

INSTITUT EUROPÉEN DE L'UNIVERSITÉ DE GENEVE

COLLECTION EURYOPA
VOL. 63-2009

**Le Marché Intérieur d'Electricité. Entre la libéralisation et
la sécurité d'approvisionnement en électricité**

Mémoire présenté pour l'obtention du
Diplôme d'études approfondies en études européennes
par Agnieszka Stasiakowska

Rédigé sous la direction du Prof. Victoria Curzon-Price
Juré : Stéphane Pfister
Genève, septembre 2008

Table des matières

Liste des graphiques, figures, tableaux	4
---	---

Introduction	5
--------------	---

Première partie

Les spécificités et l'organisation du secteur énergétique

1.1. La caractéristique du marché de l'électricité	7
1.1.1. Les produits et les fonctions sur le marché	7
1.1.2. Les marchés financiers et le prix de l'électricité	12
1.1.3. Les relations entre les acteurs du secteur	15
1.2. Le secteur électrique est-il un monopole ?	18
1.2.1. L'établissement des monopoles publics en Europe	18
1.2.2. L'électricité : bien privé ou bien public ?	19
1.2.3. Les aspects monopolistiques de l'industrie électrique	21
1.2.4. La règle de l'efficacité technologique	24
1.3. Le secteur électrique : les arguments en faveur de la libéralisation et de l'intégration du marché	25
1.3.1. La production plus efficace d'électricité	25
1.3.2. L'établissement des coûts réels et la gestion des risques	26
1.3.3. L'amélioration de la qualité du service – participation des consommateurs	27
1.3.4. « Un plus pour l'environnement » – les incitations pour économiser l'électricité	27
1.3.5. L'encouragement des innovations	28
1.3.6. Les gains de l'intégration des marchés	28

Deuxième partie

La sécurité d'approvisionnement en électricité dans le contexte du marché libéralisé de l'énergie

2.1. Le changement des paradigmes de la sécurité énergétique.	30
2.2. La conception de la sécurité d'approvisionnement en électricité	33
2.3. La sécurité d'approvisionnement en électricité – les défis du marché libéralisé	35
2.3.1. Le black-out en Californie – un échec du marché libéralisé ?	35
2.3.2. L'adéquation des investissements dans les installations électriques	37
2.3.3. La sécurité à court terme : la gestion du flux d'électricité et le développement du réseau.	42
2.3.4. La diversification des matières premières	43
2.3.5. Un prix « raisonnable »	45
2.4. Les réussites du marché libéralisé	46
2.5. Les conditions nécessaires pour garantir la sécurité d'approvisionnement sur le marché libéralisé	49

Troisième partie

La sécurité d'approvisionnement sur le Marché Intérieur de l'Electricité (MIE)

3.1. Le MIE dans la politique énergétique de l'UE	51
3.1.1. Le MIE face aux défis de la politique énergétique : l'environnement et la dépendance extérieure	51
3.1.2. Le MIE et la sécurité d'approvisionnement comme les actions prioritaires dans le cadre de la politique énergétique de l'UE	58
3.2. Le MIE sous l'angle de la conception de la sécurité d'approvisionnement en électricité	69
3.2.1. La réglementation communautaire	69
3.2.2. La mise en œuvre du MIE	78
3.3. Les développements futurs du cadre réglementaire	88
3.3.1. Le renforcement du pouvoir de régulation	89
3.3.2. La séparation des activités de production et de transport	90
3.3.3. L'interconnexion des marchés nationaux	91
Conclusion	92
Bibliographie	94

Liste des figures, graphiques et tableaux

Figure 1. Le modèle « Poolco»	12
Figure 2. Modèle hybride (organisé et bilatéral).....	14
Figure 3. Prix marché de spot et les interconnexions manquées (Juillet 2004 – Juin 2005)	80
Figure 4. Le chiffre d'affaires des plus grandes entreprises énergétiques dans l'UE	87
Graphique 1. Coûts de production de l'électricité en France	9
Graphique 2. L'ordre de l'efficacité économique	10
Graphique 3. Decomposition de coûts de la fourniture d'électricité selon les différentes fonctions au Royaume-Uni	15
Graphique 4. La situation favorable à la concurrence (a) et à la monopolisation (b).....	21
Graphique 5. Percentage Change of Electricity Prices of Large Industries as for 2003	46
Graphique 6. Production brute d'électricité par source d'énergie en 2002 (UE-25)	52
Graphique 7. Composition des sources d'électricité dans l'UE-25 en 2004 et 2030	53
Graphique 8. Taux de dépendance de certains pays européens envers le gaz russe.....	54
Graphique 9. Production nette d'électricité pour différents pays d'Europe en 2002	55
Graphique 10. Les mécanismes possibles pour la surveillance de la sécurité de l'approvisionnement selon art. 4 de la Directive 2003/54/CE et la Note interprétative de 2004 (NI) accompagnant la Directive 2003/54/CE.....	74
Graphique 11. Le développement des prix sur les marchés de gros.....	79
Graphique 12. Les heures estimées de la congestion en pourcentage de toutes les heures. Janvier – Mai 2005	81
Graphique 13. Les niveaux différents de l'intégration verticale dans les Etats Membres	82
Graphique 14. Les changements de fournisseurs d'électricité depuis l'ouverture du marché.....	84
Tableau 1. La structure de l'industrie d'approvisionnement en électricité	17
Tableau 2. Comparaison des instruments de capacité	38
Tableau 3. L'accroissement de la génération basée sur le gaz (la part du gaz dans les sources premières d'électricité,%).....	44
Tableau 4. Cadre comparatif – l'architecture du marché En Grande-Bretagne, en Norvège et en Californie.....	48
Tableau 5. La chronologie des plus importants documents officiels concernant la création du MIE et de la politique énergétique commune	60
Tableau 6. Les participants du marché de gros.....	82
Tableau 7. La séparation des gestionnaires indépendants des réseaux de transport	85
Tableau 8. Classification des entreprises énergétiques selon le niveau de la dérégulation.....	86

Introduction

«The day when we shall know exactly what “electricity” is, will chronicle an event probably greater, more important than any other recorded in the history of the human race. The time will come when the comfort, the very existence, perhaps, of man will depend upon that wonderful agent.»

Nikola Tesla, 1893

Le présent a confirmé les prévisions de Nikola Tesla et aujourd’hui l’accès à l’électricité est une chose évidente. La satisfaction de nos besoins de base, notre travail et jusqu’à notre vie dépendent de l’électricité. Toute la croissance économique et le niveau de vie dont nous profitons actuellement, ne sont possibles que grâce au courant électrique. On peut aller jusqu’à affirmer que l’homme contemporain sans électricité est comme un enfant, faible et perplexe.

Toutefois peu de gens s’en rendent compte ou se posent même la question : qu’y-a-t-il derrière la prise ?

Il s’agit de tout un système complexe qui allume nos ordinateurs ou alimente nos frigidaires. L’électricité est l’un des très rares biens à ne pouvoir être stocké. Pour cette raison son offre doit équilibrer la demande à tout l’instant. Il exige aussi un réseau pour atteindre ses consommateurs. Les limitations techniques quant à elles rendent impossible un flux illimité du courant. Un organe spécialisé est nécessaire pour gérer les injections et les soutirages du réseau.

C’est justement le caractère indispensable de l’électricité et ses contraintes de gestion qui ont incité les Etats à prendre en charge la responsabilité de son approvisionnement. Après la deuxième Guerre mondiale et partout en Europe, les entreprises étatiques ont monopolisé l’approvisionnement en électricité. Elles se sont chargées de la générer et de la transmettre, pour garantir le même niveau de sécurité d’approvisionnement pour tout le monde. Mais la monopolisation a engendré une inefficacité présente à tous les niveaux de gestion, des ressources humaines jusqu’aux réserves de capacités de production, rarement utilisées.

Toute une « philosophie technologique » a été créée pour justifier cette prise de contrôle étatique. L’électricité a gagné la dénomination de bien public, mais en est-elle vraiment un ? Son approvisionnement ne peut-il être assuré que sous un régime de monopole ? La libéralisation du marché électrique dispose de forts arguments pour contester cette théorie.

Le débat à ce sujet met en avant la question de la sécurité d’approvisionnement. On peut distinguer trois niveaux de sécurité d’approvisionnement sur le marché libéralisé de l’électricité :

- sécurité à court terme ou sûreté du système électrique,
- sécurité à moyen et long terme ou adéquation des investissements dans les capacités de génération et du transport,
- sécurité d’approvisionnement en matières premières pour la génération de l’électricité.

Selon les opposants de la libéralisation, elle n’est pas capable de garantir la fourniture stable de l’électricité. La crise californienne de 2001 sert d’exemple pour soutenir cette position.

Pour vérifier les fondements de ces arguments, il faut d'abord comprendre les mécanismes qui gouvernent le marché libéralisé d'électricité. Les instruments des échanges, les fonctions des acteurs et les relations entre eux, tout cela change après l'ouverture à la concurrence et exige l'évolution dans la manière de percevoir le rôle du secteur électrique même. « Une révolution » est la plus grande participation des consommateurs, qui désormais peuvent décider du niveau de la sécurité souhaité.

Dans l'Union européenne la création du Marché Intérieur de l'Electricité (MIE), qui se traduit par l'ouverture et l'accroissement du marché électrique, est supposée combattre les effets négatifs des monopoles nationaux. La question se pose si le système proposé par la Commission et mise en œuvre par les Etats est capable de garantir la sécurité d'approvisionnement dans ses trois niveaux. La nouvelle perception du secteur électrique est-elle reflétée dans le cadre réglementaire communautaire? Comment le marché fonctionne-t-il en réalité ?

Pour répondre à ces questions, il faut d'abord identifier les critères qui nous permettront d'effectuer l'analyse du MIE.

Dans une première partie, nous allons exposer les spécificités qui caractérisent le marché et le secteur électrique. Par exemple : les règles qui dirigent ce secteur diffèrent de toutes les autres qui gouvernent d'autres marchés et sont également à la base des toutes les controverses qui accompagnent les changements de sa structure. Au sein de ce débat, nous analyserons les raisons du monopole dans le secteur électrique. Les résultats seront confrontés aux arguments en faveur de la libéralisation du secteur.

Dans la deuxième partie seront présentés deux concepts fortement liés : celui de la sécurité énergétique et celui de la sécurité de l'approvisionnement en électricité. Ensuite nous placerons ce dernier dans le contexte du marché libéralisé d'électricité, pour envisager tous les enjeux et les opportunités que ce nouvel environnement peut créer. Les deux exemples contradictoires nous serviront pour identifier, les dangers possibles et les meilleures pratiques dans le maintien de la sécurité d'approvisionnement pour ensuite définir les conditions nécessaires pour garantir la sécurité d'approvisionnement sur le marché d'électricité.

Dans la troisième et dernière partie, nous appliquerons les résultats obtenus précédemment dans le but de répondre à la question principale du travail sur le niveau de la sécurité d'approvisionnement existant sur le MIE. Pour ce faire, il est nécessaire d'analyser le MIE aux trois niveaux : 1) des objectifs politiques et procédures décisionnelles européens qui les définissent, 2) de l'architecture du marché comme décrit au sein des Directives concernées et 3) du fonctionnement du MIE. Finalement, une approche des développements possibles du MIE à l'avenir sera présentée.

Première partie

Les spécificités et l'organisation du secteur énergétique

1.1. La caractéristique du marché de l'électricité

1.1.1. Les produits et les fonctions sur le marché

L'électricité possède plusieurs caractéristiques qui la différencient d'autres produits énergétiques et de la plupart des autres biens. Tout d'abord l'achat de l'énergie électrique est indissolublement lié à la nécessité de la transmettre du producteur vers l'acheteur. Alors, en achetant l'électricité, appelée du *courant* électrique, le client acquiert deux produits : un bien, sous la forme de l'énergie, et un service qui consiste en sa transmission.

Deuxièmement, le stockage de l'électricité est fortement restreint. Les technologies de stockage existantes (les accumulateurs et les condensateurs) ont des capacités limitées d'emploi et ne permettent que le stockage d'une quantité réduite. En conséquence, il devient impossible de créer des stocks importants qui permettent de répondre immédiatement aux signaux donnés par le prix et d'assurer l'approvisionnement en énergie en cas de panne.

Troisièmement, la demande d'électricité et celle de sa transmission sont soumises aux fortes variations journalières, hebdomadaires et saisonnières (souvent aléatoires) - dues principalement aux variables météorologiques et aux changements des périodes de production. D'importants écarts sont enregistrés entre une consommation « de base », qui correspond aux heures creuses et une demande « de pointe » - difficilement prévisible. De plus, étant donné que l'électricité ne possède pas de substituts, sa demande est inélastique et difficilement influençable à court terme par les changements de prix.

L'énergie circule dans le système avec une très grande vitesse. Selon la loi de Kirchhoff, il n'est pas possible de suivre le trajet fait par les électrons sur un réseau électrique. Les producteurs introduisent l'électricité dans le système, pendant que les consommateurs la soutirent presque au même moment. En plus, elle circule dans les lignes d'une moindre résistance, c'est-à-dire là où la demande est la plus importante et pas dans les lignes-chemins les plus courtes jusqu'au client contracté. Ainsi, au contraire des autres biens, il est impossible d'identifier le producteur de l'énergie prise par un consommateur précis. Un client allemand ayant acheté l'électricité générée en France n'obtient pas physiquement la même énergie, mais plutôt celle produite plus près de chez lui. Toutefois, il doit payer les coûts du transport. Cette spécificité pose des problèmes au sujet de la tarification de transmission ; un système de compensation doit être mis en place pour couvrir les coûts sur les différents tronçons du réseau interconnecté.

Ces caractéristiques techniques de l'électricité provoquent la nécessité de balancer constamment l'offre avec la demande. A chaque instant, le moindre écart entre les deux entraînerait une variation de la fréquence. Quand l'offre de l'électricité est inférieure à la demande, la fréquence diminue, ce qui provoque le déclenchement de la plupart des appareils non thermiques¹. D'un autre côté, une fréquence trop élevée provoque des congestions sur les lignes du transport et finalement des coupures d'électricité. Pour garder la stabilité du réseau, la fréquence doit constamment osciller autour de 62 Hz.

Alors, dans l'immédiat, l'offre est entièrement fonction de la demande. A plus long terme, si la capacité installée est insuffisante, ce sont les coupures d'électricité qui équilibrent le marché. Pour les cas de manque de puissance, un organe responsable prend la décision concernant le débranchement de certaines zones ou la mise en route de générateurs marginales.

Pour que tout le besoin de l'électricité soit constamment satisfait, les capacités de génération doivent être prêtes à égaliser la demande même en périodes de pointe. Pour certains producteurs, cela signifie que

¹ Marcel BOITEUX, « Les ambiguïtés de la concurrence. Électricité de France et la libéralisation du marché de l'électricité », *Futuribles*, no 331, juin 2007, p. 6.

durant les périodes de moindre demande leurs capacités de production restent partiellement inutilisées. On les appelle *les capacités de réserve*.

Comme mentionné ci-dessus, le client acquiert en même temps un bien et un service en achetant de l'énergie. L'offre peut en effet être divisée entre la génération de l'énergie et son transport qui englobe la transmission et la distribution. Traditionnellement, le secteur de l'électricité ne comprenait que ces trois parties. Plus récemment, la réforme du secteur a encouragé l'émergence de fournisseurs (courtiers) de l'énergie au consommateur final comme des acteurs indépendants et distincts² et l'apparition de services financiers associés aux nouveaux marchés électriques. D'autres acteurs essentiels pour le fonctionnement fiable du marché sont les gestionnaires de réseau de transport et l'autorité de régulation. La suite du chapitre décrit les fonctions et les acteurs énoncés ci-dessus.

- La génération

La génération est une transformation des autres formes de l'énergie en énergie électrique par la combustion des fossiles comme le charbon, le pétrole ou le gaz, par l'utilisation de la fission nucléaire, la chaleur géothermale et solaire, la conversion des rayonnements solaire (centrale photovoltaïque) ou de l'énergie cinétique du vent ou de l'eau.

Les différentes technologies de production se distinguent par leur structure des coûts. Des centrales nucléaires et hydrauliques à fil d'eau ont des coûts fixes élevés, dus principalement aux délais de construction très longs. En revanche les coûts variables - essentiellement le combustible et les coûts d'exploitation - sont assez bas. Les coûts de combustible dans la génération nucléaire varient entre 4% au Canada, 15 % en France (voir Graphique 1) et 23% au Japon³ ; tandis que la participation des coûts de combustible dans les coûts de la production basée sur le gaz peut s'élever à 63% (comme en France - voir Graphique 1).

La divergence entre les coûts de production de l'électricité selon la technologie utilisée permet d'engendrer des économies grâce à la coordination selon *l'ordre d'efficacité économique* (ou « *l'ordre de mérite* ») de différentes centrales au niveau du parc électrique national ou régional. L'ordre d'efficacité économique consiste à démarrer les capacités des différentes centrales électriques en fonction de leurs coûts variables (Graphique 2). Les capacités de production caractérisées par des coûts fixes élevés et des coûts variables relativement bas (les capacités « de base ») sont en service permanent, tandis que les centrales avec des coûts variables plus élevés, principalement les turbines à gaz à cycle combiné (IGCC) (centrales « de pointe ») sont activées selon les pics de consommation.

En outre, pour certaines technologies énergétiques (surtout thermiques, à partir du charbon) il est impossible de changer le volume de production dès le démarrage jusqu'à une valeur maximale. Elles sont donc utilisées pour satisfaire la demande constante. D'un autre côté, les grands barrages hydrauliques, grâce à leur flexibilité, sont utilisés pendant la période de pointe ou juste en cas d'urgence, même si leur coût variable est bas.

En conséquence, la mise en marche de différentes installations de génération dépend de leur relation coût variable/prix d'électricité dans le moment de démarrage et de leur flexibilité.

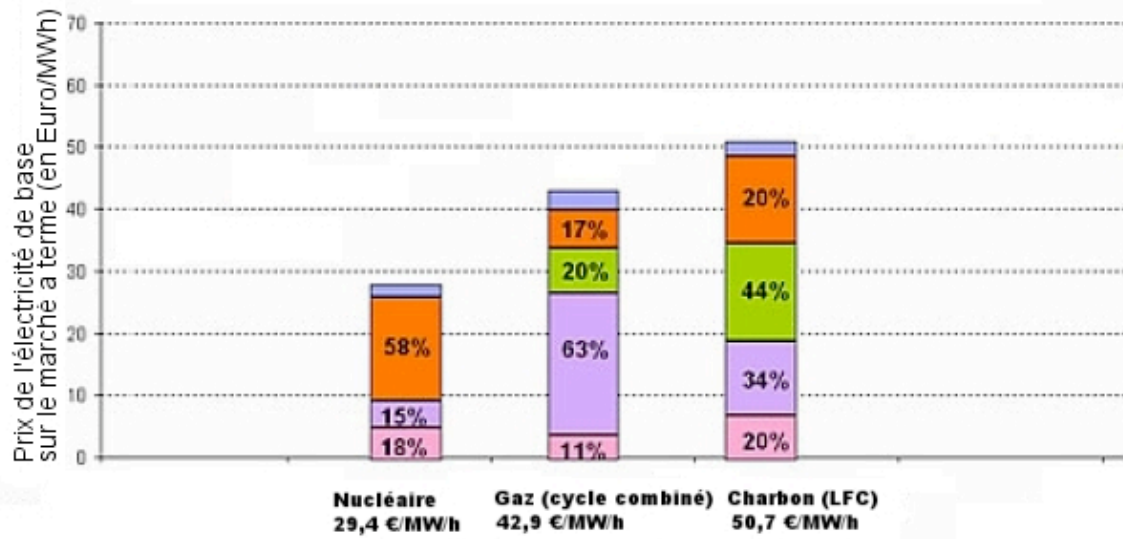
En général, les technologies de génération d'électricité se caractérisent par l'intensité en capital et la plutôt longue période de construction et d'utilisation. Cependant, les innovations récentes, comme par exemple les turbines à gaz à cycle combiné, ont permis de diminuer considérablement le capital initial et le temps de réalisation de l'investissement⁴. Les technologies renouvelables, même si leur rapport coûts fixes - capacités de production n'est pas avantageux, sont rapidement construites et ne demandent pas les mêmes investissements que ceux des centrales nucléaires.

² IEA, *Electricity market reform. An IEA handbook*, Paris, OECD, 1999, p. 12.

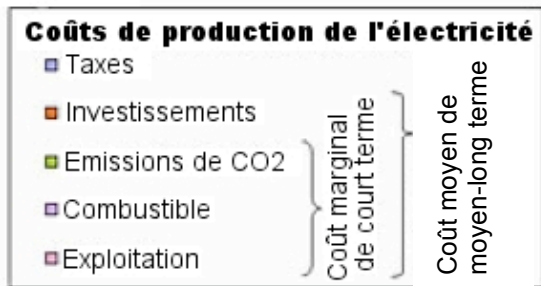
³ *Ibid.*

⁴ IEA, *Competition in electricity markets*, Paris, OECD, 2001, p. 19.

Graphique 1. Coûts de production de l'électricité en France

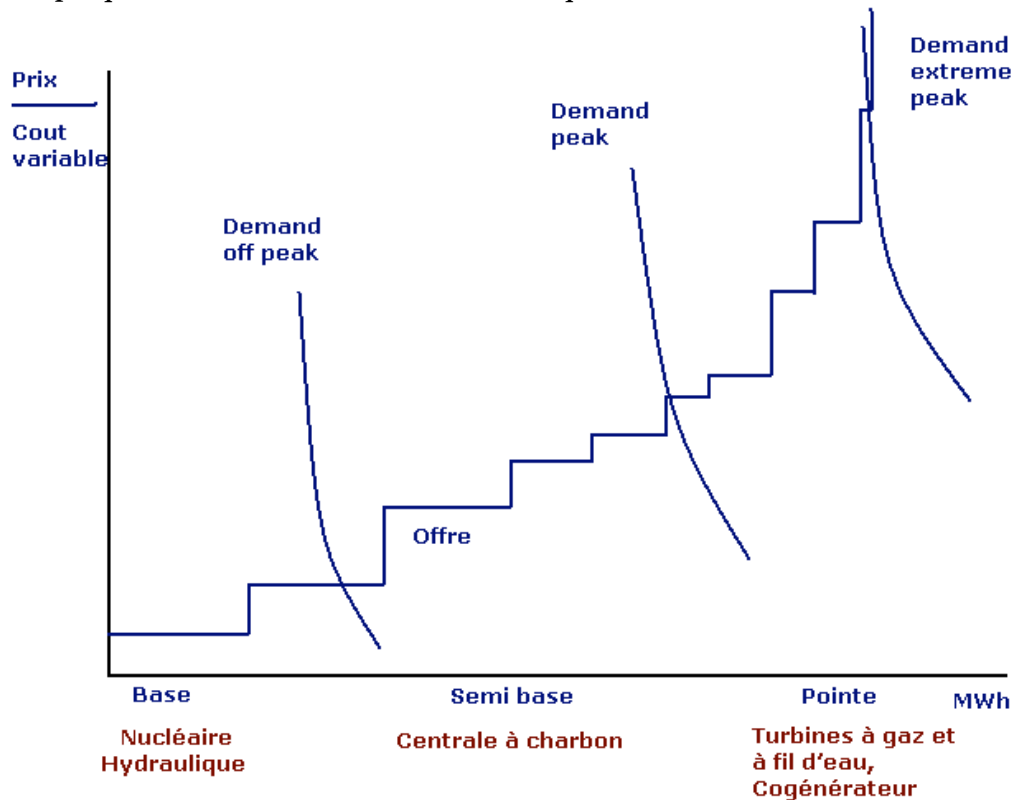


Légende



Source : Antoine PELLION, «The Opening of the European Electricity Markets to Competition: genesis and perspectives of an ambitious project», *Questions d'Europe*, no. 66, juin 2007.

Graphique 2. L'ordre de l'efficacité économique



- La transmission

En considérant que les pertes liées au transport de l'énergie électrique sont inversement proportionnelles à la tension du transfert, il est plus avantageux de transporter l'électricité par des lignes de plus haute tension possible⁵. Il existe deux genres de lignes de transport : celles de la transmission et celles de la distribution. La transmission est un transport d'énergie à très haute tension (de 150 kV à 800 kV) sur de longues distances. Le réseau de transmission connecte les grands centres de production avec les régions consommatrices d'électricité. Les grandes puissances transitées imposent des lignes électriques de forte capacité de transit, ainsi qu'une structure interconnectée (maillée). Dans les pays industrialisés, les interconnexions sont bien développées et créent un système énergétique qui permet d'établir le commerce de l'énergie, de satisfaire la demande et d'assurer les réserves des capacités de production utilisées selon les pointes de consommation. Car l'énergie échangée par les lignes à haute tension provient principalement des centrales « de base ». Son prix est, d'habitude, inférieur au prix d'énergie produite localement.

Le réseau de transmission connaît l'effet de réseau : toutes les parties interconnectées bénéficient des investissements dans les lignes électriques qui assurent la fiabilité et la sécurité d'approvisionnement. Par exemple, plus un réseau électrique est dense et interconnecté, plus faible sera le coût unitaire de transport que chaque usager doit payer, et plus faible sera finalement la probabilité de défaillance. Les économies d'échelle sont présentes autant au niveau de la ligne même de transmission (l'efficacité du transport à très haute tension) qu'au niveau du système tout entier (la robustesse du réseau). Ainsi, il existe l'échelle minimale de l'efficacité pour les deux : les lignes et le système de transmission.

La transmission inclut deux activités principales : la construction et l'entretien des lignes de transmission et la gestion du système. Cette dernière consiste en une coordination constante entre les propriétaires du réseau et les générateurs afin d'assurer la satisfaction constante de la demande. C'est non seulement le cas

⁵ Les pertes du transport sont environ de 2% sur 100 km sur les lignes de basse tension et de 0,3% de haute tension, Klaus KLEINEKORTE, speech given at the 1st European Electricity Grid Reliability Conference, Panel 1 : System Operation, 12 janvier 2009, www.UCTE.com.

à court terme, pour la protection de l'infrastructure contre des dommages provoqués par les variations de tension ou les fréquences trop élevées, mais aussi à long terme pour coordonner les investissements en production et en transport. Cela est une fonction de gestionnaire du réseau de transport (GRT, voir p. 8). Quel que soit le régime du marché, la gestion de réseau est toujours un monopole.

Traditionnellement, en raison des rendements croissants liés au développement des réseaux électriques et vu les externalités positives, la transmission était considérée comme monopole naturel. Les coûts de construction de nouvelles lignes de haute tension sont importants et exigent l'amortissement sur des quantités transportées importantes. Une unité transportée de plus sera moins coûteuse que les premières - jusqu'à saturation de la ligne. En concurrence, les prix tomberont au niveau du coût marginal, en diminution constante, sans aucune garantie de pouvoir un jour récupérer les coûts passés de l'investissement dans la ligne: il s'agit d'un cas classique d'une industrie en présence d'économies d'échelle. Par conséquent, à court terme, et tant que les prix baissent, une entreprise n'a aucun intérêt à mettre en œuvre la construction d'une nouvelle ligne. A plus long terme, les signaux de saturation (*brown-outs*, coupures, etc.) feront remonter en flèche les prix. Plus problématique, sans doute, est la question des externalités positives associées à l'existence même d'un réseau performant et non saturé. Ces deux arguments militent en faveur d'une dérogation au titre des lois anti-trust pour permettre la formation de consortia entre les membres de l'oligopole pour construire ensemble de nouvelles lignes de haute tension.

Le bon sens indique en effet qu'il serait très coûteux de multiplier les lignes de transport. L'Agence Internationale d'Énergie (AIE) a considéré qu'« en général, les lignes de transmission ne forment pas de monopole naturel »⁶, car deux lignes peuvent fonctionner parallèlement, et être profitables – il arrive que deux nœuds du même réseau soient connectés par plusieurs voies pour améliorer la fiabilité d'approvisionnement. De plus, le service de transmission peut être assuré par des propriétaires différents au sein du même réseau. Néanmoins, en Europe il y a en général un seul transporteur par pays, comme RTE pour la France, ou *National Grid* au Royaume-Uni.

Un problème crucial est posé dans le réseau électrique par les goulets d'étranglement – la saturation d'une ligne particulière, à un moment donné, due aux contraintes physiques du câble. Lorsque la limite de capacité de la ligne est atteinte, on observe l'isolation de certains marchés. En Europe, par exemple, ces goulets empêchent d'intégrer les marchés dans un réseau global. Contrairement à ce qui est souvent affirmé, il n'existe pas un marché unique, mais plusieurs grands marchés nationaux. Pour surmonter ces obstacles, différents systèmes sont concevables, notamment l'allocation des capacités d'interconnexion qui permet de donner la priorité au « premier venu », ou la vente aux enchères⁷. Ce « marché » pour l'accès aux capacités d'interconnexion est caractérisé par une offre définie à l'avance correspondant à la capacité physique d'interconnexion. Sous un système libéralisé, ces enchères jouent un rôle fondamental pour l'établissement de toutes les transactions transfrontalières et par la suite du marché intérieur européen.

- La distribution

La distribution désigne l'acheminement de l'énergie à moyenne et basse tension (de 3 à 33 kV et de 110 à 600 V) depuis le réseau de transmission vers des consommateurs finaux.

Dans le cas de la distribution, on observe de fortes économies de densité dans les agglomérations. En même temps, les investissements dans le réseau approvisionnant les zones éloignées et de moindre consommation sont peu rentables économiquement parlant.

Les lignes de distribution sont considérées comme monopole naturel sur une zone géographique précise, car leur duplication est souvent inefficace en raison de coûts d'investissement élevés. Cependant, il est possible qu'une entreprise possède deux connections différentes au réseau de distribution pour s'assurer la sécurité d'approvisionnement.

⁶ IEA, *Competition in electricity markets*, op. cit., p. 20.

⁷ Franco ROMERIO, *Les controverses de l'énergie. Fossile, hydroélectrique, nucléaire, renouvelable*, Lausanne, Presses polytechnique et universitaires romandes, coll. Le savoir suisse, 2007, p. 83.

- L'alimentation ou la fourniture de l'électricité

L'alimentation correspond à la vente d'électricité au client final. Cette activité inclut la fourniture de l'énergie et du service de son transport, ainsi que le comptage et la facturation de la consommation de l'électricité. Cette fonction était traditionnellement liée à la distribution, mais peut être exercée séparément. Les vendeurs d'électricité remplissent deux fonctions.

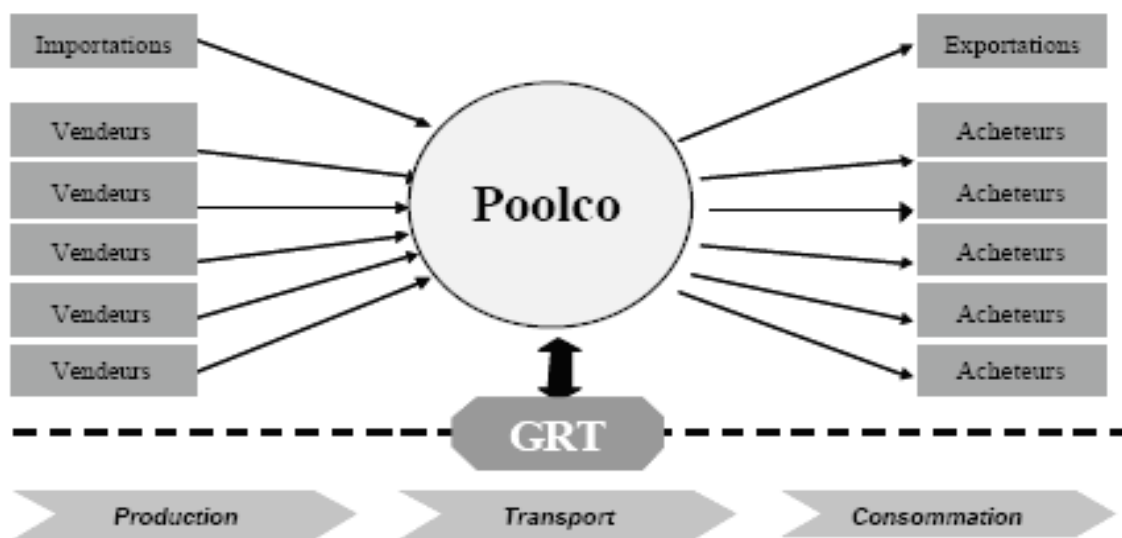
Premièrement, ils agissent comme les courtiers qui achètent et vendent l'énergie et essaient d'en tirer profit, en assumant le risque de l'inconstance du prix ou en ajustant les prix aux structures de la consommation. Par exemple, les consommateurs dont la demande est assez constante peuvent obtenir un meilleur prix que les consommateurs dont les besoins coïncident avec les pics du système.

Deuxièmement, ils peuvent fournir des services supplémentaires : combiner l'approvisionnement en électricité avec celui du gaz, différencier les sources ou la qualité d'énergie proposée (l'offre de l'énergie verte ou la garantie de l'approvisionnement ininterrompu).

1.1.2. Les marchés financiers et le prix de l'électricité

La libéralisation du secteur électrique a entraîné l'émergence de nouveaux marchés et services financiers nécessaires pour faciliter le commerce, dont les fonctions étaient, avant, intégrées dans l'organisation monopolistique. L'organisation de ces marchés (*market design*) a été étudiée aux Etats-Unis, où, dans les années quatre vingt dix W. Hogan avait créé un modèle nommé « Poolco » qui a servi comme référence pour la construction de marchés concurrentiels dans les pays nordiques et aux Etats-Unis. « Poolco » définit un ensemble de règles concernant le négoce d'électricité. Les producteurs soumettent leurs offres pour différentes périodes, en général pour chaque heure. Toute offre est accompagnée d'un prix représentant le niveau minimum que chaque producteur est prêt à accepter pour chaque période. Le pool centralise l'ensemble des offres et définit un ordre d'efficacité économique. La dernière offre acceptée, nécessaire pour couvrir le niveau de demande, définit le prix du marché⁸.

Figure 1. Le modèle « Poolco »



Source : François BOISSELEAU, « La question du marché pertinent dans le secteur électrique », *Economies et sociétés*, no 9, février-mars 2003, p. 326,
[http://www.dauphine.fr/cgemp/Publications/Articles/Boisseleau%20\(2003\)%20marchepertinent%20secteur.pdf](http://www.dauphine.fr/cgemp/Publications/Articles/Boisseleau%20(2003)%20marchepertinent%20secteur.pdf).

⁸ François BOISSELEAU, *op. cit.*, p. 324.

Or, dans l'Union Européenne, l'absence de directives sur l'organisation des marchés a entraîné la création de différents modèles au niveau de chaque Etat. Malgré cette diversité, on peut distinguer un modèle dominant qui combine des transactions bilatérales (marché de gros de gré à gré ou OTC – *over the counter*) et des marchés multilatéraux organisés : des enchères de capacité d'interconnexions et des bourses d'électricité.

Les transactions bilatérales s'effectuent sur une base confidentielle entre deux parties, mais les estimations par rapport au prix sont publiées par des organismes de presse spécialisée comme *Platts*⁹. Grâce à cela, un prix public de l'électricité émerge sur lequel s'alignent la plupart des acteurs¹⁰. Les contrats signés sur le marché de gré à gré portent sur le long terme et sur de grosses quantités et représentent plus de 90 % de la consommation aux Pays-Bas, en Allemagne et en France¹¹.

Les bourses d'électricité (*Power exchange* comme *Powernext* en France, *Nordpool* en Scandinavie, *EEX* en Allemagne, *ELEXON* à Londres) en fonction du type de produit peuvent être divisées en marché « spot » pour livraison le lendemain et marché « futurs » pour le long terme.

Pour déterminer le prix « spot » pour chaque heure de la journée, la bourse agrège les offres et demandes de tous les participants tout au long des 24 heures. Il existe aussi des contrats conclus à un horizon temporel de quelques mois, pour un prix « futur » qui est fixé lors de la stipulation du contrat. Les volumes échangés à la bourse sont souvent marginaux et occasionnels en Europe continentale; à titre d'exemple, ils représentent environ 10% de la consommation nationale aux Pays-Bas et 4 % en Allemagne. Les pays scandinaves constituent une exception avec un taux d'échange de 35 %¹².

Une bourse caractéristique pour le marché d'électricité est le marché d'ajustement. Il est sous la responsabilité de GRT qui suit, à chaque instant, l'équilibre physique du système. Si la nécessité arrive GRT achète ou vend l'électricité pour balancer l'offre et la demande. Il est le seul qui possède les informations sur les écarts éventuels entre l'offre et la demande alors, il est aussi le seul acteur actif sur ce marché, qui décide effectivement sur la transaction. On peut aussi dire que sur ce marché, on attribue une valeur aux réserves de production qui peuvent être mises en marche pour satisfaire les pics de demande.

Enfin, la plupart des capacités d'interconnexions entre pays sont attribuées par des enchères de capacité de transport, mentionnées ci-dessus, qui déterminent les prix d'accès aux interconnexions. C'est ici que se trouve un élément de monopole, jusqu'à ce qu'il devienne rentable de construire une deuxième ligne de transmission.

Ces différents types de marché forment un modèle hybride dont les détails fonctionnels sont différents dans chaque pays. Par exemple, les conditions de contrats négociés ou les horaires d'ouvertures des bourses d'électricité ne sont pas les mêmes et les règles du marché d'ajustement diffèrent. L'ensemble de ces aspects ajoutés aux contraintes techniques qui correspondent aux faibles interconnexions entre les pays constitue les limites aux échanges intra-européens.

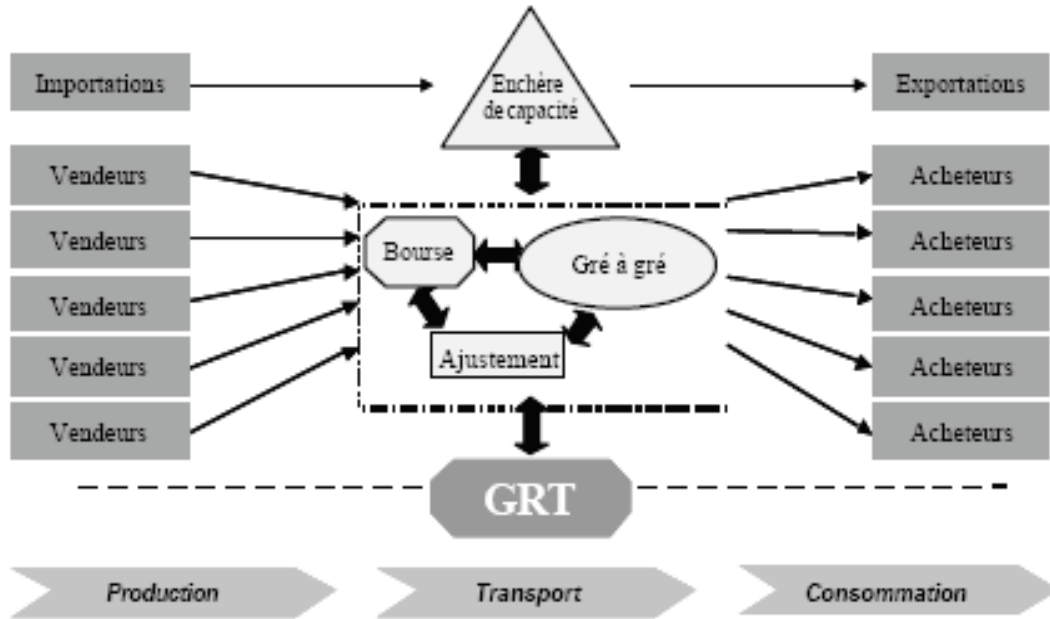
⁹ «Platts», <http://www.platts.com>.

¹⁰ SIA Conseil, « Pourquoi le prix de l'électricité augmente-t-il sur le marché non régulé? », 25 Juin 2007, <http://energie.sia-conseil.com/?p=575&print=1>.

¹¹ François BOISSELEAU, *op. cit.*, p. 326.

¹² *Ibid.*

Figure 2. Modèle hybride (organisé et bilatéral)



Source : François BOISSELEAU, *op. cit.*, p. 327.

A la création du prix de l'électricité contribuent les coûts de chacune des quatre fonctions principales. Le Graphique 3, basé sur les estimations effectuées pour la Grande-Bretagne, illustre la part de chaque fonction dans le coût total d'électricité. On peut constater que la production constitue 65 % du coût de l'offre d'électricité. Pour cette raison, les prix d'électricité sont très sensibles à tous les facteurs qui influencent la génération.

De plus, le besoin d'égaliser constamment la demande par l'offre, de même que la non-stockabilité de l'électricité et l'inélasticité de sa demande est responsable du fait que les prix de l'électricité sont très volatils. En période de pénurie des capacités ou de pics de la demande, l'électricité sera offerte à un prix très élevé; quand la demande baisse et qu'on constate un surplus de capacités de production, le prix peut tomber jusqu'au coût marginal. Selon un rapport officiel concernant le prix d'électricité en France et en Europe¹³ en 2003, à court terme – heure par heure - le coût marginal de la production nucléaire s'élève à 6,4€/MWh, celui de la production à partir du charbon est de 15€/MWh (en l'absence de taxe sur les émissions de GES), et 90€/MWh quand on déclenche les turbines à gaz. En heure creuse, le prix serait égal au coût variable du nucléaire, c'est-à-dire environ 8€ pour le MWh. En heure de base (consommation moyenne) il s'élèverait à environ 50 € le MWh et durant les périodes de pointe le prix peut même atteindre 1000€/MWh - ce qui était le cas sur les bourses européennes pendant la vague de chaleur en été 2003. Cette électricité d'ajustement, autrement appelée « la dentelle », présente la caractéristique de pouvoir être disponible rapidement, sans préavis et pour une durée inconnue, plutôt très faible.

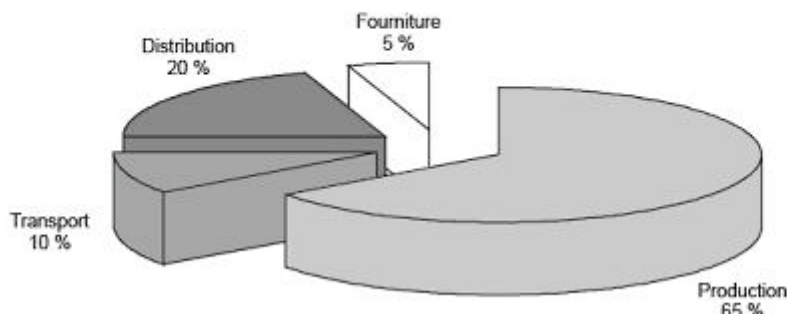
Si la concurrence et le marché sont « parfaits », donc formés d'un très grand nombre de producteurs qui partagent des informations relativement pareilles, le prix qui s'établit à court terme est celui d'équilibre, égal au coût marginal le plus élevé des centrales en fonctionnement.

Vu les écarts entre les prix durant les périodes de base et de pointe, on peut constater que *l'électricité est un bien particulier et distinct durant chaque phase de la journée, voire même chaque heure*. Le Graphique 2 (voir p. 6), montre que non seulement les prix varient, mais aussi les technologies de production, démarrées selon la priorité des coûts variables les plus bas possible.

¹³ MINISTÈRE DE L'ÉCONOMIE, DES FINANCES ET DE L'INDUSTRIE DE LA RÉPUBLIQUE FRANÇAISE, *Rapport sur les prix de l'électricité en France et en Europe*, octobre 2004, <http://www.industrie.gouv.fr/energie/electric/pdf/res-rapport-prix-cgm-igf.pdf>.

Graphique 3

Décomposition des coûts de la fourniture d'électricité selon les différentes fonctions au Royaume-Uni



Source : Faye STEINER, « L'industrie de l'électricité : réglementation, structure du marché et performances », *Revue économique de l'OCDE*, no 32, janvier 2001, p. 165.

1.1.3. Les relations entre les acteurs du secteur

On a vu que les différentes parties du système électro-énergétique sont soit complémentaires, soit liées verticalement entre elles. Cependant les relations entre ces acteurs sont encore plus complexes. La transmission est nécessaire pour connecter les usagers avec les générateurs, mais les capacités croissantes de transmission peuvent aussi être un substitut pour les capacités supplémentaires de génération, car elles permettent d'obtenir des puissances venant d'une centrale éloignée. Le réseau développé de transmission autorise des économies de coordination selon l'ordre d'efficacité économique. Plus la zone interconnectée est importante, plus les fluctuations de la demande sont équilibrées et plus la capacité « de base » est utilisée. En effet, la gestion du risque provoqué par ces fluctuations est plus efficace et la sécurité d'approvisionnement mieux assurée.

