	0,14	6.295	615
Belgique	79,4	10,2	337	23,2	0,24	7.382	2.489
Danemark	34,8	5,3	126	24,3	0,15	6.178	776
Espagne	183,8	39,4	79	16,4	0,17	4.223	333
Finlande	76,2	5,2	17	21,1	0,25	14.277	242
France	412,6	58,8	107	22,4	0,18	6.481	693
Grèce	43,9	10,5	82	12,7	0,18	3.794	309
Irlande	19,6	3,7	54	22,4	0,17	4.802	258
Italie	279,3	57,7	196	20,4	0,14	4.517	887
Luxemb.	5,6	0,4	167	n.d.	0,22	12.834	2.145
Pays-Bas	97,9	15,6	461	21,7	0,22	6.015	2.772
Portugal	32,5	9,9	108	14,8	0,14	2.895	313
Roy.-Uni	348,7	59,1	245	21,4	0,18	5.450	1.334
Suède	142,9	8,9	22	19,9	0,25	14.811	319
<i>Reste Europe</i>							
Norvège	119,3	4,4	14	25,0	0,23	24.979	360
Pologne	126,8	38,7	127	6,9	0,36	2.883	366
Russie	741,2	146,8	10	4,4	0,92	4.501	45
Suisse	53,6	7,1	181	25,4	0,14	6.979	1.260
<b>Autres</b>							
Af. du Sud	181,5	39,1	32	7,7	0,34	4.238	136
Australie	178,3	18,8	2	19,9	0,24	8.834	22
Brésil	350,3	165,7	20	6,0	0,12	1.784	35
Canada	508,7	34,7	3	22,0	0,32	13.961	46
Chine	1.058,8	1.240,0	133	3,4	0,20	780	104
Corée Sud	240,0	53,0	665	14,0	0,28	4.243	2.822
États-Unis	3.494,8	270,1	28	26,2	0,26	12.053	340
Inde	447,2	977,5	329	1,7	0,17	369	121
Japon	960,4	126,4	336	24,3	0,17	7.287	2.446
N-Zélande	33,8	3,7	14	17,9	0,24	8.047	112
Mexique	177,9	96,4	51	8,7	0,17	1.572	79

Source : GRTN<sup>11</sup> d'après Enerdata, 2000

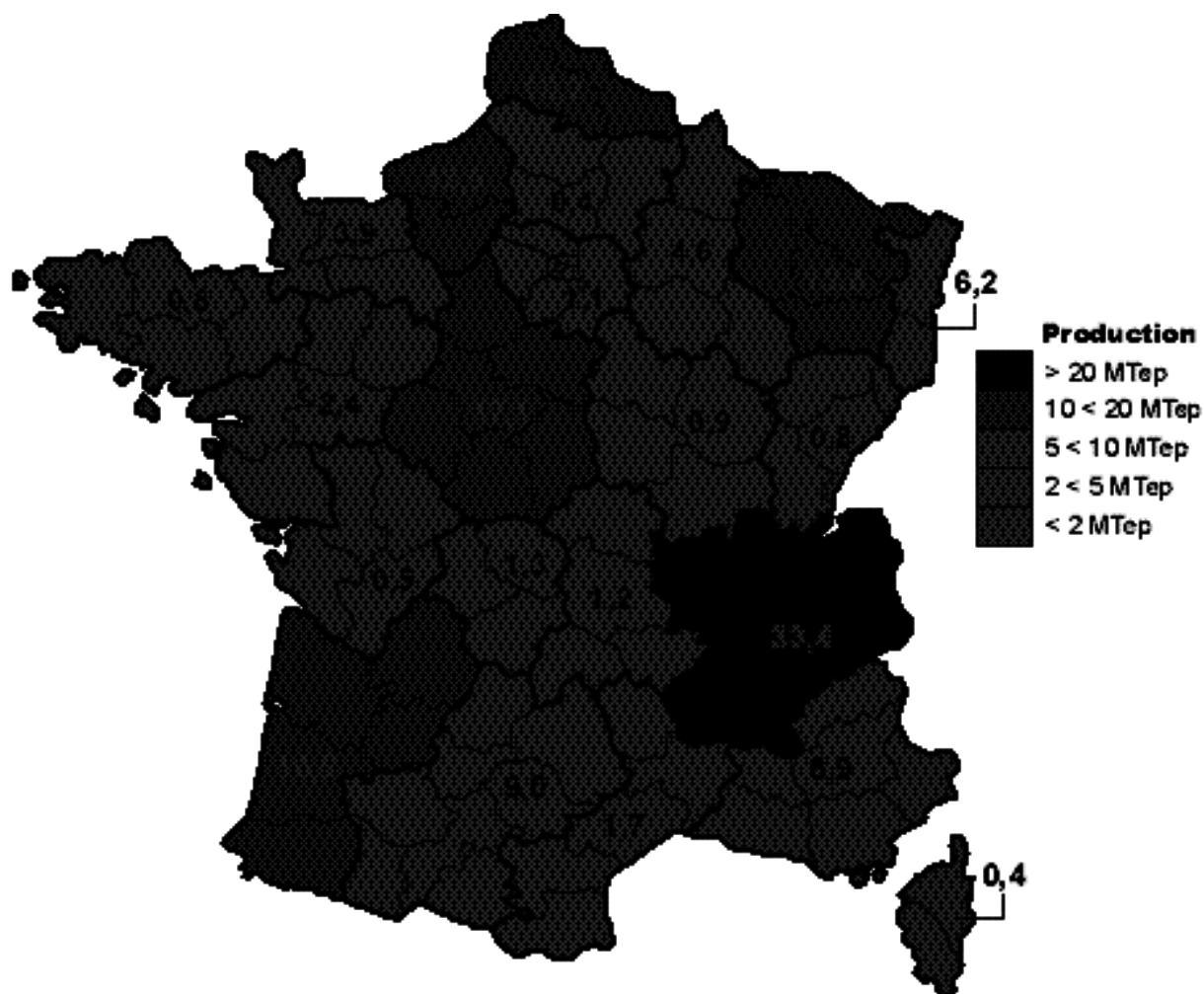
La densité de population et sa répartition (concentrée autour de grands pôles de consommation ou non, etc.), la surface du territoire à couvrir et le relief rencontré par les équipements de transports sont très variables d'une région à l'autre, d'un pays à l'autre, et posent des difficultés spécifiques. Le tableau 1 illustre la diversité des situations nationales pour l'électricité.

La France se situe, en termes de densité de population et plus encore de densité de demande électrique (la demande rapportée au km<sup>2</sup>), très près de la moyenne de l'Union Européenne. On constate cependant que la demande électrique annuelle par habitant de la France (6.481 kWh/hab. en 1998) est sensiblement supérieure à celle de ses principaux voisins, l'Allemagne, le Royaume-Uni et l'Italie (respectivement 5.838, 5.490,

<sup>11</sup> Le GNRT est le gestionnaire du réseau de transport d'électricité en Italie

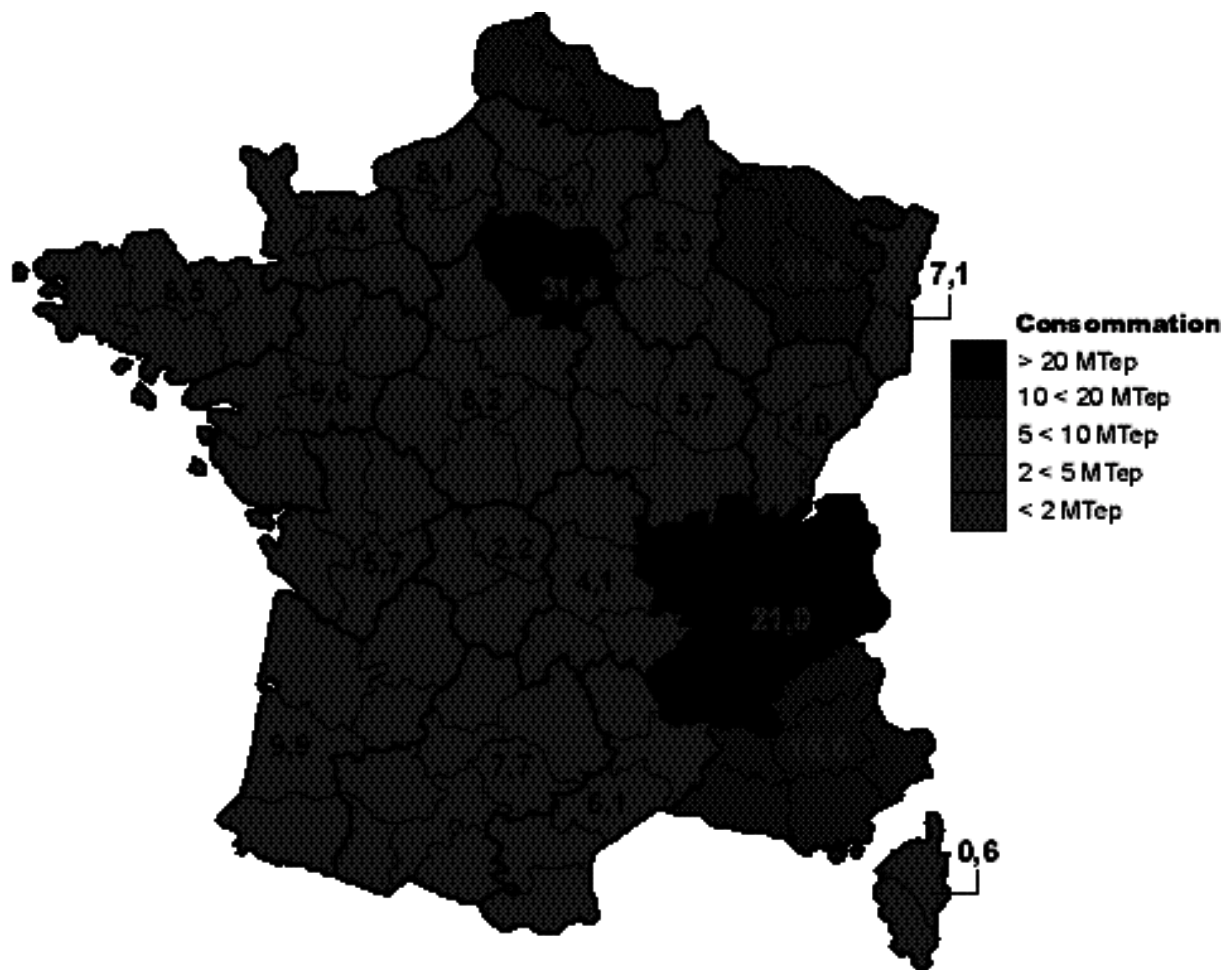
4.517 kWh/hab.). En revanche, la densité géographique de la demande est inférieure en France (693 MWh/km<sup>2</sup>) à celle de l'Allemagne, du Royaume-Uni et de l'Italie (avec respectivement 1.378, 1.334 et 887 MWh/km<sup>2</sup>), pays plus ou autant peuplés pour des territoires moins étendus. La France se trouve ainsi dans une situation légèrement défavorable par rapport aux pays équivalents en Europe, bien que leurs problèmes restent cependant très comparables au regard des situations plus contrastées de pays tels que le Canada, les États-Unis, la Russie, la Chine ou le Japon.

**Carte 1 Production d'énergie (Mtep) par région en 1997 (1)**



Source : d'après Observatoire de l'énergie, juillet 2000

(1) Avec l'équivalence utilisée par les pouvoirs publics français pour l'électricité, 1 MWh = 0,222 Tep

**Carte 2 Consommation d'énergie finale (Mtep) par région en 1998 (1)**

Source : d'après Observatoire de l'énergie, juillet 2000

(1) Avec l'équivalence utilisée par les pouvoirs publics français pour l'électricité, 1 MWh = 0,222 Tep

Les indicateurs décrits précédemment, s'ils permettent les comparaisons internationales, ne rendent pas compte de la diversité géographique et démographique interne à chaque pays. On retrouve cette diversité en France, d'une part avec une grande variété de reliefs, d'autre part avec une répartition très inégale de la consommation : celle-ci est fort logiquement concentrée autour des bassins de population et des centres industriels. La répartition régionale de la consommation d'énergie finale, illustrée par la carte 2, montre bien ce phénomène : les cinq régions les plus consommatrices (Île-de-France, Rhône-Alpes, P.A.C.A., Nord Pas-de-Calais et Lorraine, qui représentent au total presque la moitié, 49 % de la consommation) sont très peuplées et/ou équipées en industries lourdes. Mais hors de ces régions la consommation est répartie de façon relativement uniforme : la moitié des régions se situent dans la fourchette de 5 à 10 MTep de consommation annuelle.

La situation est plus contrastée pour la production d'énergie, illustrée par la carte 1 : les cinq premières régions productrices (Rhône-Alpes, Centre, Lorraine, haute-Normandie et Aquitaine) représentent les deux tiers, ou 65 % de la production, et surtout les 11 régions sur 22 (France métropolitaine) les moins productrices totalisent moins d'un dixième de la production (8 % exactement).

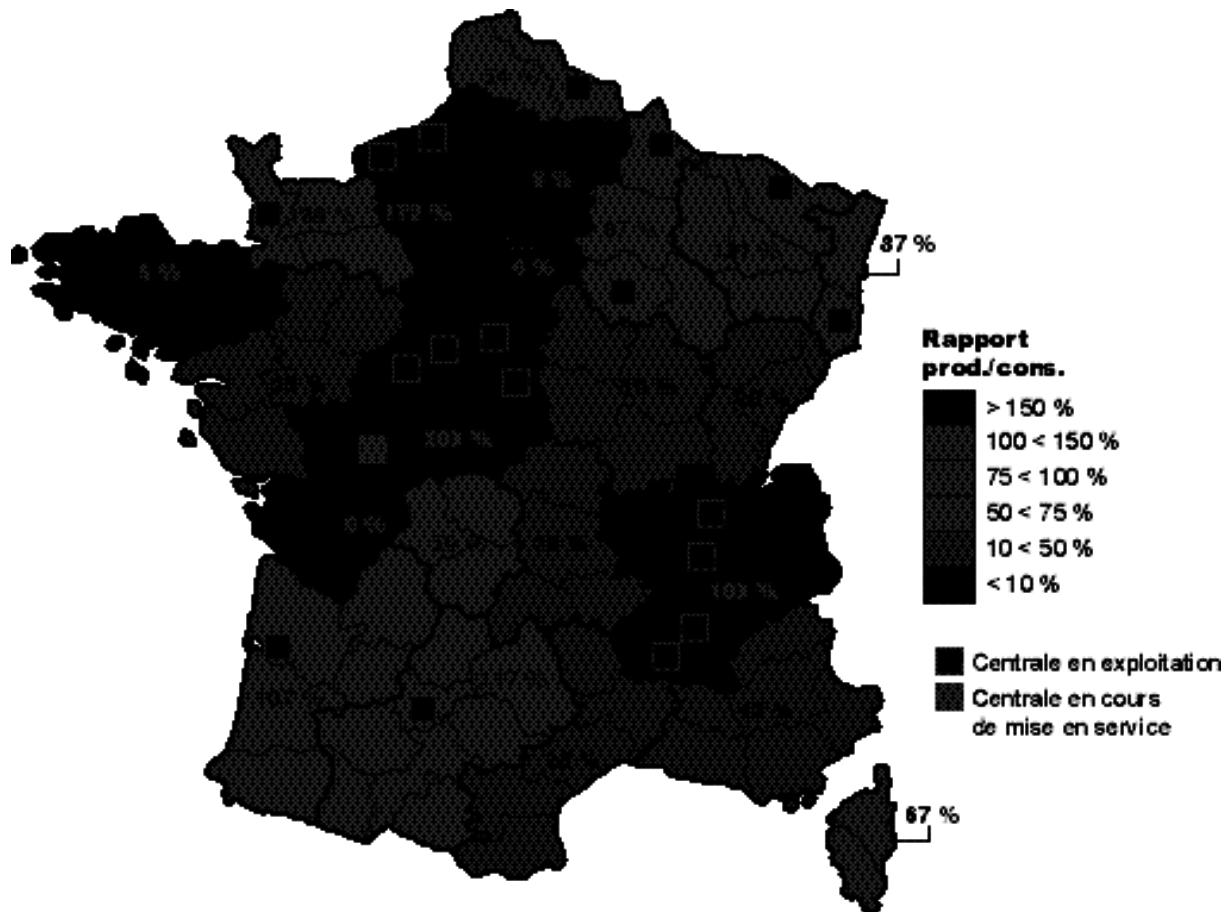
De plus, la concentration de la production ne coïncide que partiellement avec celle de la consommation, ainsi que le révèle la carte 3 qui indique, pour chaque région, le rapport de sa

production à sa consommation d'énergie tel qu'on peut le calculer à partir des données établies par l'Observatoire de l'énergie pour le Secrétariat d'État à l'industrie.

Ainsi, la région Rhône-Alpes, première productrice avec 33,4 MTep (presque un quart de la production nationale) est largement excédentaire malgré sa forte consommation (21 MTep, plus de 10 % de la consommation nationale). À l'inverse, la région la plus consommatrice, l'Île-de-France (31,4 MTep), est aussi la plus dépendante. Au total, 4 régions dépendent pour plus de 90 % de leur consommation de l'extérieur et 6 régions seulement sur 22 présentent un bilan excédentaire.

On peut enfin noter que cette répartition très déséquilibrée entre production d'énergie primaire et consommation d'énergie finale n'est que très partiellement due à l'exploitation, par définition localisée, des ressources naturelles : les réserves en pétrole et gaz sont trop rares, et celles de charbon de moins en moins exploitées. Au contraire, l'élément déterminant dans le bilan énergétique des régions apparaît être la production électrique, hydraulique et surtout nucléaire : ce phénomène est illustré par la région Centre, qui produit 2 fois plus qu'elle ne consomme (le record) presque exclusivement à partir de ses 4 centrales nucléaires.

**Carte 3 Rapport de la production à la consommation d'énergie par région 1997-1998 (1,2)**



Source : d'après Observatoire de l'énergie, juillet 2000

(1) Avec l'équivalence utilisée par les pouvoirs publics français pour l'électricité, 1 MWh = 0,222 Tep

(2) Basé sur les chiffres de la production pour 1997 et de la consommation pour 1998

### 2.1.2. La structure de la consommation

Par ailleurs, différents réseaux de fourniture d'énergie coexistent sur le territoire, et leur sécurité a un impact variable selon l'importance de chaque énergie pour le fonctionnement de l'économie et de la société : le réseau de gaz n'a pas la même importance selon qu'il fournit à peine un centième de l'énergie finale consommée, comme au Portugal ou en Grèce (0,7 % et 1,2 % en 1998) ou plus d'un tiers comme aux Pays-Bas (41,5 %). Aussi, la structure de la consommation finale d'énergie donne une première indication de la dépendance d'un pays aux différentes sources d'énergie. Le tableau 2 montre la part du pétrole, du charbon, du gaz et de l'électricité dans les consommations finales de différents pays comparés à la France.

La France a une structure de consommation finale assez proche, là encore, de la moyenne des 15 pays de l'Union. Elle consomme cependant une proportion plus faible de gaz (- 4 points), la différence étant à peu près également répartie sur l'électricité et le pétrole. Contrairement à une vision trop répandue, le recours massif à la production électronucléaire ne différencie donc pas sensiblement la France de ses voisins dans la structure de sa consommation finale d'énergie.

La substitution du nucléaire au fioul pour la production d'électricité et l'augmentation globale de l'intensité électrique ont certes réduit considérablement la dépendance au pétrole dans ce secteur, mais ces gains sont en grande partie compensés par une augmentation importante (+ 60 % entre 1973 et 1999) de la consommation de pétrole du secteur des transports, ainsi que le montre le graphique 1. La France paie ainsi son absence de politique volontariste sur le long terme pour assurer la maîtrise et la diversification des transports : pendant que la consommation de pétrole pour la production électrique chutait entre 1973 et 1999 de 14,78 Mtep à 1,06 Mtep (un différentiel de moins 13,7 Mtep), celle des transports passait de 30,96 Mtep à 49,66 Mtep (plus 18,7 Mtep).

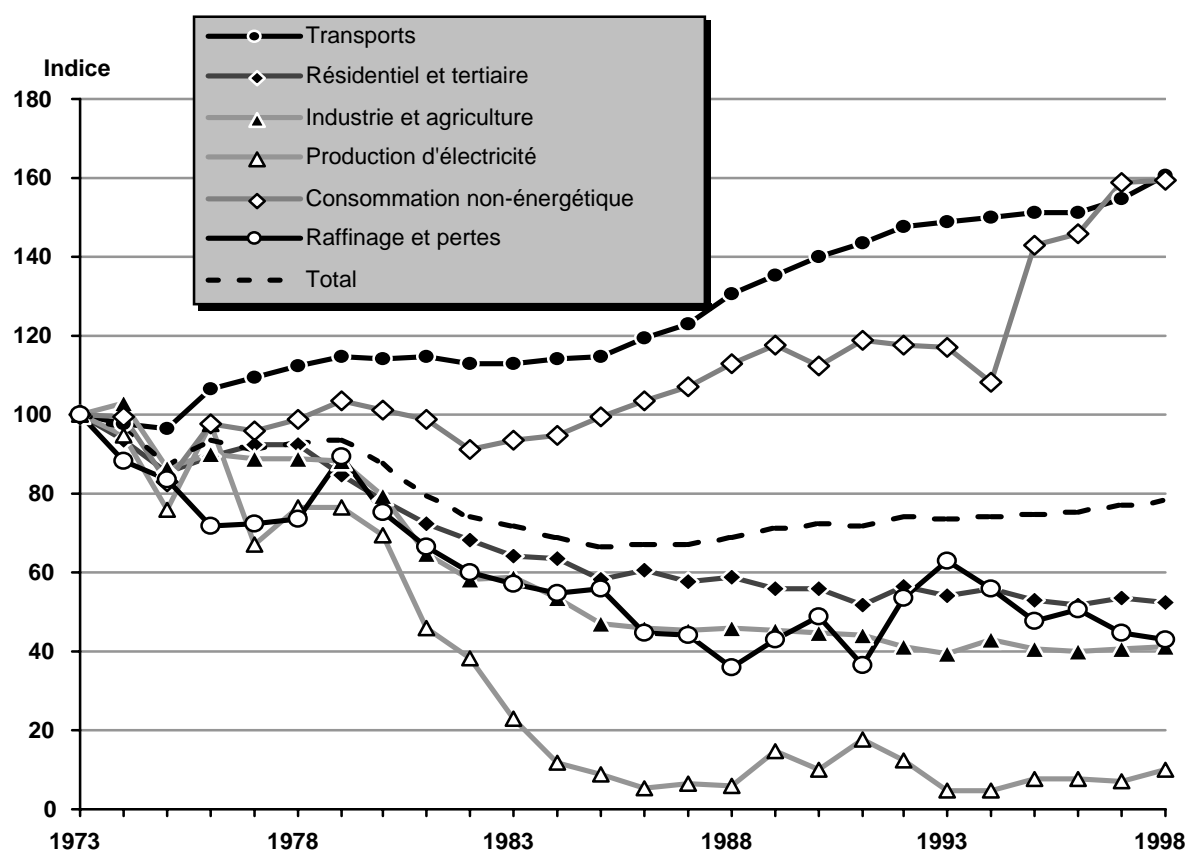
**Tab. 2 Structure de la consommation finale par produit et par pays, données 1998 (en %)**

	Charbon	Produits Pétroliers	Gaz	Électricité (1)		Charbon	Produits pétrol.	Gaz	Électricité (1)
<b>Monde</b>	<b>11,9</b>	<b>51,2</b>	<b>18,6</b>	<b>18,2</b>					
<b>Europe</b>					<i>Reste Europe</i>				
<b>UE 15</b>	<b>5,2</b>	<b>53,4</b>	<b>24,2</b>	<b>18,0</b>	Norvège	-	-	-	-
Allemagne	5,9	53,7	24,0	16,5	Pologne	34,6	34,4	16,5	14,5
Autriche	8,2	50,6	21,2	20,0	Russie	13,0	32,2	36,2	16,7
Belgique	12,0	51,9	21,6	14,6	Suisse	0,5	66,6	11,1	21,8
Danemark	2,7	60,9	15,4	20,9	<b>Autres</b>				
Espagne	3,0	66,5	12,5	17,9	Af. du Sud	35,8	35,6	1,9	27,3
Finlande	6,0	50,2	8,0	35,8	Australie	9,9	51,9	17,9	20,1
France	4,9	55,1	20,3	19,7	Brésil	8,1	67,9	3,0	21,1
Grèce	4,8	74,1	1,2	19,1	Canada	2,0	47,0	26,7	23,8
Irlande	8,2	63,4	13,4	15,1	Chine	53,3	28,5	3,1	15,1
Italie	3,7	51,3	28,2	16,8	Corée Sud	12,6	68,0	7,0	27,0
Luxemb.	2,7	65,3	16,9	14,9	Etats-Unis	2,5	55,8	22,0	19,7
Pays-Bas	5,2	39,6	41,5	13,7	Inde	27,6	49,7	5,7	17,6
Portugal	3,0	76,1	0,7	16,4	Japon	10,6	60,4	6,3	22,8
Roy.-Uni	5,3	46,7	31,0	16,9	N-Zélande	9,5	56,2	7,7	26,6
Suède	4,1	54,5	1,6	39,8	Mexique	2,5	66,6	17,3	13,6

Source : GRTN d'après Enerdata

(1) Avec l'équivalence usuelle au niveau international pour l'électricité : 1 MWh = 0,086 Tep

**Graph. 1 Évolution indicielle de la consommation finale de pétrole par secteurs en France, 1973-1999**



Source : WISE-Paris, 1999 (d'après Observatoire de l'énergie, 1992 et DGEMP, 1998-1999)

Au-delà de la structure de la consommation finale, qui fournit une indication quantitative des enjeux d'approvisionnement pour les différentes énergies, il est intéressant d'analyser plus finement les usages associés à chaque énergie : la « part de marché » de chaque énergie dans les usages non captifs (non liés spécifiquement à une énergie, comme l'éclairage est lié à l'électricité) nous renseigne sur les aspects qualitatifs de la dépendance aux différentes sources d'approvisionnement.

La France se signale sur ce plan, outre la très forte dépendance de ses transports au pétrole, par un développement sans équivalent du recours à l'électricité pour des usages thermiques, à travers notamment le chauffage électrique. Celui-ci s'est massivement développé dans le résidentiel et le tertiaire, au point de représenter aujourd'hui environ 10 % de la consommation totale d'électricité.

## 2.2 L'ORGANISATION DES RESEAUX

La problématique du réseau est fortement marquée en France par une spécificité : le principe de service public, qui doit garantir l'approvisionnement en énergie sur l'ensemble du territoire dans le respect de l'intérêt général. Outre qu'il implique une égalité de traitement des usagers et l'universalité du service, ce principe se traduit par la péréquation tarifaire (uniformité géographique des prix de l'énergie sur tout le territoire).

Alimentée par un fonds spécifique, la péréquation est un moyen de supporter les coûts liés au raccordement au réseau de tous les usagers, alors même que ceux-ci sont très variables selon les situations. La péréquation est appliquée de façon plus stricte pour l'électricité que pour le

gaz, de même que le raccordement au gaz n'est contrairement à celui de l'électricité pas généralisé. Il existe aujourd'hui dans le droit français un « droit à l'électricité » (voir plus loin) qui n'a pas son équivalent pour le gaz.

L'électricité est en effet devenue un produit de plus en plus indispensable avec l'extension à la fois de ses usages captifs (notamment le développement de l'informatique) et, sous l'impulsion des pouvoirs publics français, de ses usages non captifs (notamment pour les besoins thermiques dans le résidentiel et le tertiaire). Un des effets démontrés par les tempêtes de décembre est la possibilité nouvelle d'effets de domino à partir des pannes du réseau électrique.

L'un des problèmes majeurs dans la gestion des réseaux est d'assurer un suivi de la charge alors que les besoins énergétiques connaissent des évolutions très fortes dans le temps, à la fois dans le déroulement d'une journée (variation horaire) et tout au long de l'année (variation saisonnière). Pour les besoins en gaz, il est possible de réaliser un équilibre saisonnier et quotidien à partir d'un approvisionnement relativement constant grâce au stockage massif dans des sites géologiques.

En revanche, la difficulté de stockage de l'électricité (à peu près impossible dans les conditions économiques du réseau) reporte le problème sur la capacité de production : la sécurité interne d'approvisionnement est alors assurée par un stock de capacité de production excédentaire dimensionné pour couvrir la charge maximale prévisible sur le réseau.

Les réseaux sont organisés en différentes couches avec un maillage plus ou moins fin. Leur organisation peut, qu'il s'agisse de la production, du stockage ou du transport, être plus ou moins décentralisée. D'une manière générale, une forte centralisation du réseau, plus efficace pour les échanges à l'échelle nationale ou internationale, augmente sa vulnérabilité.

Ainsi, la diminution du nombre de lignes pour le transport renforce les conséquences d'une coupure sur l'une d'entre elles, d'où la nécessité de « bouclage » des lignes pour assurer différentes voies de transport d'un point à un autre. De plus, le recours à des sites peu nombreux de stockage (pour les hydrocarbures) ou de production électrique peut augmenter la vulnérabilité du système énergétique aux mouvements sociaux, le blocus étant plus facile à organiser.

De même, l'uniformisation des systèmes, qui engendre des effets d'échelle intéressants sur le plan économique, les rend plus vulnérables à des défauts génériques. Cette vulnérabilité, peut se manifester au niveau de la production (par exemple sur un parc nucléaire standardisé comme celui de la France), mais aussi du transport et de la distribution (par exemple avec le choix de n'enterrer qu'une partie très restreinte des lignes électriques).

### **2.3 LES MENACES LIEES AUX CONDITIONS NATURELLES**

Les catastrophes naturelles constituent un facteur direct de vulnérabilité des réseaux énergétiques par les dommages éventuels qu'elles infligent aux équipements de production, de stockage ou de transport. Les séismes, les tempêtes ou les inondations menacent de destruction ou de mise hors service certains des ouvrages du réseau, qu'il s'agisse des gazoducs, des centrales électriques ou des lignes électriques aériennes ou enterrées. Dans la mesure où ces risques dépendent de facteurs locaux (failles sismiques, zones inondables, couloirs de vents, etc.), leur prise en compte est une contrainte supplémentaire pour la géographie et l'équipement des réseaux.

La protection contre le risque de catastrophe naturelle est donc renforcée par une intégration de ces facteurs dans le choix de l'emplacement des ouvrages et du type d'ouvrage adapté au niveau de risque envisagé dans chaque zone. Ceci implique une bonne connaissance des



risques et de leur cartographie, ainsi que des décisions adéquates sur les normes de résistance requises pour les équipements.

Les conditions climatiques, même hors situation catastrophique, peuvent perturber fortement le fonctionnement du réseau. Ainsi, la neige ou le verglas peuvent entraîner la rupture de câbles électriques en les alourdissant, ou le gel rompre les lignes du réseau gazier. La sécheresse, même si elle n'affecte pas directement les ouvrages, met en péril la production des barrages hydroélectriques, qui constituent une forme indirecte de stockage de l'électricité. De plus, les conditions extrêmes de froid ou de chaleur rendent le réseau plus vulnérable en créant des pointes hors normes de consommation, pour le chauffage ou la climatisation, etc.

Le dimensionnement du réseau et le choix des équipements doivent donc prendre en compte les aléas climatiques – froid, chaleur, vents ou précipitations exceptionnels. La perspective du réchauffement climatique, dont l'intensité probable reste très mal connue, renforce à la fois la probabilité d'aléas et l'incertitude sur leur ampleur et leur fréquence.

## 2.4 LA VULNERABILITE SOCIALE DES RESEAUX

Outre les phénomènes structurels, les évènements naturels et les aspects organisationnels et techniques, les réseaux sont soumis à un risque de nature sociale à deux niveaux :

- du fait de leur importance vitale pour la société, ils peuvent constituer un instrument puissant de pression dans les conflits pour les groupes en capacité de les paralyser au moins partiellement ;
- du fait de leur impact sur la société (notamment environnemental), ils peuvent faire l'objet de phénomènes de rejets par les populations

La vulnérabilité des réseaux aux mouvements sociaux réside d'abord dans les possibilités de blocus au niveau des centres de stockage ou de production, comme les exemples des mines de charbon en Grande-Bretagne ou, plus près de nous, du blocus des stocks de pétrole en France par les routiers l'ont montré. En particulier, les syndicats du secteur énergétique disposent d'une arme redoutable avec la capacité, en cas de forte mobilisation, de rompre brutalement l'approvisionnement sur tout ou partie du territoire.

Outre les mouvements sociaux, les réseaux sont soumis à un risque de sabotage, concentré sur les lignes de transport de l'énergie ou sur les ouvrages de production. Cette menace de groupes terroristes ou d'activistes, peu présente dans les esprits est bien réelle. La France a connu plusieurs actions de ce type, ponctuelles mais significatives, par exemple une série d'actions contre les lignes haute tension en Bretagne dans les années 70, ou encore des sabotages de centrales thermiques<sup>12</sup> en Corse en 1998. Des actions ont également eu lieu en Italie dans les années 90 contre des lignes haute tension proches de la frontière française, en protestation contre la livraison de courant à l'Italie depuis le surgénérateur Superphénix.

La vulnérabilité des réseaux est également liée à leur acceptation sociale, notamment au vu de critères environnementaux et sanitaires. Ainsi, les projets de nouvelles lignes à haute tension pour le réseau électrique rencontrent une opposition de plus en plus forte des populations concernées, notamment parce qu'elles dénaturent les paysages et parce qu'elles sont

<sup>12</sup> Dans la nuit du 5 au 6 mai 1998, six usines hydrauliques corses exploitées par EDF ont été « visitées », en même temps qu'une partie des groupes de la centrale thermique de Vazzio était sabotée et que du matériel indispensable à son fonctionnement était dérobé. Cette action a conduit, selon EDF (cité dans *Énerpresse*, n° 7069, 7 mai 1998) à « une situation très tendue de l'approvisionnement électrique de la Corse, fortement amputé et désormais à la merci d'un éventuel incident ».



soupçonnées par certains experts de provoquer des troubles de santé chez les populations riveraines (à cause du champ électromagnétique qu'elles engendrent inévitablement).

Il en va bien sûr de même pour les installations de production, ceci s'appliquant aujourd'hui aussi bien au nucléaire (à cause du risque d'accident, etc.) qu'à l'éolien (à cause du paysage et du bruit) et peut-être demain aux centrales thermiques classiques (à cause des émissions de gaz à effet de serre). Le problème pourrait également s'étendre aux installations de stockage des hydrocarbures.

Le problème d'acceptabilité peut, dans un territoire relativement restreint au relief accidenté comme celui de la France, se combiner dans certains cas avec un phénomène de saturation géographique : les voies d'acheminement pour les ouvrages linéaires (lignes électriques, gazoducs), les sites appropriés pour l'implantation de centrales électriques, ou les sites géologiques qui conviennent pour le stockage du gaz sont en nombre limité.

Si cette évolution ne remet pas en cause pour l'instant l'existence des réseaux actuels, elle constitue indiscutablement un frein à leur extension qui peut s'avérer fatal pour la sécurité du réseau en cas de forte croissance de la demande énergétique.

## **2.5 L'INTERNATIONALISATION DES RESEAUX ET LA DEREGULATION**

L'une des réponses à ces vulnérabilités proposées aujourd'hui, en Europe comme dans d'autres parties du monde, réside dans l'ouverture à la concurrence des marchés de l'énergie. Celle-ci conduit en effet à une interconnexion des réseaux qui peut renforcer la sécurité énergétique en apportant une plus grande fluidité des échanges. Elle s'accompagne surtout d'une forme de mutualisation du risque, à la fois vis-à-vis des ruptures d'approvisionnement extérieures que des effondrements partiels du réseau intérieur : à travers cette mutualisation, la sécurité d'approvisionnement externe et interne devient un sujet d'intérêt commun.

Cette évolution en cours n'est pas sans poser quelques problèmes. D'abord, elle soulève sur le plan technique des difficultés spécifiques de gestion, notamment au niveau de l'interconnexion des réseaux nationaux. Mais surtout, elle comporte un risque d'abandon d'une vision à long terme des enjeux de sécurité interne du réseau. L'exemple fourni aujourd'hui par la Californie démontre le risque lié à la dérégulation pour l'investissement dans la sécurité à long terme de l'approvisionnement.

### 3. SECURITE INTERNE DE L'APPROVISIONNEMENT EN ELECTRICITE

#### 3.1 LE RESEAU ELECTRIQUE FRANÇAIS

##### 3.1.1 Organisation générale du secteur électrique

Le marché de l'électricité français est le deuxième d'Europe, juste derrière l'Allemagne. L'opérateur national EDF, créé après la guerre (on comptait auparavant quelques 1.300 entreprises privées, publiques ou mixtes en concurrence), est le premier électricien en Europe. La France compte 113 groupes thermiques de production d'électricité<sup>13</sup>, dont plus de la moitié sont des réacteurs nucléaires<sup>14</sup>. EDF exploite ainsi 58 réacteurs à eau sous pression (REP) répartis sur 19 sites qui fournissent 75 à 80 % de la production électrique, ou l'équivalent de 90 % de l'électricité consommée sur le territoire<sup>15</sup>. Ce choix pour la production fait du réseau électrique français l'un des plus centralisés au monde.

Cette centralisation se retrouve fort naturellement sur le plan de l'organisation : la loi de 1946 créant EDF lui a conféré un monopole sur les transports d'électricité, mais ni sur la production ni sur la distribution. Environ 5 % du réseau de distribution n'appartient pas à EDF, et il existe des sociétés de distribution, en particulier les distributeurs municipaux ou plusieurs sociétés d'économie mixte (par exemple à Strasbourg et à Grenoble). Mais EDF exploite 99 % du réseau de transport haute tension sur le territoire français.

La directive européenne « électricité » (Directive 96/92/CE du 19 décembre 1996 concernant les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité) implique la séparation verticale du réseau de transport, à travers la notion de « transporteur public », de la production et de la distribution. En France, cela s'est traduit par la création du RTE, structure séparée sur le plan comptable, mais pas juridique, de l'exploitant EDF.

C'est donc le RTE qui a aujourd'hui la charge d'assurer en temps réel l'équilibre du réseau (entre l'offre et la demande) et sa sécurité. C'est notamment le RTE qui agit pour le traitement des congestions éventuelles du réseau, pour l'appel supplémentaire d'électricité compensant les pertes liées au transport, pour la gestion des systèmes garantissant la qualité et la sûreté (fréquence, tension, etc.), et enfin pour la gestion, de plus en plus importante, des interconnexions internationales.

##### 3.1.2 Structure du réseau électrique

Le réseau électrique national est organisé en trois niveaux : le réseau de grand transport et d'interconnexion, les réseaux régionaux de répartition, et enfin les réseaux de distribution.

- Le réseau de grand transport et d'interconnexion est constitué de lignes 400 kV et d'une partie des lignes à 225 kV. Reliant toutes les centrales entre elles, il est géré par un Centre national d'exploitation du système électrique (CNES). Assurant le transfert de grandes quantités d'énergie sur de longues distances à un faible niveau de perte, il permet les échanges

<sup>13</sup> Ce chiffre, ainsi que de nombreuses données sur le secteur énergétique en France, est tiré du rapport de l'AIE, octobre 2000, op. cit.

<sup>14</sup> Le parc compte au total 55 centrales à combustibles fossiles d'une puissance allant de 125 MWe à 700 MWe, et 58 réacteurs nucléaires de puissances 900 MWe (34 unités), 1.300 MWe (20 unités) et 1.450 MWe (4 unités).

<sup>15</sup> La production du parc nucléaire, 395 TWh en 2000, représente 76 % de la production totale d'électricité, qui s'élève à 517 TWh. Mais compte tenu du volume important d'exportations (72,7 TWh), et des pertes sur le réseau (30,3 TWh), la production nucléaire est équivalente à 90 % de la consommation nette intérieure d'électricité, 441 TWh pour l'année 2000.

au niveau national pour optimiser la répartition entre les lieux de production et les principaux centres de consommation. Doté d'une configuration « maillée » et « bouclée » basée sur la règle dite du « N-1 »<sup>16</sup>, il assure la sécurité du réseau en cas d'effondrement local (défaillance, incident). C'est aussi à partir de ce réseau que s'effectuent les interconnexions avec les réseaux étrangers.

- Les réseaux régionaux de répartition utilisent des lignes 225 kV (et parfois 400 kV), mais aussi 90 kV et 63 kV. Ils sont gérés par sept Centres régionaux d'exploitation du système électrique. Ils assurent la répartition au niveau inférieur, en alimentant, via plus de 2000 postes sources, les réseaux de distribution publique ainsi que les gros clients industriels. Ce réseau n'est que partiellement bouclé (lignes 225 kV raccordées en étoile à des postes de transformation 400 kV/225 kV).

- Les réseaux de distribution desservent les consommateurs finaux<sup>17</sup> à partir de lignes 20 kV et 400 V. Ils relèvent des gestionnaires de réseaux de distribution (GRD), aujourd'hui très majoritairement EDF, et alimentent 36.000 points de distribution répartis dans les communes. Ces réseaux ont une organisation plus dense, sont très étendus (en kilométrage de lignes). Ils ne comportent pas de boucles.

Le tableau 3 précise le rôle et le poids de chacun des réseaux par rapport à la production et à la fourniture aux consommateurs.

**Tab. 3 Répartition de la production et de la consommation aux différents niveaux du réseau électrique français (année 1997)**

Production	Réseau	Consommation
80 %	Réseau de transport 400 kV Longueur : 21.000 km Pertes : 1,25 %	17 % 4 clients
16 %	Réseau de répartition régionale 225 kV Longueur : 26.000 km Pertes : 0,6 %	15 % 600 clients
4 %	Réseau de répartition régionale 90 et 63 kV (HTB) Longueur : 50.000 km Pertes : 0,8 %	7 % 100.000 à 300.000 clients
–	Réseau de distribution 20 kV (HTA) et 400 V (BT) Longueur : HTA 591.000 km ; BT 536.000 km Pertes : HTA 1 % ; BT 3,5 %	61 % 29.000.000 clients

Source : Groupe « Prospective technologique des filières non nucléaires » pour la Mission Charpin-Dessus-Pellat, d'après EDF, juillet 2000

Les investissements cumulés dans le réseau de transport électrique depuis le début des années 70 dépassent probablement les 500 milliards de Francs (1999). Les coûts pour le réseau de grand transport (lignes THT 400 kV et 225 kV) constituent à peine plus de 12 % du coût d'ensemble, ceux liés au réseau purement régional (lignes HTB 90 kV et 63 kV)

<sup>16</sup> L'architecture de ce réseau est fondée sur un principe de continuité du service malgré la défaillance d'un seul élément (d'où le terme N-1) qui implique en particulier le « bouclage » de toutes les lignes – il ne doit pas exister deux points du réseau entre lesquels existe un seul chemin.

<sup>17</sup> À partir de chaque poste source (les transformateurs haute tension / moyenne tension) s'articule un « bloc de réseau de distribution » formé d'un corps principal (jusqu'à une dizaine de km ou plus) d'où rayonnent des dérivations (de quelques km au plus) qui aboutissent aux transformateurs moyenne tension / basse tension. De chacun de ces transformateurs part un réseau basse tension, avec un corps principal (quelques centaines de mètres) et des dérivations (au plus une centaine de mètres environ) qui desservent les usagers. En règle générale, un départ en moyenne tension alimente 1.000 à 3.000 clients, un départ en basse tension 10 à 50 clients.

environ 20 %. L'essentiel du coût d'investissement est donc absorbé par le réseau fin de distribution (20 kV à 400 V). Des indications sur les investissements cumulés sont fournies dans le tableau 4.

La France investit aujourd'hui de l'ordre de 19 GF par an dans le réseau électrique<sup>18</sup>, dont environ deux tiers (13 GF, dont environ 10 GF sur la BT et la MT et 3 GF sur la HT et la THT) sont investis par EDF, et un tiers (6 GF, sur la BT et la MT) par les collectivités locales.

**Tab. 4 Développement des réseaux électriques 1971-1997 et investissements associés**

Réseau	Longueur		Investissement (Frs 99)
400 kV et 225 kV	1971 : 5.101 km 22.427 km	1997 : 20.866 km 26.206 km	Cumul 1973-1997 : <b>48.495 MF</b>
90 kV et 63 kV	1971 : 9.915 km 28.011 km	1997 : 17.319 km 39.289 km	Cumul 1971-1997 : <b>82.206 MF</b>
20 kV à 400 V	1971 : 380.920 km (réseau 1 à 20 kV)	1997 : 597.700 km (réseau 1 à 20 kV)	Cumul 1971-1996 : <b>341.863 MF</b>

Source : Groupe « Prospective technologique des filières non nucléaires » pour la Mission Charpin-Dessus-Pellat, d'après EDF, juillet 2000

Le tableau 5 précise la situation actuelle du réseau géré par le RTE (lignes à haute tension et très haute tension), notamment la part des tronçons de circuit aérien et des tronçons de circuit souterrain, qui reste aujourd'hui relativement modeste.

**Tab. 5 Équipement du réseau électrique géré par le RTE (400 kV à 63 kV), fin 2000**

Équipement (1)	400 kV	225 kV	150 kV	90 kV	63 kV	Total
<b>Nombre de liaisons</b>						
Aérien	444	1 027	60	1 055	2 694	5 280
Souterrain	0	165	0	51	351	567
Aéro-souterrain	3	173	3	183	772	1 134
<i>Total</i>	<i>447</i>	<i>1 365</i>	<i>63</i>	<i>1 289</i>	<i>3 817</i>	<i>6 981</i>
<b>Lignes (km)</b>						
Aérien	20 850	25 358	1 233	14 938	33 940	96 319
Souterrain	2	798	1	259	1 636	2 696
<i>Total</i>	<i>20 852</i>	<i>26 156</i>	<i>1 234</i>	<i>15 197</i>	<i>35 576</i>	<i>99 015</i>
<b>Files de pylônes (km)</b>						
Total	12 684	13 170	21 257	1 214	29 519	77 844
<b>Postes (connexion)</b>						
Nombre de postes	124	493	26	521	1 249	2 413
<b>Transformateurs</b>						
Nombre	257	1 125	48	44	39	1 513
Puissance (MVA)	114 894	102 264	1 872	1 552	957	221 539

Source : RTE, janvier 2001

(1) Les équipements décrits dans le tableau sont les suivants :

- liaison : ligne joignant deux points du réseau (postes de production, transformateurs, etc.) ;
- ligne et file de pylônes : une ligne est un câble ou ensemble de câbles transportant l'électricité, une file de pylônes peut supporter une ou, localement, plusieurs lignes ;
- poste et transformateur : un poste est un ouvrage abritant des équipements pouvant appartenir à plusieurs niveaux de tension ; un transformateur est un point de conversion de la tension entre deux niveaux du réseau (de tensions différentes).

<sup>18</sup> Dossier de presse remis lors d'une conférence de presse de François ROUSSELY, président d'EDF, 3 juillet 2000.

### 3.1.3 L'interconnexion du réseau avec les réseaux européens

Outre la répartition nationale et régionale de la production d'électricité d'origine thermique (fuel, gaz, charbon et nucléaires représentant une capacité totale installée de 89.300 MWe raccordée au réseau) et hydraulique (25.400 MWe), le RTE gère les interconnexions qui permettent d'évacuer la puissance produite en France vers l'étranger et de faire transiter l'électricité entre les pays limitrophes, ainsi que d'alimenter les clients éligibles français auprès d'autres producteurs européens.

Le réseau est déjà interconnecté avec les 9 réseaux électriques des voisins européens de la France, avec au total 42 connexions détaillées dans le tableau 6. De par sa situation et sa dimension, le réseau électrique français est aujourd'hui considéré comme un élément clé de l'infrastructure énergétique au niveau européen.

**Tab. 6 Interconnexions du RTE avec des pays européens**

Nombre de liaisons	270kV*	400 kV	225 kV	150 kV	90 kV	63 kV	Total
Allemagne		3	2				5
Andorre				1			1
Belgique		2	2				4
Grande-Bretagne*	4						4
Espagne		2	2	2			6
Italie		3	1			1	5
Jersey					1		1
Luxembourg						1	1
Suisse		6	6	1		2	15
<b>Total</b>	<b>4</b>	<b>16</b>	<b>13</b>	<b>4</b>	<b>1</b>	<b>4</b>	<b>42</b>

\* liaisons à courant continu

Source : RTE, janvier 2001

Les échanges avec l'extérieur se sont, selon André Merlin<sup>19</sup>, directeur du RTE, « *fortement accrus* » en 2000. Le bilan exportations plus importations (72,7 TWh en export, 3,6 TWh en import) donne un volume d'échange pour 2000 de 76 TWh, « *ce qui constitue une performance record* ». Le solde exportateur de la France s'établit à 69,4 TWh.

Toutefois, on est encore loin d'un réseau européen totalement interconnecté. Le RTE est membre de l'Union pour la coordination du transport de l'électricité (UCTE), une association de gestionnaires de réseau électrique (GRE) qui recouvre 16 pays formant la plaque continentale de l'Europe<sup>20</sup>. L'UCTE coopère avec les trois autres associations régionales de GRE en Europe : une pour l'Irlande (ATSOI), une pour le Royaume-Uni (UKTSOA), et surtout une pour l'ensemble des pays nordiques (NORDEL). Le réseau européen s'ouvre aussi vers l'Est, et les gestionnaires de réseaux des pays d'Europe centrale regroupés au sein de CENTREL<sup>21</sup> sont membres associés de l'UCTE.

La France a différents projets de renforcement des interconnexions, notamment avec l'Allemagne (reconstruction-doublément d'une ligne 400 KV vers la Sarre), l'Espagne et l'Italie. Le projet de construction d'une ligne Cazaril-Aragon ayant été annulé par les pouvoirs publics, le RTE espère faire passer une ligne en aérien au dessus du futur TGV Perpignan-Barcelone. Avec l'Italie, il s'agit pour l'instant seulement d'installer un transformateur déphaseur permettant de mieux gérer les lignes existantes.

<sup>19</sup> « Les grands dossiers du RTE en 2001 par son directeur : André Merlin », *Énerpresse*, n° 7746, 17 janvier 2001.

<sup>20</sup> Allemagne, Autriche, Belgique, Bosnie-Herzégovine, Croatie, Espagne, France, Grèce, Italie, Luxembourg, Macédoine, Pays-Bas, Portugal, République Fédérale de Yougoslavie, Slovénie, Suisse.

<sup>21</sup> Hongrie, Pologne, République Tchèque, Slovaquie.

