



ÉCONOMIE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE  
ET DE L'ÉNERGIE

# Libéralisation et sécurité énergétique dans l'Union européenne

## Succès et questions

Cédric Clastres  
Catherine Locatelli

septembre 2012

Cahier de recherche n° 15/2012



# Libéralisation et sécurité énergétique dans l'Union européenne

## Succès et questions

C. Clastres<sup>1</sup>,

*Maître de conférences UPMF, EDDEN*

C. Locatelli<sup>2</sup>,

*Chargée de recherches CNRS, EDDEN*

Depuis les premières directives de 1998 instaurant l'ouverture des marchés électriques et gaziers à la concurrence, l'environnement énergétique interne et externe de l'Union européenne (UE) s'est fortement modifié. D'une part, la libéralisation induit de nouveaux risques source d'insécurité. Les incitations aux investissements de long terme, les besoins de coordination de court et long termes entre marchés ou opérateurs, et la gestion des risques à la fois prix et liés à la demande, reviennent au centre de nombreuses discussions des autorités européennes ou nationales. D'autre part, les évolutions des marchés de l'énergie remettent au premier plan les questions de sécurité énergétique. Les années 2000 sont ainsi marquées par une volatilité importante des prix sur les marchés internationaux d'hydrocarbures. Celle-ci est notamment la traduction de tensions sur les capacités de production existantes auxquelles s'ajoute la possibilité de conflits pour l'accès aux ressources en hydrocarbures. Des besoins se font sentir dans les secteurs de la production gazière, avec des gisements européens qui arrivent en fin de vie (mer du Nord), ce qui crée *de facto* une augmentation de la dépendance énergétique européenne vis-à-vis des fournisseurs extérieurs à l'Union européenne et ce en dépit de la révolution des *shale gas*. En matière de transport, la diversification des fournisseurs gaziers impose la construction de capacités de GNL ou de gazoducs de longue distance. Des contraintes similaires émergent dans le secteur électrique, où le paysage surcapitaire de l'UE a fait place à des tensions croissantes au niveau de la production, les marges de sécurité s'étant amenuisées (25 % en moyenne en Europe en 2005 avec de fortes disparités entre les pays). La création du marché unique de l'énergie, ainsi que le couplage de plusieurs marchés nationaux (Belpex, EPEX), rappelle le nécessaire développement des interconnexions et plus généralement des réseaux électriques pour assurer une fourniture à un prix reflétant les coûts de production et d'acheminement. Ces évolutions se produisent dans un contexte de relation de plus en plus poussée entre le gaz et l'électricité, le premier servant d'input pour la production du second. Les designs de marché pour ces deux énergies ne peuvent se concevoir de manière indépendante, en particulier en termes de sécurité. Celle-ci justifie de mener une analyse commune de ces deux énergies eu égard aux enjeux de sécurité de l'UE. Enfin, aux côtés de ces problématiques énergétiques, la montée des préoccupations environnementales impose de nouvelles contraintes sur la définition des politiques

---

<sup>1</sup> LEPII-EDDEN – UPMF – CNRS BP 47 - 38040 Grenoble Cedex 9 – France (e-mail : cedric.clastres@upmf-grenoble.fr).

<sup>2</sup> LEPII-EDDEN – UPMF – CNRS BP 47 - 38040 Grenoble Cedex 9 – France (e-mail : Catherine.Locatelli@upmf-grenoble.fr).

énergétiques. Celle de l'UE se doit de répondre aujourd'hui à l'exigence climatique, à l'obligation de sécurité énergétique et à celle de compétitivité.

Les ruptures introduites par les contraintes climatiques et de sécurité énergétique sont suffisamment importantes pour que l'on s'interroge sur la capacité des règles économiques et des institutions portées par le paradigme de la libéralisation des industries de réseau à répondre à de tels enjeux (Helm, 2007 ; Tallus, 2011). Les textes réglementaires édictés par l'UE évoquent un certain nombre d'outils (marchés de permis d'émissions négociables, procédures de secours mutuels entre Etats, développement de marchés et de la flexibilité contractuelle) applicables et devant être mis en place par chacun pour atteindre les objectifs fixés. L'objectif de cet article est d'examiner, dans ce nouveau contexte, les principaux enjeux de la sécurité énergétique de l'UE dans les domaines électrique et gazier, les réponses à ce jour apportées pour assurer cette sécurité et leur capacité à répondre au problème posé. Traiter dans un même article de ces deux types d'énergie se justifie doublement. D'une part, nous l'avons mentionné, les problématiques « électricité et gaz » sont de plus en plus liées, soit en tant que biens complémentaires (le gaz est input pour la production d'électricité, les offres liées « *bundle* gaz-électricité » se multiplient), soit comme biens substituables (concurrence sur certains usages finals). D'autre part, ces deux énergies n'ont pas fait l'objet d'un traitement différencié lors de l'élaboration des règles de libéralisation.

L'article vise à démontrer que les règles du « 3<sup>e</sup> paquet énergie » permettent de répondre à un certain nombre d'enjeux au cœur des problèmes de sécurité énergétique, que ce soit en matière d'infrastructures de transport (investissements dans les interconnexions), ou dans celui des capacités de pointe. Ces mesures répondent ainsi au problème de sécurité énergétique interne de l'UE. A l'inverse, les problèmes de « sécurité extérieure » de l'UE liés à la question de sa relation avec ses fournisseurs gaziers restent aujourd'hui entiers. Dans un contexte de dépendance croissante par rapport à une fourniture extérieure, le processus de libéralisation ne peut concerner l'ensemble de la chaîne gazière. Les réponses apportées à ce jour par l'UE à cette dépendance, avec le principe de diffusion des acquis communautaires et donc l'extension des règles du marché intérieur de l'UE à ses fournisseurs, ne sont pas suffisantes, voire adaptées à la sécurisation de la fourniture gazière. Cet état de fait induit des questionnements nouveaux qui mettent au premier plan l'enjeu qu'est pour l'UE la définition d'une politique énergétique extérieure commune et un « modèle gazier européen ».

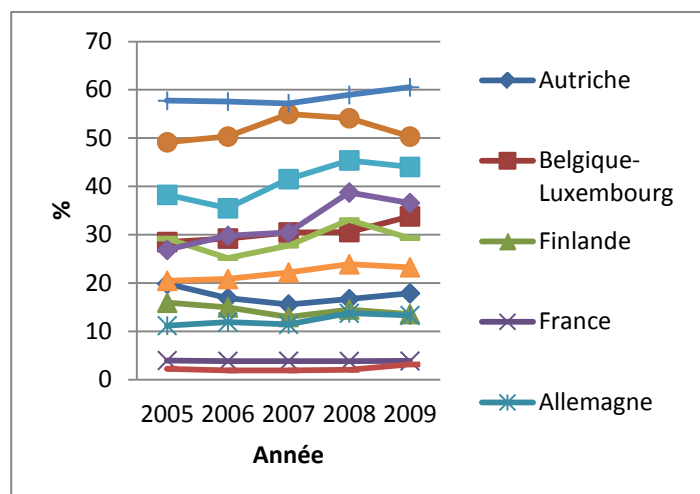
Dans une première section, nous présenterons les différents concepts et définitions de la sécurité et de la vulnérabilité énergétique. Nous leur associerons les enjeux de sécurité et vulnérabilité internes et externes à l'Union européenne. La seconde section s'attachera à présenter les différentes mesures internes et les enjeux externes de sécurité énergétique de l'Union européenne.