Les spécificités techniques de l'électricité exigent l'existence d'un *gestionnaire/opérateur de réseau de transport* (« *system operator* », GRT) qui est un organe indépendant permettant le fonctionnement efficace et fiable du système. Cette fonction, qui peut aussi bien être exercée par un agent public que privé, a pour but de coordonner les services de la transmission et de la distribution, afin d'assurer l'équilibre statique de la fréquence sur le réseau. Cela exige que l'offre équilibre à la demande à tout instant. Pour y parvenir, l'opérateur contrôle des afflux et reflux sur le réseau à chaque moment, il surveille les goulets d'étranglement et si des écarts dangereux arrivent, il achète ou vend la quantité nécessaire d'électricité. Dans l'immédiat, toutes les décisions concernant l'activation ou le déclenchement des capacités de production sont toujours prises par le gestionnaire. Pour cela, il occupe un rôle important sur le marché d'ajustement.

Pour accomplir sa mission, le gestionnaire doit pouvoir disposer de réserves adéquates pour faire face aux événements imprévus. A cet égard, ils achètent des capacités de réserves qui sont financées par la perception d'un supplément sur la transmission¹⁴. En plus, le GRT applique des tarifs de l'utilisation du réseau, définis par l'autorité de régulation, il est responsable de sa conservation et de son développement et il gère les échanges avec les autres réseaux interconnectés. Une tâche importante de gestionnaire est d'informer le marché sur la quantité nécessaire d'énergie pour satisfaire la demande¹⁵.

La fonction du GRT requiert une indépendance par rapport aux autres participants du marché. Ses compétences ne sont pas purement techniques ; il intervient dans la production, les échanges et il possède

¹⁴ Franco ROMERIO, *op. cit.*, p. 90.

¹⁵ OFGEM, « Securing Britain's electricity supply », *Ofgem's factsheet*, no 31, 05 décembre 2003, p. 4, http://news.bbc.co.uk/1/1/shared/bsp/hi/pdfs/03_03_04securityofsupply_Dec.pdf.

des informations sensibles. Quelle que soit la structure du marché (monopolistique ou concurrentielle), la fonction d'opérateur du système de transmission et de distribution reste un monopole. Maximiser les bénéfices du réseau, comme la fiabilité accrue du système et les coûts les plus bas, ne sont possibles que sous un système unique de gestion, indépendant des autres participants.

La plupart des pays européens ont un seul GRT, mais plusieurs peuvent cependant coexister sur le territoire national comme cela a lieu en Allemagne (un GRT par région) ou en Grande-Bretagne où à part le *National Grid* il existe aussi *Scottish Power*¹⁶.

Un autre acteur majeur du système d'approvisionnement électrique est *l'autorité de régulation*. Avec la libéralisation, le régulateur acquiert des compétences¹⁷ nécessaires pour gérer le marché plus complexe que le monopole et avec un plus grand nombre d'acteurs éligibles. Dans le passé, la régulation était souvent incluse ou dépendante de l'organisation monopolistique. On peut même dire que la création des organes de régulation indépendants était, dans beaucoup d'Etats, un premier pas vers l'ouverture du marché.

Le régulateur doit être une entité indépendante d'influences économiques et politiques, pour pouvoir assurer ses responsabilités, à savoir¹⁸:

- la surveillance de la concurrence et du comportement des acteurs sur le marché;
- la distribution des licences/concessions permettant l'exercice de fonctions (génération, transmission, distribution) sur le marché;
- assurer que le GRT remplisse ses obligations contractuelles.

Les tâches et le statut du régulateur varient selon les pays. Dans la plupart des Etats membres, y inclus la Grande-Bretagne, le pays où la libéralisation du marché est avancée, les autorités de régulation influencent les investissements dans le réseau via le contrôle des tarifs¹⁹. Cela n'est permis que durant la période transitoire. Depuis que le marché fonctionne correctement et que la concurrence est bien établie, le régulateur peut même fusionner avec l'autorité de surveillance de la concurrence²⁰.

¹⁶ *Ibid.*

¹⁷ IEA, (2001), *op. cit.*, p. 117.

¹⁸ *Ibid.*, pp. 117-119.

¹⁹ OFGEM, *op. cit.*, p. 4.

²⁰ IEA, (2001), *op. cit.*, p. 119.

Tableau 1. La structure de l'industrie d'approvisionnement en électricité

Fonction	Caractéristique économique	Implications pour le marché
Génération	<ul style="list-style-type: none"> • Les économies de coordination selon l'ordre d'efficacité économique au niveau du système énergétique • Les économies d'échelle : <ul style="list-style-type: none"> - au niveau des centrales électriques dépendent de la technologie utilisée, - importantes au niveau du parc énergétique • Complémentarité avec la transmission 	Potentiellement compétitive
Transmission	<ul style="list-style-type: none"> • L'effet de réseau • En général pas un monopole naturel • Les économies d'échelle possibles au niveau du système 	<ul style="list-style-type: none"> • Les incitations à l'investissement exigent une attention particulière • Plusieurs propriétaires possibles au sein du même réseau
Distribution	<ul style="list-style-type: none"> • Souvent un monopole naturel • Les économies de densité 	Pas de concurrence
Alimentation marginale	<ul style="list-style-type: none"> • Les économies d'échelle limitées 	Potentiellement compétitive
Gestionnaire de réseau de transport	<ul style="list-style-type: none"> • Monopole (dû aux limitations technologiques) 	Pas de concurrence

Source : Elaboration de l'auteur d'après IEA, *Competition in electricity markets*, Paris, OECD, 2001, pp. 17-24.

1.2. Le secteur électrique est-il un monopole ?

Like many businessmen of genius he learned that free competition was wasteful, monopoly efficient.

Mario Puzo, *The Godfather*, 1969

1.2.1. L'établissement des monopoles publics en Europe

Au cours des cinquante dernières années, l'Europe a développé une forte dépendance par rapport à l'électricité. Les pannes d'électricité en sont les meilleures preuves. A la suite de violentes tempêtes qui avaient dévasté la France en 1999, plus de 3,5 millions de foyers se sont retrouvés privés d'électricité²¹. Les événements climatiques exceptionnels comme celui-ci ont montré la vulnérabilité d'un réseau moderne face aux forces de la nature, ainsi que l'importance des dommages qui peuvent être provoqués par un long black-out. La coupure d'électricité a des effets immédiats sur l'éclairage, le chauffage électrique, la TV, l'ordinateur... bref, toutes les installations électriques et peut interrompre le système du transport public. Après quelques heures de black-out, il paralyse les chaînes d'alimentation de produits congelés, la distribution d'eau et le système de télécommunication. Les black-outs en Europe et dans le monde entier (Etats-Unis, Canada, Scandinavie, Italie) ont démontré l'importance de l'électricité pour la sécurité publique (fonctionnement des hôpitaux, de la police, etc.) et pour le fonctionnement de toute l'économie.

L'électricité est devenue un des biens essentiels et notre dépendance par rapport à elle ne cesse de s'accroître car sa demande est en constante augmentation. Son rôle pour la société moderne est d'autant plus vital que l'électricité ne possède pas de substitut. Même si la substitution est théoriquement possible, les consommateurs sont liés à l'électricité à cause des équipements qu'ils utilisent.

Le caractère indispensable de l'électricité fait que les problèmes que provoque sa production, tels la contamination de l'environnement, la dépendance envers les pays producteurs de matières premières et en conséquence l'insécurité d'approvisionnement, acquièrent eux-mêmes une grande importance et multiplient les contraintes.

A l'origine, l'électricité est destinée essentiellement à satisfaire un usage d'éclairage. A cette première utilisation s'ajoutent très vite des usages industriels spécifiques dans la chimie et la métallurgie ainsi que dans les transports urbains. Le développement du secteur électrique s'est accéléré durant la période de l'entre-deux-guerres. A ce moment-là, il était dominé partout en Europe Occidentale soit par les entreprises privées (France), soit par de nombreuses entreprises publiques au caractère local et communal (Grande Bretagne, Allemagne). En Italie, l'Etat fasciste est amené à contrôler l'industrie électrique : suite à la crise financière de 1933, pour éviter la faillite du système bancaire italien, l'Etat rachète les actifs industriels des grandes banques et entre en possession de l'essentiel de l'industrie électrique du pays²².

La phase de reconstruction après la 2^{ème} guerre mondiale en Europe Occidentale était très marquée par la planification et la nationalisation des industries de base selon la doctrine du dirigisme ou de l'économie mixte, introduites par les programmes sociaux de partis politiques comme les travaillistes en Grande-Bretagne ou encore les communistes en France. Ces deux idéologies prévoyaient une coexistence de nombreuses entreprises privées et un secteur public puissant qui garantisse à l'Etat un rôle dominant sur le marché.

La planification menée avec succès pendant la guerre était perçue comme la meilleure façon de gérer efficacement les ressources nationales. En plus, avec le Plan Marshall, la planification a gagné de

²¹ ALERTES METEO, « Explications sur la tempête du 27 décembre 1999 », http://www.alertes-meteo.com/tempete/explication_27.htm.

²² Jean-Pierre ANGELIER, « Electricité et gaz naturel : du monopole public à la concurrence réglementée. Une perspective historique », *Hyper article en ligne*, Université Pierre Mendès-France - Grenoble II, avril 2005, pp. 4-5, http://halshs.archives-ouvertes.fr/docs/00/12/07/37/PDF/JPA_Historique-electricite-gaz-France2005.pdf.

l'importance²³. Non seulement il était nécessaire de justifier les besoins de l'aide étrangère, mais il fallait aussi présenter une stratégie d'application de ces moyens. En conséquence, les pays ont préparé les plans économiques qui prévoyaient l'accroissement de l'autosuffisance dans l'approvisionnement énergétique. Un des moyens pour la mise en œuvre de cet objectif consistait en la nationalisation de l'industrie de base.

L'amplitude des nationalisations s'étendait de 10% de l'industrie en Grande-Bretagne jusqu'à 40 % en France en 1951²⁴. Par la suite, dans le domaine de l'électricité émergent des grandes entreprises publiques qui dominent voire même monopolisent les marchés nationaux : *Electricité de France* (EDF) établie en 1946, *British Electricity Authority* (BEA) transformée en 1957 en *Central Electricity Generating Board* (CEGB), *l'Ente Nazionale per l'Energia Elettrica* (ENEL) créée en Italie en 1962. En Allemagne, le marché se concentre autour de neuf très grandes entreprises (dont RWE, Bayernwerk, VEW, Preussenelectra, EVS, HEW, Badenwerk) avec un capital mixte : privé et régional. Cependant ces neuf entreprises ne se concurrencent pas puisque chacune d'entre elles dispose du marché captif d'un ou de plusieurs *Länder*²⁵. En Suisse l'étatisation de l'électricité a commencé déjà au début du XXème siècle, quand les entreprises privées de génération électrique ont été rachetées par les cantons²⁶.

Cette organisation du secteur électrique a trouvé sa justification économique dans la reconnaissance du monopole naturel et son fondement politique dans la notion de service public attribué à l'électricité. La troisième « tradition intellectuelle » qui a servi de base à la nationalisation et à la monopolisation de l'électricité est la conviction que l'organisation des trois fonctions principales - la génération, la transmission et la distribution - soulève des problèmes purement techniques qui ne peuvent être résolus que par des ingénieurs²⁷.

Ces trois idées étaient longtemps les piliers irréfutables de l'organisation de l'industrie énergétique. Cependant, à partir des années 60, de multiples publications ont commencé à révéler un abus et une mauvaise application de ces arguments. La suite du chapitre retrace la remise en cause du raisonnement traditionnel.

1.2.2. L'électricité : bien privé ou bien public ?

La notion de service public fait appel à une activité étant d'intérêt général et devant être disponible pour tous. Néanmoins, la conception de service public est trop soumise à une appréciation subjective, et elle n'a pas de définition universellement reconnue. On peut même dire qu'en pratique souvent est service public ce que la puissance publique définit politiquement comme tel.

Souvent on appelle « service public » la fourniture d'un bien public. La théorie économique néolibérale (SAMUELSON P. cité par SALIES Evans et al.)²⁸ reconnaît comme tel un bien non rival et non exclusif. L'absence de rivalité signifie que la consommation des uns ne réduit pas le niveau de consommation des autres. La non-exclusivité indique qu'il est impossible d'exclure un des consommateurs de son bénéfice.

Evidemment, l'électricité n'en est pas un : il suffit de mettre en place un compteur pour assurer l'exclusion des consommateurs qui ne payent pas. Par ailleurs la rivalité existe également, car l'électricité qui alimente l'équipement ménager ne peut pas être consommée par deux clients en même temps, même si elle peut être soutirée par plusieurs millions d'utilisateurs à la fois.

²³ Shepard CLOUGH, Charles Woolsey COLE, *Economic history of Europe*, Boston, D.C. Heath, 1967, pp. 861- 864.

²⁴ Jacques WOLFF, *L'histoire économique de l'Europe 1000-2000*, Paris, Economica, 1995, pp. 535-538.

²⁵ Jean-Pierre ANGELIER, *op.cit.*, pp. 5-6.

²⁶ OFFICE FEDERAL DE L'ENERGIE, « Jadis un luxe, aujourd'hui un bien ordinaire », *Bulletin de l'Office fédéral de l'énergie*, OFEN, no 4, juillet 2008, p. 4,

http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=fr&name=fr_445287265.pdf.

²⁷ John C. MOORHOUSE, « Competitive markets for electricity generation », *The Cato Journal*, vol. 14, no 3, 1995, p. 426, <http://www.cato.org/pubs/journal/cj14n3/cj14n3-3.pdf>.

²⁸ Evens SALIES (et al.), « L'électricité est-elle un bien public? », *Revue de l'OFCE*. no 101, avril 2007, p. 407.

Entre « biens publics purs » et « biens privés purs » il existe des *biens mixtes* avec les externalités positives ou négatives. L'électricité comme la plupart de la réalité économique se situe dans cette zone grise.

Cependant, il existe des ambiguïtés par rapport au caractère public ou privé de la sécurité d'approvisionnement en électricité. Elles résultent de la structure même d'un réseau électrique. Chaque modernisation ou développement du réseau ou des capacités de production augmente la fiabilité et l'atteinte de tout système. Lorsqu'un agent réalise un investissement pour répondre à la demande croissante, tous les autres agents connectés, les générateurs, les fournisseurs et les consommateurs en retirent un bénéfice et ne peuvent en être exclus. Cela est sans doute une externalité positive.

En suivant la théorie néoclassique, cela signifie que du fait que l'accès au réseau est sans rivalité, les agents qui se connectent ne sont pas suffisamment incités à faire des investissements, car le risque d'un passager clandestin est trop élevé (le problème des investissements sur le marché libéralisé sera analysé dans le chapitre 2.3.2.). Néanmoins, lors d'une congestion, les accès au réseau peuvent entrer en rivalité. L'augmentation subite de la consommation d'électricité couplée avec un réseau de transport sous dimensionné peut créer une congestion et en conséquence priver certaines régions de fournitures. Seulement ceux des agents ayant une connexion avec le plus grand nombre de « nœuds » possible seront approvisionnés ou pourront vendre leur électricité.

Une solution économique est bien sur un système « d'assurance » ajouté au contrat à terme. Par contre, du point de vue technique, seulement une connexion avec les différentes « nœuds » peut garantir l'approvisionnement sans interruption.

Du côté des consommateurs, sur les zones géographiques assez réduites (un quartier, un petit village), le niveau de sécurité d'approvisionnement en électricité est assez homogène. Cela s'explique par le fait que la plupart des consommateurs se trouvent à une certaine distance de la dernière centrale électrique qui leur fournit l'électricité et du fait de la limitation technologique, il est impossible à chacun de payer une prime à un générateur afin que ce dernier lui garantisse un niveau de sécurité plus grand²⁹. Ainsi, tout le monde subit de la même manière les bénéfices (les externalités positives) et les désavantages (les externalités négatives) à un même niveau de fiabilité. Lorsque l'offre cesse, personne n'est plus servi. Ce type d'externalité, qui d'habitude est causée par une congestion sur une branche du réseau, requiert l'attention de la part des gestionnaires de réseau.

Ayant en regard l'importance de l'énergie électrique pour la société contemporaine et vu que toute coupure d'électricité est socialement très mal vue, les autorités de régulation de la plupart des pays européens (notamment en France, Allemagne, Espagne) présument que la sécurité d'approvisionnement est un bien public, désiré par tout le monde et que son besoin est identique pour tous. En même temps, personne n'est incité à payer sa part de la fourniture fiable. En suivant cette logique, chacun serait poussé à ce que ce soit l'autre qui contribue à l'assurer. Cependant, des travaux récents³⁰ proposent l'individualisation des coûts et du niveau de fiabilité offert. On peut imaginer l'existence de consommateurs qui pourraient supporter des coupures provisoires d'électricité et en revanche solliciter un tarif électrique plus bas. A l'inverse, certains acheteurs préféreraient payer plus pour avoir l'approvisionnement en électricité mieux assuré.

En résumé, l'argument qui applique l'appellation de « service public » à l'électricité à cause de son caractère de bien public est sans fondement, même si la sécurité d'approvisionnement en électricité peut avoir certains aspects de bien public, qui provient des externalités liées au développement du réseau. Néanmoins, cette nomination a servi aux pouvoirs étatiques en Europe et notamment en France pour justifier leur intervention dans le secteur énergétique.

²⁹ Malcolm ABBOTT, «Is the security of electricity supply a public good», *The Electricity Journal*, no 14, juin 2001, pp. 31-33.

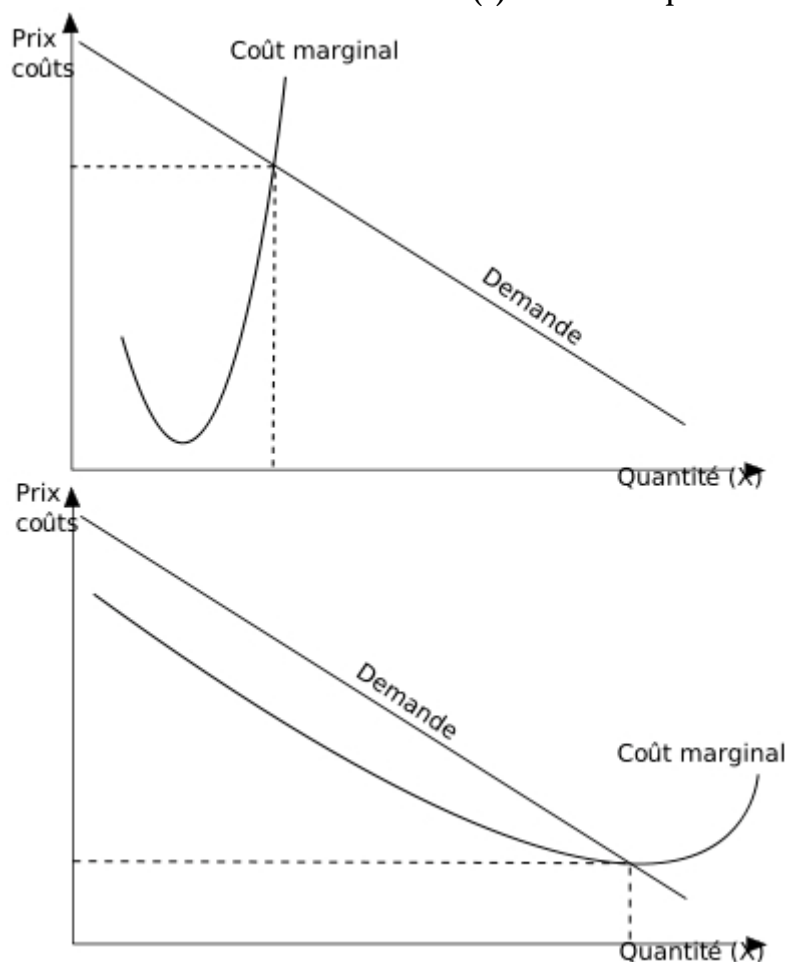
³⁰ Paul JOSKOW, Jean TIROLE, « Reliability and competitive electricity markets », document de travail, MIT, à paraître dans le *Rand Journal of Economics*, 2006, <http://www.hks.harvard.edu/hepg/Papers/Joskow.Tirole.Reliability.Apr.04.pdf>.

1.2.3. Les aspects monopolistiques de l'industrie électrique

L'autre justification pour le lancement de la nationalisation était une défaillance du marché appelée « monopole naturel ». Une industrie est un monopole naturel lorsque les économies d'échelle attachées à l'offre sont telles que, étant donnée la taille du marché, une seule firme fabriquera ce produit à un coût unitaire moindre que s'il était fabriqué par plusieurs entreprises. Autrement dit le coût de production d'une unité supplémentaire - coût marginal - étant décroissant, l'accroissement des ventes permet de répartir les coûts fixes sur des volumes plus importants, si bien que le coût moyen baisse quand la production augmente. Cette baisse est si importante qu'une seule entreprise peut fournir l'ensemble du marché tout en restant plus compétitif que tout autre concurrent. Dans le cas d'un monopole naturel, la concurrence joue tout d'abord entre plusieurs offreurs en favorisant la plus grande des entreprises (celle qui bénéficie déjà d'économies d'échelle) qui produit au coût unitaire le plus bas et peut donc vendre au prix le moins élevé, éliminant ainsi ses concurrents. Au fur et à mesure qu'elle prend la part de marché de ses concurrents, la firme grandit et profite encore plus des économies d'échelle; le processus joue jusqu'à ce que la firme qui au départ bénéficiait d'un petit avantage relatif se trouve en situation de monopole.

Sur le Graphique 4, premier panneau, on observe une situation favorable à la concurrence : le coût marginal de l'entreprise croît avec le volume de sa production, de telle sorte qu'elle perd en compétitivité lorsqu'elle grandit. Au contraire, le second panneau représente l'équilibre d'une entreprise dans un secteur où le coût marginal reste décroissant pour un volume de production très important. Dans une telle situation, les grandes entreprises ont des coûts de production très inférieurs à ceux des petites firmes. La taille optimale de l'entreprise est alors souvent celle d'un monopole.

Graphique 4. La situation favorable à la concurrence (a) et à la monopolisation (b)



Selon la théorie néo-classique, une fois le monopole établi, la firme va déterminer un volume de production qui lui permet de maximiser son profit. Elle offre au marché une quantité moindre que ce ne serait le cas en situation de concurrence, et la confrontation entre l'offre et la demande aboutit à un prix de marché supérieur à ce que serait le prix de concurrence. En outre, l'équilibre du marché ainsi obtenu permet au monopole de dégager un super profit, une rente de monopole qui aboutit à une rémunération du monopole considérée comme inéquitable du point de vue de la société.

Dans la mesure où le monopole est jugé préférable à la concurrence, la question de l'abus éventuel de position dominante peut justifier une nationalisation, car l'Etat comme acteur particulier est supposé ne pas chercher à maximiser ses profits, mais tendre vers le bien-être social. Cette logique étaye la nationalisation et l'établissement de monopole dans le secteur électrique. Toutefois, l'Etat ne peut pas empêcher les employés du monopole public de connaître et profiter de leur statut et position de force : les menaces des grèves, la syndicalisation à outrance, et des salaires et des conditions de travail bien supérieurs aux normes environnantes dans des secteurs concurrentiels. Le public paye le prix du monopole à long terme, qu'il soit public ou privé³¹.

Cependant, depuis les années 80, l'argument du monopole naturel de l'industrie électrique a commencé à être mis en question. Tout d'abord, le fait qu'il y ait monopole naturel dans une partie du secteur de l'électricité (le transport) ne veut pas dire qu'il n'y aura pas de production marchande. En effet, comme on a démontré dans le chapitre précédent, la concurrence est possible dans les quatre fonctions du secteur électrique. Dans le cas de la transmission et de la distribution, ce sont les contraintes technologiques qui ne permettent pas, pour l'instant, l'institution du libre échange. Seule la fonction de gestionnaire du réseau reste un monopole, comme d'ailleurs la régulation ou la surveillance de la concurrence.

Deuxièmement, l'indication pour identifier le monopole naturel est l'existence des économies d'échelle qui accompagnent les secteurs intensifs en capital. Cet argument perd son fondement lors de l'apparition des turbines à gaz, peu coûteuses et rapidement construites et de l'explosion de la demande qui laisse apparaître de la place pour plusieurs fournisseurs.

En plus, il ne serait pas non plus applicable aux grandes centrales à charbon, même si leur coût initial était moins élevé. L'argument traditionnel des économies d'échelle confond la coordination des capacités de génération avec le contrôle de l'énergie réellement produite. De Vany raisonne que cette confusion surgit d'une conviction qu'il doit exister un seul propriétaire des outputs pour atteindre une coordination. On peut bien imaginer que l'organisation industrielle de la génération électrique fonctionne comme le marché des appartements. Chaque centrale électrique peut avoir plusieurs propriétaires contrôlant chacun d'entre eux une partie de la production de la même façon que certains propriétaires contrôlent leurs appartements situés dans un grand immeuble. Il existe un coordinateur (p. ex. le plus grand propriétaire) qui organise le fonctionnement de la station, cependant chaque possesseur peut vendre librement la partie d'électricité qui lui appartient de même que les propriétaires des appartements disposent chacun de leur bien immobilier. Dans le cas du monopole, une seule entité décide de la commercialisation de l'output³².

Selon Pascal Salin, seul un raisonnement économique (et pas seulement des considérations technologiques qui dictent une production à grande échelle) permet d'apercevoir à la fois les coûts et les besoins et, en conséquence, de déterminer le niveau optimal de production. Admettons même que dans le cas de certaines technologies (nucléaire ou thermique à partir du charbon), les économies d'échelle justifient l'existence d'un producteur unique. Ils n'en reste pas moins que des choix d'investissement et de gestion ne peuvent être optimaux que par référence au marché³³.

³¹ Victoria CURZON-PRICE, *Economie politique générale II (B): cours de microéconomie*, Genève, Université de Genève, Faculté des sciences économiques et sociales, 1996.

³² Arthur DE VANY, «Electricity contenders. Coordination and pricing on an open transmission network», *Regulation*, spring 1997, p. 49, <http://www.cato.org/pubs/regulation/reg20n2h.html>.

³³ Pascal SALIN, *La concurrence*, Paris, PUF, série *Que sais-je?*, 1995, pp. 97-98.

Salin suggère que la concurrence peut être très bien assurée par le fonctionnement libre du marché financier, où les droits de propriété sont bien définis et où les différents propriétaires disposent de leurs biens coordonnés par un gestionnaire du réseau.

Troisièmement, du point de vue de la fiabilité du parc électrique, il est préférable d'avoir un nombre important de petites unités de production plutôt qu'une poignée de grandes centrales électriques. Le savoir-faire technique du secteur dit que les capacités optimales d'une centrale électrique thermique (aux matières fossiles) sont de 1000 à 1500 MW de puissance électrique, et celles des centrales nucléaires sont même plus grandes³⁴. Néanmoins comme observe Berlin, E. et al. cité par Moorhouse³⁵, l'efficacité thermique n'est pas la seule condition pour la construction de nouvelles centrales ; il faut prendre en compte la fiabilité du système :

« The effect of unit size on reserve requirements is a straightforward problem. The contingency to be guarded against is that a particular unit will not be available when needed. If generating capacity consists of a large number of small units, risk is spread over each of the units. ... The forced outage rate for fossil-fueled plants over 600 MW is more than twice that of plants below 600 MW »³⁶.

Finalement, les nombreuses analyses empiriques démontrent que dans le cas de la production d'électricité les économies d'échelle ne sont pas importantes³⁷. Néanmoins l'intensivité en capital des technologies nucléaires et thermiques à partir du charbon privilégie les grandes installations. Les économies d'échelle sont aussi identifiées au niveau du parc électrique – plus il est grand, mieux les capacités « de base » sont exploitées. Une seule limitation est le coût de la transmission (les pertes de transmission incluses) qui augmente avec la distance.

En conclusion, l'industrie électrique est dotée de certains aspects monopolistiques : les économies d'échelle et les externalités. Tout d'abord le réseau de transport est considéré comme un monopole naturel. Deuxièmement, les économies d'échelle dans le cas de certaines centrales électriques, ont permis une présomption de monopole naturel, démentie par la suite. En plus, la nécessité de balancer constamment l'offre et la demande et l'application d'un « ordre de mérite » incitent à l'intégration verticale entre le transport et la génération, puis à la monopolisation de tout le secteur. De la même façon, la fusion de la distribution et de la vente de l'énergie, ainsi que de la transmission et de la distribution, émerge facilement.

Une autre explication pour ces intégrations était la réduction des coûts transactionnels et la suppression des problèmes de l'information; inspiré par l'argument que, sous l'organisation englobant toutes les fonctions du secteur, les informations circulent plus facilement et l'équilibre du marché est mieux assuré. Toutefois, les coupures d'électricité, qui n'étaient pas moins fréquentes sous monopole, montrent que l'intégration verticale n'assure pas une meilleure gestion de l'offre et de la demande que celle des systèmes où les fonctions du secteur sont séparées.

Tous ces traits rendent le monopole facile à établir et difficile à renverser. Pascal Salin a bien résumé le mécanisme qui facilite la résistance des monopoles : « Le producteur qui bénéficiait d'une apparence de monopole naturel croyait en l'existence de ce monopole, du fait de l'état existant et prévisible de la technique. A partir du moment où la technique change de manière imprévue, le processus de production

³⁴ OFFICE FEDERAL DE L'ENERGIE, « Les recherches suisses s'enflamment pour les centrales à gaz », *Bulletin de l'Office fédéral de l'énergie OFEN*, no 4, juillet 2008, p. 12,

http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=fr&name=fr_445287265.pdf.

³⁵ Edward BERLIN, (et al.), *Perspective on Power*, Cambridge, Ballinger Publishing, 1974, cité par: John C. MOORHOUSE, *op. cit.*, p. 424.

³⁶ *Ibid.*

³⁷ L. CHRISTENSEN, W. GREEN, «Economies of Scale in U.S. Power Generation», *Journal of Political Economy*, no 84/1976, pp. 655-76; D. HUETTNER, J. LANDON, «Electric Utilities: Scale Economies and Diseconomies», *Southern Economic Journal*, no 44/1978, pp. 883-912; P.L. JASKOW, N. ROSE, «The Effects of Technological Change, Experience and Environmental Regulation on Construction of Coal Burning Generating Units», *Rand Journal of Economics*, no 16/1985, pp. 1-27; R. RHINE, «Economies of Scale and Optimal Capital in Nuclear and Fossil Fuel Electricity Production», *Atlantic Economic Journal*, no 2, juin 2001, pp. 203-214.

optimal n'est plus le même. C'est pourquoi, bien sûr, les producteurs essaient toujours d'obtenir le concours de la puissance publique pour limiter l'accès à leur propre marché et ils trouvent toujours des alibis pour cela.»³⁸ Dans le secteur énergétique ces alibis sont devenus des vérités absolues et non discutables. Cependant, comme on vient de le démontrer, elles ne sont pas justifiées. La restitution de la concurrence est possible à chaque niveau du système électrique.

1.2.4. La règle de l'efficacité technologique

L'autre idée qui a dirigé le secteur vers l'intégration verticale et en conséquence vers la monopolisation prétend que la génération, la transmission et la distribution de l'électricité peuvent être réduites au jeu des problèmes purement techniques. Parce que l'efficacité technologique devrait déterminer la création et le développement des installations énergétiques, les ingénieurs sont les mieux préparés pour leur gestion, dans le cadre de l'entreprise publique.

La méthode la plus efficace du point de vue technologique permet de transformer la plus grande proportion de l'énergie potentielle de combustible ou d'une autre source en énergie électrique. Selon ce critère, les centrales nucléaires sont plus efficaces que les centrales à charbon et celles-ci plus efficaces que la génération hydraulique³⁹.

Cette façon de penser ne prend pas en compte le raisonnement économique qui indique que le combustible utilisé pour la production de l'électricité a plusieurs applications alternatives, qui elles aussi satisfont les besoins humains. Partant, une production efficace selon la logique du bien-être social est celle qui maximise les différences entre la valeur des outputs et la valeur des inputs. En suivant cette argumentation, l'énergie hydroélectrique, qui a le plus faible niveau d'efficacité technologique, peut être le plus efficace économiquement quand on prend en considération la valeur des ressources consommées pendant la production et les conséquences environnementales de la génération.

On peut se poser une question : pourquoi la notion objective de l'efficacité technologique a-t-elle été si facilement utilisée pour soutenir l'idée de la nationalisation du secteur ? Moorhouse donne une réponse : «Technological efficiency seems to point to *«the way»* of generating and distributing electricity. All the information necessary to do so is known by the civil servants acting on behalf of the public interest»⁴⁰. Une telle gestion « technologique » permet de ne pas prendre en compte les informations sur les coûts d'opportunité du marché, et justifier une logique qui nie toutes les règles du jeu de l'offre et de la demande.

Le chapitre suivant essaye, en revanche, de démontrer qu'un usage efficace des ressources pour la production et la distribution de l'électricité exige des informations qui ne peuvent être générées que par le marché.

³⁸ Pascal SALIN, *op. cit.*, p. 100.

³⁹ John C. MOORHOUSE, *op. cit.*, p. 426.

⁴⁰ *Ibid.*

1.3. Le secteur électrique : les arguments en faveur de la libéralisation et de l'intégration du marché

A la fin des années 80, la tendance à libéraliser les activités traditionnellement régulées par l'Etat a atteint le secteur électrique. Ce changement était motivé par l'inefficacité de la structure monopolistique et dans une certaine mesure par la perception changeant le rôle de la propriété publique, de la concurrence et du marché. Le progrès technologique de son côté a rendu possible la gestion des systèmes énergétiques de plus en plus complexes et *ipso facto* la mise en place des mécanismes nécessaires pour supporter la libéralisation effective du marché électrique.

En Europe, une raison principale pour promouvoir la libéralisation du marché électrique et plus largement, pour la création d'un marché intérieur de l'énergie est le renforcement de la compétitivité de l'économie⁴¹. Au début des années 90, l'industrie européenne payait son électricité en moyenne 40% plus cher que ses concurrents américains⁴². La Commission argumente en faveur d'une baisse du prix de l'électricité grâce à un double effet : l'ouverture des marchés à la concurrence et leur intégration, pour apporter la compétitivité perdue aux entreprises européennes de tous les secteurs⁴³.

Le premier pas était de briser une position dominante des entreprises publiques verticalement intégrées. Les géants énergétiques, comme d'autres organisations non exposées à la concurrence et protégées par l'Etat, sont dotées de facteur *X-inefficiency*⁴⁴. Il s'agit de toutes les caractéristiques du monopole qui génère les inerties venant à l'encontre de l'intérêt des consommateurs. Ils captent des rentes qui amputent le surplus collectif et qui disparaissent ensuite sous forme de structures bureaucratiques hypertrophiées, de surinvestissements et d'avantages excessifs pour les employés.

Une position incontestable sur le marché permet de transférer tous les coûts et tous les risques sur les consommateurs qui ne peuvent pas exprimer leur avis sur le produit disponible en changeant de fournisseur. En même temps les monopoleurs continuent à prendre les décisions concernant les investissements, même s'ils sont séparés des incitations à balancer les risques, les coûts et les bénéfices. L'émergence des prix réels est elle aussi bloquée par les subsides, le manque de concurrence et la répartition arbitraire des coûts fixes des investissements sur les quantités produites.

Dans l'Union Européenne la création du marché intérieur de l'électricité, qui se traduit par l'ouverture et l'accroissement du marché électrique, est supposée combattre les effets négatifs des monopoles régionaux. La suite de ce chapitre montre comment, selon la théorie, la libéralisation peut jouer pour le bien-être social.

1.3.1. La production plus efficace d'électricité

Sous un régime de monopole, pour répondre à une demande parfaitement inélastique, le marché s'équipe de capacités suffisantes pour satisfaire la demande à tout temps. Finalement, tout système était obligé de garder une marge de manœuvre entre 15-25% de la puissance disponible⁴⁵. Cependant les entreprises énergétiques verticalement intégrées avaient une tendance à maintenir des capacités de réserves encore plus importantes⁴⁶, lesquelles, pendant la plupart de temps, restaient inutilisées.

⁴¹ Dès le lancement de l'idée du Marché Unique (1985), les différents documents publiés par la Commission soulignent cet objectif, p. ex.: l'Acte Unique Européen.

⁴² COMMISSION EUROPEENNE, *Livre vert: Vers une stratégie européenne de sécurité d'approvisionnement énergétique*, COM(2000) 769 final, Bruxelles, le 29 novembre 2000, p. 62.

⁴³ *Ibid.*

⁴⁴ H. LEIBENSTEIN, « Allocative efficiency versus X-inefficiency », *American Economic Review*, Vol. 56, 1966, pp. 392-415, cité par: Victoria CURZON-PRICE, *Théorie de l'intégration économique*, Genève, Polycopié Université de Genève, 2001-2002, p. 96.

⁴⁵ Franco ROMERIO, Milad ZARIN-NEJADAN, « Les risques d'approvisionnement liés à la libéralisation du marché de l'électricité », *Economie romande*, no 8, décembre 2001, p. 23, <http://www.croise.ch/prestations/journal/dec2001p23.pdf>.

⁴⁶ IEA, *Lessons from liberalized electricity markets*, Paris, OECD, 2005, p. 12.

Une génération compétitive envisage un marché à l'intérieur duquel les firmes rivalisent sur la base de prix pour vendre l'électricité directement aux grands clients industriels, aux courtiers ou aux distributeurs qui approvisionnent les clients particuliers. Les producteurs d'énergie peuvent se spécialiser dans les différents « types » d'électricité comme celle « de base », « de pointe », « cyclique », etc., selon « l'ordre de mérite » (voir Graphique 3). Par exemple, les centrales nucléaires et hydrauliques pourraient se concurrencer pour le marché de contrats à long terme de l'électricité de base. De l'autre côté les entreprises possédant des centrales alimentées par les combustibles fossiles se spécialiseraient en électricité de base et cyclique. Finalement, les turbines à gaz et à fil d'eau ou les cogénérateurs rivaliseraient pour l'approvisionnement de la demande de pointe, comme cela a lieu aux Etats-Unis⁴⁷. En conséquence les capacités de production peuvent être mieux utilisées. Les producteurs ne sont plus obligés de maintenir les coûteux *spinning reserves* et les capacités de réserve rarement utilisées.

Deuxièmement, les mécanismes financiers qui facilitent le commerce de l'électricité, marchés de gré à gré, spot et d'ajustement, introduisent la flexibilité dans la programmation de la production. Le monopoleur doit attendre que le client « allume le contact » et demande l'électricité pour pouvoir vendre, tandis qu'un producteur compétitif n'est pas obligé d'attendre le client – il peut vendre l'énergie sur le marché spot à tout temps. Ce « planning efficient », lui aussi, justifie la réduction de réserves de capacités rarement utilisées pour affronter les pics de la demande, qui peuvent être très bien approvisionnés par l'énergie achetée sur le marché spot à un prix élevé⁴⁸. Les variations de prix prennent la place des capacités de réserve rarement utilisées. Le dynamisme du marché concurrentiel est opposé à l'attente passive du monopoleur.

Or, tout ce qui diminue les capacités de réserves nécessaires pour garder le niveau de fiabilité donnée du système électrique, à savoir : la multitude de différentes installations, la flexibilité de planning de production due à la bourse d'électricité, la différenciation de niveau de fiabilité proposée et, finalement, une meilleure application de l'ordre du mérite selon le prix établi par la concurrence elle-même, aboutissent à la réduction des coûts et, en conséquence, à la baisse des prix en général.

1.3.2. L'établissement des coûts réels et la gestion des risques

La déconstruction des monopoles, l'effacement de tous les subsides et le jeu libre entre l'offre et la demande aboutissent à l'émergence de prix qui reflètent les coûts et la valeur réels de la production, du transport et de la consommation de l'électricité. Quand celui-ci n'est pas manipulé (p. ex. par un acteur dominant sur le marché), il fournit des informations et incitations suffisantes pour équilibrer la demande par l'offre. Les signaux corrects de prix sont essentiels pour inciter les nouvelles entrées sur le marché et pour permettre les investissements les plus appropriés.

L'offre et la demande de l'électricité sont très volatiles. C'est une caractéristique inhérente du marché qui n'est pas lié à l'organisation du secteur. Le marché libéralisé crée un cadre plus transparent et permet que les prix reflètent cette volatilité. Toutes les interventions de l'Etat qui essaient de supprimer l'instabilité de prix et d'établir un prix maximal, brisent les signaux envoyés par ces variations de prix et ralentissent la réponse du marché.

La volatilité des prix crée un risque pour les joueurs sur le marché et c'est leur rôle de l'assurer. L'incertitude est indissolublement liée avec les nombreux facteurs fondamentaux qui déterminent la génération, le transport et la consommation de l'électricité, que nous avons analysés précédemment. Dans le modèle verticalement intégré du secteur électrique, tous les coûts, et *ipso facto*, tous les risques étaient transposés sur les consommateurs. L'ouverture des marchés rend les risques plus transparents et les réalloue sur tous les acteurs qui prennent les décisions : les consommateurs et les producteurs.

Les risques peuvent être gérés à travers les contrats. Les agents du marché se mettent d'accord sur les volumes, le prix, le temps et toutes les autres conditions de l'échange. En effet, les marchés effectifs de

⁴⁷ John C. MOORHOUSE, *op. cit.*, p. 430.

⁴⁸ *Ibid.*

contrats bilatéraux (de gré à gré) qui permettent le management sophistiqué du risque, rendent l'accès au marché plus facile pour les petites et moyennes entreprises et améliorent la concurrence⁴⁹.

1.3.3. L'amélioration de la qualité du service – participation des consommateurs

Les entreprises intégrées verticalement se fixent naturellement sur la partie de l'offre de l'électricité, en se concentrant sur ses deux piliers : la génération et le transport. Sous ce système, le consommateur paie la facture et n'a aucune possibilité de prendre une décision lui-même, sauf de varier sa consommation en fonction du prix des alternatives. Le marché libéralisé permet aux usagers de l'électricité de choisir leur fournisseur, ce qui force ce dernier à améliorer la qualité de ses services. Les producteurs et les entreprises de vente d'électricité rivalisent en proposant un éventail de services différenciés qui reflètent mieux la mosaïque des préférences des consommateurs. Ils peuvent introduire le choix de la fiabilité de l'approvisionnement par exemple « un service avec interruption » (*interruptible service*) qui prévoit à la place du black out complet et soudain, la réduction d'énergie envoyée, c'est à dire, que tous les appareils intensifs en énergie (la climatisation, le chauffage) soient débranchés suite à une impulsion électrique envoyée par le générateur qui précède le débordement du système. Le fonctionnement normal est rétabli après le passage de la période de pointe⁵⁰.

Sous le système monopolistique, toutes les pannes inattendues ou les pics temporairement plus élevés que les marges de sécurité, provoquent la nécessité du rationnement d'électricité, donc de black-out indifférencié. Cette méthode est très inefficace, car elle représente une coupure arbitraire d'une ressource inestimable. Au contraire, si les priorités des consommateurs par rapport à la fiabilité désirée sont bien définies, le service d'approvisionnement en électricité est interrompu selon le degré de sécurité choisi : du plus bas vers le plus haut. En plus cela permet de réduire les coûts totaux d'interruption subis par les consommateurs. Il faut souligner que le progrès dans les technologies microélectroniques de compteurs d'électricité autorise le rationnement de l'énergie selon les préférences du client⁵¹.

1.3.4. « Un plus pour l'environnement » – les incitations pour économiser l'électricité

Selon la Commission Européenne, permettre aux consommateurs de choisir les fournisseurs, selon les indications des prix du marché, devrait mettre ces derniers sur la voie d'une meilleure utilisation des ressources, de la baisse de gaspillages ou encore d'un plus grand respect de l'environnement.