### 3.2 LE BILAN ET LES LEÇONS DES TEMPÊTES DE DECEMBRE 1999

Les deux tempêtes du 26 (Lothar) et du 28 décembre (Martin), qui ont affecté deux-tiers environ du territoire français pour un montant total de dégâts évalué à plus de 100 GF, ont selon le rapport de la Mission interministérielle sur les réponses à la tempête<sup>22</sup> – dit « rapport Sanson » –, « *mis en exergue la vulnérabilité de notre société à travers l'interdépendance grandissante des réseaux sur lesquels son fonctionnement repose* ».

#### 3.2.1. Les conséquences sur le réseau de transport et de distribution de l'électricité

Les dégâts sur le réseau de transport et de distribution d'EDF, par effet direct ou indirect des vents (chutes d'arbres ou d'ouvrages sur les lignes) ont été considérables. Selon le bilan présenté par EDF dans son rapport annuel<sup>23</sup>, les dégâts au 28 décembre 2000 étaient les suivants :

- 280 pylônes 400 kV et 225 kV endommagés,
- 119 lignes THT de 400 kV et 225 kV mises hors service,
- 406 lignes HT de 150 kV et surtout 63 kV mises hors service,
- 184 postes 90 kV et 63 kV en rupture d'alimentation,
- plus de 22.000 poteaux moyenne et basse tension couchés,
- 250.000 km de lignes BT mis hors service sur un total de 1,7 millions de km.

Pourtant, ces dommages n'ont touché qu'une faible partie du réseau, ainsi que l'indique le tableau 7, qui récapitule l'impact de la tempête sur les ouvrages aux différents niveaux du réseau.

**Tab. 7 Dégâts sur le réseau électrique français suite aux tempêtes de décembre 1999**

Ouvrages	Endommagés		dont détruits	
Pylônes lignes HT et THT (unités / %)	1.056	0,42 %	459	0,18 %
Lignes MT (km / %)	6.038	1,53 %	1.996	0,51 %
Supports MT (unités / %)	21.646		6.979	
Lignes BT (km / %)	5.776	1,23 %	1.806	0,39 %

Source : Conseil général des Mines, mai 2000 - Rapport Sanson, juillet 2000

Environ 0,5 % du parc total de pylônes (réseau haute tension et très haute tension) ont subi une avarie, soit environ 2 % du parc dans la zone impactée par la tempête. La majorité<sup>24</sup> des pylônes touchés concernent des lignes 63 kV. Environ 54 % des avaries sur des pylônes EDF sont dues à des chutes d'arbre, mais les effets mécaniques directs du vent sont responsables de 36 % des avaries ; le reste est jugé imputable à la conception ancienne et inadaptée d'une partie des pylônes.

Les conséquences des chutes d'arbre sont plus importantes pour la moyenne et la basse tension, où elles sont respectivement la cause de 95 % et de 91 % des ruines d'ouvrages.

Avant ces tempêtes, les dernières grandes crises de fourniture connues par EDF avaient été provoquées par des défaillances plutôt situées au niveau des moyens de production : ce sont par exemple des surcharges des moyens de production qui ont produit des coupures en aval

<sup>22</sup> SANSON, Gilles (Dir.), *Évaluation des dispositifs de secours et d'intervention mis en œuvre à l'occasion des tempêtes des 26 et 28 décembre 1999*, Rapport d'étape de la Mission interministérielle, juillet 2000.

<sup>23</sup> Groupe EDF, *Rapport annuel 1999*.

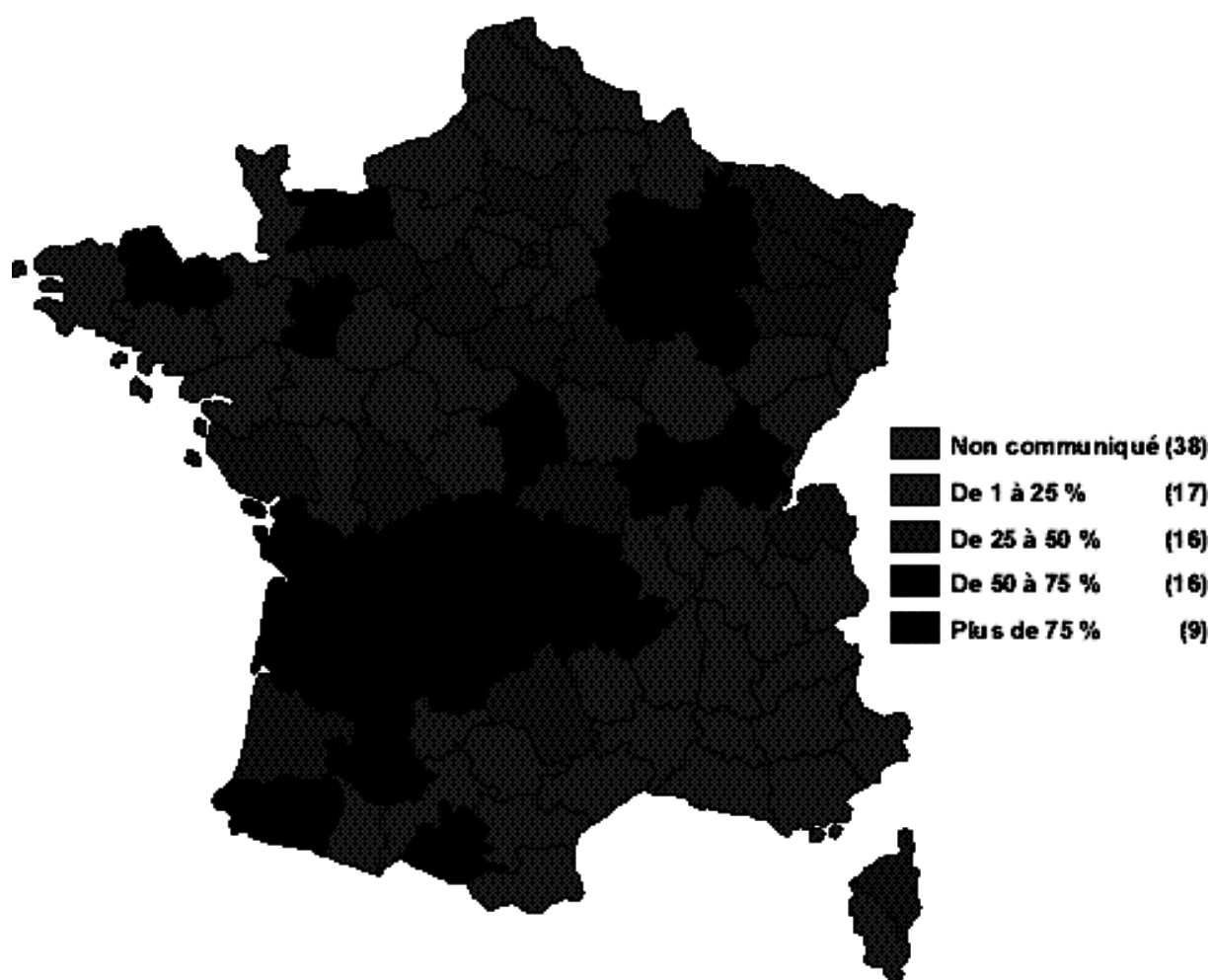
<sup>24</sup> Le détail des avaries sur les pylônes est le suivant : 126 pylônes en 400 kV (9,9 % du total des avaries), 147 en 225 kV (11,6 %), 193 en 90 kV (15,3 %) et 589 en 63 kV (63,2 %).

pour 75 % des abonnés en 1978, ou encore pour 1 million de personnes en 1987. À chaque fois, le courant a pu être rétabli en quelques heures<sup>25</sup>.

Le rapport Sanson souligne le fait qu'en décembre 1999, « *les moyens de production sont demeurés intacts* » – ce qui n'est pas exact, puisque EDF a été confronté à un problème sérieux avec l'inondation de la centrale nucléaire du Blayais – « *mais le réseau de transport et de distribution a été touché dans toutes ses composantes, de la très haute à la basse tension, et en de multiples points du territoire, empêchant de ce fait toute possibilité de remise en état rapide* ». Au-delà de l'ampleur de la pénurie d'électricité, qui ne représente après tout, en ordre de grandeur, qu'un millième de l'électricité consommée annuellement en France, le caractère exceptionnel des tempêtes de décembre 1999 tient à l'étendue territoriale et temporelle de la rupture d'approvisionnement.

Comme le montre la carte 4, dans 25 départements le taux de population privée d'électricité a dépassé 50 % (dont 9 départements au moins où il a dépassé 75 %).

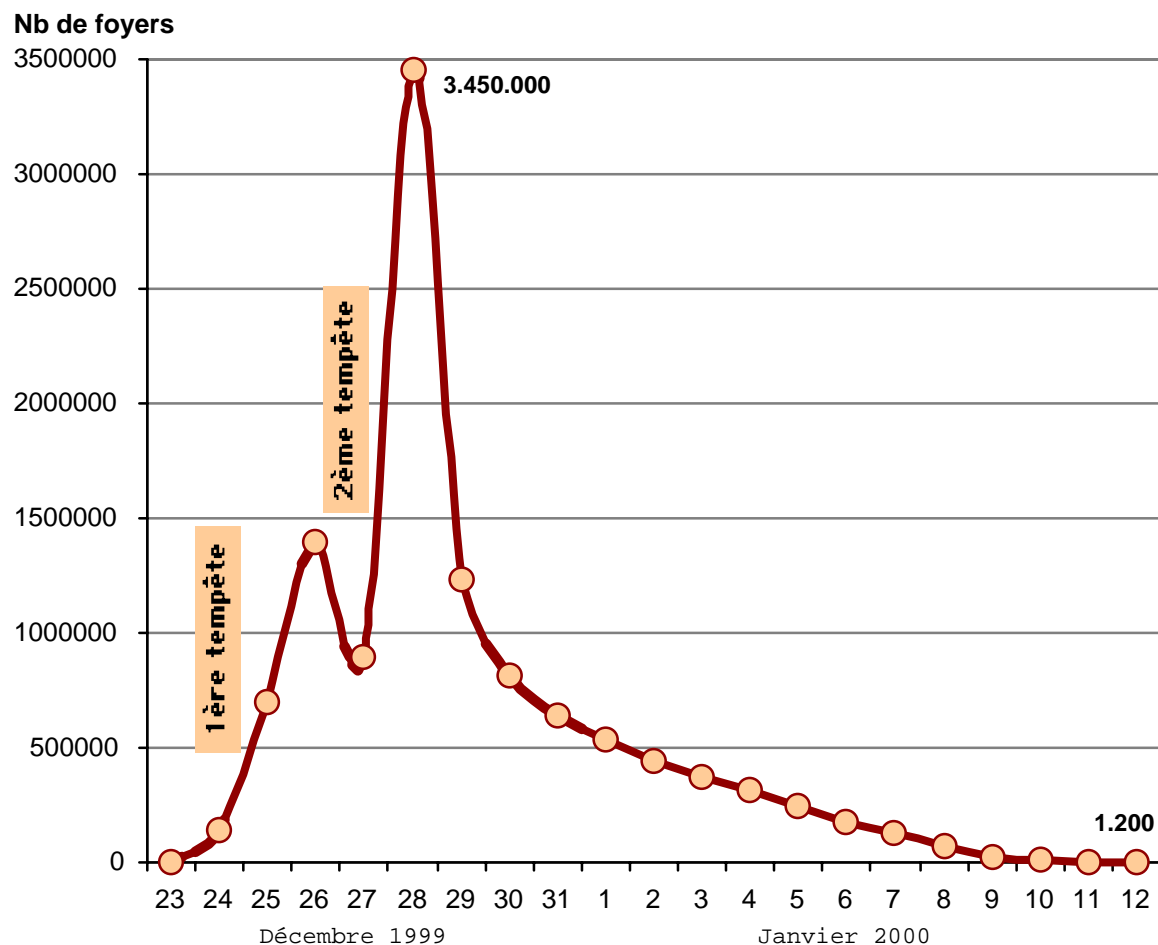
**Carte 4 Part de la population privée d'électricité suite aux tempêtes de décembre 1999, par département**



Source : Rapport Sanson, juin 2000

<sup>25</sup> En 1978, c'est l'ensemble du réseau électrique qui s'est effondré suite à l'échec de l'ilôtage d'une majorité des centrales disjonctées à cause, au départ, d'une surcharge maintenue trop longtemps sur une ligne. Au total, le pays a connu une panne électrique généralisée, avec une coupure d'une heure minimum partout, et jusqu'à 24 heures ou 48 heures pour certains clients.

**Graph. 2 Évolution quotidienne du nombre de foyers privés d'électricité après les tempêtes de décembre 1999**



Source : EDF, 2000

Le graphe 2 illustre la durée exceptionnelle de la crise : par exemple le délai de rétablissement de la fourniture a dépassé 5 jours pour 500.000 foyers, soit 15 % des 3,4 millions de foyers privés d'électricité au plus fort de la tempête.

Le tableau 8 indique précisément comment les défaillances aux différents niveaux du réseau ont joué sur la non distribution d'électricité. Il appelle cependant quelques commentaires :

- le réseau très haute tension, sans connaître de défaillance, a comme le souligne le Conseil général des Mines dans son rapport sur la question<sup>26</sup>, « été mis par endroit dans un état de grande vulnérabilité » ;

- l'électricité non distribuée à cause de défaillances sur le réseau basse tension aurait été bien plus importante – de l'ordre de 75 millions de kWh – si celui-ci avait été alimenté correctement par le réseau moyenne tension ;

- les groupes électrogènes installés sur le réseau moyenne et basse tension ont pu remédier localement aux défaillances du réseau, à hauteur de 14 millions de kWh environ.

Ainsi, même si c'est la défaillance du réseau moyenne tension qui est la principale cause de la rupture d'approvisionnement, on voit que les défaillance sur le réseau régional de transport, au

<sup>26</sup> PIKETTY, Gérard, ABORD de CHATILLON, Renaud, TRINK, Claude, *La sécurisation du système électrique français*, Rapport de mission, Conseil général des Mines, mai 2000.



niveau de la haute tension, ont joué un rôle non négligeable, qui aurait pu être bien supérieur encore en cas de réelle défaillance du réseau haute tension.

**Tab. 8 Énergie non distribuée lors des tempêtes de décembre 1999 en fonction de la source la plus amont de la défaillance**

Composante amont défaillante	Énergie non distribuée (millions de kWh)
Haute tension	111
Moyenne tension	298 (1)
Basse tension	6
<b>Total</b>	<b>415</b>

Source : Conseil général des Mines, 2000

(1) Dont 126 destinés à des clients basse tension

### 3.2.2 Le coût des dommages et de la sécurisation

#### *L'évaluation des dommages*

Le coût direct pour EDF est estimé à 5,1 GF pour la simple reconstruction des ouvrages du réseau de distribution. EDF estime cependant à 8,8 GF le coût total supporté par l'entreprise, en incluant les coûts internes suivants :

- coûts de réparation d'urgence,
- coûts de gestion visant à maintenir les fournitures (par achat de combustible, mais aussi de courant à l'étranger, ou encore par achat ou location de groupes électrogènes),
- recettes perdues liées à la non distribution de 415 millions de kWh environ.

Le tableau 9 donne l'évaluation de ces coûts retenue par le Conseil général des Mines dans un rapport sur la sécurisation du réseau<sup>27</sup>.

**Tab. 9 Évaluation par EDF des dommages internes liés aux tempêtes**

	Coût des dommages (MF)
<b>Production</b>	<b>255</b>
Réparations (dommages aux centrales et barrages)	55
Substitutions de combustible	200
<b>Réseau de transport</b>	<b>970</b>
Réparations	889
Reconstruction (investissement)	81
<b>Réseau de transport</b>	<b>7.568</b>
Réparations (main d'œuvre, matériel...)	2.099
Reconstruction (investissement) (1)	5.069
<b>Recettes perdues</b>	<b>400</b>
<b>Total des dommages internes à EDF</b>	<b>8.793</b>

Source : Conseil général des Mines, 2000, d'après EDF

(1) Pour une reconstruction à 90 % en souterrain pour la moyenne tension, 65 % et 90 % pour la basse tension en milieu rural et urbain.

L'évaluation des coûts doit par ailleurs intégrer les dommages directement causés à la collectivité par les défaillances du système électrique. Celui-ci est généralement estimé à travers une valeur normative du coût pour la collectivité de l'énergie non distribuée (END), que le rapport du Conseil général des Mines fixe, conformément aux évaluations fournies par EDF, à 60 F/kWh.

<sup>27</sup> Conseil général des Mines, op. cit.

Ce chiffre conduit à une estimation de 25 GF de coût pour la collectivité, sur la base de 415 millions de kWh non distribués. Le rapport note que cette estimation est « *sensiblement minorée* », du fait de l'effet de calendrier (les tempêtes se sont produites dans une période de creux par rapport à la consommation moyenne hivernale). Au total, le Conseil général des Mines retient un coût total des dommages (internes à EDF et externes) compris entre 35 et 40 milliards de francs.

### ***Les failles de la sécurisation***

La France n'a pas été le seul pays touché par les deux tempêtes. La comparaison avec d'autres territoires affectés par le phénomène, notamment en Belgique et en Allemagne, fait apparaître des conséquences nettement moins graves pour le réseau électrique dans ces deux pays. Deux facteurs en particulier expliquent cette différence :

- d'abord, la proportion d'aérien et de souterrain dans le réseau aux différents niveaux de tension. Le réseau moyenne et basse tension, notamment, est globalement deux fois plus enterré en Allemagne qu'en France (voir plus loin) ;
- ensuite, la résistance au vent des pylônes. La proportion enterrée du réseau haute tension et très haute tension est en effet très faible, en France comme chez ses voisins : pour ces réseaux, le facteur déterminant en cas de tempête est la résistance au vent des ouvrages. Or, les pylônes du réseau allemand ou du réseau belge sont conçus pour résister à une vitesse de vent supérieure à la norme adoptée jusque là par EDF<sup>28</sup>.

Le problème de résistance au vent des pylônes n'est pas un problème isolé. Le rapport du Conseil général des Mines révèle que « *le retour d'expérience d'EDF fait apparaître des faiblesses significatives du réseau par rapport au niveau de sécurisation visé pris par EDF avant les tempêtes de décembre* » :

- l'état des fondations des pylônes haute et très haute tension « *pose des problèmes* » ;
- les couloirs prévus autour des lignes haute, moyenne et basse tension en forêt « *se sont révélés souvent insuffisants par rapport aux directives et mal entretenus* » ;
- surtout, « *le desserrement des “normes” de construction entre 1958 et 1978 a introduit dans l'ensemble une faiblesse structurelle pour celles des lignes “trop optimisées” construites durant cette période* ».

Ainsi, les dégâts auraient été moindres « *si tout avait été en ordre* » avant la tempête.

Le tableau 10 montre à quel point ce phénomène de relâchement des normes de construction jusque 1978 (date de révision de l'arrêté technique correspondant) a joué dans les défaillances du réseau haute et très haute tension. Ainsi, 3 circuits<sup>29</sup> construits en 1974 et 1976 représentent à eux seuls 80 % des ruines de pylônes constatées sur le réseau 400 kV : leur construction était « *dimensionnée au plus juste (espacement entre pylônes, pylônes d'arrêt...)* » selon l'avis du Conseil général des Mines.

<sup>28</sup> En Allemagne, la norme applicable est équivalente à la norme française, mais les normes d'ingénierie utilisées couramment pour l'équipement du réseau sont jusqu'à 20 km/h supérieures.

<sup>29</sup> Il s'agit des lignes Méry-Vesle, Mulbach-Vincey et Lonny-Vesle.

**Tab. 10 Répartition des avaries sur le réseau haute et très haute tension en fonction des arrêts techniques en vigueur**

	1900-1926	1927-1934	1935-1957	1958-1969	1970-1977	1978-1990	1991-1999
<b>400 kV</b>	—	—	—	1	94	31	—
% parc (1)				0,02 %	2,41 %	0,25 %	
<b>225 kV</b>	—	20	25	55	23	24	—
% parc (1)		0,70	0,1	0,38	0,30	0,29	
<b>63-90 kV (2)</b>	55	86	46 92	321	116	81	2
% parc (1)	0,63	2,23	0,32 0,42	0,86	0,74	0,23	0,04

Source : Conseil général des Mines, 2000

(1) Pourcentage du réseau correspondant en tension et en période de construction

(2) La période 1935-1957 est séparée pour le parc haute tension en deux : 1935-1950 et 1951-1957

Le Conseil estime par ailleurs que le mauvais état des tranchées autour des lignes en forêt a eu un impact très important sur le réseau haute tension : 68 % des avaries sur ce réseau sont dues aux arbres, alors que pour « *la majorité d'entre elles, la tranchée ne respecte pas les prescriptions de la directive interne "lignes aériennes" (tranchées "CERT") de juillet 1999* ». <sup>30</sup>

### ***Les objectifs d'EDF***

La remise en état du réseau de transport n'est pas achevée. Selon un bilan réalisé fin octobre 2000, 79 % des 87.700 chantiers de réparation sur la moyenne et basse tension ont été achevés, mais seulement 29 % des lignes détruites ont été consolidées. Au total, 1 million de clients restent alimentés par des réseaux fragilisés.

En juillet 2000, EDF tirait le bilan des tempêtes <sup>31</sup> en se fixant trois objectifs pour, en cas de catastrophe identique, limiter les dégâts sur le réseau et rétablir plus rapidement l'électricité : améliorer les dispositifs et moyens de réponse à la crise, renforcer la résistance du réseau à une telle catastrophe et maintenir dans le secteur électrique les compétences et l'organisation nécessaires à la gestion d'une telle crise.

- Premièrement, EDF vise à réduire en 5 ans d'un facteur 2 le temps potentiel moyen de coupure, c'est-à-dire réalimenter 80 % des clients en 24 heures, et 95 % en 120 heures (ces taux ont été de 55 % et 88 % lors des tempêtes de décembre). Outre la création d'une Force d'intervention rapide électricité (FIRE), le plan comprend le développement de la production décentralisée « *quand elle est intéressante pour les clients* » et une meilleure répartition sur le territoire du parc de groupes électrogènes : EDF devrait ainsi répartir sur 12 sites (plates-formes logistiques) opérationnels en permanence des stocks de groupes électrogènes.

- Deuxièmement, EDF s'engage dans un programme destiné à « *rendre les réseaux de transport et de distribution plus robustes à de telles tempêtes* ». Pour l'entreprise, les tempêtes ont mis en évidence « *à la fois, la grande robustesse du système électrique (son système nerveux : production et très haute tension) et certaines fragilités des réseaux électriques en France* ». Ces différentes fragilités seraient inhérentes :

- à un réseau très étendu (plusieurs dizaines de milliers de kilomètres) en basse tension majoritairement aérien « *en raison de la très faible densité de population sur la plus grande partie du territoire français* » ;

<sup>30</sup> Au moins 426 des 544 avaries dues aux arbres recensées sur le réseau 63 et 90 kV se seraient produites sur des tranchées non conformes à cette norme « CERT ».

<sup>31</sup> Dossier de presse EDF, 3 juillet 2000, op. cit.

- à l'interaction avec les forêts françaises, très étendues, qui a entraîné d'importants dégâts, notamment pour la moyenne tension<sup>32</sup> ;
- « *aux normes de construction des lignes et à leur mise en œuvre* », en particulier au niveau de la haute tension et de la très haute tension.

Pour le réseau basse tension BT (220 et 380 V), propriété des collectivités locales, la longueur du réseau régresse en proportion car 80 % du réseau neuf ou remplacé n'est pas implanté en aérien (enfoui ou incorporé au bâti). L'objectif proposé par EDF est de « *sécuriser 36.000 points de livraison, garantissant que chaque commune conserve au moins une alimentation en cas de tempête* », par exemple en enfouissant au minimum une ligne (actuelle ou nouvelle) par poste de distribution. EDF évalue à 8 à 10 GF le coût d'une telle mesure.

Pour le réseau moyenne tension MT (15 kV et 20 kV), dont 80 % des lignes neuves sont également construits en souterrain, EDF propose comme « *objectif réaliste* » d'éliminer la plus grande partie du risque d'interaction arbres / lignes « *soit en enfouissant une partie des lignes, soit en les éloignant des arbres* » (contournement des zones boisées). Le coût se monterait selon EDF à 30 GF environ.

Enfin, pour les réseaux haute tension HT (63 kV et 90 kV) et très haute tension THT (225 kV et 440 kV), globalement moins sensibles, selon EDF, puisque moins de 1 % de ce réseau a été touché – mais ces défaillances ont des répercussions très étendues –, EDF propose : d'une part que tous les postes de transformation MT-HT soient sécurisés (c'est-à-dire toujours alimentés par au moins une ligne conçue pour résister à une tempête du même type), d'autre part que les lignes « *indispensables à la continuité de l'alimentation* » puissent, lorsqu'elles sont endommagées, être rétablies sous 120 heures. Le coût de ce programme de sécurisation mécanique du réseau (notamment le renforcement des pylônes des lignes à très haute tension) est compris entre 9 et 13 GF selon les supports concernés (métal ou béton). Par ce programme, EDF renonce implicitement à un programme plus ambitieux de remplacement du parc de pylônes actuels par de nouveaux plus résistants au vent.

L'ensemble du programme, qui pourrait s'étaler sur au moins 15 ans, représente donc un coût compris entre 47 et 53 GF.

• Troisièmement, EDF propose de « *faire en sorte que, quelles que soient les évolutions du secteur électrique français, il s'organise pour disposer encore dans 10 ans à la fois des compétences professionnelles indispensables à gérer une telle crise (...), et des dispositifs de secours et d'entraide les plus efficaces* ». L'entreprise estime en particulier que l'intégration verticale d'EDF et l'existence en son sein de « *la compétence professionnelle dans plusieurs métiers critiques* » figurent parmi « *les facteurs de réussite dans le traitement d'une telle crise* ». Or ces conditions favorables ont déjà disparu ou sont destinées à disparaître dans la nouvelle organisation du secteur électrique français amorcée en 2000.

### 3.2.3 L'analyse de la crise

#### *Une panne grave qui aurait pu être totale*

EDF déclarait en 1998 qu'aucune panne supérieure à 4 heures ne devait se produire. Les tempêtes de décembre 1999 ont mis en évidence le manque de préparation de l'opérateur du réseau électrique à une crise majeure, qui n'était pas réellement envisagée. Ce constat s'applique d'ailleurs, selon les conclusions du rapport Sanson, à l'ensemble des grands opérateurs de réseau, notamment d'eau et de télécommunications.

<sup>32</sup> Selon EDF, au total « *plus de 9 avaries sur 10 sur les lignes avaient pour origine des dégâts causés aux arbres par le vent* ».

La rupture d'alimentation en électricité a en effet eu des répercussions indirectes tout aussi sérieuses, liées à l'usage étendu de cette énergie dans différents secteurs. Ainsi, une partie importante des coupures des réseaux de télécommunications est due par exemple à l'épuisement des systèmes d'alimentation électrique de secours des commutateurs non sécurisés et des radio-relais. De même, les coupures d'électricité ont perturbé ou arrêté le fonctionnement de nombreuses stations de pompage ou de traitement des eaux<sup>33</sup>. Enfin, les interruptions de réseau pour l'énergie de traction et l'alimentation des installations de signalisation, etc. ont contribué à la forte dégradation des communications ferroviaires.

Pour la gestion de la crise et la remise en fonctionnement du réseau, EDF a efficacement mobilisé ses propres ressources (autour de sa mission de service public) et bénéficié d'un important soutien international. Toutefois, l'ampleur des dégâts était telle que de tous les réseaux, c'est celui de transport et distribution d'électricité qui a été le plus long à rétablir.

Le rapport Sanson juge néanmoins que les tempêtes, *« si elles ont désorganisé le fonctionnement du pays, n'en ont pas durablement paralysé l'activité économique générale »*. Le fonctionnement était ainsi redevenu dans l'ensemble quasi-normal moins de 15 jours après les événements. Si la mobilisation et l'organisation du dispositif de secours sont jugés satisfaisants, le rapport note cependant que *« l'aptitude de notre système d'intervention au traitement d'une crise de gravité supérieure n'est pas acquise »* car *« plusieurs facteurs circonstanciels ont pu, en l'espèce, atténuer la perception [des] insuffisances »* :

- des facteurs conjoncturels, tels que la préparation au bogue de l'an 2000 (les cellules de crise déjà opérationnelles au moment de la tempête, la disposition en prévision de groupes électrogènes loués pour les principales administrations, etc.), ou l'activation, consécutive au naufrage de l'Érika, du plan Polmar sur le littoral atlantique ;

- le passage des tempêtes à une période de l'année (fêtes de fin d'année) et de la journée (début de matinée) de moindre activité.

Les tempêtes de décembre 1999 sont un événement climatique exceptionnel, tel que la France n'en avait pas connu au moins dans les 50 dernières années<sup>34</sup>. Toutefois, l'état des connaissances actuelles sur le phénomène de réchauffement climatique laisse craindre, malgré toutes les incertitudes, une aggravation (en intensité et en fréquence) des phénomènes météorologiques extrêmes sur le continent européen. Comme le note le rapport Sanson, *« l'état des travaux en cours est suffisamment alarmant pour conduire à adopter une attitude active de prévention »*.

Dans son rapport sur la sécurisation du système électrique français paru en mai 2000, le Conseil général des Mines envisage *« une durée de retour probable comprise entre 50 et 100 ans »* et préconise de retenir comme hypothèse pour orienter la réflexion sur l'effort nécessaire de sécurisation des équipements qu'il existe une chance sur quatre pour que se reproduise un événement du même type dans les quinze à trente années qui viennent.

Les tempêtes et leur impact ont également démontré, toujours selon le rapport Sanson, que *« la gravité de ces risques est accrue par les fragilités internes de notre organisation économique et sociale »*. Le rapport détaille plusieurs phénomènes interdépendants :

- *« l'accentuation des dépendances collectives à des sources d'énergies de moins en moins diverses ou à des réseaux de plus en plus concentrés et envahissants est patente »* ;

<sup>33</sup> On estime qu'au plus fort de la crise environ 2,5 millions de personnes ont été privées d'eau.

<sup>34</sup> Selon le RTE, il faut remonter à 1703 pour retrouver en Europe occidentale (en l'occurrence, en Angleterre) une tempête d'une intensité comparable.

- « l'enchevêtrement de ces réseaux démultiplie les risques d'extension par des “effets dominos” ou “de grappes” », cette contagion étant possible d'un réseau à un autre ou d'un point du territoire à un ensemble géographique plus vaste ;

- « la vitesse de propagation de tels dysfonctionnements est considérablement accentuée par l'omniprésence des logiques de flux tendu dans tous les domaines ».

Ainsi, « la probabilité de mise en résonance globale de perturbations ou d'accidents même localisés ne peut aller qu'en se renforçant dangereusement ».

Aussi la panne, sans doute la plus grave jamais enregistrée à l'échelle d'un pays développé, aurait pu être totale : au plus fort de la crise, l'interconnexion entre les moitiés Nord et Sud du pays (selon une ligne approximative Nantes-Strasbourg) a été coupée pendant quelques heures, empêchant l'équilibrage efficace des moyens de production. Cette coupure, si elle avait duré plus longtemps, aurait conduit automatiquement à arrêter certaines centrales nucléaires dès lors que leur production ne pouvait plus s'écouler sur le réseau. Un tel scénario aurait probablement pu conduire à un effondrement généralisé du réseau privant le pays d'électricité pendant plusieurs jours.

De plus, il faut noter que si « l'équilibre production-consommation a été maîtrisé tout au long des événements »<sup>35</sup>, c'est en partie grâce au « contexte favorable de demande réduite ».

### ***Un problème spécifique : l'inondation d'une centrale nucléaire***

Par ailleurs, les tempêtes ne sont pas le seul risque naturel auquel le réseau ait été exposé, les fortes pluies qui les accompagnaient localement pouvant créer des inondations. Or, il existe aussi un risque lié aux inondations<sup>36</sup>. D'une part, les inondations de décembre 2000 et janvier 2001, notamment en Bretagne, ont montré l'influence de plusieurs phénomènes liés aux choix d'aménagement du territoire (remembrement, défrichements, etc.) sur l'impact des fortes précipitations : les écoulements plus rapides des eaux pluviales entraînent une augmentation du risque et de l'ampleur des crues.

D'autre part, les tempêtes de décembre 1999 ont montré la vulnérabilité des installations nucléaires à ce risque, avec l'arrêt des trois réacteurs opérationnels sur les quatre de la centrale du Blayais, en Gironde (le réacteur n° 3 était déjà à l'arrêt pour des opérations de rechargement) : dans la nuit du 27 au 28 décembre, ce sont d'abord les réacteurs n° 2 et n° 4 qui se sont arrêtés automatiquement suite à la perte des lignes à très haute tension qui relient la centrale au réseau de transport de l'électricité<sup>37</sup>, puis le réacteur n° 1 à la suite d'une inondation d'une partie des conduites souterraines de la centrale.

En fait, la conjonction de la tempête et d'une forte marée a provoqué une crue supérieure à la crue millénaire de la Gironde, et l'eau a envahi les parties basses des réacteurs 1 et 2, endommageant notamment plusieurs pompes importantes pour les dispositifs de sûreté<sup>38</sup>. La situation est d'autant plus critique que la route qui mène à la centrale se trouve elle-même inondée pendant plusieurs heures, empêchant l'accès de moyens de secours. Au matin, la situation s'aggrave avec la perte d'une des deux voies du circuit de refroidissement de

<sup>35</sup> Conseil général des Mines, op. cit.

<sup>36</sup> Par exemple, le rapport Sanson estime à 1 % par an la probabilité de connaître une grande inondation telle que celle de la Seine en 1910 ou de la Loire en 1846, 1855 et 1866.

<sup>37</sup> En l'absence de ligne de sortie, le réacteur n'est plus alimenté par le réseau en même temps que l'électricité qu'il produit n'est plus évacuée. Cette situation provoque un arrêt d'urgence automatique, avec démarrage des groupes électrogènes diesels de secours destinés à maintenir l'alimentation du réacteur.

<sup>38</sup> Il s'agit des pompes des circuits EAS (enceinte aspersion sécurité), destinées à refroidir par aspersion l'enceinte du bâtiment réacteur en cas d'accident, et des circuits RIS (réacteur injection sécurité), destinées à injecter de l'eau dans le circuit primaire en cas de fuite du liquide de refroidissement.

la centrale par la Gironde. Le pompage des bâtiments ramène en quelques jours la situation à la « normale », mais les réacteurs n° 1 et 2 ne redémarreront qu'en mai 2000.

La gravité de l'événement fait l'objet de discussions : si pour Claude Birraux, auteur d'un rapport parlementaire<sup>39</sup> analysant cette crise, « *il est difficile de parler d'accident, mais plutôt d'incident sérieux* » car « *à aucun moment nous n'avons frisé la crise grave* », on peut au moins considérer, comme le font les experts de l'Institut de protection et de sûreté nucléaire<sup>40</sup> (IPSN) que cette inondation « *a révélé un mode potentiel par lequel la sûreté de toutes les unités d'une même centrale pouvait être mise en péril* ».

Les interrogations restent sur les conséquences éventuelles d'un scénario catastrophe. Cependant, le cas du Blayais est riche d'enseignements sur les conséquences d'un « incident » de cette ampleur sur l'approvisionnement électrique. Cette centrale fournit en moyenne 5 % de la production nationale, soit l'équivalent d'une fois et demie la consommation en électricité de la région Aquitaine : l'inondation a eu pour principale conséquence de maintenir fermée pendant plusieurs mois la moitié de cette source d'alimentation.

Or, la plupart des centrales nucléaires sont justement situées, pour leur besoin en eau de refroidissement, sur les fleuves ou sur les côtes. Dans un rapport analysant les causes et le déroulement de l'inondation du Blayais<sup>41</sup>, l'Institut de protection et de sûreté nucléaire (IPSN) estime que 16 des 19 sites de réacteurs d'EDF sont exposés au même risque. Des mesures ont été prises pour sécuriser les installations les plus exposées au risque d'inondation.

### 3.3 LES VULNERABILITES DU RESEAU ELECTRIQUE

Les deux tempêtes de décembre 1999 illustrent de façon très forte, sous l'un de ses aspects, la vulnérabilité d'un système aussi organisé et protégé que le réseau électrique français. Elle permet d'ouvrir la réflexion sur les différents angles de vulnérabilité du réseau aujourd'hui.

#### 3.3.1 La qualité du réseau et de la fourniture

Le réseau électrique est un système complexe : outre les structures de production électrique, il comprend des lignes à différents niveaux de tension et surtout un grand nombre de postes destinés à la conversion et à la qualité de l'électricité : transformateurs permettant à l'énergie électrique de transiter entre les différents niveaux de tension, appareils de mesure, de contrôle commande, moyens de compensation de l'énergie réactive<sup>42</sup>, etc.

La gestion du réseau vise principalement à assurer une fourniture continue à une fréquence et avec une tension stables, en limitant les pertes d'énergie dans le transport par effet joule. C'est dans le cadre de ces objectifs que l'on peut ensuite envisager une rationalisation de l'utilisation du réseau visant à optimiser à la fois les coûts, l'impact sur l'environnement et la sécurité.

La qualité du réseau EDF, jugée bonne sur la stabilité des fréquences et des tensions, est nettement moins satisfaisante sur le plan du nombre et de la durée des coupures, détaillés dans

<sup>39</sup> BIRRAUX, Claude, *Contrôle de la sûreté et de la sécurité des installations nucléaires – Analyse des incidents survenus à la centrale du Blayais lors de la tempête du 27 décembre 1999 : enseignements sur le risque d'inondation des installations nucléaires*, Rapport de l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques (OPECST), avril 2000.

<sup>40</sup> GORBATCHEV, A., MATTÉI, J.-M., REBOUR, V., VIAL, E., « Report on flooding of Le Blayais power plant on 27 december 1999 », Présentation au colloque Eurosafe, *Nuclear Installation Safety – Assessment and Analysis*, Cologne, novembre 2000.

<sup>41</sup> Institut de protection et de sûreté nucléaire (IPSN), *Rapport sur l'inondation du site du Blayais survenue le 27 décembre 1999*, janvier 2000.

<sup>42</sup> L'énergie, ou la puissance réactive, sont des phénomènes liés à la nature alternative du courant qui provoquent des pertes sur les lignes. L'un des moyens de compenser ces pertes est d'introduire des condensateurs.

le tableau 11. Hors tempêtes de décembre, la durée moyenne d'interruption pour les 29 millions de clients alimentés en basse tension a tout juste dépassé l'heure (cette durée s'élève à 7h39 minutes si l'on inclut la tempête). Le réseau français connaît de ce point de vue une amélioration sensible, le temps moyen de coupure ayant été réduit d'un facteur 6 entre 1989 et 1999 (hors tempête). La situation n'est pas encore satisfaisante au vu des meilleurs exemples à l'étranger : ainsi, les clients allemands n'ont connu en 1998, selon l'Union des fournisseurs d'électricité allemands (VDEW), que 6 minutes de coupures cumulées en moyenne, soit presque 10 fois moins qu'en France.

**Tab. 11 Qualité de la fourniture EDF en 1998 et 1999**

	HT et THT			BT
	Nombre de coupures longues (> 1mn) par point de livraison	Nombre de coupures brèves par point de livraison	Nombre de points de livraison coupés plus d'une fois	Durée moyenne d'interruption de service
<b>1998</b>	0,15	0,60	32	0h52
<b>1999 (1)</b>	0,11	0,78	47	1h01

Source : EDF, Rapport annuel 1999

(1) Hors tempêtes de décembre 1999.

Le transit sur le réseau de transport et de distribution d'électricité entraîne inévitablement une perte d'énergie (par effet Joule). Ces pertes électriques s'élèvent pour le réseau haute et très haute tension à 2 % seulement de l'électricité transitée sur le réseau français. Ceci représente toutefois environ 11 TWh par an, ou la production de 2 réacteurs 900 MW du parc EDF<sup>43</sup>.

Selon le RTE, ces pertes participent pour environ 10 % au coût du transport d'électricité en France.

### 3.3.2 La vulnérabilité des moyens de production

#### *Un transfert en interne de la vulnérabilité*

La France a clairement choisi de produire sur son territoire l'électricité dont elle a besoin à partir d'une part la plus grande possible de ressources non fossiles. Cette stratégie vise à échapper au risque de pénurie d'électricité liée à une rupture de l'approvisionnement en combustibles fossiles auprès de l'extérieur.

L'hydraulique, développé dès les années 50, répond à ce critère. Toutefois, il ne constitue pas une solution au problème : il est limité en capacité par les ressources naturelles en eau, et directement dépendant pour sa production des aléas climatiques.

En revanche le nucléaire, massivement substitué aux centrales au fioul, ne présente pas – aujourd'hui ou dans un avenir prévisible – le même risque<sup>44</sup> : bien que la France s'approvisionne également à l'extérieur en uranium, d'une part elle dispose de réserves propres, et d'autre part le marché de l'uranium n'est pas soumis aux mêmes tensions que ceux des hydrocarbures (les réserves sont importantes et la demande mondiale reste faible).

Pourtant, on peut difficilement affirmer que le choix nucléaire accroisse la sécurité de sa production électrique : la vulnérabilité a simplement été ramenée à l'intérieur de nos

<sup>43</sup> Un réacteur 900 MWe avec un facteur de charge de l'ordre de celui du parc nucléaire français ces dernières années (70 %) produit 5,5 TWh par an.

<sup>44</sup> Voir BARRÉ, Bertrand, *Indépendance, sécurité et vulnérabilité énergétiques : le cas de l'uranium*, Note pour le Comité de pilotage de l'étude, 2000.



frontières. Dans son chapitre consacré à la sécurité énergétique, le World Energy Assessment met en avant cette caractéristique de la situation française : « *en concentrant sa production sur l'énergie nucléaire, la France a sans aucun doute renforcé sa sécurité énergétique. Elle a cependant introduit une vulnérabilité nouvelle dans son système* »<sup>45</sup>.

La production nucléaire peut en effet, au même titre que la production fossile est stoppée lorsque le combustible manque, être stoppée progressivement ou brutalement pour de multiples raisons. Il faut de plus noter que la concentration très forte des moyens de production électronucléaire renforce automatiquement l'impact de l'arrêt même d'un petit nombre de tranches : en ordre de grandeur, un réacteur nucléaire du parc français représente aujourd'hui la consommation d'un million d'habitants<sup>46</sup>.

Les problèmes de vulnérabilité du parc de production, qu'ils soient de nature technique ou sociale, ne sont en rien propres à la filière nucléaire. Toutefois, la situation française cumule les effets du recours massif à une filière de production électrique et d'une vulnérabilité spécifique de cette filière : d'une part la dépendance au nucléaire concentre sur cette filière les risques associés à la vulnérabilité des moyens de production. D'autre part, ces risques prennent, s'agissant de cette filière, une dimension plus importante liée à ses spécificités : problèmes de sûreté, question des déchets...

L'industrie nucléaire est soumise principalement à deux types de vulnérabilité, que nous présentons ci-dessous de manière séparée mais qui sont en fait extrêmement liés : les problèmes liés à la sûreté, notamment le risque d'accident et le devenir des déchets, et les problèmes liés à sa place dans la société, notamment ses problèmes d'acceptabilité.

Le risque d'arrêt des centrales nucléaires doit de plus être évalué en prenant en compte un facteur important : les contraintes d'exploitation de ce type d'équipement restent fortes même lorsque leur fonctionnement est arrêté. Contrairement à l'ensemble des autres équipements de production électrique, elles nécessitent en cas d'arrêt, pour éviter l'accident, une surveillance importante, donc le maintien sur le site d'équipements de sécurité en bon état, de compétences techniques et d'une force de travail minimale.

### ***La vulnérabilité technique du nucléaire***

Les causes les plus directes d'arrêt possible sont liées aux risques et à la sûreté. Les réacteurs nucléaires peuvent connaître une gamme très diverse d'avaries, allant de l'incident mineur à l'accident grave, qui entraînent un arrêt temporaire (pour vérification, contrôle, réparation, etc.) ou définitif de la production. Une telle situation, compte tenu de la puissance unitaire de ces outils de production, peut avoir des répercussions importantes sur l'approvisionnement en électricité<sup>47</sup>.

Après la catastrophe de Tchernobyl, un nouvel accident grave dans un réacteur, en France ou même à l'étranger, remettrait très probablement en cause l'exploitation des centrales.

D'autre part, la découverte d'un défaut mettant en cause la sûreté sur un réacteur peut entraîner, surtout si le défaut est générique, l'arrêt de plusieurs réacteurs – de ce point de vue, la standardisation extrême du parc nucléaire français renforce la vulnérabilité<sup>48</sup>.

<sup>45</sup> WEA Report, septembre 2000, op. cit., p. 119.

<sup>46</sup> La France compte 58 réacteurs qui produisent l'équivalent de 90 % de la consommation électrique de ses 58 millions d'habitants.

<sup>47</sup> L'exemple le plus récent est fourni par la Californie, où parmi les multiples causes de la crise électrique figure l'incident sérieux survenu sur un réacteur californien (San Onofre-3) le 3 février 2001 : alors que la pénurie de l'État en moyens de production est évaluée par certains à 800 MW, cet incident, rapporté par le NIRS (Nuclear Information and Resource Service) prive pour trois mois le secteur d'une capacité de 1.120 MW.

<sup>48</sup> Cet effet peut toutefois, dans certains cas, être atténué par les possibilités de planification des réparations, par exemple pour des problèmes liés au vieillissement des installations.

Enfin, la complexité de la chaîne du combustible et de sa gestion étend la vulnérabilité des réacteurs à la bonne gestion de l'ensemble des étapes de fabrication et de traitement du combustible : une interruption de la fabrication du combustible liée à un défaut de contrôle-qualité, ou l'absence trop prolongée de débouchés pour les déchets (goulot d'étranglement) peuvent par exemple créer un blocage de l'ensemble de la filière.

Ces phénomènes ont par exemple été mis en évidence à la fin de l'été 1998. Alors qu'à la suite d'un défaut de conception, les derniers réacteurs connectés (trois 1.450 MW du palier N4) étaient l'objet de révisions, la décision de l'autorité de sûreté, début août 1998, de prolonger les arrêts des deux réacteurs 1.300 MW de la centrale de Belleville pour un défaut d'étanchéité<sup>49</sup>, créait selon EDF<sup>50</sup> une « *situation tendue* ».

Dans une note interne rendue publique par le syndicat CGT, EDF estimait que l'indisponibilité de ces cinq réacteurs pourrait poser des problèmes sérieux au cours de l'hiver 1998-99, évaluant à 3,5 milliard de francs le surcoût minimal de cette indisponibilité si elle devait se prolonger jusqu'à l'été 1999 – dont 1,5 milliard pour Belleville –, surcoût notamment lié aux mesures compensatoires (dont l'importation de charbon ou de courant électrique).

L'argument de la pénurie a sans doute dans cette affaire été grossi par EDF pour faire pression sur les pouvoirs publics<sup>51</sup>. Exagéré dans ce contexte spécifique<sup>52</sup>, le problème reste pertinent sur le fond.

Les tempêtes de décembre 1999 ont également révélé la vulnérabilité des réacteurs aux événements climatiques, puisque même si « l'incident » du Blayais n'a finalement pas eu de répercussions graves, la centrale inondée n'est en réalité pas passée très loin d'une crise extrêmement sérieuse<sup>53</sup>.

De plus, tous les réacteurs sont rendus plus vulnérables en cas de problème sur le réseau, car ils ont besoin d'une alimentation électrique permanente, même en cas d'arrêt. Pour faire face à ce type de situation, ils sont pourvus de groupes électrogènes auxiliaires (des moteurs diesels).

### ***La vulnérabilité sociale du nucléaire***

Le parc de production électronucléaire est par ailleurs vulnérable aux aléas sociaux (actions syndicales, mouvements d'opinion, etc.). Cette dimension n'est pas spécifique à ce mode de production ; cependant :

- d'abord, la dépendance très forte de la France au nucléaire fait que c'est au niveau de cette filière que se joue l'essentiel de sa vulnérabilité,

- et ensuite, la nature particulière du nucléaire implique que le risque de rupture d'approvisionnement s'accompagne d'un risque spécifique d'accident.

De plus, le nucléaire est investi aujourd'hui, plus encore en France qu'ailleurs, de valeurs symboliques très fortes, qui donnent lieu à des affrontements extrêmement passionnés entre ses partisans et ses opposants. Dans ce contexte, de nombreux conflits sociaux ou politiques

<sup>49</sup> Défaut lié à la qualité du béton utilisé pour la construction.

<sup>50</sup> Selon Pierre BORNARD, Directeur du Centre national d'exploitation du système (CNES), cité par *Énerpresse*, 12 août 1998.

<sup>51</sup> Le même Pierre BORNARD, cité par *Libération*, 26 septembre 1998 – après une décision favorable au redémarrage de Belleville –, affirme cette fois : « *on avait de quoi passer l'hiver. Au pire, on faisait appel un peu plus aux importations* ».

<sup>52</sup> EDF a par exemple pu importer tout l'été environ trois fois plus de courant que d'habitude, profitant de prix conjoncturellement bas sur l'hydraulique suisse et autrichien, tout en économisant sur les réserves d'eau de ses propres centrales hydroélectriques et sur les réserves de ses réacteurs en opération, en faisant tourner plusieurs au ralenti.

<sup>53</sup> Le problème du Blayais est resté un incident isolé, mais les évaluations menées par l'IPSN ont conclu au caractère générique de ce risque d'inondation pour un tiers environ des réacteurs français.

peuvent se cristalliser autour des installations – l'illustration en a été fournie en France par les conflits très durs qui ont accompagné à plus de vingt années d'intervalle, la construction et le démarrage, puis la fermeture de Superphénix.

Si le risque de pénurie d'électricité pour cause d'arrêt du parc par un mouvement social est aujourd'hui faible, il n'est pas à écarter : les syndicats n'ont jamais eu recours en France à ce moyen de pression extrêmement puissant, mais il existe des précédents dans d'autres secteurs énergétiques.

Le parc nucléaire est surtout menacé en permanence sur le plan de son acceptabilité. L'industrie nucléaire se heurte dans les opinions mondiales à de telles difficultés que, selon le rapport WEA, même en France « *il n'est pas garanti qu'elle reste acceptable par le public sur le long terme* ». Les problèmes d'acceptabilité ne sont pas propres à la filière nucléaire : les centrales au fioul ou au charbon posent des problèmes d'émissions polluantes et de gaz à effet de serre, les fermes éoliennes des problèmes de bruit et de paysages, etc. Mais l'acceptabilité se concentre de manière spécifique sur les centrales nucléaires, notamment sur le risque d'accident et sur le problème des déchets à vie longue.

