

# **Exposé : Production décentralisée d'Énergie : enjeux énergétiques et territoriaux**

Bernard LAPONCHE, expert en politiques énergétiques

## **Energie décentralisée enjeux technologiques, économiques et territoriaux**

*Texte rédigé conjointement avec Michel LABROUSSE, Cabinet Explicit et Gérard MAGNIN, Energie-Cités*

### **Introduction**

L'architecture centralisée des systèmes énergétiques que nous connaissons aujourd'hui résulte d'une évolution historique qui atteint son apogée dans le dernier tiers du XX<sup>e</sup> siècle.

Cette évolution est marquée par l'éloignement des lieux de production et de transformation de l'énergie des zones de consommation, allant jusqu'à la mondialisation des grandes filières énergétiques et l'exclusion des systèmes de production et de transformation locaux au profit des systèmes centralisés, ce qui a pour conséquence la perte croissante de contrôle du citoyen sur l'énergie qu'il consomme : il est relégué au simple rôle de « consommateur ».

Ce phénomène mondial a été tout particulièrement relayé en France du fait d'une architecture politique et administrative extrêmement centralisée.

La question que nous nous posons est alors de savoir si, face à ces systèmes énergétiques formidables, il existe une marge de manœuvre au plan individuel, local et territorial, pour « réinventer » des systèmes énergétiques qui soient à la fois plus proches et plus « gouvernables ».

Ce document a pour objet de montrer tout d'abord que le regard que l'on porte sur l'énergie et son utilisation permet déjà de démystifier une partie du discours centralisateur, ne serait-ce qu'en examinant les différents usages de l'énergie et en mettant en évidence la variété des choix possibles, notamment par une meilleure adaptation de l'apport énergétique aux besoins (Chapitre 1).

Ensuite, de constater que le progrès des technologies, au niveau de la consommation comme de la transformation et de la production d'énergie, permet de « décentraliser » les systèmes énergétiques et de favoriser l'éclosion de « l'énergie répartie » dans de bonnes conditions économiques (Chapitre 2).

Enfin, d'examiner comment l'évolution socio-politique vers une décentralisation des pouvoirs et une revalorisation de la fonction citoyenne doit favoriser la construction d'un système énergétique fondé de façon croissante sur une « politique de la demande » et le développement des ressources locales, avant de faire appel aux grands systèmes centralisés (Chapitre 3).

## **1. Les paradigmes énergétiques**

### **1.1 Systèmes et filières énergétiques**

#### **1.1.1 Du besoin de développement à la ressource énergétique : les filières énergétiques**

Un système énergétique est constitué de l'ensemble des activités et des opérations qui permettent de satisfaire les besoins en produits et services énergétiques indispensables au développement économique et social. Il est constitué d'un faisceau de « filières énergétiques », chaque filière représentant le trajet qui va du besoin socio-économique de développement dont la satisfaction requiert une certaine consommation

d'énergie à la ressource de base permettant de procurer la quantité de produit énergétique nécessaire à l'utilisateur. A chaque besoin socio-économique peuvent correspondre plusieurs filières énergétiques ou trajets entre le besoin et la ressource qui diffèrent selon les quantités nécessaires, la nature des produits, les modes et techniques d'utilisation, des technologies de transport et de transformation, des moyens de production.

#### 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 ÉNERGÉTIQUES 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

##### 1.1.2 Une longue histoire

L'architecture centralisée des systèmes énergétiques telle que nous la connaissons aujourd'hui résulte d'une évolution historique qui atteint son apogée dans le dernier tiers du XX<sup>e</sup> siècle.

Pendant des millénaires et encore aujourd'hui dans de nombreuses régions de la planète, le système énergétique est resté extrêmement simple : la source d'énergie est le bois dont la combustion apporte la

chaleur et la lumière, permet la cuisson des aliments et le traitement des matériaux. La ressource énergétique est consommée sur place. L'énergie mécanique est fournie par le travail humain, souvent servile, appuyé ou relayé, tardivement, par la traction animale.

Les premières « localisations » de la production d'énergie apparaissent avec les installations hydrauliques, dans des sites particuliers, puis, beaucoup plus tard, avec les moulins à vent. Très tôt se pose le problème du transport du bois et du charbon de bois des lieux de production de plus en plus lointains vers les grandes concentrations urbaines ou industrielles, en Chine notamment. Les premières « crises du bois » apparaissent à l'époque de notre Moyen Âge, aussi bien en Chine qu'en Europe et au Proche Orient.

Pendant des millénaires, l'énergie extérieure, hors la traction animale, a été apportée aux activités humaines par les sources d'énergie renouvelables dont les techniques d'utilisation n'ont cessé de s'améliorer. Les pénuries d'énergie sont elles aussi anciennes, comme les dégâts environnementaux liés à l'exploitation des ressources naturelles.

La longue période des énergies renouvelables se termine avec une irrémédiable crise du bois en Angleterre qui ouvre l'ère du charbon et des ressources fossiles non renouvelables et de la civilisation énergivore.

La révolution industrielle, avec la conjonction de la machine à vapeur, de l'exploitation du charbon et du développement du chemin de fer, de la turbine et des grands barrages hydrauliques, du moteur à explosion et du pétrole, démultiplie les capacités de production et de transport des produits énergétiques. C'est avec le développement de l'industrie charbonnière de la Grande-Bretagne que l'énergie apparaît comme déterminante dans le développement économique du pays mais aussi comme l'un des éléments essentiels de l'emprise mondiale de l'Empire britannique. L'industrie énergétique devient l'une des composantes fondamentales du développement industriel, apportant à ses détenteurs la richesse et la puissance.

### *1.1.3 Le XX<sup>e</sup> siècle énergivore : productivisme et centralisation*

Le XX<sup>e</sup> siècle voit l'explosion des grands systèmes énergétiques nationaux, régionaux et mondiaux, basés sur le développement du charbon, du pétrole, plus tardivement mais très rapidement du gaz naturel, de la production d'électricité à partir de centres de production de plus en plus concentrés et de l'utilisation de l'énergie nucléaire pour la production d'électricité (qui reste limitée à un petit nombre de pays<sup>1</sup>).

En moins d'un siècle, un formidable système s'est mis en place aux trois niveaux (mondial, régional et national) basé sur l'hégémonie successive d'une source d'énergie : le charbon, puis le pétrole au niveau mondial (le nucléaire en France pour la production d'électricité), provoquant l'élimination des solutions alternatives et le développement de stratégies énergétiques par des centres de décision de plus en plus éloignés du citoyen, devenu consommateur passif.

L'énergie est devenue un enjeu économique et stratégique majeur, symbole et mesure du succès de la civilisation productiviste héritée de la révolution industrielle, aussi bien en Europe occidentale et aux Etats-Unis qu'en URSS et ses « pays satellites ». Mais que l'on ne s'y trompe pas : l'augmentation massive de la production et de la consommation d'énergie mondiales au cours du XX<sup>e</sup> siècle ne s'est pas traduite par la fourniture de « l'énergie pour tous ». Des inégalités considérables existent entre pays industrialisés et pays en développement. En 1973, les pays de l'OCDE et ceux de l'URSS qui comptent 20% de la population mondiale consomment près de 80% de l'énergie commerciale. En 2000, OCDE et ex-URSS consomment encore 63%. La consommation par habitant en Amérique du Nord est vingt cinq fois supérieure à celle en Inde ou en Afrique. La crise énergétique majeure n'a pas été les « chocs pétroliers » mais est encore la crise

du bois de feu dans les pays les plus pauvres. Deux milliards d'humains n'ont pas accès aux produits énergétiques modernes.

Par son caractère excessif, le développement des industries énergétiques a entraîné des déséquilibres économiques, des crises politiques internationales et des atteintes à l'environnement et à la vie et à la santé humaines d'une ampleur considérable : grands accidents, pollution de l'air et de l'eau, risques de changements climatiques, déforestation, destruction des sites, production de déchets dangereux pendant des siècles, voire des millénaires.

#### *1.1.4 Rétablir un équilibre*

Devant ces systèmes impressionnants, on peut s'interroger sur la marge de manœuvre qui existe au plan individuel, local et territorial pour « réinventer » des systèmes énergétiques qui soient à la fois plus proches et plus « gouvernables ».

Nous allons voir que le regard que l'on porte sur l'énergie et son utilisation permet déjà de démystifier une partie du discours centralisateur. Le progrès des technologies, au niveau de la consommation comme de la transformation et de la production de l'énergie, ainsi que l'évolution socio-politique vers une décentralisation des pouvoirs et une revalorisation de la fonction citoyenne sont aujourd'hui favorables pour que le modèle énergétique dominant – le paradigme de l'offre centralisée – puisse faire place à un modèle fondé sur la demande et l'utilisation des ressources locales, avant de faire appel aux grands systèmes centralisés, en fait selon le principe de « subsidiarité ».

### **1.2 La consommation de l'énergie en France**

#### *1.2.1 Regarder l'énergie du côté de la demande*

Le citoyen qui aborde le système énergétique français par le côté de l'offre (voir la « pieuvre énergétique en 1.2.2 ) se sent effectivement impuissant.

La consommation d'énergie primaire est, en 2001, de 267 Mtep<sup>2</sup>, dont 12 de charbon, 96 de pétrole, 36 de gaz naturel, 105 de nucléaire, 6 de grande hydraulique<sup>3</sup> et 12 de bois.

Quelle peut bien être la marge de manœuvre en face de ces systèmes colossaux qui irriguent tous les usages et apparaissent, par conséquent, indispensables ?

La perspective est différente si on regarde le même système du point de vue de l'utilisation des produits énergétiques délivrés par ces systèmes au consommateur final :

- La consommation d'énergie finale est de l'ordre de 160 Mtep
- Le secteur résidentiel et tertiaire consomme 52 Mtep pour le chauffage des locaux, 4,5 Mtep pour la production d'eau chaude sanitaire, 3,4 Mtep pour la cuisson et 12 Mtep pour les usages spécifiques de l'électricité (140 TWh<sup>4</sup>), soit au total 72 Mtep
- Le secteur de l'industrie consomme 24 Mtep de combustibles (charbon, produits pétroliers, gaz) et 11,5 Mtep d'électricité (134 TWh), soit au total 35,5 Mtep
- Le secteur des transports consomme 51 Mtep de produits pétroliers et 0,9 Mtep (10 TWh) d'électricité, soit au total 52 Mtep.