## **I – La sécurité énergétique de l'UE, une préoccupation croissante**

La question de la sécurité énergétique émerge dans l'agenda européen comme une préoccupation grandissante. Au cœur de cette sécurité énergétique figure incontestablement l'enjeu des nouveaux designs de marché, électrique et gazier, qui seront ou ne seront pas capables de répondre à ce problème majeur. Ces nouvelles architectures des marchés électriques et gaziers ne peuvent toutefois être conçues indépendamment l'une de l'autre. Le secteur électrique et le secteur gazier sont de plus en plus interdépendants de par les offres énergétiques couplées (*bundle*) et de par la pénétration du gaz comme input de production pour l'électricité (Ruperez-Micola & Bunn, 2004 ; Hibbard & Schatzki, 2012). En effet, les

contraintes environnementales, et le besoin de taux de rentabilité élevés et de retours sur investissements rapides favorisent les investissements dans les centrales de production à cycle combiné au gaz naturel, moins coûteuses en investissement et moins émettrices de gaz à effet de serre. Les objectifs de pénétration des énergies renouvelables (ENR) et la gestion de leur intermittence nécessitent des capacités de *back-up* souvent exercées par les centrales au gaz naturel disponibles rapidement<sup>3</sup>. La pénétration du gaz dans la production électrique se situe aujourd'hui autour de 25 % en Europe, avec de fortes disparités entre les pays (figure 1). Les pays ayant misé sur le gaz sont en priorité des producteurs (Pays-Bas ou Royaume-Uni<sup>4</sup>) mais aussi d'autres pays n'ayant pas ou peu de ressources (Espagne, Italie<sup>5</sup>, Belgique) pour lesquels le risque d'une rupture d'approvisionnement reste présent. Les prévisions de production électrique et les besoins en moyens de pointe renforcent ce lien entre le gaz et l'électricité (le gaz constituera selon les prévisions environ 30 % de la production électrique en 2030 dans l'Union européenne, (European Commission, 2010a), d'où une nouvelle problématique pour le secteur électrique dans cet environnement concurrentiel : sécuriser les approvisionnements gaziers pour minimiser le risque lié aux fluctuations de prix et à l'approvisionnement.

**Figure 1 : Part du gaz naturel dans la production totale d'électricité**



Source : composition des auteurs à partir de documents de l'AIE « Electricity information » 2007, 2008, 2009, 2010, 2011.

## 1.1 Le concept de sécurité énergétique

Enjeu de court et de long termes, la sécurité énergétique est un concept multidimensionnel revêtant des acceptions différentes et des approches et notions variées. Dans son approche la plus large, elle peut se définir par les quatre principaux éléments que sont la disponibilité de la fourniture, son accessibilité, son « affordability » et son acceptabilité sociale (Kruyt *et al.*, 2009). Un cinquième élément, la régulation, fait également partie de l'analyse de la sécurité énergétique (Sovaccol & Mukherjee, 2011). A l'opposé, l'Agence internationale de l'énergie

<sup>3</sup> Le temps de démarrage d'une centrale au gaz est de l'ordre de 10 à 30 minutes, quelques minutes lorsque la centrale est déjà en fonctionnement. L'optimum est d'utiliser pour ce *back-up* la production hydraulique qui dispose d'un temps de démarrage réduit (5 à 10 min) et quelques secondes pour les variations de production une fois en fonctionnement.

<sup>4</sup> Le Royaume-Uni est aujourd'hui un importateur net et recherche à sécuriser ses approvisionnements par des contrats indexés sur le prix du *National Balancing Point*.

<sup>5</sup> L'Espagne et l'Italie ont eu une forte stratégie de diversification pour réduire leur dépendance gazière, notamment par de nombreux projets GNL.

(IEA, 2001) en donne une définition beaucoup plus restrictive. Elle considère explicitement que « la sécurité énergétique est définie en termes de capacité physique des fournisseurs à satisfaire une demande à un prix donné »<sup>6</sup>. Elle inclut à ce titre une dimension « physique » se référant à une offre énergétique fiable et disponible en quantité suffisante et une dimension économique liée aux aspects de volatilité et de niveaux de prix. Toutefois, on peut considérer que les questions d'accessibilité et de régulation sont implicitement incluses dans les analyses relatives à la disponibilité de la fourniture énergétique. Enfin, dès que l'on s'intéresse aux enjeux de long terme, une troisième catégorie de risques est généralement introduite, à savoir les risques dits politiques. Ces derniers font référence aux enjeux de stabilité politique de long terme des régions d'importation et leurs conséquences sur les investissements dans le secteur énergétique. Les conditions d'accès aux ressources en hydrocarbures pour les investisseurs internationaux redeviennent également un enjeu important pour les pays importateurs voulant assurer leur sécurité d'approvisionnement.

Compte tenu de la position spécifique de l'UE, cet indicateur fait l'objet d'un traitement différencié pour le gaz et l'électricité. En matière gazière, la situation de dépendance de l'UE par rapport à des fournisseurs conduit principalement à tenter d'en évaluer son importance et ses conséquences au travers d'un certain nombre d'indicateurs. Il s'agit d'abord d'indicateurs de dépendance tel celui des importations d'une énergie par rapport à la consommation totale de cette énergie d'un pays. Il s'agit ensuite d'indicateurs de vulnérabilité énergétique liés à la dépendance aux importations. Différents types d'indices peuvent ainsi être mobilisés pour l'appréhender, notamment l'indice d'Herfindhal-Hirschman qui permet d'apprécier le degré de concentration de l'approvisionnement et l'indice de Shannon-Weiner pour mesurer la diversité des importations. Toutefois, ces trois notions, sécurité énergétique, dépendance et vulnérabilité, ne se recoupent pas totalement (Percebois, 2006).

Des indicateurs plus synthétiques ont également été développés pour appréhender les différents aspects de la sécurité énergétique (Scheepers *et al.*, 2007). Jansen *et al.* (2004) ont proposé une méthodologie pour rendre compte de la sécurité d'approvisionnement de long terme au travers de certains ajustements de l'indice de Shannon-Weiner. Ils permettent de prendre en considération quatre facteurs : la diversité des sources d'approvisionnement dans l'ensemble de l'offre énergétique, la diversification des importations pour chaque énergie importée, la stabilité politique de long terme des régions d'importation et les considérations d'épuisement des ressources énergétiques des pays dont sont issues les sources d'approvisionnement. Scheepers *et al.* (2007) définissent quant à eux deux indicateurs : un indice d'offre et de demande, et un indice de capacité de crise. Ce dernier reflète la capacité d'un pays ou d'une région à gérer et à s'adapter aux ruptures d'approvisionnement de court terme.