Le risque lié à cette acceptabilité peut prendre des formes extrêmement directes. On a par exemple vu en Italie, à la fin des années 80 et au début des années 90, une vague d'attentats à l'explosif contre des pylônes sur les lignes assurant l'interconnexion avec la France : alors que l'Italie s'était engagée dans un véritable programme d'abandon du nucléaire, ces lignes servaient à l'importation des 33 %, dévolus par contrat à l'Italie, de la production électrique de l'exploitant NERSA, c'est-à-dire du surgénérateur français Superphénix.

### ***Les effets de vulnérabilité systémique liés au développement du nucléaire***

La vulnérabilité est d'autant plus lourde de conséquences en France que le nucléaire a été instauré en système, avec un développement horizontal et vertical sans équivalent dans le monde :

- le parc est largement surdimensionné pour les besoins intérieurs<sup>54</sup>, puisque l'électricité nucléaire nette produite est sensiblement égale à l'électricité nette consommée (395 TWh contre 410 TWh en 2000) ;

- la France maîtrise ou entend maîtriser l'ensemble de la chaîne du combustible nucléaire et possède aujourd'hui des capacités industrielles suffisantes, voire excédentaires, également dans les autres étapes de l'industrie nucléaire<sup>55</sup>.

L'indépendance sur le front pétrolier a ainsi généré une dépendance économique qui va bien au-delà du cadre énergétique.

De plus, ce développement du nucléaire n'a pu se faire qu'aux dépens des autres solutions énergétiques disponibles face à la crise pétrolière : d'une part, la surcapacité du parc constitue un frein évident au développement de la maîtrise de l'électricité et de la production

<sup>54</sup> On peut citer ici Jean SYROTA, ancien président directeur général de COGEMA et vice-président du Conseil général des Mines et aujourd'hui Président de la Commission de régulation de l'électricité. Dans un rapport d'*Évaluation des missions de service public de l'électricité* remis au Gouvernement en février 2000, il estimait que depuis les chocs pétroliers « *les programmes d'investissement en production d'électricité (...) ont globalement été surdimensionnés. (...) Cela a été en particulier le cas en France, pour des investissements qui ont consisté, pour l'essentiel, en la construction de centrales nucléaires* ». Ce suréquipement permet cependant d'atténuer les effets liés à la vulnérabilité du parc de production électrique.

<sup>55</sup> À l'exception notable de la fin du cycle du combustible : la France dispose d'importantes installations pour l'amont (enrichissement, fabrication) et l'aval (retraitement, fabrication de combustible MOX) mais pas pour le stockage des déchets hautement radioactifs à vie longue.

décentralisée, d'autre part le secteur électronucléaire absorbe en termes d'investissement, d'emploi et de R&D une part essentielle des ressources nécessaires au développement d'autres filières, et même au développement du réseau (voir plus loin).

### 3.3.3 La vulnérabilité des ouvrages de transport et de distribution

#### *La sécurisation du réseau câblé*

La vulnérabilité du réseau électrique réside d'abord dans sa complexité : le réseau s'étend sur plusieurs niveaux, avec des tensions allant de 400 kV à 400 V, et comprend de très nombreux points d'interface (transformateurs) et de régulation de la qualité (stabilisation de la tension, compensation des pertes, synchronisation, etc.). Tous ces éléments peuvent faire l'objet d'une sécurisation contre l'aléa technique.

Mais les tempêtes de décembre 1999 ont démontré que la vulnérabilité majeure du réseau était celle de ses ouvrages câblés, de par leur longueur – au total, la France compte 1,3 millions de kilomètres de lignes électriques – et la diversité des conditions géographiques qu'ils rencontrent. Dans la mesure où des dommages causés à 1 % environ des lignes ont pu causer la pénurie constatée, et où le risque de réchauffement climatique renforce la probabilité de ce type d'événement, la précaution conduit à viser la sécurisation du réseau face aux aléas climatiques. C'est donc sur ce point essentiel que nous centrerons notre propos.

Deux questions principales se posent :

- quelles lignes sécuriser ? Il s'agit de trouver un optimum économique en prenant en compte notamment deux phénomènes : le coût de la sécurisation d'une ligne est beaucoup moins élevé en basse et moyenne tension qu'en haute ou très haute tension, mais « *la sécurisation du réseau public de transport apparaît prioritaire puisque sans lui la distribution est coupée de l'essentiel de ses moyens d'alimentation* »<sup>56</sup> (ce qui est en particulier lié à la faiblesse de la production décentralisée) ;

- quels choix techniques opérer pour la sécurisation des lignes ? Les différentes solutions, là encore, n'ont pas toutes le même coût, qu'il s'agisse d'enterrer les lignes ou de renforcer des lignes aériennes existantes, etc.

Dans l'ensemble, les réponses à ces questions dépendent de critères techniques mais surtout économiques, liés à une valeur normative accordée à l'évitement de la non fourniture d'électricité à l'utilisateur.

Globalement, le coût de la sécurisation « totale » des lignes apparaît très élevé : les chiffres avancés peuvent atteindre plusieurs centaines de milliards de francs, notamment si on envisage l'enfouissement total du réseau basse et moyenne tension. Il convient donc d'établir des priorités en fonction d'une enveloppe globale jugée appropriée.

L'évaluation de cette enveloppe doit se baser :

- d'une part, sur un coût acceptable compte tenu de l'état actuel du réseau. Or, un coût minimum pour le réseau lié à un événement comme les tempêtes de décembre 1999 est évalué pour l'instant à 55 GF environ (5 GF de réparation immédiate plus 50 GF de sécurisation « a minima » prévus par EDF) ;

- d'autre part, sur une estimation de la valeur accordée au risque. Celle-ci dépend en premier lieu de la probabilité estimée du risque : celle de retour d'un événement comparable, mais aussi celle d'événements moins extrêmes, ou plus localisés, mais plus fréquents. Elle doit ensuite intégrer une évaluation de l'impact possible de ces événements en termes de rupture

<sup>56</sup> Conseil général des Mines, op. cit.

d'alimentation, qui pourrait être plus grave qu'en décembre 1999 dans des conditions moins « favorables ». Enfin, la valorisation passe par l'évaluation économique de la non fourniture d'électricité, aujourd'hui estimée unilatéralement par EDF à 60 F/kWh.

### ***L'enfouissement du réseau***

Les lignes peuvent être construites en aérien (poteaux ou pylônes) ou en souterrain. Elles sont selon la configuration exposées au vent, au gel et à la neige, ou aux inondations : globalement, il est préférable pour protéger le réseau des intempéries d'enterrer celui-ci.

Les ouvrages sont par ailleurs conçus selon un principe de « coordination mécanique » : il s'agit de faire en sorte que le défaut qui se produit le premier soit celui qui a le moins de conséquences, en termes de réparation. De ce point de vue, l'enterrement des lignes présente des inconvénients : en cas de panne, celle-ci est plus difficile à diagnostiquer, et surtout les réparations sont plus complexes et en général plus longues.

EDF n'a pas attendu la tempête pour prendre conscience de l'intérêt de l'enfouissement des lignes. Le lancement de programmes a toutefois tardé : pendant des décennies – celles de l'électrification de tout le territoire – l'équipement des lignes est resté guidé par un principe de moindre coût jouant en faveur de l'aérien.

Ainsi, la France est relativement peu équipée aujourd'hui en réseau enterré, et ce à tous les niveaux de la très haute à la basse tension, avec cependant des variations, ainsi que le montre le tableau 12. Le taux global d'enterré dépasse 25 %, mais il reste très faible pour la haute et la très haute tension.

**Tab. 12 Proportion d'enterré et d'aérien sur le réseau électrique français**

<b>Réseau (km)</b>	<b>THT 400 kV</b>	<b>THT 225 kV</b>	<b>HT 63-90 kV</b>	<b>MT 15-20 kV</b>	<b>BT 220-380 V</b>	<b>Total</b>
Aérien	20.792 99,99 %	27.077 97,08 %	48.529 96,07 %	394.300 69,50 %	467.300 74,28 %	957.998 73,94 %
Enterré	2,5 0,01 %	813 2,92 %	1.984 3,93 %	173.000 30,50 %	161.800 25,72 %	337.600 26,06 %
<b>Total</b>	<b>20.795</b>	<b>27.890</b>	<b>50.513</b>	<b>567.300</b>	<b>629.100</b>	<b>1.295.598</b>

Source : EDF, décembre 1999

La France met aujourd'hui l'accent sur l'enfouissement des lignes basse et moyenne tensions. Ainsi, sur la période 1991-1998 les nouveaux équipements (essentiellement du renouvellement) en France ont été réalisés à 66 % en enterré pour la basse tension, et à 98 % en enterré pour la moyenne tension. Mais le retard (le « stock » de réseau aérien) est tel que le taux total de lignes enterrées n'a progressé pendant cette période de moins de 1 point par an en moyenne, passant de 20 % à 25 % pour la basse tension et 30 % pour la moyenne tension.

La France privilégie dans ce secteur la moyenne tension, qui joue le rôle principal dans l'irrigation du système : le coût unitaire est environ deux fois plus élevé sur la moyenne tension, mais chaque départ de ligne alimente en moyenne 20 à 100 fois plus de clients.

En Allemagne par exemple, où la densité de population est plus élevée, c'est la basse tension qui est la plus sécurisée. Mais notre voisin est bien plus avancé dans l'enfouissement de ces deux niveaux de réseau : environ 61 % de la moyenne tension et 75 % de la basse tension sont enterrés sur le réseau allemand. On peut noter que l'Allemagne, à l'inverse de la situation française de monopole de réseau, compte plusieurs centaines de régions municipales

d'électricité<sup>57</sup>, ce qui peut expliquer les différences au niveau de l'investissement pour la sécurité du réseau.

Mais l'Allemagne n'est pas le seul pays européen plus avancé que la France dans ce domaine, ainsi que l'indique le tableau 13. La densité de population est un facteur important, mais une densité bien plus faible en Suède n'empêche pas ce pays – pour des raisons de sécurité évidentes liées à son climat – de disposer d'un réseau moyenne tension plus enterré que la France. Cet aspect nécessite une analyse plus fine, mais il semble que « *en dépit d'une densité de population plus faible et de la dispersion du milieu rural, le taux d'enfouissement français est relativement faible* ».<sup>58</sup>

**Tab. 13 Proportion d'enterré et d'aérien sur le réseau basse et moyenne tension, comparaison internationale (situation fin 1998)**

Pays	Densité de population hab./km <sup>2</sup>	Moyenne tension (%)	Basse tension (%)
Allemagne	230	60,0	75,0
Belgique	325	85	44
France	100	30,5	25,7
Gde-Bretagne	241	45	81
Italie	190	33,5	25
Suède	20	36	n.d.

Source : Conseil général des Mines, 2000

L'enfouissement des lignes haute tension et très haute tension est une opération plus complexe : les contraintes techniques, thermiques et environnementales sont importantes. Selon le RTE<sup>59</sup>, « *la France est un des pays les plus avancés pour l'enfouissement du réseau 225 kV. Elle est bien placée pour la HT [63 et 90 kV], notamment compte tenu de sa densité de population* ». Le réseau est enterré à 3 % pour le 225 kV et 4 % pour le 63-90 kV, la priorité étant donnée aux zones urbaines et périurbaines où la densité de population est la plus forte. Le tableau 14 présente la comparaison avec divers pays aux densités de population contrastées.

<sup>57</sup> Il en existe plus de 800 en Allemagne, contre 18 en France, dont Strasbourg et Grenoble.

<sup>58</sup> Conseil général des Mines, op. cit.

<sup>59</sup> Information sur l'enfouissement du réseau de transport fournie sur le site internet du Réseau de transport de l'électricité : <http://www.rte-france.com>

**Tab. 14 Proportion d'enterré et d'aérien sur le réseau haute et très haute tension, comparaison internationale**

	Densité de population	Réseau 50 kV <> 150 kV (France : 63 kV et 90 kV)		Réseau 149 kV <> 229 kV (France : 225 kV)	
Pays	Hab./km <sup>2</sup>	en km	en %	en km	en %
Allemagne (1)	230	4.987	6,5	34	0,2
Canada (2)	3	136	1,2	313	1,1
Espagne (3)	79	163	1,2	190	0,5
France (4)	105	1.980	4,1	817	4,0
Italie (5)	195	125	1,2	125	0,2
Pays-Bas (6)	486	153	8,1	738	17,0

Source : RTE, 2000 d'après CNIR-SEMIA, 1999

(1) Bayernwerk, Bewag, EnBW, HEW, Preussenelektra, RWE, VEAG, VEW, fin 1997

(2) Ontario Hydro, Hydro Québec-Transénergie

(3) Endesa, Iberdrola, Union Fenosa, Hidroelectrica del Cantabrico y Red Electrica de España

(4) EDF-RTE

(5) ENEL

(6) Fin 1996.

Si le RTE reconnaît que « *l'enfouissement est techniquement maîtrisé* » pour les lignes 63 kV, 90 kV (tronçons jusqu'à 30 km) et 225 kV (tronçons jusqu'à 15 km), il estime celui-ci « *techniquement très complexe* » pour les lignes 400 kV. Mais une solution industrielle a été qualifiée en 2000 par la Direction des études et recherches d'EDF.

Les problèmes techniques qui se posent pour les lignes haute tension et très haute tension sont essentiellement liés à la compensation de la déperdition d'énergie : il faudrait installer d'importants postes compensant cette énergie<sup>60</sup>. L'enfouissement des lignes implique une emprise au sol importante – jusqu'à 15 ou 20 mètres de large pour les lignes les plus puissantes – mais qui n'est pas très différente de celle des lignes aériennes.

En réalité, le principal obstacle à l'enfouissement est de nature économique : on estime, selon les évaluations, que le coût d'une ligne enterrée par rapport à une ligne aérienne est environ :

- 1,5 à 3 fois plus élevé pour le réseau basse moyenne tension (jusqu'à 20 kV) ;
- 3 à 4 fois plus cher pour le réseau 63 kV et 90 kV ;
- 5 à 10 fois plus cher pour le réseau 225 kV ;
- et 10 à 20 fois plus cher pour le réseau 400 kV.

Ces coûts sont calculés pour des conditions « de plaine » : le coût de l'enfouissement est très dépendant du relief, et atteint son maximum dans les zones montagneuses.

Les objectifs d'EDF puis du RTE sont moins ambitieux pour l'enfouissement de la haute tension que pour la moyenne et la basse tension : le contrat d'entreprise pour 1997-2000 prévoyait que 20 % des nouvelles lignes HT (63-90 kV) devaient être enterrées.

Suite aux tempêtes de décembre 1999, EDF a estimé que le passage de l'ensemble du réseau en souterrain nécessiterait plus de 60 années de travaux, pour un coût évalué à 400 GF. Selon le RTE, 3,2 GF ont été dépensés pour l'enfouissement des réseaux de transport entre 1995 et 1999.

<sup>60</sup> Il faudrait, selon le RTE, en moyenne un poste tous les 15 à 20 km pour le 400 kV, 25 à 30 km pour le 225 kV et 50 à 70 km pour le 90 kV et le 63 kV

### ***La résistance des lignes aux aléas climatiques***

L'enfouissement des lignes n'est pas le seul moyen de sécuriser les lignes. Face au risque de tempête, la résistance au vent des ouvrages aériens est un élément déterminant. Les tempêtes de décembre 1999 ont détruit 120 pylônes très haute tension (400 kV) : ce ne sont que 0,05 % environ du total (on compte environ 248.000 pylônes haute et très haute tension), mais qui ont mis environ 25 % des lignes 400 kV hors service.

Les pylônes auraient pu être construits avec des normes de résistance au vent plus élevées<sup>61</sup> : ils sont conçus pour résister à des vents de 150 km/h, et EDF estime que leur prix de revient unitaire (500 kF) serait multiplié par trois pour assurer une résistance à des vents de 200 km/h. Les normes plus strictes appliquées par exemple en Belgique ou en Allemagne, également touchés par la tempête ont porté leurs fruits lors de son passage, alors que les rafales ont souvent dépassé les 150 km/h.

Aujourd'hui, EDF n'envisage pas de relever la norme de résistance au vent de l'ensemble de ses pylônes, jugeant le programme trop coûteux : l'objectif, désormais dévolu au RTE, est de renforcer les pylônes aux endroits les plus exposés, à partir notamment des précieux enseignements tirés de la tempête sur les couloirs de vents, etc.

Le risque lié aux effets directs vent n'est d'ailleurs peut-être pas le plus important en cas de tempête : en décembre 1999, les dégâts causés par des chutes d'arbres ont été la principale cause d'avaries sur le réseau. Dans la plupart des cas, les couloirs protégeant les lignes passant en forêt étaient insuffisants, ou mal entretenus, etc. On a également constaté que sur le réseau basse tension, les lignes « fil nu » avaient moins bien résisté que les câbles torsadés, les quels n'équipent que 20 % du réseau (mais sont obligatoires pour les nouvelles lignes depuis 15 ans). Les seconds ont en particulier comme avantage de continuer à fonctionner au sol sans problèmes de sécurité majeurs.

Outre le vent et les chutes d'arbre, d'autres aléas liés aux conditions climatiques doivent être pris en compte (givre, neige, inondations), ainsi que les risques de glissements de terrain, etc. Le degré de sécurisation recherché dépend des risques pris en compte. Ainsi, le programme lancé par EDF en 1996 pour la sécurisation de la moyenne tension contre les risques naturels (vent, givre, neige collante) ne prenait en considération que les risques naturels d'une durée de retour inférieure à 20 ans, et les événements entraînant une coupure limitée à moins de 100.000 personnes.

### ***L'acceptabilité et la saturation du réseau***

Le risque lié aux conditions climatiques n'est pas le seul à prendre en compte. Le réseau de transport est également confronté, comme le parc de production, à une vulnérabilité aux mouvements sociaux. On a fourni plus haut des exemples d'attentats contre des pylônes qui illustrent ce risque.

Plus largement, le réseau de transport est confronté à un vrai problème d'acceptabilité, lié à son impact sur l'environnement. On lui reproche d'une part un impact évident sur les paysages – le territoire français est ainsi couvert de 250.000 pylônes, et beaucoup plus de

<sup>61</sup> Il existe en fait en France trois normes de résistance au vent applicables selon les zones : 150 km/h maximum dans les « zones de vent normal » (ZVN), 170 km/h dans les « zones de vent fort » (ZVF), et 200 km/h dans les « zones à haute pression de vent » (très localisées). L'ensemble du territoire est en ZVN, seuls les franges côtières (Atlantique, Manche, Méditerranée) le couloir rhodanien et le Languedoc-Roussillon sont classés ZVF.



poteaux électriques –, d'autre part un possible impact sur la santé<sup>62</sup> (perturbations dues à l'important champ électromagnétique).

Cette évolution crée des conditions extrêmement difficiles pour toute extension du réseau : d'ores-et-déjà, on estime qu'il est improbable que de nouvelles grandes lignes voient le jour en France.

Jusqu'à une période récente, le réseau parvenait, à coups de déclarations d'utilité publique, à s'étendre au gré des besoins de répartition de la production nationale sur le territoire et de la croissance des consommations. Mais l'échec, après de multiples procédures de consultation, concertation, etc. du projet dit « Boutre-Carros » (une nouvelle ligne haute tension destinée à alimenter la région enclavée du Nord de Nice), montre que le contexte a changé.

Le problème, exacerbé sur un grand projet tel que celui-là, n'est pas spécifique aux lignes haute tension intérieures. Il touche également les projets d'interconnexion avec l'étranger (notamment pour les liaisons au-dessus des Pyrénées ou des Alpes vers l'Espagne ou l'Italie), mais aussi au niveau local les réseaux de distribution<sup>63</sup>.

Ainsi, le Schéma de services collectifs de l'énergie<sup>64</sup> (SSCE) préparé à l'automne 2000 prévoit que « *dans une perspective de croissance de la consommation et de la production, notamment de la production décentralisée, ainsi que d'ouverture du marché à la concurrence (...), le développement et l'adaptation des réseaux de transport électrique sont nécessaires pour assurer l'équilibre du système* ». Mais il indique que pour ce développement, « *chaque fois que cela sera possible, l'usage des couloirs existants, et l'augmentation de tension plutôt que la création de nouveaux couloirs, seront à privilégier* ».

C'est la raison pour laquelle, pour préparer une future croissance de la demande – ou des échanges sur le réseau (notamment avec le développement des transits paneuropéens) –, le RTE s'applique à rechercher les moyens d'améliorer le « rendement » du réseau, c'est-à-dire d'augmenter sa capacité sans étendre les lignes : nouveaux conducteurs, nouveaux dispositifs électroniques d'équilibrage, câbles innovants à isolation synthétique de forte puissance, câbles à isolation gazeuse (azote sous pression).

### 3.3.4. La vulnérabilité liée à la structure du réseau

#### *Un réseau centralisé à l'extrême*

Le principe de maillage du réseau sur le territoire a des conséquences très importantes en termes de sécurité : la redondance des équipements de production ou de transport, le degré de centralisation/ décentralisation sont des facteurs fondamentaux pour l'évaluation de la vulnérabilité. Or les tempêtes de décembre 1999 ont démontré que des dommages infligés à 1 % environ seulement du réseau de transport et de distribution de l'électricité pouvaient avoir des conséquences extrêmement graves.

<sup>62</sup> De nombreuses études contradictoires semblent exister sur ce point. La position officielle du Gouvernement s'est, depuis que cette controverse existe, invariablement appuyée sur des études infirmant l'existence d'un tel risque.

<sup>63</sup> On a ainsi vu il y a quelques années un village gagner un procès contre EDF qui avait installé, sans consulter la population, une nouvelle ligne – en aérien – de distribution. Toutefois, EDF n'a pas été contraint de retirer la ligne.

<sup>64</sup> DATAR, *Schéma de services collectifs de l'énergie*, document soumis à la consultation, Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie, automne 2000.

La structure du réseau est le fruit de l'histoire du développement électrique du pays. Le réseau est, selon l'expression employée par Jean Syrota<sup>65</sup>, un « *monopole naturel local* », au sens où « *dans une zone déterminée, il n'est pas souhaitable, du point de vue de l'intérêt public, qu'il existe différents réseaux de distribution ou de transport d'électricité concurrents fonctionnant en parallèle* ». En France, contrairement à d'autres pays, c'est directement au niveau national que s'est exercé ce monopole.

Combinée au choix d'une production très centralisée, surtout depuis le lancement du programme électronucléaire, cette situation conduit à une concentration géographique extrême de la production nationale, notamment sur les lits de la Loire et du Rhône. Ceci confère une importance vitale au bon fonctionnement du réseau de répartition nationale, et notamment à l'interconnexion entre le Nord et le Sud. Les réseaux très haute tension et haute tension sont tellement importants dans un réseau centralisé comme le nôtre que, bien que le coût de la sécurisation soit moindre sur les réseaux basse et moyenne tension, les efforts en aval ne servent à rien sans sécurisation du réseau de répartition nationale et régionale et d'interconnexion.

La carte 5 illustre le phénomène de centralisation de la production causé par le choix nucléaire (et, dans une moindre mesure, le recours à l'électricité hydraulique), et surtout la nécessité d'une forte mutualisation de la production au niveau national : seules 4 régions sur les 22 que compte la France métropolitaine sont à peu près à l'équilibre dans leur bilan électrique<sup>66</sup> (production / consommation). La carte des régions excédentaires coïncide parfaitement avec celle des régions où sont implantées les centrales nucléaires<sup>67</sup>. Ainsi, la région Rhône-Alpes, qui fournit un quart de la production nationale d'électricité connaît un excédent équivalent à un quart de la consommation interne d'électricité. À l'inverse, les régions non équipées en centrales sont déficitaires, parfois très fortement comme la région parisienne, qui produit moins de 15 % de l'électricité dont elle a besoin.

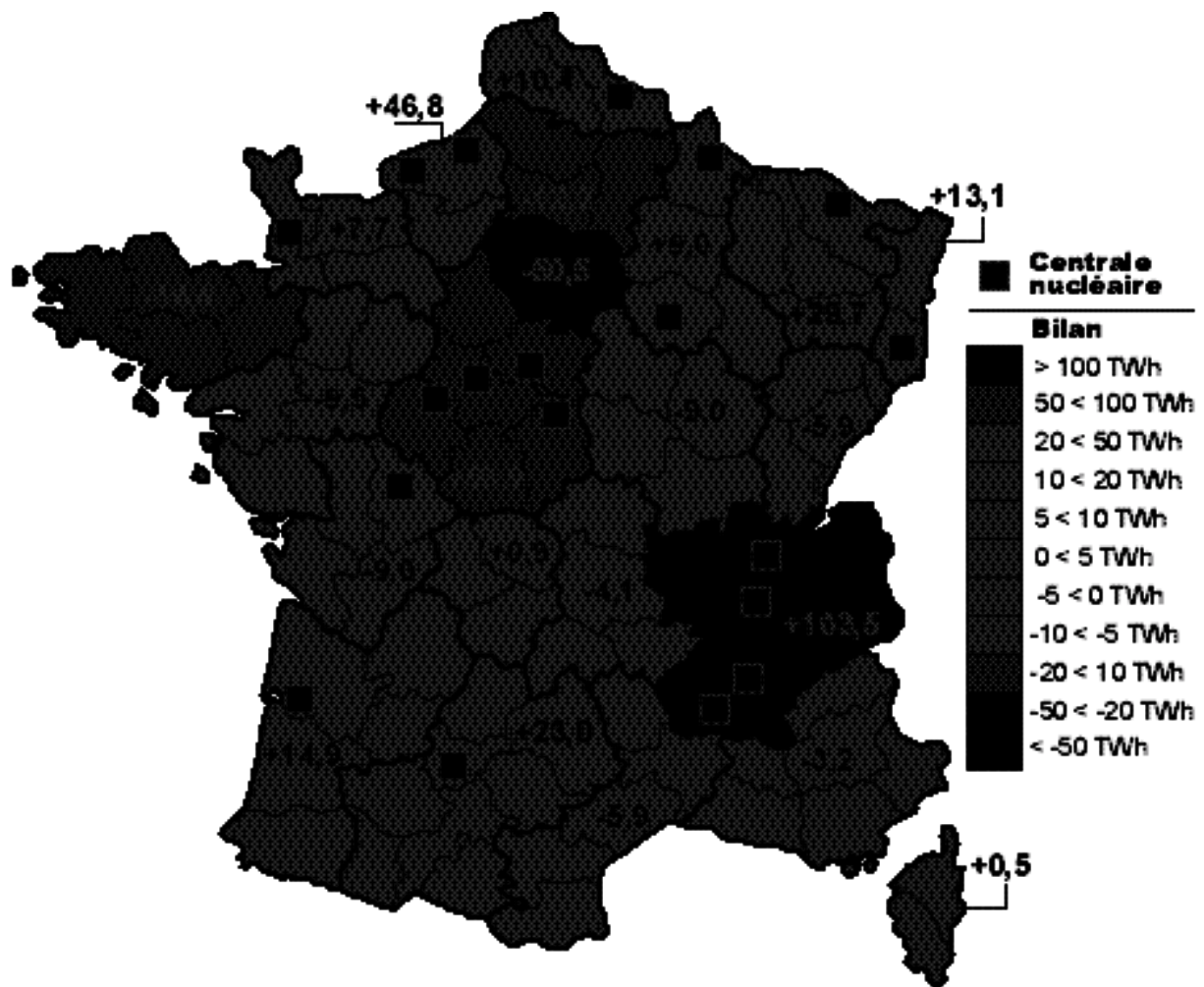
---

<sup>65</sup> SYROTA, Jean, op. cit.

<sup>66</sup> En y incluant la Corse, qui se trouve de fait dans une situation d'autonomie pour sa production d'électricité.

<sup>67</sup> À l'exception de la région Poitou-Charentes, qui dispose de la centrale la plus récente du parc, Civaux, qui n'a pas encore passé l'étape de la mise en service industrielle (MSI). En 1997, la centrale n'était pas encore raccordée au réseau (son premier réacteur a été raccordé pour la première fois quelques heures le 24 décembre 1997).

Carte 5 « Bilan » électrique<sup>68</sup> par région 1997-1998, en TWh (1)



Source : d'après Observatoire de l'énergie, juillet 2000

(1) Avec l'équivalence usuelle au niveau international pour l'électricité : 1 MWh = 0,086 Tep

### *Maillage du réseau et bouclage des lignes*

Sur la période 1973-1998, c'est-à-dire depuis le premier choc pétrolier et le choix nucléaire de la France, l'investissement pour le réseau de grand transport ne représente pas plus de 12 % des investissements totaux dans le transport et la distribution d'électricité. De plus, la faiblesse des pertes liées au réseau national se traduit par une relative absence de contrainte économique sur l'appel des centrales de production, c'est-à-dire sur la localisation respective des centres de production et de consommation.

<sup>68</sup> Le bilan présenté est pour chaque région la différence  $E_p - E_c$ , où  $E_p$  désigne l'ensemble de l'électricité thermique plus hydraulique produite dans la région, et  $E_c$  l'ensemble de l'électricité primaire dans la consommation énergétique finale de la région (c'est-à-dire hors consommation d'électricité produite à partir de ressources fossiles ou de bois). Avec cette comptabilité, la France produit un excédent de 195,9 TWh. Les données utilisées pour les deux séries sont malheureusement issues d'années différentes (production : 1997, consommation : 1998). Aussi, les résultats figurent seulement des ordres de grandeur.

L'option nucléaire a donc été pour la France, du point de vue du réseau, un choix de moindre coût – ce qui permettait, en retour, de réaliser les investissements coûteux nécessaires au programme d'équipement en centrales. La France, à travers notamment l'entreprise publique EDF, a ainsi pendant au moins deux décennies consacré l'essentiel de ses dépenses pour l'équipement électrique au secteur productif, au détriment du réseau de transport<sup>69</sup>. Quant aux réseaux de distribution, ceux-ci étaient développés comme une fonction annexe et non principale de l'alimentation en électricité, sans effort spécifique de sécurisation. Les conséquences en sont aujourd'hui manifestes.

Concernant la redondance des lignes – la densité du maillage –, celle-ci a été développée en France essentiellement pour les réseaux national et régionaux. Au niveau de la très haute et de la haute tension, le réseau est globalement « bouclé », c'est-à-dire qu'en cas d'avarie sur une ligne il existe sur le réseau des chemins de « secours » pour alimenter les points situés en aval de la panne. Il existe cependant encore des points faibles à ce niveau, mais « *le programme d'EDF ne semble pas inclure (...) le renforcement a priori nécessaire du maillage du réseau pour diminuer la vulnérabilité assez nette de certaines parties du territoire* »<sup>70</sup>.

En revanche, le bouclage des lignes n'est pas la règle au niveau de la moyenne ou de la basse tension. Ceci est pourtant techniquement possible : l'Allemagne, certes avec une densité de population supérieure, parvient à « boucler » la quasi-totalité de ses réseaux de distribution. On retrouve peut-être là un effet de la décentralisation du « monopole » en Allemagne, où plusieurs centaines de régions sont en charge de la distribution de l'électricité.

De la même façon, l'interconnexion des réseaux de distribution, qui permet la mutualisation de sources de production plus décentralisées, n'est pas mise en place sur le réseau français, alors qu'elle l'est, à des degrés divers, dans les pays voisins, à commencer une fois de plus par l'Allemagne.

### ***Production déconcentrée et décentralisée***

Le nucléaire, poussé à son niveau de développement actuel, a joué contre la diversification de l'offre, la décentralisation de la production et l'efficacité énergétique dans le domaine électrique. Ces trois axes apparaissent pourtant comme les plus adaptés dans une stratégie de diminution de la vulnérabilité au niveau de la production électrique :

- l'efficacité énergétique est le moyen le plus sûr de diminuer la dépendance, puisqu'elle revient à réduire le besoin en électricité pour un service équivalent ;
- la décentralisation de la production favorise un équilibrage plus fin entre les besoins et les demandes au niveau local, par rapport à la mutualisation d'une production très centralisée ;
- la diversification de l'offre est nécessaire pour réduire l'effet de dépendance inhérent à une logique mono-filière comme le « tout pétrole » ou le « tout nucléaire ». Cette diversification doit s'appuyer en priorité sur des moyens économes en ressources « épuisables » (afin de ne pas recréer une dépendance à une ressource) et d'un impact limité sur l'environnement (afin de réduire les problèmes d'acceptabilité), c'est-à-dire sur les énergies renouvelables et les filières de récupération (biomasse, biogaz, etc.).

<sup>69</sup> Ce phénomène est notamment manifeste dans les années qui correspondent à l'appel massif de fonds pour le lancement du programme nucléaire : ainsi, pour le Conseil général des Mines (op. cit.), la répartition des avaries sur le réseau causées par la tempête montre la fragilité des ouvrages construits au milieu des années 70, « *une époque marquée par la croissance de la demande et la pénurie des moyens de financement* ».

<sup>70</sup> Conseil général des Mines, op. cit.

La structure du parc de production d'électricité est marquée par une extrême redondance au niveau national, centralisé, doublée d'une faiblesse structurelle des moyens de production déconcentrés et décentralisés.

Une certaine « marge de sécurité » est nécessaire en termes de capacité de production. Il s'agit pour le système de production :

- d'une part, d'assurer un suivi de charge face à une demande très variable dans la journée et dans l'année, d'un bien difficilement stockable : même si les centrales hydrauliques constituent une forme de stockage d'un « potentiel électrique », le stockage de l'électricité déjà produite via les techniques existantes (batteries, volants d'inertie) est le plus souvent non économique aux conditions de coût du transport de l'électricité ;

- d'autre part, de disposer d'une réserve de puissance pour faire face à l'arrêt programmé (par exemple pour rechargement en combustible) ou intempestif des équipements de production.

Toutefois, le parc français se caractérise, même en tenant compte de ces besoins, par une importante surcapacité : la puissance installée totale en France est de 102 GWe pour une pointe historique appelée de 72,4 GWe atteinte à la mi-janvier 2000 (soit, paradoxalement, juste après les tempêtes).

Mais il s'agit là pour l'essentiel de moyens extrêmement centralisés : à lui seul, le nucléaire représente 61,5 GWe, soit 60 % de la puissance installée. Le renforcement de la sécurité interne de l'approvisionnement électrique implique de développer une production déconcentrée (des moyens de moindre puissance alimentant le réseau de transport) et une production décentralisée (des moyens de faible puissance alimentant directement les réseaux de distribution).

Différentes solutions techniques, compétitives, existent pour raccorder des installations de puissance comprise entre quelques dizaines et quelques centaines de MW directement au réseau haute tension (donc sur les réseaux régionaux interconnectés) voire très haute tension (le réseau national). On peut citer, pour celles qui sont le plus développées dans d'autres pays, les cycles combinés au gaz naturel (CCGN) et la production en cogénération.

Ces installations pourraient notamment être développées en tenant compte des niveaux de charge actuels du réseau, pour diminuer le risque de surcharge en certains points ou effacer des problèmes de congestion. L'examen du programme de sécurisation par le Conseil général des Mines conclut que cette solution, qui n'est pas envisagée dans le programme actuel, pourrait renforcer la sécurité d'approvisionnement en favorisant « *une meilleure répartition géographique de la production par rapport aux points d'injection actuels de puissance sur le réseau* »<sup>71</sup>.

Il est important de noter que ces solutions sont en général intrinsèquement compétitives : en effet, leur apport à la sécurité du réseau ne pourrait, à lui seul, justifier un surcoût lié à ces équipements, dans la mesure où, ponctuellement, pour la sécurisation « *le renforcement du maillage (...) sera nettement plus économique* ».

Cette déconcentration de la production n'apporterait pas de solution aux problèmes situés en aval, sur les réseaux basse et moyenne tension. Or, la redondance est encore plus faible au niveau local : ainsi, lors des tempêtes, lorsque les pannes du réseau de transport ont fortement perturbé la mutualisation des moyens de production nationaux, les communautés locales auraient pu s'approvisionner, sur leurs réseaux de distribution, à partir de moyens de production locaux.

C'est d'ailleurs ce qui s'est fait, mais après une période de flottement, et pas partout : ces moyens n'étant pas disponibles « en réserve », il a d'abord fallu s'approvisionner en groupes

<sup>71</sup> Conseil général des Mines, op. cit.

électrogènes – EDF en a ainsi distribués plus de 7.000. La « ruée » observée sur les locations de groupes électrogènes témoigne surtout des lacunes dans la prise en compte de la sécurité d'approvisionnement au niveau local.

Plus généralement, la production décentralisée d'électricité reste à un niveau extrêmement faible en France. À titre d'exemple, la France affichait jusqu'en novembre 2000 un plan national d'équipement en éolien<sup>72</sup>, Éole 2005, dont l'objectif était de disposer au total de 250 puis 500 MWe installés en éolien à l'horizon 2005, pendant que l'Allemagne développait en quelques années un parc de 6.000 MWe.

La surcapacité en moyens de production centralisés, associée à l'existence d'un réseau performant de mutualisation de ces moyens, est un premier obstacle puissant au développement de l'équipement décentralisé. Le système de tarification et de calcul des coûts constitue un second obstacle (voir plus loin).

La mutualisation locale constitue pourtant un outil primordial de flexibilité du réseau et apporte par là-même une sécurité accrue par rapport à une mutualisation purement nationale. Mais elle implique en premier lieu une interconnexion des réseaux de distribution qui n'est pas réalisée sur le réseau français.

Les conditions de développement de la production décentralisée sont si difficiles qu'elles handicapent non seulement les filières renouvelables en voie de compétitivité, comme l'éolien, mais aussi celles qui peuvent être déjà compétitives comme la cogénération. Celle-ci, bien qu'utilisant les combustibles fossiles, représente pourtant un avantage en termes de sécurité par ses performances énergétiques. Or la France, alors même que les estimations de coût des pouvoirs publics concluent que « la cogénération apparaît comme une alternative économiquement intéressante à la production centralisée »<sup>73</sup>, reste assez pauvre en installations de cogénération, avec 7.600 MW installés environ. Il semble toutefois que l'ouverture du marché de l'électricité crée un mouvement sur ce secteur, puisque 15 % de cette capacité installée, soit 1.200 MW, ont été installés<sup>74</sup> en 2000.

Il est important de préciser ici que le surcroît de sécurité lié à l'injection de moyens décentralisés dans le système n'est pas automatique, l'interaction entre le réseau national de production et de transport et les réseaux de distribution munis de leurs propres moyens de production étant source de problèmes. Ceux-ci se posent avec plus d'acuité dans une situation où, selon le Président du Syndicat des énergies renouvelables<sup>75</sup>, « pour des raisons historiques, le réseau français a été conçu pour transporter du courant et pas pour en collecter. Il faut donc le renforcer et l'adapter à la production décentralisée ». Ces problèmes, qui consistent notamment aujourd'hui « un point de ralentissement du développement de l'éolien », sont essentiellement les suivants :

- un système basé sur des sources décentralisées générant, en cas de pannes de celles-ci, un appel brutal au réseau est source de défaillances ;
- l'injection d'électricité produite en décentralisé est contraire aux « plans de tension » (la tension, sur le réseau, diminue avec l'éloignement du lieu de production) selon lesquels est organisé l'ensemble du réseau, y compris sa protection contre les surtensions ;

<sup>72</sup> Le nouvel objectif, annoncé par Christian PIERRET en novembre 2000, est d'atteindre 5.000 MWe installés en éolien en 2005.

<sup>73</sup> Direction du gaz, de l'électricité et du charbon (DIGEC), *Les « coûts de référence » de la production électrique*, Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie, 1997.

<sup>74</sup> Selon le RTE, *Énergie électrique en France, 2000*, cette capacité est répartie sur une quarantaine de groupes de cogénération qui ont été raccordés au réseau en 2000 (30 % en 63 kV, 40 % en 90 kV, 30 % en 225 kV).

<sup>75</sup> André ANTOLINI, cité par *Énerpresse*, 16 février 2001.

- les différents équipements décentralisés peuvent poser des problèmes de réactance ou de puissance de court-circuit, etc. (notamment les équipements de stockage, les piles à combustible, les micro-turbines) ; les convertisseurs électroniques existants peuvent corriger ces défauts mais fournissent une électricité de moins bonne qualité (onde, etc.) qui peuvent poser des problèmes au niveau des transformateurs... ;

- enfin, en cas de défaillance majeure, il est techniquement plus difficile (donc beaucoup plus long) de remettre en route un réseau qui s'est écroulé à partir de sources décentralisées.

L'intégration massive des sources décentralisées passe donc à terme par une modification profonde des structures du réseau, commençant par une interconnexion des réseaux de distribution organisant le regroupement de plusieurs sources décentralisées afin de mutualiser leur production ainsi que le risque lié à leur défaillance.

### 3.3.5 La vulnérabilité renforcée par les usages

#### *L'électricité, un besoin devenu vital*

Les usages de l'électricité, ainsi que la relation même des usagers avec ce bien de consommation, se sont modifiés au cours du temps. Ces évolutions créent des tensions liées à l'inadaptation du système ancien à cette nouvelle donne. En effet, le mode d'organisation « *associant monopoles nationaux ou locaux, privés ou publics, et obligations de service public (...) apparaît caractéristique d'une époque où la priorité allait à la planification centralisée et à la concentration des moyens, en vue de réaliser au plus vite les outils nécessaires pour satisfaire une demande d'électricité en croissance forte et régulière, et non, comme aujourd'hui, à l'optimisation du prix d'un bien devenu abondant et partout disponible* »<sup>76</sup>.

Notre besoin d'électricité est de plus en plus universel, au point que ce bien puisse être aujourd'hui considéré par certains comme un produit de première nécessité. Avec l'extension des usages de l'électricité, « *l'interruption d'approvisionnement est un risque d'une exceptionnelle gravité* »<sup>77</sup>, au même titre que pour la nourriture. Bien que l'électricité ne constitue pas aujourd'hui la part la plus importante de notre consommation d'énergie, elle en est perçue comme la partie vitale.

La loi prise pour la transposition de la directive européenne sur l'ouverture du marché de l'électricité, explicitement centrée sur la notion de service public<sup>78</sup>, définit comme une mission de service public « *l'indépendance et la sécurité de la fourniture d'électricité et d'énergie, assortie de la planification à long terme et des interventions des pouvoirs publics nécessaires pour garantir la réalisation de cet objectif* ». Et elle introduit un « *droit à l'électricité* » en imposant un maintien minimum de la fourniture d'électricité pour tous.

L'augmentation de notre dépendance à l'électricité est issue de deux phénomènes : l'extension de ses usages captifs, et sa progression dans ses usages non captifs. L'électricité est en effet aujourd'hui la seule énergie possible pour un certain nombre d'usages, à commencer par l'éclairage, dits captifs ; elle peut aussi être utilisée pour des usages où elle entre en concurrence avec d'autres énergies, comme les applications thermiques. Or on assiste aujourd'hui à une progression de l'électricité sur les deux fronts. Les dangers de cette

<sup>76</sup> SYROTA, Jean, op. cit.

<sup>77</sup> CHARPIN, Jean-Michel, op. cit.

<sup>78</sup> Loi n 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité.

dynamique ont été révélés par les tempêtes de décembre 1999, puisque la coupure géante d'électricité n'a pas seulement plongé une bonne partie de la France dans le noir, mais l'a également privée, par endroits, de téléphone, d'eau courante ou bien sûr de chauffage.

### ***L'extension d'usages captifs dépendants de la qualité de l'électricité***

Concernant les usages captifs, la principale nouveauté est l'extension phénoménale, à tous les niveaux de la société, des usages liés à l'informatique et à l'électronique. Le développement de ces nouveaux usages, basés sur des appareillages électroniques fortement sensibles aux variations de tension ou de fréquence, n'est intrinsèquement pas très gourmand en électricité – à condition toutefois que ceux-ci soient utilisés de façon économe, et notamment pas laissés en permanence en « veille » qui consomme une quantité non négligeable d'électricité.

En revanche, ce développement renforce de façon évidente le besoin d'une fourniture électrique de qualité : les problèmes de surtension, de micro-coupures, de qualité de l'onde peuvent avoir un impact de plus en plus important sur des services de plus en plus indispensables.

Aussi les problèmes de qualité de l'électricité deviennent des problèmes de sécurité. Ce besoin existe d'abord pour les industriels, dont le bon déroulement des processus de production en dépendent. Mais il se développe également dans le tertiaire et, de plus en plus, chez les particuliers. En conséquence, l'industrie électrique investit de plus en plus, aux différents nœuds du réseau, dans les équipements redondants qui permettent d'assurer la continuité et la qualité de la fourniture.

### ***Le développement de l'électricité dans des usages non captifs***

Le deuxième phénomène marquant est la part grandissante captée par l'électricité dans des usages non captifs. Il est illustré par le graphe 3, qui montre qu'entre 1973 et 1998, la consommation française d'électricité était multipliée par 2,5 alors que la consommation d'énergie primaire n'était multipliée que par 1,4. Cette progression est due pour une part importante au développement de l'électricité pour les applications thermiques : chauffage, eau chaude sanitaire, climatisation, etc. Sans être spécifique à la France, ce mouvement est fortement amplifié dans le pays par une politique déjà ancienne de promotion du chauffage électrique.

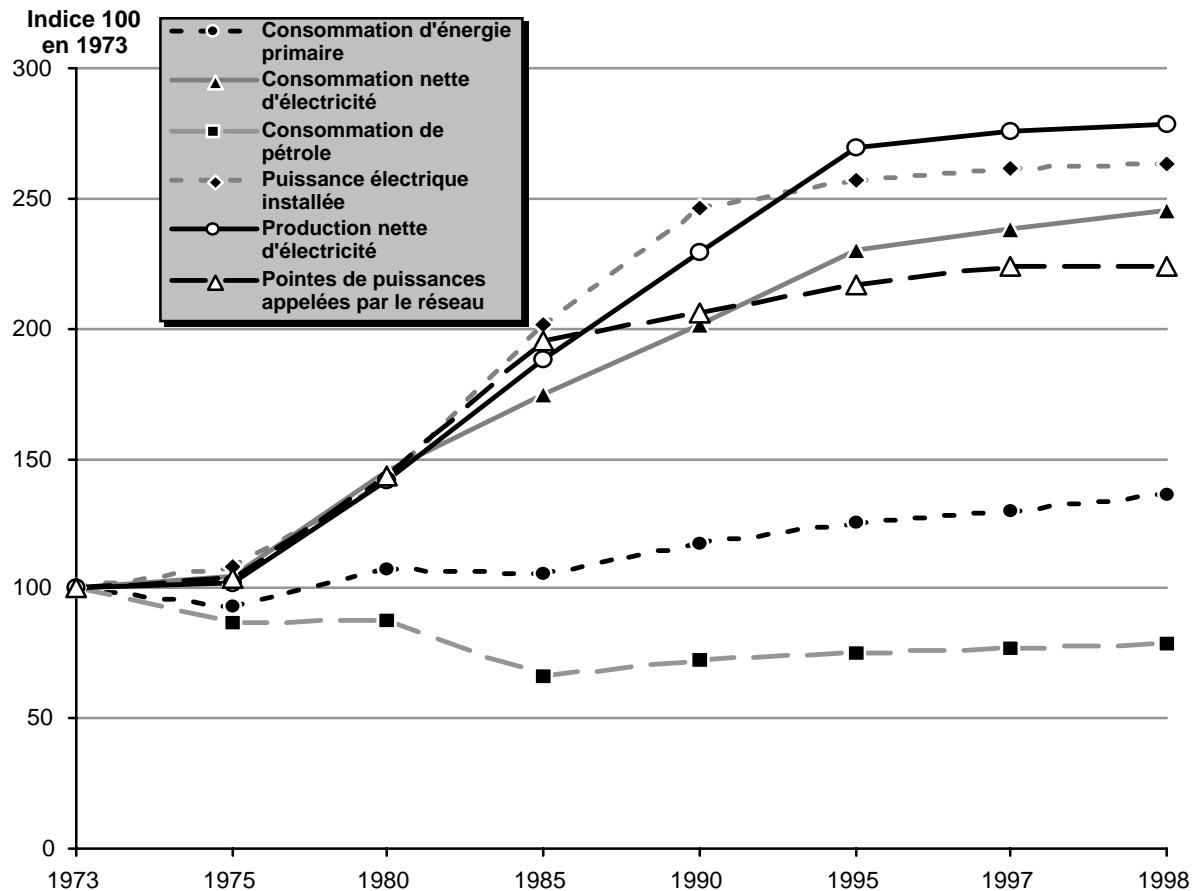
Déjà, au moment des chocs pétroliers, « la situation était aggravée en France par une forte croissance de la saisonnalité de la demande et des phénomènes de pointe, eux-mêmes liés à l'essor du chauffage électrique. Cet usage, dont EDF avait engagé la promotion quelques années auparavant, connaissait un fort développement, encouragé par des tarifs ne traduisant pas la réalité des coûts, et conduisant, de fait, à une subvention du chauffage électrique par d'autres catégories d'utilisateurs »<sup>79</sup>.

---

<sup>79</sup> SYROTA, Jean, op. cit.



**Graph. 3 Évolution indicielle de la consommation finale d'électricité en France, 1973-1999**



Source : WISE-Paris, 1999 (d'après Electricity information 1997, IEA, 1998 ; Mémento sur l'énergie, CEA, 1999)

Pourtant, cette politique s'est poursuivie après les chocs pétroliers, d'abord pour accroître l'indépendance énergétique en substituant l'électricité aux combustibles fossiles pour le chauffage, ensuite pour assurer un débouché à la production excédentaire du parc électronucléaire.

Ainsi, on équipait 1,6 % seulement des nouveaux logements en chauffage électrique dans les années 70, et 72,2 % en 1987. Une des conséquences importantes est l'accentuation des pointes de demande : le rapport entre les pointes de puissance appelée maximales en été et en hiver est ainsi passé de 1,3 en 1952 à plus de 2 aujourd'hui. Cette situation contraste fortement avec la plupart des pays, où la pointe d'hiver a moins progressé – moins de chauffage électrique – tandis que celle d'été augmentait – climatisation –, l'exemple le plus marquant de cette évolution étant fourni par les États-Unis).

Ainsi, l'extension du recours à l'électricité pour des usages non captifs, en particulier les usages gourmands en énergie et saisonniers comme la thermie, est un facteur de double vulnérabilité :

- au niveau des usagers, il renforce la vulnérabilité à la rupture d'approvisionnement en créant un besoin plus important d'électricité, et augmente leurs difficultés en cas de rupture d'approvisionnement (qui lorsqu'elles sont liées à des aléas climatiques ont plus de chances de survenir en saison froide) en les privant de chauffage ;

- au niveau du réseau, en créant des risques supplémentaires de difficultés sur le réseau (voire d'effondrement si celui-ci est déjà fragilisé) par amplification des effets de pointe de la consommation hivernale d'électricité.