L'établissement de prix réels qui reflètent le jeu de l'offre et de la demande devrait de son côté, inciter les consommateurs à économiser l'énergie, même si son prix est supposé baisser grâce à la libéralisation. Ce mécanisme devrait être surtout visible durant les heures de pointe, quand l'électricité est la plus chère. Cela aura un effet direct sur la sécurité d'approvisionnement pendant les pics de consommation, diminuant le risque de surcharge du système. Il faut toutefois noter afin que le choix des consommateurs soit conscient, qu'il faut mettre en place des infrastructures de mesure appropriées qui assignent le prix de l'énergie soutiré à chaque moment.

Enfin, un système qui autorise aux clients un véritable choix de fournisseur et une mesure fiable de l'électricité consommée, rend toutes les prévisions de consommation plus fiables et en conséquence les investissements plus appropriés. Du côté des producteurs l'introduction de la concurrence les forcera à utiliser toutes les ressources de façon efficiente, ce qui est un geste incontournable pour l'environnement.

⁴⁹ *Ibid.*, p. 431.

⁵⁰ Chi-Keung WOO, «Efficient Electricity Pricing with Self-Rationing», *Journal of Regulatory Economics*, no 2, 1990, pp. 69-81.

⁵¹ Hung-po CHAO, Robert WILSON, «Priority Service: Pricing, Investment, and Market Organization», *American Economic Review*, no 77, 1987, p. 905.

1.3.5. L'encouragement des innovations

Le dernier avantage qui dérive de la libéralisation est l'innovation. La pression de la concurrence tend vers l'amélioration de l'efficacité de l'industrie. Elle encourage les entreprises à devenir plus sensibles aux besoins de leurs clients et à mieux surveiller les coûts, car cela peut être le seul moyen de gagner temporairement sur les rivaux. Le développement de nouvelles offres pour les clients, les meilleures méthodes de diminuer les coûts, l'application de technologies plus efficaces ou moins polluantes (pour ne pas être obligé d'acheter les droits d'émissions de gaz à effet de serre et même de pouvoir les vendre) promet aux innovateurs un avantage compétitif.

De l'autre côté, le monopoleur, dont la position n'est pas menacée, est peu incité à investir dans les innovations, car les investissements dans les recherches et le développement sont risqués et lui apportent peu de profits.

1.3.6. Les gains de l'intégration des marchés

La théorie de l'intégration économique nous dit que les économies d'échelle, étant liées à la taille du marché, sont par définition favorisées par ce processus qui augmente l'atteinte du marché concerné. Selon un modèle élaboré par Paul Krugman⁵², dans le cas d'une industrie intensive en capital, dotée d'économies d'échelle et composée en conséquences de plusieurs entreprises oligopolistiques, l'accroissement du marché va engendrer une baisse des prix. Tout d'abord parce que le plus grand nombre d'entreprises cause des difficultés pour maintenir un cartel⁵³ et des prix élevés pratiqués par l'oligopole. Deuxièmement, ayant à disposition un marché plus important, ces firmes peuvent encore augmenter leur taille et diminuer leurs coûts moyens.

On peut imaginer qu'avec la concurrence accrue les entreprises seront encouragées ou forcées à fusionner avec d'autres, ou vont faire faillite. Les plus performantes partageront entre elles les parts gagnées du marché et deviendront ensuite encore plus importantes et capables d'offrir du prix encore plus bas.

Si ces effets sont présents, les entreprises ont une forte probabilité de devenir les plus efficaces non seulement sur le marché intégré, mais aussi sur le marché mondial. Comme le souligne Curzon-Price, « c'est la raison principale pour laquelle le Marché unique a été mis en route, dans l'espoir que l'Europe puisse retrouver sa compétitivité perdue ».⁵⁴

Il est aussi possible que les bénéfices des économies d'échelle puissent être appropriés par les entreprises grâce à un cartel, au lieu d'être transférés aux consommateurs à travers la baisse des prix. C'est pourquoi un dispositif anti-cartellaire accompagne normalement tout effort d'intégration régionale.

Le modèle de Krugman peut être très bien appliqué à l'industrie électrique. Même si dans le chapitre précédent où l'on vient de voir que les économies d'échelles ne sont plus applicables à tout le secteur de production d'électricité, la partie responsable de la génération « de base » et « de semi base » est tout le temps dotée des caractéristiques de l'industrie intensive en capital. Il s'agit des centrales nucléaires et centrales à charbon dont le coût initial est élevé et le temps de construction long. De plus la situation actuelle sur le marché européen se rapproche de celle de l'oligopole. Les géants énergétiques comme EDF, EON, RWE, ENEL, ou *Vattenfall* dominant leurs marchés nationaux. L'intégration réelle du marché européen pourrait donc aboutir à une situation similaire à celle présentée par Krugman, ou les entreprises spécialisées dans la production de l'électricité de base, exposées à la concurrence venant des autres Etats Membres vont baisser leur prix jusqu'au moment où juste les plus performantes resteront sur le marché.

Il faut toutefois noter qu'à cause des grandes pertes durant le transport il est nécessaire d'avoir un réseau de centrales dense, pour diminuer les coûts de transmission. En plus, un nombre important de stations

⁵² Paul KRUGMAN, Maurice OBSFELDT, *Economie internationale*, Bruxelles, De Boeck Université, 1992, p.160, dans Victoria CURZON-PRICE, *Théorie de l'intégration économique*, op. cit., p.139.

⁵³ Les coûts de coordination augmentent le problème de resquilleurs.

⁵⁴ Victoria CURZON-PRICE, *Théorie de l'intégration économique*, op. cit., p. 140.

plus petites assure mieux la fiabilité du système, que quelques centrales géantes. L'important n'est donc pas la taille de la centrale, mais plutôt leur nombre. Dans ce cas là, les entreprises se font concurrence sur des bases technologiques et gestionnaires.

Il est indispensable de noter que la libéralisation requiert un contexte précis qui doit être assuré afin que les bénéfices mentionnés ci-dessous apparaissent. Le plus important est un cadre qui encourage le développement de la libre concurrence. C'est à l'Etat de jouer un rôle décisif dans son établissement. Pour le protéger contre les abus du pouvoir de marché, un organe indépendant de régulation est indispensable, ainsi que le gestionnaire de réseau de transport, qui, comme nous l'avons vu, reste un monopole naturel. Les mécanismes qui autorisent la concurrence englobent : l'architecture appropriée du marché qui permet les différents type d'échanges (les contrats à long terme et les transactions effectuées à court terme - depuis un jour en avance jusqu'à même quelques heures en avance); la dissociation des fonctions au sein des entreprises verticalement intégrées et l'accès des tiers au réseau.

Si ces conditions sont remplies, à long terme la libéralisation apporte des bénéfices économiques importants pour toute la société. Cependant à court terme, certains groupes ne se rendent pas compte des gains de la libéralisation ou même éprouvent des pertes. Les entreprises verticalement intégrées peuvent se sentir menacées par la nécessité de séparer leurs activités de production de celles du transport. Les groupes de consommateurs qui auparavant profitaient des subsides pour les tarifs électriques (aux frais des autres usagers) peuvent apercevoir la libéralisation comme perte de leurs privilèges. Enfin, les employés des géants énergétiques vont se trouver menacés quant à la libre compétition qui demandera plus d'efficacité et de productivité de la part de la main d'œuvre. Sans doute, un des défis critiques pour le monde politique est la gestion des questions sociales dans la distribution des bénéfices de la libéralisation du marché électrique.

Pour conclure, l'existence d'aspects monopolistiques conjugués avec les idéologies de la planification et de nationalisation durant la reconstruction après la deuxième guerre mondiale ont abouti à la construction de grandes entreprises publiques dans le domaine de l'électricité, soit monopolistiques, soit dominantes sur des marchés nationaux, souvent intégrées verticalement, englobant deux, voire même trois, fonctions de l'industrie énergétique. Dans cette structure du secteur, l'investissement était planifié selon des prévisions à long terme quant aux besoins de la population, et non pas incité par les prix.

La libéralisation a pour but d'introduire la concurrence pour augmenter l'efficacité et elle a pour effet la baisse des prix (voir pp. 73-74), le progrès technique et la sécurité d'approvisionnement. La nouvelle organisation de l'industrie repose sur la séparation des fonctions du secteur (la génération, le transport et la commercialisation) et la mise en place de marchés qui permettent des échanges de services et de courant électrique. Le réseau, encore considéré aujourd'hui comme un monopole naturel, doit être géré par un gestionnaire indépendant qui assure, sous le contrôle du régulateur, l'accès non discriminatoire des acteurs et l'équilibre du système. L'existence d'un régulateur indépendant du pouvoir politique est indispensable pour veiller à un bon fonctionnement de la concurrence et surveiller le comportement du monopole naturel. Cependant, la libéralisation, étant en phase d'expérimentation empirique sur le marché électrique, entraîne en même temps des contraintes. Est-ce que les règles du marché peuvent garantir la sécurité d'approvisionnement en électricité ? Le chapitre suivant présente d'abord les nouveaux enjeux dressés devant la sécurité énergétique en général et donne la définition de la sécurité d'approvisionnement en électricité, pour voir ensuite si cela peut être assuré dans l'environnement libéralisé.

Deuxième partie

La sécurité d’approvisionnement en électricité dans le contexte du marché libéralisé de l’énergie

The work I have set before me is this....how to get rid of the evils of competition while retaining its advantages

Alfred Marshall
(1842-1924)

2.1. Le changement des paradigmes de la sécurité énergétique

A la veille de la II^{ème} Guerre Mondiale, Sir Winston Churchill a pris la décision historique de changer la source d’énergie pour la marine britannique, du charbon au pétrole. Il voulait rendre sa flotte plus rapide que celle de son adversaire germanique. Mais ce passage signifiait que la *Royal Navy* ne compterait plus sur le charbon venant de mines du Pays de Galles mais sur les approvisionnements incertains en provenance de la Perse⁵⁵. Ainsi, il introduit son pays, et par la suite toute l’Europe, dans l’ère de la dépendance énergétique. Mais en même temps, il ouvrit les portes au marché international de l’énergie qui, après la guerre, permit une reconstruction et un développement de l’Europe.

La réponse de Churchill à ces nouveaux défis est résumée en une seule phrase : « Safety and certainty in oil lie in variety and variety alone »⁵⁶. Aujourd’hui ce principe garde toute sa pertinence, toutefois il doit être complété, vu la dynamique de l’environnement international.

Un système de sécurité énergétique fut créé pour répondre à l’embargo pétrolier arabe de 1973, qui fut une tentative d’utiliser cette matière première comme outil dans des négociations politiques. Son élément clé est l’Agence Internationale de l’Energie (AIE). Les Etats membres de cette organisation sont prêts à céder une partie de leur souveraineté afin d’atteindre une meilleure sécurité à travers des engagements mutuels. Les règles de l’AIE concernent les stocks de pétrole (pour satisfaire la demande pendant 90 jours) et les arrangements d’entre-aide réciproque en cas d’embargo qui toucherait un des Etats membres. Le but de ce système de gestion des urgences énergétiques était de contrebalancer les interruptions de l’approvisionnement qui menaceraient la stabilité et l’économie globale, et pas la gestion des prix ou des cycles économiques, qui sont laissés au marché.

A l’heure actuelle, ce modèle adapté à la réalité du XX^{ème} siècle n’est plus applicable, car il ne prend pas en compte de nouveaux facteurs. D’abord la situation internationale n’est plus la même. Après la fin de la guerre froide et une courte période de contrôle unipolaire d’un seul Etat, nous constatons que d’autres acteurs étatiques importants prennent l’initiative et la parole sur des sujets essentiels de l’agenda international. Ainsi la Russie, après une phase de stagnation, se renforce en entrant en discussion avec ses voisins asiatiques, pour déstabiliser le système économique basé sur le dollar ; le Brésil se présente comme dirigeant du bloc de l’Amérique du Sud ; en Afrique, le Nigeria et l’Afrique du Sud font des efforts pour participer davantage à l’économie mondiale⁵⁷.

L’émergence de nouveaux acteurs économiques mondiaux change complètement la perspective de l’AIE créé par les plus grands pays consommateurs d’énergie de l’époque – les Etats-Unis, le Japon et l’Europe de l’Ouest – pour assurer leurs intérêts. Aujourd’hui la demande croissante en énergie des économies

⁵⁵ Daniel YERGIN, «Ensuring Energy Security», *Foreign Affairs*, Vol. 85, Issue 2, Mar/Apr 2006, p. 69.

⁵⁶ Dans: *Ibid.*

⁵⁷ *Ibid.*, p. 71.

indienne et chinoise signifie une concurrence importante pour l'approvisionnement des puissances économiques traditionnelles.

Deuxièmement, selon les prévisions de l'AIE, l'augmentation de la demande globale de l'énergie sera de 50% d'ici 2030⁵⁸. Il n'y aura rien de surprenant là-dedans, car le marché global a déjà connu une telle montée des besoins énergétiques après la deuxième guerre mondiale, mis à part le fait que presque 70% de cette croissance viendra des pays en voie de développement, dont 20 % de la Chine⁵⁹. A la lumière de ces prévisions, il est justifié de craindre que les ressources ne soient pas suffisantes pour combler les futurs besoins, sans une augmentation importante des prix. Cependant, les sources des matières énergétiques ne sont pas en voie d'épuisement. Le défi majeur se trouve dans les technologies qui permettent l'accès à ces ressources et leur commercialisation à un prix acceptable.

Le premier effet de la demande croissante est l'envolée des prix pétroliers. Ceux-ci sont passés de 20\$/baril début 2000 à environ 140\$/baril à l'heure actuelle⁶⁰. Cela reste une préoccupation principale de tous les Etats importateurs, surtout les prix du gaz et même de l'électricité, car étant des substituts du pétrole, ils sont fortement liés au prix de ce dernier.

Toutefois, l'augmentation de la demande n'est pas la seule cause de la montée de prix de l'or noir :

«Price movements in recent years have been startling. In 2004, for example, China's oil consumption spiked by 16% and contributed to an extraordinary tightening of global markets. Rising demand in the United States and elsewhere, production shortfalls in Venezuela, less than expected production in Iraq, grave instability in Nigeria, the havoc wrought by Hurricanes Rita and Katrina and damage to refining facilities there also contributed to the recent price explosion»⁶¹.

Il est important de noter que ce qui dérange dans la hausse du prix de l'énergie c'est son caractère soudain et imprévisible. Le premier choc pétrolier en est le meilleur exemple : dans l'immédiat, la brusque augmentation des prix a frappé brutalement les consommateurs figés dans leurs habitudes. Toutefois à long terme, les modes de consommation s'adaptent : les sommes consacrées en isolation pour les maisons augmentent pour dépenser moins en fuel pour les chauffer, les voitures deviennent moins gourmandes en essence et de nouveaux équilibres s'établissent.

Troisièmement, la question environnementale constitue un nouveau défi pour la politique énergétique. Les émissions de gaz carbonique et autres, issues de la transformation des ressources énergétiques ont été jugées comme étant la cause principale de la hausse de la température au niveau global. Vu les effets de ce réchauffement, comme par exemple la fonte des glaciers ou les événements climatiques aggravées (les tsunamis, les ouragans, les inondations, les sécheresses), la prise de conscience de la contribution humaine au changement climatique devient de plus en plus reconnue. La création d'un nouveau marché des droits d'émission de GES au niveau européen et mondial, suite au protocole de Kyoto, est un outil pour diminuer cette influence en utilisant les mécanismes du marché. Le secteur électrique étant un des plus grands émetteurs de GES, sera d'avantage touché par les exigences des investissements dans les technologies « propres » (ce sujet sera traité dans le chapitre 3.1.1).

Dans ce contexte, la question du mode de consommation des sociétés occidentales constitue un problème. On ne peut pas attendre qu'il soit reproduit dans les pays en voie de développement, car cela n'est justement pas possible au niveau des ressources disponibles et à l'égard du respect de l'environnement.

Les nouveaux défis, qu'on vient de présenter, se transposent sur des nouvelles menaces. En premier lieu, les Etats sont défiés par des organisations non étatiques. Les conflits armés, et surtout le terrorisme, visent

⁵⁸ IEA, *World Energy Outlook 2005*, Paris, OECD, 2005, p. 43.

⁵⁹ IEA, «Energy statistics», <http://www.iea.org/Textbase/stats/index.asp>.

⁶⁰ En Juin 2008.

⁶¹ Jos VAN GENNIP, (Pays Bas, Rapporteur General), *Energy Security*, NATO Parliamentary Assembly, 170 ESC 076 E, p.7, <http://.naa.be/Default.asp?CAT2=982&CAT1=16&CAT0=2>.

chaque point névralgique qui pourrait paralyser les structures de l'état, parmi lesquelles l'infrastructure énergétique est une des plus menacées :

«Terrorists are not only seeking to wreak havoc and kill innocent people; they are also intent on waging economic warfare against the global economy. When Osama Bin Laden threatens to attack the “hinges” of the American and world economy, he presumably means the critical infrastructures that run the modern economy –such as transportation, communication, information technology, finance, health, food– and of course energy»⁶².

Les événements qu'on a pu observer ces derniers temps soulignent l'importance des menaces venant des tensions internes et externes entre les Etats. Un différend répété entre la Russie et l'Ukraine concernant le gaz naturel, a déjà coupé temporairement l'approvisionnement vers l'Europe ; les attaques terroristes sur les installations pétrolières ont réduit les exportations du Nigeria.

Ensuite, une menace que l'on n'avait pas perçue et qui est fortement amplifiée à cause du changement climatique est celle liée aux catastrophes naturelles, comme les ouragans. Au mois d'août et septembre 2005 les ouragans *Katrina* et *Rita* ont apporté le premier choc énergétique intégré : une perturbation simultanée des flux de pétrole, de gaz et d'électricité. D'ailleurs, hormis la Guerre du Golf de 1991, c'est la seule fois que le système de réserves stratégiques de pétrole des Etats-Unis a été mis en marche⁶³.

En résumé, la situation actuelle est beaucoup plus complexe. Les nouveaux types de vulnérabilités ont une relation directe avec la montée du prix du pétrole. La plupart d'entre elles sont fortement liées. Elles s'appliquent également à l'énergie électrique. Certains voient comme menace additionnelle la libéralisation. La suite du présent chapitre essaie d'évaluer si la libéralisation du secteur électrique peut être une menace pour la sécurité d'approvisionnement.

⁶² Daniel YERGIN, «Energy security and Markets», in: Jan H. KALICK (ed.), *Energy and security: toward a new foreign policy strategy*, Washington, D.C., Woodrow Wilson Center Press, 2005, p. 55.

⁶³ Jos VAN GENNIP, *op. cit.*, p. 8.

2.2. La conception de la sécurité d’approvisionnement en électricité

Le concept de la sécurité de l’approvisionnement en électricité s’inscrit dans le cadre plus large de la sécurité énergétique, qui essaie de répondre aux défis et menaces d’aujourd’hui. La définition de la sécurité énergétique varie d’une région à l’autre, étant une conséquence directe du bilan énergétique de chaque acteur et de sa position dans le système énergétique international⁶⁴. Les enjeux énergétiques sont différents pour les économies croissantes de l’Inde ou de la Chine, qui doivent ajuster leur demande énergétique aux marchés globaux, de ceux de la Russie qui vise le contrôle sur ses « ressources stratégiques » et les principales voies mondiales pour leur transport. Les Etats-Unis doivent redéfinir leur politique « d’indépendance énergétique » qui n’est plus applicable à la réalité actuelle. D’un autre côté, les pays exportateurs d’énergie comprennent la sécurité énergétique comme une stabilité de la demande internationale.

Pour l’Europe, les enjeux majeurs semblent être la dépendance sur l’énergie importée, pour satisfaire une demande qui ne cesse d’augmenter, ainsi que les engagements que l’UE a pris pour la lutte contre le réchauffement climatique (ces deux points seront développés dans le sous-chapitre 3.1.1).

En admettant que la perspective de chaque Etat, ou groupe d’Etats, est différente, il existe toutefois des définitions plus consensuelles de sécurité énergétique. Une d’entre elles, proposée par le Programme des Nations Unies pour le Développement, considère les différents éléments qu’on va ensuite retrouver dans la définition de la sécurité d’approvisionnement en électricité :

«Energy security is a term that applies to the availability of energy at all times in various forms, in sufficient quantities, and at affordable prices, without unacceptable or irreversible impact on the environment»⁶⁵.

Notons tout d’abord *la disponibilité de l’énergie continue et en quantité suffisante* dans des circonstances changeantes; deuxièmement, *la variété de formes d’énergie* qui comprend la diversification des sources d’approvisionnement et de leur provenance. « Le bouquet énergétique » bien équilibré permet de réduire les risques de nature économique, géopolitique, sociale et environnementale.

Le troisième élément est *le prix raisonnable*. Cette question est assez complexe. La variation du prix du pétrole influence les décisions sur les investissements dans d’autres sortes d’énergie. C’est l’énergie la plus utilisée⁶⁶ et son prix sert de référence pour celui des autres énergies. La hausse du prix du baril ouvre aux capitaux la voie à l’exploitation d’autres formes d’énergie, surtout le gaz et les énergies renouvelables, qui à un prix bas du pétrole ne seraient jamais rentables. Suite à cette demande accrue, les prix de ces types d’énergie augmentent également.

Le dernier élément concerne *l’impact de la consommation d’énergie sur l’environnement*, à savoir, il doit être acceptable et réversible. Ce point fait référence à l’inclusion des coûts environnementaux dans les coûts réels de l’énergie.

Finalement, on peut constater que la définition de la sécurité énergétique est une chaîne d’autres concepts. La même chose s’applique dans le cas de l’électricité. Il est important de savoir que le risque d’approvisionnement peut être causé autant par des facteurs liés à l’électricité *per se*, donc à sa transformation, que par des facteurs extérieurs, concernant essentiellement les matières premières pour sa production. De cette façon, on distingue trois aspects de la sécurité d’approvisionnement en électricité :

- *Sécurité à court terme*, autrement dit la *fiabilité ou la sûreté du système électrique*
- *Sécurité à moyen et long terme*, autrement dit la *sécurité économique* ou l’adéquation des investissements dans les capacités de génération et du transport.
- *Sécurité d’approvisionnement en matières premières*.

⁶⁴ Daneil YERGIN, (2006), *op. cit.*, p. 71.

⁶⁵ Thomas JOHANSSON, José GOLDEMBERG, *World Energy Assessment. Overview 2004 Update*, New York, United Nations Development Programme, 2004, p. 42, <http://www.undp.org/energy/weaover2004.htm>.

⁶⁶ 35,2% de la consommation globale de l’énergie pour l’année 2004. Source : Franco ROMERIO, *op. cit.*, p. 45.

Le premier type fait référence à la capacité du système de supporter des perturbations imprévues lors de l'opération à court terme⁶⁷. Il s'agit d'éviter les interruptions de fourniture pour les usagers lors d'un événement exceptionnel (le temps extrême, une catastrophe naturelle, une panne de la centrale ou des lignes de transport, en gros toutes les éventualités qui peuvent provoquer une coupure du courant). Cet aspect concerne davantage la question des capacités de réserves et la gestion de réseau : la surveillance de l'offre et de la demande pour pouvoir bien ajuster leurs différences, et le maintien des capacités d'interconnexion et de réserve pour pouvoir allouer correctement le droit de leur utilisation et éviter les goulets d'étranglement. Les acteurs impliqués sont les gestionnaires du réseau agissant sur les marchés de réserve et des capacités d'interconnexions, mais aussi les entreprises qui doivent fournir les informations nécessaires concernant leurs capacités de production, etc.

Quant à la sécurité économique à moyen et à long terme, elle est définie comme la capacité du secteur d'assurer, économiquement parlant, une fourniture d'électricité suffisante, fiable et sûre. On ne parle plus d'aptitude à contourner les distorsions soudaines ou de balancer continuellement l'offre et la demande, mais de l'adéquation des investissements dans les installations de génération et du transport nécessaires pour faire face aux besoins croissants des consommateurs.

Le troisième aspect de la sécurité touche la continuité des fournitures de matières premières pour la génération de l'électricité. Suivant la règle de Churchill, la meilleure façon de les assurer est la diversification des sources d'énergie et de leur provenance. Dans un cadre libéralisé, la discussion est centrée aussi bien sur la diversification des sources d'approvisionnements pour une entreprise énergétique que sur la souplesse des contrats et sur la diversité des formes d'énergie utilisées⁶⁸.

Dernièrement, la question d'un prix raisonnable est mentionnée comme un élément important de la sécurité d'approvisionnement électrique. Cet aspect n'affecte pas, en soi, l'énergie disponible pour vendre mais peut priver certains groupes de son approvisionnement. Le prix de l'électricité et de l'énergie en général est une question névralgique. La demande inélastique rend les consommateurs vulnérables aux changements soudains des prix. Dans ce cas, la problématique touche la question de savoir si l'approvisionnement en électricité est ou n'est pas un service public.

Les trois aspects de la sécurité d'approvisionnement en électricité rentrent parfaitement dans la définition générale de la sécurité énergétique. Il est important de savoir que sa compréhension change selon le régime organisationnel du secteur. La sécurité d'approvisionnement signifie autre chose pour un monopoleur que pour une entreprise privée. Le sous-chapitre suivant analyse les controverses que la libéralisation pose en matière de sécurité des fournitures électriques.

⁶⁷ Evens SALIES (et al.), *op. cit.*, p. 406.

⁶⁸ Edgard GNANSOUNOU, « Indépendance énergétique et sécurité d'approvisionnement », *Notes de synthèse de la Fédération romande pour l'énergie*, Mai 2000, http://www.frenergie.ch/f/notes_synthese/independance_energie.html.

2.3. La sécurité d'approvisionnement en électricité – les défis du marché libéralisé

2.3.1. Le black-out en Californie – un échec du marché libéralisé ?

L'effondrement de tout le système électrique en Californie en 2000-2001 a remis en question la philosophie de l'ouverture des marchés qui avait marqué le secteur électrique pendant une décennie. Ce dysfonctionnement a mis en évidence les enjeux de sécurité d'approvisionnement et de sûreté des systèmes électriques. Même si les accidents majeurs ne sont pas des phénomènes nouveaux dans l'histoire et se sont produits bien avant la libéralisation des marchés, les forces du marché concurrentiel ont été jugées responsables de la crise californienne. Les opposants à la dérégulation ont largement exploité cet échec pour souligner les enjeux de la libéralisation.

Pour éviter les idées préconçues, une étude sur la totalité des circonstances à l'origine de la crise californienne s'impose. L'Etat californien a introduit un système électrique libéralisé en 1996⁶⁹. Ses instruments principaux étaient la dissociation de la génération et du transport (transmission et distribution) de l'électricité, des gestionnaires de réseaux de distribution indépendants de la production, et enfin un accès commun à tous les acteurs au réseau. Un marché de gros obligatoire (modèle Poolco) a été institué sur lequel les générateurs devaient vendre la totalité de leur production à un prix s'établissant en fonction du jeu de l'offre et de la demande (voir tableau 4, p. 44).

Dans cet Etat, depuis plusieurs années, les capacités de production augmentent lentement en raison de mesures de protection de l'environnement plus strictes que dans le reste des Etats-Unis et d'une importation importante de l'hydro-électricité en provenance de Columbia River. Cette énergie, relativement bon marché, cachait en fait l'insuffisance de la puissance nécessaire⁷⁰. Le prix concurrentiel du gaz et les contraintes environnementales ont relancé les investissements dans des centrales fonctionnant au gaz⁷¹. Cependant les capacités des pipelines n'étaient pas suffisantes pour faire face à cette augmentation de la demande gazière, d'où une montée rapide de son prix.

A ces facteurs s'ajoute la croissance sous-estimée de la demande électrique. En effet, les prix de gros de l'électricité augmentent. En été 2000, ils montent jusqu'au niveau record d'environ 500 US\$/MWh. A ce niveau l'autorité de régulation californienne a pris la décision de limiter la hausse possible des prix de l'électricité destinée aux consommateurs finaux afin de les protéger. Les prix de gros s'élèvent donc, alors que les prix au détail sont bloqués. Les distributeurs achètent leur électricité et doivent la revendre à perte, ce qu'ils ne peuvent faire de manière durable. Ils arrêtent les achats et les livraisons, ce qui entraîne en conséquence des pannes à répétition.

Dans ce contexte, les générateurs préféraient exporter l'électricité vers les Etats voisins où les prix n'étaient pas réglementés. Parfois, ils refusaient même de vendre l'énergie de peur de ne pas être payés.

En janvier 2001, la situation s'est aggravée en raison d'un temps exceptionnellement froid et sec. Ainsi, la demande s'est accrue et le potentiel de production d'hydro-électricité du Columbia River fut d'autant plus limité. Le gestionnaire du réseau a annoncé la phase 3 de l'alerte⁷² et le prix sur le marché spot d'électricité est de nouveau monté jusqu'à 250\$/MWh, presque 10 fois plus que le prix moyen de janvier 2000.

Le 1^{er} février 2001, la bourse californienne cesse son fonctionnement à cause du manque d'échanges d'électricité. Du 17 janvier au 31 mars 2001, le gouvernement californien a dépensé \$7.6 milliards pour acheter l'électricité en gros au prix moyen de \$270/MWh car deux des plus grandes firmes de distribution n'arrivaient plus à payer leurs factures d'achats d'électricité et ont déposé une demande de protection en

⁶⁹ Chi-Keung WOO (et al.), «Electricity market reform failures: UK, Norway, Alberta and California», *Energy policy*, no 31, septembre 2003, p. 1105.

⁷⁰ David M. NEWBERRY, «Liberalising Electricity Markets», presented at the 25th Annual IAEE International Conference held at Aberdeen on 28 June 2002, p. 6, <http://www.econ.cam.ac.uk/faculty/newbery/files/aberdeen.pdf>.

⁷¹ Jean-Pierre ANGELIER, *op. cit.*, p. 35.

⁷² Le moment où les réserves de sécurité descendent au-dessous de 1,5 % de la capacité totale du système et la déconnexion est essentielle pour protéger l'intégrité du système.

application de la loi sur les faillites. A partir de juin 2001, les consommateurs californiens profitent d'une fourniture stable en électricité, mais ceci est essentiellement dû à des températures relativement basses et aux efforts d'économies d'énergie qui ont réduit la demande de pointe de 10%⁷³.

D'après l'analyse⁷⁴ faite par Woo et al., il existe quatre causes principales de l'effondrement du système californien.

Premièrement, le marché de génération de l'électricité n'était pas compétitif. Quelques entreprises énergétiques importantes profitaient des congestions pour abuser de leur pouvoir de marché. Elles se sont rendu compte que si elles n'accroissaient pas leur offre, leurs bénéfices monteraient d'autant plus vite. La firme ENRON a été accusée d'avoir suscité et mis en œuvre des pratiques cartellaires allant dans ce sens, pratiques que la bourse électrique n'a pas été capable de circonscrire⁷⁵.

Deuxièmement, la restructuration du marché durant la période d'insuffisance des capacités a entraîné une élévation des prix. La réforme du marché a été conçue pour rendre efficace les systèmes en *sur-capacité*, avec des marges de manœuvre excédentaires. En Californie, déjà avant la libéralisation, les investissements dans les nouvelles capacités diminuaient, tandis que l'accroissement de la demande était sous-estimé.

Troisièmement, le plafonnement des prix empêchait une autorégulation par le marché. Il a masqué les signaux des prix et rendu impossible la réponse des consommateurs et des producteurs.

Ensuite, l'architecture du marché libéralisé a empêché son fonctionnement correct⁷⁶. La complexité du marché, le caractère obligatoire de la bourse de l'énergie qui excluait les contrats bilatéraux, l'exigence de l'achat obligatoire imposée aux entreprises de distribution, prix-plafond pour les consommateurs ainsi que le manque d'instruments de gestion du risque constituent ses principaux défauts.

Finalement, l'incertitude liée à la régulation, avant et pendant la phase de restructuration du secteur, a découragé la construction de nouvelles centrales et accentué la probabilité de pénuries et de montée des prix.

Pour conclure, cette analyse tend à montrer que ce n'est pas le concept de concurrence mais un certain nombre d'imperfections des marchés qui sont à l'origine des black-outs. La crise californienne illustre ainsi la faillite d'un modèle organisationnel mal conçu, mais ne condamne en rien la libéralisation des marchés. C'est avant tout une mauvaise architecture du marché ou l'action des régulateurs qui a permis aux producteurs importants d'exercer leur pouvoir de marché et de diminuer l'offre dans le but d'engendrer des profits au niveau des pics de la demande. L'autorité de régulation du marché énergétique et de la concurrence se doit d'identifier les défauts qui font apparaître des rentes potentielles.

En Californie, les trois aspects de la sécurité énergétique ont ainsi été remis en question. Le cas de la Californie servira de contre-exemple d'architecture du marché, lequel sera utile pour identifier les éléments nécessaires au fonctionnement efficace d'un système électrique libéralisé, à travers les trois aspects de la sécurité d'approvisionnement.

⁷³ Chi-Keung WOO, (et al.), *op. cit.*, p. 1105.

⁷⁴ *Ibid.*

⁷⁵ Jean-Pierre ANGELIER, *op. cit.*, p. 35.

⁷⁶ Jean-Marie CHEVALIER, « L'impact de la crise californienne sur la sécurité d'approvisionnement et la politique énergétique », présenté à la Conférence des 7-8 février 2002 sur l'Ouverture des marchés énergétiques : conséquences sur les missions de service public et de sécurité d'approvisionnement pour l'électricité et le gaz, <http://www.energie.minefi.gouv.fr/energie/politiqu/aie-dgemp-chevalier.htm>.

2.3.2. L'adéquation des investissements dans les installations électriques

L'argument principal des opposants de la libéralisation du secteur électrique est que celle-ci ne garantit pas le niveau des investissements suffisants pour satisfaire la demande croissante. Comme on l'a vu, c'était une cause principale de la montée des prix et des blackouts sur le marché californien qui ont provoqué l'effondrement de tout le système.

En régime de monopole, les nouveaux projets sont fondés sur les prévisions de la consommation de l'énergie à long terme. Pour garantir la continuité de l'approvisionnement, des capacités excédentaires de production et de génération sont nécessaires. Au niveau politique, le risque de sur ou sous-investissement est jugé de façon asymétrique. Les ruptures sont des conséquences malencontreuses qui attirent plus l'attention du grand public que les coûts d'inefficacité d'une surcapacité payés par les consommateurs, qui peuvent passer inaperçus.

Il faut noter que l'ancien régime public n'était pas libre de danger de sous-investissement. Toutes les centrales construites dans les années 70 et 80 arrivent maintenant à la fin de leur vie. Selon l'AIE, le financement nécessaire pour remplacer ces capacités et pour affronter la montée de la demande peuvent s'élever même à 11 276 mld \$⁷⁷.

Avec la dérégulation, souvent accompagnée de privatisation ou d'ouverture du capital, les risques des investissements sont transférés à l'entreprise (transporteur ou producteur) qui doit faire une analyse précise des risques pour apprécier son espérance de rentabilité. Il existe une relation complexe de correspondance entre les investissements de production et les investissements de transport. Toutefois, les deux catégories obéissent à des logiques économiques et réglementaires différentes. La génération pose des problèmes de disponibilité pour répondre aux pics de la demande, alors que la transmission soulève la question des externalités et des goulets d'étranglement.

Concernant la génération, la question se pose si le mécanisme d'incitation de prix est en mesure de garantir le taux d'investissement nécessaire à long terme ou si l'Etat, à travers l'autorité de régulation, doit fixer des standards en matière de sécurité. Si le marché fonctionne correctement, on aura des cycles de surinvestissement qui provoqueront la baisse de prix et l'arrêt de construction de nouvelles installations. Si la consommation continue à augmenter, le sous-investissement provoquera la remontée du prix du courant et incitera les investissements nécessaires.

C'est exactement le sous-investissement qui inquiète les opposants de la libéralisation, d'autant plus qu'une marge de sécurité élevée n'est plus recherchée. La libre-concurrence fait naître les risques qui pèsent sur le choix d'investissement. Le premier risque est *la volatilité des prix*. L'incertitude sur le prix de vente rend plus difficile la construction de scénarios et l'évaluation des projets d'investissement. Seuls les contrats de long terme permettent de préserver une certaine stabilité.

Le deuxième risque est *l'incertitude réglementaire*. La libéralisation est un processus adaptatif, une décision du régulateur, par exemple le plafonnement des prix, peut changer complètement la perspective de l'acteur privé. En dépit de l'effort des organes de régulation, en réalité il y a très souvent un manque crucial de lisibilité à long terme de l'environnement juridique des entreprises. Cela pèse sur leurs stratégies d'investissement à long terme.

La même obscurité couvre les choix futurs pour les limites des émissions de CO₂ et leur répartition, ce qu'on peut observer maintenant dans l'UE. De même, la politique d'autorisation pour construire les nouvelles centrales peut mener au rejet de projets pourtant indispensables à l'équilibre de la structure du parc électrique. Une fois de plus, la crise californienne donne l'exemple où les restrictions environnementales ont découragé l'investissement.

⁷⁷ IEA, *World Energy Outlook 2006*, Paris, OECD, p. 79,
<http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2006/weo2006.pdf>.

Le marché électrique diffère bien évidemment des autres marchés et il ne faut pas sous-estimer les difficultés qui le caractérisent comme la non-stockabilité, les difficultés de transport, etc. (voir chapitre 1.1.1.).

Cependant, la technologie des turbines à gaz à cycle combiné (TGCC) permet de contourner rapidement certaines difficultés par l'adaptation rapide de l'offre à la demande. Il s'agit d'installations de petite taille, réalisables de manière rapide, qui réduisent sensiblement le laps de temps entre l'anticipation du déficit et sa couverture; en plus, elles peuvent être facilement arrêtées et redémarrées à nouveau. Cette flexibilité est un mécanisme parfait pour satisfaire la demande de pointe – la plus intéressante du point de vue du prix de vente.

Néanmoins, l'utilisation de cette technologie pose aussi des problèmes. La privatisation et l'environnement concurrentiel exigent que les firmes fassent du profit. Cela signifie que la prise de risque est susceptible d'être sanctionnée par une chute du cours des actions. Les actionnaires souhaitent une rentabilité rapide et ont tendance à dévaloriser les projets à long terme, d'autant plus quand ils sont risqués. L'incertitude pousse les entreprises à privilégier les investissements moins intensifs en capital et à court terme.

Un autre risque occasionné par la libéralisation est lié à la volatilité des prix qui exploitée via mécanisme des bourses d'électricité, est très rémunératrice. Cela ouvre des nouvelles possibilités *de comportements spéculatifs*. Les acteurs qui ont la possibilité d'agir sur le prix, peuvent exploiter les moments de pics de consommation, comme c'était le cas en Californie. Dans un contexte de croissance de la demande, les capacités de pointe deviennent plus rares et plus chères. Cela révèle un besoin de renforcement des capacités en semi-base, puis en base. Toutefois, les entreprises qui détiennent le pouvoir du marché et les différentes technologies de production, sont tentées de profiter de cette situation, sans construire des nouvelles capacités. Il suffit de provoquer une panne de centrale de base pour diminuer l'offre et créer le besoin de capacités de pointe, même pendant les périodes de moindre consommation.

Cette situation ne peut pas durer longtemps. Si seulement les concurrents peuvent entrer facilement sur le marché, les prix élevés attireront sans doute les nouveaux investisseurs.

D'autre part, si les prix sont trop bas, les entrepreneurs ne seront pas incités à construire les nouvelles unités de pointe, dont la rentabilité est obérée par leur durée de fonctionnement qui peut être très courte. L'existence d'une capacité disponible de pointe conditionne la fiabilité globale du système.

Sur les marchés libéralisés, il existe trois mécanismes pour répondre à ce problème⁷⁸ : 1) les commandes publiques de réserves stratégiques, 2) Les prix variables de capacités et 3) l'obligation de maintenir une capacité excédentaire (voir Tableau 2).

Tableau 2. Comparaison des instruments de capacité

Commande publique de réserves stratégiques	Prix de capacité (dont variante de prix flexible)	Obligation et marché de capacité
France, Portugal Suède, Norvège, Royaume-Uni	Espagne, Italie Argentine, Chili, Colombie, Pérou	Marchés régionaux américains : PJM, NY, New England

Source : Dominique FINON, Virginie PIGNON, « Électricité et sécurité de fourniture de long terme. La recherche d'instruments réglementaires respectueux du marché électrique », *Economie et Sociétés*, no 10, 2006, p. 1512.

⁷⁸ Dominique FINON, Virginie PIGNON, *op. cit.*

La première option est largement popularisée en Europe. Dans ce cas, le pouvoir public intervient directement sur le marché pour demander les capacités manquantes de pointe. Dans la deuxième approche, les générateurs sont payés pour les capacités offertes au système durant les heures de pointe, indifféremment à leur fourniture réelle. Le montant payé est déterminé par la décision du régulateur. Finalement, un marché de capacité opère en parallèle avec le marché d'énergie pour réaliser une obligation imposée aux distributeurs de contracter avec les générateurs les capacités qui dépassent la demande prévue.

Il est toutefois important à noter que ces mécanismes ne sont nécessaires que durant la période transitoire, soit quand le marché n'est pas encore complètement libéralisé. Si la concurrence fonctionne librement et si la réponse des consommateurs est permise pour choisir le niveau de sécurité souhaité, aucun instrument de capacité n'est nécessaire.

En résumé, les préférences données aux projets à court terme dissuadent effectivement la construction des centrales de base comme par exemple nucléaires. Les délais de construction sont ici de dix ans, et les signaux de prix de court terme envoyés par le marché ne sont pas assez forts. Il est impossible de prévoir avec fiabilité quel sera leur niveau au moment de la mise en marche des réacteurs.

Un autre obstacle dressé à la liberté d'investir est le « not in my backyard » syndrome qui se réfère à l'acceptation sociale de la localisation des grands projets infrastructurels ou industriels. Comme le souligne Esnault, ce phénomène s'amplifie avec la libéralisation. Les voisins et riverains acceptent beaucoup moins facilement de nouvelles centrales, convaincus qu'elles ne seront pas configurées en fonction de leurs besoins⁷⁹.

Pour conclure, il est nécessaire de créer un environnement réglementaire et politique favorable aux investissements à long terme, qui ne va pas perturber les signaux de prix mais plutôt diminuer les risques de choc sur les marchés.

Une autre solution traditionnelle est de conclure les contrats à long terme car ils stabilisent les rendements lors de la mise en place d'un projet d'investissement. Ils sont essentiels pour conserver un parc de centrales équilibré.

De plus, tous les marchés essaient de gérer les incertitudes. Les entreprises électriques aussi cherchent à anticiper l'évolution du marché, en particulier celle du prix de l'énergie qui devient très volatile. Elles ont aussi la facilité de s'organiser et influencer les décisions des pouvoirs publics, étatiques et européens.

Le second aspect de la sécurité à long terme est l'investissement dans *le réseau de transmission*. Or, la transmission est devenue un goulet d'étranglement pour le développement du marché d'électricité. Le réseau existant n'est pas adapté aux formules émergentes du marché libéralisé. La compétition change graduellement les marchés locaux en marchés régionaux, ce qui alimente l'accroissement de la demande pour les capacités d'interconnexion. Les liaisons existantes conçues à fin d'obtenir un niveau plus élevé de sécurité d'approvisionnement en capacités génératrices, ne sont désormais pas capables de servir ce nouveau flux commercial. Le résultat est *la congestion* qui engendre des coûts importants. Dans les zones touchées, les prix sont plus élevés et plus volatiles. La concurrence peut être sévèrement limitée sur les marchés théoriquement ouverts où la congestion a causé la fragmentation géographique. Aussi la fiabilité de l'approvisionnement est largement affectée. Par conséquent, le système ne peut pas profiter de tous les avantages donnés par le réseau interconnecté et le marché dérégulé (voir p. 4). La volatilité des prix et les black-outs en Californie étaient, en partie, le résultat de l'insuffisance des capacités d'interconnexion. En général, un marché d'électricité bien conçu permet de résoudre ce problème; Toutefois, il crée aussi des nouveaux défis.

⁷⁹ Benoît ESNAULT, « Les nouvelles formes de marchés électriques et choix d'investissement », *Cahier de recherche de CGEMP*, no 1, Mai 2002, p. 14.