Pour l'électricité, produite dans l'UE, l'enjeu en est différent. La vulnérabilité énergétique découle principalement des problèmes de fiabilité et d'adéquation du secteur électrique pour assurer l'équilibre offre/demande en temps réel. Deux types de sécurité sont habituellement distingués : la sécurité de court terme qui permet d'assurer la fourniture en temps réel avec un maximum de fiabilité et la sécurité de long terme qui consiste en la planification des bons investissements de production ou transport pour assurer les équilibres offre/demande futurs (Joskow, 2005). Pour mesurer cette sécurité, les principaux indicateurs utilisés sont le SAIDI (mesure de la durée des coupures) et le SAIFI (mesure de la fréquence des coupures). Ces

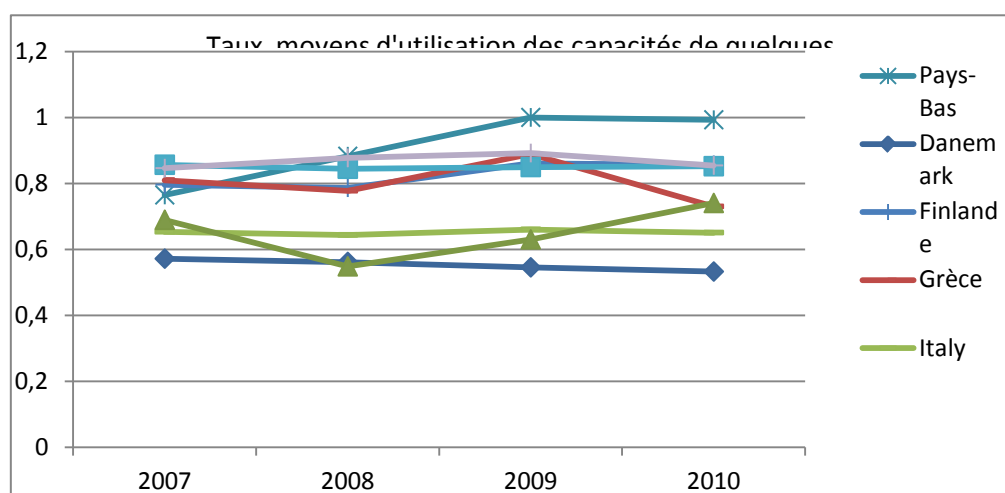
---

<sup>6</sup> Cette définition de la sécurité énergétique est largement reprise dans la littérature (Barton *et al.*, 2005). C. Winzer (2011) considère même qu'elle est la seule définition réellement acceptable.

deux indicateurs sont d'ailleurs parmi les premiers introduits dans les régulations par la performance (*performance based regulation*). Associée à ces deux indicateurs peut se rajouter la fréquence des blackouts avec leurs impacts économiques importants<sup>7</sup>, de l'ordre de plusieurs milliards de dollars pour les économies nationales (Anderson Economic Group, 2003 ; Hammachi LaCommare & Eto, 2004). Le taux de pénétration des énergies renouvelables dans le mix de production électrique dénote aussi des potentielles ruptures d'approvisionnement liées à l'intermittence. Leur rôle dans le blackout européen du 4 novembre 2006 a été souligné (CRE, 2007 ; ERGEG, 2007). La disponibilité des centrales de production est un indicateur qui permet d'appréhender, au travers du calcul des marges de sécurité d'un pays, la fiabilité du système électrique. En effet, cette disponibilité des centrales diffère fortement d'un pays à l'autre (figure 2), ce qui peut nettement réduire la sécurité des systèmes électriques, en particulier en période de pointe.

Tous ces indicateurs sont des indicateurs internes de sécurité. Les critères externes recourent ceux que nous avons évoqués précédemment.

**Figure 2 : Disponibilité moyenne des capacités de production électrique dans quelques pays européens.**



Source : Données AIE (2012).

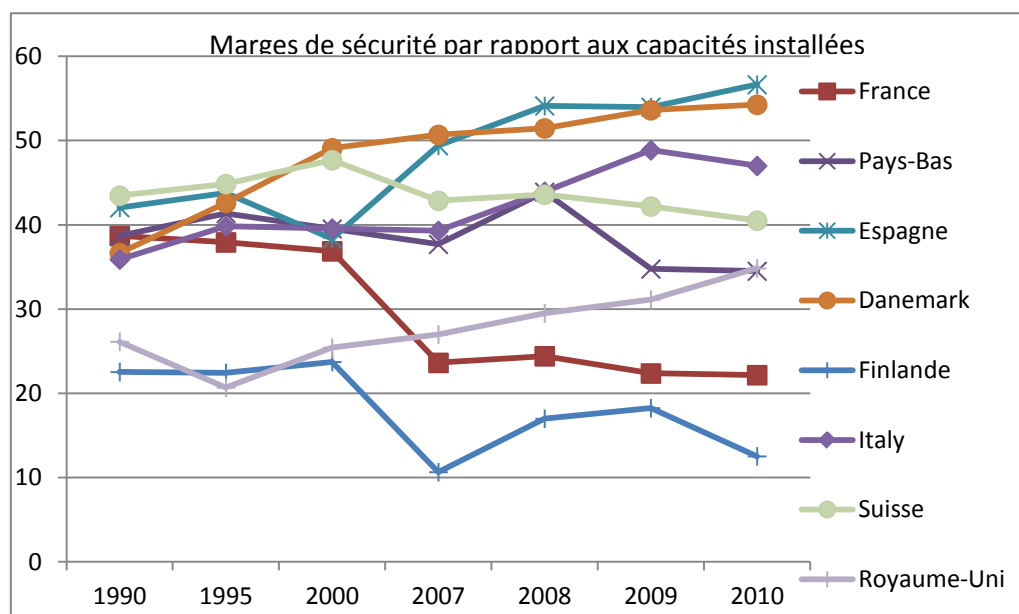
## 1.2 La vulnérabilité interne à l'UE

La première question qui se pose à l'UE est celle de la capacité des marchés libéralisés à fournir les incitations économiques permettant d'assurer un niveau d'investissements suffisant dans les capacités de production et dans les infrastructures de transport (réseaux nationaux ou transnationaux). A des périodes de surcapacité de production ont succédé des tensions sur les systèmes énergétiques, liées notamment aux incertitudes pour des investisseurs à développer les différentes infrastructures énergétiques, ainsi qu'aux contraintes réglementaires et institutionnelles sans cesse changeantes. Les différents *black-out* qu'a connus l'UE en sont la traduction. Cet enjeu de sécurité est avant tout un enjeu interne à l'UE faisant référence aux designs des marchés électriques et gaziers largement modelés par les règles et régulations mises en place par les différentes réformes.

<sup>7</sup> Même si ce concept est largement utilisé pour planifier les investissements en infrastructure, les coûts des *blackouts* renvoient également à l'évaluation de la *Value of Loss Load* largement étudiée dans la littérature (Léautier, 2012).