### ***La sécurisation par les moyens de « secours »***

Les tempêtes de décembre 1999 ont démontré l'ampleur des effets « en cascade » d'une panne d'électricité, et l'intérêt de disposer de groupes électrogènes, ou plus généralement de moyens de secours, pour palier à une panne du réseau.

Le rapport du Conseil général des Mines<sup>80</sup> suggère ainsi d'encourager une démarche conjointe entre EDF et l'ADEME pour « *développer un modèle de maison “robuste”* », c'est-à-dire une maison disposant d'une autonomie renforcée pour faire face à des ruptures brutales et prolongées d'approvisionnement.

*« Il s'agirait d'examiner les différents types de consommation d'énergie électrique et, dans un esprit de maîtrise de la demande, de voir les possibilités d'étalement temporel des différentes consommations ainsi que les possibilités techniques et économiques d'une certaine autonomie en cas de crise (démarrage des chaudières, des gazinières, sauvegarde des congélateurs, éclairage...). Les capteurs photovoltaïques pourraient notamment trouver là un nouveau rôle en assurant une production très locale mais suffisante pour la plupart de ces fonctions de base ».*

Ce concept est évidemment d'autant plus facile à mettre en place que les besoins « de base » de la maison dépendent moins de l'électricité : il est beaucoup plus facile de stocker ou de produire à partir de moyens alternatifs l'électricité nécessaire au redémarrage d'une chaudière au fioul que celle consommée par un chauffage électrique.

### **3.3.6 Les effets sur la vulnérabilité de la structure du marché**

#### ***Marché ouvert contre monopole***

L'ouverture du marché européen de l'électricité s'accompagne d'un rétrécissement du périmètre contrôlé par le régulateur, doublé en France d'un abandon du monopole national sur l'électricité, dont les conséquences sur la sécurité du réseau doivent être examinées.

Selon l'AIE<sup>81</sup>, « *les industries électriques d'autres pays sont parvenues à concilier la concurrence avec une plus grande qualité et une meilleure fiabilité du service. Dans l'ensemble, les marchés concurrentiels se comporteraient plutôt mieux, et certainement pas moins bien, que les précédents marchés non concurrentiels* ».

Si les effets à court terme semblent positifs, avec à la fois un développement des échanges qui étend la mutualisation du risque de rupture d'approvisionnement, et une pluralité de l'offre qui peut favoriser la sécurité, la question doit surtout être posée pour le long terme ? La sécurisation des réseaux est en effet le fruit d'un équilibre complexe entre la production, les équipements de transport et de consommation qui se gère, en prévision et en réalisation de projets, sur une ou plusieurs dizaines d'années.

<sup>80</sup> Conseil général des Mines, op. cit.

<sup>81</sup> AIE, octobre 2000, op. cit.

Or, un « utile “contre-exemple” de dérégulation ratée »<sup>82</sup> est venu très récemment démontrer les limites d'un marché totalement libéralisé sur ce point : la Californie, premier marché dérégulé des États-Unis (depuis 1996), connaît depuis plusieurs mois une crise profonde du secteur électrique qui s'est traduite, à partir de décembre 2000, par des interruptions et des restrictions de la fourniture d'électricité. Alors que la consommation augmentait fortement (+ 10 % pour l'année 2000), ni la capacité de production installée ni le réseau de transport – y compris les interconnexions avec les États voisins – n'ont suivi cette tendance. Cette évolution a produit une hausse des coûts qui n'a pu être reportée intégralement sur les prix, conduisant aujourd'hui les deux plus grands distributeurs d'électricité à la cessation de paiement – et à un projet de reprise du contrôle de l'État sur ces entreprises.

Différentes interprétations du phénomène sont possibles. Selon François Roussely<sup>83</sup>, Président d'EDF, il ne faut « pas le prendre comme la leçon de l'échec de la dérégulation », mais la crise « montre que le marché n'optimise pas les choix à long terme » car les temps de retour sur investissement sont trop lents : il est selon lui de 15 ans pour une ligne 400 kV. Elle montre également aux politiques qu'il leur « faut un peu de courage » pour ne pas « survaloriser les oppositions aux nouvelles lignes électriques », très fortes en Californie, jusqu'à en « oublier de laisser sa place à l'intérêt général ».

Dans cette analyse, la sécurité du réseau passe par son extension parallèle à la croissance des besoins. On peut considérer à l'inverse que l'échec du système californien est de ne pas avoir su empêcher une telle hausse de la consommation, ni développé une production plus décentralisée exploitant notamment l'important potentiel en énergies renouvelables (éolien, géothermie,...) de la région.

Dans les deux cas, la solution semble résider dans une intervention plus forte du régulateur et de la puissance publique pour orienter les investissements et guider les choix du long terme. Mais dans le cas de la France, « la multiplicité des rôles joués par l'État (actionnaire d'EDF, prescripteur du service public, régulateur en charge de l'électricité pour les [clients] captifs, etc.) et la divergence des objectifs associés à ces différentes fonctions risquent d'être présentés comme des menaces pesant sur la transparence des processus de décision »<sup>84</sup>.

Quoiqu'il en soit, l'analyse des événements de décembre 1999 conduit à une très grande prudence sur les « vertus » du modèle français : les tempêtes ont révélé un certain nombre d'insuffisances du réseau. Il semble que la sécurisation du réseau à un degré élevé n'a jamais constitué un objectif prioritaire, et même que les dépenses ont été réduites au-delà de la limite nécessaire pour « tenir » les normes lorsque les fonds étaient requis pour le programme d'équipement en moyens de production, notamment pour la construction du parc nucléaire.

Ce même programme est par ailleurs cause, comme on l'a vu, d'une vulnérabilité spécifique du système électrique français liée à la concentration de ses moyens de production.

<sup>82</sup> RÉVOL, Henri et VALADE, Jacques, *La sécurité d'approvisionnement en énergie de l'Union européenne*, Rapport d'information au nom du Groupe d'études de l'énergie, Commission des affaires économiques et du Plan, Sénat, février 2001.

<sup>83</sup> « La stratégie internationale d'EDF », Conférence de François ROUSSELY à l'Institut français des relations internationales (IFRI), Paris, 24 janvier 2001.

<sup>84</sup> CHAMPSAUR, Paul (Dir.) *La tarification des réseaux de transport et de distribution de l'électricité et sur la tarification de la fourniture d'électricité aux consommateurs non éligibles*, Rapport du Groupe d'expertise économique pour le Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie, février 2000.

### ***La compétitivité du nucléaire***

De plus, il faut noter que dans l'exemple californien c'est le déséquilibre entre production et consommation, en faveur de la seconde, qui en entraînant une tension sur les prix a provoqué la crise : or, si ce phénomène apparaît peu probable en France, celle-ci est exposée au risque inverse. En effet, la surcapacité actuelle crée un déséquilibre en faveur de l'offre, qui conjuguée à la création d'un marché concurrentiel devrait conduire à une baisse des tarifs : pour Jean Bergougnoux<sup>85</sup>, Directeur général honoraire d'EDF, « *il est exact que [les prix de l'électricité] se sont effondrés, puisque la concurrence ne se faisait pas sur des coûts de développement à long terme, mais à partir d'une situation de suréquipement général en Europe* ».

Selon la Commission européenne, « *au sein de l'Union, on constate une baisse très importante des prix, surtout dans le domaine électrique (...). Cette baisse est en moyenne de 25 % sur la période allant, grosso modo, de 1990 à 1998. (...) La tendance continue est à une baisse des prix. Toutefois, on constate que cette baisse est un peu plus marquée dans les pays qui ont libéralisé plus vite* »<sup>86</sup>. Cette évolution touche cependant déjà la France : ainsi, la Commission de régulation de l'électricité s'est récemment félicitée<sup>87</sup> que les tarifs de l'électricité aient d'ores-et-déjà baissé de 8 % en 2000.

Une telle baisse pourrait rapidement poser des problèmes de compétitivité pour le parc nucléaire français, car les coûts de production du parc sont peu flexibles. Selon l'Agence pour l'énergie nucléaire (AEN)<sup>88</sup>, « *avec des variantes selon les pays, les principaux effets de la libéralisation des marchés sur les centrales nucléaires seront identiques, à savoir des pressions croissantes et persistantes pour abaisser les coûts de la production nucléaire* ».

La baisse des prix assurée par l'exploitant EDF<sup>89</sup> pourrait se heurter à une limite : d'une part, la surcapacité est un frein à l'amélioration des coûts d'exploitation. D'autre part, la diminution des coûts du combustible passe par une révision des choix stratégiques nationaux en matière d'aval du cycle, ainsi que l'a montré le rapport Charpin-Dessus-Pellat<sup>90</sup>.

De plus, la pression concurrentielle qui s'exerce sur l'appareil de production nucléaire peut renforcer sa vulnérabilité en dégradant le niveau de sûreté des installations. L'AEN note ainsi que « *les réactions des exploitants à la concurrence peuvent soit profiter, soit nuire à la sûreté* ». Ainsi, « *certaines exploitations ont procédé à d'importantes réductions d'effectifs, emploient davantage de sous-traitants moins qualifiés et effectuent plus souvent les opérations de maintenance pendant l'exploitation* ». Pour l'Agence, « *dans le cas le pire, l'exploitant pourrait devenir incapable de gérer efficacement la sûreté des centrales* ».

<sup>85</sup> Audition de Jean BERGOUGNOUX, compte-rendu dans LAJOINIE, André, *L'énergie*, Rapport d'information présenté par la Commission de la production et des échanges, Assemblée nationale, janvier 2001. Il précise au passage que « *c'est ainsi que les électriciens allemands, après s'être livrés à une concurrence acharnée sur les prix de court terme (...), ont décidé de procéder à des déclassements massifs de centrales pour s'adapter aux conditions du marché* ».

<sup>86</sup> Audition de Marie-Christine JALABERT, représentante de la Commission européenne, compte-rendu dans LAJOINIE, A., op. cit.

<sup>87</sup> Conférence de presse du 14 février 2001 de Jean SYROTA, Président de la CRE, qui considère que « *les prix ont d'ores-et-déjà baissé, entre 8 % et 10 %, selon les "experts"* » (cité par *Énerpresse*, 15 février 2001).

<sup>88</sup> *La réglementation de l'énergie nucléaire face à la concurrence sur les marchés de l'électricité*, OCDE/AEN, Paris, 2001. Cet opuscule fait suite à un rapport plus complet consacré à *L'énergie nucléaire face à la concurrence sur les marchés de l'électricité*, OCDE/AEN, Paris, 2000.

<sup>89</sup> Selon Philippe TORRION, Directeur de la stratégie à EDF, « *depuis 1997, ses prix ont baissé en moyenne de 14 % en francs constants* ». Compte-rendu d'une audition parlementaire, in LAJOINIE, A., op. cit.

<sup>90</sup> CHARPIN, Jean-Michel, DESSUS, Benjamin, PELLAT, René, *Étude économique prospective de la filière électrique nucléaire*, Rapport au Premier ministre, La Documentation française, septembre 2000. Cette étude montre en particulier que le retraitement-recyclage représente un surcoût global pour la filière de un à quelques pourcents (selon les scénarios de référence) par rapport au stockage direct du combustible irradié.

Enfin, l'ouverture du marché crée une césure entre le producteur et le gestionnaire du réseau qui peut également rendre le parc nucléaire plus vulnérable. Toujours selon l'AEN, « *dans une majorité de pays qui introduisent la concurrence sur les marchés de l'électricité, les producteurs seront déchargés de la responsabilité d'assurer la stabilité et la fiabilité du réseau (...). Pour les centrales nucléaires, une dégradation de la fiabilité du réseau crée des problèmes de sûreté car elle signifie une augmentation de la fréquence des dysfonctionnements du réseau et des pertes de l'alimentation électrique principale de la centrale* ».

### ***Le coût de la sécurisation du réseau***

Selon un avis de la toute nouvelle Commission de régulation de l'électricité<sup>91</sup>, « *dans les situations relatives à la sécurisation, le paramètre clé de la méthode est la valorisation de l'énergie non distribuée* ». Ce critère est en effet le principal déterminant de l'évaluation des dommages causés par une coupure : les coûts de réparation du réseau sont directement calculables, mais l'électricité non distribuée (END) a un coût réel difficile à appréhender.

Pour le Conseil général des Mines<sup>92</sup>, qui évalue à 35 à 40 GF (ou 15 à 20 GF après actualisation à 4 %, sur la base d'une durée de retour de l'évènement comprise entre 50 et 100 ans) le coût des dommages liés aux défaillances sur le réseau en décembre 1999, « *c'est à l'intérieur d'une telle enveloppe que devrait se situer un programme de sécurisation visant à éviter la plus grande part de ces dommages en cas de nouvel évènement semblable* ». Ceci ne couvre qu'une faible partie d'un programme de sécurisation « totale », où l'on envisagerait par exemple l'enfouissement global du réseau moyenne et basse tension, qui s'élève à plusieurs centaines de milliards de francs.

Mais le rapport du Conseil juge trop coûteux d'aller plus loin car « *la rentabilité pour la collectivité d'un franc investi, en termes de risque évité, décroît fortement, particulièrement lorsqu'on arrive au niveau de la basse tension* ».

En d'autres termes, le coût d'un nouveau kWh non distribué évité augmente avec l'effort déjà réalisé. La sécurisation, qui revient à un coût consenti pour éviter une END, doit donc trouver un niveau optimal au-delà duquel les efforts deviennent contre-productifs sur le plan économique. On peut toutefois émettre de nombreuses réserves sur l'évaluation basse du coût des dommages à prendre en compte pour dimensionner les efforts de sécurisation :

- tout d'abord, il est fondé sur une évaluation des dommages internes à EDF ainsi que des dommages pour la collectivité qui sont tous deux calculés par l'exploitant du réseau. Ainsi, le calcul est basé aux quatre cinquièmes (la part des dommages externes dans le total) sur un coût de l'END évalué unilatéralement par EDF. Ces études, qui « *mériteraient sans doute d'être validées* » selon le rapport du Conseil général des Mines, aboutissent à un coût de l'END de 60 F/kWh, alors que le même rapport signale que « *pour motiver davantage ses centres de distribution dans la sécurisation du réseau contre les risques naturels, EDF retient une valeur maximum de l'END de 130 F/kWh* » pour les risques jugés non exceptionnels ;

- la quantité d'électricité non distribuée lors de la tempête aurait pu, à évènement égal, être beaucoup plus importante : non seulement l'évènement s'est produit au « bon moment », dans un creux de consommation, mais surtout la combinaison de ce creux conjoncturel avec la perte de consommation due aux coupures a peut-être joué un rôle décisif dans le maintien de l'équilibre production-consommation sur le réseau national. Les tempêtes auraient par ailleurs

<sup>91</sup> Avis rendu par la Commission de régulation de l'électricité (CRE) sur le programme de financement du RTE pour le réseau de transport de l'électricité, février 2001.

<sup>92</sup> Conseil général des Mines, op. cit.

pu affecter plus directement les lignes vitales pour l'interconnexion nord-sud. Ces événements auraient pu provoquer un effondrement beaucoup plus lourd du réseau ;

- enfin, le risque à prendre en compte reste défini de façon restrictive : d'une part, la durée de retour envisagée pour un événement du même type, élevée au regard de l'histoire, peut être faible dans le contexte du réchauffement climatique en cours. D'autre part, la probabilité, plus forte une série d'événements climatiques moins exceptionnels et moins graves, mais dont les effets accumulés au cours du temps peuvent prendre une grande importance, n'est pas prise en compte dans ce calcul.

Il faut par ailleurs considérer les autres moyens existants que la consolidation du réseau pour renforcer sa sécurité. Certains de ces moyens, tels que la diversification, l'efficacité énergétique, la maîtrise de la demande ont un bilan coût/avantage dont les avantages de sécurisation ne sont qu'un élément parmi d'autres : ils peuvent apparaître, de ce point de vue, moins coûteux que les solutions techniques de renforcement du réseau de lignes électriques.

### ***Le coût de l'accès au réseau***

En théorie, « *quand l'éligibilité (...) concernera le consommateur domestique, pourront se développer au niveau décentralisé les nouveaux moyens de production d'électricité du type : cogénération, turbine à gaz, hydraulique de petite taille, qui bourront bénéficier des économies du réseau, constituant de ce fait une nouvelle étape dans la sécurité d'approvisionnement* »<sup>93</sup>. Cette évolution dépend en pratique des conditions offertes pour le coût d'accès au réseau dans différentes situations. De ce point de vue, la situation française s'est par le passé montrée défavorable au développement de solutions décentralisées.

Le service public de l'électricité est fondé en France sur la péréquation, c'est-à-dire l'application d'un tarif unique en tous les points du territoire. Dans ce contexte, l'opérateur unique du réseau calcule des coûts moyens de la fourniture d'électricité et d'accès au réseau. On compare ainsi, lorsqu'on examine un projet décentralisé, le coût réel de cette solution au coût moyen du transport, la plupart du temps au bénéfice du second alors que dans certains cas le coût réel du transport à partir d'un réseau centralisé existant est en fait plus élevé que la solution alternative.

Ce point fait l'objet d'une vive critique de la part de l'AIE<sup>94</sup>, qui dénonce le caractère selon elle « *fondamentalement vicié* » de la péréquation tarifaire appliquée à l'énergie, alors que « *les clients devraient payer ce qu'il en coûte à la société de leur livrer des biens et services, soit un montant susceptible de varier beaucoup, notamment en ce qui concerne les énergies en réseau* ». Le rapport Champsaur<sup>95</sup> introduisait déjà cette critique : « *en théorie une tarification idéale devrait (...) aboutir à une différenciation spatiale et temporelle des prix de l'électricité, reflétant les contraintes de capacité des équipements de production et celles du réseau. (...) Les tarifs d'utilisation des réseaux devraient (...) comporter dès le départ un "zonage" des tarifs d'injection (et aussi d'ailleurs de soutirage), incitant les producteurs à intervenir pour réduire les déséquilibres des zones tels qu'ils existent, par exemple, dans la région niçoise* ».

Sans entrer dans ce débat, on peut simplement constater que la péréquation, appliquée sur le mode actuel par un opérateur central, ne favorise pas les solutions plus économiques de

<sup>93</sup> RÉVOL, H. et VALADE, J., op. cit.

<sup>94</sup> AIE, op. cit.

<sup>95</sup> CHAMPSAUR (Dir.), op. cit.

production décentralisée là où la desserte est la plus chère, où les solutions de stockage lorsqu'elles pourraient s'appliquer, ni enfin les mesures locales d'efficacité énergétique.

L'AIE suggère, afin d'aménager le système pour permettre le développement des énergies renouvelables, de limiter la péréquation des tarifs aux services de réseau assurés par les réseaux de distribution interconnectés existants. Mais dans la pratique, la plupart des réseaux de distribution ne sont pas interconnectés, ce qui constitue un frein supplémentaire à l'implantation de moyens de production décentralisés en empêchant leur mutualisation au niveau local.

On peut de plus noter que la fin de l'application de la péréquation tarifaire est implicitement contenue dans les tarifs plus bas consentis par EDF aux clients industriels, le coût de la fourniture à ces clients étant plus faible (ils ont des meilleurs facteurs de charge, consomment à des tensions plus élevées avec moins de pertes en ligne, etc.). Ceci comporte un risque économique supplémentaire : la mutualisation des coûts (le principe de la péréquation) s'opère sur une base d'utilisateurs moins larges.

Les efforts, par définition décentralisés, de sécurisation du réseau de distribution, qu'il s'agisse d'interventions sur le réseau lui-même ou d'efforts liés à l'offre (production décentralisée) ou à la demande (maîtrise de l'énergie) sont pris en charge par les collectivités concédantes et l'exploitant du réseau (dans 95 % des cas EDF). Ces travaux sont généralement financés en partie via le Fonds d'amortissement des charges d'électrification (FACE), alimenté par des charges prélevées sur les distributeurs.

Le rapport d'évaluation du Conseil général des Mines<sup>96</sup> conclut très clairement que ce dispositif « conduit à subventionner très fortement les usages thermiques de l'électricité au détriment d'une politique efficace de maîtrise de la demande d'électricité et de recours à des énergies alternatives, notamment les ENR ». Ainsi, en 2000, le FACE a contribué pour 65 % à des travaux représentant un budget total de 3.070 F, dont 75 MF seulement pour le programme « MDE-ENR » (maîtrise de la demande électrique et énergies renouvelables).

Pourtant, le même rapport indique que « le coût très rapidement croissant pour la collectivité d'une distribution convenablement sécurisée en milieu rural dispersé, devrait impliquer de la part des collectivités concédantes, soutenues par l'État, une action beaucoup plus vigoureuse qu'aujourd'hui de maîtrise de la demande d'électricité (MDE) ».

### 3.3.7 Problèmes de vulnérabilité liés à l'interconnexion

L'interconnexion des réseaux européens s'est développée dès après la seconde guerre mondiale pour favoriser un secours mutuel entre pays et optimiser au niveau européen la gestion du parc de production électrique dans ses différentes composantes. Le développement de systèmes automatisés, la normalisation des équipements et des procédures d'exploitation, etc. ont progressivement permis d'interconnecter l'ensemble de la partie continentale de l'Europe (les pays de l'UCTE), avec des connexions vers les autres réseaux européens (Royaume-Uni, NORDEL), et plus loin vers l'Europe de l'Est et le Maghreb.

L'ouverture du marché européen de l'électricité implique aujourd'hui un renforcement de ce système : « la construction d'un réseau européen intégré est la condition du développement d'un marché européen propre à améliorer à la fois la concurrence et la sûreté d'approvisionnement et de fonctionnement »<sup>97</sup>. En effet, les échanges, pour l'instant limités à des mesures de « dépannage » exploitant par exemple les phénomènes de décalage des heures

<sup>96</sup> Conseil général des Mines, op. cit.

<sup>97</sup> Commission de régulation de l'électricité, *La CRE dresse un premier bilan encourageant de l'ouverture du marché français de l'électricité*, Communiqué de presse du 14 février 2001.

de pointe pour la consommation dans les différents pays, devraient se développer assez rapidement.

La France, de par sa position géographique privilégiée au sein de l'Europe, occupe une place particulière dans ce dispositif. Elle y joue de plus un rôle prépondérant en tant que premier pays exportateur d'électricité en Europe, puisqu'elle réalise à elle-seule 40 % des exportations d'électricité des 15 pays membres de l'UCTE.

Deux problèmes essentiels ne sont pas aujourd'hui réglés. Le premier est la prise en charge et le recouvrement des coûts de transit d'électricité et des « flux de bouclage » qu'impliquent les transactions internationales. Ces coûts ont jusqu'à présent été considérés comme une contrepartie aux avantages de l'interconnexion ne donnant pas lieu à facturation, mais l'augmentation régulière des échanges internationaux remet ce principe en question<sup>98</sup>.

Le second est le traitement des congestions. Aujourd'hui, les phénomènes de congestion du réseau aux points transfrontaliers ne sont pas rares. Au cours de l'été 1999, par exemple, les flux physiques à travers la Belgique ont été jusqu'à 6 fois supérieurs aux prévisions pourtant actualisées quotidiennement, ce qui a conduit au refus de plusieurs transactions<sup>99</sup>.

Une étude réalisée pour la Commission européenne<sup>100</sup> propose la distinction entre deux types de congestion : d'une part les congestions occasionnelles, dont la résorption est possible via une « réorganisation coordonnée des plans de production dans les pays concernés ». D'autre part les goulets d'étranglement structurels liés à l'insuffisance des interconnexions internationales au niveau des réseaux existants.

Quatre des « goulets » recensés en Europe concernent directement la France, dans le sens de ses exportations : selon la CRE<sup>101</sup>, « si les connexions vers la France permettent un accès sans restriction au marché français, les liaisons depuis la France sont congestionnées avec les “péninsules électriques” (...), limitées avec le nord, et de faible capacité et archaïques avec l'est de l'Europe ». Les problèmes les plus cruciaux se posent au niveau des interfaces avec l'Espagne et avec le Royaume-Uni, des interconnexions à travers les Alpes et de la zone Belgique et Pays-Bas. La France est un point de passage obligé pour l'accès aux marchés ibérique (Espagne plus Portugal) et britannique, et un point privilégié vers le marché italien. L'existence de tels goulets, et la difficulté à les résorber par l'installation de nouveaux moyens de transport, peut générer des contraintes fortes pour le réseau français à mesure que le transit international se développera.

Par ailleurs, l'ouverture à l'Est, si elle peut apparaître intéressante pour mutualiser sur un territoire plus vaste encore les moyens de production et les risques, ne va pas sans problèmes de sécurité, non résolus actuellement, au niveau de la qualité de l'électricité. Ainsi, le courant délivré par les pays de l'ex-URSS peut connaître des variations en fréquence allant jusqu'à 1 ou 1,5 Hz, alors que le réseau français ou européen ne tolère que de très faibles écarts, de l'ordre de quelques dixièmes de Hz, autour de la valeur standard 50 Hz (les écarts de fréquence sont de plus en permanence « rattrapés » grâce à des dispositifs de synchronisation).

<sup>98</sup> La France, principale exportatrice d'électricité en Europe, s'oppose par exemple aujourd'hui à la Belgique et à l'Allemagne, qui proposent un système de taxation des exportations de courant au niveau des interconnexions transfrontalières.

<sup>99</sup> Cité par BONNET, Jean-Philippe, « La régulation du système électrique européen : le “processus de Florence” », *Énergie et matières premières*, n° 12, 2ème semestre 2000.

<sup>100</sup> HAUBRICH, J.-H. & FRITZ, W., *Cross-Border Electricity Transmission Tariffs – Final Report*, avril 1999.

<sup>101</sup> Commission de régulation de l'électricité, *Progresser vers un marché intérieur européen de l'électricité*, Document distribué à la presse, 14 février 2001.



## 4. SECURITE INTERNE DE L'APPROVISIONNEMENT EN HYDROCARBURES

Bien que ceux-ci représentent la majeure partie de notre consommation d'énergie, il nous a semblé moins utile d'approfondir la question de la sécurité interne de l'approvisionnement en hydrocarbures. Les enjeux liés à cette sécurité ne sont pas négligeables, mais ils apparaissent dans l'ensemble moins complexes et moins profonds que ceux liés à la fourniture d'électricité. D'autre part, la situation actuelle des marchés pétroliers et gaziers en France est différente de celle du marché électrique, caractérisé avant son ouverture par un quasi-monopole de la production et de la distribution, combiné par une « saturation » en termes de clients. Ils sont globalement plus ouverts à la concurrence :

- sur le marché du gaz, bien qu'on retrouve dans ce secteur le même double monopole que pour l'électricité, il existe une importante clientèle potentielle puisque la desserte gazière ne couvre pas aujourd'hui l'ensemble du territoire ;

- le marché des produits pétroliers est quant à lui depuis longtemps ouvert à la concurrence, et plusieurs groupes se partagent aujourd'hui l'activité d'approvisionnement, de raffinage et de distribution sur le réseau français.

Dans ces conditions, les questions de sécurité interne se rapprochent, plus que pour l'électricité, des intérêts industriels et stratégiques des acteurs de ces deux secteurs. Aussi, l'information disponible est moins abondante et plus parcellaire.

Pour ces deux raisons, on se limitera dans cette partie à des remarques d'ordre plus général, sans entrer dans le même détail d'analyse qu'on l'a fait pour l'électricité.

### 4.1 L'APPROVISIONNEMENT EN HYDROCARBURES

#### 4.1.1 Production nationale et importations

Le pétrole et le gaz représentaient en 1998, selon l'Observatoire de l'énergie<sup>102</sup>, respectivement 99,1 MTep (39,7 %) et 34,1 MTep (13,7 %) dans la consommation française d'énergie primaire, évaluée à 249,4 MTep dont 232,3 MTep pour des usages énergétiques.

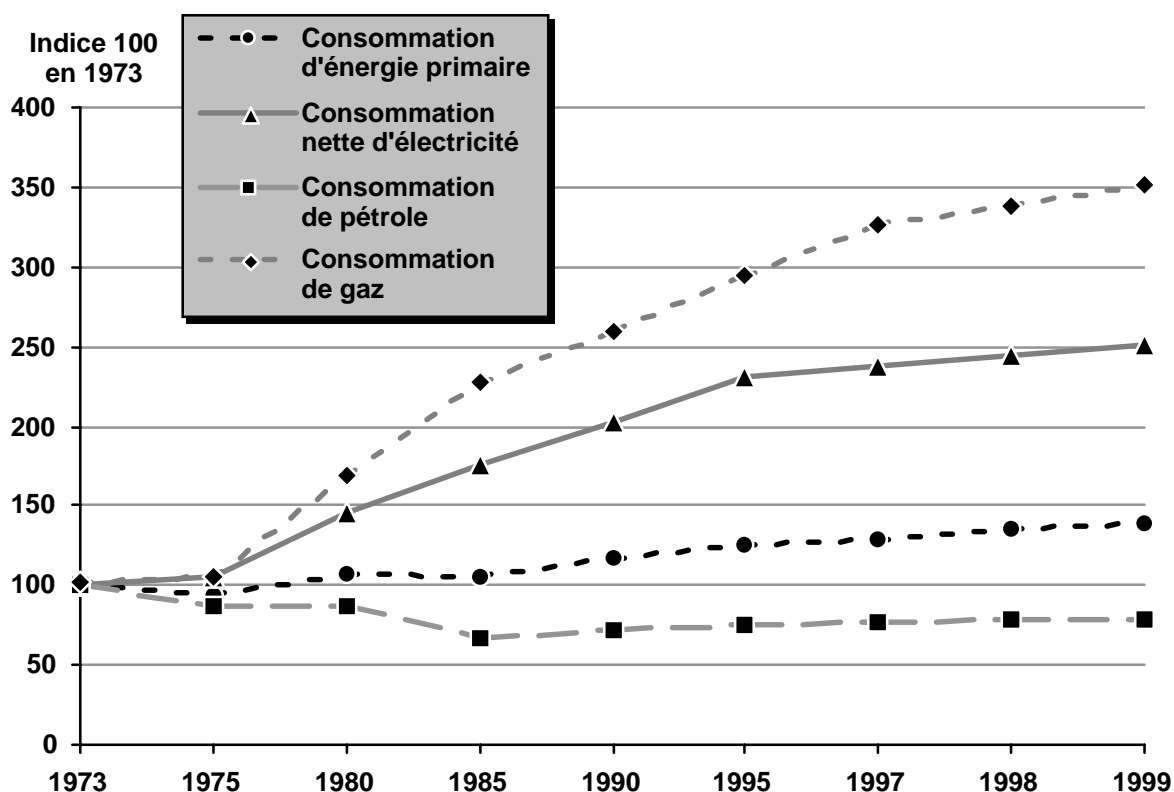
Les hydrocarbures occupent donc dans cette comptabilité, qui surévalue pourtant l'apport de l'électricité primaire, une part supérieure à 50 %. Cette part est en fait, si l'on se rapporte au système international de comptage, de 75 % – 55 % pour le pétrole et 20 % pour le gaz.

La France dépend presque exclusivement des importations pour ces ressources. Avec des réserves estimées fin 1997 à 13 millions de tonnes de pétrole brut, 1,2 millions de tonnes de liquides de gaz naturel et 14 milliards de m<sup>3</sup> de gaz naturel économiquement exploitable, elle ne dispose que d'environ 1/10.000ème des réserves mondiales de combustibles fossiles. La France ne produit, en ordre de grandeur, que respectivement 2 % et 5 % du gaz et du pétrole qu'elle consomme.

Cette forte dépendance a donné lieu, suite au premier choc pétrolier, à une politique volontariste de réduction de la consommation de pétrole. Celle-ci a effectivement baissé jusqu'en 1985, notamment grâce à une forte progression de l'électricité (secteur où parallèlement le nucléaire remplaçait le fioul), ainsi que le montre le graphe 4. Toutefois, depuis 15 ans la consommation de pétrole progresse à nouveau, tirée en particulier par le secteur des transports. Parallèlement, la France a fortement accru sa dépendance au gaz, dont la consommation a plus que triplé entre 1973 et aujourd'hui.

<sup>102</sup> C'est-à-dire selon les chiffres du Secrétariat d'État à l'industrie, qui utilisent le « coefficient officiel de conversion » de la France pour l'électricité, soit 0,222 Tep/MWh au lieu des 0,086 Tep/MWh utilisés dans les statistiques internationales.

**Graph. 4 Évolution indicielle de la consommation d'énergie, d'électricité, de gaz et de pétrole en France, 1973-1999**



Source : d'après Observatoire de l'énergie, 1992 et DGEMP, 1998-1999

Les importations de pétrole ont sensiblement diminué en une trentaine d'années : ainsi, la France a importé 90,5 millions de tonnes (Mt) en 1998 pour ses besoins propres, contre 134,8 Mt en 1973. La sécurité d'approvisionnement se trouve également renforcée par une diversification : le Moyen-Orient et l'Afrique du Nord, d'où provenaient 85 % des importations en 1973, n'en représentent plus que 51 % en 1998, la mer du Nord s'étant imposée comme une source importante (32 %).

Les importations de gaz ont connu une évolution contraire, progressant d'environ 7,5 MTep en 1973 à 30,1 MTep en 1998, cependant que la production nationale chutait de 6,3 à 1,8 MTep. Là aussi les sources se sont diversifiées : l'Algérie représente 24 % de la fourniture en 1999, contre 28 % en 1973, mais les Pays-Bas qui fournissaient 82 % des importations de gaz françaises en 1973 sont tombés à 12 % ; la Russie (28 %) et surtout la Norvège (31 %) se sont imposées comme sources d'approvisionnement privilégiées.

Le risque de rupture d'approvisionnement lié à cette « dépendance » est une préoccupation majeure. Toutefois, son influence sur les décisions de politique énergétique intérieure est telle qu'il convient de l'évaluer au plus juste. Pierre Gadonneix, Président de GDF, déclarait récemment<sup>103</sup>, à propos de l'Algérie et de la Russie, que dans la mesure où ces pays n'ont « *jamais interrompu la fourniture ces trente dernières années pour des raisons politiques* » et où la vente de gaz constitue pour chacun d'eux la plus grande source de revenus en devises, on peut se demander « *qui est le plus dépendant ?* » aujourd'hui.

<sup>103</sup> Colloque IENA sur la politique énergétique, Conseil économique et social, 8 février 2001.

La livraison aux frontières françaises de gaz ou de produits pétroliers n'est que le premier maillon de la chaîne d'approvisionnement. La sécurité du système intérieur de stockage, transformation, transport et distribution est également fondamentale pour garantir la continuité de la fourniture.

#### 4.1.2 La question du stockage

La sécurisation de l'approvisionnement en hydrocarbures repose en particulier sur une problématique spécifique de stockage. Contrairement à l'électricité, les hydrocarbures peuvent en effet être stockés dans des installations (sites naturels ou constructions) plus ou moins grandes sur le territoire.

« Pour les hydrocarbures, caractérisés par des importations croissantes, il convient de prévoir un dispositif renforcé de stocks stratégiques et également de prévoir de nouvelles routes d'importation »<sup>104</sup>. Le stockage présente effectivement un intérêt stratégique : il permet de constituer des réserves pour se prémunir contre le risque de rupture d'approvisionnement. Il est également particulièrement utile pour la gestion de la continuité d'approvisionnement en fonction d'une demande variable. Il joue donc en grande partie le même rôle que le parc de production électrique, notamment avec le parc installé pour les besoins de pointe.

Dans la première perspective, les stocks sont d'autant plus utiles qu'ils sont partagés par une communauté plus grande : il est donc naturel de centraliser le stockage. Aujourd'hui, la Commission européenne envisage que le dispositif de stocks pétroliers soit renforcé par leur « communautarisation », et que ce mécanisme soit étendu aux stocks de gaz naturel.

Dans la seconde logique, il est au contraire utile, pour une flexibilité maximale de la gestion, de disséminer la capacité de stockage sur le territoire. En effet, les hydrocarbures n'entrent que par un nombre limité de points sur le territoire, et la tendance naturelle est de concentrer les stockages autour de ces points ou des grands axes du réseau de transport national, privant de nombreuses régions de capacités de stockage propres.

### 4.2 LA SECURITE INTERNE DE L'APPROVISIONNEMENT EN PRODUITS PETROLIERS

#### 4.2.1 L'organisation du secteur

Contrairement aux secteurs électriques et gaziers, l'industrie pétrolière est aujourd'hui totalement privatisée : les deux plus grandes compagnies françaises du secteur, Total et Elf, ont été privatisées en 1996 et ont fusionné en 2000 pour former la quatrième compagnie pétrolière mondiale en termes de chiffre d'affaires, mais aussi la cinquième en termes de réserves pétrolières.

##### *Les points d'approvisionnement*

Une faible partie du pétrole consommé par la France est produit sur son territoire. Le pétrole brut est extrait pour 55 % de la région Aquitaine et pour 34 % d'Île-de-France. La production française connaît une baisse régulière : avec 1,6 millions de tonnes de pétrole brut produit en 1999, cette baisse est de 10 % par rapport à 1998.

Les importations de pétrole brut sont acheminées par bateau dans 4 ports, dont le principal est le complexe de Marseille - Fos-sur-Mer qui représente à lui seul 46 % de cette activité (voir le tableau 15). Le trafic de produits raffinés, deux fois et demi moins important que celui de

<sup>104</sup> REVOL, H., VALADE, J., op. cit.

pétrole brut, est réparti entre 12 ports, dont les trois plus gros (qui traitent également le pétrole brut) regroupent environ 60 % de l'activité.

**Tab. 15** Activité des ports français pour le trafic de produits pétroliers (1998)

	Importations de pétrole brut (millions de tonnes et %)		Trafic de produits raffinés (millions de tonnes et %)	
Bayonne	–		0,43	1,0 %
Bordeaux	–		3,47	8,5 %
Brest	–		0,93	2,3 %
Dunkerque	7,33	7,1 %	4,46	10,9 %
La Rochelle	–		2,44	5,9 %
Le Havre	37,00	35,7 %	5,21	12,7 %
Lorient	–		0,88	2,1 %
Marseille Fos	48,33	46,6 %	9,44	23,0 %
Nantes	10,99	10,6 %	5,05	12,3 %
Port-la-Nouvelle	–		1,50	3,7 %
Rouen	–		6,10	14,9 %
Sète	–		1,13	2,8 %
<b>Total</b>	<b>103,65</b>	<b>100 %</b>	<b>41,04</b>	<b>100 %</b>

Source : d'après UFIP, 1999

La France raffine la majeure partie du pétrole qu'elle consomme. Elle dispose de la capacité de traitement correspondante, avec 13 raffineries essentiellement concentrées près des ports d'acheminement. Celles-ci ont traité 83,4 millions de tonnes de pétrole brut en 1999, soit 9 % de moins qu'en 1998, pour une production nette de 77,4 millions de tonnes.

### *Le transport du pétrole*

Le transport du pétrole utilise, contrairement au gaz et plus encore à l'électricité, des modes extrêmement divers.

La flotte pétrolière française comprend 15 pétroliers au long cours pour un tonnage de port en lourd de 4,5 millions, auxquels s'ajoutent 31 caboteurs, 8 navires stationnaires et 7 gaziers.

Les pipelines sont utilisés pour le transport terrestre massif de pétrole brut ou de produits raffinés. La France compte différents réseaux d'oléoducs destinés à alimenter le territoire, en particulier les centres principaux de consommation, et à réaliser une interconnexion avec les réseaux d'oléoducs des pays voisins.

Le transport de pétrole brut par pipeline s'est réparti en 1999 entre 21 millions de tonnes pour le réseau Sud-Européen, qui domine largement cette activité, 0,5 million de tonnes pour le réseau Parentis-Ambès, 4,1 millions de tonnes pour le réseau Ile-de France.

Le transport de produits pétroliers raffinés par pipeline s'est réparti en 1999 entre 20,7 millions de tonnes pour le réseau Trapil, 9,6 millions de tonnes pour le réseau Ile-de-France et 0,9 million de tonnes pour le réseau SPMR.

Les produits raffinés sont également transportés par voie ferroviaire (plus de 5.000 wagons réservoir totalisant une capacité de transport de 422.000 m<sup>3</sup>) ou transport routier (plus de 7.000 tracteurs affectés au transport de produits pétroliers, 7.300 semi-remorques et 4.800 camions citernes).

Le tableau 16 indique la répartition du transport par mode. Il montre en particulier la part très importante qu'occupe le transport routier. Cette situation s'explique par l'absence d'infrastructures de transport par pipeline dans certaines parties du territoire. Des régions entières, comme l'Auvergne, ne sont alimentées que par le rail ou la route.

**Tab. 16 Répartition entre les divers modes de transport des produits pétroliers en France, 1997-1998**

	1997	1998 (estimations)
Oléoduc	41,5 %	41,7 %
Route	31,5 %	31,7 %
Canalisations	9,0 %	9,0 %
Réseau ferré	8,6 %	8,4 %
Cabotage	5,4 %	5,4 %
Canaux	4,0 %	3,8 %
<b>Total</b>	<b>100 %</b>	<b>100 %</b>

Source : UFIP, 1999

Ce problème semble aujourd'hui bien pris en compte dans le nouveau Schéma de services collectifs de l'énergie, qui affirme : *« le transport par oléoducs, chaque fois qu'il peut être substitué au transport routier, constitue une option particulièrement valable pour le long terme. Il contribue en effet à accroître la sécurité, du transport comme de l'approvisionnement, à augmenter l'efficacité énergétique et à diminuer les émissions polluantes »*.

L'intérêt des pipelines en termes de sécurité, ou de vulnérabilité aux mouvements sociaux, a été clairement démontré lors du « blocus » exercé sur les dépôts par les transporteurs routiers en septembre 2000. En effet, si une région comme l'Île-de-France n'a pas connu de pénurie, c'est essentiellement parce qu'elle est principalement alimentée par un bon réseau d'oléoducs.

### *Les capacités de stockage*

La France dispose d'une importante capacité de stockage. D'une part, les capacités de stockage en raffinerie atteignent 22,5 millions de m<sup>3</sup> pour le pétrole brut et les produits intermédiaires, et 12,3 millions de m<sup>3</sup> pour les produits finis. D'autre part, le réseau des dépôts de stockage de produits finis de capacité supérieure à 400 m<sup>3</sup> représentait fin 1998 un total de 306 dépôts, avec une capacité totale de 13 millions de m<sup>3</sup>.

Selon l'Union française des industries du pétrole<sup>105</sup>, *« en fin d'année 1999, les stocks physiques effectifs détenus par la profession pétrolière (raffineurs, distributeurs et SAGESS) atteignaient 20,16 millions de tonnes »*, ce qui représente en ordre de grandeur un peu moins d'un quart des besoins nationaux pour une année.

Le régime de stocks « stratégiques » a été mis en place après le premier choc pétrolier sous l'égide de l'Agence internationale de l'énergie (AIE). Selon ce programme, le seuil de déclenchement pour le recours aux stocks prévu en cas de rupture d'approvisionnement réelle ou imminente est celui d'un manque de ressources à hauteur de 7 %. En France, l'obligation de stockage stratégique est notamment prévue par la loi n° 92-1443 du 31 décembre 1992 portant réforme du régime pétrolier.

Le Schéma de services collectifs de l'énergie fixe un objectif plus précis, qui étend au niveau des régions la logique existante au niveau national. Il constate que, *« confrontés à des impératifs de rentabilité dans un marché libéralisé, les opérateurs pétroliers ont eu tendance, ces dernières années, à fermer des dépôts de produits raffinés et à diminuer les capacités existantes »*, malgré l'action de deux structures para-publiques, le Comité professionnel des stocks stratégiques pétroliers (CPSSP) et la Société anonyme de gestion des stocks de sécurité.

<sup>105</sup> Information diffusée sur le site internet de l'UFIP.

En fait, « si l'on veut assurer partout la sécurité d'approvisionnement et la continuité de la distribution, il convient de relayer au niveau local le CPSSP, auquel a été fixé l'objectif de disposer, dans chaque région administrative, d'un stock d'au moins 10 jours de consommation de supercarburant sans plomb et de 15 jours de gazole / fioul domestique ».

### **Le réseau de distribution**

Le réseau de distribution est constitué de l'ensemble des points de vente de combustibles pétroliers et de carburants qui maillent le territoire, principalement basé sur les stations-service. Les conditions économiques sont évidemment très différentes pour les stations selon des facteurs tels que la densité de population. Ces conditions se sont progressivement détériorées dans les zones les moins peuplées, entraînant la fermeture de nombreuses stations. D'autre part, l'apparition sur ce secteur d'un nouveau type de distribution, avec le développement des stations au sein des grandes surfaces a provoqué une concurrence très dure, fatale à bon nombre de points de distribution.

Ainsi, le nombre de stations-services a fortement diminué depuis le milieu des années 70. Il existait encore plus de 40.000 stations-services en 1985, mais on n'en compte moins de 17.000 aujourd'hui (16.690 fin 1999 selon l'UFIP, qui indique que « *plus de 400 stations-service traditionnelles ont fermé en 1999* »). Les grandes surfaces, dont la concurrence est jugée déloyale par les raffineurs et les négociants de produits pétroliers, occupent aujourd'hui plus de la moitié du marché (53,3 % en 1999), avec pourtant presque trois fois moins de points de vente (4.245 fin 1999 contre 12.445 sur le réseau traditionnel).

On assiste donc à un double phénomène de contraction du réseau : d'une part une concentration sur quelques points de vente dans les zones d'activité, d'autre part la disparition de points de vente dans les zones de moindre activité.

Depuis le début des années 90, les pouvoirs publics ont mis en place une politique de soutien aux petits détaillants de carburants, afin de préserver la distribution d'essence dans les zones reculées. Cette politique est financée par une taxe dont le montant a été relevé en décembre 1999, pour assurer des recettes totales d'environ 73 millions de F.

#### **4.2.2 Les déséquilibres régionaux**

La principale vulnérabilité du système d'approvisionnement interne en produits pétroliers réside peut-être aujourd'hui dans les importants déséquilibres régionaux.

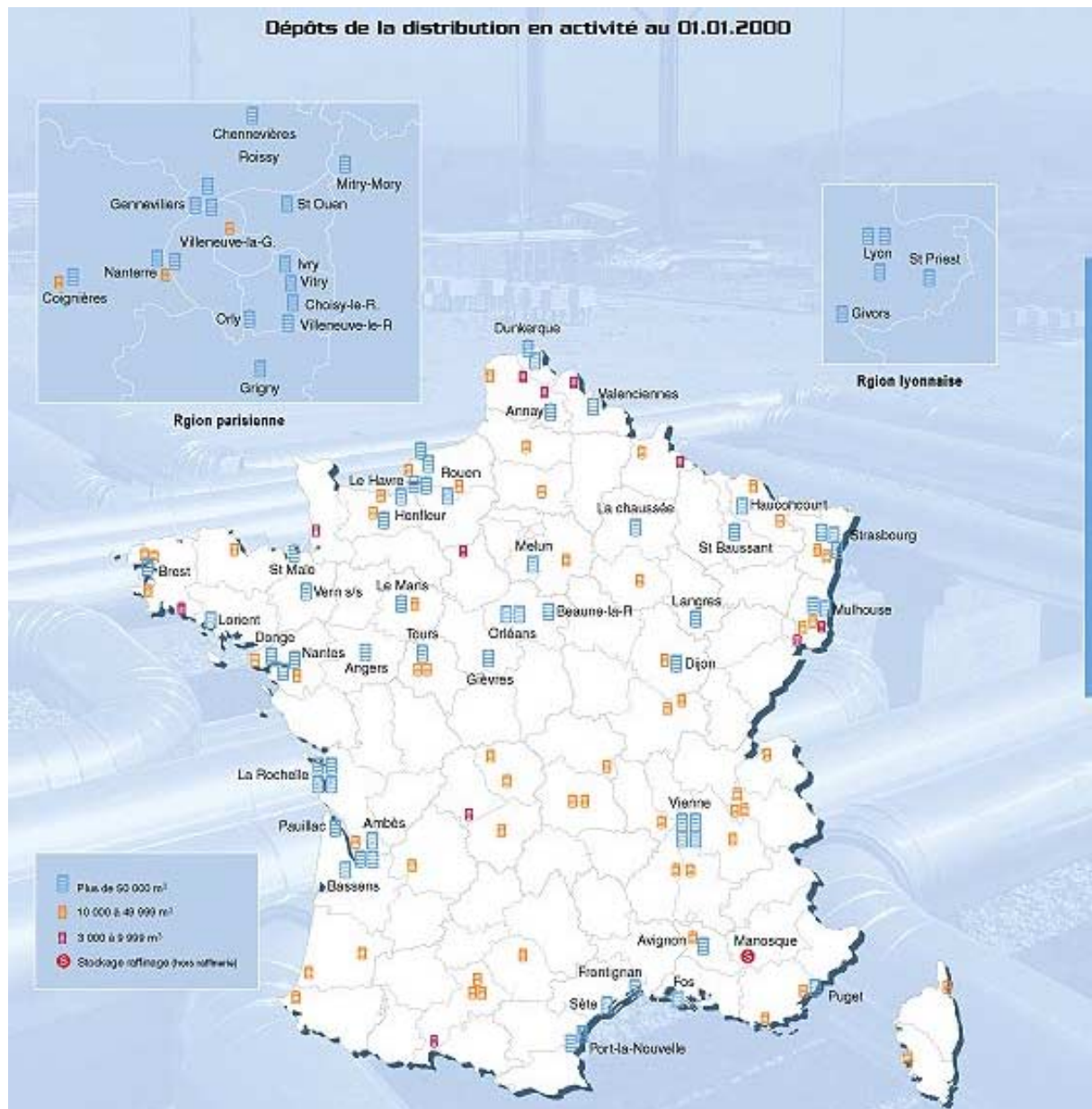
La répartition de la consommation nationale de produits pétroliers est très liée à la carte des transports, qui représentent une part importante de cette consommation. Ainsi, des régions relativement « économes » en transports comme le Nord Pas-de-Calais ou la Lorraine sont, malgré leur important besoin d'énergie pour les activités industrielles, relativement peu consommateurs de pétrole : celui-ci couvre moins de 25 % de leur consommation, contre plus de 30 %, et jusqu'à 50 % dans toutes les autres régions<sup>106</sup>. Les régions les plus peuplées concentrent la consommation : Île-de-France, Rhône-Alpes et P.A.C.A. représentent plus d'un tiers de la consommation nationale (respectivement 17 %, 10 % et 8 %).