La libéralisation apporte de forts changements à l'organisation et à la gestion des activités de transmission : la séparation de la génération, les nouvelles méthodes de tarification, l'introduction de bourses sur l'échange des capacités d'interconnexion, l'harmonisation de la réglementation publique. Il y a, en général, deux façons d'organiser la transmission sous un régime libéral: soit l'entreprise de transmission possède et gère le réseau, soit le gestionnaire du réseau indépendant est responsable du développement et de l'équilibre du réseau, mais la propriété de l'infrastructure appartient à de multiples entreprises qui peuvent être celles qui s'occupent de la génération du courant électrique⁸⁰. Cette dernière option permet aux entreprises, auparavant verticalement intégrées, de garder la propriété du réseau.

La réforme se termine par l'augmentation de la réglementation nécessaire pour assurer le fonctionnement du système électrique et, par conséquent, apporte plus de complexité. Avec l'*unbundling* des différentes fonctions du secteur électrique, les GRT se retrouvent en première ligne pour gérer cette complexité.

Le rôle des mécanismes du marché est plutôt limité et celui de la réglementation augmente à cause de la nature monopolistique du réseau électrique et des externalités inhérentes à la transmission.

La raison principale pour les changements dans la réglementation du réseau est de rendre possible la libre-concurrence, le maintien du niveau de l'investissement et la fiabilité adéquate. Le système de transmission, comme d'ailleurs celui de génération, a été développé originellement par les entreprises verticalement intégrées qui ont fait ces projets d'investissement sur la base d'un calcul de rentabilité interne. Pour atteindre ces standards de fiabilité, l'organisation avait le choix entre construire une nouvelle ligne ou une nouvelle centrale. A l'intérieur de ce système verticalement intégré, le concept de base qui a influencé toutes les décisions des investissements était que le transport des matières premières pour la génération électrique était moins cher que le transport d'électricité même⁸¹.

Sous un régime libéralisé, la planification des entreprises verticalement intégrées était remplacée par l'évaluation et les prévisions faites par le GRT pour assurer la sécurité du système et les futurs besoins du marché. Par conséquent, les investissements en génération et en transmission sont désormais déconnectés et de nouveaux mécanismes de coordination doivent être mis en place, dans la mesure où les forces du marché seules s'avèrent inadéquates. C'est au cadre juridique de fournir ces réglementations et de définir clairement les responsabilités pour la planification, le développement et la gestion de la transmission.

En conséquence, l'architecture du système doit être correctement conçue. Lorsque la gestion de la transmission est un monopole, il faut qu'elle soit soumise à l'autorité d'un régulateur, qui veille à ce que les tarifs pratiqués et les modes de gestion soient justes et non discriminatoires et à ce que les investissements nécessaires soient effectués au bon moment⁸².

Le régulateur surveille principalement les activités du gestionnaire du réseau, en même temps les deux fonctions gardent leur indépendance. D'une part, le régulateur doit être indépendant par rapport au gouvernement; d'autre part l'indépendance du GRT a pour but de neutraliser les conflits d'intérêts, car il peut faire partie de l'organisation verticalement intégrée.⁸³ Il est alors important d'assurer que les choix d'investissements faits par le GRT ne favorisent pas l'entreprise-mère. Cela dépend du niveau de séparation, qui peut être : comptable, managérial, légal ou patrimonial. La meilleure façon de le garantir est la séparation patrimoniale de la fonction de GRT des autres aspects, car elle élimine presque toutes les incitations à favoriser un acteur particulier⁸⁴. Cette solution rencontre évidemment une forte opposition de la part des propriétaires des entreprises verticalement intégrées, souvent publics. (voir chapitre 3.3.2.).

⁸⁰ IEA, (2001), *op. cit.*, p. 70.

⁸¹ John C. MOORHOUSE, *op.cit.*, p. 427.

⁸² Jean-Marie CHEVALIER, Jacques PERCEBOIS, *Rapport : Gaz et électricité : un défi pour l'Europe et pour la France*, Paris, La Documentation française, 2008, p. 20.

⁸³ Car le GRT peut faire parti d'une entreprise de génération, comme en France, Pologne etc.

⁸⁴ IEA, (2001), *op. cit.*, p. 73.

Pour conclure :

Premièrement, le cadre régulateur efficace doit inclure : *la définition claire des rôles pour des différents acteurs impliqués* – le GRT, les entreprises de transmission, l'autorité de régulation ; *la prise en compte de l'échelle la plus grande de l'opération*, c'est-à-dire de la coordination et l'intégration entre le GRT et le ou les entreprises de transmission, et les procédures d'autorisation de construction les plus accessibles. Ce dernier point est particulièrement important pour diminuer le décalage de temps entre l'identification des besoins de construction de nouvelles lignes et le début du chantier.

Deuxièmement, les *activités de transmission doivent être financièrement viables*. A savoir, les tarifs de transmission doivent assurer le remboursement adéquat des investissements. La mise en place de tarifs efficaces de transmission est un sujet compliqué, surtout quand la propriété du réseau de la transmission est fragmentée.

Troisièmement, *le régulateur a besoin d'instruments appropriés pour assurer que le GRT effectue les investissements nécessaires* pour développer et moderniser le réseau. Ceci est souvent considéré comme relevant de l'intérêt général.

Finalement, il faut rappeler que les investissements dans les capacités de transmission et de génération sont complémentaires pour garantir une plus grande sécurité à l'ensemble du système.

2.3.3. La sécurité à court terme : la gestion du flux d'électricité et le développement du réseau

Selon l'explication la plus simple, la sécurité à court terme se réfère à la gestion de l'offre et de la demande d'électricité pour garder la fréquence et la tension dans les limites prévues et éviter le black-out. Cette problématique touche à la fois à la génération et à la transmission de l'électricité. Dans un système régulé public, les standards relativement élevés de fiabilité sont fixés par l'Etat, qui exige des marges de sécurité de la part des producteurs. Il s'agit de capacités de production excédentaires prêtes à être utilisées en cas de panne, qui peuvent s'élever jusqu'à 40% de la puissance disponible⁸⁵.

Bien que la libéralisation tende à rendre la production plus efficace par la réduction des capacités de réserve nécessaires, certaines critiques affirment que la balance entre l'offre et la demande ne pourra plus être assurée de façon sûre⁸⁶. Dès lors, il est impossible de laisser au marché le soin de déterminer ses propres capacités de réserves par le jeu de l'offre et de la demande; l'intervention étatique s'avère donc nécessaire.

Toutefois, la libéralisation elle-même donne la réponse à cette objection. Tout d'abord, l'établissement de standards élevés de sécurité est fondé sur l'hypothèse selon laquelle tous les usagers ont besoin du même degré de fiabilité⁸⁷. La dérégulation du marché change la perspective sur ce plan. La conception de participation des consommateurs donne à ces derniers le choix du fournisseur et du niveau de sécurité souhaitée. Comme cela fut déjà souligné, une telle diversification du service de sécurité est largement admise et *a fortiori* réalisable sur le plan technique (voir p. 23). Il est donc dans l'intérêt des entreprises d'offrir des prestations variées à leurs clients où le prix est fonction décroissante de la probabilité d'interruption. En effet, la marge de manœuvre ne sera plus définie uniquement sur base des critères d'ingénieur mais selon les indications des consommateurs, qui dépendent de leur attitude envers le risque. Elle pourra donc être beaucoup moins élevée.

Par ailleurs, on peut bien imaginer que les réserves de sécurité pourraient diminuer si le prix de l'électricité reflétait sa valeur exacte à chaque instant. Lorsque le marché dicte le prix, ce dernier atteint son maximum au niveau des pics de consommation. Cet état de fait incite à investir dans les centrales de pointe. Les petites unités qui peuvent être démarrées uniquement pour satisfaire les besoins de pointe fonctionneraient comme les marges de manoeuvre – mises à la disposition du circuit aux moments critiques. Les entreprises vont se spécialiser dans la production de ce « type » d'électricité en remplaçant les réserves de grandes centrales, qui rivaliseraient uniquement pour l'électricité « de base » (voir p. 4). Le courant est un bien distinct et différent à chaque instant, la spécialisation dans l'approvisionnement de ces « différents » types est donc justifiée.

En suivant notre analyse, la variété des installations de génération et la multitude des producteurs indépendants permettent de diminuer la probabilité de la panne importante et de réduire les réserves de capacités nécessaires pour garantir un niveau donné de fiabilité du système. Il s'équilibre tout seul car l'incitation venant du prix encourage la construction de nouvelles centrales, surtout celles qui satisferaient la demande de pointe. Cette approche suscite cependant des controverses liées à l'abandon de projets plus intensifs en capital (voir le sous-chapitre précédent).

Comment l'optimisation des réserves de capacités, intrinsèque au processus de libéralisation, peut-elle ne pas menacer la continuité des approvisionnements électriques ? Tout d'abord, cela doit être une véritable optimisation et pas le manque de nouveaux investissements. Puis, il faut assurer aux consommateurs la possibilité de choisir le niveau de sécurité souhaité. Enfin, tous les mécanismes qui permettent l'établissement de la libre concurrence vont jouer à la fois pour l'optimisation correcte des réserves et pour assurer les investissements nécessaires.

Pendant la période de transition, quand la concurrence n'est pas encore bien installée, il faudrait sans doute exagérer les réserves de capacités nécessaires pour garder l'équilibre du réseau.

⁸⁵ Franco ROMERIO, Milad ZARIN-NEJADAN, *op. cit.*, p. 14.

⁸⁶ Marcel BOITEUX, *op. cit.*, p. 5.

⁸⁷ Franco ROMERIO, Milad ZARIN-NEJADAN, *op. cit.*, p. 14.

2.3.4 La diversification des matières premières

La réponse à la question de la sécurité des approvisionnements en matières premières, tant pour la génération de l'électricité que pour satisfaire tous les autres besoins énergétiques, peut être résumée en un seul mot : la diversification. Comme le souligne Romerio :

« Longtemps elle a été perçue comme l'un des problèmes primordiaux de la défense nationale. Aujourd'hui on l'appréhende plutôt dans une optique de marché »⁸⁸.

Un marché effectivement compétitif est parfaitement capable d'évaluer et de gérer les prix et les risques des approvisionnements à long terme – il le fait mieux et à meilleur prix que les gouvernements. Toutefois, pour que cela soit possible, certaines conditions doivent être remplies. En premier lieu, le système international des échanges doit être transparent, liquide et stable. Yergin argumente :

« Markets need to be recognized as a source of security in themselves(...) ...energy markets provide security by absorbing shocks and allowing supply and demand to respond more quickly and with greater ingenuity than a control system could. Such markets will guarantee security for the growing LNG market and thereby boost the confidence of the countries that import it »⁸⁹.

Bref, le marché garantit une excellente assurance des risques grâce à l'échange d'énergie. Pourtant, selon Keppler, cet argument n'est que partiellement valable car en matière d'énergie, les marchés ne peuvent pas entièrement prendre en compte les risques qui pèsent sur la sécurité des approvisionnements. Ils influencent positivement la sécurité grâce aux contrats à long terme, produits dérivés, diversification de portefeuilles, la couverture de risques financiers individuels, etc. En un mot, ils assurent bien les risques individuels probabilisables. Par contre, ils ne sont pas faits pour s'occuper des risques de très grande envergure ou des risques dont les contours économiques s'esquissent à peine, comme par exemple, le changement climatique ou les évolutions politiques dans les pays producteurs⁹⁰. Les marchés sont alors incapables de construire des distributions de probabilité qui seraient internalisables par la voie d'un marché secondaire d'assurance. On se trouve dans la distinction classique entre risque probabilisable et incertitude non probabilisable. Cette différenciation nous dirige vers le lien entre sécurité des approvisionnements et actions publiques, voire le service d'utilité publique.

Selon Keppler, seuls les pouvoirs politiques peuvent intervenir au moyen du stockage stratégique d'énergie importée, de la diversification à la fois des sources d'énergie et de leur provenance et d'une politique soutenant la recherche de nouvelles technologies. Ainsi, la sécurité des approvisionnements demande des réponses à la fois économiques et politiques.

Le marché favorise les relations multilatérales avec tous les acteurs, selon les principes de la concurrence. L'approche opposée, qui peut être nommée politique, diplomatique ou stratégique, s'appuie sur des relations bilatérales censées garantir un traitement préférentiel en cas de crise. Cette vision est forcément limitée car elle exclut d'autres contrats possibles, peut-être plus favorables. Finalement, l'expérience nous apprend qu'à long terme même les relations bilatérales les plus étroites résistent très rarement à la logique économique⁹¹.

Il est toutefois important de noter que l'essence même du marché est le contrat bilatéral mais il doit être renégociable dans le temps et sera toujours soumis à une instance tierce impartiale, pour résoudre d'éventuels différends.

⁸⁸ Franco ROMERIO, *op. cit.*, p. 45.

⁸⁹ Daniel YERGIN, (2006), *op. cit.*, p.79.

⁹⁰ Jan Horst KEPPLER, « Sécurité des approvisionnements énergétiques en Europe : principes et mesures », *Note de l'IFRI*, Avril 2007, p. 9, http://www.ifri.org/files/Energie/Securite_Keppler.pdf.

⁹¹ *Ibid.*, p. 14.

Cependant, certains pays exportateurs d'énergie utilisent leurs ressources comme une arme dans les négociations politiques et ne veulent pas les soumettre aux règles du jeu du marché. Dans cette situation, un Etat ou un groupe d'Etats ne peut compter que sur le marché car les contractants n'en respectent pas les règles. La solution la plus accessible est *le recours aux mécanismes politiques, externes et internes*, comme les négociations bilatérales ou les actions agissant sur la demande d'énergie.

L'AIE soutient que la responsabilité principale pour garantir la sécurité d'approvisionnement repose alors sur les entreprises énergétiques, qui ont intérêt à diversifier les technologies et les sources de matières énergétiques pour garder une production stable. Toutefois, les gouvernements peuvent avoir accès aux informations qui ne sont pas généralement accessibles. Pour cette raison, ils ont aussi la responsabilité de garder l'intégrité des arrangements pour l'approvisionnement en matières premières énergétiques. Cela fait partie de leur mission d'assurer la sécurité nationale. L'électricité demeure une affaire stratégique pour les pouvoirs publics et *la sécurité des approvisionnements en matières primaires pour sa génération est alors un bien public*⁹².

Quant à la question de savoir s'il y a ou non une diversification suffisante, cela dépend de l'attitude des producteurs ainsi que de la prime de sécurité que les consommateurs acceptent de payer. Autrement dit, cela dépendra du degré auquel le prix du marché, déterminé par l'interaction libre entre l'offre et la demande, reflète tous les coûts et les bénéfices de la sécurité de l'approvisionnement, y compris ceux de la diversification.

Le devoir des gouvernements est d'élaborer un cadre réglementaire qui assure correctement la continuité de l'approvisionnement et pénalise ceux qui ont pris un risque excessif dont ils ne seront pas capables d'assurer les conséquences, par exemple, en se limitant à une seule technologie ou matière fossile. Par rapport à l'approvisionnement en matières premières, cela signifie une surveillance de l'extension de la dépendance nationale d'un combustible ou de sa provenance ainsi que l'évaluation des scénarios possibles sur la dépendance future et les risques associés. Une telle intervention a été faite par le gouvernement britannique suite à l'augmentation rapide des TGCC (voir le chapitre suivant).

Concernant le nombre croissant de centrales à gaz, la libéralisation ne provoque pas, *per se*, l'utilisation excessive de cette technologie même si elle peut, dans des circonstances précises, favoriser les petites unités de production au détriment des centrales « de base ». Selon les recherches effectuées par l'AIE, l'usage du gaz pour la génération de l'électricité diffère entre les Etats qui ont libéralisé leur marché électrique. L'usage du gaz a effectivement augmenté en Grande-Bretagne et en Californie, tandis que, p. ex. en Australie ou en PJM (Pennsylvanie-New Jersey-Maryland Power Pool), il est resté assez bas et même très bas en Norvège (voir le Tableau 3). Dans les premiers cas, les ressources alternatives n'étaient pas compétitives par rapport au gaz relativement bon marché. En Australie et PJM, le gaz a perdu contre les fournitures relativement peu chères du charbon. En Norvège, la réglementation environnementale (voire anti-gazière) a empêché le développement de sa consommation.

Tableau 3. L'accroissement de la génération basée sur le gaz (la part du gaz dans les sources premières d'électricité,%)

	UK	Norway	Sweden	Victoria	Australia -NEM	California	Pennsylvania
1990	1	0	0.3	12	12	30	0.05
1995	24	0.2	0.5	6 ⁽¹⁾	6 ⁽¹⁾	31	1
2000	39	0.2	0.2	2	5	38	1

(1) Les données pour 1996

Source: IEA, *Security of supply in electricity markets. Evidence and policy Issues*, Paris, OECD, 2002, p. 32.

⁹² Robert PRIDDLE, *Security of supply in liberalised electricity market*, présenté à Euroelectric Annual Convention, Leipzig 24-25 June 2002, p. 7, <http://www.iea.org/textbase/work/2002/eurelectric/priddle.pdf>.

Grâce à ces exemples, on peut constater que la libéralisation n'engendre pas nécessairement le développement de l'utilisation des technologies électriques fondées sur le gaz. Même si, dans quelques Etats, l'introduction de la concurrence au marché électrique a coïncidé avec l'augmentation de la consommation gazière, là où le coût du charbon n'était pas trop élevé, l'expansion du gaz n'a pas eu lieu⁹³.

2.3.5. Un prix « raisonnable »

La question du prix sur le marché d'électricité est très complexe. Même si l'objectif principal de la libéralisation est une meilleure utilisation des ressources et en conséquence, la baisse des coûts et du prix final, des exemples, comme celui de la Californie, nous montrent que les cycles conjoncturels peuvent provoquer la montée des prix. Les monopoles ont habitué les consommateurs à un prix moyen d'électricité mais ce niveau était souvent artificiellement abaissé grâce aux subsides. La concurrence est censée introduire des prix qui reflètent la valeur réelle de l'énergie, issue du jeu entre l'offre et la demande. Si rien ne distord le marché, les prix s'approchent du coût marginal pendant les heures de base. Toutefois, durant les périodes de pointe, les prix vont monter. Il est important que les clients soient conscients de cette volatilité journalière du prix pour adapter leur consommation. Cela permettra d'une part de décharger le système et forcera d'autre part les usagers à épargner l'électricité. En conséquence, la production et la consommation seront plus efficaces.

De plus, la montée des prix devient insupportable lorsqu'elle frappe de manière brusque des consommateurs figés dans leurs comportements. A long terme, les habitudes s'adaptent. On dépense plus en isolation qu'en combustible pour chauffer les maisons. On utilise un équipement qui consomme moins d'électricité, etc. Le problème n'est pas tellement le niveau des prix mais leur montée soudaine et imprévisible qui constitue la principale menace pour le bien-être individuel et social⁹⁴.

⁹³ IEA, (2002), *op. cit.*, p. 31.

⁹⁴ Jan Horst KEPPLER, *op. cit.*, p. 7.

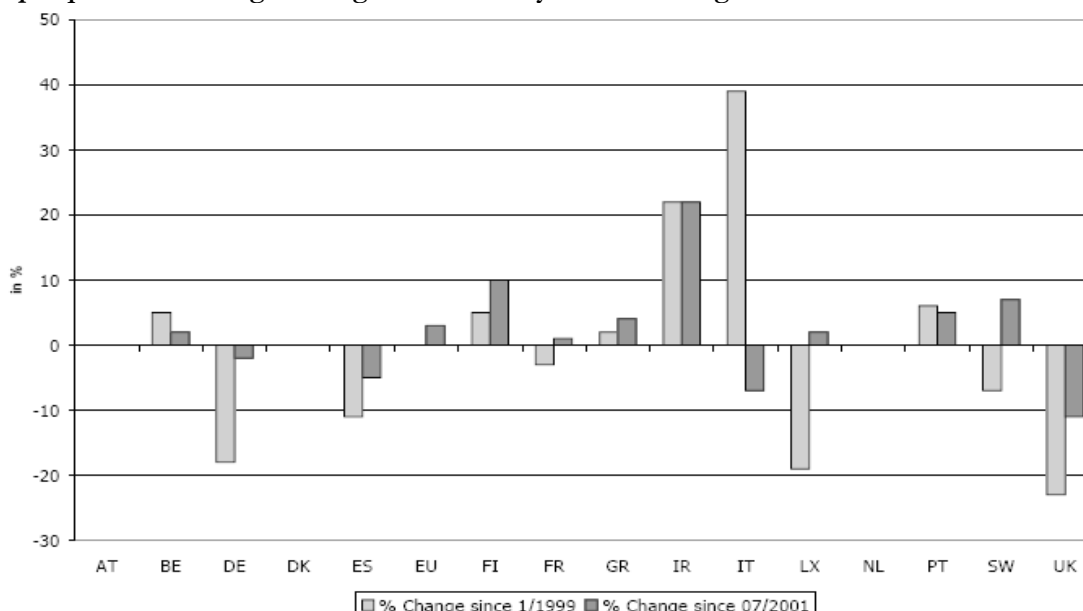
2.4. Les réussites du marché libéralisé

Au vu des développements présentés dans les pages précédentes, les marchés électriques apparaissent clairement parmi les plus complexes qui n'aient jamais été mis en place. Il n'existe pas, à l'heure actuelle, d'organisation de ces marchés que l'on puisse prendre comme modèle. La phase d'expérimentation continue. On peut juste observer et tirer les leçons des crises et des réussites. En Europe, les marchés norvégien et britannique ont été présentés comme des exemples réussis d'établissement de la concurrence dans le marché électrique. Les deux ont entrepris indépendamment les premiers efforts de la libéralisation du secteur énergétique, dont les résultats ont encouragé la Commission à pousser les Etats membres à en accepter les règles.

En Grande-Bretagne, la restructuration de l'industrie du gaz et de l'électricité, même si elle n'était pas la première au monde, a attiré l'attention en raison de sa visibilité et de sa radicalité. La libéralisation a commencé en 1989 avec l'introduction des réformes libérales de Margaret Thatcher. Elles visaient une meilleure efficacité de l'industrie lourde, nationalisée après la Deuxième Guerre mondiale. La libéralisation prévoyait la privatisation de tout le secteur, l'introduction de la concurrence à la production et à la commercialisation d'électricité ainsi que l'établissement d'un système indépendant de régulation d'énergie et de gestion du réseau. L'opérateur historique, *CEGB*, a été démantelé et désormais, plusieurs entreprises de génération partagent le marché. L'accès de tiers au réseau ainsi que les marchés financiers pour les échanges de l'électricité ont été introduits lors de la réforme (voir Tableau 4).

Les résultats ont rapidement confirmé le bien-fondé de cette décision : dans les années 1997-1998, 40% de clients éligibles (grandes et moyennes entreprises) ont changé de fournisseur d'électricité, les prix pour les consommateurs industriels en 2003 sont tombés de 20% en comparaison avec l'année 1999 (voir Graphique 5). Cette situation est due à l'architecture spécifique du marché mais aussi au fait que le secteur britannique, avant la réforme, était vraiment en surcapacité. La libéralisation a apporté de véritables améliorations en termes d'efficacité de la production. En plus, sur le marché britannique, on a observé l'entrée rapide de nouveaux acteurs, ce que confirme tout simplement l'existence d'un environnement proconcurrentiel⁹⁵.

Graphique 5. Percentage Change of Electricity Prices of Large Industries as for 2003



Source: Claudia KEMFERT, (et al.), «The European Electricity Market – Does Liberalisation Bring Cheaper and Greener Electricity? », DRAFT, October 2003, p. 21, <http://www.unioldenburg.de/speed/xdocs/pdf/EMELIEEurope.pdf>.

⁹⁵ Chi-Keung WOO (et al.), *op. cit.*, p. 1112.

En 2001, une nouvelle législation a été créée pour lutter contre les problèmes suivants: l'existence des cartels de producteurs d'électricité et le développement jugé excessif des centrales à gaz. Elle avait aussi pour objectif d'améliorer la structure du marché - le système de pool a été remplacé par un système hybride (voir Chapitre I). Le changement des règles à mi-chemin était évidemment une leçon tirée de la crise californienne et une preuve de vigilance du régulateur britannique.

L'autre précurseur de la libéralisation de l'électricité en Europe fut la Norvège où la réforme a débuté en 1991. Cinq ans plus tard, les autres pays scandinaves (le Danemark, la Suède et la Finlande) ont adopté les réglementations similaires, ce qui a abouti à l'institution du marché commun de l'électricité en Scandinavie, nommé « *Nordpool* », qui est devenu un exemple pour le Marché Intérieur d'Electricité (MIE).

La réforme nordique était moins radicale que la réforme britannique. En observant le Tableau 4 qui rassemble les principales différences (et ressemblances) entre les deux systèmes, on constate une différence dans la structure de propriété du secteur, qui en Scandinavie est restée largement publique.

Aussi, les changements du cadre institutionnel en Grande-Bretagne vont plus loin que dans les pays nordiques où l'autorité de régulation n'a pas été détachée du ministère. L'autre particularité du système scandinave réside dans la part importante accordée aux énergies renouvelables dans l'ensemble de la production de l'électricité. En Norvège, presque 90 % de l'énergie vient des sources hydrauliques⁹⁶ malgré l'existence de gisements abondants de gaz. Dans le cas du Danemark, la cogénération avec l'hydraulique prime sur le marché. Cette situation est due à la politique écologique menée par les gouvernements dans les pays nordiques.

Cette grande participation hydro-électrique a permis aux consommateurs de répondre plus facilement aux signaux donnés par les prix qui, dans ce système, restent plutôt stables durant les 24h mais varient selon les saisons sèches ou pluvieuses. Bien que les petits consommateurs aient peu d'opportunités pour répondre à des variations journalières, sans être équipés de compteur sophistiqué qui suit le développement de prix, il est plus facile pour eux d'ajuster leur consommation aux fluctuations saisonnières⁹⁷ (ils savent que durant les périodes sèches, l'électricité est plus chère).

Les deux systèmes, scandinave et britannique, ont démontré que le niveau de sécurité de l'approvisionnement n'a pas été détérioré. En effet, dans les deux systèmes, le secteur électrique a surmonté certaines crises (comme d'ailleurs tous les systèmes électriques), se trouvant au bord de la panne totale, sans que les lumières ne se soient pour autant éteintes. Malgré les conditions extrêmes, les mécanismes du marché mis en place ont répondu efficacement. Bien évidemment, ces événements ne sont pas autant médiatisés que les black outs.

En effet, l'intégration du marché scandinave a permis de mieux partager les technologies complémentaires et de lutter contre les grandes pannes. Durant l'hiver 2002-2003, le système norvégien s'est retrouvé à la limite de la panne à cause de la sécheresse qui, dans cette région du monde, n'arrive qu'une fois tous les 200 ans environ. Toutefois, la crise a été déjouée grâce à des importations plus importantes que d'habitude du Danemark et de la Suède⁹⁸.

Au Royaume-Uni, le gestionnaire de réseau – National Grid Company (NGC)- a publié la chronologie des événements survenus au cours d'une journée de décembre 2002 : une association de changements climatiques dramatiques et de centrales en panne qui réduit brutalement sa marge opérationnelle de 15%. Le NGC a pu faire face à ces événements grâce aux mécanismes d'échanges transfrontaliers, même s'il a failli ne plus pouvoir répondre à la demande à un certain moment⁹⁹.

⁹⁶ Claudia KEMFERT, (et al.), *op. cit.*, p. 16.

⁹⁷ Chi-Keung WOO (et al.), *op. cit.*, p. 1109.

⁹⁸ IEA, *Learning from the blackouts. Transmission System Security in Competitive Electricity Markets*, Paris, OECD, 2005, p. 65.

⁹⁹ Sylviane TABARLY, « Électricité en réseau : solidarités et dépendances », *Géococonfluences*, Brève no 5, 2003, <http://geoconfluences.ens-lsh.fr/doc/brevs/2003/03-5.htm>.

Tableau 4. Cadre comparatif – l’architecture du marché En Grande-Bretagne, en Norvège et en Californie.

	GB	Norvège	Californie
Le secteur avant la réforme			
Le secteur avant la réforme	L’entreprise publique verticalement intégrée CEEB	Plusieurs entreprises verticalement intégrées avec le droit et l’obligation de servir les consommateurs sur le territoire défini.	Plusieurs entreprises verticalement intégrées avec le droit et l’obligation de servir les consommateurs sur le territoire défini.
Le secteur après la réforme			
Unbundling	La séparation patrimoniale de la génération, distribution et transmission	La séparation fonctionnelle de la génération et la transmission.	La séparation de la génération et la distribution
Propriété	Privée	Publique	Privée
GRT	<i>National Grid company</i> : le GRT possède et gère le réseau	GRT du réseau de transport et de distribution	GRT qui gère le réseau et paye les tarifs de son utilisation aux propriétaires privés
Les marchés financiers	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Le marché spot obligatoire jusqu’à 2001, après marchés facultatifs ▪ Les clients éligibles peuvent choisir entre les distributeurs, générateurs ou acheter l’électricité directement sur le marché spot ▪ Le marché de gros concurrentiel (introduit en 3 phases) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Le marché spot (Nord pool partagé entre la Suède, la Finlande et le Danemark, bilatéral et future facultatifs ▪ Le marché de gros concurrentiel 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Le marché spot obligatoire, suspendu en 2001 ▪ Le marché de gros concurrentiel
L’autorité de régulation	Indépendant	Ministériel	Indépendant

Elaboration de l’auteur selon : Chi-Keung WOO (et al.), «Electricity market reform failures: UK, Norway, Alberta and California», *Energy policy*, no 31, 2003.

Même si *l’architecture du marché* norvégien est souvent jugée comme étant la plus efficace, le fonctionnement du marché est toujours un résultat de différents facteurs : le niveau de surcapacité avant la libéralisation, la dotation du pays en ressources naturelles ou les possibilités d’installer les énergies renouvelables, ainsi que la politique du gouvernement.

La réussite de la libéralisation au Royaume-Uni et en Norvège est souvent remise en question : les prix après la descente dans la phase initiale ont remonté à nouveau. De plus, certains auteurs soulignent qu’il y a des preuves d’abus de pouvoir du marché¹⁰⁰. Il est toutefois incontestable que l’intégration approfondie entre « les régions électriques » permet de mieux assurer leur sécurité tant à court qu’à moyen terme.

¹⁰⁰ Chi-Keung WOO (et al.), *op. cit.*, p. 1111.

2.5. Les conditions nécessaires pour garantir la sécurité d'approvisionnement sur le marché libéralisé

Notre analyse, jusqu'à présent, nous amène vers la constatation que le marché libéralisé, où la concurrence fonctionne sans obstacles, n'a pas de problèmes pour assurer les trois aspects de la sécurité d'approvisionnement mentionnés au début (voir p. 29). Toutefois, quand il y a des dysfonctionnements, comme en Californie, les mécanismes du marché peuvent jouer au détriment de la fourniture fiable d'énergie et provoquer des pannes.

Le système électrique est un ensemble en interaction permanente. De ce fait, la performance de chacun des composants du système est essentielle. Tous les acteurs du marché européen, non seulement les GRT mais aussi les producteurs, les distributeurs, les transporteurs et les fournisseurs, jouent un rôle dans la maîtrise de la sûreté d'un système électrique intégré.

Woo et al. (2003) ont identifié les différents chemins qui peuvent mener à la faillite d'un système libéralisé, même si l'architecture du marché a été bien conçue. L'implication pour la politique est qu'une réforme trop rapide et radicale du secteur électrique peut être extrêmement risquée et conduire à des dysfonctionnements¹⁰¹.

Pour évaluer si le MIE est bien préparé pour assurer la sécurité d'approvisionnement électrique dans ces trois aspects, il convient d'analyser les objectifs de la politique énergétique au niveau européen, les règles du MIE et le fonctionnement réel du MIE.

La politique énergétique a une grande influence sur l'architecture et sur le fonctionnement du marché. En définissant les objectifs (comme l'efficacité en GB ou l'environnement en Norvège), cette politique détermine souvent les mécanismes mis en place, le degré de régulation et d'ouverture. En tenant compte de l'aspect de service public de la sécurité d'approvisionnement en matières premières, la politique énergétique européenne peut jouer un grand rôle pour assurer la diversification des technologies installées au niveau interne ainsi qu'au niveau de la dépendance extérieure.

L'architecture du marché est primordiale pour garantir un fonctionnement correct après la réforme. Si le marché est bien conçu, il a beaucoup plus de chance d'être concurrentiel et de mieux assurer la sécurité d'approvisionnement. Pour soutenir cette compétitivité, certaines exigences doivent être remplies :

- L'accès libre des acteurs au marché qui permet le jeu entre un grand nombre d'acteurs
- L'accès des tiers au réseau
- Une autorité efficace de régulation du système et de gestion du réseau
- L'ouverture du marché aux clients éligibles

A part de ce « panier de base », la crise californienne ainsi que les exemples de fonctionnement relativement réussis des marchés scandinave et britannique nous donnent les exigences nécessaires pour assurer la sécurité d'approvisionnement dans son triple caractère sur le marché libéralisé :

A. L'adéquation des investissements en capacités de génération et de transmission

- Les signaux de prix précis : ils ne doivent pas être déformés par les mesures régulatrices comme plafonnement des prix ou subsides. Le défi pour les marchés libéralisés est de ne pas bloquer les prix qui montent temporairement suite au rétrécissement des capacités provoqué par une plus grande efficacité. Les faux signaux peuvent décourager les investissements dans des centrales tant de pointe que de base.
- Le cadre administratif approprié et l'entrée de nouveaux agents : le processus d'autorisation pour la construction de nouvelles centrales doit être bien adapté pour le marché libéralisé. Le cas échéant, les risques d'investissement déjà existants peuvent être artificiellement décuplés. En Californie, les barrières administratives ont eu pour conséquence que les nouveaux investissements ne se sont pas matérialisés à temps.

¹⁰¹ *Ibid.*, p. 1114.

- Les mécanismes appropriés pour couvrir les risques : les bourses obligatoires d'électricité peuvent augmenter les incertitudes pour les investisseurs. La coexistence de transactions spot et de contrats bilatéraux de fourniture est beaucoup plus adaptée à la période transitoire de libéralisation.
- Une autorité vigilante de surveillance de la concurrence : surtout sur le marché de la génération de l'électricité pour diminuer la possibilité de l'exercice du pouvoir du marché par les grands acteurs ou par un cartel.
- Une autorité vigilante de régulation dans le cas de transmission. Elle surveille le GRT mais en même temps, ces deux acteurs doivent garder leur indépendance. Le cadre régulateur doit garantir :
 - les procédures d'autorisation de construction accessibles et non-discriminatoires
 - les péages rentables et non discriminatoires (le régulateur veille à ce que le GRT, qui détient le monopole, ne fixe pas des tarifs trop élevés)

B. La sécurité à court terme

- La participation des consommateurs : ce point est primordial pour permettre aux usagers de choisir le taux de fiabilité souhaité et grâce à cela, permettre une meilleure gestion de l'offre et de la demande. Si cela n'est pas permis, les réserves de sécurité doivent être augmentées.
- La variété des installations de génération et la multitude des producteurs indépendants permettent de diminuer la probabilité d'une panne importante et de réduire les réserves de capacité nécessaire pour garantir un niveau donné de fiabilité du système.

C. La sécurité d'approvisionnement en matières premières

Ayant vu que la garantie de cet aspect de la sécurité dépend fortement de l'acceptation des règles du libre marché par les acteurs internationaux, ce qui n'est souvent pas le cas, les pouvoirs publics doivent intervenir.

Il convient d'analyser les actions externes et internes entreprises au niveau communautaire, surtout dans le contexte de la dépendance européenne de l'importation du gaz russe.

Dans le chapitre 3, j'étudierai une confrontation entre l'architecture du marché européen et les réalités des différents systèmes électriques des Etats membres. Les résultats de cette confrontation montrent le meilleur et le pire du fonctionnement du MIE.

Troisième partie

La sécurité d’approvisionnement sur le Marché Intérieur de l’Electricité (MIE)

Where there is much light, the shadows are deepest.

Goethe
Wilhelm Meister’s Apprenticeship
1771

3.1. Le MIE dans la politique énergétique de l’UE

3.1.1. Le MIE face aux défis de la politique énergétique : l’environnement et la dépendance extérieure

Le chapitre 2 a montré que la définition de la sécurité énergétique et de la politique énergétique étant une conséquence directe du bilan énergétique de l’acteur donné et de sa position dans le système énergétique international, varie d’une région à l’autre.

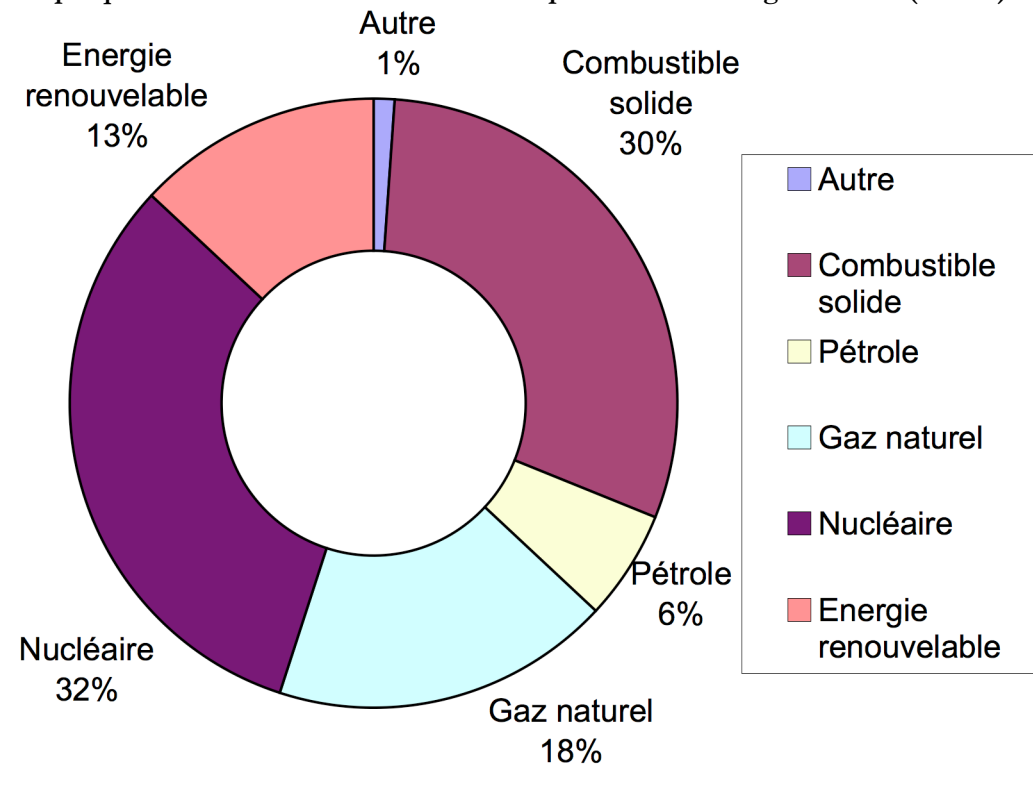
Quelle est alors la perspective européenne ? Les défis majeurs sont la dépendance vis-à-vis de l’énergie importée et la lutte contre le changement climatique. Les deux constituent pareillement un défi pour la sécurité d’approvisionnement en électricité. Parallèlement le MIE est vu comme un moyen pour les affronter.

En ce qui concerne le premier enjeu, la production d’énergie primaire de l’UE ne suffit aujourd’hui à satisfaire que 50 % de sa consommation. Le reste manquant doit donc inévitablement être importé (voir Annexe 2). Cette situation n’étonne pas, vu que l’ensemble des régions d’Europe, mises à part quelques exceptions dans la Mer du Nord, ne possèdent pas de ressources pétrolières ou gazeuses.

La situation se renverse quand on parle de l’électricité, où l’Europe est presque autosuffisante. En 2004, moins de 0,2% de l’électricité nécessaire pour satisfaire la consommation a été importée de pays hors de l’UE¹⁰². Mais le « courant » n’est qu’une énergie issue de la transformation d’autres sources ; si l’on regarde la part des matières premières dans la production brute d’électricité (voir le Graphique 6), la première place revient au nucléaire, puis aux combustibles solides (essentiellement le charbon) et finalement au gaz naturel, pour les plus importants. A la quatrième position on trouve les énergies renouvelables et enfin, le pétrole.

¹⁰² Jean-Marie CHEVALIER, Jacques PERCEBOIS, *op. cit.*, p. 23.

Graphique 6. Production brute d'électricité par source d'énergie en 2002 (UE-25)



Source : Elaboration de l'auteur d'après : COMMISSION EUROPÉENNE, *Livre vert : Une stratégie pour une énergie sûre, compétitive et durable*, COM (2006) 105 final, Bruxelles, le 8 mars 2006.

Bien que le charbon reste une question de politique nationale¹⁰³, car cette ressource est assez abondante en Europe et ses marchés internationaux concurrentiels, l'uranium voit aussi son prix mondial dicté par le marché. La situation du gaz est compliquée. Les contraintes infrastructurelles rendent impossible le changement rapide de ses fournisseurs, qui sont respectivement la Russie, l'Algérie et la Norvège. L'investissement dans un gazoduc lie pour longtemps le client et le producteur, ce qui est un facteur de renforcement de la dépendance. En 2000, l'UE a importé 40 % de ses besoins de ce combustible¹⁰⁴ et les prévisions pour l'an 2030 indiquent que cette dépendance va monter jusqu'à 80 %¹⁰⁵.

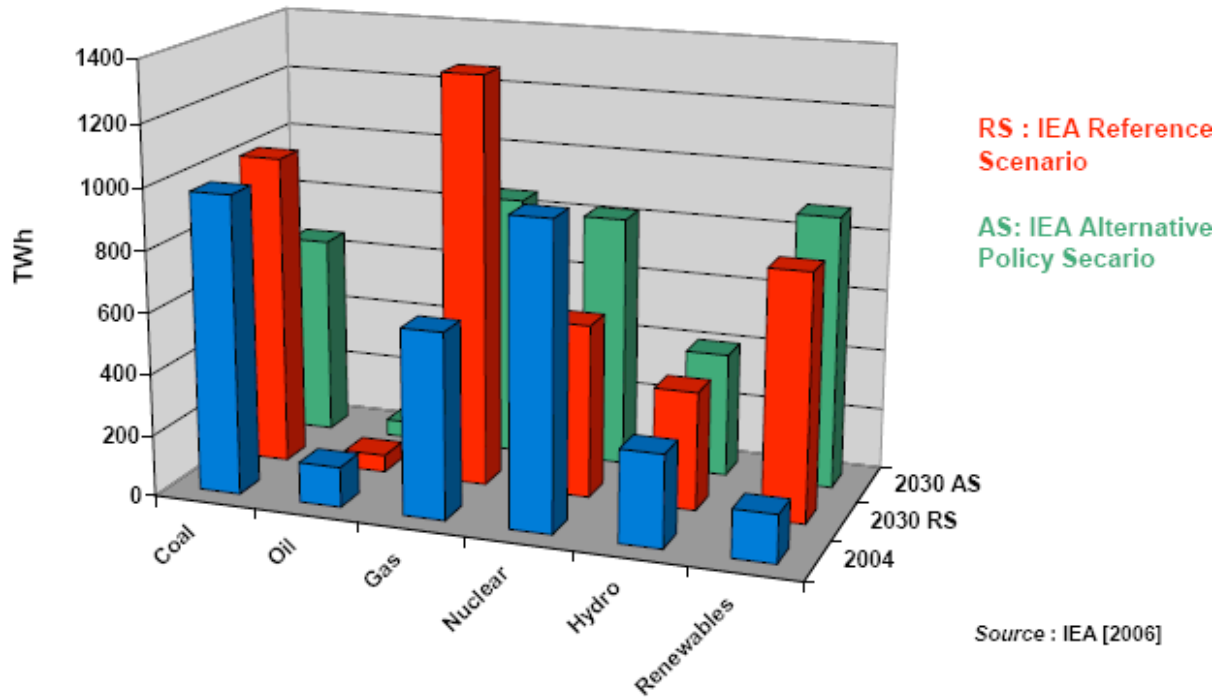
La situation peut être inquiétante quand on constate que la demande de gaz va augmenter davantage, selon les deux scénarios désignés par l'AIE (voir Graphique 7). Cette montée sera alimentée, en outre, par le nombre croissant des turbines à gaz combinées à haute performance. Même si l'on a démontré (voir p. 53) que la libéralisation, *per se*, n'engendre pas une grande augmentation de la consommation du gaz, en Europe c'est une matière fossile relativement accessible et bon marché. De plus, le gaz naturel dispose d'avantages écologiques, comparé aux autres combustibles, avec notamment une teneur moins élevée en gaz carbonique et moins d'émissions de gaz nocifs que le charbon et le pétrole. Pour cette raison, l'utilisation du gaz pour la génération électrique croît, même si l'approvisionnement en charbon reste relativement bon marché.