La fin des années 1990 et le début des années 2000 sont marqués par une baisse ou stagnation des marges de sécurité, de même que la fin des années 2000 (figures 3 et 4). Ces tendances reflètent à la fois la difficulté de construction de nouvelles infrastructures et l'incertitude quant à leur rentabilité et leur utilisation.

**Figure 3 : Marges de sécurité de quelques pays européens calculées avec les capacités installées**

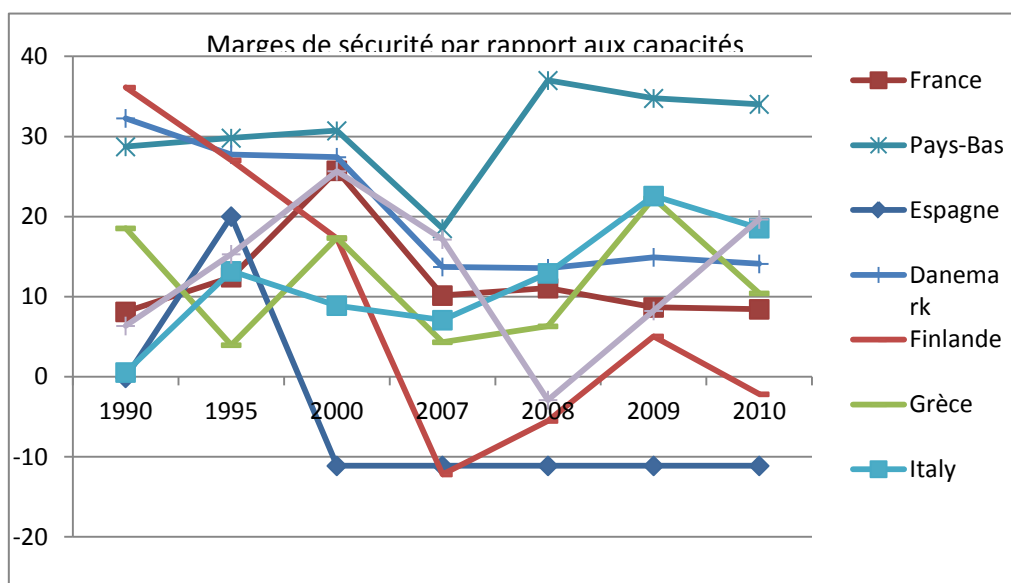


Source : Données AIE (2012).

Cette tendance est bien entendu accentuée lorsque les marges de sécurité tiennent compte de la disponibilité des moyens de production dans chaque pays (figure 3). Deux conclusions peuvent être déduites de ces analyses. La première est que de nombreux pays vont devoir faire appel aux importations pour équilibrer leur bilan électrique. Les interconnexions jouent ici un rôle prépondérant. La seconde est une nécessaire optimisation des parcs de production lorsque cela est possible, optimisation pouvant être remplacée par une extension de ceux-ci ou une gestion de la demande.



Figure 4 : Marges de sécurité de quelques pays européens calculées avec les capacités disponibles<sup>8</sup>



Source : Données AIE (2012)

#### – Les investissements dans les centrales de production de pointe

Les marges de sécurité se sont nettement réduites depuis l'ouverture à la concurrence des marchés électriques (European Commission, 2008), créant des pressions sur l'équilibre offre/demande du système électrique et faisant ressortir des besoins d'investissements en centrales de production de pointe. Les signaux de prix des marchés concurrentiels ou appliqués aux consommateurs constituent les premiers déclencheurs de ces investissements. L'absence d'investissement découle le plus souvent d'un manque d'incitation ou de visibilité claire pour que les investisseurs, publics ou privés, puissent les développer. Cette incertitude se traduit à la fois par des volatilités de prix sur les différents marchés, mais aussi par des rentes de rareté inférieures au niveau des coûts engagés pour restaurer l'équilibre offre/demande. Les investissements dans les infrastructures de pointe sont de plus largement touchés par les problèmes de *free-riding*, la sécurité énergétique qui en découle pouvant être approchée à l'aide de la théorie des biens publics (Marty, 2007). Celui qui investit dans un moyen de pointe permet d'assurer la sécurité du système et de l'approvisionnement, mais subit seul les coûts de cette sécurité et les risques de *missing money*. L'agent, généralement averse au risque, se retrouve alors dans des schémas d'attente et diffère ses investissements. Cette attente n'est certes pas forcément néfaste en termes d'optimalité puisqu'elle peut permettre de mieux appréhender les besoins et d'investir dans des infrastructures à large échelle plus efficaces et économiquement viables (Stoft, 2006). Cependant, il apparaît que l'augmentation des risques (régulation, incertitude sur les demandes) et le manque de signaux de prix suffisamment stables sur le long terme sont à l'origine du défaut d'incitation aux investissements<sup>9</sup>. En effet, les caractéristiques intrinsèques des industries de réseau et la complexité organisationnelle des marchés électriques et gaziers influent sur les signaux de

<sup>8</sup> Les cas de la France et de l'Espagne sont ici évoqués avec des taux de disponibilité des capacités assez faibles par rapport aux autres pays européens. Cependant, la tendance est respectée, à savoir une baisse des marges de sécurité et donc un accroissement des tensions sur les périodes de pointe. L'interconnexion prévue entre la France et l'Espagne trouve ici une justification.

<sup>9</sup> Cette faible visibilité est renforcée par le fait que les produits dérivés disponibles sur les marchés à terme ne sont pas de durée suffisante pour couvrir la période de rentabilité des installations de production électrique.

prix, fruits de manipulations (Smeers, 2009 ; Crampes & Créti, 2005), d'asymétries informationnelles (Lofaro, 2002 ; Spulber, 1995) ou tout simplement reflets de situations tendues (Finon & Glachant, 2008). Cette problématique des signaux de prix est également complexifiée par le fait que l'électricité et le gaz sont des commodités soumises aux missions de service public (ou de service universel). Les autorités publiques sont par conséquent susceptibles d'instaurer des plafonds sur les prix appliqués aux consommateurs finals, voire des tarifs réglementés (Defeuilley & Finon, 2009). Les investisseurs sont alors soumis à des réglementations ou des écarts prix-coûts (« ciseau-tarifaire ») sans cesse changeants (Joskow, 2008a). Leur visibilité réduite agit comme un mécanisme désincitatif pour développer de nouvelles centrales de production. Les tensions récurrentes conduisent à constater que les mécanismes de financement classiques, c'est-à-dire uniquement en fonction du fonctionnement et des prix du marché, compte tenu du risque encouru, ne sont plus forcément efficaces, et qu'il devient nécessaire d'insérer un système plus rémunérateur et incitatif que l'unique signal prix (Finon & Pignon, 2008a et 2008b ; Joskow, 2008a).