La répartition des moyens (raffinage, stockage, transport, distribution) est elle aussi très inégale, sans recouper totalement la carte de la consommation. Un maillage plus homogène constitue pourtant un atout important pour la sécurité du réseau : selon le Schéma de services

<sup>106</sup> Selon la comptabilité utilisée par l'Observatoire de l'énergie, 1 MWh = 0,222 Tep.

collectifs de l'énergie, alors que « l'utilité et la pertinence » d'un schéma directeur national pour le réseau « TH [très haute pression] pour le gaz naturel se voient renforcées par le bien-fondé d'un niveau communautaire d'interconnexion (...), il en va différemment des capacités et des sites de stockage, principalement pour les dépôts d'hydrocarbure dont le maintien en un maillage raisonnablement dense et dans un large éventail de capacités constitue un élément précieux des services collectifs de l'énergie. Il en est de même pour le réseau de distribution (...). À cet égard, la disparité entre régions est d'ores et déjà forte ».

**Carte 6 Dépôts de stockage des produits pétroliers en France**



Source : UFIP, 2001

On constate en effet des déséquilibres importants, et parfois grandissants, à tous les niveaux. Comme le montre la carte 6, plusieurs régions se trouvent dépourvues de grands dépôts. On constate de plus un mouvement de baisse assez sensible sur le nombre de petits et de moyens dépôts, plus marquée dans ces mêmes régions. La capacité régionale de stockage varie fortement entre les régions, par exemple de 28.700 m<sup>3</sup> en Franche-Comté et de 39.000 m<sup>3</sup> en

Picardie jusqu'à 1.738.000 m<sup>3</sup> en Haute-Normandie et 1.704.000 m<sup>3</sup> en Île-de-France. Une région comme le Rhône-Alpes abrite 34 dépôts d'hydrocarbures, contre 5 seulement en Limousin ou 9 en Poitou-Charentes.

De même, sept régions seulement disposent de capacités de raffinage. Celles-ci sont de plus très concentrées dans deux régions : sur les terminaux du Havre en Haute-Normandie (4 raffineries pour une capacité de 33 Mt/an) et de Fos-sur-Mer en région P.A.C.A. (4 raffineries, 29 Mt/an de capacité).

Enfin, les phénomènes de contraction des réseaux de distribution pétrolière touchent davantage certaines régions, comme la Champagne-Ardenne ou le Limousin.

#### **4.2.3 Les usages énergétiques des produits pétroliers**

##### ***Répartition par usage***

Les produits pétroliers sont utilisés comme carburants et comme combustibles.

Le principal marché est celui des carburants automobiles, en progression constante. Il a atteint en 1999 un volume global de 50,7 millions de m<sup>3</sup>, dont 19,1 millions de m<sup>3</sup> d'essence et 31,6 millions de m<sup>3</sup> de gazole.

Le second marché, en importance, est celui du fioul domestique. En 1999, les ventes de fioul domestique ont atteint 20,1 millions de m<sup>3</sup>. C'est un marché qui est pratiquement stabilisé depuis cinq ans. Il est partagé à 70 % environ pour les usages de chauffage dans les secteurs résidentiel et tertiaire, et 30 % pour les usages moteurs (engins agricoles, ou de travaux publics).

Selon l'UFIP, le nombre des chaudières fioul livrées sur le marché français en 1998 a atteint 195 000 unités. Le chauffage au fioul représente 32 % des systèmes de chauffage installés dans les maisons individuelles (neuves ou existantes). Actuellement, d'après les chiffres du CEREN (Centre d'Etudes et de Recherches Economiques sur l'ENergie), 4,9 millions de logements sont chauffés au fioul, soit 21 % du parc des résidences principales.

À ce marché s'ajoute celui du fioul lourd, partagé entre les utilisations dans les secteurs industriel et tertiaire (3,7 millions de tonnes en 1999) et les ventes aux centrales EDF (0,8 million de tonnes en 1999).

Enfin, les produits pétroliers alimentent en carburant les avions (carburateurs) et en combustible les navires. Les ventes de carburateurs sur le marché français ont atteint 7,2 millions de m<sup>3</sup> en 1999. Les soutes (combustibles liquides) pour navires français et navires étrangers ont représenté en 1999 un total de l'ordre de 2,9 millions de tonnes (respectivement 0,7 million de tonnes et 2,2 millions de tonnes).

##### ***Le rôle crucial du secteur des transports***

Le secteur des transports occupe, dans la comptabilité énergétique française, une place très importante avec une part de 25 %, dont une part prépondérante est assurée par les produits pétroliers (carburants automobiles, carburateurs, etc.). La crise de septembre 2000, en particulier les sondages indiquant une sympathie de l'opinion pour le mouvement de blocus des dépôts, qui dénonçait les prix trop élevés du carburant, a montré que le carburant pouvait être considéré comme un bien de première nécessité.

Les politiques de contrôle du développement du transport routier se sont relâchées, et la consommation de ce secteur augmente régulièrement. Les véhicules sont de plus en plus



puissants et consomment également de plus en plus. Enfin, l'aménagement du territoire rend la voiture de plus en plus indispensable.

Ces différents facteurs font du secteur des transports un élément crucial de la vulnérabilité liée à l'approvisionnement énergétique. Différentes solutions, combinées au sein d'une politique volontariste, existent pour diminuer cette vulnérabilité :

- une politique de régulation des transports, basée essentiellement sur le levier fiscal ;
- une politique de réduction des consommations spécifiques des véhicules : bridage des moteurs pour les véhicules légers, promotion des véhicules alternatifs (électrique, gaz, GPL) et de la recherche sur des solutions innovantes ;
- une politique multimodale des transports urbains et des politiques locales d'aménagement, d'urbanisme et de transports.

### 4.3 LA SECURITE INTERNE DE L'APPROVISIONNEMENT EN PRODUITS GAZIERS

#### 4.3.1 L'organisation du secteur

##### *Les acteurs du réseau de transport et de distribution*

Créé par la loi du 8 avril 1946, GDF est bien sûr le principal acteur du marché gazier français. Le groupe exploite plus des deux tiers du réseau de transport, et 95 % du réseau de distribution du gaz en France. GDF dispose de plus aujourd'hui, de par la loi, d'un monopole sur les importations et les exportations de gaz naturel. GDF exploite également 12 des 15 sites de stockage de gaz naturel dont dispose la France. Il est ainsi présent à tous les niveaux du secteur gazier en France, sauf au stade de la production.

**Tab. 17 Acteurs du transport et de la distribution du gaz en France**

	<b>Transport (1) (km)</b>	<b>Distribution (1) (km)</b>	<b>Vente (2) (volume)</b>
GDF (Gaz de France)	21.658	134.525	88 %
CFM (Compagnie française du méthane)	6.352	–	6 %
GSO (Gaz du Sud-Ouest)	3.930	–	3 %
SEAR (Société Elf Aquitaine de réseau)	72	–	–
Distributeurs non nationalisés (17)	–	6.031	3 %
<b>Total</b>	<b>32.012</b>	<b>140.556</b>	<b>100 %</b>

Source : DGEMP / DIGEC, juin 1999

(1) Pour le réseau de transport et de distribution, données 1996.

(2) Vente aux consommateurs finals – directement depuis le réseau de transport pour les gros consommateurs, ou depuis le réseau de distribution –, données 1998.

Le réseau gazier est essentiellement basé sur un régime de concession : le titulaire reçoit l'autorisation de construire et d'exploiter les installations, mais les pouvoirs publics (respectivement l'État et les communes) restent propriétaires des infrastructures. Le réseau de grand transport est concédé par l'État à trois sociétés, GDF, GSO (et pour mémoire SEAR), une partie du réseau concédé à GDF étant affermée à son tour à CFM. Ce régime est atypique, puisque la France se trouve aujourd'hui le seul pays de l'Union européenne où le réseau de transport n'est pas la propriété de ses exploitants.

Le réseau de distribution est concédé par les communes ou groupements de communes à GDF, sauf pour 17 distributeurs (sociétés d'économie mixte ou régies) qui gèrent notamment les villes de Bordeaux, Grenoble ou Strasbourg... mais qui ne représentent, au total, que 3 % du volume des ventes aux consommateurs finals.

### Les points d'entrée du réseau

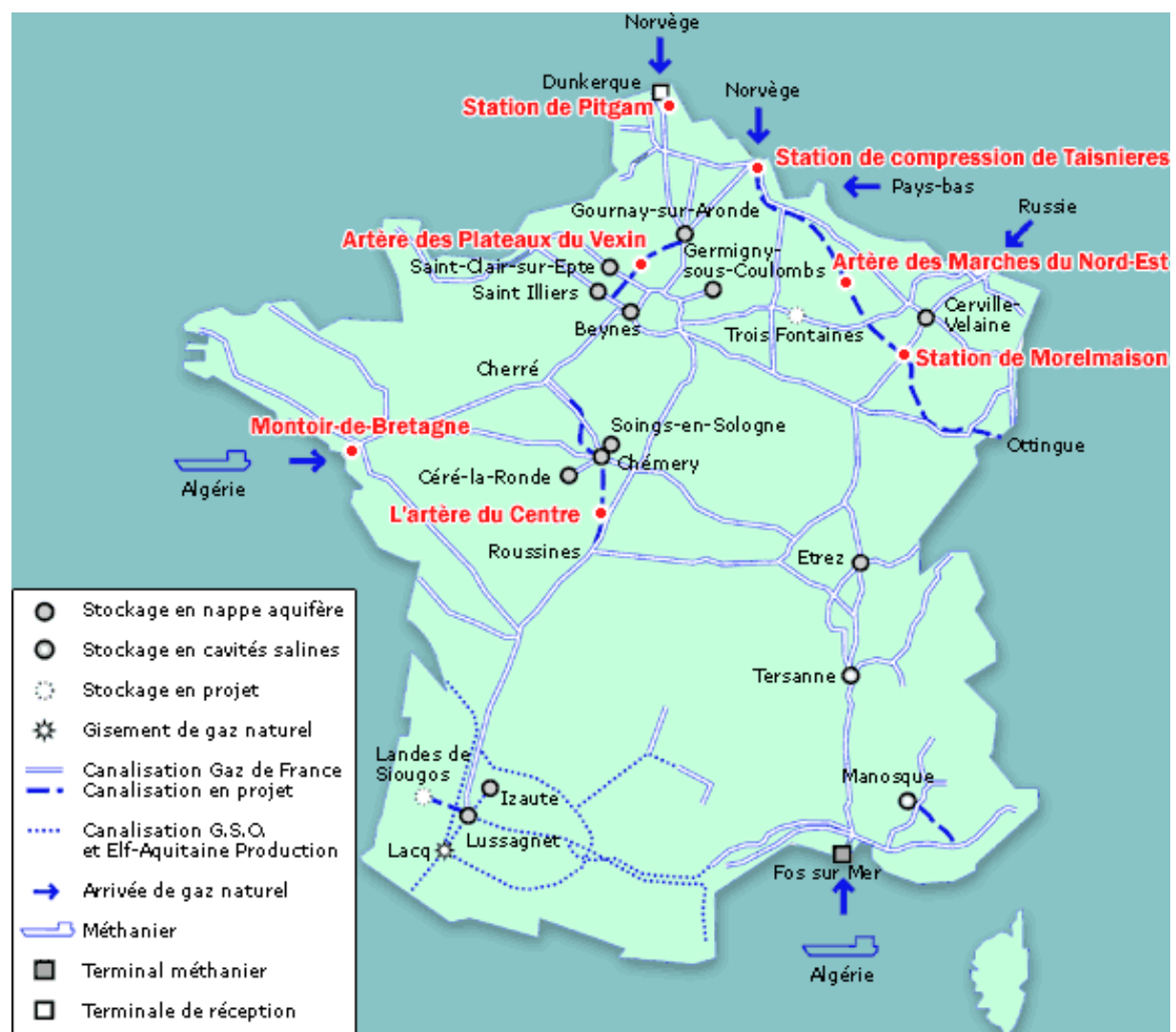
Le gaz naturel produit en France, pour l'essentiel ce qui reste du réservoir de Lacq, provient à 90 % de l'Aquitaine. Il ne représente qu'une très faible part du gaz consommé nationalement. Les importations de gaz se font soit par gazoducs, soit par méthaniers.

Le gaz acheminé par gazoduc est injecté dans le réseau français en 3 points :

- sur le réseau Megal à Medelsheim (frontière avec l'Allemagne) pour le gaz en provenance de Russie, avec une capacité autorisée de 12 Gm<sup>3</sup> par an ;
- au poste de Blaregnies (frontière avec la Belgique) pour le gaz en provenance des Pays-Bas, de Norvège et du Royaume-Uni ;
- via le gazoduc NordFra à Dunkerque pour le gaz en provenance de Norvège, avec une capacité de 15 Gm<sup>3</sup> par an.

Il faut y ajouter deux terminaux portuaires (Fos-sur-Mer, Montoir-de-Bretagne) de réception de gaz naturel liquéfié GNL qui est regazéifié dans des stations sur place puis injecté dans le réseau. En plus de la fourniture sur le territoire français, le réseau de transport du gaz assure aujourd'hui des missions de transit, notamment pour l'approvisionnement de l'Italie et de l'Espagne. Cette activité est appelée à s'amplifier avec l'ouverture du marché européen.

**Carte 7 Réseau national de transport et de stockage du gaz**



Source : GDF, 2000

### ***Le stockage, le transport et la distribution***

Le réseau de transport à haute pression relie les grands groupements intercommunaux. Il est essentiellement constitué de deux niveaux :

- un réseau intégré de canalisations de transport à haute pression où le gaz circule dans les deux sens, qui constitue l'ossature du système français de fourniture de gaz ;
- et des antennes, c'est-à-dire des ramifications locales à haute pression où le gaz circule en sens unique et qui relie le réseau de grand transport aux zones de desserte ou aux utilisateurs finals.

La structure du réseau français de transport du gaz est illustrée par la carte 7.

En 1998, la longueur totale du réseau français de gazoducs de grand transport avoisinait 32.012 km. C'est selon l'AIE<sup>107</sup> environ la taille du réseau italien, et le double du réseau du Royaume-Uni, mais un peu moins de 60 % de celui de l'Allemagne.

Les canalisations des réseaux de distribution s'étendaient sur 140.500 km au total en France, une valeur comparable à la longueur des réseaux de distribution en Italie mais très inférieure à celle des réseaux allemand ou britannique (respectivement 288.000 et 256.000 km).

La desserte de l'ensemble du territoire n'est pas assurée. Le réseau gazier est accessible à moins de 75 % de la population en France métropolitaine. Il existe de très fortes disparités : par exemple, on compte 24.000 km de réseaux de distribution du gaz naturel en île-de-France contre 2.350 km seulement pour Champagne-Ardenne. En Île-de-France, le réseau dessert 95 % de la population, contre 30 % seulement en région Bretagne.

La France, enfin, compte une capacité utile de stockage de 10,5 Gm<sup>3</sup>, avec une capacité maximum de soutirage de 182 Mm<sup>3</sup> par jour. La capacité de stockage française est la troisième en Europe occidentale derrière l'Allemagne et l'Italie, mais la première en termes de rapport consommation/stockage, puisque le volume utile de stockage couvre plus du quart de la consommation annuelle.

Il y a 15 sites de stockage dispersés autour des principaux centres de consommation. GDF en exploite 12, qui représentent 80 % de la capacité totale. Il est prévu d'augmenter la capacité de stockage parallèlement à la consommation (en utilisant par exemple le gisement de Lacq lorsqu'il sera épuisé). Les sites sont des sites géologiques, dont l'emplacement dépend des structures naturelles rencontrées sur le territoire. Ils ne coïncident pas avec les centres de consommation.

#### **4.3.2 Les insuffisances du réseau**

##### ***L'extension des besoins***

La consommation française de gaz naturel connaît une forte progression (+ 3,5 % par an en moyenne depuis 1973). Elle tient une place importante dans quatre régions : Alsace (23 % de la consommation régionale en 1998), Lorraine (22,5 %), Picardie (22 %) et Haute-Normandie (23,5 %). Mais les régions les plus consommatrices en valeur absolue sont l'Île-de-France (18,5 % de la consommation nationale), le Nord Pas-de-Calais (12,4 %), Rhône-Alpes (9,2 %) et la Lorraine (8 % de la consommation nationale).

Le réseau de transport, y compris dans ses interconnexions avec les pays voisins, et surtout le réseau de distribution ne sont pas aujourd'hui adaptés à une extension à tout le territoire de la consommation.

---

<sup>107</sup> AIE, op. cit.

Ainsi, le Schéma des services collectifs de l'énergie appelle très clairement à faciliter le développement des stockages souterrains et de nouvelles infrastructures de transport de gaz naturel et détaille quelques axes d'une telle politique :

- « *Les stockages souterrains de gaz naturel constituent un outil indispensable pour faire face aux évolutions saisonnières de la consommation ; ils constituent également un élément majeur de la sécurité d'approvisionnement. À l'avenir, ils seront d'autant plus nécessaires pour assurer la sécurité d'approvisionnement et la fluidité du marché, que la consommation de gaz est appelée à se développer fortement. Il conviendra donc de favoriser l'implantation, à l'échelle de programmation et de décision nationale, de nouveaux sites de stockage souterrain dans le strict respect de la réglementation en matière de protection de l'environnement [nappes phréatiques en particulier] et de sécurité des riverains* ».

- « *Le bon fonctionnement et le développement du service public, nécessiteront de nouvelles infrastructures de transport de gaz naturel afin de répondre aux aspirations régionales et aux impératifs de l'activité économique. En particulier la construction de nouvelles canalisations de grand transport est indispensable au maintien de la qualité et de la continuité de la fourniture de gaz dans notre pays : “l'artère du Midi” ou celles “des Hauts de France” et “des plateaux du Vexin” en sont les exemples les plus récents. Le développement d'infrastructures d'interconnexion internationale est également indispensable au maintien de notre sécurité d'approvisionnement et de celle de nos partenaires européens (à l'exemple du gazoduc NorFra et de “l'artère des Marches du Nord-Est”)* ».

### **La desserte gazière**

Actuellement, un cinquième seulement des communes françaises est raccordé au réseau gazier : 7.200 communes étaient desservies en 1999 sur les 36.000 que compte le pays. Ces communes regroupent cependant 41 millions d'habitants, soit un peu plus des deux tiers de la population. La desserte n'est toutefois pas systématiquement assurée au niveau du consommateur final, notamment dans les zones urbaines, où de nombreux logements neufs sont par exemple construits en « tout électricité ». Ainsi, si plus de 70 % de la population pourrait techniquement aujourd'hui être raccordée, seule une fraction de 40 % l'est réellement. Globalement, le gaz naturel touche plus de 10 millions de clients, tous types d'abonnement confondus, que l'on peut comparer avec les 30 millions de clients que compte EDF.

La desserte gazière n'est donc pas généralisée, mais la nature du gaz, énergie substituable, n'impose pas qu'elle le soit : ainsi, le gaz « *n'a pas vocation à toucher tous les citoyens et toutes les entreprises* »<sup>108</sup>. Dès lors, « *l'extension du service public du gaz reste soumise à une appréciation d'opportunité, prenant notamment en compte les considérations technico-économiques* ».

On retrouve ici les obstacles déjà évoqués à propos de la péréquation tarifaire pour l'électricité, avec cette différence qu'il s'agissait pour l'électricité de comparer différentes solutions pour la sécurité locale d'un approvisionnement déjà existant, l'ensemble du territoire étant électrifié. Pour tenir compte de cette différence fondamentale, GDF n'applique pas la péréquation tarifaire à l'ensemble de la fourniture, mais seulement à une partie de la chaîne : la péréquation nationale concerne la part des tarifs liée à l'approvisionnement, à l'acheminement sur le réseau de grand transport et à la distribution, mais la part liée au raccordement du réseau de distribution sur le réseau de grand transport fait l'objet d'une différenciation tarifaire.

<sup>108</sup> DGEMP / DIGEC, op. cit.

La décision de raccordement d'une commune relève par ailleurs de « *la rationalité technico-économique* »<sup>109</sup>. Toutefois, pour accélérer le rythme de la desserte gazière, « *cette exigence de rentabilité a été nettement abaissée par rapport aux pratiques antérieures* » pour le dernier Plan triennal de desserte gazière en date, rendu public en avril 2000. Le critère retenu est aujourd'hui que les « *recettes actualisées* » résultant de la nouvelle desserte soient au moins égales au « *dépenses actualisées* ».

GDF a, selon le Rapport annuel du groupe, investi « *3,6 milliards de francs dans l'amélioration et le développement du réseau de distribution en France* » en 1999. Dans les trois prochaines années, le groupe gazier devrait ainsi investir 20 milliards de francs pour pouvoir raccorder 1.600 nouvelles communes

GDF alimente par ailleurs environ 150 communes (à la mi-1999) par le biais de réseaux de propane (il s'agit plus exactement d'air propané). Bien que le coût du propane soit supérieur à celui du gaz naturel (méthane), le coût global de cette solution peut être inférieur dans les sites isolés car l'alimentation en propane peut être réalisée à partir par citerne, ce qui dispense l'installation d'un raccordement au réseau de grand transport.

Par ailleurs, le Schéma de services collectifs de l'énergie met en avant « *l'intérêt de la préservation des dépôts de bouteilles de gaz dans les zones à habitat dispersé* ».

### ***Le réseau de transport***

Globalement, l'activité gazière est relativement capitalistique. C'est le cas au niveau de la production, mais également pour l'ensemble de l'infrastructure du transport, qu'il s'agisse de transport par gazoducs ou de transport de gaz liquéfié par navires méthaniers : les installations (conduites, terminaux de liquéfaction et de regazéification) requièrent des investissements lourds et fixes. Aussi, « *les flux gaziers sont déterminés sur le long et le moyen termes, avec une rigidité liée au transport qui est plus marquée que pour l'électricité ou les hydrocarbures liquides* »<sup>110</sup>.

Selon l'évaluation de l'AIE, « *grâce aux compétences techniques et commerciales sur lesquelles peut compter la filière française du gaz, ainsi qu'aux investissements considérables dans les infrastructures de transport et de stockage, la France jouit d'une position favorable en matière d'approvisionnement et de transit du gaz naturel sur le marché européen dont l'intégration est en cours* ».

Un rapport d'information pour le Sénat sur la sécurité d'approvisionnement<sup>111</sup> affirmait récemment que « *le nécessaire renforcement des réseaux de transport d'énergie rencontre également des difficultés de financement. Aussi, l'Union européenne devrait-elle impérativement créer les conditions susceptibles d'encourager le développement des investissements, qu'il s'agisse de la construction d'oléoducs, de gazoducs, de réseaux électriques, mais aussi de la souhaitable multiplication des points d'entrée du gaz sur le territoire (notamment des terminaux de gaz naturel liquéfié).* »

Cependant les coûts, délais de construction et risques géopolitiques liés à la construction de gazoducs apparaissent clairement comme autant d'arguments en faveur du gaz liquéfié (GNL). Celui-ci se transporte plus facilement à un coût de plus en plus compétitif, mais il nécessite d'importantes capacités de financement : en ordre de grandeur, un terminal de réception de

<sup>109</sup> DGEMP / DIGEC, op. cit.

<sup>110</sup> DGEMP / DIGEC, *Textes clés : vers la future organisation gazière française*, Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie, juin 1999.

<sup>111</sup> REVOL, H., VALADE, J., op. cit.

GNL de 3,5 milliards de m<sup>3</sup> revient à 250 millions d'euros, et 100 kms de réseaux haute pression, à 100 millions d'euros.

« En réalité, il apparaît nécessaire de parvenir à un compromis équitable entre, d'une part, les aspirations – légitimes, mais dangereuses pour la sécurité d'approvisionnement à long terme – des consommateurs à une baisse des tarifs à court terme, accompagnée d'un maximum de souplesse dans la durée de leurs engagements contractuels et les conditions de modulation, et d'autre part, le souhait des acteurs de bénéficier à la fois d'une visibilité dans les engagements de leurs clients pour planifier leurs investissements et d'une tarification suffisante pour financer ces derniers ».

### ***La question des stocks***

La France possède probablement le plus gros potentiel géologique en Europe pour le stockage du gaz. L'un des enjeux de l'ouverture du marché européen est de savoir si ce stockage reste considéré comme une forme de « patrimoine national » et ce qui en advient dans ce cas.

La situation des différents pays en matière de stockage est très contrastée selon leurs ressources et leur situation spécifique. La France est parmi les mieux placés : elle dispose de stocks équivalents à 25 % de sa consommation actuelle de gaz. Ces capacités de stockage sont dédiées à l'équilibrage des réseaux de transport, mais surtout à la continuité de fourniture confrontée à de fortes variations saisonnières de la demande.

Selon un récent rapport parlementaire<sup>112</sup>, « le système de stockage du gaz, sauf à l'état liquide, diffère très sensiblement de celui des produits pétroliers qui peuvent être stockés à proximité des centres de consommation et de façon plus uniforme sur tout le territoire. En effet :

- l'augmentation des capacités de stockage se heurte d'abord à la difficulté de trouver des sites géologiques et de réaliser des stockages en nappe aquifère pour des raisons tenant à la législation environnementale ;

- ces stockages souterrains ont un coût élevé et se pose la question de leur financement et notamment du financement du gaz coussin qui correspond à environ 50 % du volume du gaz injecté et que l'on n'est pas sûr de pouvoir toujours récupérer ;

- enfin, amener le gaz des stockages ou des points de fourniture vers les zones de consommation, nécessite des investissements supplémentaires ».

### **4.3.3 La continuité de la fourniture**

#### ***Les contrats interruptibles***

La nature substituable du gaz permet, pour certains usages, de supporter des ruptures de fourniture en « basculant » sur d'autres combustibles. Ainsi, les gros consommateurs, en particulier les entreprises industrielles, passent souvent des contrats dits « interruptibles » avec leur fournisseur de gaz : celui-ci peut interrompre la fourniture de gaz, le client étant équipé pour passer dans ce cas à une autre énergie, par exemple le fioul.

Cette disposition présente un intérêt direct pour le client, puisque le prix de la fourniture est évidemment abaissé du fait qu'elle n'est pas garantie. Mais ce système permet surtout au fournisseur de gérer avec une plus grande flexibilité l'approvisionnement, en interrompant provisoirement les livraisons à ce type de client lorsque la demande globale connaît une pointe et devient trop forte.

<sup>112</sup> REVOL, H., VALADE, J., op. cit.

Environ la moitié de la demande industrielle est sous forme de contrats interruptibles, et GDF vérifie systématiquement que les clients interruptibles possèdent effectivement d'autres installations (fonctionnant souvent au fioul lourd) de secours.

Ce système n'est bien sûr pas applicable aux consommateurs domestiques, qui doivent bénéficier d'une continuité totale de la fourniture, d'autant plus que les interruptions de la livraison posent des problèmes très sérieux de sécurité pour les usagers, la « remise en gaz » d'appareils dont le foyer est éteint étant source d'accidents graves.

### ***La modulation***

Pour répondre à la variabilité de la demande, le fournisseur de gaz doit composer avec un approvisionnement à un flux régulier que l'on ajuste sur le réseau avec deux leviers : la rupture de livraison aux clients « interruptibles » et le recours au stockage.

Le gestionnaire de réseau doit veiller à ce que sur un pas de temps donné, les quantités injectées et soutirées s'équilibrent. *« À cet égard, le choix technico-économique du pas de temps d'équilibrage est un élément important, qui devra être précisé en liaison avec la question du recours au stockage »*<sup>113</sup>.

En France, les fournisseurs de gaz doivent faire face à de fortes variations saisonnières de la demande – presque 1/4 de moins en août par rapport à janvier.

Le stockage est bien sûr le principal moyen de réaliser une modulation. (les autres portent sur les quantités fournies au titre des contrats d'importation, sur la production intérieure et sur les approvisionnements interruptibles). GDF gère également le stockage à des fins de sécurité stratégique : un tiers environ de la capacité totale de stockage est destinée à faire face à une éventuelle perturbation des approvisionnements".

Au total, selon l'AIE<sup>114</sup>, *« le réseau gazier français est conçu pour garantir une fourniture ininterrompue de gaz à tous les consommateurs fermes dans des situations équivalent à celle de l'année la plus froide des 50 dernières années, ou au pic le plus élevé de demande journalière observé dans ce même laps de temps, ou encore une interruption pendant une année d'une fraction de 30 % de son approvisionnement. Ce niveau de sécurité est l'un des plus élevés du monde »*.

Et, toujours selon l'AIE, ce niveau est tellement élevé qu'il *« dépasse peut-être le niveau optimal et on ne voit pas bien comment [la France] a pu y parvenir au moindre coût. Les variations saisonnières ont été surmontées par un recours considérable au stockage, en accordant un rôle relativement moins important à d'autres moyens, notamment les contrats interruptibles. À cet égard, une augmentation du taux de pénétration du gaz dans le secteur de la production d'électricité – s'il est utilisé en base, par exemple dans l'autoproduction industrielle et la cogénération – peut aider à atténuer les fluctuations saisonnières »*

---

<sup>113</sup> DGEMP / DIGEC, op. cit.

<sup>114</sup> AIE, op. cit.

## **PARTIE III**

# **SECURITE ENERGETIQUE ET EFFICACITE ENERGETIQUE**

### **PLAN**

#### **Introduction**

- 1. La vraie demande : des services requérant de l'énergie**
- 2. Prospective énergétique et potentiels d'efficacité énergétique de la France**
- 3. Enjeux pour la sécurité énergétique de l'Union Européenne de  
l'efficacité énergétique dans les pays d'Europe Centrale et Orientale**
- 4. Prospective énergétique et potentiels de l'Union Européenne**

#### **Conclusion**



## TABLE DES MATIERES

<b>Introduction .....</b>	<b>162</b>
<b>1 La vraie demande : des services requérant de l'énergie .....</b>	<b>164</b>
1.1 Des besoins de développement à la ressource énergétique .....	164
1.2 La vraie demande : un service requérant de l'énergie .....	165
1.3 Sécurité énergétique et efficacité énergétique .....	166
<b>2 Prospective énergétique et potentiels d'efficacité énergétique de la France .....</b>	<b>167</b>
2.1 Horizon 2020 .....	167
2.1.1 Les scénarios .....	167
2.1.2 Les consommations d'énergie .....	168
2.1.3 Comparaisons .....	169
2.1.4 Conclusion .....	170
2.2 Horizon 2050 .....	171
2.2.1 Les scénarios .....	171
2.2.2 Comparaisons .....	171
2.2.3 Conclusion .....	172
<b>3 Enjeux pour la sécurité énergétique de l'Union Européenne de l'efficacité énergétique dans les pays d'Europe Centrale et Orientale .....</b>	<b>173</b>
3.1 L'énergie et ses échanges en Europe .....	173
3.2 La prospective énergétique des pays d'Europe centrale et orientale .....	174
3.2.1 Prospective de l'AIE .....	175
3.2.2 Scénarios contrastés et enjeux de l'efficacité énergétique .....	178
<b>4 Prospective énergétique et potentiels de l'Union Européenne .....</b>	<b>186</b>
4.1 La prospective énergétique .....	186
4.1.1 Les scénarios .....	186
4.1.2 Les Consommations d'énergie .....	188
4.1.3 Consommations et importations de pétrole et de gaz naturel .....	189
4.2 Evaluation des potentiels par comparaison et transposition entre la France et l'Union Européenne .....	190
4.2.1 Evaluation des potentiels d'efficacité énergétique pour la France .....	190
4.2.2 Comparaison Energétique entre la France et l'Union Européenne .....	192
4.2.3 Potentiels d'efficacité énergétique de l'Union Européenne à l'horizon 2020 .....	193
4.3 Enseignements .....	195
<b>Conclusion .....</b>	<b>196</b>

## INTRODUCTION

Traditionnellement, la sécurité énergétique a été essentiellement limitée aux questions relevant de la sécurité des approvisionnements ou, expression plus noble, de la « géopolitique de l'énergie ».

Dans ces réflexions de caractère stratégique, la demande d'énergie du pays a longtemps été considérée comme une donnée exogène, déterminée en général de façon relativement grossière. Peu d'efforts étaient consentis pour étudier, par un exercice itératif, les conséquences que pouvaient avoir des variations de la demande d'énergie sur la sécurité des approvisionnements ou, plus exactement, sur la vulnérabilité des systèmes énergétiques vis-à-vis des approvisionnements extérieurs<sup>1</sup>.

Depuis le premier choc pétrolier et le milieu des années 70, les méthodes de la prospective énergétique et de l'élaboration des politiques énergétiques ont pris en compte de façon croissante des scénarios différenciés de demande d'énergie et l'efficacité de la consommation d'énergie ou « efficacité énergétique » a joué un rôle croissant dans l'évaluation des coûts, avantages et inconvénients des politiques envisageables.

C'est ainsi que des « scénarios de croissance sobre en énergie » ont été étudiés pour la France dès la fin des années 70 et jusqu'à récemment dans les travaux du Commissariat général du Plan. De la même façon, il a été plusieurs fois souligné à quel point les économies d'énergie étaient nécessaires dans les pays d'Europe centrale et orientale et en particulier en Russie (et, avant 1990, en URSS) si l'on voulait à la fois répondre à la demande intérieure et conserver un potentiel d'exportation pour ceux qui étaient producteurs notables.

La reconnaissance du rôle de l'efficacité énergétique dans la sécurité énergétique n'est donc pas une idée nouvelle et son importance dans l'élaboration des politiques énergétiques s'est trouvée renforcée par le fait qu'elle constitue le moyen le plus puissant de la réduction des émissions de gaz à effet de serre par les systèmes énergétiques.

Ainsi les actions et mesures de maîtrise de la consommation d'énergie constituent l'essentiel du Programme national de lutte contre le changement climatique (PNLCC) présenté par le Gouvernement en janvier 2000.

Du côté de l'Union Européenne, le Livre Vert « Vers une stratégie européenne de sécurité d'approvisionnement énergétique » présenté dans la première partie de cette étude propose une stratégie énergétique à long terme pour l'Union dont la première orientation devrait être : « *L'Union doit rééquilibrer la politique de l'offre par des actions claires en faveur d'une politique de la demande* » (Synthèse du Livre Vert, présentée en Annexe 3 du présent rapport).

Mais force est cependant de constater que, dès qu'il s'agit de mettre en œuvre des politiques – qu'elles soient nationales ou de coopération internationale – et d'y associer les moyens appropriés, « le naturel revient au galop » et l'offre d'énergie reste au premier plan des préoccupations des décideurs. De plus, de façon très générale, les effets de l'efficacité énergétique sont rarement quantifiés et restent dans l'esprit des gens et notamment des

---

<sup>1</sup> Soulignons qu'on en reste à ce niveau méthodologique dans les exercices prospectifs de la Commission européenne, comme l'illustre la dernière publication en date : « European Union energy outlook to 2020 » de novembre 1999.

dirigeants, comme quelque chose de marginal (« la chasse au gaspi ») à côté des « grandes questions sérieuses » que sont le commerce international du pétrole et du gaz ou l'investissement dans les centrales nucléaires.

Les moyens consacrés à l'efficacité énergétique ne sont pas à la hauteur des enjeux qu'elle représente comme élément majeur de la sécurité énergétique et de la préservation de l'environnement global, car elle reste encore mal comprise et que son potentiel est mal connu, en particulier dans les milieux dirigeants.

On se propose dans ce rapport de présenter tout d'abord le concept d'efficacité énergétique, ce qui doit permettre de mieux saisir l'importance du potentiel qu'elle représente. Ce sera l'objet du chapitre 1.

Ensuite, on étudie les conséquences de l'efficacité énergétique sur la sécurité énergétique dans deux études de cas :

- Le cas de la France en nous appuyant sur les travaux du Commissariat Général du Plan (« Energie 2010-2020 », 1998), ceux de la DGEMP et l'étude Charpin-Dessus-Pellat sur l'économie de la filière nucléaire (juillet 2000), présenté au chapitre 2.

- Le cas des pays d'Europe centrale et orientale et des relations entre l'efficacité énergétique et l'approvisionnement de l'Union Européenne en gaz naturel en nous appuyant sur l'étude que nous avons réalisée pour le Ministère des Affaires Etrangères (« L'efficacité énergétique dans les pays d'Europe centrale et orientale et la coopération internationale », MAE, avril 2000), présenté au chapitre 3.

Enfin nous étudions au chapitre 4 la question du potentiel de l'efficacité énergétique dans l'Union Européenne.

Nous montrons que les exercices de prospective énergétique publiés par la Commission européenne ne permettent pas d'évaluer l'impact de l'efficacité énergétique dans le cas de l'Union, faute de scénarios contrastés permettant de comparer des évolutions « au fil de l'eau » (« business as usual ») et des évolutions marquées par des politiques volontaristes de maîtrise des consommations d'énergie.

Un exercice simple de comparaison et de transposition entre la France et l'Union Européenne nous permet alors d'évaluer ce potentiel.

## 1. LA VRAIE DEMANDE : DES SERVICES REQUERANT DE L'ENERGIE

### 1.1 DES BESOINS DE DEVELOPPEMENT A LA RESSOURCE ENERGETIQUE

Une filière énergétique est le trajet qui va du besoin socio-économique de développement dont la satisfaction requiert une certaine consommation d'énergie à la ressource énergétique de base permettant de procurer cette énergie à l'utilisateur.

Le tableau suivant montre les différentes étapes des filières énergétiques.

<b>Du besoin de service à la ressource énergétique</b> <b>Les étapes des filières énergétiques</b>	
1. LES BESOINS SOCIO-ECONOMIQUES DU DEVELOPPEMENT	Habitat et lieux de travail confortables Alimentation, habillement, éducation, activités socioculturelles Communications, déplacements aisés et sûrs Production de biens et de services
2. LES SERVICES REQUERANT DE L'ENERGIE	Chauffage ou rafraîchissement, eau chaude, cuisson des aliments Eclairage, appareils ménagers, bureautique, audiovisuel Transport des personnes et des marchandises, télécommunications Industrie, mines, agriculture, pêche
3. FORME D'ENERGIE DIRECTEMENT UTILISÉE (ENERGIE UTILE)	Chaleur, froid Force motrice fixe ou mobile Lumière Energie électromagnétique Energie chimique
4. EQUIPEMENTS ET APPAREILS ENERGETIQUES DE L'USAGER	Chaudières, fours, cuisinières Lampes, appareils ménagers et audiovisuels, appareils électroniques, ordinateurs Moteurs Procédés industriels
5. PRODUITS ENERGETIQUES UTILISÉS PAR L'USAGER (ENERGIE FINALE)	Combustibles et carburants solides, liquides ou gazeux Chaleur de réseau Electricité
6. TRANSFORMATION ET TRANSPORT DE L'ENERGIE	Centrales de production de chaleur, centrales électriques (ou mixtes chaleur-électricité : cogénération) Raffineries de pétrole, usines de liquéfaction du gaz naturel, installation de fabrication du charbon de bois Oléoducs, gazoducs, navires pétroliers et méthaniers, barges, trains, camions Lignes électriques
7. LES SOURCES ENERGETIQUES DISPONIBLES DANS LA NATURE (ENERGIE PRIMAIRE)	Sources fossiles : charbon et lignite, pétrole, gaz naturel Sources renouvelables : hydraulique, éolien, solaire (thermique ou photovoltaïque), géothermie, biomasse Sources fissiles (énergie nucléaire) : uranium

A chaque besoin socio-économique peuvent correspondre plusieurs trajets qui vont différer par la façon dont le besoin va se traduire en demande énergétique, les équipements utilisés, le produit énergétique dont pourra disposer l'utilisateur, les quantités d'énergie nécessaire, etc.

Pour chacune des sept étapes d'une filière énergétique, des contraintes existent (physiques, techniques, économiques, sociales, environnementales) mais de nombreux choix sont possibles.

## 1.2 LA VRAIE DEMANDE : UN SERVICE REQUÉRANT DE L'ÉNERGIE

Les activités industrielles et commerciales du secteur énergétique - production, transport et distribution de produits énergétiques - fournissent à l'utilisateur les combustibles, le carburant ou l'électricité qu'il peut acheter pour subvenir à ses besoins. Comme nous l'avons vu précédemment, les besoins de l'utilisateur (foyer ou entreprise) 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, que nous appellerons « S » est la combinaison de trois termes, ce que nous illustrons par la formule :

$$S = U * A * E$$

Le premier terme, « U » (pour usage) caractérise la façon dont le service dont on a besoin va être obtenu : par exemple le mode de transport pour les déplacements, le type d'urbanisme, les caractéristiques du confort recherché, etc.

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 le moyen de chauffage utilisé, ainsi que les 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.

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 le type d'usage (U) 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.

Une stratégie d'efficacité de la consommation d'énergie consiste en l'élaboration et la mise en oeuvre de mesures et de programmes d'action concernant les termes U et A afin d'obtenir le service S tout en diminuant la quantité d'énergie E, afin d'atteindre un optimum du point de vue économique et environnemental.

### 1.3 SECURITE ENERGETIQUE ET EFFICACITE ENERGETIQUE

Dans l'expression du service énergétique détaillée ci-dessus, seul le terme E fait l'objet des débats stratégiques et géopolitiques.

Si l'on s'accorde sur le fait que le point de départ de la réflexion doit être la satisfaction des besoins S, on voit que l'évaluation de la sécurité énergétique doit prendre en compte les possibilités d'action sur les termes U et A.

En effet, dans une vision prospective, les conditions de la remontée du besoin de service au besoin de produit énergétique peuvent être profondément modifiées, ce qui peut changer radicalement les conditions et les critères d'appréciation du degré de sécurité énergétique.

Il est clair en tout cas que si l'on peut assurer l'ensemble des services S avec une consommation d'énergie E inférieure, une telle évolution ne peut qu'être favorable à la sécurité énergétique au sens de la sécurité des approvisionnements, qu'ils soient nationaux ou internationaux.

Cet avantage de l'efficacité de la consommation d'énergie à service rendu égal variera, en termes de sécurité énergétique, selon la vulnérabilité des approvisionnements des différents produits énergétiques.

## 2. PROSPECTIVE ENERGETIQUE ET POTENTIELS D'EFFICACITE ENERGETIQUE DE LA FRANCE

Ce chapitre analyse l'influence de l'efficacité énergétique sur les besoins en importations d'hydrocarbures, pétrole ou produits pétroliers et gaz naturel, dans les scénarios de prospective énergétique du système énergétique français sur la période 2000-2020, prolongée mais étudiée de façon moins précise, sur la période 2020-2050.

Pour la période 2000-2020, les scénarios utilisés sont les « trois scénarios énergétiques pour la France » présentés par le Commissariat Général du Plan en septembre 1998<sup>2</sup>, complétés par le « scénario tendanciel » présenté par la DGEMP en mars 2000<sup>3</sup>.

Pour la période 2020-2050, les scénarios prospectifs utilisés sont ceux présentés dans « Etude économique prospective de la filière électrique nucléaire », rapport au Gouvernement de J.M. Charpin, B. Dessus, R. Pellat (juillet 2000).

*A ces deux horizons, on compare les effets potentiels sur les importations d'hydrocarbures de l'efficacité énergétique d'une part et de l'utilisation de l'énergie nucléaire pour la production d'électricité d'autre part.*

*Cette comparaison n'est pas faite ici pour justifier une substitution possible entre efficacité énergétique et production d'électricité d'origine nucléaire, non plus qu'une opposition entre les deux. Elle nous a paru intéressante pour faire mieux apprécier les ordres de grandeur des potentialités respectives, dans l'idée d'éclairer les décideurs sur l'importance des enjeux.*

### 2.1 HORIZON 2020

#### 2.1.1 Les scénarios

##### *Les scénarios du Plan : S1, S2, S3*

Le groupe « Energie 2010-2020 » a présenté en 1998 trois visions contrastées du futur énergétique de la France sous la forme de trois scénarios désignés : « Société de marché » S1, « Etat industriel » S2, « Etat protecteur de l'environnement » S3.

Ces trois scénarios retiennent le même taux de croissance économique (+2,3% en moyenne annuelle sur la période), ainsi que les mêmes hypothèses sur l'évolution démographique, l'évolution des prix des énergies. Ils se distinguent essentiellement par les tendances fortes de la politique de l'énergie (que celle-ci soit gouvernementale ou la résultante de l'action des différents acteurs).

S1 fait une place prépondérante aux mécanismes de marché dans un contexte de moindre intervention de l'Etat. L'énergie y devient un bien marchand comme un autre, sans contraintes particulières, ni du côté de la sécurité des approvisionnements, ni du côté des impacts environnementaux (notamment effet de serre). Les politiques et mesures en faveur de la maîtrise de l'énergie y sont très faibles.

S2, a contrario, perpétue la tradition d'une forte intervention de l'Etat dans la politique énergétique qui favorise la production d'électricité d'origine nucléaire, mais sans effort particulier sur la maîtrise de l'énergie.

S3 est porteur d'une option privilégiant la dimension environnementale de l'intervention

<sup>2</sup> Groupe « Energie 2010-2020 » (président : Pierre Boisson), Atelier 2 : « 2010-2020 : trois scénarios énergétiques pour la France » (président : François Moisan ), la Documentation française.

<sup>3</sup> « Perspectives énergétiques pour la France. Un scénario tendanciel ». DGEMP – Observatoire de l'Energie. Etude réalisée par P.N. Giraud avec le concours d'Enerdata.

publique, notamment vis-à-vis du respect des engagements du protocole de Kyoto (limitation des émissions de gaz à effet de serre).

### ***Le scénario « tendanciel » ST***

Le scénario « tendanciel » de la DGEMP, que nous intitulerons ST, a pour objectif de refléter une « tendance spontanée » de l'évolution du système français de consommation d'énergie. Tout en prenant en compte les conséquences des politiques passées, il exclut la plupart des politiques et mesures non encore en vigueur et notamment celles du programme national de lutte contre le changement climatique de janvier 2000.

Ce scénario utilise les mêmes hypothèses économiques (et démographiques) que les scénarios du Plan et notamment le même taux de croissance économique.

### **2.1.2 Les consommations d'énergie**

Notre objectif est de comparer les consommations d'énergie en 2020 entre les différents scénarios afin de mesurer l'impact de l'efficacité énergétique de la consommation d'énergie sur les approvisionnements extérieurs en produits énergétiques.

Il faut noter que l'année de départ de la modélisation du scénario tendanciel et celle des scénarios du Plan n'étant pas la même, la comparaison stricte et précise entre ces deux familles de scénarios est difficile. Cet avertissement pour les puristes étant fait, la comparaison que nous allons effectuer garde tout son sens car elle est globale et admet ce type d'approximation. Nous prendrons donc 1998 comme année de référence pour tous les scénarios.

Afin de montrer la valeur des intensités énergétiques, nous faisons figurer la valeur du PIB en 1998 et 2020 : il s'agit du PIB à parité de pouvoir d'achat de la France, exprimé en dollars de 1995 et aux prix de 1995 (source Enerdata permettant les comparaisons internationales).

#### **Consommations d'énergie**

	1998	2020			
	réel	S1	S2	S3	ST
<b>Energie finale (Mtep)</b>	<b>209.5</b>	<b>279</b>	<b>258</b>	<b>222</b>	<b>284</b>
<b>Energie primaire (Mtep)</b>	<b>247.4</b>	<b>318</b>	<b>302</b>	<b>258</b>	<b>324</b>
<b>Dont charbon</b>	15.8	13.5	12.5	8.4	11.0
<b>pétrole</b>	98.5	128.7	120.8	98.3	126.9
<b>gaz naturel</b>	33.5	68.2	54.7	46.9	82.4
<b>Electricité primaire*</b>	88.1	93.7	100.8	92.5	90.6
<b>Energies renouvelables</b>	11.5	13.9	13.6	11.8	12.5
<b>PIB (milliards \$)</b>	<b>1436</b>	<b>2369</b>	<b>2369</b>	<b>2369</b>	<b>2369</b>
<b>Intensité énergétique primaire (tep/1000 \$)</b>	<b>0.172</b>	<b>0.134</b>	<b>0.127</b>	<b>0.109</b>	<b>0.137</b>

\* nucléaire et grande hydraulique



### 2.1.3 Comparaisons

#### *L'effet de l'efficacité énergétique*

L'effet de l'efficacité énergétique sur la demande d'énergie en 2020 apparaît, entre les scénarios du Plan, en comparant les consommations d'énergie finale de S1 et de S3 : il est de 57 Mtep.

En consommation d'énergie primaire, la différence est de 60 Mtep.

Si nous nous intéressons aux hydrocarbures, entièrement importés et pour lesquels se pose la question de la vulnérabilité des approvisionnements, on voit que la différence entre S1 et S3 : s'élève, en 2020, à :

- pour le pétrole :  $128.7 - 98.3 = 30.4$  Mtep
- pour le gaz naturel :  $68.2 - 46.9 = 21.3$  Mtep
- soit un total de 51.7 Mtep pour les hydrocarbures.

Cela représente 26% de la consommation d'hydrocarbures du scénario S1 et 36% de celle du scénario S3.

Si l'on compare le scénario S3 au scénario ST :

En consommation finale, la différence est de 62 Mtep.

En consommation primaire, de 66 Mtep.

En consommation d'hydrocarbures :

- pour le pétrole : 28.6 Mtep
- pour le gaz naturel : 35.5 Mtep
- soit un total de 64.1 Mtep pour les hydrocarbures.

**Ce qui représente 31% de la consommation totale d'hydrocarbures du scénario ST et 44% de celle de S3.**

#### *L'effet du nucléaire*

Il est intéressant de regarder, à partir des mêmes scénarios, l'effet du nucléaire sur le niveau des approvisionnements en hydrocarbures.

Pour cela, nous utilisons l'exercice des trois scénarios du Plan dans lequel les centrales nucléaires sont arrêtées au bout d'une vie technique de trente ans, alors que les scénarios centraux étudiés précédemment prenaient une hypothèse de quarante ans de durée de vie.

Dans les scénarios S2 et S3, le renouvellement du parc nucléaire se fait avec de nouvelles centrales nucléaires. Par contre, dans le scénario S3, ce renouvellement se fait par des centrales à cycle combiné au gaz naturel (CGC). La comparaison en 2020 du scénario S1-30 au scénario S1-40 nous permet donc de connaître la quantité de gaz naturel « évitée » par l'utilisation des centrales nucléaires.

Dans le tableau suivant figurent les productions d'électricité et leurs composantes nucléaire et CGC en 2020.

**Production d'électricité en 2020 (TWh)**

	<b>S1-40</b>	<b>S1-30</b>
<b>Production totale</b>	628	596
<b>Dont nucléaire</b>	381	76
<b>CGC</b>	92	368

La différence de production totale provient du fait que le niveau d'exportations est plus important dans S1-40 ( 50 TWh) que dans S1-30 ( 20 TWh).

Notons d'autre part que la production d'électricité par autoproduction et cogénération, qui peut faire intervenir du gaz, est la même dans les deux scénarios ( 40 TWh).