¹⁰³ David M. NEWBERRY, *op. cit.*, p. 2.

¹⁰⁴ COMMISSION EUROPÉENNE, *Livre vert : Une stratégie pour une énergie...*, *op. cit.*, p. 3.

¹⁰⁵ *Ibid.*

Graphique 7. Composition des sources d'électricité dans l'UE-25 en 2004 et 2030



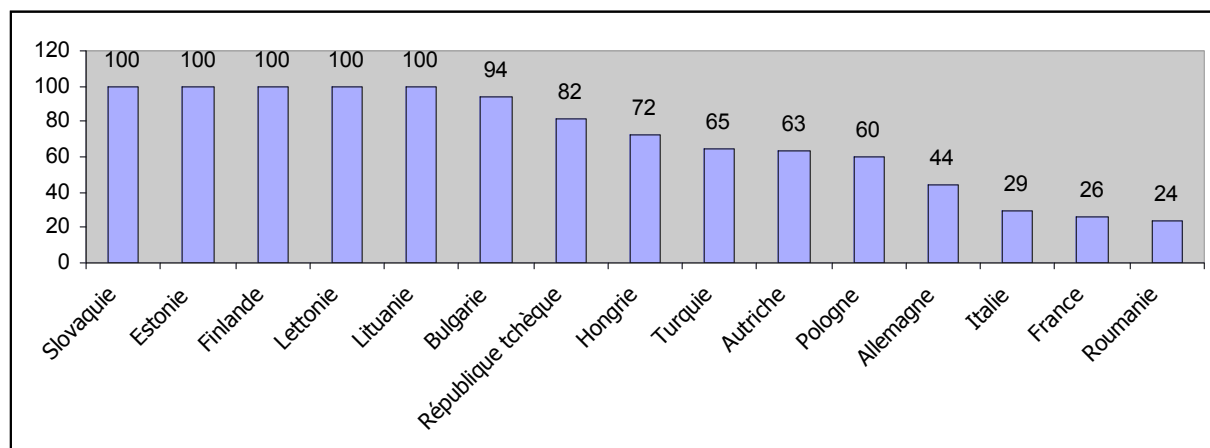
Source : IEA 2006, dans Jan Horst KEPPLER, *op. cit.*, p. 11.

Dans cette perspective la Russie, qui détient les plus grands gisements de gaz au monde, est appelée à devenir un fournisseur incontournable pour l'Europe. Déjà à l'heure actuelle, plus de 46% du gaz consommé par l'UE est d'origine russe¹⁰⁶. Ce pourcentage ne représente que la moyenne communautaire et cache des réalités contrastées. Dès lors, les pays Baltes, la Finlande et la Slovaquie dépendent à 100% du gaz russe, tandis que la Roumanie n'en dépend que pour 29%, l'Italie, et la France pour 26% (voir le Graphique 8).

Le niveau de la dépendance du gaz pour la production de l'électricité n'est bien sûr pas le même dans tous les Etats membres. Il dépend de la structure des parcs de production électrique. Celle-ci a été influencée par la même logique de planification qui est à la base des investissements faites sur les prévisions de demande à long terme et par la disponibilité des ressources énergétiques domestiques. Par exemple, en France, le parc nucléaire est le résultat d'une volonté de pallier la rareté des ressources en énergies fossile et de réduire la dépendance vis-à-vis des hydrocarbures. De la même façon, les barrages construits dans les Alpes quelques décennies auparavant furent les premiers grands investissements électriques, qui permettent d'exploiter le très fort potentiel hydraulique des massifs montagneux français.

¹⁰⁶ Origine de l'exportation de gaz à l'UE 27 en 2005 : 46% la Russie, 27% la Norvège, 20% l'Algérie, 7% autres, Source : Jean-Arnaud VINOIS, Directorate General for Energy and Transport, « Security of gas supply: Gas Coordination Group », Presentation for European Energy Forum Dinner Debate, Brussels, 27 February 2008, <http://eurogas.waxinteractive3.com/uploaded/European%20Energy%20Forum%20Dinner%20debate%20Gas%20Coord%20Group.pdf>.

Graphique 8. Taux de dépendance de certains pays européens envers le gaz russe



Source : Bichara KHADER, « Géopolitique européenne de l'énergie », *Diplomatie*, no 25, mars-avril 2007, p. 42.

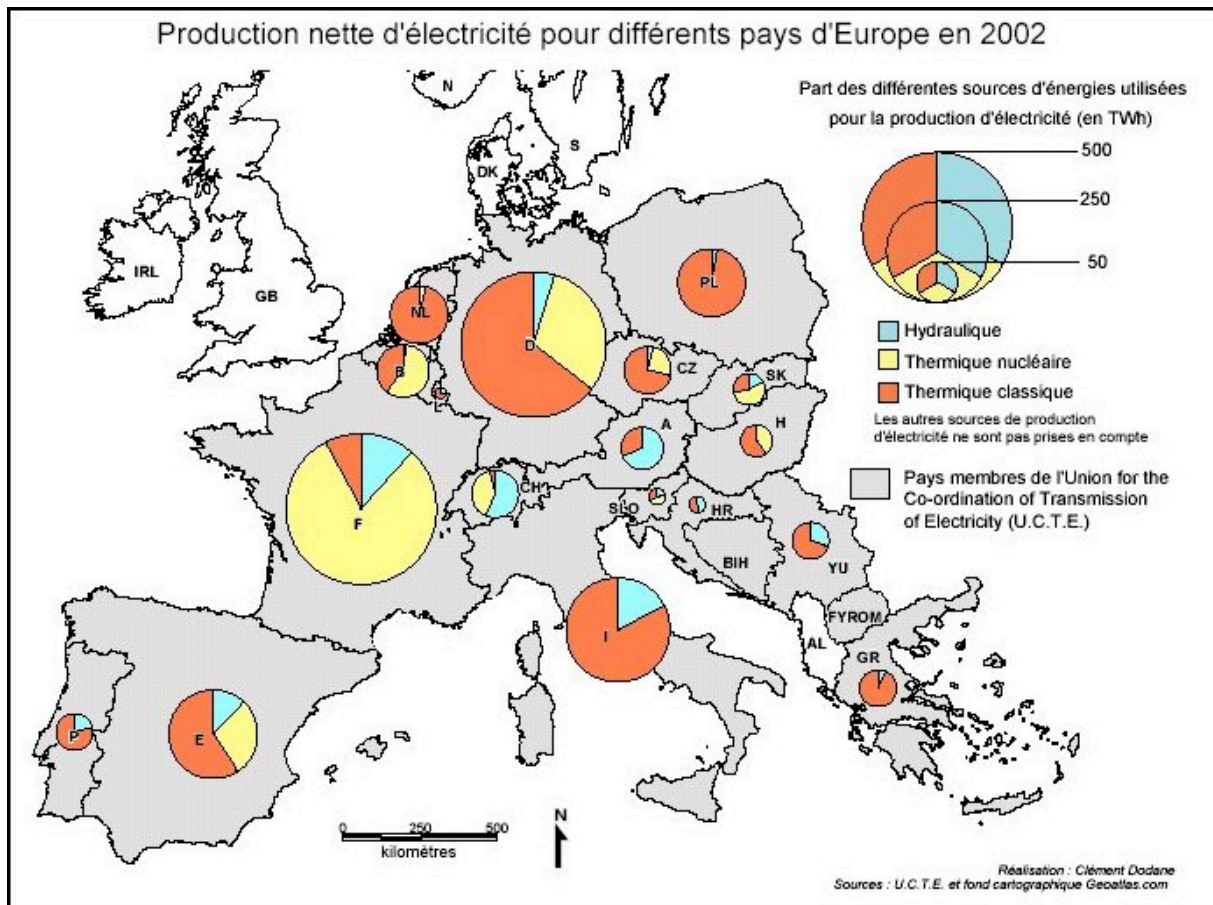
L'Allemagne, l'Espagne et les pays de l'Europe centrale (voir Graphique 9) ont développé leur système autour de centrales à charbon afin d'exploiter les ressources locales. Et si le Royaume-Uni a pu basculer de la houille au gaz, c'est avant tout parce que d'importantes réserves ont été découvertes en mer du nord britannique.

Il a donc existé un fort déterminisme quant au choix des techniques de production fondé sur les dotations en ressources naturelles. Mais les progrès techniques réalisés sur les turbines à gaz et la réorganisation du marché du gaz naturel ont provoqué un retournement de tendance: bien que la plupart des pays d'Europe soient de gros importateurs, les projets d'investissement électrique sont, dans une grande partie, à partir de gaz naturel¹⁰⁷. Pour cette raison, la dépendance de gaz ne peut pas être négligée car elle fait peser sur l'Europe et son secteur électrique un nouveau risque: celui de l'évolution du prix du gaz et de la dépendance envers de la Russie.

Sauf quelques épisodes (par ex. : différend ukraino-russe), la fourniture du gaz russe est stable depuis une trentaine d'années, assurée par les contrats à long terme. La dépendance de l'UE envers ses approvisionnements est néanmoins perçue comme une menace pour la sécurité de la génération de l'électricité en Europe. Il y a plusieurs raisons à cela.

¹⁰⁷ Dans les pays comme la Grande-Bretagne, mais aussi en France, Belgique, Italie, voir Jan Horst KEPPLER, *op. cit.*, p. 11.

Graphique 9. Production nette d'électricité pour différents pays d'Europe en 2002



Source: Sylviane TABARLY, « Électricité en réseau : solidarités et dépendances », *Géococonfluences*, Brève no 5, 2003, <http://geoconfluences.ens-lsh.fr/doc/brevés/2003/03-5.htm>.

Tout d'abord, comme le souligne Khader¹⁰⁸, la Russie et l'UE ne partagent pas la même vision de la gestion des ressources énergétiques. En Europe, le marché gazier fait l'objet d'une libéralisation, même si elle progresse plus lentement que celle du marché électrique¹⁰⁹. En dépit de cela, les principes du marché ouvert, promus par l'Union, restent intacts ; ils encouragent la suppression des barrières politiques qui limiteraient l'accès à l'infrastructure et aux ressources pétrolières et gazières.

A l'opposé, pour la Russie, l'énergie permet de garder sa position et sa puissance sur la scène internationale et de réaliser ses ambitions stratégiques. Un certain « nationalisme énergétique » l'incite à maintenir le contrôle sur ces ressources stratégiques. Le gazier russe, *Gazprom*, détenteur d'un monopole, est sous gestion de l'État qui contrôle aussi tous les gisements. Ainsi s'explique la réticence russe à signer le protocole pour le transit de l'Énergie lié à la Charte de l'Énergie¹¹⁰, qui régit l'échange de l'énergie au niveau européen et qui dans sa forme actuelle, autorise les compagnies étrangères à accéder au réseau

¹⁰⁸ Bichara KHADER, « Géopolitique européenne de l'énergie », *Diplomatie*, no 25, mars-avril 2007, p. 41.

¹⁰⁹ COMMISSION EUROPÉENNE, *Communication de la Commission au Conseil et au Parlement Européen. Rapport sur l'état d'avancement de la création du marché intérieur du gaz et de l'électricité*, COM (2005) 568 final, 15 novembre 2005, p. 3.

¹¹⁰ La Charte Européenne de l'Énergie est un premier accord relatif à l'aménagement de l'échange de l'énergie au niveau du continent européen. Elle fut signée en décembre 1991 par les 37 États de l'OECD et 12 républiques de l'ex-URSS. Cette Charte, conçue dans le respect de la souveraineté de pays signataires, les oblige à développer le marché de l'énergie en Europe selon le principe de la non-discrimination, du libre développement des prix des matières énergétiques et dans le respect de l'environnement. Son but était de créer un accord sur la fourniture des ressources énergétiques de l'Est, notamment celle du gaz et du pétrole, vers les pays de la CE, qui s'engageaient à partager leur technologie. Seule la Russie n'a jamais signé la Charte.

russe de gazoducs¹¹¹. Evidemment, cela contredit les intérêts de la Russie qui considère son infrastructure gazière comme un avantage concurrentiel sur le marché et qui voudrait exercer sa position dominante soit à des fins économique, soit à des fins politiques. Ces intérêts ont été acquis au cours d'années d'investissements colossaux dans le secteur et devraient aujourd'hui être rémunérés¹¹².

L'attitude nationaliste russe pose un problème à l'UE qui craint une cartellisation des infrastructures de transit qui mettrait l'UE à la merci d'un chantage politique (comme celle de Russie-Ukraine ou Russie-Géorgie).

De plus, l'enjeu devient d'autant plus important que les deux acteurs ont besoin l'un de l'autre. Pour la Russie, l'UE représente l'acheteur principal de l'énergie exportée et elle a besoin de ces crédits pour financer tous ses investissements infrastructurels¹¹³. Dans le cas de l'Europe, le voisin de l'Est est un fournisseur primordial pour satisfaire la demande. En même temps, les deux font des efforts pour réduire cette dépendance mutuelle : la Russie cherche des marchés chez les Chinois et les Indiens¹¹⁴, tandis que la Communauté essaie de diversifier les sources d'énergie utilisée (voir pp. 29).

Pour l'ensemble de ces raisons, il est impossible pour l'Europe de fonder la sécurité d'approvisionnement exclusivement sur les mécanismes du marché. Le recours aux mécanismes diplomatiques, comme décrit dans le chapitre 2.3.4., est nécessaire.

Le problème de la dépendance énergétique acquiert une nouvelle dimension quand on ajoute à ceci les enjeux environnementaux. La transformation et la consommation de l'énergie primaire sont responsables au niveau mondial, de plus de 90% des émissions globales de dioxyde de carbone (CO₂)¹¹⁵- jugé comme le premier responsable du changement climatique. La prise de conscience de ce fait est aujourd'hui largement partagée par la majorité de l'opinion publique. Toutes les plus importantes organisations internationales comme l'ONU l'AIE et d'autres préconisent des politiques alternatives agissant sur les émissions de CO₂. Les objectifs fixés dans le protocole de Kyoto ne sont qu'une première étape¹¹⁶.

L'Europe est une des régions les plus avancées en ce qui concerne l'introduction de standards environnementaux. Depuis que le Conseil européen de Göteborg de 15-16 juin 2001¹¹⁷ a précisé la dimension sociale et économique de la Stratégie de Lisbonne de mars 2000¹¹⁸, en y incluant une dimension environnementale, celle-ci est présente dans chaque stratégie communautaire.

Or, les préoccupations environnementales obligent les acteurs européens à prendre les décisions qui au niveau politique présenteraient plus de contraintes, mais qui dans un rapport environnemental seraient plus raisonnables¹¹⁹. Ainsi, le repli vers le charbon, une ressource relativement abondante en Europe, qui diminuerait la dépendance envers les importations d'autres matières premières, n'est plus envisageable à cause des pollutions engendrées par la transformation du charbon.

¹¹¹ Jos VAN GENNIP, *op. cit.*, p. 5.

¹¹² Nina KULIKOVA, « Mojet li enrgodialog Rossii s Evropoi stat rezultativnim ? », *Fondsk.ru*, 28 février 2007, <http://www.fondsk.ru/print.php?id=599>.

¹¹³ Bichara KHADER, « Géopolitique européenne de l'énergie », *op. cit.*, p. 41.

¹¹⁴ *Ibid.*

¹¹⁵ Franco ROMERIO, *op. cit.*, p. 31.

¹¹⁶ Les pays signataires du Protocole de Kyoto (les pays développés ou en transition vers une économie de marché comme la Russie) ont accepté globalement de réduire de 5,5% leurs émissions de gaz à effet de serre sur la période 2008-2012 par rapport au niveau atteint en 1990, par l'introduction du système de l'échange des droits à émettre entre pays industrialisés et même entre ces derniers et les pays en développement.

¹¹⁷ CONSEIL EUROPÉEN, *Conclusions de la Présidence. Conseil européen de Göteborg de 15-16 juin 2001*, SN 200/1/01 REV 1, http://www.consilium.europa.eu/ueDocs/cms_Data/docs/pressData/fr/ec/00200-r1.f1.pdf.

¹¹⁸ CONSEIL EUROPÉEN, *Conclusions de la Présidence. Conseil européen de Lisbonne de 23-24 mars 2000*, SN 100/00, <http://www.ac-versailles.fr/orientation/Europe/documents/lisbone.pdf>.

¹¹⁹ Ivan Antonino SOSA ESPINOSA, *De la politique énergétique à la sécurité énergétique de l'Union européenne : vers une approche multidimensionnelle ?*, Genève, Institut Européen de l'Université de Genève, 2008, p. 34.

Dans la stratégie récente inscrite dans les *Conclusions de la Présidence du Conseil européen de Bruxelles 8-9 Mars 2007*¹²⁰ qui vise la politique environnementale et énergétique commune, les 27 Etats membres se sont mis d'accord sur les objectifs environnementaux ambitieux qui tendent à diminuer la consommation d'énergie, augmenter la part des énergies renouvelables et diminuer les émissions des gaz à effet de serre (voir p. 60). Il faut noter que le secteur électrique est particulièrement ciblé dans cette lutte contre le réchauffement climatique. Un défi principal est de changer le bouquet énergétique et technologique et plus spécifiquement, diminuer la part des installations polluantes et augmenter celle des énergies renouvelables et des technologies « propres ». En conséquence, le niveau des investissements nécessaires pour augmenter la part des sources renouvelables dans le bilan énergétique constitue un défi pour tout le secteur électrique en Europe, pas seulement dans les Etats qui, comme la Pologne, basent leur génération électrique sur le charbon.

Pour conclure, les deux défis de la politique énergétique sont communs pour la sécurité d'approvisionnement sur le MIE. La dépendance accrue au gaz met la génération de l'électricité à la merci de ses exportateurs, en l'occurrence la Russie. Les engagements environnementaux représentent pour le secteur électrique un effort financier gigantesque qui va se refléter dans les prix croissants du courant.

De l'autre côté, le MIE est vu comme la réponse à ces deux défis. S'il apportait les bénéfices attendus, comme l'efficacité accrue et les prix moins chers, l'électricité pourrait remplacer les sources d'énergie dont les fournitures rendent l'Europe plus dépendante comme le pétrole dans le secteur du transport. Malheureusement cela n'est possible qu'à une petite échelle¹²¹.

D'ailleurs, la Commission a toujours souligné que le marché est la meilleure garantie de la sécurité d'approvisionnement en matières premières si seulement ses règles sont respectées par tous les participants :

«The overarching concern of governments in producing and consuming countries is the same: we cannot afford to have energy become a geopolitical bargaining chip. More international rules can provide stability and fill the legal vacuum that is currently the source of international tension and insecurity...Trade policy can help producer countries find foreign markets, and consumer countries find resources beyond their borders. In providing a set of binding rules it can create the conditions for the huge investments - as much as \$20 trillion according to the latest World Energy Outlook – that are needed in exploration and infrastructure in the next twenty five years»¹²².

Peter Mendelson, le Commissaire au commerce de l'UE argumente que le marché, via l'échange, est capable de gérer lui-même les approvisionnements en matières premières si seulement les conditions nécessaires pour son fonctionnement sont assurées et si l'énergie n'est pas utilisée comme un argument dans les duels politiques.

De même, en ce qui concerne les questions environnementales, comme déjà mentionné dans le chapitre 1.3.4., les mécanismes du marché, avec l'établissement des prix réels et une meilleure allocation des ressources en premier lieu, devrait de son côté inciter les consommateurs à économiser l'énergie.

¹²⁰ CONSEIL EUROPÉEN, *Conclusions de la Présidence. Conseil européen de Bruxelles 8-9 Mars 2007*, CONCL 1, 7224/07, REV 1, http://www.consilium.europa.eu/ueDocs/cms_Data/docs/pressData/fr/ec/93141.pdf.

¹²¹ COMMISSION EUROPÉENNE, *Énergie — Maîtrisons notre dépendance*, Office des publications officielles des Communautés européennes, Luxembourg 2002, p. 18.

¹²² Peter MANDELSON, *Trade Policy and stable, secure and sustainable energy*, Conference on Strategic Energy Policy Chart S3, Brussels, 21 November 2006, <http://europa.eu/rapid/pressReleasesAction.do?reference=SPEECH/06/718&format=HTML&aged=0&language=EN>.

3.1.2. Le MIE et la sécurité d'approvisionnement comme les actions prioritaires dans le cadre de la politique énergétique de l'UE

3.1.2.1. Les objectifs de la politique énergétique

Depuis l'établissement de la Communauté Européenne du Charbon et de l'Acier (1950) et par la suite l'Euratom (1957), le processus de l'intégration européenne s'est impliqué dans la problématique des matières énergétiques. Pourtant, la politique énergétique en tant que telle est l'une des grandes absentes du traité de la Communauté Economique Européenne - CEE (1957) ainsi que de tous les traités de révision qui suivirent les Traités de Rome.

Les premières tentatives pour introduire le sujet dans l'agenda européen datent du 25 juin 1962, quand les trois exécutifs des Communautés Européennes ont communiqué au Conseil de la CEE un *Mémoire sur la politique énergétique*¹²³. Ce document a présenté un programme à connotation explicitement libérale; il faisait appel à l'établissement d'un marché commun de l'énergie et se référait à la sécurité d'approvisionnement énergétique, ainsi qu'à des mesures d'économie d'énergie et le respect de l'environnement. Depuis, ces trois objectifs sont restés inchangés.

La réponse du Conseil (ou plutôt le manque de la moindre action communautaire) a démontré la position que les Etats membres ont suivie jusqu'aujourd'hui : ils préfèrent toujours avoir le contrôle sur les décisions prises dans ce secteur. La réticence des Etats membres peut être expliquée par l'importance de l'énergie pour le fonctionnement de l'économie et de toute la société, ce qui rend toutes les décisions la concernant politiquement et socialement délicates. Les autres raisons sont : la dotation en ressources énergétiques, la structure du secteur énergétique et le rôle accordé aux différentes technologies énergétiques ainsi que le niveau différent de la dépendance énergétique et, en conséquence, les objectifs différents de la politique énergétique dans chaque Etat. La Grande-Bretagne, par exemple, est marquée par l'ouverture au marché international, les pays scandinaves, par les préoccupations environnementales, l'Europe centrale par les contraintes de la sécurité d'approvisionnement.

Pour ces raisons le développement de la politique énergétique commune progresse lentement. Même la crise du pétrole des années 70, n'a pas encouragé son développement. Les Etats ont préféré développer chacun leur propre système énergétique (dans le cas du gaz et de l'électricité) et résoudre indépendamment leurs problèmes d'approvisionnement (dans le cas du pétrole et du gaz). Suite à la relance du projet d'intégration dans les années 80 et 90, l'idée du marché intérieur a laissé de côté l'idée d'un marché de l'énergie, un concept qui n'a pas été repris avant 1993.

En revanche, la Commission n'a jamais cessé de promouvoir l'idée d'une politique énergétique et du marché intérieur d'énergie au niveau communautaire, en publiant constamment des rapports concernant la situation énergétique en Europe. Ces efforts ont été présentés depuis les années 90 sous la forme des livres « blancs » et « verts ».

A travers ces documents, trois objectifs de la politique énergétique émergent : *la sécurité d'approvisionnement en énergie, la lutte contre le changement climatique et l'augmentation de la compétitivité de l'économie européenne*. Pour la première fois ils ont été explicités dans le Livre vert de mars 2006, *Une stratégie européenne pour une énergie sûre, compétitive et durable*. Les objectifs sont très ambitieux et peuvent paraître contradictoires. Leur réalisation va se heurter à la diversité des situations énergétiques dans l'UE.

Les trois priorités ont été réaffirmées dans la communication *Une politique de l'énergie pour l'Europe* présenté par la Commission en janvier 2007. Ensuite, le Conseil européen de mars 2007 les a entérinés et leur a donné une dimension plus concrète dans les *Conclusions de la Présidence*¹²⁴.

¹²³ Carlos Francisco MOLINA DEL POZO, *Manual de Derecho de la Comunidad Europea*, Espagne, Dijusa, 4e édition, 2002, p. 1192.

¹²⁴ CONSEIL EUROPÉEN, *Conclusions de la Présidence. Conseil européen de Bruxelles 8-9 Mars 2007. Annexe 1. Plan d'action du Conseil européen (2007-2009). Politique énergétique pour l'Europe (PEE)*, CONCL 1, 7224/07, REV 1, http://www.consilium.europa.eu/ueDocs/cms_Data/docs/pressData/fr/ec/93141.pdf.

Pendant ce sommet historique les chefs d'Etats ont présenté les objectifs concrets pour la mise en œuvre de la politique climatique et énergétique intégrée et ont défini *Le Plan d'action du Conseil de l'Union européenne (2007-2009)* dans le domaine de l'énergie, intitulé *Politique Énergétique pour l'Europe* (voir Annexe I) qui est inclus dans les *Conclusions de la Présidence*.

Tableau 5. La chronologie des plus importants documents officiels concernant la création du MIE et de la politique énergétique commune

Date	Type de document	Document
11.01.1995	Livre Vert	<i>Pour une politique énergétique de l'Union Européenne, COM/94/659 final.</i>
13.12.1995	Livre Blanc	<i>Une politique énergétique pour l'Union européenne, COM/95/0682 final.</i>
19.12.1996	<u>I Directive MIE</u>	<i>Directive 96/92/CE du Parlement européen et du Conseil concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité.</i>
29.11.2000	Livre Vert	<i>Vers une stratégie européenne de sécurité d'approvisionnement énergétique, COM/2000/0769 final.</i>
2002	Document	<i>Energie : Maîtrisons notre dépendance.</i>
26.06.2003	<u>II Directive MIE</u>	<i>Directive 2003/54/CE du Parlement européen et du Conseil concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 96/92/CE.</i>
15.07.2003	Règlement	<i>Règlement (CE) no 1228/2003 du Parlement européen et du Conseil, du 26 juin 2003 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité.</i>
16.01.2004	Note Interprétative	<i>Note interprétative de la DG énergie et transports sur les directives 2003/54/ce et 2003/55/ce relatives au marché intérieur de l'électricité et du gaz naturel, Mesures visant à garantir l'approvisionnement en électricité.</i>
18.01.2005	Directive	<i>Directive 2005/89/EC du Parlement européen et du Conseil du 18 janvier 2005 sur les mesures de sécurité d'approvisionnement électrique.</i>
22.06.2005	Livre Vert	<i>Livre Vert sur l'efficacité énergétique ou Comment consommer mieux avec moins, COM/2005/0265 final.</i>
08.03.2006	Livre Vert	<i>Une stratégie européenne pour une énergie sûre, compétitive et durable, COM(2006) 105 final.</i>
05.04.2006	Directive	<i>Directive 2006/32/CE du Parlement européen et du Conseil relative à l'efficacité énergétique dans les utilisations finales et aux services énergétiques et abrogeant la directive 93/76/CEE</i>
06.09.2006	Directive	<i>Décision 1364/2006/CE du Parlement Européen et du Conseil établissant des orientations relatives aux réseaux transeuropéens d'énergie et abrogeant la décision 96/391/CE</i>
10.01.2007	Communication	<i>Communication de la Commission au Conseil européen et au Parlement européen. Une politique de l'énergie pour l'Europe, COM(2007) 1 final.</i>
09.03.2007	Conclusions de la Présidence du Conseil européen	<i>Conclusions de la Présidence. Conseil européen de Bruxelles 8-9 Mars 2007, Annexe 1. Plan d'action du Conseil européen (2007-2009). Politique énergétique pour l'Europe (PEE), CONCL 1, 7224/07, REV 1.</i>
19.09.2007	«Troisième Paquet Énergétique»	<ul style="list-style-type: none"> • Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council amending Directive 2003/54/EC of the European Parliament and of the Council of 26 June 2003, COM (2007) 0528 • Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council amending Regulation (EC) No 1228/2003, COM (2007) 0531 • Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council amending Directive 2003/55/EC of the European Parliament and of the Council of 26 June 2003, COM (2007) 0529 • Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council amending Regulation (EC) No 1775/2005, COM (2007) 0532
23.01.2008	Communication	<i>Communication de la Commission au Parlement Européen, au Conseil, au Comité économique et social européen et au Comité des régions. Deux fois 20 pour 2020. Saisir la chance qu'offre le changement climatique, COM(2008) 30 final.</i>

Avant de passer à l'analyse du *Plan d'action du Conseil* il faut noter que l'approche historique nous permet de distinguer deux acteurs opposés dans la concrétisation de la politique énergétique en Europe. D'un côté la Commission qui se voit la promotrice du processus de création d'une politique commune et intégrale pour toute l'Union, de l'autre côté, les Etats membres qui gardent une certaine réticence et ne veulent pas céder à l'UE leur souveraineté dans ce domaine. *Le Plan d'action du Conseil* est un résultat de la collision de ces deux attitudes et reflète la répartition des tâches entre la Commission et les Etats membres.

Dans ce document, les Etats ont finalement accepté de travailler ensemble, autour de cinq actions prioritaires (voir Annexe 1) :

- 1) le Marché intérieur pour le gaz et l'électricité,
- 2) la Sécurité de l'approvisionnement,
- 3) la Politique énergétique internationale,
- 4) l'Efficiencia énergétique et les énergies renouvelables,
- 5) les Technologies énergétiques.

Cette liste présente la complexité et la multidisciplinarité de la question énergétique qui considère dans sa formulation autant de problèmes économiques et environnementaux (*low politics*) à savoir: la libéralisation et l'établissement du marché interne d'énergie, la construction du réseau transeuropéen, l'efficacité énergétique, le changement climatique et la coopération internationale sur les projets de recherche et d'innovation technologique ; mais elle comprend également des questions stratégiques et politiques (*high politics*) à savoir: la politique étrangère envers les pays producteurs, les relations énergétiques internationales, la coopération avec les autres pays consommateurs, ou la sécurité d'approvisionnement énergétique¹²⁵.

La Commission s'engage d'avantage dans toutes les actions qui dérivent du domaine de *low politics*. Même si ces secteurs restent loin de la formation de la politique commune d'énergie, la Commission a réussi à créer un réseau important des initiatives qui lui permettent de lever les questions énergétiques au niveau supranational. Selon Andersen il y a trois dimensions où la Commission applique cette stratégie :

- (i) le marché intérieur d'énergie où la politique de compétition joue un rôle important,
- (ii) la politique commune de l'environnement où les instruments d'appui sont des mesures fiscales,
- (iii) la Charte Européenne de l'Energie¹²⁶ qui engage la Commission dans la création du cadre réglementaire des marchés internationaux d'énergie.

Si l'on applique cette théorie au *Plan d'action du Conseil*, on voit son bien-fondé. La réalisation des points 1, 4 et 5 (les actions internes) a été confiée par les Etats membres à la Commission qui coordonne leurs actions par l'adoption de principes communs. Au contraire, s'agissant des questions de relations internationales, donc les points 2 et 3 (les actions externes), elles sont du ressort du Conseil, au sein duquel les États coopèrent dans un esprit de solidarité (voir Annexe 1, p. 18).

Or, les deux aspects de la politique énergétique, qui font objet de ce travail – le marché intérieur et la sécurité d'approvisionnement - sont régis par les systèmes décisionnels différents.

Tout ce qui concerne *le marché intérieur*, ses règles de fonctionnement et la supervision de leur application relève de la compétence de la Commission. Elle utilise trois instruments pour modeler les activités des Etats dans ce domaine : les directives spécifiques, les directives générales et l'application plus rigoureuse des lois de concurrence¹²⁷. Les services de la Commission préparent les propositions concernant les cadres techniques du marché qui, après leur acceptation par le Parlement et le Conseil selon la procédure de codécision, prennent la forme de directives, comme c'était le cas de la Directive 2003/54/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité¹²⁸.

Les décisions dans le domaine de *la sécurité d'approvisionnement*, en revanche, sont prises unilatéralement ou, éventuellement et très rarement, au sein du Conseil. Elles concernent tout d'abord la diversification des sources d'énergie et de leurs routes de transport.

¹²⁵ Ivan Antonino SOSA ESPINOSA, *op. cit.*, p. 60.

¹²⁶ Svein ANDRESEN, «EU Energy Policy: Interest Interaction and Supranational Authority », *ARENA Working Papers*, WP 00/5, http://www.arena.uio.no/publications/wp00_5.htm.

¹²⁷ *Ibid.*

¹²⁸ *Directive 2003/54/CE du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 96/92/CE*, Journal officiel de l'Union Européenne, L176 du 15 juillet 2003.

Le problème se trouve dans le deuxième aspect, où les Etats membres ont beaucoup de peine à se mettre d'accord. La modification des priorités, nécessaire pour la création du marché intérieur, à savoir le passage de la politique d'autosuffisance à la logique de compétitivité générale de toute l'Union, est difficile à transposer au niveau de la politique communautaire de l'énergie en général. Tandis que le MIE est peut-être en voie de développement, la politique énergétique stratégique reste un domaine dans lequel les Etats préfèrent maintenir leur souveraineté. D'un côté, les déclarations incluses dans les documents se réfèrent à la solidarité entre les Etats membres¹²⁹ dans le domaine de l'énergie, mais de l'autre côté, les actions qu'ils entreprennent montrent leur autonomie face aux problèmes énergétiques. A titre d'exemple, on peut mentionner les accords entre les différents Etats membres et la Russie concernant l'approvisionnement en gaz et la construction de gazoducs¹³⁰.

Les Etats membres sont néanmoins interdépendants tant pour la question de lutte contre le changement climatique que pour la réalisation du marché intérieur de l'énergie. Ces actions ont pris une dimension communautaire sans que cela se traduise dans des compétences communautaires nouvelles de politique extérieure pour progresser vers l'objectif de sécurité d'approvisionnement.

L'Europe souffre donc d'un manque d'une politique commune cohérente d'énergie. Selon Chevalier et al.¹³¹, les objectifs du Livre vert de 2006 avec *le Plan d'Action du Conseil* constituent une « vision » de la future politique énergétique commune, plutôt qu'une politique énergétique commune réalisable. La cause est l'insuffisance de la coopération communautaire dans ce domaine.

Cette situation aurait été différente si les Irlandais avaient voté « oui » au Traité modificatif de 2008¹³². Les Etats se sont mis d'accord pour inclure dans ce Traité un chapitre « Energie »¹³³. Il prévoit explicitement une responsabilité commune pour la sécurité d'approvisionnement énergétique, le fonctionnement du marché de l'énergie et la promotion de l'efficacité énergétique, des énergies renouvelables et des interconnexions.

En ce qui concerne la politique étrangère, le Haut Représentant de l'Union pour les Affaires Etrangères, en l'occurrence Mr. Javier Solana, aurait acquis une « double casquette » : non seulement il devait être rattaché au Conseil mais aussi à la Commission, qui devait conduire ses propres affaires étrangères en matière commerciale. Ceci devait permettre à l'Union d'avoir une politique étrangère commune, mais aussi et surtout une nouvelle cohérence entre les politiques internes et externes. Le « Service européen pour l'action extérieure » devait être seul à négocier avec les pays producteurs et il aurait eu son mot à dire, contrairement à la situation actuelle, sur les aspects intérieurs des politiques de l'Union, pour qu'elles soient en cohérence avec ce qui est négocié à l'extérieur.

Aussi, dans le cadre du Traité modificatif, le Parlement s'était prononcé pour un « Solana de l'énergie », rattaché au nouveau Haut Représentant. Toutefois, le résultat négatif du référendum en Irlande sur la ratification du Traité a éloigné ces projets pour un temps. Par conséquent, la question de la politique extérieure de l'énergie va garder sa double dimension : nationale, alignée à la politique énergétique de chaque Etat et européenne, qui appelle à son renforcement.

3.1.2.2. Le MIE parmi les actions internes de l'UE

¹²⁹ « ..le Conseil européen met l'accent sur les éléments suivants, qui sont essentiels pour que l'Union européenne s'exprime davantage encore "d'une même voix" afin de soutenir les trois objectifs de la politique énergétique.» et « Afin de contribuer à assurer la sécurité de l'approvisionnement dans un esprit de solidarité entre les Etats membres... » dans : CONSEIL EUROPEEN, *Conclusions de la Présidence. Conseil européen de Bruxelles 8-9 Mars 2007. Annexe 1. Plan d'action du Conseil européen (2007-2009). Politique énergétique pour l'Europe, op. cit.*, pp. 18 et 19.

¹³⁰ Le contrat germano-russe pour la construction d'un gazoduc de la Baltique « North stream » qui contourne l'Ukraine et la Pologne. Les contrats avec la Bulgarie, Italie, Autriche pour la construction d'un gazoduc « South Stream » dans : GAZPROM, *About major projects*, <http://www.GAZPROM.ru/eng/articles/article27150.shtml>.

¹³¹ Jean-Marie CHEVALIER, Jacques PERCEBOIS, *op. cit.*, p.14.

¹³² *Traité de Lisbonne, 2007.*

¹³³ *Ibid.*

Les Conclusions de la Présidence de mars 2007 qui contient *Le Plan d'action du Conseil (2007-2009). Politique énergétique pour l'Europe* (voir Annexe 1) est un document qui englobe à la fois les objectifs et les déclarations politiques concernant la création de la politique énergétique commune, mais qui énumère aussi les réponses concrètes aux problèmes qui entravent la réalisation des objectifs principaux de cette politique. Cela concerne d'avantage le cas du marché intérieur d'énergie. Les actions prioritaires incluses dans le *Plan d'action du Conseil* visent les défaillances de ce marché découvertes lors d'une enquête sur le secteur énergétique entreprise par la Direction Générale de Concurrence. Les résultats de cette étude, présentés dans le rapport *Report on Energy sector inquiry*¹³⁴ en janvier 2007, nous permettrons de décrire le fonctionnement du marché dans le chapitre 3.2. L'analyse des actions proposées pour lutter contre les défauts du MIE sera poursuivie dans le dernier chapitre. Dès à présent nous étudierons les objectifs de la politique énergétique tant au niveau intérieur qu'extérieur.

Lorsque nous avons mentionné les actions internes mises en œuvre par les Etats membres, nous avons vu que la Commission possédait un pouvoir de définir un cadre commun. *Le Plan d'action du Conseil* comprend comme les actions internes : a) la création du Marché Intérieur pour l'électricité et le gaz, b) la promotion de l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables et c) le développement des technologies de l'énergie.

Le marché intérieur tient la première place parmi ces actions internes. Il faut noter que la création du marché intérieur de l'énergie n'est pas une idée nouvelle. Depuis l'Acte unique Européen (1986), principale promotrice de la construction du marché intérieur, le marché commun de l'énergie a été introduit à l'agenda communautaire. En 1996 la première directive concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité a été publiée, abrogée ensuite par la Directive 2003/54/CE du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003¹³⁵. Elle a été complétée par la Régulation (EC) No 1228/2003 sur les conditions d'accès aux interconnexions¹³⁶ et par la Directive 2005/89/EC sur les mesures de sécurité dans l'approvisionnement électrique¹³⁷.

Ces documents (voir Tableau 5), ensemble avec la Charte Européenne de l'Energie, régissent l'ordre juridique actuel international au niveau de l'UE dans le domaine de la libéralisation de secteur énergétique et établissent en même temps, les règles du marché intérieur de l'énergie. Ce cadre réglementaire n'est pourtant pas suffisant pour combler le vide politique. Ce manque de politique commune a sans doute des répercussions sur le progrès du MIE.

En revenant au *Plan d'action*, le Conseil y définit les trois axes autour desquels le Marché Intérieur d'énergie doit être construit (Annexe 1 p.16) :

- accroître la concurrence ;
- assurer une régulation efficace;
- encourager l'investissement au profit des consommateurs.

Il a également déclaré que les avantages de construire un Marché Intérieur de l'énergie sont: l'augmentation de la compétitivité, des bénéfices pour le consommateur et le renforcement de la sécurité d'approvisionnement (Annexe 1, p.16).

La liste de ces priorités n'est rien d'autre qu'une énumération des conditions nécessaires pour garantir le bon fonctionnement du marché et, en conséquence, la sécurité d'approvisionnement (voir chapitre 2.5.).

¹³⁴ COMMISSION EUROPÉENNE, DG Compétition, *Report on Energy sector inquiry*, SEC (2006) 1724, Bruxelles, le 10 janvier 2007.

¹³⁵ *Directive 2003/54/CE du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 96/92/CE*, Journal officiel de l'Union Européenne, L 176 du 15 juillet 2003.

¹³⁶ *Règlement (CE) no 1228/2003 du Parlement Européen et du Conseil, du 26 juin 2003 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité*, Journal officiel de l'Union Européenne, L 176 du 15 juillet 2003.

¹³⁷ *Directive 2005/89/EC du Parlement européen et du Conseil du 18 janvier 2005 sur les mesures de sécurité d'approvisionnement électrique*, Journal officiel de l'Union Européenne, L 33/22 du 4 février 2006.

La concurrence accrue signifie plus d'acteurs sur le marché doublée d'une régulation efficace, sûre et prévisible, qui assurerait la fourniture stable d'électricité dans chacune de ces 3 dimensions.

L'investissement au profit des consommateurs signifie un niveau approprié de nouveaux projets infrastructurels pour garantir la sécurité à long terme. Il n'est pas toutefois clair si cette formulation englobe aussi des investissements qui donnent le choix aux consommateurs, si important pour la sécurité d'approvisionnement à court terme.

Tels sont les objectifs définis dans le *Plan d'action du Conseil* pour le Marché Intérieur d'énergie. Les propositions plus détaillées seront abordées dans le chapitre 3.3. Pourtant le marché d'énergie n'est qu'une des actions internes. Les autres priorités peuvent indirectement peser sur le fonctionnement du marché.

La question de l'efficacité énergétique et des sources renouvelables est définie dans l'objectif appelé « 3 fois 20 ». Il consiste à *réduire de 20% des émissions de gaz à effet de serre à l'échéance de 2020* par rapport à leur niveau de 1990, *augmenter de 20% la participation des énergies renouvelables* et *diminuer de 20% la consommation d'énergie* (Annexe 1 pp. 20, 21, 22).

Les différentes mesures y mènent. En même temps ce sont des armes à plusieurs tranchants qui vont dans la logique de la gestion de l'offre et la demande et qui visent à la fois les trois objectifs principaux de la politique énergétique. Grâce aux sources « propres » européennes et à la réduction de la consommation, la dépendance envers le gaz et le pétrole étranger devrait diminuer, agissant en même temps sur la lutte contre le changement climatique et sur la compétitivité européenne. Le Conseil souligne que «... tous les types d'énergies renouvelables lorsqu'ils sont utilisés de manière économiquement rationnelle, contribuent à la fois à la sécurité de l'approvisionnement, à la compétitivité et au développement durable »¹³⁸.

Pour satisfaire l'objectif « 3 fois 20 », l'UE mène des actions qui portent à la fois sur l'offre et la demande.

En ce qui concerne la demande, l'accent est mis sur *l'efficacité énergétique*, dont la mise en œuvre est la Directive 2006/32/CE relative à l'efficacité énergétique dans les utilisations finales et aux services énergétiques¹³⁹. Les autres instruments sont des incitations fiscales à la réduction de la consommation d'énergies polluantes et les nouvelles technologies, par exemple dans le secteur automobile.

Les actions portant sur l'offre préconisent un autre bouquet énergétique. L'UE vise le passage des technologies polluantes (comme charbon et gaz) qui renforcent notre dépendance envers des pays tiers (gaz, pétrole) vers les sources indigènes et « propres » (Annexe 1, pp. 21, 22). Dans ce cas, deux solutions sont mises en avant simultanément : *les renouvelables et les nouvelles technologies de la « propre » transformation thermique du charbon, ainsi que de captage et de stockage de CO₂*.

Parallèlement à l'objectif concernant 20% de plus des d'énergies renouvelables dans la consommation énergétique totale, le Conseil a introduit le sous-objectif de *l'augmentation de 10% de part des biocarburants* dans le total de la consommation des matières fossiles (Annexe 1, p. 21). Toutefois, cela pose d'énormes controverses liées à la crainte de voir les cultures croissantes des plants énergétiques remplacer celles de l'aliment et provoquer la hausse de son prix.