---

<sup>1</sup> Les Etats-Unis, la France et le Japon assurent, en 2000, 60% de la production mondiale d'électricité d'origine nucléaire.

<sup>2</sup> Mtep : million de tonne d'équivalent pétrole.

<sup>3</sup> Le nucléaire et l'hydraulique produisent respectivement 403 et 70 TWh d'électricité (le rapport n'est pas le même en tep et en kWh pour des raisons de règles de comptabilité énergétique).

<sup>4</sup> TWh : TeraWatt heure : milliard de kWh.

Ainsi, les besoins de l'industrie ne représentent que 24% de la consommation totale et deux grands postes dominant : la consommation d'énergie pour le chauffage des locaux (33%) et les carburants dans les transports (32%).

La consommation d'électricité spécifique ne représente que 24,4 Mtep, soit 15% de la consommation d'énergie finale. Pour fournir les 284 TWh que représente cette consommation, il faudrait mobiliser les 6 Mtep de grande hydraulique et 61 Mtep de nucléaire<sup>5</sup>.

Cette décomposition à partir des usages met en évidence des besoins d'énergie profondément différents. Or la domination de la question énergétique par le point de vue de l'offre a conduit à mettre tous les usages au même niveau et à apporter la même réponse : le besoin de très haute température dans l'industrie comme le confort à 20° de l'appartement sont traités de la même façon par l'utilisation de l'énergie dominante du moment : le fuel à une époque, l'électricité ensuite<sup>6</sup>.

Or, si le Gulf Stream ne permet pas de faire cuire un œuf à la coque, on sait qu'il procure à l'Europe occidentale un climat tempéré...

La chaleur à basse température s'avère le premier besoin énergétique, en quantité, de notre société. On redécouvre que l'architecture, la construction, les matériaux, les planchers solaires chauffants, les chaudières à bois, sont des techniques parfaitement adaptées à ces besoins.

L'approche d'une politique de l'énergie intelligente est bien de partir de l'analyse des besoins et de l'adaptation de l'offre à la nature de ces besoins, et non l'inverse.

---

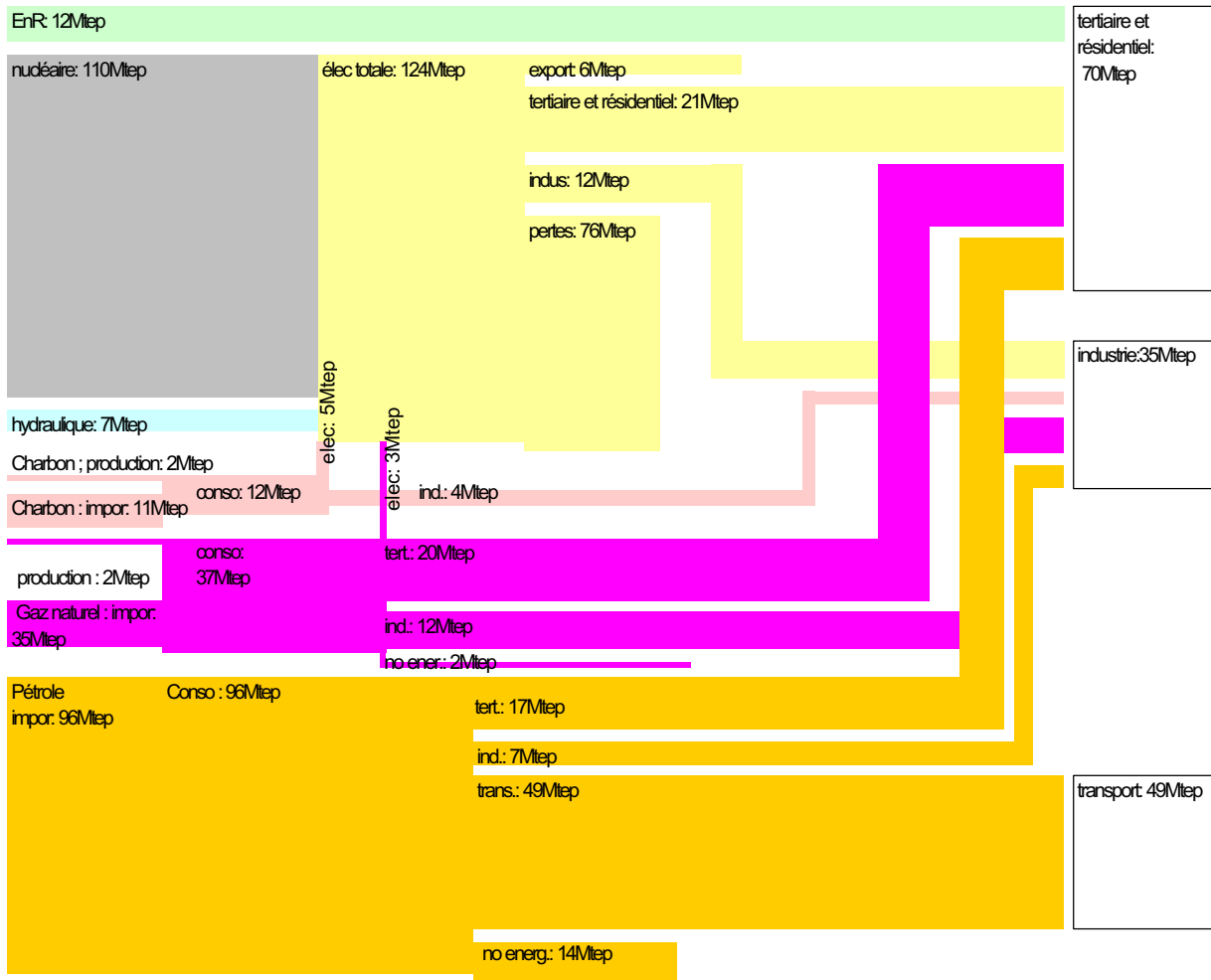
<sup>5</sup> Si la même production d'électricité était assurée non par le nucléaire mais par des centrales à gaz à cycle combiné de 55% de rendement, la quantité nécessaire de gaz pour assurer cette production serait de 36 Mtep.

<sup>6</sup> Il n'est pas sans intérêt de noter que les pertes d'énergie du système électrique sous forme de chaleur rejetée dans l'eau ou l'atmosphère sont supérieures au besoin de chaleur pour le chauffage de l'ensemble du secteur résidentiel et tertiaire.

## 1.2.2 La « pieuvre énergétique » de la France



France 2001



### **1.3 Vers la décentralisation du système énergétique**

#### **1.3.1 L'optimisation des filières énergétiques**

Les **filières énergétiques**, assez disjointes les unes des autres, sont jalonnées par trois types d'énergie : l'énergie primaire et l'énergie finale, quantifiées et facturées, gérées par des entreprises "dont c'est le métier", et l'énergie utile, au plus proche de l'utilisateur, celle qui contribue directement au **service énergétique** : chaleur, éclairage, déplacement, production industrielle, etc. Les énergies primaires et finales sont donc exploitées, transformées (de combustible en chaleur ou en électricité notamment), éventuellement stockées, puis livrées par des **réseaux** (lignes, canalisations, ensemble de camions, etc.), aux consommateurs finaux. **Cette architecture est qualifiée de "centralisée"** car les flux d'énergie sont dirigés du « centre », les centrales de production, vers la « périphérie », le client, chez lequel le compteur tourne dans un seul sens : le client est exclusivement un consommateur. Cette architecture centralisée résulte d'une double contrainte : la recherche de coûts les plus faibles possibles (c'est le **paradigme de l'effet d'échelle** : plus la puissance d'un équipement est élevée, plus le coût spécifique est faible) et la spécialisation des entreprises énergétiques qui, pour une large part, est une conséquence de la précédente (on est "électricien", "gazier" ou "pétrolier").

**Les filières énergétiques**, et les entreprises qui les mettent en œuvre, sont très indépendantes les unes des autres d'une part, et jusqu'à aujourd'hui le compteur d'énergie à l'entrée de l'utilisateur final constitue une frontière intangible. Or, l'ensemble du système énergétique est beaucoup plus complexe, les interactions entre filières sont nombreuses : la somme des optima économiques de chacune des filières (qui correspond à l'architecture actuelle) n'est pas égale à l'optimum global, résultant de la prise en compte de toutes les filières, tous les usages et toutes les énergies. L'exemple le plus significatif est celui de **la production d'électricité à partir de chaleur**, combustion d'hydrocarbure ou de tout autre combustible ou réaction nucléaire. L'énergie électrique est majoritairement issue du cycle "chaleur" (en France : 86 %), la production directe d'électricité (hydroélectricité en tout premier lieu, mais aussi éolien, solaire photovoltaïque, énergie marémotrice, pile à combustible), est encore très minoritaire par rapport à la production thermoélectrique.

Le principe de Carnot nous dit que produire de l'électricité à partir de chaleur implique de rejeter de la chaleur à bas niveau de température, chaleur le plus souvent inutilisée dans les centrales à condensation. C'est ce qui explique que la plupart des centrales nucléaires sont flanquées d'énormes tours de refroidissement qui dissipent dans la nature les deux tiers de l'énergie produite dans le réacteur. Que faire de cette chaleur ? La quantité de chaleur produite par une centrale est énorme et sa température est en général trop basse pour être facilement utilisable dans l'industrie, mais il est possible de produire des quantités raisonnables de chaleur et à une température suffisante pour qu'elle trouve des applications dans l'industrie ou dans les bâtiments, pour le chauffage des locaux notamment : il s'agit de **la production conjointe de chaleur et d'électricité, ou cogénération**. Une technologie fort bien connue à Grenoble (Isergie).