Le même problème se retrouve dans la gestion des capacités de *back-up* nécessaires pour gérer l'intermittence liée aux énergies renouvelables. Les marchés, soumis à des problèmes de liquidité ou d'interconnexion, ne suffisent pas pour assurer ce *back-up*. D'autres mécanismes incitatifs sont nécessaires pour financer ces besoins de capacités risqués. A l'image des capacités de pointe, l'obligation, pour des producteurs ENR, de détenir des contrats ou des installations de *back-up* figure parmi les options pour gérer l'intermittence des productions ENR. Les installations concernées sont souvent les mêmes que pour la production de pointe, à savoir les installations thermiques (Moreno & Martinez-Val, 2011), auxquelles se rajoutent les stockages (notamment hydrauliques) (Eurelectric, 2011). A terme, les mesures de *demand side management* pourront certainement venir compléter ces capacités de *back-up*. Les investisseurs averses au risque vont donc hésiter à développer ces moyens dont la rentabilité est entachée d'incertitudes. L'existence d'incitation, ou du moins de solution pour diminuer la perception de ces risques, est donc un passage nécessaire pour éviter des situations de plus en plus tendues (Finon & Perez, 2008).

#### – Les problèmes de développement des infrastructures de réseau

Les investissements dans les réseaux énergétiques (électriques et gaziers), en particulier sur les interconnexions, constituent l'une des priorités de l'Union européenne. Les échanges prévisionnels entre les pays sont à la hausse. Un marché mieux interconnecté faciliterait l'atteinte des objectifs concurrentiels et climatiques affichés, parmi lesquels l'amélioration de la sécurité énergétique (European Commission, 2010b). Le réseau reste une préoccupation majeure pour les autorités, aussi bien dans le secteur électrique que gazier. Cette préoccupation figure parmi les sous-jacents des politiques de restructuration industrielles de la chaîne énergétique. Dans son rapport de 2005, la Commission européenne notait que les capacités d'interconnexion restaient insuffisantes pour assurer la sécurité du système, constat renouvelé en 2009 (European Commission, 2005 et 2011). En 2010, des améliorations ont été constatées mais jugées insuffisantes. Le tiers des pays européens n'avait toujours pas atteint l'objectif de détenir des capacités d'interconnexion à hauteur de 10 % des capacités de production installées.

### 1.3 L'enjeu externe de la sécurité énergétique de l'UE : la dépendance croissante aux importations de gaz naturel

La dépendance gazière de l'UE aux importations est aujourd'hui importante, de l'ordre de 70 % et devrait croître dans le futur. Elle pourrait atteindre 80 à 91 % en 2030 selon les scénarios considérés (cf. tableau 1).

**Tableau 1 : Evolution de la dépendance gazière de l'UE sur le long terme**

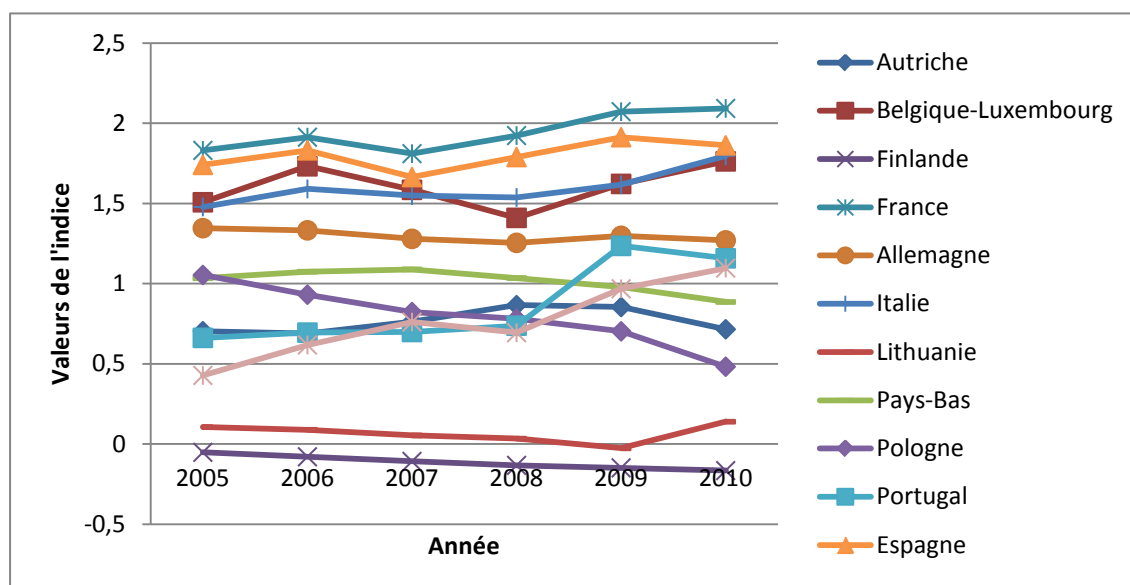
Scénarios	2000	2010	2020	2030	2040
Muddling Through	46 %	69 %	83 %	91 %	96 %
Europe Alone	46 %	69 %	79 %	81 %	76 %

Source : POLES

Les indicateurs de sécurité liés à la dépendance aux importations tels les indices d'Herfindhal-Hirsschman et de Shannon-Wiener montrent toutefois que cette dépendance est très variable selon les pays considérés. Les pays d'Europe centrale et orientale présentent les taux de dépendance les plus élevés, mais à l'inverse la part du gaz naturel dans leur mix énergétique reste relativement faible comparativement à l'Allemagne par exemple. Ces différences reflètent des situations nationales contrastées, notamment en termes de mix énergétique, en particulier pour la production d'électricité. Elles résultent également de politiques énergétiques particulières ou de dotations en ressources naturelles. Ces taux de dépendance ont leur traduction dans des degrés de vulnérabilité variables qui reflètent pour une large part des niveaux de diversification des fournisseurs gaziers extrêmement contrastés. Ce sont à nouveau les pays d'Europe centrale, comparés à l'Europe des quinze, qui montrent des niveaux de vulnérabilité de l'approvisionnement gazier très élevés. Les pays baltes et la Finlande présentent le même profil (figures 5 et 6).

Cette dépendance et cette vulnérabilité même croissantes ne sont pas nouvelles. Elles conduisent toutefois l'UE au début des années 2000 à reconsidérer la fiabilité de son approvisionnement et donc de sa sécurité gazière. Les deux crises gazières avec l'Ukraine, la volatilité des prix des hydrocarbures, le retour du « nationalisme pétrolier » (Stevens, 2008) avec la fermeture de certains pays producteurs aux investisseurs étrangers, ont conduit à un environnement international perçu comme étant de plus en plus risqué. Dans le même temps, les directives de libéralisation des industries gazières induisent une nouvelle distribution des risques et des bénéfices tout au long de la chaîne gazière. Elles modifient le partage des risques et des bénéfices entre l'UE et ses fournisseurs, notamment en en déstabilisant les relations contractuelles. Elles sont donc susceptibles de mettre en cause les mécanismes sur lesquels s'était construite sa sécurité d'approvisionnement.