La quantité de gaz naturel nécessaire pour produire 368 TWh en CGC nous est fournie par le rapport de l'atelier du Plan : elle est de 53,6 Mtep.

Si les 76 TWh produits par le nucléaire dans S1-30 étaient produits par des CGC, la production totale de celles-ci seraient donc, en 2020, de 444 TWh.

L'apport du nucléaire en 2020 équivaut par conséquent à un apport de  $444 - 92 = 352$  TWh produits par des CGC, chiffre dont il faut soustraire les 20 TWh d'exportation dans S1-30 qui n'ont plus de raison d'être si la production est assurée par le gaz naturel.

Une production de 332 TWh d'électricité par des CGC consomme 48,4 Mtep de gaz naturel.

**La consommation de gaz naturel évitée par la production d'électricité d'origine nucléaire représente en 2020, dans le scénario du Plan à plus forte consommation d'énergie : 48,4 Mtep.**

**2.1.4 Conclusion**

En termes globaux, la comparaison des scénarios du Plan nous montre que l'effet en 2020 de l'efficacité énergétique sur les importations d'hydrocarbures est de 52 Mtep tandis que l'effet du nucléaire est de 48 Mtep : nous sommes dans le même ordre de grandeur.

L'économie représentée par le nucléaire est une économie de gaz naturel. On peut considérer que la valeur trouvée est un maximum (dans le cadre des niveaux de demande des scénarios étudiés) car la production d'électricité attribuée aux énergies renouvelables et en particulier à l'éolien reste très faible dans les scénarios du Plan.

L'économie due à l'efficacité énergétique porte aussi sur le gaz naturel mais plus encore (pour 2/5) sur le pétrole, vis-à-vis duquel la vulnérabilité est plus grande du fait de la dépendance du secteur des transports et des questions de sources d'approvisionnement.

En termes qualitatifs, l'effet sur la sécurité énergétique de l'efficacité énergétique est donc plus intéressant que l'effet du nucléaire.

## 2.2 HORIZON 2050

### 2.2.1 Les scénarios

L'étude CDP (Charpin, Dessus, Pellat) retient deux scénarios pour la demande d'énergie qui se situent dans le prolongement, au-delà de 2020, des scénarios S2 et S3 du rapport « Energie 2010-2020 » du Plan :

- « scénario H » ou « haut », à « forte consommation d'énergie », dont l'étape 2020 est le scénario S2 et,
- « scénario B » ou « bas », à « faible consommation d'énergie », dont l'étape 2020 est le scénario S3 du Plan.

Les deux scénarios retiennent le même taux annuel moyen de croissance économique sur la période 2020-2050 : 1,6 %.

Du point de vue des déterminants de la demande d'énergie, les scénarios diffèrent par des évolutions structurelles (structure du PIB, aménagement de l'espace, modes de transport) et par des évolutions techniques sur les équipements d'utilisation de l'énergie.

En termes de consommation d'énergie finale, le scénario H aboutit à une consommation d'énergie finale de 325 Mtep en 2050 (soit 5 tep par habitant) et le scénario B à 225 Mtep en 2050 (soit 3,5 tep par habitant), à comparer respectivement à 210 Mtep et 3,5 tep par habitant en 1998.

A partir des scénarios H et B de demande d'énergie, l'étude présente différents scénarios d'offre qui se distinguent par les moyens de production de l'électricité.

### 2.2.2 Comparaisons

#### *L'effet de l'efficacité énergétique*

En prenant comme facteur multiplicatif permettant de passer de l'énergie finale à l'énergie primaire la valeur de 1,15 (déduite des scénarios du Plan en 2020), nous voyons que la différence de 100 Mtep entre les consommations finales correspond à une différence de 115 Mtep sur les consommations primaires.

**Le potentiel de gain sur la consommation énergétique totale que représente l'efficacité énergétique à l'horizon 2050 est de 115 Mtep.**

#### *L'effet du nucléaire*

Comme précédemment, il est intéressant de comparer cette valeur au gain en termes de consommation de gaz naturel que représente, à la même date, la production d'électricité d'origine nucléaire.

Pour cela, nous comparons les trois scénarios de production d'électricité dans la famille H à haute demande pour lesquels, en 2050, la production totale d'électricité est de 795 TWh :

- Scénario H1 : pas de nucléaire, une consommation de gaz naturel pour la production d'électricité de 95,8 Mtep ;

- Scénario H2 : nucléaire en base (production de 348 TWh), une consommation de gaz naturel pour la production d'électricité de 45,7 Mtep ;
- Scénario H3 : nucléaire maximal (production de 556 TWh), une consommation de gaz naturel pour la production d'électricité de 16,6 Mtep.

Dans le cas du nucléaire maximal, son apport « évite » une consommation de gaz naturel de :  
**79,2 Mtep ( H1 – H3 ).**

Dans le cas du nucléaire en base, son apport évite une consommation de gaz naturel de :  
**50,1 Mtep ( H1 – H2 ).**

**Le potentiel de gain sur la consommation de gaz naturel apporté par la production électronucléaire est, en 2050, de 79 Mtep dans le cas du nucléaire maximal et 50 Mtep dans le cas du nucléaire en base.**

### 2.2.3 Conclusion

Le gain potentiel en consommation d'hydrocarbures lié à l'efficacité énergétique est, en 2050, nettement supérieur au gain potentiel représenté par la production électronucléaire, même dans le cas le plus favorable au nucléaire (115 Mtep pour l'efficacité énergétique, 79 Mtep pour le nucléaire).

L'hypothèse la plus vraisemblable dans les scénarios de poursuite du nucléaire est celle d'un nucléaire en base. Dans ce cas, le potentiel lié à l'efficacité énergétique est plus du double de celui lié au nucléaire (115 Mtep contre 50 Mtep).

On peut penser que, dans tous les scénarios, le développement des énergies renouvelables et notamment de l'éolien, serait plus important que ceux choisis dans les scénarios de l'étude CDP. Cela n'entame en rien le potentiel de l'efficacité énergétique, mais diminue l'effet du nucléaire sur l'éviction du gaz puisqu'une partie de la consommation de celui-ci serait remplacée par l'utilisation des énergies renouvelables.

### 3. ENJEUX POUR LA SECURITE ENERGETIQUE DE L'UNION EUROPEENNE DE L'EFFICACITE ENERGETIQUE DANS LES PAYS D'EUROPE CENTRALE ET ORIENTALE <sup>4</sup>

#### 3.1 L'ENERGIE ET SES ECHANGES EN EUROPE

Le tableau suivant indique pour l'année 1998 les consommations, productions et échanges d'énergie des trois grandes zones que sont l'Union Européenne, la Russie et l'Europe centrale et orientale hors la Russie.

La Norvège ne fait pas partie de l'Union Européenne. Cependant, lorsqu'il s'agit d'évaluer les dépendances énergétiques de celle-ci, les exportations d'énergie de la Norvège doivent être considérées comme faisant partie du « potentiel » européen. Nous avons donc fait figurer entre parenthèses, dans la colonne de l'Union Européenne :

- la contribution de la production intérieure de l'Union en y intégrant les exportations de pétrole (132 Mtep) et de gaz naturel (37 Mtep) de la Norvège ;
- la contribution des importations de pétrole et de gaz naturel obtenues en soustrayant les quantités de pétrole et de gaz naturel exportées par la Norvège en 1998 des valeurs « importations » classiques de l'Union Européenne, ce qui permet des comparaisons plus réalistes.

#### Productions, consommations et échanges d'énergie (1998)

	PECO moins Russie*	Russie	Union Européenne
<b>Consommation totale</b>	<b>432</b>	<b>587</b>	<b>1406</b>
<b>Energie primaire (Mtep)</b>			
<b>Contribution **de la</b>	<b>238</b>	<b>587</b>	<b>718 (887)</b>
<b>Production intérieure</b>	<b>(55%)</b>	<b>(100%)</b>	<b>(51%) (63%)</b>
<b>(Mtep)</b>			
Charbon	146	94	117
Pétrole	15	142	168 (300)
Gaz nat.	33	311	177 (214)
El. Prim.	45	40	256
<b>Contribution** des</b>	<b>194</b>	<b>0</b>	<b>687 (518)</b>
<b>Importations nettes (Mtep)</b>	<b>(45%)</b>	<b>(0%)</b>	<b>(49%) (37%)</b>
Charbon	7		106
Pétrole	85	(-168)***	451 (319)
Gaz nat.	101	(-158)***	129 (92)
Electricité	1	(-1)***	1
<b>Intensité énergétique</b>		<b>0,98</b>	<b>0,27</b>
<b>Primaire (tep/1000\$)</b>			

\* l'ensemble « PECO » comprend les pays d'Europe centrale, les pays baltes, la Russie, l'Ukraine et la Belarus.

\*\* contribution de la production intérieure ou des importations nettes à la consommation totale d'énergie primaire.

\*\*\* pour mémoire : les exportations nettes.

<sup>4</sup> Ce chapitre s'appuie sur les études de C. Locatelli (« Russie-Caspienne : les enjeux de l'approvisionnement en hydrocarbures de l'Europe ») et de B. Laponche (« L'efficacité énergétique dans les pays d'Europe centrale et orientale et la coopération internationale ») publiées en septembre 2000 par le ministère des affaires étrangères.

La dépendance pétrolière et gazière de la zone « PECO moins Russie » est importante : 85 Mtep d'importations de pétrole et 101 Mtep d'importations de gaz naturel.

L'importation pétrolière de cette zone représente 27% de l'importation de l'Union Européenne augmentée de la Norvège. Cela ne constitue pas un enjeu considérable dans le commerce pétrolier mondial<sup>5</sup> mais représente cependant la moitié des exportations de pétrole brut et de produits pétroliers de la Russie (168 Mtep en 1998).

La situation est différente pour le gaz naturel : les importations de la zone « PECO - Russie » sont un peu supérieures à celles de « Union Européenne + Norvège ».

Les importations de cette dernière zone sont actuellement relativement modestes (92 Mtep en 1998) et se répartissent en 3/5 en provenance de la Russie (environ 55 Mtep) et 2/5 en provenance d'Algérie (environ 37 Mtep) comme le montre le tableau suivant :

#### **Structure par fournisseur de l'approvisionnement gazier des pays importateurs de l'Union Européenne**

Norvège	Pays-Bas	Royaume-Uni	Russie	Algérie	Autres	Total
21,1 %	20,1%	1,1%	33,1%	21,9%	2,7%	100%

Les principaux pays importateurs de l'Union Européenne étaient, en 1996, l'Allemagne (72 Mtep), l'Italie (31 Mtep), la France (29 Mtep) et la Belgique (11 Mtep).

Par contre, les importations de la zone « PECO-Russie », soit 101 Mtep, proviennent intégralement de la Russie. Elles se répartissent actuellement entre 36% pour les pays d'Europe centrale et les pays baltes et 64% pour la Belarus, la Moldavie et l'Ukraine, avec une tendance à une augmentation plus rapide pour la première catégorie de pays du fait de leur croissance économique.

On voit que les économies de consommation de gaz naturel dans la zone située entre la Russie et l'Union Européenne représentent un enjeu important pour l'approvisionnement de celle-ci. Cela est particulièrement vrai pour l'Ukraine qui a une intensité énergétique très élevée et qui consomme du gaz naturel dans les centrales thermiques alimentant les réseaux de chaleur, pour lesquels l'ensemble du système « production-transport-consommation » est particulièrement inefficace.

### **3.2 LA PROSPECTIVE ENERGETIQUE DES PAYS D'EUROPE CENTRALE ET ORIENTALE**

La prospective énergétique des pays d'Europe centrale et orientale est un exercice difficile et périlleux. En effet, ces pays ont connu – et la plupart d'entre eux connaissent encore – une crise économique et politique profonde qui a bouleversé leur système de production, le fonctionnement des institutions et des entreprises, les rapports et les comportements des agents économiques et sociaux.

Il n'est donc pas possible de se référer au passé et d'en prolonger les tendances – méthode classique de la prévision énergétique à court terme – pour avoir une idée de ce qui peut se passer dans l'avenir.

Dans de telles conditions, il faut se méfier de l'utilisation de modèles mathématiques complexes pour effectuer cette prospective : ils peuvent donner l'impression d'une approche

<sup>5</sup> Le commerce mondial de pétrole brut était de 1750 Mtep en 1996.

scientifique et économique rigoureuse dans leur présentation mais leurs résultats découlent de multiples hypothèses qui les rendent peu fiables.

Nous utiliserons pour notre part quelques raisonnements simples, voire simplistes, qui permettent de dégager les questions clés que pose l'avenir énergétique des pays d'Europe centrale et orientale et d'orienter la réflexion stratégique « en avenir incertain ».

Nous présentons d'abord l'exercice de prospective réalisé par l'AIE, puis notre propre démarche qui a pour but de mettre en évidence les enjeux à moyen et long terme d'une politique d'efficacité énergétique dans les pays d'Europe centrale et orientale.

### 3.2.1 Prospective de l'AIE

Dans sa publication « World Energy Outlook », édition de 1998, l'Agence Internationale de l'Energie (AIE) consacre le chapitre 14 aux « Economies en transition » qui regroupent les pays de l'Europe Centrale (moins la Hongrie et la République Tchèque, intégrées à l'OCDE, mais avec la Pologne qui n'a rejoint l'OCDE que fin 1996) et les pays de l'ex-URSS (pays de la CEI plus pays baltes). Le chapitre présente les projections énergétiques dans un scénario « business as usual » (BAU), pour la période 1995-2020.

Les auteurs insistent sur le caractère éminemment incertain de cet exercice.

**Remarque :** au dernier trimestre 2000, l'AIE a publié un nouvel exercice « World Energy Outlook 2000 ». Il n'entre pas dans le cadre de cette étude de reprendre les comparaisons effectuées à partir de l'exercice de 1998.

Un certain nombre de modifications entre les deux exercices sont cependant intéressantes à signaler :

a) Un exercice de prospective pour la Russie seule a été réalisé (les autres « pays en transition », d'Europe centrale et orientale d'une part et d'Asie centrale d'autre part, restant groupés en un même ensemble, ce qui est dommage car de moins en moins réaliste).

b) L'exercice prend en compte des politiques d'efficacité énergétique, notamment avec l'objectif de respect des engagements du Protocole de Kyoto.

c) Des variantes sont présentées autour du scénario de référence.

On notera toutefois que le taux de croissance économique de la Russie reste relativement faible sur la période 1997-2020 (2,9% par an en moyenne), que les scénarios alternatifs restent insuffisamment contrastés (+ et – 1% sur la croissance économique), que l'on ne dispose pas d'un scénario à efficacité énergétique accentuée qui permettrait de mieux évaluer les enjeux.

En première et rapide analyse, les principales interrogations que nous allons formuler sur l'exercice AIE de 1998 restent globalement valables.

### *Hypothèses et résultats*

#### a) Evolution du PIB

Le taux de croissance moyen du PIB de la Russie est de 3,4% en moyenne annuelle sur la période 1995-2020, et celui de l'ensemble des autres pays de 3,1%. Cela donne l'évolution relative suivante pour l'ensemble de la zone :

	<b>1995</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
<b>Indice du PIB</b>	<b>100</b>	<b>157</b>	<b>224</b>
<b>PIB en milliard \$ *</b>	<b>1369</b>	<b>2146</b>	<b>3066</b>

\*PIB à parité de pouvoir d'achat exprimé en dollars de 1990.

b) Consommations d'énergie et d'électricité

	<b>1995</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>Taux annuel Moyen</b>
<b>Energie primaire (Mtep)</b>	<b>1154</b>	<b>1429</b>	<b>1664</b>	<b>+ 1,5%</b>
<b>Energie finale (Mtep)</b>	<b>840</b>	<b>1077</b>	<b>1295</b>	<b>+ 1,7%</b>
<b>Electricité finale (TWh)</b>	<b>1186</b>	<b>1965</b>	<b>2709</b>	<b>+ 3,4 %</b>

c) Approvisionnement en hydrocarbures

<b>PETROLE*</b>	<b>1996</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>Taux annuel moyen</b>
<b>Consommation</b>	<b>5,5</b>	<b>7,2</b>	<b>8,5</b>	<b>+1,3 %</b>
<b>Production</b>	<b>7,3</b>	<b>10,2</b>	<b>9,4</b>	<b>+1,1 %</b>
<b>Exportations</b>	<b>1,8</b>	<b>3,0</b>	<b>0,9</b>	<b>- 2,8 %</b>

\* millions de barils par jour

<b>GAZ NATUREL*</b>	<b>1995</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>Taux annuel moyen</b>
<b>Consommation</b>	<b>498</b>	<b>647</b>	<b>835</b>	<b>2,6 %</b>
<b>Production</b>	<b>585</b>	<b>809</b>	<b>1116</b>	<b>5,5 %</b>
<b>Exportations</b>	<b>74</b>	<b>162</b>	<b>281</b>	<b>2,1 %</b>

\* Mtep

**Commentaires**

a) Sur la croissance économique

Il est vrai qu'une croissance économique de l'ordre de 3% par an sur une période de vingt-cinq ans peut être considérée comme une performance remarquable. Mais une telle hypothèse correspond plus à la reproduction d'un schéma «à l'occidentale» qu'au relèvement d'économies détruites dans des pays qui disposent d'importantes ressources naturelles, techniques et humaines.

Déjà, parmi les pays d'Europe centrale et de la Baltique, nous constatons des croissances économiques annuelles de 5 à 6%, voire plus.



En 1998, le PIB par habitant de la Russie était le cinquième de celui de l'Union Européenne. Selon le scénario de l'AIE, ce PIB ne serait que doublé d'ici 2020, ce qui accroîtrait encore considérablement l'écart entre la Russie et l'Europe.

Par contre, un certain nombre de pays d'Europe centrale ont déjà « décollé » (ils sont d'ailleurs intégrés à l'OCDE au fur et à mesure de leur progression).

Il reste une grande incertitude sur le moment où les autres pays connaîtront à nouveau une croissance économique nettement positive et cela sera certainement difficile pour certains, mais il paraît déraisonnable de tabler, sur une période de vingt à vingt-cinq ans, sur la relative stagnation qu'envisage l'AIE.

#### b) Sur les consommations d'énergie et les intensités énergétiques

Bien qu'augmentant moins vite que le PIB, les consommations d'énergie (finale et primaire) augmentent de façon soutenue, et celle d'électricité à peu près comme le PIB.

On obtient les intensités énergétiques en divisant les consommations d'énergie par le PIB :

	1995	2010	2020	2020/1995
<b>Intensité primaire*</b> (tep/1000 \$)	0,84	0,67	0,54	0,64
<b>Intensité finale</b> (tep/1000\$)	0,61	0,50	0,42	0,69
<b>Intensité électrique**</b> (kWh/\$)	0,87	0,92	0,88	1,01

\* valeurs du PIB à parité de pouvoir d'achat, en dollars de 1990 (ces valeurs ne sont pas directement comparables à celles du chapitre I.1)

\*\* valeur calculée à partir de la consommation finale d'électricité.

Ainsi les intensités énergétiques diminueraient d'un tiers environ sur les vingt-cinq prochaines années et l'intensité électrique ne diminuerait pas du tout.

Si pour certains pays d'Europe centrale l'intensité énergétique a diminué ces dernières années, elle reste très élevée par rapport à celle de l'Union Européenne : d'un facteur deux à quatre (3,6 pour la Russie). Il en est de même pour l'intensité électrique.

L'écart resterait donc considérable entre les intensités énergétiques des « Economies en transition » et de l'Europe occidentale.

Remarque : l'hypothèse de la stabilité de l'intensité électrique est véritablement incompréhensible. On ne voit pas pourquoi, sur une période de vingt-cinq ans et même sans efforts particuliers, cette valeur resterait à des niveaux aussi élevés alors que le renouvellement des appareils qui consomment de l'électricité (moteurs, électroménager, éclairage) comme la modernisation de l'industrie devront forcément intégrer l'amélioration au niveau mondial des techniques utilisées.

### c) Sur l'approvisionnement énergétique

L'exercice de l'AIE prévoit des augmentations de production dans la zone, qui permettent de couvrir l'augmentation de la consommation intérieure et de maintenir, voire augmenter les exportations.

Pour le pétrole, les exportations diminueront cependant de moitié entre 1996 et 2001.

Pour le gaz naturel, en revanche, l'augmentation de la production (multiplication par deux) permet de quadrupler les exportations entre 1995 et 2020.

On ne peut s'empêcher de mettre en rapport la vision « optimiste » de cette étude sur l'augmentation de l'offre de l'énergie qui conduit à doubler en vingt-cinq ans une production déjà très élevée de gaz naturel et la prudence, voire la timidité, qui caractérise les hypothèses sur l'évolution des conditions de la demande d'énergie.

Un autre résultat pose question : en vingt-cinq ans, la consommation des produits pétroliers n'est multipliée que par 1,6. Quand on connaît la tendance actuelle, dans tous les pays d'Europe centrale et orientale, de l'augmentation de l'activité des transports et de la consommation de produits pétroliers du fait de l'usage croissant de la voiture individuelle, on a quelque raison de craindre de plus fortes consommations de ces produits énergétiques.

Le scénario de l'AIE paraît donc aisément critiquable, mais il présente le mérite de chiffrer une évolution « business as usual », c'est-à-dire qui reflète assez bien la vision actuelle, officielle et occidentale du futur énergétique des pays d'Europe centrale et orientale.

### **3.2.2 Scénarios contrastés et enjeux de l'efficacité énergétique**

Nous allons présenter quelques réflexions prospectives qui ne s'appuient pas sur des méthodes élaborées mais sur quelques règles de trois qui fournissent des ordres de grandeur et stimulent la réflexion sur les enjeux stratégiques.

Nous prenons comme « scénario de référence » le scénario de l'AIE présenté ci-dessus et examinons de nouveaux scénarios contrastés, du point de vue de la croissance économique et de celui des intensités énergétiques.

#### ***Les scénarios***

Bien qu'il soit de moins en moins pertinent de raisonner sur un ensemble dit « pays en transition » et que l'on puisse penser que ces pays vont connaître dans les vingt prochaines années des évolutions diversifiées, nous garderons le même ensemble que l'AIE pour nos évaluations prospectives pour des raisons de simplicité et pour faciliter les comparaisons.

Nous étudions quatre scénarios, S1-S2-S3 et S4.

Dans les trois premiers scénarios, nous faisons l'hypothèse d'une croissance économique nettement plus élevée que celle du scénario AIE afin de décrire un certain rattrapage du niveau économique de l'Europe occidentale par les pays d'Europe centrale et orientale.

Ces trois premiers scénarios se distinguent par les valeurs des intensités énergétiques.

Le quatrième scénario est caractérisé par la même hypothèse que le scénario de l'AIE sur la croissance économique, associée à l'hypothèse d'intensités énergétiques plus faibles que ce scénario en 2020.

a) Notre première hypothèse porte sur l'évolution du PIB.

Le PIB moyen par habitant de cet ensemble des pays « en transition » se situait au milieu des années 90 à environ 20% de celui de l'Union Européenne.

Nous allons examiner des scénarios prenant pour hypothèse que le PIB moyen par habitant de l'Europe centrale et orientale atteindra en 2020 la valeur de celui de l'Union Européenne en 1995.

Nous supposons donc que, pour les scénarios S1, S2 et S3, le PIB de la zone étudiée par l'AIE sera multiplié par cinq entre 1995 et 2020, ce qui représente un taux de croissance annuel moyen sur la période de 6,7%. Les PIB qui en résultent figurent dans le tableau suivant :

<b>Scénarios S1, S2 , S3</b>	<b>1995</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
<b>PIB en milliard de \$</b>	1369	3596	6845
<b>PIB en indice</b>	100	263	500

\*PIB à parité de pouvoir d'achat exprimé en dollars de 1990.

Par contre, nous conserverons dans le scénario S4 la même hypothèse de croissance du PIB que dans le scénario AIE, soit les valeurs qui figurent dans le tableau suivant :

<b>Scénario S4</b>	<b>1995</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
<b>Indice du PIB</b>	100	157	224
<b>PIB en milliard \$ *</b>	1369	2146	3066

\*PIB à parité de pouvoir d'achat exprimé en dollars de 1990.

Remarques :

i) Un taux de croissance annuel moyen de 6,7% pendant vingt-cinq ans paraît une performance économique extraordinaire. Cependant la situation dans laquelle se trouvent les pays d'Europe centrale et orientale est unique dans l'histoire et, vu leur potentiel, leur « renaissance économique » peut être plus rapide qu'on ne le pense (surtout si on les y aide sérieusement). Certains pays de la zone connaissent depuis les années récentes des taux de croissance économique supérieurs à 5% par an.

ii) Beaucoup de citoyens et de dirigeants des pays d'Europe centrale et orientale seraient étonnés si on leur disait que leur pays ne rattrapera le niveau de vie de l'Europe occidentale à la fin du XX<sup>e</sup> siècle qu'au bout de vingt à vingt cinq ans. N'oublions pas que nombre de ces pays avaient des économies très dynamiques et des niveaux de vie élevés avant la seconde guerre mondiale et l'ère soviétique et que l'URSS a été aussi une grande puissance industrielle et scientifique.

iii) Dans l'exercice de prévision énergétique publié en novembre 1999 (« European energy outlook to 2020 »), la Commission européenne prend comme hypothèse de croissance économique de l'Europe occidentale un taux de 1,8% entre 1990 et 2000, de 2,4% entre 2000 et 2010 et de 2,0% entre 2010 et 2020.<sup>6</sup>

Dans ces conditions, le PIB de l'Union européenne serait multiplié par un facteur 1,7 entre 1995 et 2020.

<sup>6</sup> Dans l'étude de l'AIE à laquelle nous nous référons, l'hypothèse de croissance du PIB, pour la zone « OCDE Europe » est de 2% par an sur la période 1995-2020.

On voit donc que, dans notre hypothèse, le PIB moyen par habitant de la zone actuelle des « pays en transition » ne se situerait en 2020 qu'à 60% de celui de la zone actuelle « Union Européenne »

iv) Enfin, nous ne prétendons pas que c'est ce qui va se passer, mais il est nécessaire de comparer des scénarios contrastés pour comprendre les enjeux.

b) Notre seconde hypothèse porte sur les intensités énergétiques

Nous allons comparer les situations énergétiques dans trois hypothèses d'évolution des intensités énergétiques qui caractériseront les trois scénarios : S1, S2, S3.

Scénario S1 : les intensités énergétiques et électriques de la zone « Economies en transition » pour l'année 2020 sont celles du scénario de l'AIE pour la même année.

Scénario S2 : les intensités énergétiques et électriques de la zone sont celles de l'Union Européenne pendant la décennie 90. Pour être cohérentes avec celles du scénario AIE, ces intensités sont calculées à partir des PIB à parité de pouvoir d'achat exprimés en dollars de 1990.

Scénario S3 : on suppose une amélioration notable des intensités énergétiques, sans atteindre les niveaux du scénario S2. Les valeurs des intensités sont calculées en prenant la moyenne des taux de leur décroissance dans S1 et dans S2.

Pour le Scénario S4, dont nous avons vu que le PIB variait comme celui du scénario AIE, nous supposons que l'intensité énergétique varie comme celle du scénario S3.

Les valeurs en 2020 des intensités énergétiques sont donc les suivantes :

	1995	2020							
		S1		S2		S3		S4	
		Valeur	Taux annuel	Valeur	Taux annuel	Valeur	Taux Annuel	Valeur	Taux annuel
<b>Intensité Primaire*</b>	0,84	0,54	-1,8%	0,23	-5,3%	0,39	-3,1%	0,39	-3,1%
<b>Intensité finale*</b>	0,61	0,42	-1,5%	0,16	-5,5%	0,29	-3,0%	0,29	-3,0%
<b>Intensité électrique**</b>	0,87	0,88	0%	0,30	-4,4%	0,51	-2,2%	0,51	-2,2%

\* en tep/1000\$

\*\*en kWh/\$

***Les consommations énergétiques en 2020***

Les consommations énergétiques en 2020 s'obtiennent simplement en multipliant les valeurs du PIB par celles des intensités énergétiques.

La consommation de gaz naturel, variable stratégique la plus importante pour la discussion sur la sécurité d'approvisionnement de l'Europe occidentale, est calculée en conservant la valeur en 2020 du rapport de la consommation de gaz naturel à la consommation primaire totale du scénario AIE pour tous les scénarios.

## Les consommations énergétiques en 2020

	1995	2020				
		AIE	S1	S2	S3	S4
<b>PIB</b> (milliards \$*)	1369	3066	6845	6845	6845	3066
<b>Energie Primaire</b> (Mtep)	1154	1664	3696	1574	2670	1196
<b>Energie Finale</b> (Mtep)	840	1275	2875	1095	1985	889
<b>Electricité Finale</b> (TWh)	1186	2709	6023	2053	3491	1564
<b>Gaz naturel</b> (tep)	498	835	1855	790	1340	600

\*PIB à parité de pouvoir d'achat en dollars de 1990.

*Commentaires*

1) La comparaison la plus frappante apparaît entre les scénarios S1 et S2 : pour la même valeur du PIB, les consommations d'énergie de S2 en 2020 sont inférieures d'un facteur 2,5 à celles de S1 et ce facteur est de 3 pour la consommation d'électricité.

Ces résultats découlent évidemment des hypothèses sur l'évolution des intensités énergétiques.

Le scénario S1 est un scénario extrême.

On peut penser en effet qu'une croissance économique beaucoup plus forte que celle du scénario AIE aurait pour conséquence un renouvellement plus rapide de l'appareil de production et des infrastructures et donc leur modernisation, ce qui entraînerait une amélioration quasi-automatique de l'efficacité énergétique. D'autre part, une telle croissance du PIB serait accompagnée d'une modification plus rapide de sa structure avec une part croissante des activités tertiaires au détriment de l'industrie (et surtout de l'industrie lourde), donc une baisse relative de la consommation d'énergie par rapport à la richesse globale.

Mais d'autres évolutions peuvent jouer en sens inverse, en particulier le développement plus rapide de l'activité du transport des personnes et des marchandises, très énergivore s'il n'est pas maîtrisé et s'il repose essentiellement, comme dans les pays de l'OCDE, sur la voiture individuelle et le camion.

Enfin, une croissance économique forte n'implique pas forcément une politique de rénovation thermique des bâtiments et des systèmes de chauffage existants qui aurait une influence déterminante sur la consommation d'énergie. L'incertitude demeure d'autant plus forte dans ce secteur du chauffage que la demande de service de qualité y est encore mal assurée et que l'augmentation des revenus des ménages pourrait entraîner de fortes hausses de consommation d'énergie si des programmes de rénovation ne sont pas entrepris.

La critique la plus pertinente que l'on puisse faire au scénario 1 est que l'économie y serait soumise à une contrainte énergétique tellement forte, c'est-à-dire à des niveaux de production ou d'importation d'énergie tellement élevés, que la croissance économique qui le sous-tend serait impossible à atteindre.

2) Le scénario S2 suppose un « rattrapage » des valeurs de l'intensité énergétique qui seraient, en 2020, égales à celles de l'Union Européenne dans les années 90.

C'est une évolution qui paraît possible pour les pays d'Europe centrale et les pays baltes, surtout pour ceux qui entreraient dans l'Union pendant cette période. Cela ne se fera pas tout seul et implique des politiques nationales et de coopération soutenues, y compris par des investissements spécifiques. Cette action est particulièrement urgente pour la Bulgarie, la Roumanie et, à un degré moindre, la Slovaquie.

Par contre le scénario S2 paraît difficile à réaliser pour les pays de la CEI dont l'intensité énergétique est aujourd'hui nettement plus élevée que celle des pays du groupe précédent et ne donne pas des signes d'amélioration si ce n'est, modestement, pour la Belarus (et pour des raisons inexplicables).

3) La comparaison du scénario S2 au scénario AIE est également instructive.

Alors que le PIB de S2 est plus que le double de celui du scénario AIE en 2020, les consommations d'énergie primaire et finale sont du même ordre de grandeur pour les deux scénarios (facteur 1,1 pour l'énergie primaire, 1,2 pour l'énergie finale), tandis que la consommation d'électricité est inférieure dans S2 d'un facteur 1,3.

Le double mouvement d'une plus forte augmentation du PIB et d'une plus forte diminution de l'intensité énergétique qui permet de passer du scénario AIE au scénario S2 est particulièrement intéressant à analyser.

Nous avons vu précédemment que les consommations d'énergie du scénario AIE absorbaient les capacités d'expansion des systèmes de production d'énergie tout en maintenant un niveau d'exportation des pays producteurs, notamment la Russie, leur permettant de nourrir une croissance économique relativement modérée (voire faible si l'on tient compte du niveau de départ).

Il est donc pratiquement impossible d'imaginer des taux de croissance du PIB plus élevés que ceux du scénario AIE sans faire l'hypothèse d'une amélioration des intensités énergétiques. Le scénario S1, qui maintient les valeurs des intensités énergétiques du scénario AIE est un véritable « repoussoir » car il met en évidence des contraintes énergétiques insupportables par le niveau des moyens de production qu'il suppose pour répondre à la demande d'énergie.

Autrement dit, si l'on veut obtenir des taux de croissance économique plus forts que ceux du scénario AIE, il faut se diriger vers des intensités énergétiques plus faibles qui permettent de desserrer la contrainte énergétique sur l'économie.

4) Le scénario S3 est un scénario moyen qui combine une croissance économique forte avec une amélioration nette de l'intensité énergétique, sans que le rattrapage prévu dans S2 soit réalisé.

Il apparaît a priori comme relativement vraisemblable pour les pays de la CEI mais il aboutit à des consommations d'énergie très élevées et peut lui aussi se heurter à des contraintes de production ou d'importation qui n'apparaissent pas dans le scénario de l'AIE du fait de la

faible croissance économique prise comme hypothèse de départ et des hypothèses optimistes sur les perspectives d'augmentation des capacités de production.

On peut concevoir que la Russie puisse avoir une croissance relativement forte qui reste compatible avec une intensité énergétique élevée, du fait de sa richesse en ressources énergétiques. Mais cela n'est vrai qu'à court terme. En effet, si la consommation d'énergie augmentait au rythme d'un scénario de type S1, la Russie se trouverait rapidement dans la situation d'une demande intérieure qui absorberait sa production, avec un tarissement rapide de ses exportations, ce qui serait fatal à son redressement économique.

Par contre, pour un pays comme l'Ukraine dont nous avons vu l'importance des importations énergétiques du fait de son intensité énergétique très élevée, la croissance économique prévue par le scénario S3 n'est pas compatible avec la contrainte énergétique qu'il subit.

Si l'on considère que les valeurs des consommations d'énergie du scénario AIE constituent de fait des valeurs maximales au-delà desquelles la contrainte énergétique devient un frein pour la croissance économique, il faudrait associer aux valeurs de l'intensité énergétique du scénario S3 une valeur du taux de croissance du PIB moins élevée que celle qui a été choisie.

5) Le scénario S4 est un scénario AIE du point de vue de la croissance économique dont la crédibilité et la vraisemblance seraient améliorées en introduisant des réductions plus marquées des intensités énergétiques et surtout de l'intensité électrique.

Certaines de ces évolutions favorables pourront résulter de l'introduction naturelle de techniques plus efficaces, d'autres de la mise en œuvre de politiques d'efficacité énergétique dont on constate l'émergence dans un certain nombre de pays de l'Europe centrale et orientale.

C'est un scénario de croissance relativement faible, comme nous l'avons souligné en commentant le scénario de l'AIE, mais qui présente l'intérêt de montrer les effets d'efforts « moyens » d'amélioration de l'efficacité énergétique : en 2020, les consommations d'énergie du scénario S1 se situeraient à peu près au niveau de celles de 1995 ; pour l'électricité cependant, la consommation serait supérieure d'un facteur 1,3.

Les actions d'efficacité énergétique permettraient d'atténuer la pression sur l'augmentation de la production d'énergie (et donc sur les investissements de production) pour les pays exportateurs comme pour les pays importateurs et de diminuer les dépenses d'importation de ces derniers. Si les fortes augmentations des niveaux de production prises comme hypothèses du scénario AIE ne se produisaient pas (notamment du fait des contraintes sur l'investissement), les conséquences en seraient moins dramatiques.

### ***Les capacités d'exportation du gaz naturel***

(cf le rapport de C. Locatelli cité ci-dessus).

D'après le contexte russe actuel, la stratégie de maximisation des exportations gazières devrait se prolonger, garantissant pour l'Union Européenne une source d'approvisionnement relativement stable.

Les projections de l'AIE étudiées ci-dessus qui indiquent des exportations gazières de la CEI de 281 Mtep en 2010 apparaissent en accord avec les stratégies développées par Gazprom.

Reste toutefois une incertitude importante sur la manière de dégager un volume suffisant d'exportations : est-ce par une hausse importante de la production (scénario implicitement

envisagé par Gazprom) ou par une amélioration de l'efficacité énergétique qui permettrait de limiter les hausses de consommations énergétiques attendues d'une reprise de la croissance économique dans les pays de la CEI et en particulier en Russie ?

Le scénario de l'AIE aboutit en 2020 pour l'ensemble des pays « en transition » à une consommation interne totale de gaz naturel de 835 Mtep.

Le niveau de production de 1116 Mtep permet alors une exportation de 281 Mtep.

Les évaluations des niveaux de production envisageables effectuées par C. Locatelli conduisent à remettre en cause un niveau de production de 1116 Mtep en 2020.

Un tel niveau de production (par la Russie et les pays de la Caspienne : Azerbaïdjan, Kazakhstan et Turkménistan) correspond à une situation « idéale » où ont été levées les incertitudes sur le niveau des réserves, sur les coûts d'exploitation et les incertitudes d'ordre géopolitique portant sur les voies d'exportation.

Dans le cas de la Russie, on sait que les réserves gazières sont importantes mais les contraintes financières sont telles qu'elles peuvent entraver le développement à grande échelle de nouveaux gisements.

En conséquence, il semble plus réaliste de tabler sur une production gazière maximum de 900 Mtep pour l'ensemble de la région.

Avec cette nouvelle hypothèse, le scénario de consommation gazière de 835 Mtep de l'AIE conduit à des exportations largement inférieures à 100 Mtep. En conséquence, seuls des scénarios envisageant des réductions significatives de l'intensité énergétique permettront de maintenir des niveaux suffisants d'exportations gazières à destination de l'Europe.

Parmi les scénarios alternatifs que nous avons présentés, deux scénarios permettent de préserver des exportations de gaz naturel supérieures à 100 Mtep : les scénarios S2 et S4.

#### Scénario S2 :

Ce scénario fait l'hypothèse d'une croissance économique forte sur la zone des pays « en transition », de l'ordre de 6% par an, hypothèse compatible avec la réussite des réformes économiques et institutionnelles de ces pays.

Ce scénario suppose une amélioration très importante de l'efficacité énergétique puisque la valeur de l'intensité énergétique s'abaisserait en 2020 au niveau de celle de l'Union Européenne dans les années quatre-vingt dix. Il ne s'agit cependant pas d'un rattrapage intégral puisque l'intensité énergétique de l'Union Européenne devrait décroître encore nettement entre 2000 et 2020.

Dans ces conditions, la consommation gazière de la zone des pays « en transition » serait de l'ordre de 785 Mtep en 2020, ce qui permettrait de préserver des exportations gazières de l'ordre de 115 Mtep.

#### Le scénario S4 :

Ce scénario fait l'hypothèse d'une croissance économique nettement plus faible, de l'ordre de 3,2% par an (taux de croissance du scénario de l'AIE) qui s'accompagne d'une amélioration sensible de l'efficacité énergétique, traduite par une baisse conséquente de l'intensité énergétique (sans toutefois atteindre la valeur prise pour S2).



Dans ce cas, la consommation de gaz naturel de la zone des pays « en transition » en 2020 serait de 600 Mtep, niveau qui permettrait des exportations importantes, de l'ordre de 300 Mtep.

L'étude de C. Locatelli conclut de la façon suivante :

**« Compte tenu des contraintes pesant sur l'offre, il importe donc d'enregistrer des améliorations significatives de l'intensité énergétique afin de préserver un volume conséquent d'exportations gazières à destination de l'Europe ».**

## **4. PROSPECTIVE ENERGETIQUE ET POTENTIELS DE L'UNION EUROPEENNE**

### **4.1 LA PROSPECTIVE ENERGETIQUE**

Nous avons à notre disposition deux jeux de scénarios de prospective énergétique publiés dans la revue « Energie en Europe » par la Direction générale de l'énergie de la Commission européenne en 1996 et en 1999 :

- au printemps 1996 : « L'énergie en Europe à l'horizon 2020, une approche par scénarios » ;
- en novembre 1999 : « L'énergie en Europe à l'horizon 2020 ».

#### **4.1.1 Les scénarios**

##### ***De 1996 :***

Quatre scénarios mondiaux très contrastés dans leur présentation .

L'étude explore à l'horizon 2020 des scénarios socio-politiques différents, de manière à définir et expliquer le fonctionnement de l'économie de l'énergie. Quatre scénarios contrastés ont été développés qui reflètent des tendances sociales et économiques générales, les perspectives macro-économiques de la Communauté Européenne et des agendas de politique énergétiques différents. Etant donnée l'importance dans le débat environnemental actuel du réchauffement global, l'existence de celui-ci est supposé démontrée d'ici le milieu du siècle prochain dans trois des scénarios. Le quatrième scénario, Conventional Wisdom (sagesse conventionnelle), a pour objectif d'évaluer les conséquences énergétiques de la poursuite des tendances actuelles.

##### **Conventional Wisdom (CW) :**

Scénario tendanciel qui représente une vision des événements fondée sur la « sagesse conventionnelle ». La croissance économique décline graduellement au fur et à mesure que les changements démographiques se traduisent par une croissance plus lente de la population active. Malgré quelques progrès, une large part des problèmes structurels sociaux et économiques mondiaux demeure.

Caractérisé par la poursuite des tendances du début des années 90, la scène mondiale reste calme, pas de troubles politiques ni économiques, ni énergétiques ; on pourrait également appeler ce scénario « business as usual ».

##### **Battlefield (BF) :**

Dans ce scénario « Champ de bataille », le monde retombe dans l'isolationnisme, la géopolitique de "blocs" et le protectionnisme. Les contradictions et les instabilités dans le système global rendent l'intégration économique très difficile. La globalisation est considérée trop ambitieuse. Le système géopolitique se fragmente en blocs avec des tensions et des frictions entre et au sein même des blocs.

Forum (FO) :

Scénario de prise en compte progressive et collective des problèmes globaux. Le monde s'oriente vers des structures internationales fondées sur un principe de consensus et de coopération, accordant un rôle important aux administrations et interventions publiques. Le processus d'intégration global engendre de nouveaux impératifs pour des actions publiques collectives. Les institutions nationales, européennes et internationales sont progressivement restructurées pour qu'elles soient en mesure de gérer efficacement des problèmes et intérêts collectifs globaux et plus complexes.

Hypermarket (HM) :

Dans ce scénario « Hypermarché », les thèmes prédominants sont les forces du marché, le libéralisme et le commerce libre ; l'intervention des gouvernements et pouvoirs publics est minimale. L'intégration économique globale s'auto-renforce. Dans ce scénario, la courroie d'entraînement est l'application du mécanisme de marché, vu comme la meilleure manière de produire de la richesse et de gérer la complexité et l'incertitude. La libéralisation et la privatisation donnent des résultats et génèrent de nouveaux entrants sur le marché qui en demandent encore plus.

***De 1999 :***

L'exercice se veut plus modeste : tout en plaçant l'Europe dans le contexte mondial, il se concentre sur l'Union Européenne (à 15) et se présente plus comme une « prévision tendancielle » que comme une vaste exploration de tous les futurs possibles.

On prévoit que la croissance économique dans l'Union Européenne est très légèrement inférieure à 3% par an à court terme. Cependant, il est supposé que, malgré un contexte international plutôt favorable, le taux de croissance de l'Union diminuera après 2000 pour tendre vers des niveaux conformes aux tendances historiques de long terme. Dans la période 2000 – 2010, l'expansion économique annuelle devrait approcher 2,3% tandis qu'après 2010, elle n'égalerait plus que 1,8%.

Le scénario de référence, ou scénario « tendanciel » est fondé sur l'hypothèse de la poursuite des politiques en vigueur de l'Union Européenne. Celles-ci incluent la continuation de l'intégration et de la libéralisation des marchés de l'électricité et du gaz de l'Union, l'amélioration des technologies énergétiques de l'offre et de la demande, la poursuite du soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération, l'extension de l'infrastructure d'approvisionnement en gaz, l'extension de la durée de vie des centrales nucléaires à 40 ans, et une régulation stricte des polluants à l'origine des pluies acides. Le scénario de référence n'inclut pas de politiques qui concernent spécifiquement le changement climatique.

Ce scénario tendanciel (que nous appellerons ST) est complété par des scénarios considérés comme des variantes dans lesquels une contrainte a été imposée sur les émissions de CO<sub>2</sub>, ce qui se traduit dans les modèles utilisés par une augmentation des prix des combustibles fossiles. Trois scénarios, S0, S3 et S6 sont présentés. Nous nous contenterons d'utiliser ici le scénario S6 qui présente la différence la plus marquée avec le scénario ST en termes de consommations d'énergie.

#### 4.1.2 Les Consommations d'énergie

Le tableau suivant indique pour l'année 2020 les consommations d'énergie primaire et finale et la consommation finale d'électricité pour les deux familles de scénarios.

##### Union Européenne - Consommations d'énergie

Années	1990	Projections 2020					
Scénarios	réel	ST*	S6*	CW**	BF**	FO**	HM**
Energie primaire (Mtep)	1325	1612	1515	1637	1575	1609	1703
Rapport		1	0,94	1	0,96	0,98	1,04
Energie finale (Mtep)	850	1108	1045	1109	1050	1076	1170
Rapport		1	0,94	1	0,96	0,98	1,04
Electricité finale (TWh)	1825	3094	2970	2720	2523	2663	2907
Rapport		1	0,96	1	0,93	0,98	1,07

\* Scénarios de 1999

\*\* Scénarios de 1996

#### Commentaires :

##### Les scénarios de 1996 :

Ce qui frappe immédiatement dans les résultats des quatre scénarios de 1996 est que, malgré l'éventail de situation qu'ils sont censés représenter sur le papier, les consommations d'énergie finale en 2020 sont extraordinairement rapprochées : elles se situent à + ou – 6 % autour de la valeur du scénario « Conventional Wisdom » : un écart si faible n'est absolument pas significatif.

La constatation est la même pour les consommations d'électricité finale.

Ce curieux résultat n'est d'ailleurs pas limité à l'Union Européenne : on peut faire la même constatation pour la consommation mondiale d'énergie ainsi que pour celle de pays comme la Chine ou l'ex-URSS dont l'éventail des avenir énergétiques possibles devrait être particulièrement large.

Un tel résultat met en évidence un problème de méthodologie que nous ne discuterons pas ici. Plus proche de notre préoccupation dans le présent exercice, cela montre qu'il n'y a pas, dans l'éventail des scénarios de 1996, un scénario privilégié qui mette l'accent sur l'efficacité de la consommation d'énergie et qui permette – comme nous l'avons fait pour le cas de la France – d'en évaluer les conséquences sur les besoins totaux en approvisionnement énergétique, ni par conséquent sur les besoins en approvisionnements extérieurs.

##### Les scénarios de 1999 :

Le scénario tendanciel ST (« baseline ») de 1999 est en fait très proche du scénario « Conventional Wisdom » de 1996, à la fois par sa définition (« business as usual ») et par la valeur de la consommation finale d'énergie.

Ce qui nous intéresse au premier chef pour notre exercice est la comparaison entre le scénario ST et le scénario S6 qui représente la variante pour laquelle la limitation imposée des

émissions de CO<sub>2</sub> est la plus forte et donc doit avoir l'impact le plus important sur la consommation d'énergie.

On constate malheureusement que cette limitation des émissions, qui se traduit dans le modèle de prévision par une augmentation du prix des énergies fossiles, ne permet pas d'obtenir une différence significative sur les consommations d'énergie finale dont l'écart en 2020 entre les scénarios ST et S6 n'est que de 6 %.

#### 4.1.3 Consommations et importations de pétrole et de gaz naturel

Le tableau suivant indique les consommations totales et les importations nettes de pétrole (et produits pétroliers) et de gaz naturel dans les différents scénarios.

##### Union Européenne - Consommations et importations d'hydrocarbures

Années	1990	2020					
Scénarios	réel	ST	S6	CW	BF	FO	HM
Pétrole – Cons. Totale (Mtep)	547	663	617	623	604	584	650
Rapport		1	0,93	1	0,97	0,94	1,04
Pétrole – Importations (Mtep)	463	617	571*	606	568	548	633
Rapport		1	0,92	1	0,94	0,90	1,04
Gaz nat. - Cons. Totale (Mtep)	222	431	474	502	464	431	585
Rapport		1	1,10	1	0,92	0,86	1,17
Gaz nat. – Importations (Mtep)	92	290	333*	371	313	278	454
Rapport		1	1,15	1	0,84	0,75	1,22

\* valeur obtenue en supposant le même niveau de production interne que dans ST.

**Le pétrole :** On retrouve entre les quatre scénarios de 1996 la faible différence de consommation en 2020 que nous avons constatée sur les consommations totales.

La constatation est évidemment la même sur les importations du fait de la faiblesse de la production intérieure.

On aurait pu penser qu'entre un scénario « Battlefield » et un scénario « Forum », les différences eussent été plus nette, reflétant ainsi les tensions ou au contraire la fluidité des relations internationales.

Nous avons vu que rien ou presque ne différenciait les scénarios du point de vue de la demande d'énergie ; il apparaît également que les différences qui pourraient apparaître sur l'offre d'énergie sont très faibles, en particulier pour ce qui concerne l'énergie dominante et celle pour laquelle la vulnérabilité de l'approvisionnement de l'Union est la plus grande : le pétrole.

Le constat n'est pas très différent lorsque l'on compare les deux scénarios de 1999, ST et S6. La différence en 2020 sur la consommation totale de pétrole n'est que de 7%. Cela montre que la contrainte sur les émissions de CO<sub>2</sub>, dans la mesure où elle n'agit en pratique que très peu sur la demande, a une très faible répercussion sur la consommation pétrolière et donc sur les importations de cette énergie.

**Le gaz naturel :** Les écarts sur les consommations totales de gaz naturel sont plus importants, y compris entre les quatre scénarios de 1996. Cela n'est pas lié à des différences sur les niveaux totaux de la demande d'énergie, mais à des phénomènes de substitution entre sources d'énergie à l'intérieur du système d'offre et en particulier pour la production d'électricité. Mais les limites des effets des modifications de la structure de l'offre apparaissent bien dans la comparaison entre ST et S6. En effet, la contrainte sur les émissions de CO<sub>2</sub> se traduit par une modification de la structure de production de l'électricité : diminution de la production à partir du charbon et augmentation de la production à partir du gaz naturel. Donc augmentation de la consommation totale de gaz naturel et par conséquent de ses importations, ce qui entraîne une plus grande dépendance extérieure.