Avec la cogénération nous touchons **un des piliers essentiels de l'énergie décentralisée**, on produit à petite échelle, avec un rendement global très élevé. Mais la forme la plus immédiate d'énergie décentralisée reste **la maîtrise des consommations d'énergie**. L'énergie que l'on ne consomme pas, grâce à la mise en place de technologies ou de modes de gestion appropriés permettant au compteur de tourner moins vite, sans se priver de chaleur, de lumière, de production ou de kilomètres parcourus, c'est aussi une façon de "produire", de façon décentralisée, **le service énergétique que requiert l'utilisateur**.

La **valorisation des énergies locales**, biomasse, déchets et méthane associé, mini-hydraulique, énergie solaire, énergie éolienne, etc. procède du même esprit. Ce sont, fréquemment, mais pas systématiquement, des formes décentralisées d'énergie, à la fois parce qu'elles permettent d'alimenter des petites unités, mais aussi parce qu'elles ne peuvent être gérées que par des entités locales, qui n'ont pas de vocation exclusivement énergétique.

**Promouvoir l'énergie décentralisée** contribue à réconcilier les différentes formes d'énergie, créer des synergies entre les différentes filières énergétiques, **abolir la frontière entre offre et demande**, assurer l'intégration des différentes étapes au service d'un moindre coût économique, environnemental et social du service énergétique. L'énergie décentralisée ne se développe qu'à deux conditions : l'accès à des technologies adaptées performantes d'une part, l'adaptation des cadres juridiques et institutionnels qui offrent aux différents acteurs, tout particulièrement les collectivités locales, la possibilité d'intervenir à tous les stades de la filière.

### 1.3.2 Les trois niveaux de « l'énergie répartie »

Le **premier niveau** de l'énergie répartie concerne l'utilisation de l'énergie : le consommateur peut intervenir par la « maîtrise des consommations » sur :

- la quantité de consommation du produit énergétique utilisé par l'efficacité des équipements d'utilisation, ainsi que par le comportement d'utilisation
- la nature du produit énergétique par « substitution d'énergie » (bois au lieu de fuel pour le chauffage par exemple)
- le mode de consommation lui-même (changement modal dans les transports par exemple).

Le **deuxième niveau** concerne la transformation d'énergie et essentiellement la production d'électricité : à même source d'énergie primaire, on peut passer par exemple d'un système centralisé de production d'électricité à un système réparti (par exemple l'utilisation du gaz naturel dans des installations de cogénération, de trigénération, des micro-turbines, etc.). Cela revient à rapprocher la transformation de la consommation, ce qui peut en particulier renforcer la maîtrise de la consommation par l'intégration « transformation-utilisation » au niveau du consommateur qui détient alors une meilleure maîtrise de ce couple.

Le **troisième niveau** concerne la production d'énergie au stade primaire par l'utilisation des énergies locales et renouvelables. Ce niveau peut être associé aux deux premiers (transformation et utilisation locales) dans un certain nombre de cas (comme par exemple le chauffage au bois, le solaire thermique, le photovoltaïque en site isolé, la géothermie basse température...) et dans ce cas on se trouve dans la situation d'une énergie répartie dans sa globalité avec une intégration complète « production-transformation-utilisation » qui donne une grande maîtrise au consommateur et lui permet en particulier d'exercer pleinement le premier niveau. Ou bien ce troisième niveau constitue l'apport des énergies renouvelables à un système de distribution national : carburants de substitution issus de la biomasse, grandes productions d'électricité (grande hydraulique, grands parcs éoliens « offshore » par exemple).

## **2. L'énergie décentralisée ou répartie**

### *2.1 La maîtrise des consommations d'énergie : un champ d'action décentralisé*

La maîtrise des consommations d'énergie est la forme la plus immédiate et potentiellement la plus puissante de l'intervention du niveau individuel et territorial sur le système énergétique.

La reconnaissance du rôle de la maîtrise des consommations d'énergie dans la sécurité énergétique n'est 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 du fait des activités du système énergétique, depuis la production jusqu'à la consommation.

Mais force est de constater que dès qu'il s'agit de mettre en œuvre des politiques 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, l'importance des potentiels globaux de la maîtrise des consommations d'énergie est rarement connue, notamment des dirigeants.

Nous rappelons ici les évaluations des potentiels qui résultent des travaux de prospective énergétique menés en France qui mettent en évidence les ordres de grandeur de la marge de manœuvre considérable que représente cette première forme de « l'énergie répartie ».

#### *2.1.1 Les scénarios de prospective énergétique du Plan à l'horizon 2020*

Le groupe « Energie 2010-2020 » du Commissariat général du Plan 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. Il est important de souligner que les trois scénarios assurent la même satisfaction des besoins en services énergétiques des consommateurs.

**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 l'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 publique, notamment vis-à-vis du respect des engagements du protocole de Kyoto (limitation des émissions de gaz à effet de serre). L'effort d'efficacité énergétique est important.

Du point de vue de l'offre d'énergie, la différence essentielle entre les trois scénarios est le fait que, dans le scénario S1, les centrales nucléaires sont remplacées, en fin de vie, par des centrales au gaz naturel à cycle combiné, alors que le nucléaire garde une place prépondérante pour la production d'électricité dans les scénarios S2 et S3.

### 2.1.2 Evaluation des potentiels de maîtrise des consommations d'énergie

L'évaluation des ordres de grandeur des potentiels de maîtrise des consommations d'énergie à l'horizon 2020 est faite en comparant les consommations d'énergie finale des scénarios S1 (« laisser faire ») et S3 (« politique d'efficacité énergétique »).

#### Les consommations d'énergie finale

Les tableaux suivants indiquent les consommations d'énergie finale pour l'année 1997 (année de départ de l'étude) et pour l'année 2020 pour les scénarios S1 et S3.

1997	Charbon	Produits pétroliers	Gaz	Electricité	Energies renouvelables*	TOTAL
Industrie	7,0	8,7	11,1	11,2	2,0	40,0
Résidentiel et tertiaire	1,1	17,0	17,2	18,9	9,1	63,3
Agriculture		2,7	0,2	0,2		3,1
Transports		48,0		0,9		48,9
<b>TOTAL</b>	<b>8,1</b>	<b>76,4</b>	<b>28,5</b>	<b>31,2</b>	<b>11,1</b>	<b>155,3</b>

S1 en 2020	Charbon	Produits pétroliers	Gaz	Electricité	Energies renouvelables*	TOTAL
Industrie	6,5	7,2	13,9	16,0	3,8	47,4
Résidentiel et tertiaire	0,2	14,9	30,0	27,0	9,7	81,8
Agriculture		2,7	0,2	0,2		3,1
Transports		75,4		1,1	0,4	76,9
<b>TOTAL</b>	<b>6,7</b>	<b>100,2</b>	<b>44,1</b>	<b>44,3</b>	<b>13,9</b>	<b>209,2</b>

S3 en 2020	Charbon	Produits pétroliers	Gaz	Electricité	Energies renouvelables*	TOTAL
Industrie	5,2	5,6	10,6	14,8	2,2	38,4
Résidentiel et tertiaire	0,1	12,7	23,4	20,4	9,0	65,6
Agriculture		2,7	0,2	0,2		3,1
Transports		52,2	1,3	2,0	0,6	56,1
<b>TOTAL</b>	<b>5,3</b>	<b>73,2</b>	<b>35,5</b>	<b>37,4</b>	<b>11,8</b>	<b>163,2</b>

\* Bois et biomasse

#### Les potentiels de la maîtrise des consommations d'énergie à l'horizon 2020

Les ordres de grandeur des potentiels par secteur et par produit sont obtenus par différence entre les consommations finales de S1 et de S3 :

S1 – S3 en 2020	Charbon	Produits pétroliers	Gaz	Electricité	Energies renouvelables*	TOTAL
Industrie	1,3	1,6	3,3	1,2	1,6	9,0
Résidentiel et tertiaire	0,1	2,2	6,6	6,6	0,7	16,2
Agriculture		0	0	0		0
Transports		23,2	- 1,3	- 0,9	- 0,2	20,8
<b>TOTAL</b>	<b>1,4</b>	<b>27,0</b>	<b>8,6</b>	<b>6,9</b>	<b>2,1</b>	<b>46,0</b>

\* Bois et biomasse

- Le potentiel total de maîtrise des consommations d'énergie finale est de 46 Mtep, ce qui représente 30% de la consommation finale totale en 1997
- En termes de potentiel par secteur, les transports viennent en tête, suivis du secteur résidentiel et tertiaire et de l'industrie
- Le potentiel « produit-secteur » le plus important est celui des économies de produits pétroliers dans le secteur des transports
- Viennent ensuite les économies de gaz et d'électricité dans le secteur résidentiel et tertiaire. Le potentiel de 6,6 Mtep de maîtrise de la demande d'électricité dans ce secteur représente 77 TWh.

On peut noter que dans les scénarios du Plan, le chauffage électrique reste important : sa réduction au profit d'autres solutions augmenterait notablement le potentiel de maîtrise de la demande d'électricité.

Ce simple exercice de comparaison des scénarios met en évidence une possibilité d'action considérable dont une partie très importante peut être exercée au niveau des ménages et des collectivités territoriales.

## 2.2 Une typologie des technologies de production décentralisée d'électricité et de chaleur

### 2.2.1 Les nouveaux paradigmes technico-économiques.

L'avènement du cycle combiné et du développement des cogénérations par turbines à gaz a mis en évidence les gains associés à l'effet de série par rapport à ceux induits par l'effet d'échelle qui étaient jusqu'ici la règle de base du choix technologique. Avec des performances globales allant de 55 % pour les cycles combinés à 85 % pour les cogénérations, ces équipements ont rattrapé l'avantage structurel de la production de grande échelle et, fabriqués aujourd'hui en grandes séries, ils voient leur coût unitaire de production décroître de façon significative, et cette tendance devrait se poursuivre dans les prochaines années, avec l'accroissement du marché de ces modes de production.