Le mécanisme central dans la stratégie à long terme de l'UE en faveur d'une réduction des émissions de GES est *le système d'échange de quotas d'émissions (EU Emissions Trading Scheme - ETS)*, introduit au niveau européen dès 2005¹⁴⁰ (Annexe 1, p.22). Cet instrument basé sur les règles du marché, permet d'inciter les entreprises soumises aux quotas de mettre en place des installations diminuant les émissions, puisqu'en polluant moins elles pourront vendre leurs droits aux émissions de gaz à effet de serre (GES) et investir

¹³⁸ CONSEIL EUROPÉEN, *Conclusions de la Présidence. Conseil européen de Bruxelles 8-9 Mars 2007, op. cit*, p. 21.

¹³⁹ Directive 2006/32/CE du Parlement européen et du Conseil du 5 avril 2006 relative à l'efficacité énergétique dans les utilisations finales et aux services énergétiques et abrogeant la directive 93/76/CEE, Journal officiel de l'Union Européenne, L 114 du 27 avril 2006.

¹⁴⁰ Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council of 13 October 2003 establishing a scheme for greenhouse gas emission allowance trading within the Community and amending Council Directive 96/61/EC, Journal officiel de l'Union Européenne, L 275 of 25.10.2003, art. 4.

d'avantage dans la « production propre ». Le dépassement des quotas force les firmes à payer des amendes élevées. Aujourd'hui, seule la moitié des sources émettrices de gaz carbonique est soumise au ETS, dont près de 10 000 centrales à forte consommation d'énergie en Europe, ce qui représente environ 40% du volume total des émissions de CO₂ au niveau européen¹⁴¹. Le secteur du transport aérien y participe aussi. Le 23 janvier 2008, la Commission a dévoilé sa proposition de révision du système européen ETS pour la période d'échange post-2013. Cette proposition législative fera partie d'un paquet plus vaste sur les énergies renouvelables et le changement climatique¹⁴².

Vu la contribution du secteur électrique au bilan total des émissions de GES, il devient clair que cette branche doit consacrer davantage de capital pour diminuer ses émissions et éviter de payer des amendes. Pour les pays dont la génération électrique repose presque entièrement sur le charbon, ce défi est très important. Leur espoir repose dans les technologies de captage (appelées séquestration) et de stockage de CO₂.

Cela ne restera évidemment pas sans effet sur le prix de l'électricité, ce qui va à l'encontre des objectifs visés par la libéralisation, à savoir la diminution des prix. Le système d'ETS résout partiellement le problème. Les crédits gagnés sur la vente des droits d'émission de GES peuvent apporter des profits qui vont récompenser les investissements réalisés. Si le marché d'électricité est vraiment compétitif et ouvert aux choix des consommateurs, le générateur dont l'offre est la plus avantageuse gagnera le marché en tendant les prix d'électricité vers le bas.

L'autre problème lié à l'ETS est l'incertitude qui cache la répartition des quotas d'émissions. Les limites d'émission pour chaque centrale sont octroyées par les Etats membres du pool qui a été proposé par la Commission qui ensuite approuve la distribution des droits à émettre. Les décisions sont à l'heure actuelle prises pour la période post-2013. L'attribution des quotas constitue un nouveau risque pour les investisseurs qui peut aller jusqu'à l'entrave à la réalisation des nouveaux projets, surtout ceux des grandes centrales « de base ».

Le but du système ETS est de diriger les investissements vers les technologies moins polluantes. Parmi elles, les TGCC sont bien évidemment les plus populaires. Toutefois leur étendue renforce la dépendance au gaz. Par contre, les énergies renouvelables sont un moyen de diminuer cette dépendance et de baser la génération sur les ressources « propres » pour l'Europe et pour l'environnement.

Sur ce point il est important d'évoquer le cas de l'énergie nucléaire comme source d'électricité. Cette technologie possède beaucoup d'avantages : elle est supposée moins polluante car elle n'émet que très peu de CO₂ ; l'uranium nécessaire pour sa génération est relativement abondant et même si l'Europe est dépourvue de gisements, le marché international de cette matière fissile fonctionne sans problèmes ; l'efficacité de cette technologie dans la production de l'électricité est très élevée, ce qui rend très bon marché l'énergie issue d'une telle transformation.

Elle provoque toutefois de fortes controverses. Tout d'abord les dommages provoqués par une panne ou une attaque terroriste sur une telle centrale électrique seraient inimaginables. Puis les inévitables déchets nucléaires constituent un grand problème : chaque pays veut s'en débarrasser et dans le même temps, leur vente aux régions en voie de développement reste un sujet tabou.

Eu égard à ses avantages, le nucléaire est aujourd'hui de nouveau relancé avec le fort soutien de l'AIE (mais sans mentionner le problème des déchets). L'UE elle aussi est de plus en plus favorable à son utilisation, avec une grande approbation des Etats comme la France, la Grande-Bretagne ou l'Allemagne,

¹⁴¹ *Questions and Answers on the Commission's proposal to revise the EU Emissions Trading System*, MEMO/08/35, Brussels, 23 January 2008, <http://europa.eu/rapid/pressReleasesAction.do?reference=MEMO/08/35&format=HTML&aged=0&language=EN&guiLanguage=en>.

¹⁴² COMMISSION EUROPÉENNE, *Communication de la Commission au Parlement Européen, au Conseil, au Comité économique et social européen et au Comité des régions. Deux fois 20 pour 2020. Saisir la chance qu'offre le changement climatique*, COM(2008) 30 final, Bruxelles, le 23 janvier 2008.

pays dans lesquels les centrales nucléaires fournissent le plus gros de l'énergie électrique. *Le Plan d'Action du Conseil* (voir Annexe I, p. 23) reste encore très neutre vis-à-vis du nucléaire et aucune action en faveur de sa promotion n'a été mise en place pour l'instant. Toutefois selon les dernières déclarations du Commissaire en charge de l'énergie, M. Andris Piebalgs, la Commission pourrait inciter les investissements en centrales nucléaires dans le futur¹⁴³.

En résumé, le marché intérieur est une action centrale parmi les actions internes appuyées par la Commission. Les deux autres actions visent non seulement le réchauffement climatique, mais aussi la dépendance extérieure et de ce fait contribuent à la compétitivité européenne et à la sécurité d'approvisionnement en matières premières pour la génération d'électricité. Néanmoins elles peuvent aussi constituer un défi pour le MIE.

Le système ETS, conjointement avec les investissements nécessaires pour atteindre l'objectif des énergies renouvelables qui maintenant ne représentent que 6% de la consommation énergétique de l'UE-27¹⁴⁴, nécessitent des moyens financiers gigantesques, ce qui va se refléter dans le prix d'électricité. De plus, les incertitudes concernant la répartition des droits d'émissions, ajoutent un risque supplémentaire pour les investisseurs et peuvent repousser dans le temps les nouveaux projets de centrales électriques, ce qui joue contre la sécurité d'approvisionnement électrique à long terme.

3.1.2.3. La sécurité d'approvisionnement comme action externe de l'UE

Le présent travail se concentre sur les trois dimensions de la sécurité de l'approvisionnement en électricité, décrits dans le chapitre 2. Pourtant au niveau de la politique énergétique, la sécurité d'approvisionnement concerne tous les types d'énergie, dont essentiellement des matières premières énergétiques comme le gaz, le pétrole et le charbon. Pour cette raison, dans le *Plan d'action du Conseil*, la sécurité d'approvisionnement est traitée sous l'angle de l'accessibilité des matières premières. Dès lors, ce point nous servira pour analyser les actions communautaires dans le domaine de la sécurité de l'approvisionnement des ressources nécessaires pour la génération d'électricité.

Deux éléments ont été identifiés pour étudier la sécurité de l'approvisionnement en matières premières :

- *les actions internes et externes* pour lutter contre la dépendance extérieure
- *la surveillance du niveau de la dépendance* extérieure

Les mêmes *actions internes* visent la dépendance énergétique et les questions environnementales, à savoir l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables comme décrits dans le chapitre précédent. Les engagements de l'UE dans ce domaine sont très ambitieux et, peut-être, irréalisables.

Les actions externes de l'UE pour diminuer la dépendance extérieure ont pris dans le *Plan d'action du Conseil* deux niveaux :

- la Sécurité d'approvisionnement (Annexe 1, point II, p. 18)
- la Politique énergétique internationale (Annexe 1, point III, p. 19)

Concernant le premier point, le Conseil souligne « ...qu'il est nécessaire de renforcer la sécurité de l'approvisionnement, tant à l'échelon de l'UE dans son ensemble, qu'au niveau de chacun des Etats membres, par une diversification effective des sources d'énergie et des voies d'approvisionnement, ce qui améliorera en outre la compétitivité du marché intérieur de l'énergie » (Annexe 1 p. 18). Simultanément, il souligne plusieurs fois, au sein des *Conclusions de la Présidence* de mars 2007, que les Etats membres disposent chacun d'entre eux de la liberté de choisir son propre bouquet énergétique¹⁴⁵.

¹⁴³ *Commissioner Piebalgs underlines the role of nuclear energy in the transition towards a low carbon economy*, IP/08/575, Brussels, 15 April 2008, <http://europa.eu/rapid/pressReleasesAction.do?reference=IP/08/575&format=PDF&aged=1&language=EN&guiLanguage=en>.

¹⁴⁴ Bichara KHADER, « Livre vert et stratégie européenne », *Diplomatie*, No. 25, mars-avril 2007, p. 35.

¹⁴⁵ CONSEIL EUROPÉEN, *Conclusions de la Présidence. Conseil européen de Bruxelles 8-9 Mars 2007, op. cit.*, p. 11.

La contradiction de ces deux proclamations est évidente. Les Etats membres ont gardé le droit de choisir les sources d'énergie primaire, ce que bloque en effet l'émergence de la politique efficace d'énergie de l'UE. Dans cette situation *Le Plan d'action* propose les seuls débouchés possibles pour une action commune dans ce domaine : les mécanismes plus efficaces de réactions aux crises, fondés sur la coopération mutuelle et les stocks d'urgence de pétrole et du gaz. (Annexe 1, p. 18).

Ces derniers peuvent être une protection efficace contre les problèmes de l'approvisionnement à court terme. Toutefois, Daniel Yergin argumente que les stocks ne peuvent pas être utilisés comme un mécanisme pour gérer les fluctuations de prix de l'énergie, car cela produirait des distorsions du marché¹⁴⁶. Selon *le Plan d'action*, les Etats membres sont responsables au premier chef de leur demande nationale (Annexe 1, p. 18). La tentation d'utiliser ces stocks pour baisser les prix est alors encore plus forte. L'autre possibilité est de donner la gestion des stocks d'urgence à la Commission mais alors se pose à nouveau le problème de la souveraineté nationale des Etats membres.

L'autre niveau des actions qui visent la dépendance extérieure est la politique énergétique internationale. *Le Plan d'action* répète dans ce point la nécessité de s'exprimer « d'une même voix » (Annexe 1, p.19). Ensuite, il énumère des priorités pour la coopération et le partenariat avec les pays consommateurs : les Etats-Unis, la Chine, l'Inde et le Brésil et les pays producteurs et de transit avec la Russie en tête.

Cependant cette liste ne garantit pas une position unique des Etats membres face aux partenaires extérieurs. Ici se pose aussi le problème de la représentation extérieure de l'Union, visée par le *Traité modificatif*. La présidence du Conseil, n'a pour l'instant pas eu la possibilité de négocier au nom du Conseil, des partenariats énergétiques.

Ici s'ouvre une voie pour la Commission qui peut représenter l'UE tout au moins en ce qui concerne les négociations des règles du marché international de l'énergie. Ainsi, l'intérêt de l'UE réside dans le renforcement des organisations internationales telles que l'AIE ou l'OMC, l'inclusion des contentieux énergétiques dans les mécanismes de résolution des conflits de l'OMC, l'implication des Etats fournisseurs dans des initiatives multilatérales comme la Charte de l'Energie, dans une amélioration des conditions d'investissement privé dans les pays exportateurs, ainsi qu'une coordination plus efficace de la participation européenne dans des grands projets internationaux¹⁴⁷.

Il est nécessaire que l'UE entreprenne des actions diplomatiques qui vont privilégier la sécurité du contrat et la primauté des règles de droit sur l'arbitraire, tout en étant parfaitement lucide sur les réalités des marchés globaux d'énergie. Le fait d'être un client fiable et solide pour les pays producteurs constitue son principal argument. Malheureusement, pour l'instant les Etats préfèrent agir unilatéralement.

Finalement, le *Plan d'action* assure aussi le deuxième point de notre analyse de la sécurité d'approvisionnement en matières premières pour la génération d'électricité : *la surveillance de la dépendance extérieure*, surtout celle du gaz. Il propose une évaluation de la sécurité d'approvisionnement des Etats membres de l'UE, au niveau des importations et de l'état de réseau concerné (gazoducs). Il décide aussi de la création d'un observatoire de l'énergie au sein de la Commission (Annexe 1, p. 18)

Nous trouvons aussi les points relatifs à la sécurité de l'approvisionnement en matières premières dans d'autres parties du *Plan d'action*, notamment dans la partie consacrée aux projets prioritaires d'interconnexions pour le marché intérieur de l'électricité et du gaz (Annexe 1, p. 18).

La question du réseau d'interconnexions électrique sera abordée dans le dernier chapitre. Le cas du marché du gaz sera utile dans notre analyse, car il touche la sécurité d'approvisionnement en cette matière fossile. Le Conseil invite ainsi la Commission à nommer des coordinateurs européens afin de faire avancer

¹⁴⁶ Daniel YERGIN, (2006), *op. cit.*

¹⁴⁷ Jan Horst KEPLER, *op. cit.*, p.15.

les projets d'intérêt européen prioritaires (Annexe 1, p.18)¹⁴⁸, dont celui du gazoduc Nabucco. Ce projet est un nouvel exemple d'échec de la coopération entre les Etats membres dans le domaine de l'énergie.

Le gazoduc Nabucco est censé acheminer le gaz naturel de la mer Caspienne jusqu'en Europe centrale. Bien sûr la Russie n'est pas restée indifférente et fait tout pour promouvoir ses propres projets de gazoducs. Elle mène à la fois des actions politiques, comme le support donné aux régions ou mouvements séparatistes¹⁴⁹ et des actions commerciales. En conséquence, Gazprom a conclu des accords sur la création de pipelines avec les différents Etats membres. Tout d'abord, le *North Stream*, qui à travers le fond de la Baltique connecte la Russie et l'Allemagne, et ne prend pas en considération l'Ukraine et la Pologne. Ensuite, le *South Stream*, en concurrence avec le Nabucco, veut lier la Turquie, où le gaz sera fourni par le *Blue Stream*, avec l'Europe Centrale. A l'heure actuelle, grâce aux accords avec la Serbie, la Bulgarie, la Hongrie et dernièrement l'Italie, les projets russes sont beaucoup plus en voie de réalisation que le Nabucco¹⁵⁰. Celui-ci a besoin en permanence du contrat garantissant le gaz pour remplir les tuyaux¹⁵¹. Ce retard dans les négociations entre l'UE et les Etats producteurs de l'Asie Centrale confirme les défauts, ou plutôt le manque d'efficacité de la politique européenne de l'énergie. Par ailleurs, lesdits contrats bilatéraux et la faillite du Traité modificatif de Lisbonne éloignent encore plus la mise en place de cette politique commune.

¹⁴⁸ Les projets d'intérêt européen prioritaires sont énumérés dans la *Décision 1364/2006/CE du Parlement Européen et du Conseil du 6 septembre 2006 établissant des orientations relatives aux réseaux transeuropéens d'énergie et abrogeant la décision 96/391/CE*, Journal officiel n° L 262 du 22/09/2006.

¹⁴⁹ La crise en Géorgie d'août 2008 est la meilleure preuve de cet état de chose, car la Géorgie est un pays de transit important et un partenaire dans le projet Nabucco.

¹⁵⁰ GAZPROM, *op. cit.*

¹⁵¹ Cette situation est en voie de changer suite aux accords conclus entre la Commission et le Turkménistan pour l'approvisionnement de 10 bn de m3, ce qui ne représente finalement que 3% de l'importation annuelle de l'UE. En outre, l'Azerbaïdjan va fournir 13 bn de m3 et l'Iraq environ 5 m3 du gaz par année. Les négociations sont en cours avec l'Egypte. Source : Marek SIWIEC, «EU stands for unity, but not with regard to energy», *Gazeta Wyborcza*, no 356, 2008, p. 41.

3.2. Le MIE sous l'angle de la conception de la sécurité d'approvisionnement en électricité

3.2.1. La réglementation communautaire

3.2.1.1. L'architecture du MIE

La Directive 96/92/CE (19 décembre 1996) du Parlement et du Conseil européen a établi les règles communes pour le MIE, dans quatre domaines principaux : l'accès libre des acteurs au marché et au réseau, la régulation et la séparation des fonctions du secteur. La deuxième Directive 2003/87/CE accélère l'ouverture du marché et ajoute des dispositions sur la sécurité d'approvisionnement.

En règle générale, on peut constater que les Directives se retiennent de créer un marché concret et laissent beaucoup de choix aux Etats Membres. Elles donnent le cadre pour permettre le libre échange de l'électricité entre les Etats ainsi que les exigences minimales pour démanteler les entreprises nationales et établir la concurrence. Par la suite, la régulation, la gestion du réseau, le développement de marchés financiers et le taux de libéralisation sont laissés à l'appréciation de chaque Etat membre.

Pour atteindre l'objectif ambitieux du plus grand marché électrique intégré au monde, il manque un acteur principal – un régulateur européen¹⁵². De plus, l'intégration entre les régulateurs nationaux n'est pas avancée. Ils n'ont ni le même statut légal, ni les mêmes compétences. Cela affecte l'harmonisation des normes techniques nécessaires pour le bon fonctionnement des échanges transfrontaliers. A titre d'exemple, si une entreprise italienne veut acheter aujourd'hui l'électricité en Allemagne, elle doit d'abord acquérir les droits de transmissions des différentes compagnies, dont chacune applique des règles différentes pour l'allocation des capacités, pour les contrats etc. Seul un vrai spécialiste est capable de faire une transaction pareille¹⁵³; ainsi il n'en existe presque pas.

La Directive 96/92/CE n'a pas exigé la mise en place d'un régulateur du secteur énergétique, mais juste la désignation d'une instance indépendante censée résoudre les conflits entre les acteurs, concernant par exemple l'accès au réseau. Avec la Directive 2003/54/CE, les clauses concernant la régulation de l'électricité deviennent plus exigeantes. Les Etats membres doivent désigner un régulateur indépendant équipé d'un minimum de compétences, par exemple la détermination des tarifs de transport d'électricité¹⁵⁴.

Après la nomination de l'autorité de régulation en Allemagne en 2005, tous les Etats membres ont rempli cette exigence¹⁵⁵. Avec le temps, ces institutions gagnent en expérience, néanmoins leurs compétences varient d'un Etat membre à un autre. Certains États membres ont nommé plusieurs régulateurs, au niveau national et régional, et, dans certains cas, les pouvoirs sont divisés entre le régulateur sectoriel, l'autorité de la concurrence et le ministère¹⁵⁶.

Les décisions prises par les régulateurs nationaux ont des répercussions sur le fonctionnement du marché européen dans son ensemble et chacun d'entre eux doit avoir une vision européenne. Pour y aboutir, un Conseil des Régulateurs Européens de l'Energie (CEER) a été mis en place en 2000 à l'initiative des régulateurs eux-mêmes¹⁵⁷.

¹⁵² Le marché nordique qui a constitué un modèle pour le MIE n'a pas de régulateur non plus, mais on peut remarquer une coordination étroite entre les régulateurs de chaque pays scandinave. Dans Steve THOMAS, *The European Union Gas and Electricity Directives*, Brussels, European Federation of Public Service Union, septembre 2005, p. 23, http://ec.europa.eu/energy/electricity/report_2005/doc/trade_unions/12b_epsu_psiu_report.pdf.

¹⁵³ COMMISSION EUROPÉENNE, *Commission staff working document, accompanying the legislative package on the internal market for electricity and gas, Impact Assessment*, SEC(2007) 1179, Brussels 2007, p. 48, http://ec.europa.eu/energy/electricity/package_2007/doc/2007_09_19_impact_assessment_en.pdf.

¹⁵⁴ *Directive 2003/54/CE, op. cit.*, art. 23.

¹⁵⁵ COMMISSION EUROPÉENNE, *Communication de la commission au Conseil et au Parlement Européen. Rapport sur ..., op.cit.*, p. 13.

¹⁵⁶ *Ibid.*, p. 14.

¹⁵⁷ CEER&ERGEG site web, http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME.

En outre, la Commission a créé en décembre 2003 le Groupe des Régulateurs Européens dans le domaine de l'Electricité et du gaz (ERGEG), qui a pour but d'encourager la coopération entre les régulateurs nationaux¹⁵⁸. Au cours des deux premières années de son existence, le groupe a apporté d'importantes contributions, par exemple sur les échanges transfrontaliers d'électricité par la création de sept marchés régionaux¹⁵⁹.

La troisième plate-forme de dialogue pour trouver des solutions innovantes sur libéralisation sont le « Forum de Florence » et le « Forum de Madrid » qui réunissent deux fois par an les autorités nationales de régulation, les gestionnaires du réseau, les consommateurs et les représentants de la Commission et des Etats membres. L'un des projets réalisés au sein de ce processus est un accord volontaire sur les conditions d'accès aux stocks de gaz¹⁶⁰.

Malgré tous ces engagements, la coordination entre les régulateurs ne reflète pas la complexité du marché mis en place et n'instaure pas la gouvernance nécessaire. Malheureusement, moins le marché est libéralisé, plus de régulation est nécessaire pour surveiller son fonctionnement.

Un autre problème est posé par l'organisation des marchés financiers qui n'est pas défini par la Directive 2003/54/CE. Comme on l'a déjà présenté dans le premier chapitre, il existe en Europe un modèle hybride composé de plusieurs marchés (bilatéral, les bourses, le marché d'ajustement et l'enchère de capacités). Les détails fonctionnels de ce modèle sont différents dans chaque pays : par exemple, les conditions de contrats négociés ou les horaires d'ouvertures de bourses d'électricité ne sont pas les mêmes et les règles de marché d'ajustement différent. Cela, compte tenu du manque d'harmonisation entre les régulateurs entrave les échanges internationaux sur le MIE.

Etant donné la liberté d'application, la plupart des Etats ont choisi de limiter les réformes aux exigences minimales et de laisser l'organisation du marché à la dynamique de l'initiative privée.

En ce qui concerne les autres règles principales du marché, la Directive 2003/87/CE exige :

- *La libre entrée et sortie des acteurs sur le marché (art. 6)*. Elle doit être assurée grâce à une procédure non discriminatoire d'autorisation de la construction de nouvelles installations de production. Selon ce mécanisme, n'importe quelle entreprise énergétique, après avoir satisfait les critères de base relatifs à la sûreté d'installation, la protection de l'environnement, l'efficacité énergétique et la nature de sources primaires etc., peut obtenir une autorisation, sans discrimination par rapport à sa nationalité, ce que en effet rend possible les investissements des entreprises non européennes comme Gazprom. En même temps, cette concession permet au régulateur qui la concède de contrôler les nouveaux participants et leur fonctionnement sous la menace de retirer l'autorisation et de réguler les prix d'électricité. La Commission s'attribue la tâche de veiller à ce que l'application de cette procédure ne constitue pas *une barrière inutile à l'investissement*.
- *L'ouverture du marché aux clients éligibles (art. 21)*. Celle-ci a été prévue en trois étapes : dans un premier temps, jusqu'aux 35 % de marché, ce qui représente des gros clients de consommation minimal de 9 GWh par année. Ensuite, le libre choix du fournisseur pour tous les consommateurs non-résidentiels au 1^{er} juillet 2004, et pour tous les foyers au 1^{er} juillet 2007. Cependant, même l'ouverture complète ne garantit pas aux clients le libre choix des services, comme des contrats « interruptibles », pourtant nécessaire au fonctionnement correct du marché.
- *L'Unbundling (art. 10)*. La séparation des activités liées au réseau des autres fonctions du secteur énergétique est sans doute une des plus importantes réformes pour introduire la concurrence et démonopoliser l'industrie électrique. L'objectif est d'éliminer la discrimination dans l'accès au réseau et « *cross-subsidies* » associés aux compagnies intégrées verticalement qui donnent les préférences à leurs propres activités de génération ou de vente de l'énergie. De plus, l'*unbundling* permet d'exposer les fonctions du secteur où la concurrence est possible et de les séparer du transport d'électricité reconnu comme monopole naturel. Cela vise l'amélioration de la concurrence et la transparence des coûts et

¹⁵⁸ COMMISSION EUROPÉENNE, *Communication de la Commission au Conseil européen et au Parlement européen. Une politique...*, *op. cit.*, point 3.1.2.

¹⁵⁹ CEER&ERGEG site web, *op.cit.*

¹⁶⁰ Florence Forum, http://ec.europa.eu/energy/electricity/florence/index_en.htm.

des prix et, comme résultat, la baisse de ces derniers. D'ailleurs, si les fonctions de transport et de fourniture de l'électricité sont incluses dans la même structure, les incitations à investir dans le réseau ne sont pas très fortes et donc la sécurité d'approvisionnement est menacée.

Pour que la dissociation soit efficace, une gestion indépendante du réseau de transmission et de distribution est exigée pour assurer les conditions non-discriminatoires de l'accès au réseau. Ces opérateurs peuvent faire partie d'entreprises avec un intérêt dans d'autres fonctions du secteur électrique, mais ils doivent gérer le réseau selon des procédures non discriminatoires.

La première Directive 96/92/CE énergétique a prévu la *séparation de la comptabilité et de la gestion* du réseau afin de forcer les entreprises à démontrer qu'aucun client ne sera privilégié. La Directive 2003/54/CE est allée plus loin dans le renfort d'*unbundling*. Elle exige une *séparation légale* des activités liées à la gestion du réseau. En pratique, cela signifie que les entreprises intégrées verticalement peuvent garder leur droit de propriété du réseau. Toutefois, le management, l'organisation et les processus de décision doivent être gérés par une entité légale distincte. Donc, comme auparavant, les gestionnaires du réseau de transmission/distribution ne sont pas forcément les propriétaires du réseau mais déterminent son utilisation et son développement. La question de l'intégration structurelle entre la génération et la fourniture de l'électricité n'a pas été traitée dans les deux Directives.

- *L'Accès des tiers au réseau - Third party access (TPA) (art. 20)* est un autre élément principal de la réforme. Afin de permettre à tous les générateurs de transmettre l'électricité vers les consommateurs finaux, la Directive 2003/54/EC institue un mécanisme d'accès des tiers régulé qui est garanti aux tarifs décidés administrativement par l'autorité de régulation. Comme il est impossible de mesurer la distance parcourue par les électrons, on ne peut pas facturer l'utilisation du réseau au prorata du chemin réellement parcouru par l'électricité. Ainsi, un barème forfaitaire appelé « timbre poste » a été fixé: le tarif est calculé en fonction des quantités injectées et soutirées et non sur une base de distance. Cette caractéristique physique de l'électricité favorise le développement du MIE mais constitue en même temps un obstacle à sa création : d'un côté, chaque fournisseur peut atteindre chaque acheteur d'un même réseau, indépendamment de la distance qui les sépare, de l'autre côté, les pertes durant le transport d'électricité sont importantes et la quantité injectée n'égale jamais la quantité soutirée. De plus, le tarif appliqué reflète le prix antérieur avec une augmentation correspondant globalement au taux de l'inflation (un « prix plafond » ou *price cap*). Cette tarification incite le GRT à réaliser des gains de productivité car, s'il en effectue, il les gardera pour lui. La méthodologie qui permet de calculer les tarifs doit être approuvée par l'organe de régulation.

L'objectif affiché par la Commission est de créer un réseau unique de transport régulé à l'échelle européenne et neutre vis-à-vis des agents du marché. Ainsi, il ne peut y avoir un accès efficace des tiers aux réseaux s'il n'y a pas d'égalité d'accès à l'information, tout particulièrement dans le cas d'informations techniques, concernant par exemple les congestions des liens transfrontaliers. Depuis 2005, les gestionnaires sont dans l'obligation de publier ces informations¹⁶¹.

- *Privatisation*. La Commission n'a pas de compétences en ce qui concerne le droit de la propriété des entreprises électriques¹⁶². Elle ne peut pas imposer implicitement la privatisation, et en conséquence les Directives ne la mentionnent pas. Cependant les Directives suggèrent que, pour en transposer l'esprit, les Etats-membres où la propriété publique dans le secteur de l'électricité est dominante doivent inévitablement passer à la privatisation. Pour que la concurrence aboutisse, les pays où l'industrie électrique est monopolisée par une grande entreprise nationale (comme en France, Italie ou Grèce) doivent introduire des acteurs privés au marché et réduire la participation de l'entreprise dominante jusqu'à un maximum de 25%¹⁶³.

¹⁶¹ A la base de la Directive 2005/89/EC du Parlement européen et du Conseil du 18 janvier 2005 sur les mesures de sécurité d'approvisionnement électrique, Journal officiel de l'Union Européenne, L 33/22 du 4/2/2006.

¹⁶² Steve THOMAS, *op. cit.*, p. 12.

¹⁶³ Note interprétative de la DG énergie et transports sur les directives 2003/54/ce et 2003/55/ce relatives au marché intérieur de l'électricité et du gaz naturel. Mesures visant à garantir l'approvisionnement en électricité, 16 janvier 2004, p. 1, http://ec.europa.eu/energy/electricity/legislation/doc/notes_for_implementation_2004/security_of_electricity_sply_fr.pdf.

Toutefois, pour les Etats où le marché est partagé entre plusieurs entreprises publiques locales comme en Suède ou aux Pays-Bas, la privatisation ne semble pas être inévitable. L'expérience du marché norvégien montre qu'un nombre important d'entreprises dont la propriété est à la fois publique et locale, peut être une base pour un marché compétitif.

Il est à noter que les deux directives ne prévoient aucune disposition explicite pour la *régulation des échanges transfrontaliers*. Par conséquent, de multiples accords bilatéraux sur les accès transfrontaliers au réseau ont été conclus. Ainsi, le Règlement 1228/2003¹⁶⁴ rédigé avec la Directive 2003/54/CE établit le mécanisme de compensation pour les flux internationaux d'électricité, les principes des charges du transport entre les pays et l'allocation des capacités disponibles de transmission.

Toutefois il manque un cadre régulateur pour supporter les investissements en infrastructure transfrontalière. Cela constitue une barrière significative pour le développement des interconnexions. Les rôles des GRTs sont définis à travers les réglementations nationales différentes. Pour cette raison il est difficile de lever des fonds privés pour construire des lignes transfrontalières. Un régulateur paneuropéen serait une solution à ce problème. La Commission a proposé toutefois de désigner des projets d'interconnexions d'intérêt européen pour les financer à partir des fonds communautaires (voir section 3.3.3.)

3.2.1.2. Les dispositions sur la sécurité d'approvisionnement

Dans les différents documents qui ont précédé et suivi la Directive 2003/54/CE, la Commission souligne souvent que le marché intérieur fournira un cadre approprié pour garantir la sécurité de l'approvisionnement en électricité. Cependant la législation laisse aux pouvoirs étatiques un éventail important de mesures d'intervention sur ce marché, sous le prétexte d'agir dans l'intérêt général pour garantir la continuité des fournitures électriques. Ces dispositions sont souvent malavisées.

3.2.1.2.1. La sécurité d'approvisionnement électrique comme bien public

La Note Interprétative sur la Directive 2003/54/CE ¹⁶⁵ affirme clairement que la sécurité d'approvisionnement en électricité est *un bien public*. Selon la Commission, la sécurité d'approvisionnement est « la capacité d'un système électrique à fournir aux clients finaux de l'énergie »¹⁶⁶ ce qui globalement comprend les trois aspects de la définition utilisée dans cette analyse (voir p. 29). Dans le deuxième chapitre, nous avons argumenté que seul l'approvisionnement en matières premières peut être reconnu en tant que bien public, les mécanismes du marché n'étant pas aptes à l'assurer dans la situation présente (voir section 2.3.4.). Les deux autres aspects de la sécurité d'approvisionnement perdent tout leur caractère éventuel de bien public, si on change leur perception. La sécurité d'approvisionnement ne peut plus être perçue comme bien public dont le besoin est identique pour tous. Les préférences des consommateurs diffèrent et la libéralisation rend possible l'individualisation des coûts et du niveau de fiabilité offerte (voir section 1.2.2. et 1.3.3.).

Toutefois, la Commission, sous la pression de certains Etats, a préservé la vieille conception de sécurité d'approvisionnement électrique comme bien public. L'électricité a été reconnue comme service d'intérêt économique général (SIEG), ayant une activité d'intérêt générale et présentant un *certain* caractère marchand. Ceci signifie qu'elle est susceptible, au moins potentiellement, d'être assurée par le libre marché¹⁶⁷. Cette définition laisse une libre interprétation permettant aux Etats membres de contrôler et protéger des activités traditionnellement exercées sous forme de monopole. Il convient de noter que la Cour de Justice des Communautés européennes a toujours affirmé le principe selon lequel chaque Etat membre demeure libre de définir le contenu de son service public¹⁶⁸.

¹⁶⁴ Règlement (CE) no 1228/2003..*op. cit.*

¹⁶⁵ Note interprétative, *op. cit.*, p. 3.

¹⁶⁶ Directive 2005/89/EC ...*op. cit.*, art. 2b.

¹⁶⁷ Claire VANNINI, « Service d'intérêt économique général, obligation de service public, service universel : ou en est le droit communautaire ? », *Questions d'Europe*, no 61, 14 mai 2007, http://www.robert-schuman.eu/question_europe.php?num=qe-61.

¹⁶⁸ *Ibid.*

La Directive 2003/54/CE impose aux Etats membres de garantir aux clients résidentiels et aux petites et moyennes entreprises (PME), le service universel, c'est à dire: « le droit d'être approvisionnés, sur leur territoire, en électricité d'une qualité bien définie, et ce à des prix raisonnables, aisément comparables et transparents »¹⁶⁹. Par ailleurs, en complément du service universel, les réglementations relatives à l'ouverture du marché de l'électricité, prévoient que « les Etats membres peuvent imposer aux entreprises du secteur de l'électricité, dans l'intérêt économique général, des obligations de service public qui peuvent porter sur la sécurité, y compris la sécurité d'approvisionnement, la régularité, la qualité et le prix de la fourniture ainsi que la protection de l'environnement, y compris l'efficacité énergétique et la protection du climat »¹⁷⁰. Cette clause donne aux Etats membres, le droit de garder leurs privilèges dans les secteurs définis en tant que SIEG et de préserver l'organisation monopolistique, en reconnaissant l'existence de missions de service public au sein de ses activités. Une telle prérogative permet une intervention des Etats sur le fonctionnement du secteur et peut, en conséquence, ralentir le processus de libéralisation, déformer les signaux des prix et mettre en danger la continuité des investissements en capacité de production. En revanche, elle risque d'isoler les Etats membres les plus protectionnistes et conservateurs et de priver leurs industries des efficacités provenant d'une meilleure gestion du secteur électrique.

3.2.1.2.2. La Directive 2003/54/CE

Dans son Article 4, la Directive 2003/54/CE confie aux Etats membres la surveillance de la sécurité de l'approvisionnement qui consiste à veiller à l'équilibre entre l'offre et la demande et à réagir suffisamment en avance pour remédier à une éventuelle pénurie. Cette tâche peut être attribuée par exemple à l'autorité de régulation, qui doit ensuite imposer aux GRTs les standards minimaux de l'exploitation en matière de sécurité de réseau.

Par cette disposition, l'article 4 de ladite Directive essaie de corriger le défaut de l'architecture du marché européen: le manque de régulateur au niveau communautaire. Cependant, son absence provoque l'insuffisance d'information centralisée sur la situation de la sécurité d'approvisionnement dans les Etats membres¹⁷¹.

Les instruments que la Directive propose pour la mise en œuvre de l'article 4 sont : A) les mesures qui visent l'adéquation des investissements pour satisfaire la demande et B) les mesures qui agissent sur la demande (voir Graphique 10).

Dans le premier groupe (A) sont réunis : l'appel d'offres pour la fourniture de nouvelles capacités, les mécanismes portant sur les capacités et les contrats à long terme.

La procédure dénommée « *appel d'offres* » pour la construction de nouvelles centrales est un mécanisme qui garantit la sécurité à long terme (l'art. 7). Elle permet aux Etats membres de désigner une autorité (souvent le régulateur) susceptible de définir les capacités manquantes et d'inviter les entreprises à déposer les offres pour leur construction. Bien évidemment, cette clause ne peut être utilisée que dans l'intérêt de la sécurité d'approvisionnement (art. 7.1.) et pour la promotion des nouvelles technologies, la protection de l'environnement ou influencer la nature des sources primaires (art. 7.2.). Le champ d'application de cette liste reste alors large et permet l'intervention presque illimitée des Etats membres sur le marché électrique.

En conséquence, l'appel d'offres peut être très déstabilisant pour la continuité des investissements, surtout que la situation actuelle des marchés électriques dans les Etats membres s'approche de celle de l'oligopole (voir pp. 83-84). La Commission reconnaît ce risque dans la *Note interprétative* de la Directive: « une telle procédure, (...), perturbe les signaux d'investissement qui se manifestent effectivement sur le marché et pourrait inciter les investisseurs à «faire le mort» tant que la procédure n'est pas lancée »¹⁷². Les entreprises qui planifiaient la construction d'une centrale peuvent décider de ne pas poursuivre leurs projets, parce

¹⁶⁹ Directive 2003/54/CE, *op. cit.*, l'art 3, par. 3

¹⁷⁰ *Ibid.*, l'art. 3 par. 2

¹⁷¹ Ce manquement est admis par la Commission même dans la *Note interprétative*, *op. cit.*, p. 2.

¹⁷² *Note interprétative*, *op.cit.*, p. 6.

que « les capacités d'appel » vont réduire le prix sur le marché et la rentabilité du nouvel investissement. Le lancement d'un appel d'offres risque alors d'aggraver le manque d'investissement déjà ressenti. Finalement, ce mécanisme peut créer un cercle vicieux et provoquer un manque constant de capacités nécessaires. Cela n'est pas le cas si le marché est partagé par un grand nombre de générateurs, ce que n'est pas encore achever en Europe (voir pp. 83-84) .

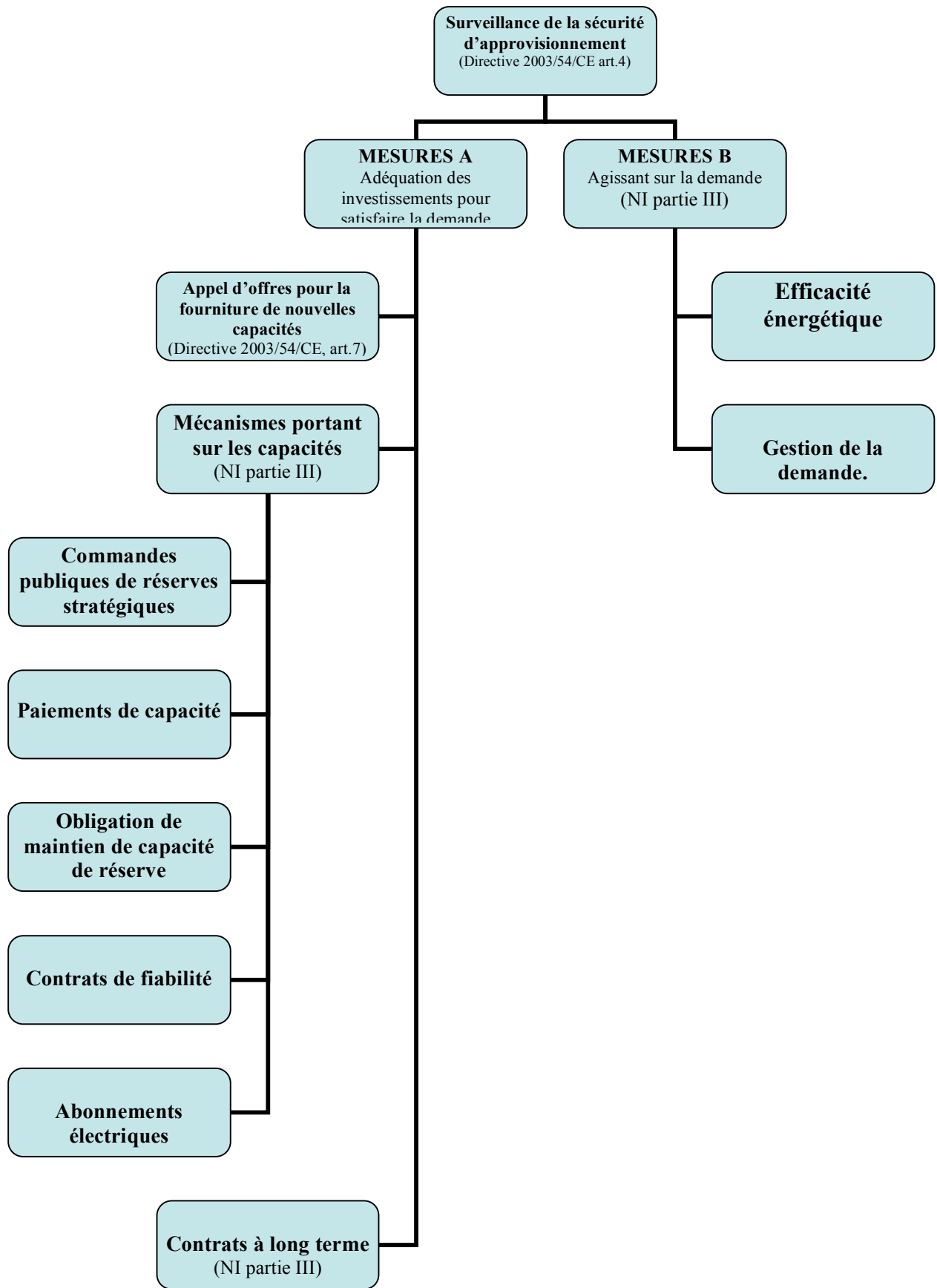
Concernant des mesures pour garantir la continuité du flux du courant, donc la sécurité à court terme, elles sont précisées dans la *Note interprétative* pour la Directive 2003/54/CE. On peut y trouver: les commandes publiques de réserves stratégiques, les paiements de capacité et l'obligation de maintien de capacité de réserve (les trois décrits déjà dans le chapitre 2.3.2.).

A ces mesures sont rajoutés les contrats de fiabilité et les abonnements électriques.

Concernant les contrats de fiabilité, le GRT achète aux producteurs des «options d'achat» à un prix négocié librement pour une date ultérieure. «Lorsque le moment vient d'exercer les options, les producteurs doivent verser la différence entre le prix du marché et le prix d'exercice; ce dernier correspondant à leur revenu. Si, à ce moment, la capacité disponible ne couvre pas l'option, les producteurs en sont pour leurs frais. En périodes de pénurie, ceux-ci n'ont donc aucun intérêt à ne pas alimenter le marché»¹⁷³.

Graphique 10. (voir page suivante) Les mécanismes possibles pour la surveillance de la sécurité de l'approvisionnement selon art. 4 de la Directive 2003/54/CE et la Note interprétative de 2004 (NI) accompagnant la Directive 2003/54/CE.

¹⁷³ *Ibid.*, p. 7.



Cette option, comme les trois précédentes, repose sur une planification centralisée et constitue une intervention directe sur le marché. Toutefois, l'abonnement électrique est un mécanisme marchand qui permet d'ajuster la réponse des consommateurs aux changements de prix. Il consiste en l'utilisation d'un fusible électrique limitant au besoin la consommation au cas où les prix dépasseraient la valeur indiquée par l'utilisateur. Un tel outil est favorable au développement de la concurrence; il est étonnant que cette possibilité soit placée à côté des instruments interventionnistes, qui effectivement, constituent des mécanismes de dernier recours, peu appropriés à un marché libéralisé.

Finalement, la dernière option parmi les mesures visant l'adéquation des investissements pour satisfaire la demande est le contrat à long terme conclu entre les fournisseurs et les générateurs. Comme cela fut démontré dans le chapitre 2.3.1, il est très difficile d'assurer des investissements satisfaisants en opérant uniquement sur les marchés spot et sans les contrats à terme. Les cas de la Californie et de la Grande Bretagne, qui avaient finalement changé cette disposition, ont démontré les dangers liés aux échanges effectués uniquement sur les bourses d'énergie et la nécessité des contrats à terme. Cependant, le très long terme est également problématique, à cause du manque de flexibilité, fait que souligne aussi la *Note interprétative*¹⁷⁴.