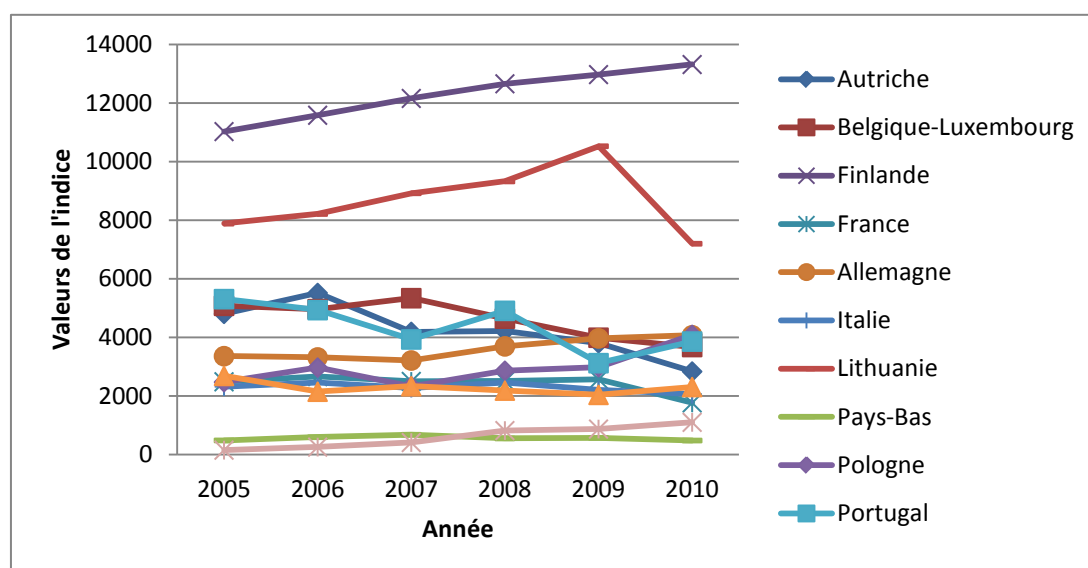
**Figure 5 : Dépendance aux importations gazières : l'Indice de Shannon**



Source : composition des auteurs à partir des données de « BP Statistical Review » 2006, 2007, 2008, 2009, 2010, 2011

Un indice de Shannon-Wiener élevé signifie que les pays ont une diversification importante de leurs approvisionnements, contrairement à un indice tendant vers 0 pour ceux qui ne sont tributaires le plus souvent que de quelques fournisseurs. Les premiers (France, Espagne, Italie, Belgique-Luxembourg, Allemagne) sont moins vulnérables à un risque de rupture d'approvisionnement que les seconds (Finlande, Lituanie, Autriche, Pologne).

**Figure 6 : La vulnérabilité mesurée par l'Indice d'Herfindhal-Hirschmann**



Source : Composition des auteurs à partir des données de « BP Statistical Review » 2006, 2007, 2008, 2009, 2010, 2011

L'Indice d'Herfindhal-Hirschmann (HHI) mesure quant à lui le poids des fournisseurs dans l'approvisionnement d'un pays. Un pays sera d'autant plus vulnérable au comportement d'un

fournisseur que le HHI sera élevé, niveau signifiant qu'un fournisseur est en position dominante pour fournir le pays. La Finlande et la Lituanie sont selon cet indice les plus vulnérables. La France, l'Espagne, le Royaume-Uni, les Pays-Bas le sont beaucoup moins, parce qu'ils disposent soit d'une production nationale, soit d'un approvisionnement suffisamment diversifié pour diluer le poids des fournisseurs dans leurs approvisionnements.

– *La mise en cause des contrats de long terme*

La libéralisation des marchés gaziers de l'UE et la dépendance aux importations gazières ont leur traduction dans de nouveaux enjeux de sécurité énergétique. La libéralisation tend à mettre en cause les contrats de long terme de type TOP passés avec les fournisseurs extérieurs. Ceux-ci ont été au cœur de la sécurité d'approvisionnement de l'UE. Selon la théorie des coûts de transaction et des contrats incomplets, ces contrats se justifient de par la spécificité des actifs impliqués, notamment dans le transport. Cette caractéristique est susceptible d'induire des stratégies de *hold up*, compte tenu des comportements opportunistes des agents (Williamson, 1985). Ces contrats permettent également d'éliminer d'autres externalités, tels les problèmes de *free rider* et de double marge (Talus, 2007).

Les contrats gaziers sont des contrats de long terme particuliers qui se caractérisent par un certain nombre de clauses dont celles dites de *Take or Pay*. Leur objectif est de permettre un partage du risque prix (clause d'indexation des prix) et du risque volume (clauses de flexibilité, d'enlèvement...) entre le producteur et le consommateur tout au long de la chaîne gazière (Hubbard & Weiner, 1986 ; Boussena, 1999). A ce titre ils produisent de la sécurité. Ils offrent la possibilité de développer des systèmes d'approvisionnement gazier stables et matures. Ils assurent que des investissements substantiels sont effectués dans la production et le transport, notamment pour l'exportation. Le producteur est en effet assuré de vendre les volumes produits. Dans le même ordre d'idées, la logique d'indexation des prix du gaz naturel sur les énergies concurrentes dans les usages finals permet au consommateur de se couvrir contre le risque prix (Konoplyanik, 2010).

Les contrats de long terme sont l'objet d'une mise en cause au nom des principes concurrentiels promus par l'UE (Glachant & Hauteclouque, 2009 ; Talus, 2011). Ils constituent aux yeux des autorités de l'UE des barrières à l'entrée pour de nouveaux acteurs potentiels et freinent le développement de la nécessaire liquidité des marchés (Percebois, 2008b). Ces contrats poseraient problème au niveau de leur durée (20-30 ans) ainsi qu'au niveau de certaines de leurs clauses. Objet de controverses et de débats, le processus de libéralisation pour l'heure ne supprime pas ces formes contractuelles, mais tend à une modification voire une suppression de certaines de leurs clauses, jugées incompatibles avec la libéralisation et la création d'un marché unique du gaz naturel. Au nom de ces principes, la clause de destination finale, la clause de restriction territoriale ou la clause d'usage ont été supprimées alors que du côté des producteurs, elles pouvaient être considérées comme des instruments leur permettant de réduire les risques de marché (Konoplyanik, 2005).

D'autres clauses jugées « contestables » font l'objet de négociations pour des aménagements. On peut citer celles relatives à la durée du contrat, à la flexibilité des enlèvements (niveau d'enlèvement minimum et maximum) et à la formule d'indexation des prix. Les débats sont particulièrement importants concernant cette dernière, entre les partisans et les opposants à l'indexation sur les prix des produits pétroliers (Stern, 2007 et 2009 ; Stern & Rogers, 2011 ; Konoplyanik, 2010), notamment en raison des évolutions des prix sur les marchés spot. Deux logiques de formation des prix sont aujourd'hui à l'œuvre dans l'UE, celle des marchés spot

et celle des contrats de long terme. Alors que les prix des contrats TOP, généralement indexés sur les prix des pétroles bruts ou des produits raffinés, ont suivi l'évolution de ces derniers, les prix du gaz naturel et du GNL vendus sur les marchés libres se sont effondrés du fait de la surabondance de gaz. Il en résulte des baisses significatives des cours sur les marchés spot et un découplage important entre les prix spot et les prix des contrats de long terme. Ces évolutions divergentes de prix ont amené un certain nombre de compagnies gazières européennes à demander à leurs fournisseurs (Algérie, Norvège, Russie) une modification de la formule d'indexation des prix dans les contrats TOP signés. Toutefois, le problème relatif à l'utilisation d'alternatives fiables à l'indexation sur les prix du pétrole reste entier. La fiabilité des prix issus des marchés spot, compte tenu d'un volume d'échanges insuffisant sur ces marchés, demeure une des principales contraintes à leur utilisation dans les formules d'indexation des contrats de long terme (Frisch, 2010).