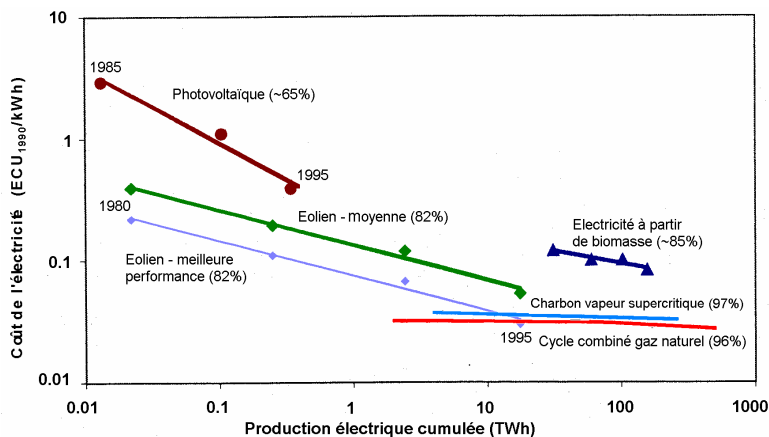
Une **liste de technologies** de production d'électricité et de chaleur (cogénération) correspondant à des unités de très petite à moyenne taille est proposée<sup>7</sup>. Ces techniques ont été retenues sur des critères de différentes natures :

- La maturité technico-économique avérée ou à venir du mode de production
- La réponse à une demande des acteurs économiques, politiques et sociaux.

<sup>7</sup> Informations extraites du rapport : "Estimation de la part potentielle de la production décentralisée par rapport à l'ensemble de la production", réalisé pour le Commissariat Général du Plan par EXPLICIT (Septembre 2000).



## 2.2.2 Coûts projetés des nouvelles technologies énergétiques



Le coût projeté des technologies de production décentralisée est évalué à partir de la théorie du cycle de vie (phases : R&D, pré-série, introduction sur le marché, développement commercial, maturation) fondé sur la courbe d'apprentissage. A titre d'exemple, la figure ci-après présente les courbes d'apprentissage pour différentes technologies de production d'électricité en Europe de 1980 à 1995.

Source : Claeson (1999) et Wein (2000)

Il apparaît que les technologies éprouvées (cycle combiné gaz, centrale charbon, cogénération biomasse) ont des facteurs de réduction plus faibles que les filières émergentes. Ces pentes reflètent assez bien l'historique des technologies thermiques classiques.

**Rendement électrique croissant** : l'amélioration des rendements de production d'énergie mécanique est continue et a fait de très gros progrès au cours des quinze dernières années, approchant la limite que constitue le rendement de Carnot. L'arbitrage entre productions de chaleur et d'électricité permet d'améliorer le rendement global des installations et de limiter les effluents de chaleur.

## 2.3 Les technologies en vue de la production énergétique de proximité

Production dédiée ou production en cogénération : les progrès technologiques sont très importants et des progrès décisifs sont attendus. C'est pour cette raison que l'on classe les technologies en trois catégories : production classique disponible aujourd'hui, technologies de rupture dont on attend beaucoup à moyen terme, les technologies d'après-demain.

### 2.3.1 Les technologies classiques de production, disponibles aujourd'hui

Les **technologies de production de chaleur dédiée** sont de plus en plus associées à des réseaux de chaleur. C'est tout particulièrement le cas pour les chaudières à bois en zone semi-rurale. Le progrès technologique vient tout autant de la conception des réseaux que de celle de la chaudière. En terme de potentiels d'utilisation de chaleur issue de la biomasse ou de déchets urbains, les systèmes de distribution de chaleur sont fondamentaux. Les besoins de chaleur à basse température représentent, nous l'avons vu, le premier poste de la consommation finale d'énergie.

Pour les **technologies de production en cogénération**, on cherche à produire à échelle réduite de l'électricité et de la chaleur qui, l'une et l'autre et de manière équilibrée trouvent un usage localement. Le combustible est en général un hydrocarbure.

- Les **moteurs à combustion (MAC)** en cogénération d'électricité et de chaleur ont une gamme de puissance qui s'étend de 5 kWe à 5 MWe, puissance installée unitaire de l'ordre de 1 MWe,

combustible : gaz naturel. Dans le parc actuel des installations de cogénération, le moteur à combustion représente 53 % des équipements utilisés mais seulement 14 % de la puissance installée en cogénération en France (4,1 GWe). Le rendement électrique moyen est relativement élevé (37 %) et la disponibilité très forte (95 %). A l'horizon 2050, les gains attendus portent sur le rendement électrique moyen (55 %), la durée de vie (25 ans), le coût (335 à 460 €<sub>99</sub> par kWe) ainsi que le taux d'émission de CO<sub>2</sub> (-29 % par rapport à 2000)

- La **turbine à combustion** (TAC) en cogénération est issue de la recherche et du développement de turbines aéronautiques. La turbine génère de l'électricité et les gaz de combustion alimentent une chaudière. Les turbines à combustion utilisent à 90 % du gaz naturel (le reste utilise d'autres gaz, fuel domestique ou fuel lourd). La puissance unitaire se situe entre 5 et 10 MWe. Le rendement électrique s'est amélioré avec une moyenne de 24 % en 1994 à 31 % fin 1997. Les turbines à combustion en cogénération présentent actuellement des rendements électriques de l'ordre de 40 % avec un objectif à terme de 45 %. Deux tiers des nouvelles puissances installées en cogénération sont des turbines à combustion. Les objectifs pour 2050 sont : un rendement moyen de 57 %, un coût de 370 à 640 €<sub>99</sub> par kWe et un taux d'émission de CO<sub>2</sub> inférieur de 40 % à celui de 2000.

**L'aérogénérateur ou éolienne** transforme l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique ou électrique. Les éoliennes étant en général construites dans des zones peu peuplées, l'économie des projets est aussi liée aux coûts de raccordement au réseau de transport ou de distribution. De l'ordre de 1 500 € du kWe pour une installation offshore, les coûts sont de 10 à 35 % plus bas pour les aérogénérateurs terrestres.

### 2.3.2 Les technologies de rupture qui verront le jour demain

- Des **mini ou micro turbines à combustion** (entre 5 et 250 kWe pour des usages industriels, dans le tertiaire et dans le résidentiel) sont disponibles sur le marché depuis quelques années. Les principaux constructeurs ont investi le marché de la mini-cogénération en Europe, on y dénombre plus de dix mille installations mais seulement une trentaine en France (2 500 en Hollande, puissance moyenne de 125 kWe). Ces petites turbines acceptent des combustibles de toute nature (gaz naturel, gaz liquide, gaz issu de méthanisation, etc.). Comme pour les turbines de grande taille, l'optimisation de la combustion permet une réduction sensible des émissions de NO<sub>x</sub> et de CO. La réduction des émissions de CO<sub>2</sub> est directement liée à l'amélioration du rendement global de l'installation (récupérateurs en particulier).

En 2050 les mini et micro-turbines visent un rendement électrique de 45 %, une durée de vie de 25 ans, un coût d'investissement de 170 à 380 €<sub>99</sub> par kWe et un taux d'émission de CO<sub>2</sub> réduit d'un tiers par rapport à celui de 2000.

- Le **moteur Stirling à combustion externe**, utilisé en cogénération, nécessite peu de maintenance, sa conception permet des réalisations de très petite taille, la gamme pré-commerciale disponible se situe entre 5 et 50 kWe (pour une puissance thermique environ du double). La combustion externe autorise un large spectre de combustibles et de sources de chaleur (énergie solaire, combustibles conventionnels, biomasse, déchets). La frontière acceptable du point de vue économique est de l'ordre de 700 € par kWe contre près du double actuellement. Le marché-niche de référence est la production sur site d'électricité à basse tension et de chaleur à basse température dans le secteur résidentiel. En 2050 le rendement du moteur Sterling devrait atteindre 39 %, son coût s'abaisser à

500 €<sub>99</sub> par kWe et le taux d'émission de CO<sub>2</sub> se réduire de plus d'un tiers par rapport à celui de 2000.

- La **pile à combustible** présente une rupture technologique avec le schéma actuel de production d'électricité. Ce procédé électrochimique repose sur le principe inverse de l'électrolyse, il fait l'économie de la conversion d'une énergie thermique en énergie mécanique en produisant directement de l'électricité et autorise un rendement électrique élevé. Les piles à combustibles peuvent utiliser une vaste gamme de combustibles qui incluent notamment le gaz naturel, le propane, le biogaz, le méthanol et l'hydrogène.

D'autres caractéristiques ont renforcé l'intérêt pour cette filière au cours des dernières années : la modularité (équipements par définition "empilables"), permettant l'intégration à différents types de besoins (transport, industrie, tertiaire, résidentiel) ; rendement quasiment décorrélé de la taille de l'installation (une cellule de 100 W a un rendement électrique comparable à celui d'un système complet de 1 MW) ; très peu de pertes liées au changement d'échelle ; rendement électrique (40 à 60 %) non limité par le principe de Carnot ; faible impact sur l'environnement.

Les piles à combustible se différencient selon le type d'électrolyte utilisée : **AFC** (alkaline fuel cell) ; **MCFC** (molten carbonate fuel cell), adaptées à une utilisation dans l'industrie en cogénération. ; **SOFC** (solid oxide fuel cell), fonctionnant à haute température (entre 850 et 1000 °C), elles concentrent actuellement les efforts de recherche car le rendement électrique est supérieur à 60 % et elles ont des applications industrielles intéressantes ; **PEMFC** (proton exchange membrane fuel cell), dont la capacité de démarrage est très rapide (applications dans les transports) ; **PAFC** (phosphoric acid fuel cell), les plus répandues dans le monde ; **DMFC** (direct methanol fuel cell), fonctionnant directement à partir du méthanol livré à l'état liquide, elle retient l'intérêt pour ses applications dans le domaine des transports et la production délocalisée d'énergie.

En France, on ne dénombre actuellement qu'une seule installation en fonction (PAFC de 200 kWe en cogénération sur un site résidentiel à Chelles - Seine et Marne) ; une deuxième doit être inaugurée à Dunkerque le 29 novembre 2002.