Il est en tout cas intéressant de comparer les niveaux d'importations attendus des capacités d'exportation de la CEI étudiées au chapitre 3.

Ce résultat illustre l'intérêt des actions sur la maîtrise des consommations d'énergie dont l'effet est bénéfique à la fois pour l'amélioration de l'environnement et pour la diminution de la vulnérabilité aux approvisionnements énergétiques extérieurs.

## **4.2 EVALUATION DES POTENTIELS PAR COMPARAISON ET TRANSPOSITION ENTRE LA FRANCE ET L'UNION EUROPEENNE**

### **4.2.1 Evaluation des potentiels d'efficacité énergétique pour la France**

Comme nous l'avons vu au chapitre 2, les potentiels d'efficacité énergétique pour la France sont obtenus en comparant les consommations d'énergie finale des scénarios S1 (« laisser faire » ou « business as usual ») et S3 (« politique d'efficacité énergétique »).

Les résultats de cette comparaison devant être utilisés pour une transposition de la France à l'Union Européenne, les consommations d'énergie finale sont exprimées en utilisant le coefficient de conversion  $1 \text{ TWh} = 0,086 \text{ Mtep}$  pour exprimer les consommations finales d'électricité, alors que les résultats des études de scénarios énergétiques faites en France sont exprimés en utilisant l'équivalence  $1 \text{ TWh} = 0,222 \text{ Mtep}$  (ce sont ces résultats qui figurent dans le rapport principal). Le passage du système statistique français au système international utilisé par exemple par Enerdata est en fait plus complexe que cette seule modification portant sur l'électricité. Nous nous limitons cependant à celle-ci car il s'agit de déterminer des ordres de grandeur.

#### ***Les consommations d'énergie finale***

Les tableaux suivants indiquent les consommations d'énergie finale commerciale (hors bois) par secteurs et par produit énergétique pour S1 et S3 en 2020, ainsi que pour l'année de référence 1990, exprimés en Mtep.

**Les consommations d'énergie finale commerciale (en Mtep)**

<b>1990</b>	<b>Charbon</b>	<b>Produits Pétroliers</b>	<b>Gaz</b>	<b>Electricité</b>	<b>TOTAL</b>
<b>Industrie</b>	8	9	10	10	37
<b>Résidentiel – Tertiaire</b>	2	18	14	16	50
<b>Agriculture</b>		3			3
<b>Transports</b>		44		1	45
<b>TOTAL</b>	<b>10</b>	<b>74</b>	<b>24</b>	<b>27</b>	<b>135</b>

<b>S1 en 2020</b>	<b>Charbon</b>	<b>Produits Pétroliers</b>	<b>Gaz</b>	<b>Electricité</b>	<b>TOTAL</b>
<b>Industrie</b>	7	7	14	16	44
<b>Résidentiel – Tertiaire</b>		15	30	27	72
<b>Agriculture</b>		3			3
<b>Transports</b>		75		1	76
<b>TOTAL</b>	<b>7</b>	<b>100</b>	<b>44</b>	<b>44</b>	<b>195</b>

<b>S3 en 2020</b>	<b>Charbon</b>	<b>Produits Pétroliers</b>	<b>Gaz</b>	<b>Electricité</b>	<b>TOTAL</b>
<b>Industrie</b>	5	6	11	15	37
<b>Résidentiel – Tertiaire</b>		13	24	20	57
<b>Agriculture</b>		3			3
<b>Transports</b>		51	1	2	54
<b>TOTAL</b>	<b>5</b>	<b>73</b>	<b>36</b>	<b>37</b>	<b>151</b>

***Les potentiels d'efficacité énergétique de la consommation à l'horizon 2020***

Les potentiels d'efficacité énergétique sont obtenus, par secteur et par produit énergétique, par différence entre les consommations en 2020 de S1 et de S3.

Le tableau suivant indique ces potentiels, en Mtep.

### Les potentiels d'efficacité énergétique de la consommation à l'horizon 2020 (en Mtep)

S1- S3 en 2020	Charbon	Produits pétroliers	Gaz	Electricité	TOTAL
Industrie	2	1	3	1	7
Résidentiel – Tertiaire		2	6	7	15
Agriculture					
Transports		24	- 1	- 1	22
<b>TOTAL</b>	<b>2</b>	<b>27</b>	<b>8</b>	<b>7</b>	<b>44</b>

Le potentiel total d'économies d'énergie au niveau de la consommation finale est de 44 Mtep en 2020, ce qui représente un tiers de la consommation finale totale en 1990, ou un cinquième de celle-ci en 2020 pour le scénario « maximal » S1.

Le potentiel « produit-secteur » le plus important est celui des économies de produits pétroliers dans le secteur des transports : 27 Mtep sur une consommation de 75 Mtep en 2020 dans S1. Viennent ensuite les économies d'électricité dans le secteur résidentiel et tertiaire : 7 Mtep sur 27 Mtep dans S1-2020, soit environ 80 TWh sur 315. Les économies de gaz naturel dans le secteur résidentiel et tertiaire viennent en troisième position avec 6 Mtep sur 30 Mtep dans S1-2020.

En termes de potentiel par secteur, les transports sont en tête avec 22 Mtep, puis viennent le résidentiel-tertiaire avec 15 Mtep et l'industrie avec 7 Mtep.

On note l'apparition du gaz naturel dans les transports dans S3-2000, ainsi que l'augmentation de la consommation d'électricité dans ce même secteur, gaz et électricité contribuant à la baisse de consommation des produits pétroliers.

#### 4.2.2 Comparaison Energétique entre la France et l'Union Européenne

Les tableaux suivants permettent de comparer quelques indicateurs globaux caractéristiques de la situation énergétique (énergies commerciales) de la France et de l'Union Européenne : consommations par habitant, intensités énergétiques (rapport de la consommation d'énergie au PIB exprimé à parité de pouvoir d'achat), répartition de la consommation d'énergie finale par secteur et par produit énergétique.

##### PIB et consommations d'énergie par habitant (en 1998)

	Energie primaire* (tep/hab.)	Energie finale** (tep/hab.)	Electricité finale (kWh/hab.)	PIB (US\$95ppa/hab)
<b>France</b>	4,3	2,4	6750	22500
<b>Union Européenne</b>	3,9	2,5	5913	20600

\* y compris les usages non énergétiques

\*\* non compris les usages non énergétiques



**Intensités énergétiques (en 1998)**

	<b>Primaire (kep /US\$95ppa)</b>	<b>Finale (kep /US\$95ppa)</b>	<b>Electrique* (kWh /US\$95ppa)</b>
<b>France</b>	0,18	0,11	0,30
<b>Union Européenne</b>	0,19	0,12	0,29

\* rapport de la consommation finale d'électricité au PIB.

**Répartition de la consommation d'énergie finale par secteur**

	<b>Industrie</b>	<b>Transports</b>	<b>Résidentiel Et Tertiaire*</b>
<b>France</b>	26%	34%	40%
<b>Union Européenne</b>	28%	32%	40%

\* comprend également l'agriculture.

**Répartition de la consommation d'énergie finale par produit énergétique**

	<b>Charbon</b>	<b>Produits pétroliers</b>	<b>Gaz</b>	<b>Electricité</b>	<b>Chaleur</b>
<b>France</b>	6%	50%	21%	22%	1%
<b>Union Européenne</b>	6%	48%	24%	20%	2%

On constate que, pour chaque indicateur, les valeurs relatives à la France et à l'Union Européenne sont très voisines, y compris dans les répartitions par secteur et par produit énergétique.

Les différences les plus importantes portent sur la valeur du PIB par habitant (+9% en faveur de la France), sur celle de la consommation d'énergie primaire par habitant (+10% en faveur de la France), ces deux écarts étant liés, et sur la consommation finale d'électricité par habitant(+14% en faveur de la France), alors que les consommations finales totales par habitant sont égales. Cet écart sur l'électricité s'explique par la diffusion en France du chauffage électrique, peu développé dans le reste de l'Europe, ce qui se répercute également par une augmentation relative de la consommation d'énergie primaire.

La France énergétique apparaît donc, en consommation finale, comme une image assez fidèle, en réduction, de l'Union Européenne énergétique.

Cette similitude autorise – en raisonnant sur des ordres de grandeur et pour évaluer des potentiels et des enjeux – de passer des potentiels d'efficacité de la consommation d'énergie obtenus à partir des scénarios de prospective énergétique pour la France à des potentiels d'efficacité énergétique pour l'Union Européenne à l'horizon 2020.

**4.2.3 Potentiels d'efficacité énergétique de l'Union Européenne à l'horizon 2020**

Le passage des potentiels d'efficacité énergétique de la France à l'horizon 2020 présentés au chapitre 1 aux potentiels de l'Union Européenne au même horizon se fait simplement en multipliant les premiers par le rapport des populations en 1998 (approximation suffisante pour 2020 puisque l'on raisonne toujours sur l'Union à 15 Etats membres), soit un rapport de 6,4 (375 millions d'habitants pour l'Union Européenne et 59 millions d'habitants pour la France).

On obtient alors les valeurs suivantes pour l'Union Européenne.

**Potentiels d'efficacité énergétique sur la consommation finale (en Mtep)**

2020	Charbon	Produits pétroliers	Gaz	Electricité	TOTAL
Industrie	13	6	19	6	44
Résidentiel – Tertiaire		13	38	45	96
Agriculture					
Transports		154	- 6	- 6	142
<b>TOTAL</b>	<b>13</b>	<b>173</b>	<b>51</b>	<b>45</b>	<b>282</b>

Le potentiel total de 282 Mtep représente 31% de la consommation d'énergie finale de l'Union en 1998<sup>7</sup>.

En 1998, le rapport entre la consommation totale d'énergie primaire commerciale à des fins énergétiques à la consommation finale d'énergie était de 1,4. Si l'on utilise ce rapport pour passer de l'énergie finale à l'énergie primaire « économisables », on voit que le potentiel induit en énergie primaire serait de  $282 \times 1,4 = 395$  Mtep à l'horizon 2020.

*Cela signifie que le potentiel d'économie d'énergie primaire lié à l'efficacité de la consommation finale d'énergie est de l'ordre de 1 tep par habitant à l'horizon 2020.*

Si l'on admet une progression linéaire de « l'exploitation de ce gisement » sur les vingt années allant de 2000 à 2020, la quantité cumulée d'économies en énergie primaire sur la période – en fait essentiellement des hydrocarbures importés – serait de :

$$395 \times 20 : 2 = 3950 \text{ Mtep}$$

Ainsi, ce serait plus de trois milliards de tep que l'Union Européenne éviterait d'importer sur cette période grâce à la mise en œuvre d'une politique soutenue d'efficacité énergétique à la consommation, ce qui, à 25 \$ le baril, représente **690 milliards de dollars** de dépenses d'importations évitées.<sup>8</sup>

*Un tel résultat mérite d'être confirmé (ou infirmé) par l'établissement de scénarios de prospective énergétique mettant en œuvre des politiques d'efficacité énergétique contrastées à l'échelle de l'Union Européenne, non seulement pour évaluer les potentiels mais surtout pour fournir un cadre à la définition et à la mise en œuvre de ces politiques.*

<sup>7</sup> La consommation énergétique finale de l'Union Européenne en 1998 était la suivante (en Mtep) :

1998	Charbon	Prod. pétro.	Gaz	Electricité	Chaleur	TOTAL
Industrie	44	48	83	76	4	255
Résid.- Tert.	7	104	135	99	18	363
Transports	-	293	-	4		297
<b>TOTAL</b>	<b>51</b>	<b>445</b>	<b>218</b>	<b>179</b>	<b>22</b>	<b>915</b>

<sup>8</sup> Il faudrait également comptabiliser les dépenses d'investissement de production et de transport d'énergie ainsi évitées. A l'inverse, les investissements d'efficacité énergétique doivent être pris en compte, mais ce sont des dépenses locales sans pratiquement aucune importation.

### 4.3 ENSEIGNEMENTS

1. On retire de l'examen des scénarios de 1996 une impression d'impuissance et, ce qui est paradoxal dans un document de la Commission européenne, de l'inutilité d'avoir une politique énergétique puisque, quoi qu'il se passe (et quoi qu'on fasse), l'avenir (énergétique tout au moins) est le même.

Les scénarios de 1999 affichent une ambition plus modestes, mais ne permettent pas d'avoir une vision contrastée des avenir possibles de la situation énergétique de l'Union Européenne.

2. Cela est particulièrement vrai pour la consommation de pétrole qui diffère très peu entre tous les scénarios, que ceux-ci ambitionnent de décrire des situations mondiales très contrastées (1996) ou qu'ils imposent des limitations aux émissions de CO<sub>2</sub> (scénarios de 1996).

En ce qui concerne le gaz naturel, les consommations totales en 2020 et par conséquent aussi les importations sont plus contrastées entre les différents scénarios. Cela provient essentiellement de modifications dans la structure des parcs de production d'électricité. On constate que lorsque l'on impose une contrainte sur les émissions de CO<sub>2</sub>, la réponse des modèles est une substitution du charbon par le gaz naturel pour la production d'électricité, ce qui entraîne une augmentation de la consommation totale et des importations de celui-ci.

3. On constate que, tant dans les exercices de prospective de 1996 que dans ceux de 1999, il n'existe pas de scénario énergétique pour l'Union Européenne qui prenne en compte une politique forte d'efficacité des consommations d'énergie et qui permette en conséquence d'en évaluer les effets sur la sécurité énergétique de l'Union dans une vision prospective.

4. La similitude entre la France et l'Union Européenne des principaux indicateurs globaux de la consommation d'énergie finale autorise un exercice de transposition de l'une à l'autre des évaluations de potentiels de l'efficacité énergétique de la consommation. Cet exercice est présenté en Annexe. Le potentiel à l'horizon 2020 ainsi évalué pour l'Union Européenne serait de l'ordre de 280 Mtep en énergie finale, soit environ 390 Mtep en énergie primaire.

Un tel résultat mérite d'être confirmé (ou informé) par l'établissement de scénarios de prospective énergétique mettant en œuvre des politiques d'efficacité énergétique contrastées à l'échelle de l'Union Européenne.

5. L'établissement d'un « scénario efficace en énergie pour l'Europe » est donc une urgente nécessité. Son existence permettra de définir les objectifs d'une politique européenne d'efficacité énergétique à la hauteur des enjeux et des engagements relatifs à l'environnement global et à la lutte contre l'aggravation de l'effet de serre.

L'établissement de ce scénario devra prendre en compte les travaux de prospective énergétique effectués dans le même esprit par certains Etats membres.

## CONCLUSION

1. Comme nous l'avons indiqué dans l'introduction, l'intérêt de l'efficacité énergétique pour réduire la contrainte énergétique extérieure n'est pas une idée nouvelle. Le corollaire de ce principe est que l'efficacité énergétique dans les pays producteurs et exportateurs d'énergie dont la consommation intérieure est importante constitue un facteur favorable à la sécurité énergétique globale.

Malheureusement, ces deux idées simples et complémentaires ne font que trop lentement leur chemin dans l'esprit et la pratique des dirigeants.

Si l'importance de l'efficacité énergétique est reconnue au niveau des discours et documents officiels de politique énergétique, il reste une disproportion énorme entre les moyens qui lui sont consacrés et ceux dévolus à l'offre d'énergie, tant dans la mise en œuvre des politiques nationales que dans les programmes de coopération internationale (moyens financiers, humains, de recherche, etc.).

L'une des raisons de cette carence est une mauvaise connaissance de potentiels de l'efficacité énergétique, notamment chez les dirigeants politiques.

Afin de mettre en évidence l'impact considérable sur la sécurité énergétique que peut avoir l'efficacité énergétique à l'horizon de deux décennies, nous avons choisi d'étudier trois situations : celle de la France, celle des relations énergétiques entre l'Union Européenne et la Russie, celle de l'Union Européenne.

2. L'exemple de la France nous intéresse au premier chef parce que c'est notre pays mais aussi parce que c'est celui où la production d'électricité d'origine nucléaire a été poussée à son maximum et où elle est présentée dans le discours politique dominant comme le garant de « l'indépendance énergétique ». Cette prétention doit être relativisée : aujourd'hui, la contribution de l'électronucléaire au bilan énergétique de la France doit être mesurée en la comparant à la consommation de gaz naturel que nécessiterait la substitution des centrales nucléaires par des centrales à cycle combiné au gaz naturel. Cette substitution nécessiterait une consommation d'environ 20 Mtep de gaz naturel, soit 20% environ de la consommation énergétique totale de la France.

De plus, le concept même « d'indépendance énergétique » et l'utilisation du « taux d'indépendance énergétique » pour la mesurer sont fortement sujets à caution (cf Annexe 1).

Les exercices de prospective du Commissariat général du Plan, de la DGEMP et de l'étude Charpin-Dessus-Pellat sur l'économie de la filière nucléaire nous permettent de préciser la contribution de l'efficacité énergétique à la sécurité énergétique aux horizons 2020 et 2050 et de la comparer à celle du nucléaire.

Nous soulignons qu'il ne s'agit pas grâce à cet exercice de comparaison de défendre l'idée que l'efficacité énergétique peut se substituer au nucléaire (ou l'inverse) mais de comparer les effets respectifs sur la sécurité énergétique de ces deux « ressources énergétiques ».

En termes globaux, la comparaison des scénarios du Plan nous montre que l'effet en 2020 de l'efficacité énergétique sur les importations d'hydrocarbures est de 52 Mtep tandis que l'effet du nucléaire est de 48 Mtep : nous sommes dans le même ordre de grandeur.

L'économie représentée par le nucléaire est une économie de gaz naturel. On peut considérer que la valeur trouvée est un maximum (dans le cadre des niveaux de demande des scénarios étudiés) car la production d'électricité attribuée aux énergies renouvelables et en particulier à l'éolien reste très faible dans les scénarios du Plan.

L'économie due à l'efficacité énergétique porte aussi sur le gaz naturel mais plus encore sur le pétrole, vis-à-vis duquel la vulnérabilité est plus grande du fait de la dépendance quasi totale du secteur des transports vis-à-vis des produits pétroliers.

En termes qualitatifs, l'effet sur la sécurité énergétique de l'efficacité énergétique est donc plus intéressant que l'effet du nucléaire.

A l'horizon 2050, le potentiel de gain sur la consommation énergétique totale que représente l'efficacité énergétique est de 115 Mtep. Le potentiel de gain sur la consommation de gaz naturel apporté par la production électronucléaire est de 79 Mtep dans le cas du nucléaire maximal et 50 Mtep dans le cas du nucléaire en base, scénario plus vraisemblable.

L'avantage quantitatif de l'efficacité énergétique est donc net ; l'avantage qualitatif souligné plus haut reste le même (diminution de la vulnérabilité pétrolière).

**3.** L'étude des enjeux pour la sécurité énergétique de l'Union Européenne de l'efficacité énergétique dans les pays d'Europe centrale et orientale est évidemment plus complexe que celle de la France, ne serait-ce qu'à cause de la difficulté de la prospective énergétique pour des pays dont l'économie est en pleine restructuration et dont la plupart sont encore plongés dans une crise économique profonde.

Ici encore, l'importance de l'efficacité énergétique dans des pays où le gaspillage des ressources était flagrant a été soulignée depuis longtemps. Mais le phénomène récent le plus alarmant est que, à l'exception des pays les plus proches de l'Union Européenne qui avaient entamé leur conversion économique bien avant 1990 (République Tchèque, Hongrie, Pologne), la plupart des pays d'Europe centrale et orientale ont vu leur intensité énergétique rester à des niveaux élevés (par comparaison à l'Union Européenne) pendant la décennie 90, voire augmenter, comme en Ukraine et en Russie.

Les raisons de cette stagnation ou de cette dégradation sont diverses et la crise économique en est certainement la première, mais cela montre aussi que la coopération internationale dans ce domaine, et notamment celle de l'Union Européenne, n'a pas été très efficace.

En termes de prospective, on doit se contenter de quelques raisonnements simples qui permettent d'apprécier les enjeux et de comparer des alternatives stratégiques contrastées.

Si l'on se réfère à l'exercice de « prévision » publié par l'Agence Internationale de l'Energie (AIE) en 1998, la combinaison d'une croissance économique relativement modeste (de l'ordre de 3% en moyenne annuelle) et d'un développement rapide des capacités de production d'hydrocarbures en Russie permettrait de ménager un potentiel d'exportation de gaz naturel en direction de l'Europe occidentale d'un niveau suffisant et cela malgré une faible amélioration de l'efficacité énergétique.

Pessimisme sur l'amélioration de l'efficacité énergétique et optimisme sur l'accroissement de la production d'hydrocarbures permettent ainsi à l'AIE de prendre une position rassurante sur la sécurité énergétique de l'Union Européenne à l'horizon 2020.

La question qui se pose alors est celle de la compatibilité d'une croissance économique faible avec un tel accroissement des capacités de production d'hydrocarbures.

Des scénarios plus diversifiés que nous avons examinés permettent d'évaluer les améliorations que devrait connaître l'efficacité énergétique durant les vingt prochaines années afin d'assurer la compatibilité d'une croissance économique forte en Europe centrale et orientale (de l'ordre de 6% en moyenne annuelle) et d'un niveau d'exportation de gaz naturel par la Russie susceptible de répondre aux besoins de l'Union Européenne à cet horizon

(besoins qui eux-mêmes dépendront directement des politiques d'efficacité énergétique mises en œuvre au sein de l'Union).

On constate alors que seuls les scénarios de « rattrapage » des niveaux de l'intensité énergétique entre les pays de l'ex-URSS et de l'Europe centrale et ceux de l'Union Européenne permettent d'atteindre ces objectifs. :

*« Si les pays d'Europe centrale et orientale mettaient en œuvre des politiques d'efficacité énergétique leur permettant d'atteindre en 2020 les niveaux des intensités énergétiques de l'Europe occidentale en 1995, leur consommation totale d'énergie en 2020 dans un scénario de croissance économique forte de l'ordre de 6 à 7% par an sur la période 1995-2020 serait du même ordre que celle qu'ils connaîtraient la même année dans un scénario économique de 3% de croissance par an sur la même période sans efforts particuliers d'efficacité énergétique par rapport aux pratiques actuelles (« business as usual »).<sup>9</sup>*

Ayant examiné de façon détaillée la situation et les perspectives de la production de gaz naturel dans les pays de l'ex-URSS, C. Locatelli concluait : *« Compte tenu des contraintes pesant sur l'offre, il importe donc d'enregistrer des améliorations significatives de l'intensité énergétique (en Russie) afin de préserver un volume conséquent d'exportations gazières à destination de l'Europe ».*

**4.** Nous ne pouvons malheureusement pas confronter les résultats concernant l'impact de l'efficacité énergétique dans les pays de l'Europe centrale et orientale et de la CEI aux enjeux de sécurité énergétique que représente l'efficacité énergétique dans une prospective énergétique de l'Union Européenne. Les scénarios à notre disposition ne permettent pas une telle évaluation.

On constate en effet que, tant dans les exercices de prospective de 1996 que dans ceux de 1999 publiés par la Commission européenne, il n'existe pas de scénario énergétique pour l'Union Européenne qui prenne en compte une politique forte d'efficacité des consommations d'énergie et qui permette en conséquence d'en évaluer les effets sur la sécurité énergétique de l'Union dans une vision prospective.

Notre étude confirme l'urgente nécessité de l'établissement d'un « scénario efficace en énergie pour l'Europe ».

La similitude entre la France et l'Union Européenne des principaux indicateurs globaux de la consommation d'énergie finale autorise un exercice de transposition de l'une à l'autre des évaluations de potentiels de l'efficacité énergétique de la consommation. Cet exercice est présenté en Annexe. Le potentiel à l'horizon 2020 ainsi évalué pour l'Union Européenne serait de l'ordre de 280 Mtep en énergie finale, soit environ 390 Mtep en énergie primaire.

Un tel résultat mérite d'être confirmé (ou informé) par l'établissement de scénarios de prospective énergétique mettant en œuvre des politiques d'efficacité énergétique contrastées à l'échelle de l'Union Européenne.

Cet exercice est d'autant plus indispensable que la question de la sécurité des approvisionnements énergétiques se pose dorénavant à l'échelle de l'Union Européenne, à quinze ou élargie, beaucoup plus qu'à l'échelle d'un seul pays, fut-il le notre.

<sup>9</sup> Extrait de l'étude de B. Laponche sur l'efficacité énergétique dans les pays d'Europe centrale et orientale et la coopération internationale.

Un tel scénario permettra de définir les objectifs d'une politique européenne d'efficacité énergétique à la hauteur des enjeux et des engagements relatifs à l'environnement global et à la lutte contre l'aggravation de l'effet de serre.

L'établissement de ce scénario devra prendre en compte les travaux de prospective énergétique effectués dans le même esprit par certains Etats membres.

Cet exercice est d'autant plus attendu que le Livre Vert de la Commission européenne sur la sécurité énergétique devrait être le prélude à un vaste débat sur cette question au sein de l'Union Européenne durant l'année 2001.

## **CONCLUSION**



## 1. SYNTHÈSE

### 1.1 STRATÉGIE ÉNERGÉTIQUE ET SÉCURITÉ ÉNERGÉTIQUE

Une stratégie énergétique, qu'elle soit mondiale ou relative à un groupe de pays ou à un seul pays, est un ensemble d'orientations permettant de suivre un trajet optimum – au regard d'un certain nombre de facteurs et de contraintes – afin d'assurer au consommateur final les services énergétiques répondant aux besoins de son activité économique et sociale et de son confort.

Nous avons classé dans l'introduction de cette étude ces facteurs et contraintes en cinq grands ensembles :

- Les coûts économiques (investissements et fonctionnement) de la fourniture des services énergétiques (ce qui combine les coûts de fourniture de l'énergie et ceux de sa consommation) .
- La sécurité énergétique, à la fois sous l'angle de la sécurité des approvisionnements et de ce que nous avons appelé la « sécurité interne ».
- La protection de l'environnement et de la santé : environnement local (pollutions locales de l'air et de l'eau) ; environnement global (aggravation de l'effet de serre, accidents graves à répercussions régionales ou mondiales, déchets et rejets à large diffusion...) ; santé des populations et des travailleurs du secteur énergétique (ce dernier aspect passant trop souvent au second plan malgré son acuité).
- L'épuisement ou la raréfaction des ressources énergétiques, contrainte qui ne se traduit pas uniquement ni forcément par l'augmentation des coûts et qui peut être estimée au niveau de la planète ou au niveau régional ou national.
- Les aspects sociaux, qu'il s'agisse de l'accès des plus pauvres aux services énergétiques (pays pauvres mais aussi citoyens pauvres des pays riches) ou des questions d'emploi dans le secteur industriel de l'énergie (problème des mines de charbon notamment).

Dans la première partie de cette étude, nous avons présenté les grandes stratégies de sécurité énergétique, au niveau mondial et à celui des « grandes puissances ».

De façon assez générale, ces dernières ne procèdent pas dans leur élaboration à une analyse séparée des grandes composantes présentées ci-dessus et en ignorent même certaines, au risque de masquer des questions importantes et d'obscurcir le débat politique sur les choix à effectuer.

C'est le grand mérite de l'étude « World Energy Assessment » (WEA) publiée sous l'égide du Programme des Nations Unies pour le développement (PNUD), du Département des Nations Unies pour les affaires économiques et sociales et le Conseil Mondial de l'énergie (CME) de présenter de façon séparée, détaillée et complète chacun de ces grandes composantes dans une analyse actuelle et prospective de la situation énergétique mondiale.

Nous nous sommes ensuite concentrés sur l'étude de deux grandes questions qui figurent dans toutes les réflexions sur la sécurité énergétique mais sont en général placées au second plan, notamment dans la mise en œuvre des politiques : la sécurité énergétique interne et l'efficacité énergétique.

La deuxième partie du rapport est consacrée à la sécurité énergétique interne dans le cas de la France : étude de la vulnérabilité des systèmes de production, des réseaux de transport,

dépendance de certains usages énergétiques, possibilités de réponse aux fragilités ou aux vulnérabilités de la fourniture d'énergie au consommateur.

La troisième partie est consacrée à une évaluation des potentiels d'efficacité énergétique et aux conséquences sur la sécurité énergétique de leur exploitation.

## **1.2 LES GRANDES STRATEGIES DE SECURITE ENERGETIQUE**

L'aspect le plus classique de la sécurité énergétique est celui de la sécurité des approvisionnements au niveau global (monde, région, pays) et de la dépendance extérieure (pour une région ou un pays), dont les conséquences peuvent être économiques (augmentations ou fluctuations des prix des énergies importées) ou politiques (rupture des approvisionnements liée à un conflit).

Nous avons présenté en première partie de l'étude les grandes stratégies de sécurité énergétique, dont la composante majeure est constituée par les stratégies de sécurité des approvisionnements.

Au niveau mondial (rapport WEA), la vision des experts sur les réserves et les ressources énergétiques est aujourd'hui relativement optimiste. Même pour le pétrole, matière première énergétique la plus utilisée et la plus convoitée, il n'y aurait à court et moyen terme ni renchérissement subit lié à l'augmentation des coûts de production, ni raréfaction alarmante des ressources : on serait à l'abri pour une durée de un demi-siècle à un siècle (ce qui n'est pas la même chose en termes de stratégies d'action).

Le rapport WEA insiste à juste titre, ce que ne font pas les grandes stratégies « nationales », sur le fait que le problème majeur de sécurité énergétique se pose pour les pays et les populations les plus pauvres qui n'ont que peu ou pas accès aux produits énergétiques modernes.

Nous avons ensuite examiné le point de vue de deux grandes puissances économiques importatrices d'énergie : les Etats-Unis et l'Union Européenne.

Dans la conception du gouvernement américain, la sécurité énergétique des Etats-Unis repose sur trois composantes : la liberté du commerce mondial et la liberté d'accès aux ressources; la protection, militaire si besoin est, des voies de l'approvisionnement énergétique ; la maîtrise des consommations d'énergie. Si les deux premiers points resteront certainement présents avec la nouvelle administration, la question se pose pour le troisième, encore qu'il ne dépende que partiellement du gouvernement fédéral et ait été décliné de façon très inégale par les différents Etats. On peut penser que l'accent sera mis plutôt sur la relance de la production nationale, notamment dans des zones jusqu'ici protégées pour des raisons environnementales (Alaska).

Du côté de l'Union Européenne, le « Livre Vert » sur la sécurité d'approvisionnement énergétique publié en décembre 2000 fait un constat réaliste sur la faible possibilité d'intervention sur la scène énergétique de l'Union Européenne (qui compte implicitement sur le « parapluie militaire » américain pour la sécurité de ses approvisionnements pétroliers si la question venait à se poser en termes de conflit aigu) et présente un vif plaidoyer pour une stratégie énergétique européenne.

La stratégie proposée a pour objectif d'améliorer la sécurité des approvisionnements ainsi que la protection de l'environnement, notamment en matière de lutte contre l'aggravation de l'effet de serre. Le Livre Vert met en évidence la faible marge de manœuvre de l'Union Européenne pendant les deux prochaines décennies sur l'offre d'énergie et recommande l'accélération du développement des énergies renouvelables ; il place par contre en première priorité une politique d'action sur la demande par la maîtrise des consommations d'énergie, notamment dans les bâtiments et les transports.

Le Livre Vert, présenté par ses auteurs comme un document de stratégie de sécurité énergétique est en fait une proposition de stratégie énergétique globale qui prend en compte l'ensemble des facteurs et des contraintes et notamment l'environnement global. Ce choix de « mélanger » les critères au fil d'un même raisonnement présente l'inconvénient de ne pas approfondir chacune des questions.

Il est frappant de voir que le Livre Vert élimine très rapidement dans ses réflexions la question du charbon, qui est rejeté au nom de l'effet de serre. Or, en termes de sécurité des approvisionnements et de réserves à long terme, le charbon présente des avantages incontestables et restera longtemps l'énergie dominante dans des pays comme l'Inde et la Chine (et important dans des pays comme la Russie et les Etats-Unis). Son « exclusion » de l'Europe est-elle véritablement souhaitable, ne serait-ce qu'à cause des développements technologiques qu'il ne manquera pas de susciter ? De la même façon que le Livre Vert demande d'analyser la situation du nucléaire, il nous semble qu'il serait également nécessaire d'examiner celle du charbon.

Nous avons ensuite présenté le cas de la Communauté des Etats Indépendants (CEI) et de son chef de file, la Russie, dont l'économie est caractérisée de façon générale par une très mauvaise utilisation de l'énergie (intensités énergétiques très élevées).

Dans les textes officiels, la stratégie énergétique de la Russie se présente comme la synthèse de deux composantes complémentaires : d'une part, la rénovation du système de production et de transport d'énergie et la relance de la production et des exportations (politique de « maximisation » de la production de Gazprom), d'autre part, la mise en œuvre d'une politique de maîtrise des consommations d'énergie (avec un potentiel de plusieurs centaines de millions de tep). Politique sage qui contribuerait au relèvement économique du pays et permettrait le maintien d'un niveau élevé d'exportations (donnée importante pour l'Union Européenne, surtout pour le gaz naturel). On sait que la réalité est loin de cette rationalité, notamment pour ce qui concerne les économies d'énergie et l'approvisionnement énergétique des régions les plus défavorisées du pays.

La vision est également contrastée sur l'ensemble de la CEI. D'un côté une politique de maîtrise des consommations d'énergie est fortement préconisée, de l'autre tous les regards et toutes les convoitises se portent sur les richesses en hydrocarbures des pays de la Caspienne, au sujet desquelles les experts nous recommandent la plus grande prudence.

Enfin, ce qui ne simplifie pas les choses, apparaît en filigrane l'utilisation évidente de sa puissance énergétique par la Russie pour renforcer la cohésion de la CEI, sous son contrôle.

La stratégie de sécurité énergétique de la Chine possède, aux dires d'experts, deux caractéristiques intéressantes.

Premièrement, la Chine n'est devenue importatrice nette de pétrole et de produits pétroliers que tout récemment, en 1993. Elle a dû s'adapter rapidement à cette nouvelle situation énergétique, et a opté pour la sécurisation de ses importations par la création de stocks stratégiques et l'investissement dans les opérations d'exploitation et de production à l'étranger.

Deuxièmement, la Chine a mis en œuvre depuis 1980 des politiques fortes d'efficacité énergétique. Les modifications structurelles du développement économique et la plus grande efficacité énergétique ont entraîné une baisse très sensible de l'intensité énergétique : la consommation d'énergie primaire était de 873 Mtep en 1996, alors qu'elle eut été de 1800 Mtep la même année, si l'intensité énergétique primaire était restée à son niveau de 1977. Ces politiques d'efficacité énergétique ont donc contribué, et contribuent toujours, à desserrer la contrainte existant sur les importations pétrolières.

Enfin, en ce qui concerne le Japon, la sécurité énergétique est l'un des trois piliers de sa stratégie énergétique, les deux autres étant la protection de l'environnement et la croissance économique. Le Japon important pratiquement tout ce qu'il consomme de combustibles fossiles, les experts insistent particulièrement sur la question de la sécurité des approvisionnements. Du côté de l'offre, le gouvernement japonais a développé un vaste programme nucléaire, afin de substituer l'énergie nucléaire au pétrole pour la production d'électricité ; ce programme risque cependant d'être freiné par des problèmes d'acceptabilité au sein de l'opinion publique. Du côté de la demande, des mesures drastiques d'efficacité énergétique ont été mises en œuvre, ce qui vaut à l'intensité énergétique du Japon d'être parmi les plus faibles de l'OCDE (0,17 kep/US\$95ppa).

### 1.3 LA SECURITE INTERNE

Ce second aspect de la sécurité énergétique n'a pas retenu par le passé toute l'attention qu'il méritait mais a connu depuis peu en France un regain d'intérêt, notamment du fait des conséquences des perturbations climatiques. Le rapport WEA lui consacre une part importante du chapitre traitant de la sécurité énergétique.

Nous avons consacré la deuxième partie de l'étude à cette question, avec l'analyse, dans le cas de la France, de la vulnérabilité des systèmes énergétiques internes au pays et à ses conséquences possibles en termes d'interruption physique de l'approvisionnement du consommateur final en tel ou tel produit énergétique. L'analyse fait apparaître une grande diversité de risques de nature technique ou sociale, et met en évidence la difficulté à évaluer économiquement ces risques, notamment dans le cas de l'électricité, en estimant la valeur négative, pour le consommateur final, de l'unité énergétique non distribuée. Même si les évaluations restent aujourd'hui très sommaires, il semble que ce coût « social » de la défaillance du système énergétique interne soit très élevé : on estime ainsi à un coût de 60 F à 130 F le kWh électrique non distribué.

Au niveau de la production d'électricité, alors que la diversité des sources et des techniques pour la production d'électricité est unanimement reconnue comme un facteur de sécurité, la France, avec le choix du « tout nucléaire », au nom de la sécurité des approvisionnements, s'est placée dans une situation de vulnérabilité technologique qui fait dire au rapport WEA : « En concentrant sa production d'électricité sur l'énergie nucléaire, la France a sans aucun doute renforcé sa sécurité énergétique. Elle a cependant introduit une vulnérabilité nouvelle dans son système ».<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Outre la vulnérabilité industrielle liée à l'utilisation d'une seule technologie complexe, la production d'électricité d'origine nucléaire est particulièrement vulnérable (soit réellement, soit comme menace) aux agressions terroristes ou militaires (une attaque aérienne sur une centrale nucléaire ne représente pas seulement la destruction d'une unité de production d'électricité, à l'exemple de l'effet des bombardements de l'OTAN sur la Serbie, mais le risque d'une catastrophe humanitaire et écologique majeure).

C'est surtout la vulnérabilité du réseau électrique démontrée par les effets de la tempête de décembre 1999 qui a mis en évidence l'importance de la sécurité interne (circonstances que l'on retrouve, à des degrés divers, dans plusieurs pays étrangers). L'un des aspects intéressants de l'étude des effets de la tempête sur l'alimentation électrique est de montrer que l'utilisation de l'électricité est tellement généralisée et la régularité de sa fourniture considérée comme devant être assurée « quoi qu'il arrive » que les conséquences les plus dommageables des coupures de courant n'ont pas toujours été la privation des usages majeurs de l'électricité (éclairage, réfrigération, audiovisuel, voire chauffage électrique), mais l'interruption d'autres services indispensables tels que la fourniture d'eau, le chauffage non électrique, les télécommunications, parce que la pompe ou le relais ne fonctionnaient plus.

Cela montre qu'au delà de la réparation, du renforcement, de l'enfouissement du réseau, de nombreuses mesures peuvent être prises, au niveau du consommateur final, pour que ces autres services puissent être assurés en cas de coupure de l'alimentation électrique. C'est une leçon importante pour la réflexion sur la sécurité : diminuer la vulnérabilité des équipements, mais aussi savoir s'affranchir de ces équipements en cas de défaillance. Il y a là tout un champ de recherche appliquée à explorer.

De façon plus générale, la vulnérabilité des réseaux ou, plus globalement, des systèmes d'approvisionnement centralisés, plaide pour le développement des énergies locales (très généralement renouvelables) dont on devrait même accepter un surcoût, lorsqu'il existe, du fait de leur contribution à la sécurité énergétique du consommateur.

En ce qui concerne les produits pétroliers, il existe une première vulnérabilité de la sécurité interne liée aux déséquilibres régionaux. En effet, de nombreuses régions sont dépourvues de capacités de stockage suffisantes, car celles-ci sont concentrées autour des grands axes de transport. Or il conviendrait, pour une meilleure sécurité d'approvisionnement, d'avoir un maillage plus homogène des stocks de produits pétroliers.

Par ailleurs, le fait que le secteur des transports soit « captif » aux produits pétroliers constitue incontestablement une autre source de vulnérabilité, encore plus importante que la première. Des politiques existent pour limiter les risques liés à cette vulnérabilité (politique de réduction des consommations spécifiques des véhicules, politique multi-modale des transports urbains, politique de régulation des transports par le levier fiscal, etc.) mais leur mise en œuvre n'a jamais été très soutenue.

La continuité de la fourniture du gaz est cruciale, pour les consommateurs particuliers, car la « remise en gaz » d'appareils dont le foyer est éteint est source d'accidents graves. Or la variabilité saisonnière de la demande, et le risque d'inadaptation de l'offre à la demande qui s'ensuit, rend vulnérable la continuité de cette fourniture. Le stockage est le principal moyen d'effectuer l'ajustement nécessaire. Le développement des lieux de stockage est donc un élément important de la sécurité interne.

D'autre part, il faut être conscient que l'augmentation prévisible de la consommation française de gaz naturel dans les prochaines décennies posera des problèmes d'extension des réseaux de transport et de distribution et des capacités de stockage (délais de construction, sites favorables, etc.) qui doivent être anticipés afin d'éviter un goulot d'étranglement qui augmenterait la vulnérabilité du système énergétique.

---

Il faudra bien qu'un jour une étude indépendante et publique soit faite sur cette question qui intéresse l'ensemble des citoyens. Un rapport du type « Charpin-Dessus-Pellat » sur l'économie de la filière nucléaire serait le bienvenu sur le thème de la vulnérabilité de la filière nucléaire aux agressions extérieures.

#### 1.4 SECURITE ENERGETIQUE ET EFFICACITE ENERGETIQUE

L'unanimité des stratégies énergétiques des grands Etats – même si elle est en partie de façade – à considérer la maîtrise des consommations d'énergie comme composante majeure de la sécurité énergétique nous conduit à regarder plus précisément cette question dans la troisième partie de l'étude.

Il persiste, dans presque tous les pays, un écart considérable entre un discours très favorable à la maîtrise des consommations d'énergie et la faiblesse des moyens qui sont consacrés à sa mise en œuvre. Malgré l'évidence que constituent les progrès de l'efficacité énergétique depuis les vingt-cinq dernières années, les décideurs politiques semblent avoir pris faiblement conscience de l'importance qu'elle représente potentiellement, tant vis-à-vis de la sécurité énergétique que de la protection de l'environnement. L'offre d'énergie reste la dimension essentielle de la question énergétique chez ces responsables.

En nous appuyant sur des études et des évaluations prospectives, nous avons montré l'importance des potentiels d'efficacité énergétique et les conséquences de leur « exploitation » sur la sécurité énergétique à l'aide de trois exemples : de la France, de l'Union Européenne et de la CEI.

Tant au niveau de la France que de l'Union Européenne, on peut affirmer que la maîtrise des consommations d'énergie constitue la première richesse énergétique exploitable à l'horizon 2020 pour permettre de réduire la dépendance extérieure des approvisionnements énergétiques. Pour la France, l'effet en 2020 de l'efficacité énergétique sur la réduction des importations d'hydrocarbures serait de l'ordre de 50 Mtep ; pour l'Union Européenne, une évaluation de l'ordre de 300 Mtep paraît vraisemblable.

Nous avons pu constater que les exercices de prospective énergétique de l'Union Européenne publiés par la Commission européenne ne présentent pas de scénario énergétique qui prenne en compte une politique forte d'efficacité des consommations d'énergie et qui permette par conséquent d'en évaluer les effets sur la sécurité énergétique de l'Union.

Notre étude confirme la nécessité d'un « scénario efficace en énergie pour l'Europe ».

Cet exercice est d'autant plus indispensable que la première recommandation du Livre Vert de la Commission européenne sur la sécurité d'approvisionnement énergétique de l'Union Européenne est la mise en œuvre d'une politique européenne de maîtrise des consommations d'énergie.

La sécurité des approvisionnements énergétiques de l'Union Européenne dépend entre autres du maintien de la capacité d'exportation des pays fournisseurs. C'est tout particulièrement le cas pour les importations de gaz naturel en provenance de la Russie.

La mise en œuvre d'une politique effective de maîtrise des consommations d'énergie en Russie et plus généralement dans l'ensemble des pays de l'Europe centrale et orientale et de la CEI est un enjeu majeur non seulement pour leur propre équilibre économique mais aussi pour la sécurité d'approvisionnement énergétique de l'Union Européenne.

Etant donné la situation énergétique actuelle de ces pays, caractérisée par une intensité énergétique très élevée par rapport à celle de l'Union Européenne, les enjeux en termes de potentiels d'efficacité énergétique sont considérables.

C'est ainsi que l'on constate que si les pays d'Europe centrale et orientale mettaient en œuvre des politiques d'efficacité énergétique leur permettant d'atteindre en 2020 les niveaux des intensités énergétiques de l'Europe occidentale dans la décennie 90, leur consommation totale d'énergie en 2020 dans un scénario de croissance économique forte de l'ordre de 6% par an

sur la période 1995-2020 serait du même ordre que celle qu'ils connaîtraient la même année 2020 dans un scénario économique de 3% de croissance annuelle sur la même période sans efforts particuliers d'efficacité énergétique par rapport aux pratiques actuelles.

L'importance de l'enjeu dicte à l'Union Européenne la nécessité d'une politique de coopération forte avec les pays d'Europe centrale et orientale et de la CEI pour la mise en œuvre effective de programmes de maîtrise des consommations d'énergie.

A titre de remarque générale, il nous semble que la question énergétique à long terme - qui n'est pas si lointain que cela puisqu'il s'agit d'un horizon de l'ordre du demi-siècle- est trop souvent négligée dans les stratégies de sécurité énergétique. Il ne s'agit pas d'agiter le spectre de la pénurie mais de répéter que les réserves et les ressources ne sont pas inépuisables et que leur maintien à bon niveau a été sur les dernières décennies, plus liée à l'amélioration des techniques d'extraction qu'à la découverte de nouveaux gisements géants, tout au moins pour le pétrole.

A une époque où le développement durable fait l'objet de tant de discours, le monde en sous-développement et le monde d'après-demain devraient être mieux pris en compte dans les stratégies de sécurité énergétique des grandes puissances économiques, qui restent extraordinairement égoïstes et de court terme.

## **2. ELEMENTS POUR LA REFLEXION ET LE DEBAT**

L'étude nous a permis de mettre en évidence la complexité de l'exercice d'élaboration d'une stratégie de sécurité énergétique si on veut en comprendre et en traiter correctement les différents aspects et l'intégrer dans une stratégie énergétique globale.

Ayant mis à plat les facteurs et les contraintes et examiné les stratégies des grands acteurs de la scène mondiale, nous allons essayer de dégager quelques points clefs, ainsi que des écueils à éviter, afin de faciliter une approche méthodologique correcte dans le débat et la prise de décision.

### **2.1 DEPENDANCE ET VULNERABILITE**

La sécurité énergétique dépend, pour chacune de ses composantes, d'une part du degré de dépendance de la satisfaction de chaque service énergétique vis-à-vis d'un produit ou d'une technique énergétique, d'autre part de la vulnérabilité de la fourniture de ce produit ou du fonctionnement de cette technique à un certain nombre de facteurs.

En termes de sécurité des approvisionnements, on est amené à analyser le degré de dépendance du système énergétique (y compris la consommation) ou d'une activité particulière vis-à-vis d'un produit énergétique importé et à estimer quels sont les éléments de vulnérabilité dans l'approvisionnement de ce produit.

En termes de sécurité interne, on est de la même façon conduit à analyser le degré de dépendance du système énergétique ou d'une activité particulière vis-à-vis d'un produit énergétique particulier et à estimer quels sont les éléments de vulnérabilité du système national de fourniture de ce produit au consommateur final, en relation avec les conditions d'utilisation de ce produit par ce même consommateur.

L'élaboration d'une politique globale de sécurité énergétique consiste à rechercher le système énergétique optimal vis à vis de la sécurité des approvisionnements et de la sécurité interne, à partir de l'analyse des degrés de dépendance et de vulnérabilité de chacun de ces deux aspects de la sécurité globale.

La solution n'est pas évidente. On peut penser a priori que l'objectif est de diminuer globalement, autant que faire se peut, à la fois la vulnérabilité et la dépendance et ceci pour la sécurité interne et la sécurité externe, étudiées indépendamment. Ce n'est pas la meilleure approche. Dans la réalité, certains degrés de vulnérabilité et de dépendance sont imposés par les faits et il s'agit de déterminer leur niveau d'acceptabilité et les possibilités d'en diminuer les risques induits, ce qui revient à comparer les avantages et inconvénients de différents choix possibles.

On voit bien par exemple qu'une dépendance sur un approvisionnement extérieur qui ne présente qu'une très faible vulnérabilité peut présenter des avantages et qu'une faible dépendance extérieure sur un produit énergétique dont la vulnérabilité interne est élevée peut être illusoire.

D'autre part, il peut être intéressant dans certains cas d'accepter un certain degré de vulnérabilité si l'on arrive par ailleurs à diminuer le degré de dépendance, cas qui se présente fréquemment au niveau du consommateur final.

Un certain degré de simplification est évidemment nécessaire mais il faut être attentif à ce que cette simplification ne masque pas les problèmes les plus aigus. A cet égard, l'utilisation de l'indice global dit « taux d'indépendance énergétique » (calculé comme le rapport de la production nationale d'énergie primaire et la consommation totale d'énergie primaire) comme critère permettant de juger de la qualité d'une politique de sécurité énergétique ne nous paraît pas pertinente. Outre le fait que sa valeur repose sur des conventions nombreuses et parfois discutables, l'information qu'il fournit est extrêmement réductrice et peut conduire à des interprétations trompeuses sur la réalité des problèmes.

Le niveau de « séparation des variables » qui nous paraît nécessaire pour une réflexion utile est celui des différents produits énergétiques, chacun étant si possible couplé avec les secteurs d'utilisation, voire les usages. Cela permet de mettre en évidence les différences de dépendances extérieures en quantité et en nature, d'analyser la vulnérabilité de chacune et d'identifier les **couples « produit énergétique – secteur ou usage »** qui présentent les caractéristiques d'une plus grande fragilité, c'est à dire pour lesquelles l'association « vulnérabilité + dépendance » est la plus lourde.

On constate immédiatement que le couple « produit - secteur » le plus vulnérable et le plus dépendant - non seulement pour la France mais pour l'Union Européenne et de nombreux pays du monde – est la combinaison « pétrole – transports » dont le traitement doit être par conséquent prioritaire dans la réflexion stratégique : la « captivité aux produits pétroliers » du secteur des transports est certainement aujourd'hui le point le plus dur de la sécurité énergétique.

Au niveau de la sécurité interne, pour la France, nous avons identifié la vulnérabilité des réseaux de transport de l'électricité et une vulnérabilité « technologique » de la production liée à la quasi exclusivité de la production d'électricité par les centrales nucléaires. Les conséquences possibles de ces vulnérabilités seront à comparer au degré de dépendance extérieure (très faible pour le nucléaire) et de vulnérabilité des solutions alternatives. L'étude



des usages et de la façon dont l'énergie est consommée et pour quels besoins apporte sur ce point des informations utiles pour définir des parades à ces vulnérabilités.