– *Le développement des réseaux de transport gazier transnationaux mis en cause par la libéralisation*

La stratégie de diversification de l'approvisionnement gazier de l'UE est, dans un contexte de libéralisation de ses industries gazières, perçue comme un facteur clé de sa sécurité énergétique. Compte tenu de sa dépendance gazière vis-à-vis d'une fourniture extérieure, la réalisation de gazoducs transnationaux de longue distance, dans un tel environnement institutionnel, est un des enjeux importants de cette problématique.

Toutefois, certaines des règles promues par l'UE dans le cadre de la libéralisation de ses industries gazières posent question quant aux incitations économiques qu'elles sont susceptibles de produire. Les règles d'*unbundling* patrimonial et d'ATR (accès des tiers au réseau) sont susceptibles d'induire des problèmes de rentabilité, de faisabilité et donc de crédibilité des projets de gazoducs transnationaux. Elles peuvent soit retarder soit modifier les décisions et les choix d'investissements des sociétés gazières des pays européens et des pays producteurs, en matière de renouvellement ou d'accroissement des capacités de transport (Dorigoni & Pontoni, 2008). Il est difficile d'imaginer ces compagnies s'engager dans le financement (considérable) de gazoducs sur longue distance sans disposer dans le même temps de capacités de transport réservées sur les gazoducs construits (Hubbard & Weiner, 1991).

L'arbitrage et l'équilibre à trouver entre les objectifs de concurrence et ceux de sécurité gazière sont ici particulièrement importants. Un système d'allocation des capacités de court terme peut sembler du point de vue des enjeux concurrentiels un élément important. Mais du point de vue de la sécurité énergétique, la réservation de capacités de long terme est un facteur nécessaire à la réalisation des investissements dans les infrastructures de longue distance (Talus, 2011). Le problème de « discordances contractuelles » entre des contrats de fourniture de long terme et des contrats de réservations de capacité de plus court terme est de la même manière un problème majeur (Talus, 2011 ; Konoplyanik, 2005).

## **II - Les réponses de l'UE au problème de sécurité énergétique**

Les tensions enregistrées sur les marchés électriques et gaziers ont conduit les autorités de l'UE à modifier continuellement les règles qui en régissent l'organisation, les secteurs amont (production) ou intermédiaire (réseau) étant ceux qui ont connu les modifications les plus profondes (Green, 2007). Le « 3<sup>e</sup> paquet énergie » (2009) s'inscrit dans cette logique. Il entend ainsi répondre à un certain nombre de problèmes organisationnels, concurrentiels et de



sécurité énergétique qui se posent à l'UE par l'approfondissement des règles de concurrence mais aussi de régulation, et par la création du marché unique européen de l'énergie (gaz et électricité). Certaines de ses règles, tant dans le domaine électrique que gazier, permettent de répondre aux problèmes de sécurité qui se posent en interne à l'UE. A l'inverse, elles laissent pour une large part sans réponse la question de la sécurité de son approvisionnement extérieur en gaz naturel.

## 2.1 Les mesures internes à l'UE pour résoudre la sécurité énergétique

### – Les incitations au développement des réseaux et d'interconnexions

Les autorités recherchent une structure organisationnelle optimale des gestionnaires de réseaux qui aux côtés des différents mécanismes incitatifs développés permettront d'optimiser la gestion des systèmes de transport. Les nouvelles directives européennes (European Commission, 2009a et 2009b) recommandent la modification de la structure organisationnelle des GRT (gestionnaire de réseau de transport) pour se diriger soit vers un Independent System Operator (ISO), soit vers un Independent Transmission System Operator, ITSO (Pollitt, 2008). Cette modification organisationnelle poursuit plusieurs objectifs :

- renforcer la concurrence sur les marchés gaziers et électriques par l'indépendance accrue des GRT ;
- favoriser l'intégration du marché énergétique européen en facilitant la coordination entre les GRT (Hogan *et al.*, 2010 ; Rious *et al.*, 2008), les investissements dans les réseaux (Joskow & Tirole, 2005 ; Buchan, 2007) et l'utilisation des capacités de transport et d'interconnexion (Chevalier & Percebois, 2007 ; Steiner, 2001).

Les différentes visions théoriques ne permettent pas de trancher les effets d'une telle séparation, la plupart des études notant un avantage de la séparation juridique (*legal unbundling*) par rapport à la séparation en propriété (*ownership unbundling*) (Bremberger *et al.*, 2012). La séparation en propriété à elle seule n'assurera pas forcément que les investissements seront entrepris (Fiocco, 2010) et nécessite d'être réalisée conjointement avec les bonnes incitations à l'investissement (Léautier & Thelen, 2007). Les observations empiriques semblent être moins partagées, la séparation, avec privatisation et *performance-based regulation*, ayant bien fonctionné en Angleterre et les systèmes d'ISO sur le continent américain (Joskow, 2005 ; Joskow, 2008a).

Les incitations économiques aux investissements, à la fois pour les GRT ou investisseurs privés potentiels, sont au cœur du débat du développement des infrastructures réseaux. Les signaux de court terme donnés par le réseau (congestions) ne sont en général pas suffisants pour lancer des investissements dont les coûts ne seront potentiellement pas complètement couverts. Des primes d'accès au réseau redistribuées (*grid access fees*) pourraient s'avérer nécessaires pour pallier l'aversion au risque des investisseurs et les rendements d'échelle croissants des installations (Rious *et al.*, 2008 ; Hogan *et al.*, 2010). La théorie sur les *financial transmission rights* (FTR) a notamment étudié les schémas de rémunérations incitatives complétant les revenus usuels liés à la régulation. Les recherches effectuées montrent la complémentarité des approches planifiées et de marché pour optimiser l'utilisation et l'efficacité du système (Kristiansen & Rosellon, 2006 ; Littlechild & Skrek, 2008 ; Joskow & Tirole, 2005). Les régulateurs disposent par conséquent de plusieurs outils

pour assurer ces incitations et éviter des conflits entre intérêts privés et collectifs, conflits pouvant réduire la sécurité des systèmes (Rious *et al.*, 2008).