On passe progressivement de la R&D à la pré-série industrielle. Les coûts annoncés pour les premiers modules (type PAFC) demeurent très élevés, environ 2 750 €<sub>99</sub>/kWe, l'objectif de moyen terme est de l'ordre de 770 €<sub>99</sub>/kWe en 2005, objectif réaliste étant donné les gains attendus sur la réduction du recours aux métaux nobles et la fabrication en série industrielle des électrodes et des plaques bi-polaires.

Le souci des **constructeurs automobiles** de disposer dans les décennies à venir d'une alternative fiable au système actuel motive la recherche : si une telle technologie supprime le classique moteur à explosion, la rupture technico-économique se situera plus sur les coûts unitaires que sur une nette amélioration du rendement électrique. Le point de rupture est estimé à 60 ou 75 €<sub>99</sub> par kWe installé. A ce coût, un moteur automobile d'une puissance équivalente à 50 kWe sera compétitif avec les solutions classiques (environ 3 000 €<sub>99</sub>). De même que le développement du turbo alternateur dans le transport aérien a favorisé l'émergence des turbines à gaz et des cycles combinés, l'application automobile de la pile à combustible induira sa diffusion pour les applications de production d'énergie stationnaires.

### *2.3.3 Les technologies d'après-demain, encore plus performantes*

L'augmentation des rendements électriques et une plus grande flexibilité de fonctionnement des systèmes contribueront à accroître le marché des systèmes décentralisés. Cependant, l'adaptation du facteur institutionnel, notamment pour le transport sur boucle locale, est prépondérante pour induire le développement des équipements de production décentralisée.

## **2.4 Valorisation des ressources locales et gestion des déchets**

La contribution potentielle des énergies renouvelables, des techniques de récupération et de valorisation énergétique des déchets à la production totale non centralisée est évaluée à court et moyen terme, à long terme lorsque cet horizon est pertinent. L'estimation présentée est une contribution maximale de tel ou tel couple énergie – technologie. La limite du potentiel est fixée par la disponibilité de la ressource et un coût de production globalement acceptable, ce coût pouvant être sensiblement diminué par la prise en compte d'externalités positives.

### *2.4.1 Potentiel déchets – résidus.*

La valorisation des déchets industriels d'origine pétrolière (IGCC : Integrated gazefier combined cycle) pourrait produire annuellement 2,9 TWh (365 MW) en 2005 et 8 TWh (1 000 MW) en 2010, le potentiel de méthanisation des déchets agricoles et urbains est de 4,6 TWh (760°MW) d'ici à 2010 et la production de biogaz par les stations d'épuration pourrait produire 2,6 TWh (430 MW) à ce même horizon.

### *2.4.2 Potentiel biomasse*

La consommation actuelle de bois est de l'ordre de 8 à 9 Mtep par an, soit 4 % de la consommation d'énergie primaire. La ressource est de l'ordre de grandeur de la consommation actuelle mais celle-ci n'augmentera pas considérablement et pourrait même diminuer dans l'avenir en raison de la modernisation des installations (économies d'énergie et substitution). La ressource en bois énergie mobilisable à l'horizon 2020 est de l'ordre de 13 Mtep par an (essentiellement par croissance des utilisations de type industriel). Compte tenu de contraintes telles que l'érosion dans certaines régions, le potentiel énergétique total des pailles de céréales est de 1,5 Mtep par an. On estime que le potentiel énergétique total des effluents d'élevage et des pailles est de l'ordre de 1,8 à 2,6 Mtep en énergie primaire.

### *2.4.3 Potentiel du solaire photovoltaïque*

Les toitures solaires se développent actuellement dans plusieurs pays. En France, une production de l'ordre de 40 TWh à l'horizon 2050 est envisageable sans difficultés du point de vue du réseau et sans faire appel aux échanges extérieurs. Cette production est très complémentaire de la production réalisée en cogénération décentralisée au même horizon.

### *2.4.4 Potentiel du solaire thermique pour la production d'eau chaude sanitaire et en économiseur de chauffage*

Physiquement, les bornes du gisement exploitable sont les surfaces des toitures, en particulier pour l'habitat collectif. Le choix de l'option "économiseur" réduit les surfaces de capteurs et limite ce problème. Si la France rattrapait Chypre en surface de capteurs par habitants (1 m<sup>2</sup> de capteur par habitant) ou encore si une habitation sur trois était équipée, cela représenterait une production annuelle de l'ordre de 30 TWh

thermiques. Il convient de noter qu'il y a plus de complémentarité que de concurrence avec la micro-cogénération, essentiellement utilisée pour le chauffage d'hiver.

#### *2.4.5 Potentiel éolien*

Trois zones géographiques sont retenues : le Grand Nord-Ouest (du Nord à la Charente-Maritime), le Grand Sud (littoral méditerranéen) et le Grand Centre (sans la zone littorale). Ces zones géographiques bénéficient de gisements éoliens allant de 2 000 à 3 000 kWh/m<sup>2</sup>. Le potentiel technico-économique éolien annuel est estimé à 51 TWh, répartis entre installations « offshore » (60 %) et terrestres (40 %), pour une puissance d'environ 18 000 MW.

### **2.5 Le potentiel de la production décentralisée d'électricité à l'horizon 2050**

La détermination de la part potentielle de production décentralisée d'électricité en France repose sur l'analyse de la compétitivité relative projetée entre solution centralisée (réseau) et non-centralisée (mise en œuvre de moyens de production locaux). Une telle analyse nécessite la mise en place d'un cadre homogène d'évaluation des technologies et la définition préalable de critères de comparaison. Le coût de mise à disposition du kWh pour le consommateur final et la disponibilité de l'équipement constituent les éléments de comparaison de ces deux types de solutions. Le concept économique de temps de retour (expression du coût global actualisé) exprime l'opportunité d'un tel choix technologique (fourniture réseau ou production locale).

Pour chaque période entre **2000-2020** et **2020-2050**, des technologies (évaluées sur la base du temps de retour vis-à-vis de la fourniture centralisée) sont en compétition pour exploiter le potentiel de production non-centralisée. Il est nécessaire de déterminer d'une part ce potentiel et d'autre part la probabilité d'adoption de chacune des technologies pour chaque période. La connaissance de ces deux éléments permet d'évaluer les parts de marché respectives de chacune des technologies de production non-centralisée par rapport à la production totale pour les différentes périodes.

#### *2.5.1 Evolutions tarifaires de la fourniture énergétique par le réseau*

Trois options énergétiques fortes, caractérisées par l'évolution du cours du gaz naturel, ont été retenues : (1) stabilité du cours du gaz naturel sur la période 2000 – 2050 ; (2) légère accélération du cours du gaz naturel : multiplication par 1,5 entre 2000 et 2050 ; (3) forte augmentation du cours du gaz naturel : multiplication par 2 entre 2000 et 2050. Sur la base de ces scénarios, du maintien de la discrimination tarifaire et du cycle combiné comme système de référence une grille tarifaire est conçue pour le gaz et l'électricité pour cinq profils de consommation (*résidentiel et petit tertiaire, tertiaire, petite industrie, moyenne industrie, grande industrie*).

#### *2.5.2 Cadrage de la part potentielle globale de la production non-centralisée :*

Pour assurer et pérenniser une démarche locale de planification intégrée des ressources énergétiques (IRP), il est nécessaire de disposer **d'un gestionnaire indépendant du réseau de distribution** assurant l'intégration optimale des moyens de production locaux sur la boucle locale de transport et de distribution. Parmi les dispositions nécessaires, le gestionnaire indépendant doit permettre l'accès des tiers à tous les niveaux de transport et de distribution, y compris en basse tension.

Pour les besoins de la mission du Commissariat Général du Plan relative à l'*Etude économique prospective de la filière nucléaire*, deux scénarios prévisionnels de la demande entre 2020 et 2050 ont été conçus : Scénario haut "forte consommation énergétique-état industriel" (**S2-H**) et Scénario bas "faible consommation énergétique-politique de maîtrise de l'énergie" (**S3-B**) (voir le chapitre 2, paragraphe 2.1.1 ci-dessus).

### 2.5.3 Performance économique de la production non-centralisée

La prospective réalisée sur les technologies concurrentes de production non-centralisée est établie sur deux types d'équipements de production en cogénération : **les technologies classiques** (moteur à combustion [50 kWe-5 MWe], turbine à combustion [1 MWe – 50 MW]) et **les technologies émergentes** (moteur Stirling [5 kWe – 50 kWe], mini et micro-turbine [5 kWe – 250 kWe], pile à combustible [5 kWe – 1 MWe]). Des critères technique et économiques caractérisent ces filières (rendement, coûts, etc.). A chaque couple technologie - gamme correspond un usage final (résidentiel individuel, résidentiel collectif, petit tertiaire, etc.).

Le coût global actualisé du kWh sur la durée de vie de l'équipement est comparé au coût d'approvisionnement par le réseau du même kWh. La chaleur co-produite est valorisée (calcul dit "à chaudière équivalente").

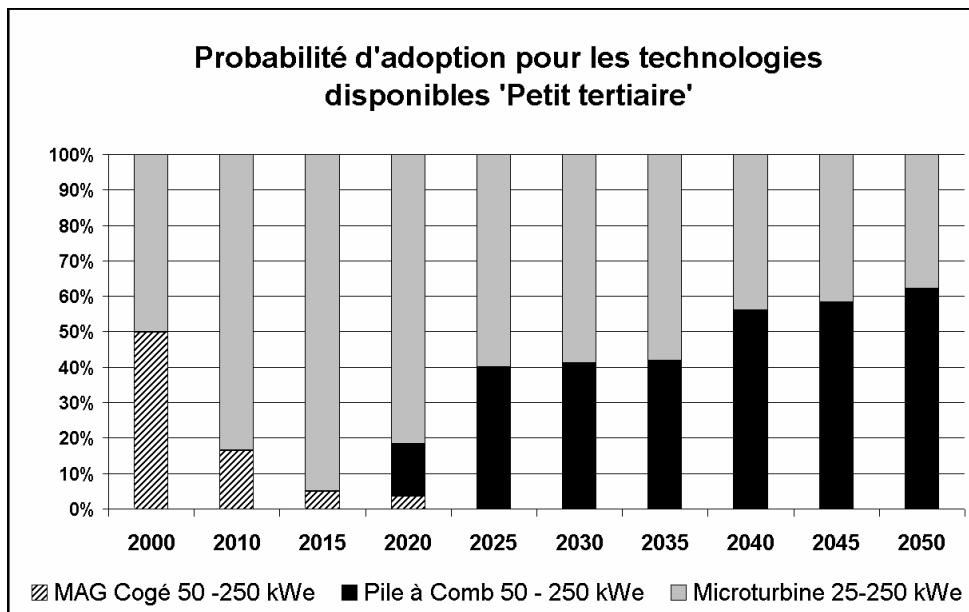
Pour chacune des gammes technologiques et dans chaque secteur de consommation-production on calcule le coût global actualisé en cogénération ainsi que le temps de retour qui intègre le bénéfice de l'électricité non auto-consommée rachetée soit par le producteur centralisé avec un contrat de puissance minimum garantie soit dans le cadre d'une mutualisation de la production énergétique au niveau d'une boucle locale.