Cette analyse par couple « produit – secteur » ou « produit – usage » peut être affinée lorsque cela est nécessaire, certains usages présentant des vulnérabilités particulières ou étant sensibles à plusieurs types de vulnérabilité ou de dépendance.

### Essai de formulation

Pour chaque couple « produit énergétique – secteur ou usage », la sécurité énergétique est la combinaison de la sécurité des approvisionnements ou sécurité externe et de la sécurité interne. Cette combinaison peut être symbolisée par la formule :

$$(1) \quad \text{Sen} = \text{Se} * \text{Si}$$

Si l'on arrivait à chiffrer, même de façon subjective, la sécurité énergétique ainsi que chacune de ses deux composantes, par exemple de 0 à 1, on pourrait écrire :

$$(2) \quad \text{Sen} = \text{Se} \times \text{Si}$$

ce qui peut être une première tentative de « quantifier » la sécurité énergétique de chaque couple.

La sécurité externe et la sécurité interne sont elles-mêmes fonctions du degré de dépendance et du degré de vulnérabilité propre à chacun des couples. On peut donc écrire :

$$(3) \quad \begin{aligned} \text{Se} &= \text{De} * \text{Ve} \\ \text{et} \quad \text{Si} &= \text{Di} * \text{Vi} \end{aligned}$$

Expressions qui peuvent être notées sous la forme de multiplications de variables si l'on admet que celles-ci peuvent être exprimées par des valeurs numériques :

$$(4) \quad \begin{aligned} \text{Se} &= \text{De} \times \text{Ve} \\ \text{et} \quad \text{Si} &= \text{Di} \times \text{Vi} \end{aligned}$$

Par exemple, la dépendance extérieure peut être exprimée comme le rapport de la quantité de produit énergétique importé sur la quantité totale consommée pour le couple considéré. Le chiffrage est plus difficile pour la vulnérabilité.

Le regroupement des formules précédentes donne :

$$(5) \quad \text{Sen} = \text{De} * \text{Ve} * \text{Di} * \text{Vi}$$

$$(6) \quad \text{Sen} = \text{De} \times \text{Ve} \times \text{Di} \times \text{Vi}$$

Dans la formulation chiffrée, l'objectif étant d'avoir une valeur de Sen la plus proche de 1, l'intérêt de la formule (6) est de montrer que l'on peut ( et que l'on doit) jouer sur chacun des quatre facteurs pour obtenir la meilleure valeur de Sen ( à condition bien sûr qu'aucun des quatre facteurs ne soit égal à zéro, ce qui est réaliste car si une dépendance ou une vulnérabilité est considérée comme totalement inacceptable, essayer de modifier les autres facteurs n'a pas beaucoup de sens).

L'autre intérêt de cette formulation sous la forme d'un produit de facteurs est de mettre en évidence l'importance de chaque type de parade à un risque particulier, ainsi que la compensation possible d'un risque externe par une parade interne, et réciproquement.

## **2.2 NATURE DES RISQUES ET TYPES DE PARADES**

### **2.2.1 Risque économique et risque de rupture**

Tant dans l'appréciation de la dépendance que dans celle de la vulnérabilité, il est indispensable de séparer les risques économiques et les risques de rupture physique de la fourniture d'énergie. Non seulement ils sont de nature différente, mais la prévention de chacun est également de nature différente. Il est vrai que l'on peut, en général après coup, faire une estimation du coût économique d'une rupture de fourniture énergétique (ou d'approvisionnement) mais, que ce soit au niveau national ou à celui du consommateur final, on ne peut la réduire à la seule dimension économique, ni dans la réalité de ses effets, ni dans la perception qu'en ont ceux qui en sont victimes.

Par rapport à la question du coût global pour l'économie d'une augmentation du coût de l'énergie ou d'un produit énergétique particulier, la première parade est la maîtrise des consommations d'énergie qui, par le biais de la baisse du niveau de consommation, entraîne automatiquement une baisse du coût du service rendu. La seconde parade est constituée par la substitution par des énergies ou des produits énergétiques moins vulnérables aux augmentations ou aux fluctuations des coûts (la fluctuation des coûts peut avoir des effets plus sensibles sur l'économie qu'une hausse régulière). Il faut distinguer le risque de fluctuation qui peut être prévenu par la mise en place de mesures compensatoires pour les activités les plus touchées et le risque d'augmentation des coûts sur le moyen et long terme qui n'est pas forcément très grave si l'économie globale et le pouvoir d'achat des ménages augmentent par ailleurs (c'est ce que l'on a pu constater lors des augmentations récentes des prix du pétrole et des produits pétroliers dont les répercussions sur l'ensemble de l'économie ont été relativement modestes par rapport à ce qui s'était produit dans le passé ; le problème a été circonscrit au transports de marchandises dont le caractère « captif » a provoqué une crise).

Le risque de rupture d'approvisionnement est a priori plus grave, mais sa probabilité d'occurrence est plus faible. Il est traité d'une part grâce aux accords internationaux sur le commerce de l'énergie, d'autre part grâce aux stockages des produits énergétiques importés permettant à l'économie de les supporter un certain temps. Sans oublier la capacité d'intervention militaire des Etats-Unis si la menace de rupture s'adressait à leurs « intérêts vitaux ».

La fragilité (vulnérabilité + dépendance) de la combinaison « pétrole - transports » reste, sous ces deux aspects (économie et rupture), la plus inquiétante, comme le serait, à l'échelle de l'Union Européenne, une combinaison « gaz naturel – usages électriques » si le « tout gaz » devenait la règle, à l'image du « tout nucléaire » en France, mais pour d'autres raisons.

### **2.2.2 La parade par la substitution des énergies**

La parade au risque lié au caractère captif d'un secteur ou d'un usage par rapport à une seule forme d'énergie ou un seul produit énergétique à une seule technique consiste en la substitution par une autre forme d'énergie ou un autre produit, ou une autre technique.

Dans le cas des transports, on peut jouer à la fois sur la substitution du produit énergétique (carburant de substitution issu de la biomasse, gaz naturel combustible) ou sur la substitution des modes de transports (rail et électricité, transport collectif urbain « non pétrolier »).

Dans le cas de l'électricité, soit en diversifiant les sources de production (techniques et combustibles), soit en modifiant le mode de satisfaction énergétique du service au consommateur (chauffe-eau solaire au lieu de chauffe-eau à l'électricité ou au gaz).

La diversification des combustibles est l'une des mesures recommandées pour renforcer la sécurité, externe comme interne, du système de fourniture de l'électricité. Pour des raisons de sécurité, notamment de réduction de la dépendance extérieure en combustible à moyen et long terme, mais aussi comme moyen de lutte contre le changement climatique par la réduction des émissions de CO<sub>2</sub>, on a décidé au niveau européen d'augmenter la part des énergies renouvelables dans la production d'électricité.

Il est important de souligner que le résultat attendu, en terme de sécurité des approvisionnements comme en terme de réduction de l'effet de serre, est exactement le même si on applique la même politique à la production de chaleur par les énergies renouvelables se substituant soit à l'électricité (eau chaude ou chauffage), soit à des hydrocarbures (fuel, gaz naturel pour le chauffage ou l'eau chaude).

L'utilisation du bois et de la biomasse pour la production de chaleur a le même intérêt stratégique (en termes de sécurité d'approvisionnement et d'effet de serre) que la production d'électricité par l'éolien.

Il nous paraît donc légitime, sur la base de ces deux critères :

- d'accepter si nécessaire un surcoût pour cette production de chaleur ;
- d'élaborer une directive européenne sur la production de chaleur par les énergies renouvelables au même titre que la directive « électricité ».

Le même raisonnement vaut évidemment pour les carburants de substitution issus de la biomasse.

### **3. AGIR MAINTENANT SUR CE QUI EST A NOTRE PORTEE**

On se doit de saluer la lucidité et d'une certaine façon le courage politique du Livre Vert de la Commission européenne sur la faible marge de manœuvre de l'Union en termes d'offre d'énergie, en dehors du développement des énergies renouvelables.

Si l'on passe du niveau de l'Union à celui de la France - ou d'un autre pays de l'Union - on ne peut que constater, si on a la même lucidité, que la question des approvisionnements énergétiques extérieurs relève bien d'une politique européenne et non d'une politique nationale : sur ce point, le plaidoyer du Livre Vert est légitime.

Par contre, deux domaines extrêmement importants relèvent d'une responsabilité partagée entre le niveau de l'Union et le niveau national : la sécurité interne et la maîtrise des consommations d'énergie. On doit bien reconnaître que l'un comme l'autre sont des sujets moins attrayants et moins propices à de grands forums spectaculaires que la mondialisation des marchés et les politiques pétroliers ou gazières à l'échelle de la planète.

Mais à la différence de ces sujets planétaires (au demeurant fort importants), la sécurité interne et la maîtrise des consommations sont à la portée de décisions et de mises en œuvre communautaire, nationale, territoriale et locale. Il y a là un champ d'action considérable qui n'est pas conflictuel et ne met pas en jeu la puissance des nations.

Il nous semble qu'un travail d'investigation intéressant et utile reste à faire sur la sécurité interne, notamment sur ce qui peut être fait au niveau du consommateur final pour diminuer sa dépendance et sa vulnérabilité vis-à-vis des aléas de la fourniture d'énergie.

En ce qui concerne la maîtrise des consommations d'énergie, il subsiste, tant au niveau de la France qu'à celui de l'Union européenne, un déficit majeur sur les moyens nécessaires à la mise en œuvre de politiques, mesures ou programmes appropriés : moyens institutionnels, organisationnels et réglementaires ; moyens humains ; moyens financiers. Il paraît indispensable qu'une telle étude, associant les principaux acteurs concernés, soit entreprise, si l'on veut que la relance de cette politique, maintes fois annoncée, entre dans les faits.

Rappelons que nous avons signalé plus haut l'intérêt d'une étude, dans le cadre de l'Union Européenne mais ce peut être intéressant également pour la France, de la situation du charbon et de ses avantages et inconvénients en termes de sécurité énergétique et d'environnement global, ne serait-ce que pour tenir compte de ce qui se passera dans les décennies à venir dans les grands pays producteurs et consommateurs de cette source d'énergie.

Nous pensons enfin qu'une initiative du Commissariat général du Plan pour lancer une étude internationale sur la réalisation de scénarios contrastés de prospective énergétique pour l'Union Européenne prenant en compte notamment une politique vigoureuse de maîtrise des consommations d'énergie et de développement des énergies renouvelables serait une contribution importante à l'élaboration concertée d'une stratégie de sécurité énergétique pour l'Union Européenne.

## **ANNEXES**

**Annexe 1 : Sur le « taux d'indépendance énergétique » et la façon de le calculer**

**Annexe 2 : Synthèse et plan du Rapport World Energy Assessment**

**Annexe 3 : Synthèse du Livre Vert de la Commission Européenne**

## **ANNEXE 1**

**Sur le « taux d'indépendance énergétique » et la façon de le calculer**

## SUR LE « TAUX D'INDEPENDANCE ENERGETIQUE » ET LA FAÇON DE LE CALCULER

### 1. DEFINITION ET VALEUR OFFICIELLE

Le taux d'indépendance énergétique est défini officiellement en France, pour une année donnée, comme le rapport de la production nationale d'énergie primaire à la consommation totale d'énergie primaire, ces consommations étant exprimées en tep (ou Mtep) suivant les règles de la comptabilité énergétique française.

Pour l'année 1998, l'observatoire de l'énergie fournit les chiffres suivants :

	Consommation d'énergie primaire		Production d'énergie primaire	
	Mtep	%	Mtep	%
Charbons	15.8	6.3	3.5	2.9
Pétrole	99.1	39.7	2.1	1.7
Gaz naturel	34.1	13.7	1.9	1.6
Electricité primaire	88.6	35.5		
Hydraulique			14.8	12.3
Nucléaire			86.1	71.8
En. renouvelables	11.7	4.7	11.5	9.6
Total	249.4	100	119.9	100

Le rapport des deux quantités donne la valeur de **48,5%** pour le « taux d'indépendance énergétique ».

La définition du taux d'indépendance comme la méthode de le calculer paraissent logiques et simples : la valeur trouvée est présentée comme un indicateur fiable et « scientifiquement établi » et utilisée dans toutes les notes de synthèse officielles qui présentent ou commentent les bilans énergétiques ou la politique énergétique française.

Nous allons voir que derrière cette simplicité et cette rationalité apparentes se cachent des hypothèses et des conventions discutables et dont la mise en cause amène à des résultats très différents, mettant en cause la pertinence même de l'utilisation d'un tel indicateur global.

### 2. EST-IL PERTINENT DE COMPTABILISER LES EXPORTATIONS D'ELECTRICITE ?

Puisque l'on fait figurer la production d'énergie primaire au numérateur, on inclut dans celui-ci l'électricité qui est exportée et qui représente 12,3 Mtep.

On ne voit pas en quoi cette exportation, qui peut être considérée comme intéressante du point de vue économique, contribue à diminuer la dépendance énergétique de la France vis-à-vis de ses approvisionnements extérieurs. Il s'agit en effet d'une vente qui n'a aucun effet de substitution par rapport aux importations de combustibles fossiles.<sup>1</sup>

On peut donc considérer comme un indicateur plus pertinent de cette dépendance la part de la consommation totale d'énergie primaire qui est assurée par une production nationale.

<sup>1</sup> Par contre, cette électricité sera évidemment prise en compte dans l'évaluation du degré de dépendance extérieure de la consommation d'énergie de l'Union Européenne.

La contribution de l'énergie primaire au numérateur est alors de 88,6 Mtep et la valeur du numérateur 107,6 Mtep (le dénominateur étant inchangé), ce qui nous donne un taux d'indépendance énergétique de **43 %**.

### 3. QUELLE EST LA VALEUR EN MTEP DE L'ELECTRICITE PRIMAIRE ?

a) L'électricité produite par une centrale hydraulique ou nucléaire, dite « électricité primaire » est comptabilisée en France selon la méthode dite « de substitution à la production » : on attribue à une production donnée d'électricité par ces techniques la valeur en tep de produits pétroliers (fuel lourd) qu'il faudrait brûler dans une centrale thermique classique pour produire la même quantité d'électricité. La centrale au fuel prise comme référence ayant un rendement de 38% (rendement des meilleures centrales à fuel des années 70), cela donne l'équivalence suivante :

1000 kWh vaut 0,222 tep

C'est ainsi que la production d'électricité primaire de l'année 1998, soit 454 milliards de kWh (ou TWh) est comptée 100,9 Mtep. La contribution de cette production à la consommation primaire est, nous l'avons vu, de 88,6 Mtep, soit 399 TWh (du fait de la soustraction des exportations).

b) Une première remarque sur la valeur de ce chiffre porte sur la quantité d'électricité produite qu'il s'agit de comptabiliser.

En effet, la cohérence de l'utilisation de la méthode de substitution à la production doit conduire à retrancher de la production d'électricité d'origine nucléaire la consommation d'électricité du système nucléaire lui-même et en particulier de l'enrichissement de l'uranium qui n'aurait pas lieu d'être si les centrales nucléaires étaient remplacées par des centrales à fuel.

Cette valeur étant d'environ 25 TWh (soit 5,6 Mtep), cela nous conduit à une contribution de la production « nationale » de 102,0 Mtep (au lieu de 107,6), la consommation primaire étant elle-même portée à 243.8 Mtep.

Le taux d'indépendance s'établit alors à **41,8%**.

### 4. UNE EQUIVALENCE PAR SUBSTITUTION PLUS REALISTE

L'utilisation de la méthode de substitution à la production est pertinente pour mesurer un degré d'indépendance extérieure. En effet, si une quantité d'électricité n'était pas produite par les techniques « primaires » (énergies renouvelables, hors biomasse, ou nucléaire), il faudrait la produire à partir de combustibles fossiles.

Mais pour que cette méthode donne un résultat représentatif, il faut tenir compte de l'évolution des techniques : la valeur de substitution de l'électricité primaire n'est plus aujourd'hui ce qu'elle était il y a trente ans.

Une règle de substitution plus réaliste que la substitution par le fuel lourd dans une centrale thermique classique paraît aujourd'hui nécessaire (trente ans après) pour mieux mesurer l'importance relative de la production d'électricité primaire.



Aujourd'hui, la centrale de référence à combustible fossile n'est plus la centrale classique au fuel des années 70 mais la centrale à cycle combiné au gaz naturel qui a un rendement de 55% (et bientôt 60%) .

Pour produire 374 TWh<sup>2</sup> d'électricité, on aurait besoin de  $374 : 0,55 = 680$  TWh de gaz naturel. Or, 1000 kWh de gaz naturel valent 0,077 tep, donc 680 TWh de gaz naturel valent 52,3 Mtep.

Cela signifie que la contribution de l'électricité primaire à la consommation totale d'énergie primaire est de 52,3 Mtep.

La consommation totale d'énergie primaire devient alors 213,1 Mtep , la contribution de la production intérieure devient 71,3 Mtep et le taux d'indépendance énergétique vaut alors : **34,5%**.<sup>3</sup>

## 5. ET SI L'ON PREND COMME INDICATEUR LA CONTRIBUTION A LA CONSOMMATION D'ENERGIE FINALE, EN COMPTABILITE INTERNATIONALE ?

Un taux d'indépendance énergétique mérite d'être comparé internationalement : il est alors recommandé d'utiliser les règles internationales de la comptabilité énergétique.

D'autre part, puisque nous nous intéressons à la disponibilité de l'énergie pour le consommateur, il n'est pas sans intérêt de chiffrer la part de cette consommation assurée par la production intérieure d'énergie.

On sait que la grande différence entre la comptabilité française et la comptabilité internationale (AIE, Eurostat, Nations-Unies) est que, dans la consommation finale d'énergie, l'électricité est comptée en France avec l'équivalence 1000 kWh = 0,222 tep (comme l'électricité primaire) et en système international avec l'équivalence 1000 kWh = 0,086 tep.

En système international, la consommation totale d'énergie finale de la France en 1998 est de 171 Mtep, dont 31 Mtep d'électricité.

La part de l'électricité primaire dans la production d'électricité étant de l'ordre de 90%, la contribution de l'électricité primaire à la consommation finale totale est donc de 28 Mtep.

En admettant que les productions nationales d'énergies fossiles se retrouvent avec les mêmes valeurs en consommations finales et si on leur ajoute la contribution des énergies renouvelables (11 Mtep) et celle de l'électricité primaire (28 Mtep), on trouve que la contribution de la production nationale à la consommation finale est de 46,5 Mtep, ce qui donne un taux d'indépendance de **27%**.

## 6. CONCLUSION

Cet exercice montre comment une définition simple à première vue d'un indicateur global devant caractériser l'indépendance (ou la dépendance) énergétique conduit à une valeur dépendant très fortement des règles de comptabilité énergétique comme des définitions des éléments intermédiaires nécessaires à son calcul.

<sup>2</sup> 399 TWh moins les 25 TWh de consommation interne du système nucléaire.

<sup>3</sup> S'il s'agissait réellement de remplacer la production primaire par une production à partir du gaz naturel, d'autres évolutions seraient à prendre en compte, en particulier la quasi disparition probable du chauffage électrique.

L'examen de ces « pièges » amène à la plus grande prudence sur la notion même de « taux d'indépendance énergétique » et sur les risques d'une telle appellation qui conduit par sa connotation même à des utilisations allant bien au-delà des indications synthétiques et partielles que peut donner le rapport de l'apport des énergies domestiques à la consommation énergétique totale.

L'existence d'une comptabilité énergétique particulière à la France pour la comptabilité de l'électricité dans la consommation d'énergie finale et son maintien à l'heure de « l'ouverture des marchés » serait une curiosité historique si elle n'avait pas de conséquences pour l'appréciation du poids des différents produits énergétiques dans la consommation finale.

Le maintien d'une même référence depuis trente ans (la centrale classique au fuel) dans l'utilisation de la méthode de comptabilité par substitution à la production fausse également l'appréciation du degré de dépendance de l'approvisionnement en énergie primaire. Cette méthode, qui est pertinente, devrait suivre les évolutions techniques pour garder sa cohérence.

On peut répondre à ces arguments qu'il s'agit de conventions et que, une fois admises et connues, les choses sont claires.

En réalité, ces « subtilités » de la comptabilité énergétique sont mal connues et le « taux d'indépendance énergétique » calculé selon la définition et la méthode officielles est utilisé comme argument politique servant à juger la pertinence ou les résultats de la politique énergétique.

Un indicateur global est commode du fait de sa simplicité. Encore faut-il que sa méthode de calcul soit bien explicitée et corresponde à la réalité des problèmes.

Il n'est pas sans intérêt de mesurer la part des importations dans la consommation énergétique totale, mais il ne faut pas donner une trop grande importance à un tel indicateur, surtout à l'heure de l'Union Européenne, et sans le qualifier forcément de « taux d'indépendance », dénomination qui a une connotation politique forte qui n'est appropriée.

Si l'on tient cependant à exprimer en ordres de grandeur les parts relatives de la production domestique et des importations dans la consommation d'énergie, nous recommandons de retenir deux indicateurs globaux :

- le premier relatif à la couverture des besoins en énergie primaire, selon la règle d'équivalence à la production que nous avons recommandée, ce qui donnerait la valeur de **35%** au rapport « **apport domestique sur consommation totale d'énergie primaire** » ou le « **contenu en importations de la consommation d'énergie primaire (en quantités physiques<sup>4</sup>)** » qui vaut alors **67%**.

- le second à la couverture des besoins en énergie finale, selon la règle de comptabilité internationale de celle-ci (la seule permettant des comparaisons internationales), ce qui donnerait la valeur de **27%** au rapport « **apport domestique sur consommation totale d'énergie finale** », ou le « **contenu en importations de la consommation d'énergie finale (en quantités physiques)** » qui vaut alors **73%**.

Ces deux indicateurs ne sont que des éléments parmi d'autres de la réflexion sur la sécurité énergétique et ne peuvent en aucun cas être considérés comme représentant « l'indépendance énergétique », notion qu'il serait d'ailleurs prudent de ne plus utiliser car elle n'est pas pertinente (et lourde de connotations politiques).

<sup>4</sup> Précision nécessaire pour éviter la confusion avec le contenu en importations en unités monétaires.

## **ANNEXE 2**

### **Synthèse et plan du Rapport World Energy Assessment**

L'annexe 2 présente d'une part la synthèse du rapport World Energy Assessment (traduction ICE du texte intitulé « WEA Key Messages » disponible à l'adresse internet <http://www.un.org/Pubs/whatsnew/e00149.htm>) et d'autre part le plan général de ce dernier.

Le rapport complet ainsi que des informations complémentaires sont disponibles à l'adresse Internet suivante :

<http://www.undp.org/seed/eap/activities/wea>

## **Annexe 2-1**

### **L'énergie**

### **et le défi du développement durable**

### **Synthèse du Rapport WEA**

(Traduction ICE du texte intitulé « WEA Key Messages » disponible à l'adresse internet  
<http://www.un.org/Pubs/whatsnew/e00149.htm>)

# L'énergie,

quand elle est produite et utilisée rationnellement, peut jouer un rôle essentiel en améliorant la vie des femmes et des hommes d'aujourd'hui tout en maintenant les perspectives d'avenir pour les générations futures. C'est cet équilibre que renferme l'idée de 'développement durable', un objectif auprès duquel l'Organisation des Nations Unies et ses Etats membres se sont fermement engagés. Bien que les technologies et les ressources énergétiques nécessaires au développement durable soient disponibles, ce dernier ne pourra être réalisé que si des changements fondamentaux interviennent au niveau de la production, de la distribution et de l'utilisation de l'énergie. On pourra citer en particulier : des niveaux plus élevés d'efficacité énergétique, une plus grande contribution au bilan énergétique des sources d'énergies renouvelables modernes, un développement et une diffusion accélérés des technologies modernes et un renforcement de la capacité des politiques mises en œuvre à encourager de tels changements.

## **Face au développement durable, les deux menaces les plus sérieuses proviennent des problèmes d'équité sociale et des impacts sur l'environnement et sont liées à l'énergie.**

L'accès assuré à des services énergétiques abordables est nécessaire et essentiel à la croissance économique et au développement humain. Cependant, de sérieux problèmes – en premier lieu ceux qui sont relatifs aux problèmes d'équité sociale et aux impacts sur l'environnement – concernent les moyens actuels de production, de distribution et d'utilisation de l'énergie.

- **Deux milliards d'êtres humains se battent pour voir leurs besoins socio-économiques essentiels satisfaits, sans avoir accès à des services énergétiques adéquats et abordables.** L'électricité, qui est autant un moyen de satisfaire les besoins primaires des ménages qu'une source de revenus, n'est pas accessible au tiers de la population mondiale. La plus vieille technologie énergétique du monde, le feu de cuisson, reste la technologie à base de combustible fossile la plus utilisée de nos jours. Une large fraction de la population mondiale – en particulier les femmes – se trouve enfermée dans des cycles de pauvreté, de mauvaise santé et de privations du fait qu'elle doit principalement compter sur les technologies et combustibles traditionnels, qui en termes de pollution locale et de temps consacré représentent un réel fardeau.
- **A l'utilisation de l'énergie sont associées des émissions de gaz ou de particules qui polluent et dégradent l'environnement aux niveaux local, régional et global.** Les impacts locaux associés à l'utilisation de l'énergie se ressentent en premier lieu sur la santé, et sont responsables de quelques trois millions de morts prématurées par an, soit l'équivalent de 5 à 6 % de la mortalité mondiale. Les activités énergétiques représentent 85 % des émissions causées par l'homme de dioxyde de soufre, contribuant fortement à la pollution locale et à l'acidification régionale. Près de 78 % d'émissions anthropogènes de dioxyde de carbone sont liés à l'utilisation de combustibles fossiles. Ces émissions sont en grande partie responsables du réchauffement climatique, qui représente une menace sans précédent pour l'humanité.

## **Notre dépendance vis-à-vis des combustibles fossiles**

**Les combustibles fossiles constituent et constitueront une large part du bilan énergétique global ; le défi est de les utiliser de façon plus propre, plus sûre et plus efficace.** La base de ressources en combustibles fossiles est au moins 600

fois plus importante que la consommation qui en est faite de nos jours – les experts prévoient que les réserves de pétrole et de gaz dureront une grande partie du siècle, et le charbon sera abondant pendant plusieurs siècles. Ainsi, la raréfaction des combustibles fossiles ne sera pas la source principale de changement dans les systèmes énergétiques. Même le plus « écologique » des scénarii considérés dans le rapport prévoit que plus de la moitié de la demande d'énergie en 2050 sera satisfaite par les produits pétroliers et le charbon. A moins que les impacts environnementaux considérables dus à l'utilisation des combustibles fossiles ne soient rapidement pris en compte, le réchauffement climatique s'intensifiera et les pollutions locale et régionale persévéreront. Les technologies modernes sont très prometteuses en matière d'utilisation plus sûre et plus propre des combustibles fossiles, mais leur développement et leur diffusion nécessiteront, pour être encouragés, d'être soutenus par la mise en œuvre de politiques appropriées.

## **Les opportunités offertes par une utilisation plus efficace de l'énergie**

**Les possibilités ouvertes par une utilisation plus efficace de l'énergie sont énormes, compte tenu du fait que l'efficacité énergétique globale est estimée à 37 %.** En d'autres termes, lors des processus de transformation du matériel brut en énergie utile, 63 % de l'énergie est dissipée, la plus part sous forme de chaleur perdue. De nombreux gains d'efficacité énergétique ont été réalisés, particulièrement dans les processus centralisés, ce qui a contribué à desserrer le lien historiquement fort entre développement économique et consommation d'énergie. Au cours du siècle dernier, le rendement des centrales électriques est passé de 3 % à plus de 50 % pour les centrales à cycle combiné au gaz actuelles. Les besoins en énergie des industries de l'Europe occidentale sont restés relativement stables durant ces vingt dernières années, alors que la production a augmenté de 2 % par an. Un large potentiel d'efficacité énergétique non encore exploité réside au niveau de l'utilisation finale de l'énergie, par exemple à travers celle de véhicules, d'appareils et de bâtiments plus sobres en énergie. D'après le rapport, des potentiels d'efficacité énergétique de 25 à 35 % sont exploitables, tout en étant rentables par rapport aux prix du marché, dans les pays industrialisés au cours des vingt prochaines années, ces potentiels étant plus élevés (de 30 à 45 %) pour les pays en développement et en transition. Dans les deux cas, les potentiels les plus élevés requièrent l'introduction de politiques fortes incitant aux économies d'énergie.

## **Les énergies renouvelables**

**Bien que la quantité d'énergie renouvelable dont la Terre dispose soit trois fois plus importante que**

**la consommation mondiale d'énergie primaire, l'exploiter sous formes d'énergie utile est compliqué.** Par conséquent, les 'nouvelles' énergies renouvelables (à savoir les formes modernes de biomasse, les énergies hydraulique, éolienne, solaire et géothermique) ne contribuent qu'à hauteur de 2 % dans le bilan énergétique mondial, parmi lesquels sept huitième sont de la biomasse. Même si les énergies solaire et éolienne voient leur capacité multipliée par 30 % par an, leur contribution au bilan énergétique ne sera pas significative avant plusieurs années. Les perspectives d'avenir des énergies renouvelables dépendent du niveau d'incitation des politiques mises en œuvre. A l'heure actuelle, la compétitivité des énergies renouvelables sur le marché est freinée par un subventionnement abusif (et souvent pervers) des combustibles fossiles. Répercuter les coûts environnementaux supportés par la société sur le prix de l'énergie stimulerait grandement le marché des énergies renouvelables.

## Les technologies modernes

**L'accélération du développement et de la diffusion des nouvelles technologies de l'énergie est le point clé de tout scénario visant à atteindre l'objectif du développement durable.** L'influence de la direction et du taux de changement technologique sur les émissions futures peut être aussi grande que celle de la croissance démographique, du développement économique et de la consommation d'énergie réunis. Cependant, les investissements actuels en Recherche et Développement, aussi bien dans le secteur privé que dans le secteur public, ne permettent pas de répondre à un tel défi. La chaîne de l'innovation énergétique, de la Recherche et Développement jusqu'à la diffusion, en passant par les projets de démonstration, est parfois l'affaire de plusieurs décennies, et les progrès peuvent se trouver en perte de vitesse tout au long de cette chaîne. Des avancées technologiques continues sont nécessaires pour tous les aspects du système énergétique, en particulier pour les énergies renouvelables, pour l'efficacité énergétique et pour l'utilisation des combustibles fossiles. Les technologies nucléaires modernes pourraient participer à la dé-carbonisation du système énergétique mondial dans les cinquante prochaines années, si – et seulement si – les questions relatives à la sûreté nucléaire, à la prolifération et au stockage des déchets peuvent être rendues acceptables par l'opinion publique. Les technologies avancées prometteuses utilisant les combustibles fossiles comprennent le 'gaz de synthèse' extrapropre dérivé du charbon ou du gaz naturel à court terme, les cellules à combustible à moyen terme, et la capture et le stockage du dioxyde de carbone à grande échelle à plus long terme. A plusieurs niveaux, les pays en développement avec peu de capacité installée sont bien positionnés pour devenir des 'leaders' en introduisant des technologies innovatrices, sautant

ainsi des étapes le long de la courbe d'apprentissage technologique.

## Trouver des moyens de faciliter l'accès à des services énergétiques adéquats

**Il est nécessaire de définir des stratégies ciblées pour répondre aux besoins de deux milliards d'êtres humains qui n'ont pas d'accès approprié aux services énergétiques – dont la plupart vivent dans les zones rurales des pays en développement.** Les vies et la productivité de ce vaste groupe pourraient être considérablement améliorées à court terme avec relativement peu de consommation d'énergie supplémentaire. Par exemple, les besoins énergétiques de cuisson pour ceux qui n'ont pas accès aux combustibles modernes sont équivalents à environ 1 % de la consommation mondiale d'énergie commerciale, ou à 3 % de la consommation mondiale de pétrole. Là où l'extension des réseaux électriques n'est économiquement pas rentable, les systèmes énergétiques décentralisés, parmi lesquels les systèmes utilisant du diesel et de la biomasse, l'électricité solaire et éolienne, sont des solutions qui ont des chances de réussir et qui offrent également des opportunités de gestion locale. Les approches envisagées et les mécanismes de financement devront être adaptés aux conditions locales et faire preuve d'innovation, si l'on veut apporter aux zones rurales les formes modernes d'énergie, tout comme l'électrification rurale a été réalisée dans de nombreux pays maintenant industrialisés, avec l'aide du gouvernement, pour répondre à des objectifs socio-économiques.

## Investir dans les énergies durables

**Il n'y a pas à choisir entre croissance économique et protection de l'environnement : investir aujourd'hui dans des énergies considérablement moins polluantes et plus sûres permettra d'éviter demain des coûts plus élevés.** Le rythme de l'investissement dans les énergies durables n'est pas assez rapide, particulièrement dans les pays en développement, où la demande d'énergie est la plus forte. L'aide officielle au développement a chuté de près de 20 % (en termes réels) durant les années 90, et représente une fraction de plus en plus réduite des flux nets de ressources. L'investissement direct étranger continue de croître dans le monde entier, mais a tendance à ne pas toucher les pays les moins développés. Développer les capacités institutionnelles et l'expertise technique dans ces pays conditionne l'augmentation des flux de capitaux, en particulier des investissements dans le domaine de l'énergie. Il est clair que l'ingéniosité et le dynamisme du secteur privé seront cruciaux pour répondre à de tels objectifs. Cependant, les seules forces du marché ne permettront ni de satisfaire aux besoins des groupes les plus vulnérables, ni de protéger l'environnement



ni d'assurer la sécurité énergétique. Des politiques de long terme sont nécessaires pour prendre en compte de tels problèmes.

## Questions de politiques

**Les objectifs économiques, sociaux et environnementaux du développement durable comme exprimés lors des sommets des Nations Unies des années 90 ne peuvent être accomplis que si l'énergie est produite, distribuée et utilisée de manière fondamentalement différente dans le futur.** Les scénarii énergétiques suggèrent que des futurs énergétiques durables permettant le développement d'un monde prospère, socialement équitable et protecteur de l'environnement existent bien, mais ne verront le jour qu'à l'aide de mesures politiques ambitieuses, engagées dans un proche avenir. Des efforts complémentaires sont nécessaires aux différents niveaux local, national, régional et international. Des choix politiques prometteurs peuvent consister à :

- Supprimer les subventions accordées aux combustibles fossiles (sauf dans le cas où ces subventions représentent le seul moyen viable d'apporter des énergies modernes aux populations qui n'y ont pas accès)
- Rationaliser les méthodes de détermination des prix, de manière à ce que ces derniers reflètent les coûts sociaux et environnementaux associés à diverses utilisations de l'énergie
- Compléter les approches de marché par des mesures régulatrices permettant de protéger l'intérêt public
- Encourager l'avancée technologique à tous les stades de la chaîne de l'innovation énergétique
- Soutenir l'effet « tunnel » dans les pays en développement

## L'urgence de la situation

**A moins que des décisions sages ne soient prises dans les prochaines décennies, nombre d'opportunités offertes de changer le cours de notre système énergétique (au sens large) risquent d'être perdues.** En effet, l'infrastructure des systèmes énergétiques est capitalistique et à longue durée de vie, et de nombreuses installations énergétiques seront mises en place dans les décennies à venir, ce qui laisse apparaître un faible champ de manœuvre en matière de décisions énergétiques dont il faut profiter. Ainsi, la palette des choix concernant les systèmes énergétiques mondiaux du futur est à l'heure actuelle relativement variée, mais d'ici 2020 de nombreuses décisions d'investissement auront été prises qui affecteront l'évolution du monde pour plusieurs années à venir. L'actuel champ de manœuvre est particulièrement significatif là où de nombreuses infrastructures sont encore à installer, offrant la possibilité d'introduire rapidement des

technologies modernes et plus respectueuses de l'environnement. Une fois que les infrastructures sont en place, c'est une phase concernant davantage des investissements de remplacement qui commence. Des changements peuvent être réalisés dans cette phase, mais leurs impacts sur la performance moyenne du système énergétique se font ressentir au bout d'un temps plus long. Ainsi, si des décisions sages ne sont pas prises durant les toutes prochaines décennies, nous resterons prisonniers de ces choix, et certaines opportunités de développement risquent de ne pas se représenter plus tard.

## **Annexe 2-2**

### **Plan du Rapport WEA**

#### **Preface**

#### **Overview**

#### **Part I: Energy and Major Global Issues**

##### ***Chapter 1: An Introduction to Energy***

- 1.1 What is sustainable energy development?
- 1.2 Evolution of the energy system
- 1.3 Demand for energy services
- 1.4 Energy trade patterns and Globalisation
- 1.5 Energy prices and taxes
- 1.6 Energy investments

##### ***Chapter 2: Energy and Social Issues***

- 2.1 Towards a new approach to energy for human uses
- 2.2 Energy and poverty in developing countries
- 2.3 Energy and poverty in industrialized countries
- 2.4 Energy and women
- 2.5 Energy and population
- 2.6 Energy and urbanisation
- 2.7 Energy and lifestyles
- 2.8 Conclusion

##### ***Chapter 3: Energy, the Environment and Health***

- 3.1 Household scale
- 3.2 Workplace scale
- 3.3 Community scale
- 3.4 Regional Scale
- 3.5 Global scale: climate change from greenhouse gases
- 3.6 Cross-scale impacts
- 3.7 Implications for the future
- 3.8 Conclusion

##### ***Chapter 4: Energy Security***

- 4.1 New dimensions and challenges to energy security
- 4.2 Energy adequacy
- 4.3 Supply security
- 4.4 The environment and energy security
- 4.5 Markets and energy security
- 4.6 Conclusion

## **Part II: Energy Resources and Technology Options**

### ***Chapter 5: Energy Resources***

- 5.1 Definitions and units
- 5.2 Oil reserves and resources
- 5.3 Gas reserves and resources
- 5.4 Coal reserves and resources
- 5.5 Reserves and resources of fissile materials
- 5.6 Hydroelectric resources
- 5.7 Biomass resources
- 5.8 Solar energy resources
- 5.9 Wind energy resources
- 5.10 Geothermal energy resources
- 5.11 Ocean energy resources
- 5.12 Conclusion

### ***Chapter 6: Energy End-Use Efficiency***

- 6.1 Recent trends in energy intensity in countries and regions
- 6.2 Potential benefits of technology transfer
- 6.3 Types of potential for increased energy efficiency
- 6.4 The economic potential of energy efficiency by region and sector
- 6.5 Obstacles, market imperfections, and disincentives for efficient energy use
- 6.6 National and international policies to exploit the economic potential of energy efficiency in end-use sectors
- 6.7 Conclusion

### ***Chapter 7: Renewable Energy Technologies***

- 7.1 Biomass energy
- 7.2 Wind energy
- 7.3 Photovoltaic solar energy
- 7.4 Solar thermal electricity
- 7.5 Low-temperature solar energy
- 7.6 Hydroelectricity
- 7.7 Geothermal energy
- 7.8 Marine energy technologies
- 7.9 System aspects
- 7.10 Policies and instruments
- 7.11 Conclusion

### ***Chapter 8: Advanced Energy Supply Technologies***

- 8.1 Advanced fossil energy technologies
- 8.2 Advanced nuclear energy technologies

### **Part III: Are Sustainable Futures Possible?**

#### ***Chapter 9: Energy Scenarios***

- 9.1 What are scenarios and how are they used for energy assessments?
- 9.2 Three energy scenarios for the 21<sup>st</sup> century
- 9.3 Implications of sustainable energy scenarios
- 9.4 Conclusion

#### ***Chapter 10: Rural Energy in Developing Countries***

- 10.1 Rungs on the energy ladder
- 10.2 Fuels in rural areas: climbing the energy ladder
- 10.3 Rural electrification
- 10.4 Leapfrogging to new rungs on the energy ladder
- 10.5 The time horizons for technological options
- 10.6 Accelerating rural energy development
- 10.7 Integrated Rural Development
- 10.8 Strategies for expanding access to modern energy services
- 10.9 Strategies to make modern energy services affordable
- 10.10 Conclusion
- 10.11 Annex. Case studies of crop residue-derived modern energy carriers in China

### **Part IV: Where do we go from here?**

#### ***Chapter 11: Energy and Economic Prosperity***

- 11.1 Energy consumption and economic well-being
- 11.2 Energy use forecasts and energy efficiency
- 11.3 Reconciling increased energy consumption and environmental protection
- 11.4 Liberalisation and globalisation
- 11.5 Conclusion: economic perspectives on policy

#### ***Chapter 12: Energy Policies for Sustainable Development***

- 12.1 Policy goals and challenges
- 12.2 Making markets work better
- 12.3 Mobilising investments in sustainable energy
- 12.4 Encouraging technological innovation for sustainable development
- 12.5 Encouraging technological innovation in developing countries
- 12.6 Moving towards more effective cooperation
- 12.7 Conclusion
- 12.8 Annex. Trends in research and development funding

### **Part V: Further Information and Reference Material**

## **ANNEXE 3**

### **Synthèse du Livre Vert de la Commission Européenne**

**COMMISSION DES COMMUNAUTÉS EUROPÉENNES**

Bruxelles, le 29 11.2000  
COM(2000) 769 FINAL

**Livre Vert**

**Vers une stratégie européenne de sécurité d’approvisionnement énergétique**

(présenté par la Commission)

## Synthèse

L'Union européenne consomme de plus en plus d'énergie et importe de plus en plus de produits énergétiques. La production communautaire est insuffisante pour assurer les besoins énergétiques de l'Union. Ainsi, la dépendance énergétique externe est en croissance continue.

La hausse brutale des prix pétroliers qui pourrait saper la reprise de l'économie européenne que provoque le triplement du prix du pétrole brut, observé depuis mars 1999, révèle une fois encore les **faiblesses d'approvisionnement énergétiques structurelles** de l'Union européenne que sont le taux croissant de la dépendance énergétique de l'Europe, le rôle du pétrole en tant que prix directeur de l'énergie ainsi que les résultats décevants des politiques de maîtrise de la consommation. L'Union européenne ne saurait s'émanciper de sa dépendance énergétique croissante sans une politique énergétique active.

Si rien n'est entrepris, d'ici 20 à 30 ans, l'Union couvrira ses besoins énergétiques à 70 % par des produits importés contre 50 % actuellement. La dépendance se reflète dans tous les secteurs de l'économie. Ainsi, les transports, le secteur domestique et l'électricité sont largement tributaires des hydrocarbures et à la merci des variations erratiques des prix internationaux. L'élargissement va accentuer ces tendances. Les conséquences de la dépendance sont importantes en termes économiques. Elles représentent, en 1999, 240 milliards d'euros soit 6 % des importations totales et 1,2 % du PNB. En termes géopolitiques, 45 % des importations de pétrole proviennent du Moyen-Orient et 40 % des importations de gaz naturel de Russie. Or, l'Union européenne ne dispose pas encore de tous les moyens permettant d'infléchir le marché international.

La stratégie à long terme de sécurité des approvisionnements énergétique de l'Union européenne doit viser à assurer, pour le bien être des citoyens et le bon fonctionnement de l'économie, la disponibilité physique et continue des produits énergétiques sur le marché, à un prix accessible à tous les consommateurs (privés et industriels) dans le respect des préoccupations environnementales et la perspective du développement durable que s'est assignée le Traité de l'Union européenne (article 2 et 6).

La sécurité d'approvisionnement ne vise pas à maximiser l'autonomie énergétique ou à minimiser la dépendance mais à réduire les risques qui seraient liés à celle-ci. Parmi les objectifs à poursuivre figurent l'équilibre et la diversification des différentes sources d'approvisionnement (par produits et par régions géographiques) et l'adhésion des pays producteurs à l'OMC.

Aujourd'hui, l'Union européenne doit faire face à de **nouveaux défis** caractéristiques d'une période de transition profonde de l'économie européenne.

Dans la décennie à venir, des **investissements énergétiques** tant de remplacement que pour répondre à des besoins énergétiques croissants, imposent aux économies européennes d'opérer des arbitrages entre les produits

énergétiques, qui influenceront, en raison de l'inertie des systèmes énergétiques, les 30 années suivantes.

Les **choix énergétiques** de l'Union européenne sont conditionnés, par le contexte mondial, par l'élargissement à peut-être 30 Etats membres aux structures énergétiques différenciées, mais principalement par le cadre nouveau de référence du marché de l'énergie : la libéralisation du secteur et les préoccupations environnementales.

Les préoccupations **environnementales**, aujourd'hui partagées par la majorité de l'opinion publique, que constituent les dommages causés par la chaîne énergétique -qu'ils soient d'origine accidentelle (marée noire, accident nucléaire, fuites de méthane) ou liés aux émissions polluantes ont mis en exergue les faiblesses des combustibles fossiles et les difficultés de l'énergie nucléaire. Quant à la lutte contre le changement climatique, c'est un défi. Le changement climatique est un combat à long terme pour la communauté internationale. Les objectifs fixés dans le protocole de Kyoto ne sont qu'une première étape. L'Union européenne a stabilisé ses émissions de gaz à effet de serre en 2000, mais au-delà, ils sont en augmentation dans l'Union comme dans le reste du monde. L'inversion des tendances est bien plus ardue qu'il n'a pu sembler il y a trois ans. Le retour à une croissance économique soutenue, de part et d'autre de l'Atlantique et en Asie, ainsi que l'évolution de la structure de notre consommation énergétique, principalement celle de l'électricité et des transports, conséquence de notre mode de vie, contribue à l'accroissement des émissions de gaz à effet de serre et du dioxyde de carbone en particulier. Cette situation est un frein majeur à une politique protectrice de l'environnement.

Par ailleurs, la réalisation du **marché intérieur de l'énergie** accorde une place et un rôle nouveaux à la demande. Des tensions nouvelles apparaissent, auxquelles nos sociétés devront trouver des compromis viables : la baisse des prix de l'électricité contrecarre les politiques d'encadrement de la croissance de la demande et la lutte contre le changement climatique ; la concurrence introduite par le marché intérieur change les conditions de concurrence des différentes filières énergétiques (charbon, nucléaire, gaz naturel, pétrole, renouvelables).

Aujourd'hui, **les Etats membres sont interdépendants** tant pour les questions de lutte contre le changement climatique que par la réalisation du marché intérieur de l'énergie. Toute décision de politique énergétique prise par un Etat membre aura inévitablement un effet récurrent sur le fonctionnement du marché dans les autres Etats membres. La politique énergétique a pris une dimension communautaire nouvelle sans que cela se traduise dans des compétences communautaires nouvelles. Dans ce contexte, il convient d'analyser l'opportunité d'appréhender la politique énergétique européenne autrement que par le biais du marché intérieur, de l'harmonisation, de l'environnement ou de la fiscalité.

L'Union européenne doit mieux maîtriser son destin énergétique. Force est de constater, qu'en dépit des différentes crises qui ont émaillé l'économie européenne des trente dernières années, il n'y pas eu de véritable débat sur les choix des filières et encore moins de politique énergétique dans le contexte de la sécurité d'approvisionnement. Aujourd'hui, la double pression des préoccupations environnementales et du nouveau fonctionnement du marché européen de l'énergie rend ce débat inévitable. La crise, depuis 1999, des prix pétroliers, lui donne un caractère d'urgence.



Ce débat doit s'engager en tenant compte que la consommation énergétique actuelle est couverte pour 41 % de pétrole, 22% de gaz naturel, 16 % de combustibles solides (charbon, lignite, tourbe) , 15 % de nucléaire et 6 % de renouvelables. Si rien n'est entrepris, le bilan énergétique continuera à l'horizon 2030, à s'appuyer sur les combustibles fossiles : 38% de pétrole, 29% de gaz naturel, 19% de combustibles solides, et à peine 6% de nucléaire et 8 % de renouvelables.

Le Livre vert esquisse le schéma d'une stratégie énergétique à long terme selon lequel :

- **L'Union doit rééquilibrer la politique de l'offre par des actions claires en faveur d'une politique de la demande.** En effet, les marges de manœuvre sur un accroissement de l'offre communautaire sont faibles au regard des besoins alors que celles sur la demande apparaissent plus prometteuses.
- Au regard de la demande, le Livre vert appelle à un véritable changement des comportements des consommateurs, il met en lumière l'intérêt de **l'instrument fiscal** en vue d'orienter la demande vers des consommations mieux maîtrisées et plus respectueuses de l'environnement. Des prélèvements fiscaux ou parafiscaux sont préconisés en vue de pénaliser l'impact environnemental des énergies. Les secteurs des transports et du bâtiment devront faire l'objet d'une politique active d'économie d'énergie et de diversifications en faveur des énergies non polluantes.
- Au regard de l'offre, priorité doit être donnée à la lutte contre le réchauffement climatique. Le développement des énergies nouvelles et renouvelables (y compris des biocarburants), est la clé du changement. Doubler leur part de 6 à 12% dans le bilan énergétique et passer de 14 à 22% pour la production d'électricité est un objectif à atteindre d'ici 2010. Dans les conditions actuelles, elles stagneront aux alentours de 7% dans 10 ans. Seules des mesures financières (aides d'Etat, déduction fiscales, soutien financier) pourraient seconder un but aussi ambitieux. Parmi les pistes à explorer, on pourrait envisager que les énergies rentables (pétrole, gaz, nucléaire) financent le développement des énergies renouvelables qui n'ont pas bénéficiés, à l'instar des autres énergies conventionnelles, d'appuis conséquents.

La contribution à moyen terme du nucléaire doit faire, à son tour, l'objet d'une analyse. Parmi les éléments qui feront certainement parti du débat figureront la décision de la plupart des Etats membres de se désengager de la filière, la lutte contre le réchauffement climatique et la sécurité des approvisionnements ainsi que le développement durable. Nonobstant les conclusions de cette réflexion, la recherche sur les technologies de gestion des déchets et leurs mises en œuvre pratique dans les conditions optimales de sécurité doivent être activement poursuivies.

Pour les hydrocarbures, caractérisés par des importations croissantes, il convient de prévoir un dispositif renforcé de stocks stratégiques et également de prévoir de nouvelles routes d'importations.

Toute avancée technologique viendra renforcer les effets de cette nouvelle esquisse de stratégie énergétique.

La Commission propose de lancer un débat durant l'année 2001, autour des questions essentielles éclairant les choix énergétiques à réaliser. Il ne s'agit pas de proposer une stratégie de sécurité des approvisionnements « clé en mains », mais de lancer un débat approfondi et novateur sur les principales questions qu'il s'efforce d'identifier sachant qu'il peut y en avoir d'autres.