Le deuxième panier de mesures visant la sécurité d'approvisionnement contient : l'efficacité énergétique et la gestion de la demande. Par celles-ci la Commission entend :

- la charge interruptible;
- les mesures de gestion de la demande et d'efficacité énergétique prises par les fournisseurs - par exemple, si leur licence les contraint à atteindre un certain pourcentage d'économies d'énergie sur la charge dont ils disposent;
- les mesures de gestion de la demande et d'efficacité énergétique sur les sites de production;
- l'information sur les coûts fournie en temps réel aux consommateurs grâce à des compteurs sophistiqués, que leur permettent d'adapter leur demande en fonction du prix.

La première et la dernière proposition vont dans le même sens que l'abonnement électrique : permettre aux consommateurs de répondre aux signaux de prix. Elles peuvent paraître coûteuses à court terme (le coût de compteurs ou de fusibles électriques). Toutefois, à long terme, ces mesures apporteront des bénéfices pour toute la société (voir chapitre 1.2.2. et 1.3.3.). La Commission a souligné que ces options seront de plus en plus privilégiées dans le contexte de l'application de l'article 4 de la Directive électrique¹⁷⁵.

Pour conclure, la Commission offre un éventail de possibilités pour assurer l'adéquation des investissements et la sécurité d'approvisionnement à court terme. Certaines sont de caractères interventionnistes, d'autres marchandes. En conséquence, certains pays pratiquent une intervention publique permanente, alors que d'autres s'en remettent plutôt aux forces du marché. Cela approfondit les déséquilibres déjà existants sur le marché européen de l'électricité.

3.2.1.2.3. *La Directive 2005/89/EC sur les mesures de sécurité d'approvisionnement électrique*

La Directive 2005/89/EC sur les mesures de sécurité d'approvisionnement complète les règles du marché, inscrites dans la Directive 2003/54/CE, dans trois domaines liés au réseau : la sécurité d'exploitation du réseau (article 4), le maintien de l'équilibre entre l'offre et la demande (article 5) et les investissements dans les réseaux (article 6).

La Directive donne aux GRTs la responsabilité d'établir les règles et les obligations minimales pour assurer la sécurité d'approvisionnement. En outre, ils sont obligés de garder un niveau approprié de capacités de réserve de transport.

¹⁷⁴ *Ibid.*

¹⁷⁵ *Ibid.*, p. 8.

L'article 5 sur le maintien de l'équilibre du réseau se réfère à la notion de sécurité à court terme – c'est-à-dire, la nécessité d'assurer les capacités de génération suffisantes pour répondre aux besoins de la demande. La responsabilité dans ce cas repose encore une fois sur le GRT qui veille « ...à ce qu'un niveau approprié de capacité de production de réserve soit maintenu à des fins d'équilibrage ».

En ce qui concerne les mesures de maintien de l'équilibrage, la Directive propose des contrats interruptibles et d'autres instruments pour gérer la demande. Toutefois, du côté de l'offre, la marge de manœuvre exigée de la part des générateurs et l'établissement efficace d'un marché de gros constituent des solutions appropriées.

En ce qui concerne les investissements en réseau, la Directive exige que les Etats membres établissent un cadre réglementaire destiné à envoyer par l'intermédiaire des autorités de régulation des signaux adéquats en faveur de l'investissement. De plus, la Directive précise les modalités permettant aux GRTs de préparer un rapport sur l'adéquation générale du système électrique avec la demande existante et probable. Ils doivent présenter aux régulateurs les projets des interconnexions transfrontalières qui ensuite sont transférés à la Commission pour admission. Alors, on peut dire qu'au niveau européen, la Commission au moins dans ce cas, joue le rôle de régulateur européen.

Pour conclure, les Directives énergétiques créent un cadre très large pour la libéralisation ou son contraire. Ce cadre permet la coexistence du marché à terme avec le marché spot, la séparation de la production et de la transmission et l'accès de tiers au réseau ; ce sont les exigences primordiales pour le libre échange. Il permet également aux Etats membres d'influencer les investissements et de rééquilibrer le système dans les moments critiques de façon interventionniste s'ils préfèrent. Le système communautaire n'est pas contraignant à cet égard. Il veille seulement à l'ouverture des échanges et à la non-discrimination.

En conséquence de cette liberté de choix, chaque Etat membre a développé et mis en place ses propres règles du marché électrique. Les principales différences concernent le statut et les compétences de l'organe de régulation, les règles de fonctionnement des marchés financiers et le choix des mécanismes garantissant la sécurité d'approvisionnement.

Finalement, les trois éléments principaux manquants de l'architecture du marché sont l'intégration du système d'opération, un régulateur européen et l'harmonisation du marché financier au niveau européen.

Une seule autorité de régulation de l'UE permettrait une véritable indépendance des éventuelles influences étatiques. Toutefois, cette solution signifie la perte de contrôle pour les Etats membres, ce qui explique leur réticence quant à sa mise en œuvre.

3.2.2. La mise en œuvre du MIE

In the same open market, at any moment, there cannot be two prices for the same kind of article

W. Stanley Jevons
The theory of political Economy
1879

3.2.2.1. Le fonctionnement du MIE

La Commission veille à ce que la transposition des Directives sur le plan du droit national soit adéquate. Cela concerne aussi les exigences qu'on a identifiées comme cruciales pour garantir la sécurité d'approvisionnement comme : l'autorisation non-discriminatoire d'entrée sur le marché et l'adéquation des mécanismes utilisés de capacités. Elle est aussi une dernière autorité de surveillance de concurrence nécessaire pour diminuer la possibilité d'exercice de pouvoir du marché par les grands acteurs. C'est pour ces raisons qu'elle entreprend les enquêtes sur le fonctionnement du MIE. Les résultats de ces suivis ont été publiés dans le *Rapport sur l'état d'avancement de la création du marché intérieur du gaz et de l'électricité* de 2005¹⁷⁶ et le *Report on Energy sector inquiry* de 2007¹⁷⁷. Le présent chapitre va se baser sur ces deux documents pour analyser le fonctionnement et la sécurité d'approvisionnement sur le MIE.

- Tendances des prix

Le monitoring des prix payés par les différents groupes de clients éligibles est un des indicateurs de la performance du marché électrique. La période initiale de l'ouverture des marchés européens était plutôt un succès avec la chute des prix réels d'électricité entre 1997 et 2003 pour certains consommateurs industriels¹⁷⁸. Cependant depuis l'été 2003 les prix de gros ont commencé à augmenter. En plus, ils varient fortement entre les Etats membres. Le Graphique 11 montre le développement des prix futurs sur le EEX¹⁷⁹. Les explications d'un tel accroissement sont complexes. Comme l'indique *Report on Energy Sector Inquiry*¹⁸⁰, la raison principale est l'augmentation du prix du gaz. Les effets d'*Emission Trading Scheme* (ETS) sur le prix ne sont pas clairs. Il existe aussi la possibilité de pratiques anticoncurrentielles. Des investigations sont en cours en Allemagne pour savoir si les hausses relevées entre 2004 et 2006 ne sont pas dues, en partie, à des abus de positions dominantes¹⁸¹.

Cependant, il faut noter que seule une petite partie de l'énergie de gros fait l'objet de l'échange sur les marchés organisés. La plupart de l'électricité à ce niveau est constamment achetée et vendue sur les bases des contrats à long terme conclus entre les générateurs et les fournisseurs, souvent à l'intérieur de la même organisation. Pour cette raison, les variations du prix de gros de l'électricité peuvent ne pas être reflétées dans le prix de détail, ce qui peut priver les consommateurs finaux des avantages possibles de l'efficacité accrue.

¹⁷⁶ COMMISSION EUROPEENNE, *Communication de la Commission au Conseil et au Parlement Européen, Rapport sur l'état d'avancement de la création du marché intérieur du gaz et de l'électricité*, COM (2005) 568 final, Bruxelles, le 15 novembre 2005.

¹⁷⁷ COMMISSION EUROPEENNE, DG Compétition, *Report on Energy sector inquiry*, SEC (2006) 1724, Bruxelles, le 10 janvier 2007.

¹⁷⁸ COMMISSION EUROPEENNE, *Communication de la Commission au Conseil et au Parlement Européen, Rapport sur l'état... op. cit.*

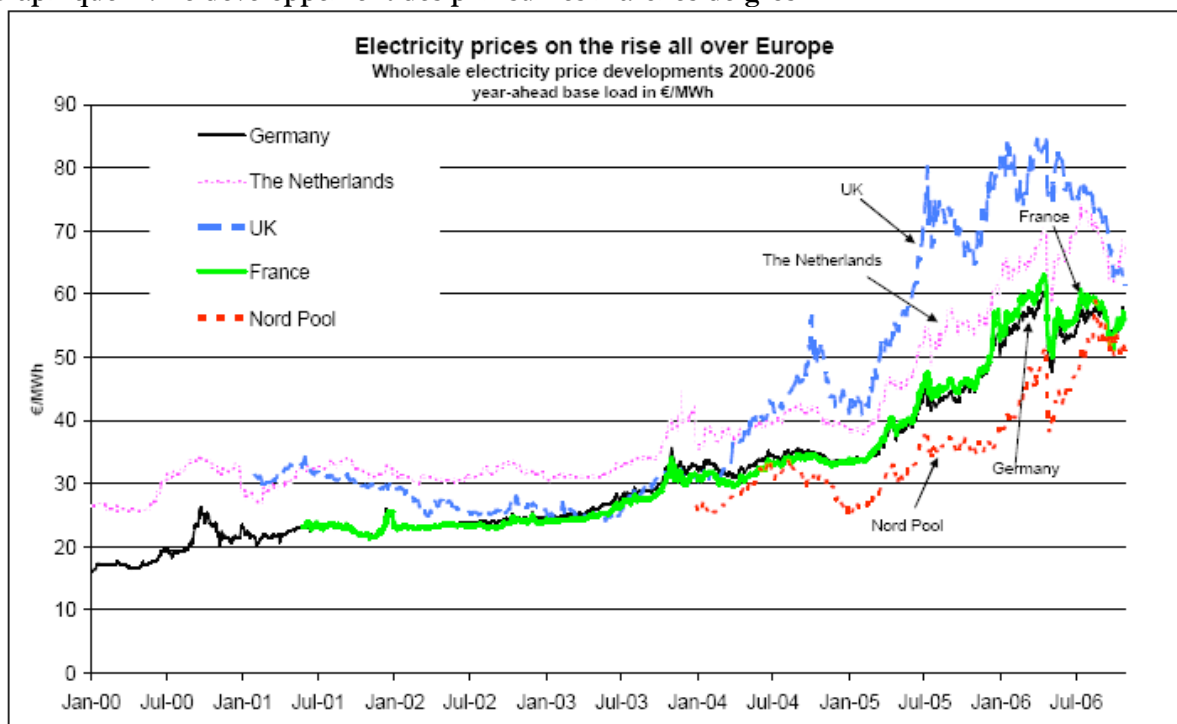
¹⁷⁹ EEX – European Electricity Exchange, Leipzig

¹⁸⁰ COMMISSION EUROPEENNE, DG Compétition, *Report on Energy sector inquiry, op. cit.*, p. 199.

¹⁸¹ Jean-Marie CHEVALIER, Jacques PERCEBOIS, *op. cit.*, p. 35.

Quoiqu'il en soit, au moins une partie des augmentations récentes ont influencé les prix de détail, qui sont remarquablement plus élevés qu'en 2001. Entre-temps, le niveau des prix pour les petits consommateurs industriels semble ne pas être trop influencé par la montée des prix de gros¹⁸².

Graphique 11. Le développement des prix sur les marchés de gros



Source : COMMISSION EUROPÉENNE, DG Compétition, *Report on Energy sector inquiry, op. cit.*, p. 111

- L'intégration du marché

L'objectif principal de l'ouverture du marché est la création d'un marché unique et non pas une juxtaposition de 27 marchés nationaux. Or, la première conclusion qu'on peut tirer de l'absence de convergence des prix à travers l'Europe (voir ci-dessus) est qu'elle est causée par le manque d'intégration entre les marchés des Etats membres. Lorsque le commerce est facile sur une zone donnée, la compétition qui émerge à l'intérieur de ses frontières provoque le rapprochement des prix selon le principe de l'arbitrage¹⁸³. En Europe les différences de prix vont jusqu'à 100% (voir Figure 3). Cependant, le niveau des prix de gros commence à converger entre les Etats voisins (la France et l'Allemagne), et on observe un développement des marchés régionaux.

Une autre preuve d'une intégration insuffisante du marché est le niveau très faible des échanges transfrontaliers. A titre d'exemple, en 2004 le flux transfrontalier de l'électricité n'a représenté que 10,7% de la consommation totale, soit un accroissement de 2% seulement par rapport à 2000 (8-9%)¹⁸⁴.

A l'intérieur de l'UE, les plus grands importateurs nets sont : le Luxembourg (62%), la Lettonie (51%) et la Hongrie (22%). De l'autre côté, la République Tchèque et l'Estonie exportent respectivement 31% et 41% de leur consommation nationale alors que l'exportation nette de la Lituanie s'élève à 106%, davantage que sa consommation intérieure. En termes de volume, l'exportateur le plus important est la France avec 67

¹⁸² COMMISSION EUROPEENNE, *Communication de la Commission au Conseil et au Parlement Européen, Rapport sur l'état... op. cit.*, p. 59.

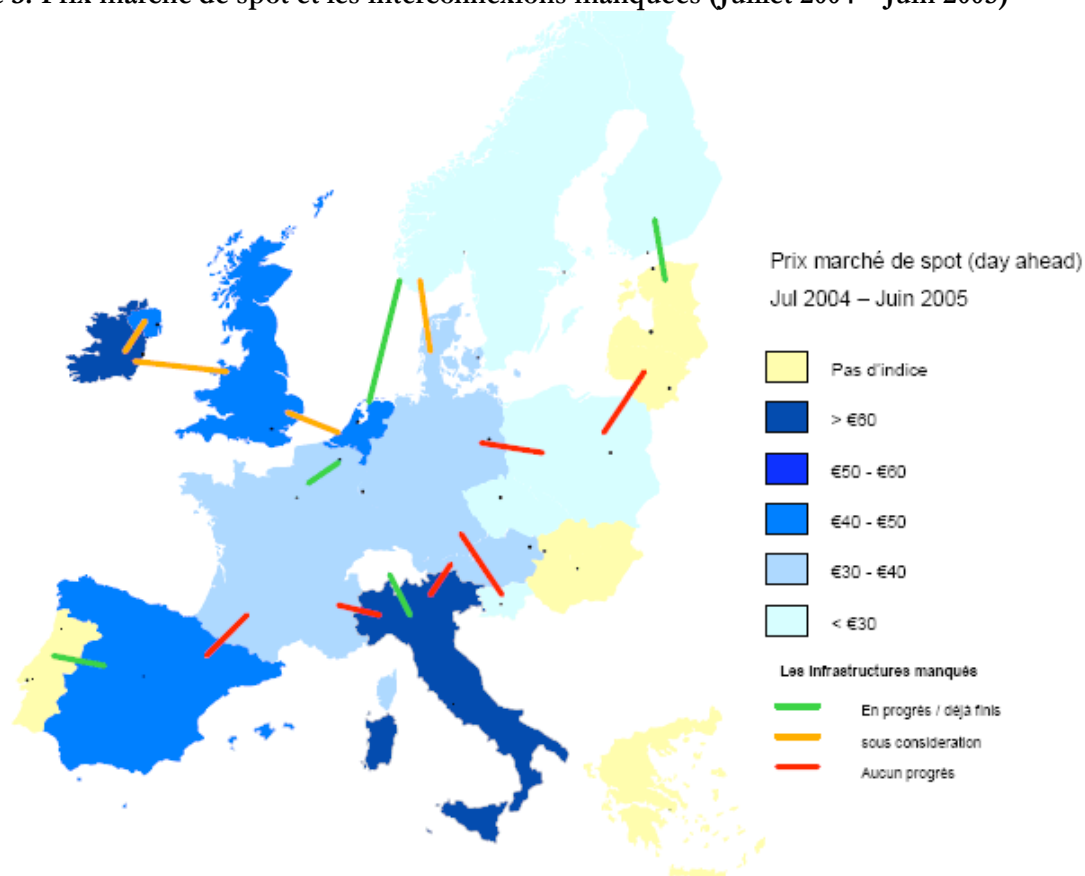
¹⁸³ Victoria CURZON-PRICE, *op. cit.*, p. 4.

¹⁸⁴ COMMISSION EUROPEENNE, *Communication de la Commission au Conseil et au Parlement Européen, Rapport sur l'état... op. cit.*, p. 8.

TWh vendus en 2003. Depuis longtemps, l'Italie importe le plus grand volume d'électricité : trois fois plus que les Pays-Bas ou la Suède, qui est le troisième plus grand importateur net¹⁸⁵.

Finalement, comme explique la Commission(2005) «...dans les procédures de contrôle des concentrations dans le cadre du droit de la concurrence communautaire, il a généralement été impossible de définir “le marché en cause” comme débordant le cadre national »¹⁸⁶.

Figure 3. Prix marché de spot et les interconnexions manquées (Juillet 2004 – Juin 2005)



Source : COMMISSION EUROPEENNE, *Communication de la commission au Conseil et au Parlement Européen, Rapport sur l'état... op. cit.*, p. 8.

Cette situation trouve son explication dans le fait que les échanges transfrontaliers dépendent directement des capacités d'interconnexion existantes. Pour beaucoup d'Etats membres celles-ci ne sont pas suffisantes pour permettre un véritable commerce ce qui est prouvé par le nombre de congestions aux frontières, surtout là où les différences entre les prix sont importantes (voir Graphique 12). Ici il faut rappeler que le Conseil européen de Barcelone a adopté un objectif d'interconnexions équivalant au moins à 10 % de la consommation nationale de chaque Etat membre¹⁸⁷. Cette cible n'a pas encore été atteinte (voir Figure 3).

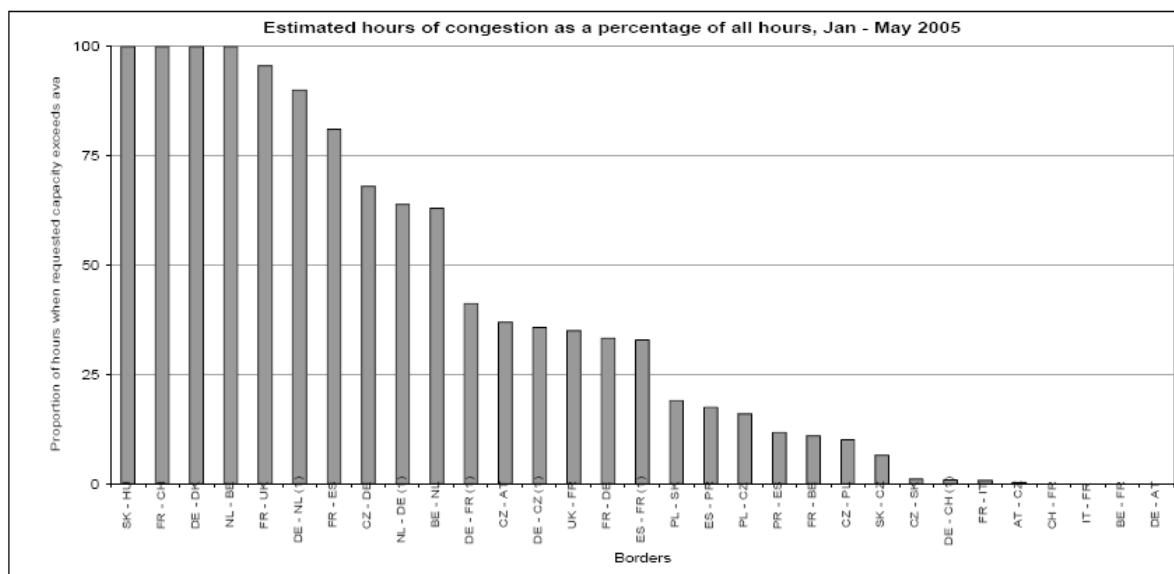
Les autres signes du manque d'intégration du marché sont d'une part l'allocation inefficace des capacités existantes et d'autre part l'architecture incompatible du marché, c'est à dire les différences entre les régimes d'équilibre entre l'offre et la demande.

¹⁸⁵ COMMISSION EUROPEENNE, DG Compétition, *Report on Energy sector inquiry, op. cit.*, p. 112.

¹⁸⁶ *Ibid.*

¹⁸⁷ CONSEIL EUROPEEN, *Conclusions de la Présidence. Conseil européen de Barcelone 15-16 mars 2002*, SN 100/1/02 REV 1, p. 16, http://www.consilium.europa.eu/ueDocs/cms_Data/docs/pressData/fr/ec/71026.pdf.

Graphique 12. Les heures estimées de la congestion en pourcentage de toutes les heures. Janvier – Mai 2005



Source : COMMISSION EUROPEENNE, DG Compétition, *Report on Energy sector inquiry, op. cit.*, p. 172.

- Concentration et consolidation de l'industrie.

Pour de nombreux Etats-membres, le point de départ de la libéralisation était une structure monopolistique ou oligopolistique du marché. L'introduction de la concurrence au niveau de l'UE visait à mettre un terme à cette situation en soumettant les compagnies à la concurrence communautaire. Cependant, la concentration sur de nombreux marchés reste élevée et elle a même été encore renforcée après l'ouverture du marché.

L'indice de concentration utilisé pour mesurer le degré de concurrence sur les marchés nationaux est la part du marché des plus grands producteurs. Le tableau 6 ci-dessous montre que la concentration des marchés nationaux est la plus grande en France, en Belgique, en Irlande et en Estonie. Les marchés avec le plus grand nombre d'entreprises sont ceux de la Grande-Bretagne, de Nordpool (Marché commun de l'électricité en Scandinavie, voir page 47) et de la Pologne.

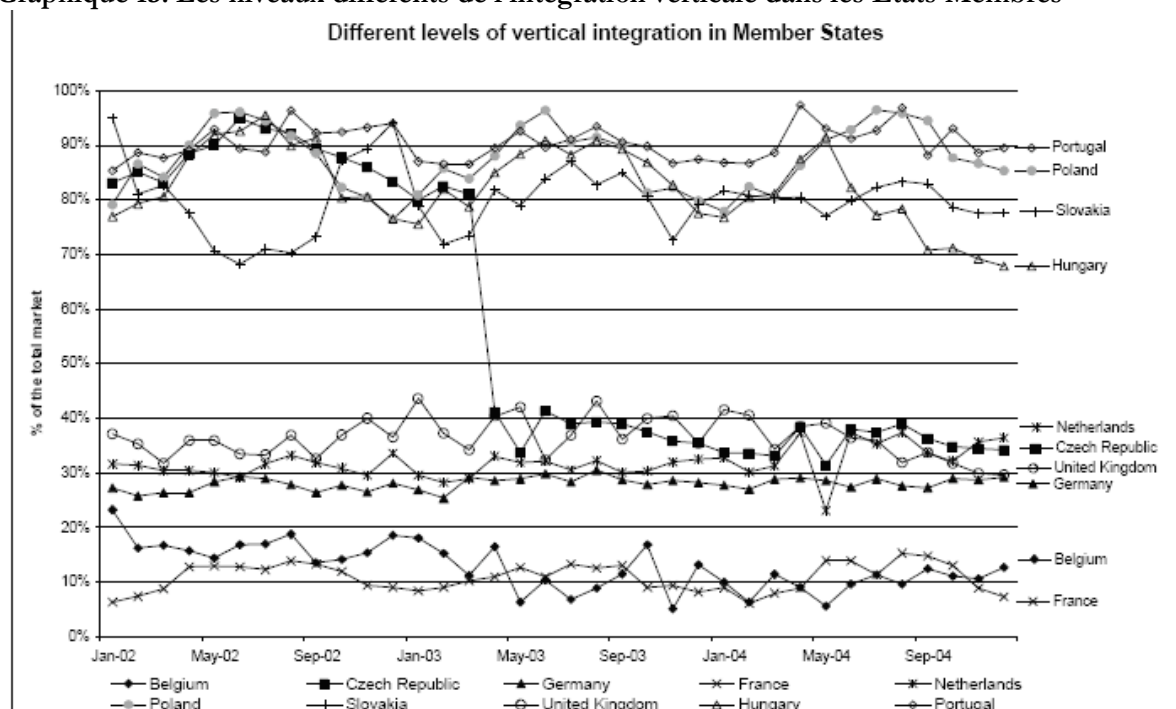
Sur la base de ces données, on peut estimer que dans quelques Etats, les entreprises traditionnelles, souvent de propriété publique, ont gardé le contrôle malgré le marché communautaire libéralisé. La coexistence d'entreprises privées et publiques sur les mêmes marchés peut donner lieu à des controverses. Les monopoles sont souvent accusés d'utiliser leur domination pour renforcer leur position sur les marchés libéralisés (voir p. 68).

Tableau 6 : Les participants du marché de gros

	Number of companies with 5% share of production capacity	Share of largest 3 producers	Liquidity multiple spot trading/ total consumption	Liquidity multiple term trading/ total consumption
Austria	5	54%	3%	-
Belgium	2	95%	-	-
Denmark	10	40%	42%	450%
Finland	10	40%	42%	450%
France	1	96%	3%	-
Germany	5	72%	11%	64%
Greece	1	97%	-	-
Ireland	2	93%	-	-
Italy	5	65%	21%	-
Luxembourg	1	88%	4%	43%
Netherlands	4	69%	12%	37%
Portugal	3	76%	-	16%
Spain	3	69%	92%	-
Sweden	10	40%	42%	450%
UK	8	39%	6%	210%
Norway	10	40%	42%	450%
Estonia	1	95%	-	-
Latvia	1	95%	-	-
Lithuania	3	92%	-	-
Poland	7	45%	1%	44%
Czech Rep.	1	76%	1%	206%
Slovakia	1	86%	-	-
Hungary	7	66%	-	-
Slovenia	3	87%	2%	-

Source : COMMISSION EUROPEENNE, *Communication de la commission au Conseil et au Parlement Européen, Rapport sur l'état... op. cit.*, p. 44.

Graphique 13. Les niveaux différents de l'intégration verticale dans les Etats Membres



Source : COMMISSION EUROPEENNE, DG Compétition, *Report on Energy sector inquiry, op. cit.*, p. 153.

L'autre défi pour le marché compétitif de l'électricité concerne la consolidation du marché, autrement dit, la séparation insuffisante des activités liées au réseau et à la fourniture de l'électricité. Les grandes compagnies électriques verticalement intégrées voient leur réseau comme un atout qui leur permet d'interdire à leurs concurrents l'accès aux lignes du transport.

Le Graphique 13 montre le pourcentage de l'électricité échangée entre les générateurs et les fournisseurs. En Pologne, en Slovaquie et en Hongrie, ce pourcentage est élevé, suggérant un faible degré d'intégration verticale autrefois interdite. Au Portugal, ce résultat est l'effet du régime de l'acheteur unique appliqué sur le marché de gros. En France et en Belgique, la quantité de l'électricité échangée entre les producteurs et les fournisseurs ne dépassent pas 15% du marché total de gros et suggère l'existence d'un fort taux d'intégration verticale.

En outre, quand le transport et la fourniture de l'électricité ne sont pas séparés, les incitations à l'investissement dans le réseau sont insuffisantes. Le Rapport sur *Energy Sector Inquiry* montre que les GRTs ramassent un revenu important aux congestions¹⁸⁸. Ces profits sont générés sur les enchères des capacités d'interconnexions qui deviennent des biens rares. Les revenus collectés par les GRTs entre 2001 et 2005 ont été de € 1.3 mrd. Toutefois, juste € 250 mld., moins de 20%, a été réinvesti dans le développement des interconnexions¹⁸⁹. Ce sont les compagnies intégrées verticalement qui n'ont pas investies dans l'expansion du réseau.

L'intégration verticale produit d'autres défaillances. Les géants électriques ont tendance à privilégier les fournisseurs de la même organisation en signant des contrats à long terme. Cela exclut les fournisseurs alternatifs qui auraient la possibilité d'approvisionner les usagers sur le marché du détail¹⁹⁰.

De plus, la Commission (2006) dévoile le manque de transparence du marché de gros. Les entreprises verticalement intégrées sont tentées de favoriser mutuellement ses affiliés. Cela entame la confiance dans le marché de gros et dans le marché en général. En effet, s'il n'est pas sûr que les prix reflètent les changements de l'offre et de la demande, la sécurité d'approvisionnement et les investissements dans de nouvelles capacités sont menacés.

- Réaction des usagers

Un indicateur naturel de l'efficacité de la concurrence est le nombre d'usagers qui changent de fournisseurs. S'il est faible, c'est qu'il y a probablement un problème de fonctionnement du marché.

Alors que le nombre de gros consommateurs d'électricité qui changent de fournisseurs continue de s'accroître, les petits consommateurs industriels et les ménages continuent d'hésiter à l'exercer. De nombreux facteurs y contribuent. Tout d'abord, il faut noter que ces deux groupes d'usagers sont les objets de la dernière étape de l'ouverture du marché. Soit il s'agit de manque d'offres concurrentes, et elles sont trop comparables pour offrir un véritable choix, soit les positions dominantes au niveau de la distribution découragent le changement de fournisseur. Le Graphique 14 montre les différences entre les États membres en ce qui concerne cet indicateur.

- L'indépendance des gestionnaires de réseau

Une séparation effective entre l'opération des réseaux et les parties concurrentielles du secteur est essentielle pour assurer un accès non discriminatoire aux réseaux pour tous les agents du marché. La Commission (2005) a directement constaté qu'à l'heure actuelle (2005), les règles d'*unbundling* proposées

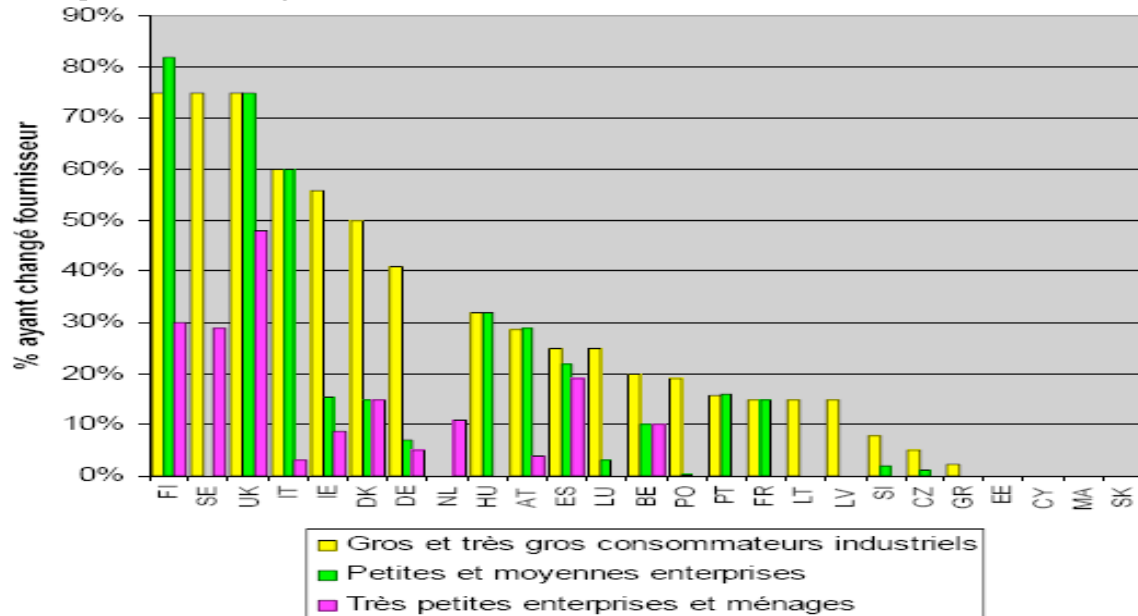
¹⁸⁸ Quand il y a beaucoup d'agents intéressés par le transfert de l'énergie à travers les interconnexions, le prix de ces capacités augmente en produisant une rente de rareté pour les GRT.

¹⁸⁹ COMMISSION EUROPEENNE, DG Compétition, *Report on Energy sector inquiry*, *op. cit.*, p. 154.

¹⁹⁰ Neelie KROES, *Introductory remarks on Final Report of Energy Sector Competition*, Press Conference, Brussels, 10 Janvier 2007, SPEECH/07/4, <http://europa.eu/rapid/pressReleasesAction.do?reference=SPEECH/07/4&format=HTML&aged=0&language=EN&guiLanguage=en>.

par la directive énergétique sont étroites et pas encore appliquées pleinement en pratique¹⁹¹, particulièrement en ce qui concerne le réseau de distribution envers lequel les Etats membres ont utilisé toutes les dérogations possibles en exemptant de petits distributeurs de la dissociation tant juridique que fonctionnelle.

Graphique 14. Les changements de fournisseurs d'électricité depuis l'ouverture du marché



Source : COMMISSION EUROPEENNE, *Communication de la Commission au Conseil et au Parlement Européen, Rapport sur l'état ...op. cit.*, p. 11.

¹⁹¹ COMMISSION EUROPEENNE, *Communication de la Commission au Conseil et au Parlement Européen, Rapport sur l'état... op. cit.*, p. 12.

Tableau 7. La séparation des gestionnaires indépendants des réseaux de transport

	Transport de l'électricité	Transport du gaz
Autriche	juridique	juridique
Belgique	juridique	juridique
Danemark	propriété	propriété
Finland	propriété	
France	juridique	juridique
Allemagne	juridique	juridique (partiellement)
Grèce	juridique	
Irlande	juridique	séparation pas encore mis en oeuvre
Italie	propriété	propriété
Luxembourg	juridique	séparation pas encore mis en oeuvre
Pays Bas	propriété	propriété
Portugal	juridique	
Espagne	propriété	juridique
Suède	propriété	propriété
RU	propriété	propriété
Norvège	propriété	
Estonie	juridique	séparation pas encore mis en oeuvre
Lettonie	juridique	séparation pas encore mis en oeuvre
Lithuanie	propriété	séparation pas encore mis en oeuvre
Pologne	juridique	séparation pas encore mis en oeuvre
Rep. Tchèque	propriété	séparation pas encore mis en oeuvre
Slovaquie	juridique	séparation pas encore mis en oeuvre
Hongrie	propriété	juridique
Slovenie	propriété	séparation pas encore mis en oeuvre
Chypre		
Malte		

Source : COMMISSION EUROPEENNE, *Communication de la Commission au Conseil et au Parlement Européen, Rapport sur l'état...op. cit.*, p. 12.

D'autre part, en ce qui concerne les gestionnaires des réseaux de transmission, de plus en plus d'États membres sont allés plus loin que les directives et sont passés au dégroupage de la propriété. En 2005, environ la moitié des États membres a décidé d'introduire le dégroupage patrimonial des réseaux de transmission de l'électricité, comme l'expose le Tableau 7. Cependant, la Commission (2005) a détecté que la transposition nationale des dispositions des directives en matière d'*unbundling* n'a pas eu l'effet désiré «sur le terrain»¹⁹². En ce qui concerne l'accès au réseau, les acteurs du marché continuent de se plaindre des coûts élevés.

3.2.2.2. Le marché des entreprises énergétiques

Contrairement au marché intérieur de l'électricité, le marché des entreprises électriques au niveau de l'UE est soumis aux règles du jeu libéral depuis longtemps et les transactions transfrontières s'y font librement. Ce marché est composé de quelques grandes entreprises énergétiques et d'acteurs historiques qui dominent leurs marchés nationaux depuis la fin de la 2ème Guerre Mondiale. Le chiffre d'affaires de ces géants énergétiques s'élève parfois jusqu'à 50 milliards d'Euros par an (par exemple EDF ou EON, voir Figure 4).

Comme l'affirme la Commission (2005)¹⁹³, depuis l'ouverture à la concurrence des marchés de l'énergie en Europe, on observe un nombre croissant d'acquisitions transfrontières. Cela représente une adaptation stratégique des firmes qui essaient de compenser, par l'international, les risques de pertes de part de marché dans leur pays d'origine. Les grandes entreprises se sont engagées dans des stratégies de croissance externe, se livrant une concurrence acharnée pour la prise de contrôle des opérateurs de petite taille.

¹⁹² *Ibid.*

¹⁹³ *Ibid.*, Technical Annexes, p. 20.

Compte tenu des difficultés à l'entrée sur le marché électrique dans la plupart des Etats membres, le rachat d'entreprises locales est le moyen alternatif efficace d'y accéder. EDF est une bonne illustration de cette tactique : c'est le premier producteur d'électricité de l'UE dont elle couvre 22% de la demande. Outre 80 % du marché français, elle détient une bonne part du marché britannique, contrôle l'entreprise allemande EnBW et est présente en Italie, en Espagne, en Pologne et en Hongrie¹⁹⁴.

Il faut toutefois noter que la libéralisation du secteur énergétique en France est moins avancée que dans les autres Etats membres. Or, une telle situation provoque des distorsions entre les compagnies qui affrontent déjà la concurrence et celles qui restent protégées dans leur environnement national. Le tableau 8 réunit les principales entreprises énergétiques et les classe selon leur niveau de dérégulation. Le cas britannique montre que 10 ans après le démantèlement du monopole électrique, les entreprises étrangères ont pris le contrôle de la plupart des compagnies de production et de distribution. EDF a racheté successivement *London Electricity* puis *Eastern Electricity*, ou encore E.On qui a acquis *Powergen*¹⁹⁵. Cette course à la taille critique pourrait bien donner naissance à un oligopole électrique en Europe dans un horizon relativement proche.

Tableau 8. Classification des entreprises énergétiques selon le niveau de la dérégulation

	REGULATED		NON-REGULATED		
	Regulated wires/pipes (regulated transmission & distribution with some non-regulated activities)	Regulated integrated (regulated generation, wires & supply with some non-regulated activities)	Integrated transmission & distribution (generation & supply non-regulated)	Integrated distribution (generation & supply non-regulated)	Non-regulated business
Integrated electricity and gas players	National Grid (UK)		EnBW (DE), E.ON (DE), RWE (DE)	Iberdrola (ES), Essent (NL), Nuon (NL)	Centrica (UK)
Electricity players	Red Electrica (ES), Terna (IT)	EDP (PT), PPC (GR), UESR (RU)	EDF (FR), Verbund (AT), Vattenfall (SK)	Endesa (ES), Enel (IT), CEZ (CZ), Fortum (FI)	Atel (CH), Suez (FR), Statkraft (NO)
Gas players	SNAM Rete Gas (IT)		GDF (FR)	ENI (IT)	

Source: ERNST&YOUNG, *Balancing European Energy Market*, 2007 Report.

En dépit d'*unbundling* progressif de la génération et de la transmission, on observe une tendance contraire en ce qui concerne la liaison entre la production et la distribution. L'intégration verticale entre ces deux fonctions du secteur n'a pas été traitée dans les Directives énergétiques, en conséquence les entreprises en profitent pour gagner d'autres parts du marché énergétique. Cette concentration est une menace pour les fournisseurs indépendants comme nous l'avons vu.

Autre grande tendance : les grands producteurs d'électricité cherchent à prendre position sur le marché du gaz, d'une part pour sécuriser leur approvisionnement et proposer des offres multi-services à leurs clients, et d'autre part pour développer leur capacité d'arbitrage entre ces deux énergies. A titre d'exemple, *Powergen* est entré sur le marché de gaz en rachetant *Kinetica*. En Allemagne, E.On, le premier fournisseur d'électricité, a acquis *Rubrgas* et RWE a racheté *Thysengas*¹⁹⁶. De même, les firmes gazières essaient de prendre position sur la scène électrique : *Centrica*, un fournisseur britannique de gaz issu du démantèlement de l'ancien monopole *British Gas* (voir Tableau 7), englobe aujourd'hui presque 3 mln de clients pour

¹⁹⁴ Jean-Pierre ANGELIER, *op. cit.*, p. 13.

¹⁹⁵ Benoit ESNAULT, *op. cit.*, p. 9.

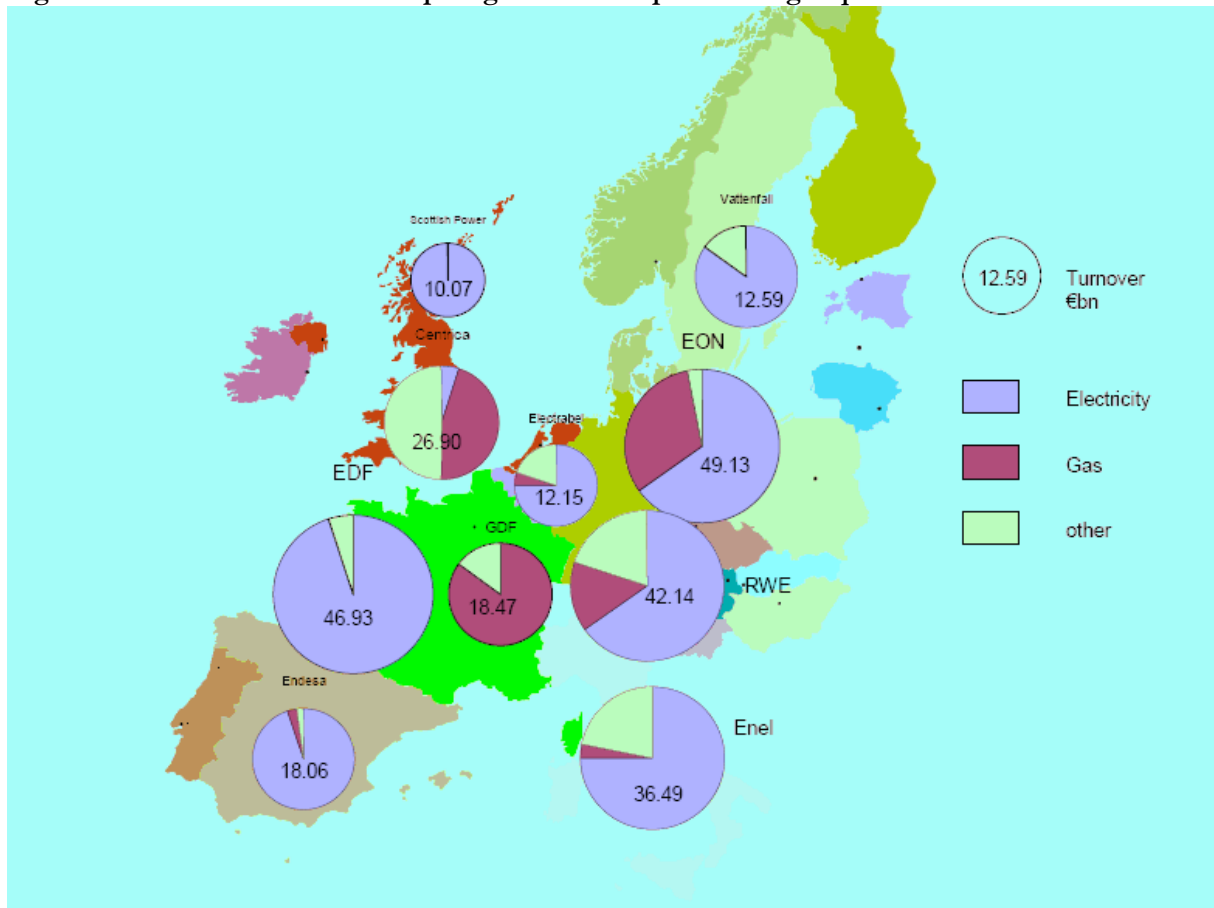
¹⁹⁶ Jean-Pierre ANGELIER, *op. cit.*, p. 24.

l'électricité et *GDF* produit de l'électricité en Grande Bretagne et en Espagne¹⁹⁷. Il est évident que ces actions visent à dissuader les concurrents de construire de nouvelles installations fonctionnant au gaz.

Finalement, on observe une tournure intéressante dans les stratégies des compagnies pétrolières qui se désengagent des opérateurs gaziers historiques dont elles s'étaient rapprochées. Shell cède à RWE sa participation dans *ThyssenGas*, E.On rachète les parts de Shell, BP et Exxon Mobil dans *Rubrgas*. Les pétroliers restent désormais les offreurs de gaz à part entière en Europe.