**La principale rupture technico-économique est l'avènement de la pile à combustible** : à partir de 2020, sur la base de la prospective, le temps de retour de cette technologie est de 30 % à plus de 50% moins important que celui des technologies concurrentes. Les mini et micro-turbines bénéficient aussi d'un saut qualitatif. Les secteurs où la production à partir de petite puissance est efficace bénéficient au mieux des développements technologiques et de l'amélioration économique de ces nouvelles offres.

### 2.5.4 Probabilités d'adoption des technologies en compétition intra-sectoriel

Trois hypothèses de base ont été retenues pour définir au mieux le processus de choix entre des solutions concurrentes : **le temps de retour absolu** (6 ans et moins pour la grande et moyenne industrie, 4 ans et moins pour le grand tertiaire, la petite industrie et les compagnies de services énergétiques [Esco] dans le résidentiel collectif, 2 ans et moins pour le petit tertiaire et le résidentiel individuel), **le temps de retour relatif** (plusieurs solutions techniques respectent le temps de retour de référence, celle qui a le plus faible temps de retour relatif a une probabilité d'adoption supérieure aux concurrentes), **la durée de performance** ("prime d'ancienneté" de performance et de stabilité de celle-ci).

Pour chaque secteur est établie une suite des probabilités d'adoption analogue à celle qui est présentée ci-après, à titre d'exemple, pour le "petit tertiaire".



#### 2.5.5 Estimation des parts de marché des moyens de production décentralisée :

Pour chacun des deux scénarios de consommation, les technologies décentralisées ne contribuent qu'à la croissance du parc de production. Malgré la forte compétitivité de ces technologies, on suppose que les opérateurs n'anticipent pas le renouvellement des unités de production centralisée par des unités décentralisées. La montée en régime des moyens de production décentralisée est progressive jusqu'à 2010. Au-delà de 2010, les deux scénarios divergent quant à la probabilité d'adoption du décentralisé :

- Dans le **scénario S2-H**, fondé sur une logique libérale et industrielle, caractérisé par une consommation d'énergie en croissance rapide, on considère que le renouvellement des capacités existantes se fait à l'identique. Les technologies décentralisées assurent la croissance de la demande
- Dans le **scénario S3-B**, qui traduit une vive reprise de la politique de maîtrise de l'énergie, la part de marché de l'ensemble des technologies décentralisées résulte d'une programmation à long terme. Ces technologies font plus qu'assurer la croissance des besoins de production.

Les potentiels programmables de production non centralisée dérivent pour une très large part des **décisions de caractère programmatique ou de la régulation** que les autorités en charge de ces fonctions peuvent prendre : contribution au non-renforcement de lignes THT, optimisation du parc de production, développement d'une offre technologique, amélioration de la compétitivité économique par un cadre fiscal adapté, etc.

#### Potentiel programmable pour le scénario à forte consommation énergétique [S2-H] :

En raison du doublement de la consommation totale entre la période actuelle et 2050 le potentiel ouvert à la production décentralisée est considérable, principalement dans le résidentiel et l'industrie. La production décentralisée capte 22 % du marché en 2020, sa contribution augmente jusqu'à 45 % en 2050.

Au-dessous de 250 kW, trois technologies sont en compétition : moteur à gaz, micro-turbine et pile à combustible, seule la micro-turbine et la pile à combustible subsistent après 2020 et se partagent le marché.

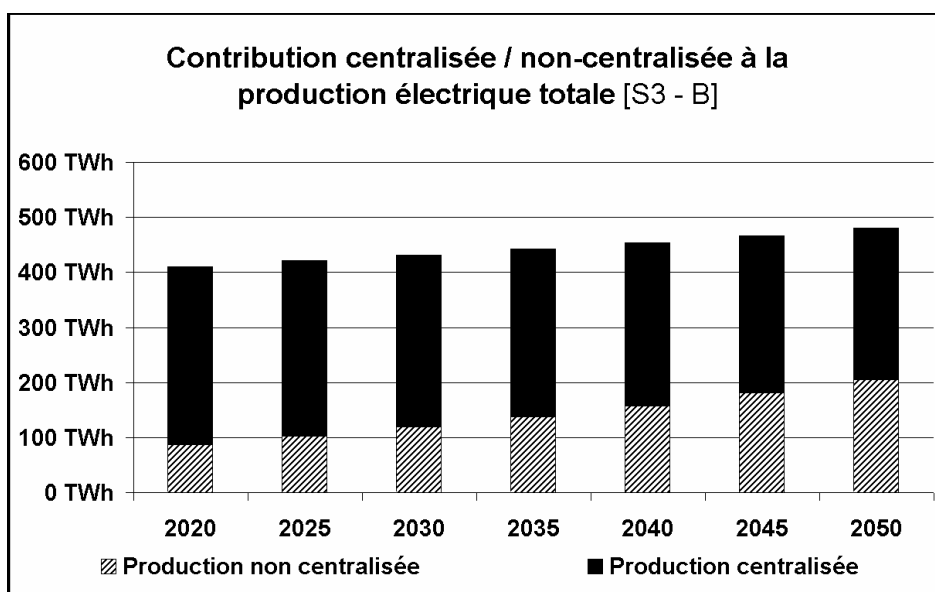
Au-dessus de 250 kW, le moteur à gaz résiste jusqu'à 2035-2040 mais il est ensuite supplanté par la pile à combustible de puissance.

### Potentiel programmable pour le scénario à consommation énergétique maîtrisée [S3-B] :

Dans ce scénario la croissance de la demande avec reconduction partielle du parc de 2010 à l'identique est accompagnée par un effort programmatique important de la part des pouvoirs publics dans le domaine de la promotion et l'intégration des moyens locaux de production. Cette préoccupation est la déclinaison d'options politiques, techniques et économiques favorables à l'environnement (exemple des programmes type Eole, Cogénération 97.01 ou certificats verts). La croissance modérée des consommations est liée à une préoccupation sociale d'internaliser au mieux les dommages collatéraux de la production électrique. Cependant les outils programmatiques de substitution des sources de production peuvent pallier la faiblesse de la croissance.

L'obligation sociale de valorisation de ressources fatales ou renouvelables se traduira par un niveau plus important d'exigence dans les certificats verts. A l'heure actuelle, les expériences européennes dans ce domaine se sont concrétisées par un kWh moyen avec un contenu de 20 % de ces ressources locales. Par ailleurs, un renchérissement du cours du gaz naturel par une application d'une écotaxe aurait pour conséquence de mieux valoriser économiquement la coproduction de chaleur ou de froid dans un système de cogénération.

**Dans le scénario S3-HB, la production décentralisée capte 18 % du marché en 2020 et 44 % en 2050, des niveaux en tout point comparables à ceux du scénario S1-H.**



La lecture de ce graphique met en lumière qu'un effort continu et stable des pouvoirs publics dans une conjoncture atone pour la demande ne pénalise en rien la mobilisation possible d'un potentiel de production non centralisée. Plus encore dans ce scénario, c'est la capacité des agents à anticiper les évolutions de la société qui déterminera le passage d'un parc de production électrique en équilibre instantané à un parc optimisé économiquement et techniquement répondant à des besoins territoriaux. Le pas de progression de la capacité de production nécessaire étant plus faible, le dimensionnement optimal du parc s'accorderait avec des unités de moyenne et de petite puissance. Dans un tel cadre, une programmation intégrée des installations non-centralisées serait menée avec profit par les gestionnaires des réseaux de transport et de distribution, indépendants l'un de l'autre.

### 2.5.6 Une stratégie pour réaliser le potentiel programmable :

La réalisation des potentiels programmables évalués dépendra des orientations et des décisions stratégiques prises par les pouvoirs publics dans leur fonction de planification et de régulation, différentes étapes de cette stratégie peuvent être évoquées : planification des puissances à installer et connaissance de la demande (programmation des puissances à installer), offre technologique et programmes de R&D, compétitivité économique dépendant du cadre fiscal et de contraintes économiques, stimulation des parts de marché par les outils programmatiques.

## 3. Responsabilités et initiatives territoriales

### 3.1 Que pouvons-nous constater du côté des territoires ?

Traditionnellement, en fait depuis la Libération et les lois de nationalisation, la question énergétique s'est confondue avec le niveau national. Evoquer la « politique énergétique » revenait – et souvent revient encore – à parler de « politique énergétique **nationale** ».

Certes, il y a bien eu des initiatives locales durant cette période, parfois soutenues par de nouvelles politiques nationales de maîtrise de l'énergie. Citons quelques exemples :

- **Production et distribution de chaleur** au travers de réseaux locaux de chaleur (il y en a près de 400 en France, presque toujours d'initiative communale) dont un nombre croissant utilise des énergies renouvelables, en particulier la biomasse ; une **tendance plus récente** a conduit à installer des systèmes de cogénération – donc aussi de production **d'électricité** - à partir de déchets, de gaz, plus rarement de bois ; plus récemment encore, des initiatives communales ont vu le jour pour tirer parti du gisement éolien, un peu comme il y a un siècle, elles s'étaient mises à exploiter les ressources hydrauliques locales
- Les crises pétrolières ont permis un réinvestissement des municipalités au début des années 80 pour une meilleure gestion des **Consommations d'énergie** dans le patrimoine communal et, ce faisant, pour valoriser localement des ressources renouvelables
- La fonction de **Distribution d'énergie** est de compétence locale pour les trois vecteurs énergétiques : chaleur, gaz et électricité. Mais il a fallu attendre le début des années 90 pour voir se réveiller les contrats de concession avec EDF après souvent plus de 25 ans de vide juridique, c'est à dire de distribution en dehors de tout **contrat de concession** dûment signé. On peut espérer voir dans ce sursaut un regain d'intérêt pour une meilleure implication locale, au niveau communal, intercommunal, souvent au niveau départemental. Il nous faut aussi mentionner les communes qui continuent de **distribuer l'énergie sous leur propre responsabilité** (comme c'est le cas à Grenoble pour l'électricité, le gaz et la chaleur)
- On a vu aussi, mais encore de façon pilote plutôt que généralisée, des actions **d'Information et d'Animation** vis à vis des acteurs locaux, au travers par exemple **d'agences locales de maîtrise de l'énergie**, (comme à Grenoble) un peu comme plusieurs régions ont créé des **agences régionales de l'énergie** (comme dans la région Rhône-Alpes).
- **Les Régions** ont toutes conclu dans le cadre des Contrats de Plan Etat-Région des accords avec l'ADEME dans lesquelles elles cofinancent des actions en matière d'efficacité énergétique et d'énergies renouvelables. Ici et là se construisent des Observatoires régionaux de l'énergie, des cartes d'émissions de gaz à effet de serre, des Comités régionaux de l'énergie.
- Et puis, il ne faut pas oublier l'initiative **des Assises Nationales de l'Energie centrées sur les responsabilités des Collectivités locales**. La 4<sup>ème</sup> édition en est organisée à Grenoble du 2 au 4

décembre 2002 et elle sera suivie d'autres. Aurait-on imaginé cela il y a 10 ans seulement, avec autant d'acteurs réunis ?

On se plaît à souligner ce qui fait presque figure d'exception dans un océan de centralisme. Sait-on par exemple que toute nouvelle installation de production d'électricité photovoltaïque y compris de quelques centaines de watts est publiée au Journal Officiel de la République Française rapportant l'autorisation de Madame la Ministre déléguée à l'Industrie? Combien de pages contiendrait le JO allemand s'il était utilisé aussi à de telles fins ?

De fait, on ne peut que constater l'écart entre **la situation française à cet égard et celle des pays nordiques ou fédéraux** où le « pouvoir énergétique » est plus ancré dans le local, davantage une question de responsabilité citoyenne, pour la simple raison que l'on rencontre partout sur le territoire des personnes, des structures, impliquées dans la question énergétique. C'est forcément le cas dans un pays comme le Danemark où 65% de l'électricité est produite en cogénération et près de 15% en éolien, la plupart du temps par des compagnies municipales. De nombreux exemples illustrent le fait que plus la question énergétique est décentralisée, plus on rencontre d'initiatives innovantes, mobilisant de nouvelles technologies, explorant de nouvelles méthodes, inventant de nouveaux concepts. L'exemple contraire vaut également.

Il nous faut prendre au sérieux cette expérience européenne, pour ne pas passer à côté d'un grand mouvement dans le domaine énergétique, avec toutes les opportunités économiques, sociales, environnementales, industrielles et territoriales qu'il recèle. Et pour cela, mettre à profit les possibilités déjà existantes dans notre pays, et en attendant peut-être de nouvelles.

### **3.2 Les mesures récentes**

Les mesures législatives les plus récentes (avant mai 2002) se sont pour l'essentiel contenté de maintenir les compétences existantes au niveau local (distribution) en prenant en compte l'existence de nouvelles technologies (éolien par exemple), sans pour autant – jusqu'à présent – donner un coup de fouet pour une prise en charge plus décentralisée de la question énergétique. Au-delà des intentions, les embûches administratives demeurent d'ailleurs nombreuses.

Cependant, s'en tenir à ce seul constat, à savoir que les mesures législatives de ces dernières années n'auraient pas poussé à une meilleure prise en charge locale et territoriale de la question énergétique, serait inexact. Et – mais est-ce un hasard ? – l'évolution est venue davantage du côté « territorial » que du côté « énergétique ».

### **3.3 Le Schéma de services collectifs de l'énergie**

La dimension territoriale – infra nationale - de la question énergétique est en effet pleinement reconnue dans le Schéma de services collectifs de l'énergie (l'un des 9 schémas de services collectifs), issu de la Loi d'Orientation et d'Aménagement Durable Du Territoire (LOADDT) : les collectivités territoriales – de la Région à la Commune - sont invitées à s'engager pour l'efficacité énergétique, les énergies renouvelables et décentralisées ; c'est une avancée majeure.

Que nous dit la LOADDT au sujet du Schéma de services collectifs d l'énergie ?

« Le Schéma de services collectifs de l'énergie définit, dans le cadre de la politique nationale de l'énergie, les objectifs d'exploitation des ressources locales d'énergies renouvelables et d'utilisation rationnelle de l'énergie concourant à l'indépendance énergétique nationale, à la sécurité d'approvisionnement et à la lutte contre l'effet de serre (...).« Il détermine les conditions dans lesquelles l'Etat et les Collectivités territoriales pourront favoriser des actions de maîtrise de l'énergie ainsi que de production et d'utilisation des énergies renouvelables en tenant compte de leur impact sur l'emploi et de leurs conséquences financières à long terme (extrait de la LOADDT).

Au-delà, que nous dit le Schéma de services collectifs de l'énergie publié au printemps dernier, après une très large et très longue consultation régionale?

Il évoque :

### **La planification locale de l'énergie**

"Le SSCE permettra également de développer la dimension territoriale de la politique de l'énergie en offrant aux opérateurs, sur la base des bilans énergétiques locaux et interrégionaux, les éléments leur permettant de choisir au mieux les implantations locales, etc.(..) A ce titre, le SSCE pourra constituer pour les Collectivités territoriales le premier instrument d'orientation et de planification locale de l'énergie."(extrait du SSCE)

### **La lutte contre le changement climatique et la place de l'action locale**

"Les mesures à caractère national ne suffiront pas à elles seules à atteindre ses objectifs [du Plan national de lutte contre le changement climatique] et les Collectivités territoriales devront s'engager totalement dans la mise en valeur de leurs gisements d'économie d'énergie et le développement des ENR : cela doit désormais devenir la priorité de leur politique énergétique".(extrait du SSCE)

### **L'implication de tous les niveaux territoriaux**

"Les échelles territoriales et niveaux de subsidiarité sub-nationaux sont multiples et cette multiplicité particulièrement accentuée en France (Etat, 26 régions, 98 départements, 36000 communes...) mérite d'être valorisée et positivement utilisée dans un exercice qui privilégie explicitement les gisements régionaux 'économie d'énergie et d'énergies renouvelables décentralisées".(extrait du SSCE)

### **Les actions à entreprendre par les collectivités territoriales :**

- « Des actions spécifiques relatives à la **maîtrise de la demande d'énergie** pourront principalement être mises en place (...) au plus près des consommateurs, et pourront s'inspirer des actions menées sur la participation de la population à la gestion des déchets »
- Les Collectivités territoriales sont invitées à mettre en oeuvre des actions propres à développer les **ENR dans leurs propres patrimoines** et Créer localement un **environnement favorable aux investissements** privés en faveur des ENR...
- les Collectivités territoriales sont invitées à procéder à un **inventaire des zones favorables** à l'implantation de moyens de production d'énergie à partir d'ENR (ressources en biomasses, combustibles commercialisables, sites éoliens, hydrauliques et géothermiques... )...

- **et** en matière de production décentralisée d'énergie, la cogénération, les installations de cycle combiné au gaz, à l'avenir, les piles à combustibles...

et pour conclure, note l'atout pour le développement du territoire que revêt une telle politique en indiquant que :

- « Le développement local induit par ces investissements, les emplois et les compétences de maintenance, est accompagné d'une dynamisation d'activités du territoire attenant.

Qui connaît ces textes ? Qui les a reçus ? Les a lus ? diffusés ? Qui d'ailleurs est chargé d'en assurer la promotion ? Pourtant, bien que non opposables aux tiers, chacun est censé s'en inspirer dans les documents d'urbanisme locaux par exemple.

### **3.4 Les projets de territoires**

C'est dans ce cadre que les Territoires : Pays, Agglomérations, PNR, élaborent leurs Projets de Territoires. De quoi s'agit-il ?

*"Le projet de territoire détermine :*

- *les orientations que se fixe (le territoire) en matière de développement économique et de cohésion sociale, d'aménagement et d'urbanisme, de transport et de logement, de politique de la ville, de politique de l'environnement et de gestion des ressources*

- *selon les recommandations inscrites dans les agendas 21 locaux (...) qui sont la traduction locale des engagements internationaux finalisés lors du sommet de Rio de Janeiro en 1992 (extrait de la LOADDT)*

Bien que l'énergie ne figure explicitement dans aucun document relatif à la loi de modernisation et de simplification de l'intercommunalité (dite loi Chevènement) ou la loi SRU, il faut bien constater que le préambule du texte sur les Projets de Territoire mentionne les engagements de Rio – confirmés à Johannesburg – et traduits en engagements formels au travers de la ratification de Kyoto : la gestion prudente des ressources énergétiques et la maîtrise des émissions est donc bien à l'ordre du jour. Comme y invite le Schéma de service collectif de l'énergie.

### **3.5 Les mesures à venir**

Au moment où ces lignes sont écrites, elles ne sont pas connues de façon explicite, mais les informations les plus récentes nous font craindre une certaine cécité devant cette évolution. Cependant, on peut encore admettre une interprétation plus optimiste.