La conquête des autres marchés énergétiques témoigne que les entreprises exposées aux règles de la concurrence cherchent la plus grande taille possible afin de devenir des interlocuteurs incontournables, si ce n'est dominant, sur l'ensemble des marchés européens de l'électricité et du gaz. Cette structure ne correspond pas à la concurrence que l'on aurait souhaité voir s'instaurer entre un grand nombre de producteurs. Elle tend plutôt vers une organisation oligopolistique. Mais il ne faut pas oublier que dans la production de l'électricité de base, les économies d'échelle sont importantes et il semble n'y avoir place que pour des firmes de grande taille. Toutefois, pour tout ce qui est de l'électricité de pointe, le libre marché et les changements technologiques encouragent le développement des petits générateurs. L'agrandissement des entreprises est en effet une conséquence positive de l'intégration des marchés qui favorise les firmes les plus efficaces (voir point 2.2.1.) Le problème se trouve plutôt dans les différences entre le niveau de la libéralisation qui existe entre les Etats membres, dans l'abus de pouvoir de marché de certains entreprises encore publiques et dans le risque de cartellisation. Pour l'empêcher, une surveillance de la concurrence ainsi qu'un *unbundling* approfondi sont nécessaires.

Figure 4. Le chiffre d'affaires des plus grandes entreprises énergétiques dans l'UE



Source : COMMISSION EUROPEENNE, *Communication de la Commission au Conseil et au Parlement Européen, Rapport sur l'état...op. cit.*, p. 10.

Pour conclure, les deux enquêtes menées par la Commission en 2005 et 2007 ont démontré de nombreux dysfonctionnements en dépit de la libéralisation amorcée au début des années 2000. En premier lieu, le

¹⁹⁷ Benoit ESNAULT, *op. cit.*, p. 10.

manque de convergence des prix et le niveau très faible des échanges transfrontaliers témoignent de l'intégration insuffisante des marchés : les interconnexions ne sont pas adéquates pour faire face aux nouveaux flux commerciaux et les congestions sont donc fréquentes aux frontières.

Les autres obstacles au fonctionnement plus intégré du marché sont l'allocation inefficace des capacités existantes et l'architecture incompatible du marché, ce qui signifie des différences entre les régimes d'équilibrage entre l'offre et la demande et des divergences entre les horaires d'ouverture des bourses d'électricité à travers l'UE. En conséquence, les marchés nationaux sont trop cloisonnés et le MIE lui-même ne fonctionne pas comme prévu.

Les degrés de concurrence et de régime d'*unbundling* diffèrent. Les anciens monopoles demeurent souvent en position dominante et les prix restent élevés.

En règle générale, on peut constater que le MIE tend vers une structure oligopolistique. Cela peut être à l'origine d'abus de pouvoir du marché, de profits supplémentaires tirés de la congestion et, en conséquence, le recul des investissements en capacités de transport et de production.

La réaction des usagers aux signaux envoyés par le marché est faible. Tandis que les gros consommateurs d'électricité qui changent de fournisseurs s'accroissent, les petits usagers industriels et les foyers privés sont plutôt réticents. Cette situation requiert un approfondissement des réformes afin de donner un nouvel élan au MIE.

3.3. Les développements futurs du cadre réglementaire

Vu les résultats des deux études sur le fonctionnement du marché qui montrent le sous développement du marché intérieur d'énergie, ou même son manque, la Commission, un seul acteur disposant de l'initiative législative, a commencé le processus visant la révision du cadre réglementaire du marché énergétique et l'établissement de la politique de l'énergie pour l'Europe. Ce processus implique de même le Conseil et le Parlement européen, qui doivent se prononcer sur les propositions de la Commission.

Le 10 janvier 2007 la Commission a présenté la Communication *Une politique de l'énergie pour l'Europe*¹⁹⁸, contenant, entre autres, les propositions pour accélérer la libéralisation et l'intégration des marchés nationaux d'électricité.

Les Etats membres ont donné leurs avis sur ce projet dans les *Conclusions du Conseil européen de Bruxelles 8-9 Mars 2007* qui contient aussi *Le Plan d'action du Conseil européen (2007-2009). Politique énergétique pour l'Europe* (voir Annexe 1). Ce document englobe les déclarations sur la politique intégrée de l'énergie et de l'environnement (déjà analysé dans le chapitre 3.1.2.) et le mandat de la Commission pour préparer des nouveaux projets de lois sur le marché intérieur d'électricité et du gaz.

La réponse de la Commission est le « Troisième paquet énergétique »¹⁹⁹, présenté le 19 septembre 2007. Il englobe les projets de quatre directives (voir Tableau 5, p. 56) pour lever les derniers obstacles à la libéralisation totale des marchés du gaz et de l'électricité en Europe.

Ensuite, les négociations entre la Commission et le Conseil ont débuté pour donner une forme finale aux nouvelles directives. La complexité du sujet, ainsi que le protectionnisme de quelques Etats membres ont prolongé toute la procédure. Les propositions de la Commission vues comme radicales par les Etats membres, ont toutefois rencontré l'approbation des membres du Parlement Européen²⁰⁰. Jusqu'à aujourd'hui les directives proposées n'ont pas été acceptées.

¹⁹⁸ COMMISSION EUROPÉENNE, *Communication de la Commission au Conseil européen et au Parlement européen. Une politique...* *op. cit.*

¹⁹⁹ COMMISSION EUROPÉENNE, *Third energy package explanatory memorandum*, COM(2007) DRAFT, http://ec.europa.eu/energy/electricity/package_2007/doc/2007_09_19_explanatory_memorandum_en.pdf.

²⁰⁰ «Energy: European Parliament adopts full ownership unbundling for electricity», *European Parliament Press release*, 18 juin 2008, http://www.europarl.europa.eu/news/expert/infopress_page/051-31782-168-06-25-909-20080616IPR31781-16-06-2008-2008-false/default_en.htm.

Les propositions de la Commission concernant le MIE visent quatre objectifs principaux ²⁰¹:

- Garantir la liberté de choix des consommateurs
- Rendre les prix équitables
- Développer une énergie plus propre
- Renforcer la sécurité de l'approvisionnement

La suite du chapitre présente l'évolution des propositions dans trois questions fondamentales pour la sécurité d'approvisionnement en électricité : le *renforcement du pouvoir de régulation, la séparation des activités de production et du transport et l'interconnexion des marchés nationaux*.

3.3.1. Le renforcement du pouvoir de régulation

La régulation efficace, transparente et prévisible est la base pour diminuer les risques des investisseurs, garantir le respect des règles du marché et du libre échange d'électricité. A présent, le cadre réglementaire communautaire n'assure pas une régulation au niveau européen. Les régulateurs nationaux, munis de compétences et statuts différents ne sont pas capables de coopérer efficacement (voir section 3.2.1.1.).

Pour changer cet état de chose, La Commission a proposé le 10 janvier 2007 trois options ²⁰²:

- Évolution progressive de l'approche actuelle : renforcer la coopération entre les régulateurs nationaux
- Un réseau européen de régulateurs indépendants (EREGG+): Dans ce système, le rôle du groupe ERGEG serait formalisé, et on confierait à cet organe la mission de structurer des décisions contraignantes pour les régulateurs et les acteurs du marché
- Création d'une autorité européenne de régulation.

Contrairement aux intérêts de la Commission, le Conseil Européen a choisi une option, la moins contraignante et novatrice, celle de renforcer l'harmonisation et l'indépendance des pouvoirs des régulateurs nationaux; ainsi il a laissé de côté l'idée de l'autorité européenne de régulation (voir Annexe 1, p. 16), qui serait le moyen le plus simple pour atteindre un niveau de fonctionnement et une indépendance attendue de régulation. En contrepartie, le Conseil a appuyé la création d'un mécanisme indépendant permettant aux régulateurs nationaux de coopérer et de prendre des décisions sur des échanges transfrontaliers (voir Annexe 1, p. 17).

Ce mécanisme serait l'Agence de coopération des régulateurs nationaux de l'énergie habilitée à arrêter, dans les cas spécifiques et très restreints, des décisions de nature obligatoire²⁰³. Par exemple, elle disposerait d'un « pouvoir de réviser » les décisions prises par les GRTs individuellement, dès lors qu'elles concernent l'ensemble du marché européen comme, notamment dans le cas de la création de nouvelles capacités ou des interconnexions. L'Agence apporterait un cadre pour la coopération entre les régulateurs. Toutefois, elle ne remplacerait pas le régulateur de l'atteinte communautaire.

²⁰¹ Andris PIEBALGS, *Better Choice, Service and Prices in the New European Energy Market*, Speech at the EU Energy Law Conference, Brussels, 19 September 2007, SPEECH/07/562, <http://europa.eu/rapid/pressReleasesAction.do?reference=SPEECH/07/562&format=HTML&aged=0&language=EN&guiLanguage=en>.

²⁰² COMMISSION EUROPÉENNE, *Communication de la Commission au Conseil européen et au Parlement européen. Une politique...*, *op. cit.*, point 3.1.2.

²⁰³ COMMISSION EUROPÉENNE, *Third energy package explanatory memorandum*, *op. cit.*

Dans un vote du 18 juin 2008, le Parlement Européen soutient la position de la Commission visant à l'établissement d'une Agence européenne renforcée dans le domaine de l'énergie. De plus, les députés européens estiment que les pouvoirs des agences nationales de régulation doivent être renforcés²⁰⁴.

3.3.2. La séparation des activités de production et de transport

La communication de la Commission de janvier 2007, a proposé le renforcement de la séparation des activités de production et de transport sous la forme d'*unbundling* patrimonial²⁰⁵. Cette option interdit que l'entreprise de génération électrique soit propriétaire de lignes de transmission et vice versa. Le gestionnaire devient dans ce cas le propriétaire des installations de transmission et est responsable de leur gestion et développement. Il devrait alors être indépendant et il serait interdit aux autres agents de posséder une part d'action significative dans les « compagnies de gestion ».

Cette nouvelle option a rencontré une forte opposition de la part des Etats membres, qui, comme par exemple l'Allemagne, la Grèce, la France etc. veulent protéger leurs opérateurs intégrés verticalement²⁰⁶. La séparation patrimoniale signerait la fin du quasi-monopole de géants tels que les Allemands E.ON et RWE, ou EDF en France. Ces Etats craignent que la perte de réseau affaiblisse la position concurrentielle de leurs leaders et les dirigera vers la faillite ou le rachat par les compagnies étrangères, comme Gazprom, qui semble être issue de la « *superbundling strategy* » du gouvernement russe.

La Commission de son côté accuse ces gouvernements de protectionnisme, tandis qu'eux affirment défendre les intérêts européens et vont à l'encontre des plans de la Commission en consolidant le secteur électrique²⁰⁷.

Pour ces raisons les négociations dans ce domaine étaient particulièrement difficiles. Les deux côtés ne voulaient pas céder leurs positions.

Dans le « Troisième paquet énergétique » la Commission privilégie toujours l'*unbundling* patrimonial, mais elle propose une alternative de « gestionnaire de réseau indépendant ». Cette solution mène à approfondir l'*unbundling* existant. Elle permettrait notamment aux entreprises verticalement intégrées, de rester propriétaires de leurs actifs, mais la gestion - comprenant les investissements et les décisions commerciales - devrait être transférée à une entreprise ou un organisme entièrement indépendant (modèle ISO - *Independent System Operator*). La Commission a aussi inclus des mesures pour éloigner la crainte d'un rachat de l'infrastructure européenne par les compagnies étrangères. Il s'agit de la « *clause des pays tiers* » (appelée aussi « clause Gazprom ») qui ne permet une telle transaction que si l'acheteur respecte les mêmes règles d'*unbundling* que les firmes de l'UE. Cette clause est d'autant plus importante qu'en cas de séparation patrimoniale les entreprises seraient obligées de vendre les lignes de transport que les appartiennent.

En janvier 2008, huit Etats membres ont adressé au Commissaire Piebalgs une lettre contenant la proposition d'une « troisième voie » alternative aux deux méthodes proposées par la Commission²⁰⁸. Plutôt que de donner la propriété ou le contrôle du réseau au GRT, comme le propose la Commission, les pays veulent transformer les entreprises en sociétés anonymes au sein desquelles seraient créés une gestion et un conseil d'administration séparés pour le GRT, afin de limiter clairement l'influence de la société-mère (modèle ITO – *Independent Transmission Operator*).

²⁰⁴ «Energy: European Parliament adopts full ownership unbundling for electricity», *op. cit.*

²⁰⁵ COMMISSION EUROPÉENNE, *Communication de la Commission au Conseil européen et au Parlement européen. Une politique...*, *op. cit.*, point 3.1.1.

²⁰⁶ Cette réticence envers les propositions de la Commission n'est pas unanime car la séparation de propriété existe déjà au Royaume-Uni et en Suède.

²⁰⁷ Par exemple le rachat de géant gazier Suez par GDF en France, dans GAZDEFrance.FR, « GDF SUEZ : naissance d'un leader mondial de l'énergie », <http://www.gazdefrance.com/FR/A/3265/gdf-suez--naissance-d-un-leader-mondial-de-l-energie.html>.

²⁰⁸ Philippe LEGLISE-COSTA, « Lettre contenant la troisième proposition de la France, l'Allemagne, la Bulgarie, la Grèce, l'Autriche, la Lettonie, Luxembourg, Slovaquie », Bruxelles, le 29 janvier 2008, <http://www.euractiv.com/ndbtext/press/3rdoptionletter.pdf>.

La Commission a perdu la bataille pour la séparation patrimoniale le 6 juin 2008, quand les ministres de l'énergie se sont mis d'accord pour rejeter cette option et garder la troisième voix. Pour les Français et les Allemands, c'est un grand succès qui protège les intérêts de leurs leaders nationaux dans l'UE et...en Russie. A cause de la clause des pays tiers, couplée à une exigence de la séparation de propriété, il ne serait plus permis à des entreprises comme Gazprom d'investir dans l'Union. Le gouvernement russe, mécontent avec cette proposition, a menacé de limiter les possibilités d'investissements des entreprises européennes dans le secteur énergétique russe. Avec le rejet du unbundling patrimonial, les entreprises russes pourraient, sous certaines conditions, continuer à investir dans l'UE, même si la clause des pays tiers est préservée.

Le refus de la séparation patrimoniale va sans doute ralentir le processus de libéralisation du MIE. La commissaire Kroes a commenté le choix des ministres: « *there are other options, but those require detailed and complex regulation and that would mean greater burden on business* »²⁰⁹. Effectivement, l'option de gestionnaire indépendant du réseau exige l'accroissement de la régulation, ce qui défavorise la transparence du marché. En conséquence, les risques régulateurs pour les acteurs augmentent et l'adéquation des investissements est d'autant plus menacée.

La bataille a été perdue, mais pas « la guerre », car le 18 juin 2008, le Parlement Européen a adopté en première lecture les mesures visant à réformer le marché européen de l'énergie, qui rejettent « la troisième voix » et le modèle ISO, en gardant uniquement le principe de la séparation de propriété²¹⁰.

Le projet devrait à nouveau être soumis au Conseil début octobre. Mais la France, n'est pas favorable à recommencer le débat pendant sa présidence²¹¹.

3.3.3. L'interconnexion des marchés nationaux

La Commission a aussi entrepris des actions qui visent le renforcement de l'intégration de MIE. Le manque d'interconnexions a été identifié comme la cause principale des dysfonctionnements du marché. Trois projets d'intérêt européen prioritaires ont été lancés pour corriger cette situation : 1) une liaison à grande puissance entre l'Allemagne, la Pologne et la Lituanie; 2) les liaisons avec les parcs d'éoliennes en mer en Europe septentrionale; 3) des interconnexions électriques entre la France et l'Espagne. Ils sont énumérés dans la décision n° 1364/2006/CE du Parlement Européen et du Conseil²¹² qui oblige la Commission de nommer, si besoin, des coordinateurs européens afin de faire avancer ces projets. Ces derniers présentent une dimension transfrontalière et ont un impact notable sur la capacité de transport transfrontalier du courant électrique. Ils bénéficient d'un financement communautaire à titre du budget affecté aux RTE-E (environ € 20 mln. par an). D'autres instruments communautaires peuvent prendre le relais pour cofinancer les investissements, par exemple les fonds structurels dans les régions de convergence.

L'importance de cette infrastructure est vitale pour le fonctionnement du marché. Vu les économies d'échelle et les externalités présentes au niveau du réseau de transport, une dérogation à titre des lois anti-trust est justifiée pour permettre la formation de consortia entre les membres de l'oligopole pour construire ensemble de nouvelles lignes de haute tension (voir pp. 6-7).

²⁰⁹ ERNST&YOUNG, *Balancing European Energy Market*, Report 2007, p. 6.

²¹⁰ «Energy: European Parliament adopts full ownership unbundling for electricity», *op. cit.*

²¹¹ EUROACTIF.FR, « Troisième Paquet énergétique », 29 juillet 2008, <http://www.euractiv.fr/energie/dossier/troisime-paquet-energie>.

²¹² *Décision 1364/2006/CE du Parlement européen et du Conseil du 6 septembre 2006 établissant des orientations relatives aux réseaux transeuropéens d'énergie et abrogeant la décision 96/391/CE et la décision n° 1229/2003/CE*, JO L 262 du 22 septembre 2006.

Conclusion

Les marchés d'électricité concurrentiels sont les plus complexes qui aient jamais été mis en place. Ils exigent une régulation centrale pour pouvoir fonctionner correctement. Cette gestion centralisée, ne signifie pas que l'on soit obligatoirement en présence d'un monopole. L'instauration de la concurrence dans le secteur électrique est possible et souhaitable. Mis à part la gestion du réseau qui est un monopole naturel, les autres fonctions du système électrique sont susceptibles de faire objet de la libre concurrence.

L'électricité n'est pas un bien public qui exige une structure monopolistique. C'est un bien mixte qui possède des externalités positives et des économies d'échelle au niveau de la transmission qui constituent ses aspects monopolistiques.

La sécurité d'approvisionnement n'est pas, non plus, un point d'appui pour le monopole. L'hypothèse selon laquelle tous les usagers ont besoin du même degré de fiabilité doit être remplacée par la conception de participation des consommateurs, qui leur permet de choisir le niveau de sécurité souhaité.

Ce passage pourrait lever les doutes liés à l'assurance de la sécurité d'approvisionnement électrique à long et à court terme. Il faudrait évidemment du temps pour l'installation de l'équipement nécessaire et afin que les consommateurs puissent apprendre à profiter de leur choix. Dans l'attente de cette mise en place, les autres conditions devront être remplies pour que la fourniture demeure stable.

L'analyse de la crise californienne et du marché mis en place en Grande-Bretagne et en Scandinavie nous ont permis d'identifier ces conditions. L'effondrement du système en Californie, principalement dû à la mauvaise conception de l'architecture du marché, met en avant les éléments qui peuvent mener à la rupture de l'approvisionnement, tels que :

- l'abus de pouvoir du marché,
- le plafonnement des prix,
- le caractère obligatoire de la bourse de l'énergie qui exclut les contrats bilatéraux,
- l'exigence de l'achat obligatoire imposée aux entreprises de distribution.

Les conclusions tirées de ces défauts et des expériences britannique et scandinave ont abouti à la formulation d'exigences nécessaires pour que l'architecture du marché garantisse la sécurité d'approvisionnement :

- un marché véritablement concurrentiel,
- les mécanismes appropriés pour couvrir les risques,
- une autorité vigilante de surveillance de la concurrence,
- une régulation stable et prévisible.

Cette liste est devenue un point de départ pour l'analyse de la sécurité de l'approvisionnement électrique sur le marché européen.

La première conclusion est que le MIE n'existe qu'« à la carte ». La définition du marché est celle des marchés nationaux, dans quelques cas régionaux, où les acteurs traditionnels ont gardé leur position dominante. Les interconnexions insuffisantes sont les premiers responsables de cet état de choses.

L'architecture du marché comme prévu dans les Directives énergétiques est aussi un obstacle au processus d'intégration et de libéralisation. Le manque d'un mécanisme efficace pour la coordination du travail des régulateurs nationaux empêche l'harmonisation des procédures d'échanges transfrontaliers. En outre, la séparation incomplète des activités de la génération et de la transmission, préserve les entreprises verticalement intégrées et met en question la non-discrimination dans l'accès au réseau.

Ces défaillances ne permettent pas le fonctionnement correct du marché et créent le risque d'abus de pouvoir du marché et d'investissements insuffisants en capacité de génération ou transmission. De plus, les engagements environnementaux, qui se traduisent au niveau européen par le système d'échange de droit aux émissions de GES, introduisent un risque pour les investisseurs. Cela met en question la sécurité d'approvisionnement à long et à court terme.

Face à ces dysfonctionnements du marché, la Commission a proposé aux Etats membres un éventail de mesures pour garantir la sécurité d'approvisionnement dans le période transitoire, avant l'achèvement du MIE. Il englobe tant des actions interventionnistes que des mesures qui rendent possible la participation des consommateurs.

Vu que cette participation ne donne de résultats qu'à long terme, il est tout à fait inapproprié de le placer à côté des mécanismes de réactions immédiates. Si la Commission veut promouvoir la participation des consommateurs comme elle le déclare, les mesures proposées actuellement sont alors inadéquates.

De plus, on peut observer que l'ancienne conception de l'électricité comme bien public n'a pas été modifiée. Même si elle a pris une nouvelle dénomination de service d'intérêt économique général, le sens reste le même. Il semble alors que la Commission a présenté aux Etats membres les mesures de base pour ouvrir les marchés, sans transmettre l'esprit de la concurrence dans les Directives. En effet, les changements pour les consommateurs sont médiocres voire nuls et la réponse de ces derniers, rare.

En ce qui concerne la sécurité d'approvisionnement en matières premières pour la génération d'électricité, le recours aux instruments politiques et diplomatiques est nécessaire, car les partenaires de l'UE ne respectent guère les règles du marché.

Les questions de la sécurité d'approvisionnement dépendent exclusivement des Etats membres, lesquels n'arrivent pas à s'exprimer d'une seule voix. Même si les déclarations incluses dans les documents se réfèrent à la solidarité entre les Etats membres dans le domaine de l'énergie, leurs actions démontrent leur autonomie face aux problèmes énergétiques. La géométrie variable semble être la seule issue coopérative possible. Ceci ne peut être qu'au détriment des intérêts européens. C'est seulement en étant unie que l'Europe peut mettre en avant le seul argument qu'elle possède face aux puissances énergétiques, celui d'être un grand consommateur d'énergie. La question de savoir si les Etats membres réussiront à se mettre d'accord pour négocier avec leur fournisseur principal de matières énergétiques, en l'occurrence la Russie, reste ouverte. Pour l'instant les actions unilatérales des Etats n'envisagent pas une telle coopération.

La réticence des Etats membres de céder la souveraineté dans le domaine de l'énergie a ses répercussions sur le développement du marché intérieur. Les efforts de la Commission pour accroître la concurrence rencontre l'opposition de la part de certains Etats membres qui protègent leurs champions énergétiques. Le rôle de lobby de ces entreprises ne peut pas être négligé. C'est sur la base de ces éléments que l'idée de régulateur européen a déjà été abandonnée et la séparation patrimoniale est en question.

Cependant, les Etats de l'UE doivent comprendre quels sont les avantages de l'ouverture de leur secteur électrique et de l'intégration d'un seul marché en Europe. Le démantèlement de monopoles apporte non seulement plus d'efficacité pour l'industrie électrique et une baisse des prix, mais permet encore la pénétration des petits producteurs de l'énergie renouvelable et une offre accrue de choix et de qualité aux consommateurs. En plus la libéralisation garantit l'encouragement des innovations et incite aux économies d'énergie recherchées par l'UE.

La question se pose de savoir si tous ces avantages vont l'emporter un jour face aux intérêts des entreprises traditionnelles qui veulent protéger leurs privilèges.

Bibliographie

Sources primaires

Traité de Lisbonne, 2007

COMMISSION EUROPÉENNE,

Livre vert. Vers une stratégie européenne de sécurité d'approvisionnement énergétique, COM(2000) 769 final, 29 novembre 2000.

Énergie — Maîtrisons notre dépendance, Office des publications officielles des Communautés européennes, Luxembourg 2002.

Note interprétative de la DG énergie et transports sur les directives 2003/54/ce et 2003/55/ce relatives au marché intérieur de l'électricité et du gaz naturel. Mesures visant à garantir l'approvisionnement en électricité, 16 janvier 2004, http://ec.europa.eu/energy/electricity/legislation/doc/notes_for_implementation_2004/security_of_electricity_supply_fr.pdf.

Communication de la Commission au Conseil et au Parlement Européen. Rapport sur l'état d'avancement de la création du marché intérieur du gaz et de l'électricité, COM (2005) 568 final, 15 novembre 2005.

Livre vert. Une stratégie pour une énergie sûre, compétitive et durable, COM(2006) 105 final, 8 mars 2006.

Communication de la Commission au Conseil européen et au Parlement européen. Une politique de l'énergie pour l'Europe, COM(2007) 1 final, 10 janvier 2007.

Report on Energy sector inquiry, SEC (2006) 1724, 10 janvier 2007.

Commission staff working document, accompanying the legislative package on the internal market for electricity and gas, Impact Assessment, SEC(2007) 1179, Brussels 2007, http://ec.europa.eu/energy/electricity/package_2007/doc/2007_09_19_impact_assessment_en.pdf.

Third energy package explanatory memorandum, COM(2007) DRAFT, http://ec.europa.eu/energy/electricity/package_2007/doc/2007_09_19_explanatory_memorandum_en.pdf.

Proposition de directive du Parlement européen et du Conseil modifiant la directive 2003/87/CE afin d'améliorer et d'étendre le système communautaire d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre, COM(2008) 16 final, 23 janvier 2008.

Communication de la Commission au Parlement Européen, au Conseil, au Comité économique et social européen et au Comité des régions. Deux fois 20 pour 2020. Saisir la chance qu'offre le changement climatique, COM(2008) 30 final, Bruxelles, le 23 janvier 2008.

Questions and Answers on the Commission's proposal to revise the EU Emissions Trading System, MEMO/08/35, Brussels, 23 January 2008, <http://europa.eu/rapid/pressReleasesAction.do?reference=MEMO/08/35&format=HTML&aged=0&language=EN&guiLanguage=en>.

Commissioner Piebalgs underlines the role of nuclear energy in the transition towards a low carbon economy, IP/08/575, Brussels, 15 April 2008, <http://europa.eu/rapid/pressReleasesAction.do?reference=IP/08/575&format=PDF&aged=1&language=EN&guiLanguage=en>.

CONSEIL EUROPEEN,

Conclusions de la Présidence. Conseil européen de Lisbonne de 23-24 mars 2000, SN 100/00, <http://www.ac-versailles.fr/orientation/Europe/documents/lisbone.pdf>.

Conclusions de la Présidence. Conseil européen de Göteborg de 15-16 juin 2001, SN 200/1/01 REV 1, http://www.consilium.europa.eu/ueDocs/cms_Data/docs/pressData/fr/ec/00200-r1.f1.pdf.

Conclusions de la Présidence. Conseil européen de Barcelone 15-16 mars 2002, SN 100/1/02 REV 1, http://www.consilium.europa.eu/ueDocs/cms_Data/docs/pressData/fr/ec/71026.pdf.

Conclusions de la Présidence. Conseil européen de Bruxelles 8-9 Mars 2007. Annexe 1. Plan d'action du Conseil européen (2007-2009). Politique énergétique pour l'Europe (PEE), CONCL 1, 7224/07, REV 1, http://www.consilium.europa.eu/ueDocs/cms_Data/docs/pressData/fr/ec/93141.pdf.

CONSEIL EUROPEEN, PARLEMENT EUROPEEN,

Directive 2003/54/CE du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 96/92/CE, Journal officiel de l'Union Européenne, L176 du 15 juillet 2003.

Règlement no 1228/2003 du Parlement Européen et du Conseil, du 26 juin 2003 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité, Journal officiel de l'Union Européenne, L 176 du 15 juillet 2003.

Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council of 13 October 2003 establishing a scheme for greenhouse gas emission allowance trading within the Community and amending Council Directive 96/61/EC, Journal officiel de l'Union Européenne, L 275 of 25 October 2003.

Directive 2005/89/EC du Parlement européen et du Conseil du 18 janvier 2005 sur les mesures de sécurité d'approvisionnement électrique, Journal officiel de l'Union Européenne, L 33/22 du 4 février 2006.

Directive 2006/32/CE du Parlement européen et du Conseil du 5 avril 2006 relative à l'efficacité énergétique dans les utilisations finales et aux services énergétiques et abrogeant la directive 93/76/CEE, Journal officiel de l'Union Européenne, L 114 du 27 avril 2006.

Decision 1364/2006/CE du Parlement européen et du Conseil du 6 septembre 2006 établissant des orientations relatives aux réseaux transeuropéens d'énergie et abrogeant la décision 96/391/CE et la décision n o 1229/2003/CE, Journal officiel de l'Union Européenne, L262 du 22 septembre 2006.

ERNST & YOUNG, *Balancing European Energy Market*, 2007 Report.

«Energy: European Parliament adopts full ownership unbundling for electricity», *European Parliament Press release*, 18 juin 2008, http://www.europarl.europa.eu/news/expert/infopress_page/051-31782-168-06-25-909-20080616IPR31781-16-06-2008-2008-false/default_en.htm.

GENNIP VAN, Jos, (Pays Bas, Rapporteur General), *Energy Security*, NATO Parliamentary Assembly, 170 ESC 076 E, <http://.naa.be/Default.asp?CAT2=982&CAT1=16&CAT0=2>.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, *World Energy Outlook 2006*, <http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2006/weo2006.pdf>.

KLEINEKORTE, Klaus, speech given at the 1st European Electricity Grid Reliability Conference, Panel 1 : System Operation, 12 janvier 2009, www.UCTE.com.

KROES, Neelie, *Introductory remarks on Final Report of Energy Sector Competition*, Press Conference, Brussels, 10 janvier 2007, SPEECH/07/4,
<http://europa.eu/rapid/pressReleasesAction.do?reference=SPEECH/07/4&format=HTML&aged=0&language=EN&guiLanguage=en>.

LEGLISE-COSTA, Philippe, *Lettre contenant la troisième proposition de la France, l'Allemagne, la Bulgarie, la Grèce, l'Autriche, la Lettonie, Luxembourg, Slovaquie*, Bruxelles, 29 janvier 2008,
<http://www.euractiv.com/ndbtext/press/3rdoptionletter.pdf>.

MANDELSON, Peter, *Trade Policy and stable, secure and sustainable energy*, Conference on Strategic Energy Policy Chart S3, Brussels, 21 November 2006,
<http://europa.eu/rapid/pressReleasesAction.do?reference=SPEECH/06/718&format=HTML&aged=0&language=EN>.

MINISTERE DE L'ECONOMIE, DES FINANCES ET DE L'INDUSTRIE DE LA REPUBLIQUE FRANÇAISE, *Rapport sur les prix de l'électricité en France et en Europe*, octobre 2004,
<http://www.industrie.gouv.fr/energie/electric/pdf/res-rapport-prix-cgm-igf.pdf>.

PIEBALGS, Andris, *Better Choice, Service and Prices in the New European Energy Market*, Speech at the EU Energy Law Conference, Brussels, 19 September 2007, SPEECH/07/562,
<http://europa.eu/rapid/pressReleasesAction.do?reference=SPEECH/07/562&format=HTML&aged=0&language=EN&guiLanguage=en>.

B. Sources secondaires

Monographies

CHEVALIER, Jean-Marie, « L'impact de la crise californienne sur la sécurité d'approvisionnement et la politique énergétique », présenté à la Conférence des 7-8 février 2002 sur l'Ouverture des marchés énergétiques : conséquences sur les missions de service public et de sécurité d'approvisionnement pour l'électricité et le gaz, <http://www.energie.minefi.gouv.fr/energie/politiqu/aie-dgemp-chevalier.htm>.

CHEVALIER, Jean-Marie, PERCEBOIS, Jacques, *Rapport : Gaz et électricité : un défi pour l'Europe et pour la France*, Paris, La Documentation française, 2008.

CLOUGH, Shepard, COLE, Charles Woolsey, *Economic history of Europe*, Boston, D.C. Heath, 1967.

CURZON-PRICE, Victoria, *Economie politique générale II (B) : cours de microéconomie*, Genève, Université de Genève, Faculté des sciences économiques et sociales, 1996.

CURZON-PRICE, Victoria, *Théorie de l'intégration économique*, Genève, Polycopié Université de Genève, 2001-2002.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, *Competition in electricity markets*, Paris, OECD, 2001.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, *Electricity market reform. An IEA handbook*, Paris, OECD, 1999.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, *Learning from the blackouts. Transmission System Security in Competitive Electricity Markets*, Paris, OECD, 2005.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, *Lessons from liberalized electricity markets*, Paris, OECD, 2005.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, *Security of supply in electricity markets. Evidence and policy Issues*, Paris, OECD, 2002.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, *World Energy Outlook 2005*, Paris, OECD, 2005. \

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, *World Energy Outlook 2006*, Paris, OECD, 2006.

JOHANSSON, Thomas, GOLDEMBERG, José, *World Energy Assessment. Overview 2004 Update*, New York, United Nations Development Programme, 2004, <http://www.undp.org/energy/weaover2004.htm>.

MOLINA DEL POZO, Carlos Francisco, *Manual de Derecho de la Comunidad Europea*, Espagne, Dijusa, 4e édition, 2002.

NEWBERRY, David M., «Liberalising Electricity Markets», presented at the 25th Annual IAEE International Conference held at Aberdeen on 28 June 2002, <http://www.econ.cam.ac.uk/faculty/newbery/files/aberdeen.pdf>.

PRIDDLE, Robert, *Security of supply in liberalised electricity market*, présenté à Euroelectric Annual Convention, Leipzig 24-25 June 2002, <http://www.iea.org/textbase/work/2002/euroelectric/priddle.pdf>.

ROMERIO, Franco, *Les controverses de l'énergie. Fossile, hydroélectrique, nucléaire, renouvelable*, Lausanne, Presses polytechnique et universitaires romandes, coll. Le savoir suisse, 2007.

SALIN, Pascal, *La concurrence*, Paris, P.U.F., coll. Que sais-je?, 1995.

SOSA ESPINOSA, Ivan Antonino, *De la politique énergétique à la sécurité énergétique de l'Union européenne : vers une approche multidimensionnelle?*, Genève, Institut Européen de l'Université de Genève, 2008.

THOMAS, Steve, *The European Union Gas and Electricity Directives*, Brussels, European Federation of Public Service Union, septembre 2005, http://ec.europa.eu/energy/electricity/report_2005/doc/trade_unions/12b_epsu_psiu_report.pdf.

WOLFF, Jacques, *L'histoire économique de l'Europe 1000-2000*, Paris, Economica, 1995.

Articles

ABBOTT, Malcolm, «Is the security of electricity supply a public good», *The Electricity Journal*, no 14, juin 2001, pp. 31-33.

ANDRESEN, Svein, «EU Energy Policy: Interest Interaction and Supranational Authority », *ARENA Working Papers*, WP 00/5, http://www.arena.uio.no/publications/wp00_5.htm.

ANGELIER, Jean-Pierre, «Electricité et gaz naturel : du monopole public à la concurrence réglementée. Une perspective historique», *Hyper article en ligne*, Université Pierre Mendès-France - Grenoble II, avril 2005, pp. 4-5, http://halshs.archives-ouvertes.fr/docs/00/12/07/37/PDF/JPA_Historique-electricite-gaz-France2005.pdf.

BOISSELEAU, François, « La question du marché pertinent dans le secteur électrique », *Economies et sociétés*, no 9, février-mars 2003, [http://www.dauphine.fr/cgemp/Publications/Articles/Boisseleau%20\(2003\)%20marchepertinent%20secteur.pdf](http://www.dauphine.fr/cgemp/Publications/Articles/Boisseleau%20(2003)%20marchepertinent%20secteur.pdf).

BOITTEUX, Marcel, « Les ambiguïtés de la concurrence. Électricité de France et la libéralisation du marché de l'électricité », *Futuribles*, no 331, juin 2007, pp. 5-16.

CHAO, Hung-po, WILSON, Robert, « Priority Service: Pricing, Investment, and Market Organization », *American Economic Review*, no 77, 1987, pp. 899-916.

CHRISTENSEN, Laurits, GREEN, William, « Economies of Scale in U.S. Power Generation », *Journal of Political Economy*, no 84, 1976, pp. 655-676.

DE VANY, Arthur, «Electricity contenders. Coordination and pricing on an open transmission network», *Regulation*, spring 1997, pp. 48-51, <http://www.cato.org/pubs/regulation/reg20n2h.html>.

ESNAULT, Benoît, « Les nouvelles formes de marchés électriques et choix d'investissement », *Cahier de recherche de CGEMP*, no 1, Mai 2002.

FINON, Dominique, PIGNON, Virginie, « Électricité et sécurité de fourniture de long terme. La recherche d'instruments réglementaires respectueux du marché électrique », *Economie et Sociétés*, no 10, 2006, pp. 1499-1533.

GNANSOUNOU, Edgard, « Indépendance énergétique et sécurité d'approvisionnement », *Notes de synthèse de la Fédération romande pour l'énergie*, Mai 2000, http://www.frenergie.ch/f/notes_synthese/independance_energie.html.

HUETTNER, David, LANDON, John, «Electric Utilities: Scale Economies and Diseconomies», *Southern Economic Journal*, no 44, 1978, pp. 883-912.

JASKOW, Paul, ROSE, Nancy, « The Effects of Technological Change, Experience and Environmental Regulation on Construction of Coal Burning Generating Units », *Rand Journal of Economics*, no 16, 1985, pp. 1-27.

JOSKOW, Paul, TIROLE, Jean, « Reliability and competitive electricity markets », document de travail, MIT, à paraître dans le *Rand Journal of Economics*, 2006, <http://www.hks.harvard.edu/hepg/Papers/Joskow.Tirole.Reliability.Apr.04.pdf>.

KEMFERT, Claudia (et al.), «The European Electricity Market – Does Liberalisation Bring Cheaper and Greener Electricity? », DRAFT, October 2003, <http://www.unioldenburg.de/speed/xdocs/pdf/EMELIEEurope.pdf>.

KEPPLER, Jan Horst, « Sécurité des approvisionnements énergétiques en Europe : principes et mesures », *Note de l'IFRI*, Avril 2007, http://www.ifri.org/files/Energie/Securite_Keppler.pdf.

KHADER, Bichara, « Géopolitique européenne de l'énergie », *Diplomatie*, no 25, mars-avril 2007, pp. 40-45.

KHADER, Bichara, «Livre vert et stratégie européenne », *Diplomatie*, no 25, mars-avril 2007, pp. 35-37.

KULIKOVA, Nina, « Mojet li enrgodialog Rossii s Evropoi stat rezultativnim ? », *Fondsk.ru*, 28 février 2007, <http://www.fondsk.ru/print.php?id=599>.

MOORHOUSE, John C., « Competitive markets for electricity generation », *The Cato Journal*, vol. 14, no 3, 1995, pp. 421-441, <http://www.cato.org/pubs/journal/cj14n3/cj14n3-3.pdf>.

OFGEM, «Securing Britain's electricity supply», *Ofgem's factsheet*, no 31, 5 décembre 2003, p. 4, http://news.bbc.co.uk/nol/shared/bsp/hi/pdfs/03_03_04securityofsupply_Dec.pdf.

OFFICE FEDERAL DE L'ENERGIE, «Jadis un luxe, aujourd'hui un bien ordinaire », *Bulletin de l'Office fédéral de l'énergie OFEN*, no 4, juillet 2008, p.15, http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=fr&name=fr_445287265.pdf.

OFFICE FEDERAL DE L'ENERGIE, «Les recherches suisses s'enflamme pour les centrales à gaz », *Bulletin de l'Office fédéral de l'énergie OFEN*, no 4, juillet 2008, p. 12,

http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=fr&name=fr_445287265.pdf

PELLION, Antoine, «The Opening of the European Electricity Markets to Competition: genesis and perspectives of an ambitious project », *Questions d'Europe*, no 66, juin 2007, http://www.robert-schuman.eu/question_europe.php?num=qe-66.

RHINE, Russell, «Economies of Scale and Optimal Capital in Nuclear and Fossil Fuel Electricity Production », *Atlantic Economic Journal*, no 2, juin 2001, pp. 203-214.

ROMERIO, Franco, ZARIN-NEJADAN, Milad, « Les risques d'approvisionnement liés à la libéralisation du marché de l'électricité », *Economie romande*, no 8, décembre 2001, pp. 23-24, <http://www.croise.ch/prestations/journal/dec2001p23.pdf>.

SALIES, Evens (et al.), « L'électricité est-elle un bien public? », *Revue de l'OFCE*, no 101, avril 2007, pp. 399-420.

SIA Conseil, « Pourquoi le prix de l'électricité augmente-t-il sur le marché non régulé? », <http://energie.sia-conseil.com/?p=575&print=1>.

STEINER, Faye, « L'industrie de l'électricité : réglementation, structure du marché et performances », *Revue économique de l'OCDE*, no 32, janvier 2001, pp. 159-201, <http://www.oecd.org/dataoecd/31/5/2731982.pdf>.

TABARLY, Sylviane, « Électricité en réseau : solidarités et dépendances », *Géoconfluences*, Brève no 5, 2003, <http://geoconfluences.ens-lsh.fr/doc/breves/2003/03-5.htm>.

VANNINI, Claire, « Service d'intérêt économique général, obligation de service public, service universel : ou en est le droit communautaire ? », *Questions d'Europe*, no 61, 14 mai 2007, http://www.robert-schuman.eu/question_europe.php?num=qe-61.

VINOIS, Jean-Arnaud, Directorate General for Energy and Transport, « Security of gas supply: Gas CoordinationGroup », Presentation for European Energy Forum Dinner Debate, Brussels, 27 February 2008, <http://eurogas.waxinteractive3.com/uploaded/European%20Energy%20Forum%20Dinner%20debate%20Gas%20Coord%20Group.pdf>.

WOO, Chi-Keung, «Efficient Electricity Pricing with Self-Rationing», *Journal of Regulatory Economics*, no 2, 1990, pp. 69-81.

WOO, Chi-Keung (et al.), «Electricity market reform failures: UK, Norway, Alberta and California», *Energy policy*, no 31, septembre 2003, pp. 1103-1115.

YERGIN, Daniel, «Ensuring Energy Security», *Foreign Affairs*, Vol. 85, Issue 2, Mar/Apr 2006, pp. 69-82.

YERGIN, Daniel, «Energy security and Markets», in KALICKI, Jan H (ed.), *Energy and security: toward a new foreign policy strategy*, Washington, D.C., Woodrow Wilson Center Press, 2005, pp. xxviii-604.

(iii) Articles de presse

«EU urges investments in nuclear power plants», *Magyar Hirlap*, 15 avril 2008, p.8.

SIWIEC, Marek, «EU stands for unity, but not with regard to energy», *Gazeta Wyborcza*, no 356, 2007, p. 41.

(iv) Sites Internet

ALERTES METEO, « Explications sur la tempête du 27 décembre 1999 », http://www.alertes-meteo.com/tempete/explication_27.htm, consulté le 19 novembre 2007.

CEER & ERGEG, http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME, consulté le 10 avril 2007.

EUROACTIF.FR, « Le système européen d'échange des quotas », publié le 1 février 2008, <http://www.euractiv.com/fr/changement-climatique/systeme-europeen-echange-quotas-emissions-ets/article-138428>, consulté le 20 février 2008.

EUROACTIF.FR, « Troisième Paquet énergétique », publié le 29 juillet 2008, <http://www.euractiv.fr/energie/dossier/troisime-paquet-energie>, consulté le 6 septembre 2008.

EUROSTAT, <http://epp.eurostat.ec.europa.eu>, consulté le 19 mars 2008.

FLORENCE FORUM, http://ec.europa.eu/energy/electricity/florence/index_en.htm, consulté le 18 mai 2007.

GAZDEFrance.FR, « GDF SUEZ : naissance d'un leader mondial de l'énergie », <http://www.gazdefrance.com/FR/A/3265/gdf-suez--naissance-d-un-leader-mondial-de-l-energie.html>, consulté le 5 septembre 2008.

GAZPROM, «About major projects», <http://www.GAZPROM.ru/eng/articles/article27150.shtml>.
IEA, «Energy statistics », <http://www.iea.org/Textbase/stats/index.asp>, consulté le 2 mars 2008.