**La Décentralisation** est un des plus importants projets phare du Gouvernement.

La nécessité d'un large mouvement en ce sens est argumentée approximativement en ces termes :

- La complexité croissante des problèmes à résoudre nécessite la proximité pour y trouver les réponses les plus adaptées
- Une plus large diffusion des pouvoirs est un gage de stimulation d'initiatives et de responsabilités.

Parallèlement, le Premier ministre a annoncé un **Débat sur l'énergie** et le vote d'une Loi d'Orientation Energétique (prévue dans le cadre de la loi du 10 février 2000 sur la « Modernisation du service public de l'électricité ») pour le printemps prochain, la première Loi d'orientation depuis... 1946.

Comment imaginer que le secteur de l'énergie ne s'inscrive pas dans le mouvement de décentralisation qui va concerner tant de domaines, et en même temps notre façon de penser ?

Comment, dans ce contexte, imaginer que l'orientation énergétique future ne fasse une plus grande place à l'énergie décentralisée ?

Comment imaginer que notre avenir énergétique ne soit pas pensé avec l'éventail des solutions techniques existantes et en devenir, y compris celles que la France n'a pas privilégiées à ce jour ?

Comment imaginer que l'occasion ne soit pas saisie pour associer le plus large éventail d'acteurs possibles, y compris naturellement en dehors du monde énergétique traditionnel ? Dont les acteurs des territoires ?

L'enjeu de l'énergie décentralisée dépasse les aspects techniques, même si, à n'en pas douter, les nouvelles technologies frappent aux portes des Territoires, car ce sont leurs lieux de prédilection.

### **3.6 Vers une politique énergétique locale durable ?**

Alors, dans ce contexte là, les territoires (Agglomérations, Pays, Parcs naturels régionaux) ont – à l'instar de nombreuses collectivités locales en Europe - leur carte à jouer pour :

- Inventer un système énergétique où les questions de consommation et de production d'énergie sont mieux prises en compte simultanément, là où l'on vit, là où l'on consomme, là où il existe des ressources à valoriser
- Utiliser prioritairement des ressources locales à des fins énergétiques, afin que l'argent dépensé pour l'énergie reste sur place et vivifie le tissu économique local, pour en faire un axe de développement du territoire, une vraie composante du "projet de territoire" à construire
- Stimuler une offre d'énergie durable sur le marché par une politique d'achats verts, dès aujourd'hui pour le chauffage, dans quelques mois pour l'électricité que l'on pourra choisir
- En donnant l'exemple – y compris sur leurs propres consommations de patrimoine - rapprocher la question énergétique – qui est une question politique, économique, sociétale, avant d'être une question technique – des citoyens, car il y a besoin de démocratie dans ce domaine aussi
- En rapprochant la question énergétique – question politique, économique, sociétale avant d'être technique – des citoyens, car il y a besoin de démocratie, de citoyenneté et de responsabilité dans ce domaine aussi.

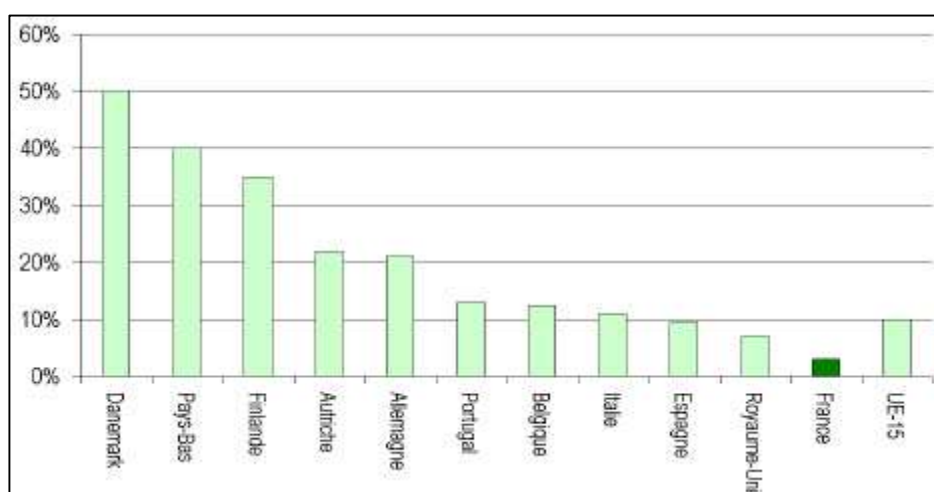
**Que le débat énergétique commence !**

#### 4. Conclusion : l'énergie décentralisée, une option à prendre en compte pour l'avenir

##### 4.1 La France en queue de peloton européen pour l'énergie décentralisée

L'énergie décentralisée, balbutiante en France, est nettement mieux prise en compte chez bon nombre de nos voisins européens. Un indicateur est le taux de cogénération dans l'ensemble du parc de production électrique, comme l'indique le graphique : la France est bonne dernière de la classe Europe par son taux de cogénération. Une conséquence négative de cet état de fait est immédiate : si l'énergie décentralisée se développe, en Europe et ailleurs dans le monde, les marchés industriels qui lui sont associés (technologies de production, modes de régulation, techniques de valorisation des énergies locales, etc.) échapperont aux industriels français.

Part de la cogénération dans la production d'électricité dans les pays de l'UE (1999)



Source : Unipede - COGEN Europe

##### 4.2 Les technologies répondent à de nouveaux critères de la demande

Si l'énergie décentralisée fait l'objet d'une grande attention dans de nombreux pays c'est parce que les coûts des systèmes centralisés s'accroissent : production (notamment nucléaire), transport, stockage, distribution, l'effet d'échelle ne joue plus, toutes sortes de contraintes, notamment environnementales et sociales, accroissent les coûts, voire empêchent le développement des systèmes.

L'exemple le plus significatif est celui de la création et du renforcement des lignes THT (très haute tension), s'avérant souvent impossibles par l'opposition des populations. Sans moyens de transport suffisants le système centralisé n'est pas viable. L'opposition à la construction d'éoliennes de grande taille procède de la même logique. En contrepartie, les technologies et les procédés qui constituent les composants de systèmes décentralisés ont acquis **une maturité technique et économique avérée**, ils bénéficient des développements technologiques récents et les coûts profitent de **l'effet de série**.

##### 4.3 L'énergie décentralisée doit mieux s'insérer dans le cadre institutionnel et légal

L'énergie décentralisée ne se limite pas à l'électricité ni même à la production combinée de chaleur et d'électricité, mais les règles qui régissent le marché de l'électricité font l'objet de révisions profondes et il est intéressant d'examiner comment est considérée l'énergie décentralisée dans cette perspective. La loi 2000/118 du 10 février 2000 relative à la modernisation du service public de l'électricité ne fait référence qu'à

la **production décentralisée**, elle n'évoque pas explicitement le **concept d'énergie décentralisée** : il n'est question que d'envisager la contribution au réseau de moyens de production de petite taille dans la programmation générale des moyens de production et des réseaux. Il est ainsi suggéré de "**laisser une place aux productions décentralisées**" dans la programmation des investissements de production.

La loi et les décrets d'application publiés ou attendus procèdent d'une logique qui n'est pas celle de l'énergie décentralisée, ils situent la cogénération, notamment, dans une logique de rachat de l'énergie produite par un opérateur du réseau. En revanche, on ne valorise pas les avantages spécifiques que présente la production décentralisée dans une optique de **gestion territoriale de l'énergie**, qu'il s'agisse de valorisation des ressources locales, de la flexibilité ou de la sécurité de l'approvisionnement, en un mot des **externalités positives induites par l'énergie décentralisée**.

#### **4.4 L'énergie décentralisée s'inscrit dans une logique de territoire**

Ainsi, dans la perspective d'un marché européen de l'énergie ouvert et en expansion on peut imaginer à long terme un schéma technique bien différent de celui d'aujourd'hui, qui serait caractérisé par la multiplication des acteurs (et non des seuls usagers), une régulation efficace à l'échelle de chaque pays et peut-être même de l'Europe et un niveau d'éligibilité universel, **tout usager raccordé au réseau étant un producteur potentiel**. Ce nouveau schéma de développement serait fondé sur une "**logique de territoire**" stimulant l'émergence de l'énergie décentralisée. Cette évolution, caractéristique du système électrique, est en cours, elle procède de la "déconstruction" du système énergétique, dans lequel la production décentralisée, mais aussi la maîtrise de l'énergie, tout particulièrement la maîtrise de la demande d'électricité (MDE) ont une place de choix. L'énergie décentralisée doit trouver sa place et s'intégrer dans une "**France maillée**" selon le schéma de développement de la DATAR envisagé pour 2020.

L'énergie décentralisée fait appel à des technologies de production de taille petite à moyenne (pour fixer les idées : quelques dizaines de kW à 250 MW), fournissant de l'énergie hors ou sur réseau, prioritairement à des poches identifiées de consommation locale (de la production en pied d'immeuble à la fourniture exclusive d'électricité à un gros industriel). L'échelle caractéristique de l'énergie décentralisée est celle **d'un réseau de distribution**, d'électricité ou de chaleur.

Une dissociation est attendue entre d'une part les services commerciaux de fourniture d'énergie et les services auxiliaires de réglage de la tension, de la fréquence, etc. qui assurent la garantie de service à partir de puissances de réserve, des possibilités de fourniture extérieure ou encore des effacements d'urgence, toutes ces options pouvant elles-mêmes être soumises à appel d'offre et faisant l'objet des mission d'un **gestionnaire du réseau de distribution (GRD)**.

**La préoccupation de proximité et de qualité de fourniture**, couplée à celle de l'optimisation tarifaire, explique le développement d'une nouvelle génération de services industriels par des '*Energy Service Company*' (ESCo) et la pratique du tiers-financement, alors que d'autres concepts, déjà en pratique aux Etats-Unis, sont appelés à se développer de ce côté-ci de l'Atlantique (en particulier : *Demand Side Management* [MDE, Maîtrise de la Demande d'Electricité], *Distributed Utility Planning* [production 'distribuée'] et *netmetering*). Plus généralement, les opérateurs énergétiques feront porter leur attention plus sur le service et élargiront leur offre. Dans cette perspective l'énergie décentralisée apporte un élément de souplesse incontestable.