La première incitation se situe dans la régulation appliquée au revenu lié à l'activité de transport. La définition et l'application du mode de régulation et de détermination des tarifs ATR constituent le soubassement de toute activité concurrentielle pour ces industries (Joskow, 2008b). L'indépendance du régulateur s'avère une condition nécessaire pour assurer cette mission (Armstrong & Sappington, 2006). Il se doit de définir un taux de rendement accordé sur les investissements effectués adapté pour tenir compte à la fois du besoin de l'investissement et de ses bienfaits en termes de sécurité et de concurrence. A côté de ces taux de rendement, les régulateurs définissent des objectifs de qualité, le développement des régulations incitatives ayant dégradé certains critères de sécurité ou de qualité de fourniture (Ter-Martirosyan & Kwoka, 2010). Ces mesures peuvent s'avérer optimales car les gains en bien-être collectif liés à l'efficacité et à la qualité du service offert sont souvent plus importants que les gains en surplus du consommateur liés à une variation du niveau de prix (Joskow, 2008b)<sup>10</sup>. Les régulations ont donc une nouvelle fois été adaptées pour tenir compte de la sécurité et de la qualité de fourniture. A cet effet, elles incorporent désormais pour la plupart un revenu corrélé à ces deux objectifs, la qualité de fourniture des biens étant étroitement liée à la sécurité de fourniture (Joskow, 2008a). La formule de calcul usuelle d'un *price-cap* est enrichie d'une variable qui mesure l'atteinte des objectifs et le cas échéant la redistribution des revenus associés (Ajthodia *et al.*, 2006). Cette redistribution s'ajoute au taux de rendement autorisé du capital, taux qui peut varier en fonction de la nature des investissements et du risque associé. Ces régulations sont toujours soumises aux problèmes informationnels usuels, avec une part plus importante de hasard moral aux côtés de la sélection adverse car les régulateurs n'observent qu'imparfaitement les actions des différents GRT/GRD pour satisfaire les objectifs de qualité (Joskow, 2008b). La théorie des contrats de régulation, permettant à une entreprise régulée de se discriminer et de choisir parmi un menu le bon contrat en fonction de son type (Baron & Myerson, 1982 ; Laffont & Tirole, 1993), permet de transférer ces asymétries d'information du régulateur vers l'entreprise régulée. Cette théorie a été appliquée au Royaume-Uni avec un certain succès. L'ajout de critère de qualité (SAIDI ou SAIFI) dans la régulation a également permis d'augmenter l'efficacité de l'activité de transport (Joskow, 2008b ; Ter-Martirosyan & Kwoka, 2010), et pourrait avoir un impact sur l'adoption des innovations dans les réseaux. En Italie, les objectifs de qualité assignés au GRD et la régulation associée ont réduit significativement les indicateurs SAIDI et SAIFI ainsi que les écarts en termes de sécurité d'approvisionnement entre le nord et le sud du pays, en favorisant les investissements (Ajthodia *et al.*, 2006). Le régulateur français a également opté pour cette régulation incitative par la qualité sur ses réseaux de transport à la fois électrique et gazier (CRE, 2010). Les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) comportent des éléments incitatifs pour assurer la qualité de fourniture électrique. Ces éléments sont basés sur la fréquence et la durée des coupures, les prestations aux clients ou encore sur la gestion des pertes en ligne. En 2010, les TSO (RTE) et DSO (ERDF) n'ont pas réussi à atteindre les objectifs de continuité de fourniture, encourant des pénalités respectives de 4,2 M€ et 25,5 M€ (CRE, 2011).

---

<sup>10</sup> Joskow (2008b) note également que l'impact sur les consommateurs et le bien-être d'une augmentation de qualité peut s'avérer plus important que les gains liés à la tarification ATR. Or, cette problématique de la régulation des réseaux a fortement occupé les décideurs ces dernières années. Bremberger *et al.* (2012) confortent cette idée et notent dans leur modélisation qu'une baisse de 18,65 % du tarif ATR entraînerait une baisse de 0,41 % du prix de l'énergie.



La seconde incitation est sans doute dans les procédures d'exemption prévues par les directives et mises en place par les régulateurs. Les procédures d'exemption sont une incitation supplémentaire, associée au taux de rentabilité, accordée par le régulateur pour favoriser les investissements et permettre de réduire l'impact du *free-riding* (Glachant *et al.*, 2008)<sup>11</sup>. Cette exemption peut toucher tous les investissements en infrastructures (réseaux, stockages gaziers) ayant comme caractéristiques communes de favoriser la concurrence (ou le décloisonnement de zones de consommation) et dont la viabilité sous le régime incitatif existant n'est pas assurée. Ces procédures d'exemption sont susceptibles de favoriser les investissements à la fois des GRT et des investisseurs privés (*merchant investment*). La théorie des *merchant lines* développe les incitations nécessaires à un opérateur pour qu'il réalise des investissements dans le réseau et les interconnexions (Joskow & Tirole, 2005 ; Kristiansen & Rosellón, 2006 ; Hogan *et al.*, 2010). Il se rémunère alors sur les rentes de congestion ou au travers de l'activité commerciale permise par son réseau. Ce réseau peut de plus bénéficier de procédures d'exemption pour renforcer le caractère incitatif de l'investissement. Ces investissements, pour l'heure encore peu nombreux, peuvent s'avérer sous-optimaux d'un point de vue collectif, la rentabilité privée prenant le dessus sur son bénéfice social (Léautier & Thelen, 2007). De plus, le besoin de couverture des coûts fixes peut nécessiter la recherche d'un certain pouvoir de marché qui lui-même est synonyme de sous-investissements (Stoft, 2006). Il semblerait donc que l'autorité publique soit indispensable dans la planification des investissements marchands pour optimiser le bien-être collectif ; d'autant qu'au regard de certains travaux théoriques (Percebois, 2008a), les bienfaits des interconnexions dépendent des pondérations définies dans le bien-être collectif et associées aux fonctions objectifs des différents acteurs économiques<sup>12</sup>. Les *merchant lines* apparaissent donc pour certains auteurs comme un complément plutôt qu'un substitut à la planification (Joskow, 2006). L'une des principales difficultés réside dans le fait de trouver des investissements privés suffisamment bénéfiques pour l'investisseur, et de désigner des mesures incitatives pour favoriser les partenariats publics/privés pour assurer ces investissements (European Commission, 2010b). Les modes de régulation tarifaire décidés par les régulateurs sur les interconnexions ainsi que les procédures d'exemption accordées à certains investissements renforcent les pouvoirs incitatifs de la régulation.

Une troisième incitation provient de financements directs par des fonds spéciaux européens ou nationaux. A titre d'exemple, pour compléter les initiatives nationales, la Commission européenne prévoit la mise en place d'un fonds de financement des infrastructures transeuropéennes pour des projets sélectionnés et d'intérêt européen, et souhaiterait simplifier les procédures d'investissement (European Commission, 2011a).

Enfin, le développement des interconnexions peut être stimulé par un meilleur contrôle de la redistribution des revenus liés aux enchères pour l'utilisation des interconnexions existantes. Une enquête sectorielle (European Commission, 2007) remet en cause cette redistribution, notamment en ce qui concerne la proportion des revenus réinvestis pour régler les congestions, qui ne représente en général qu'une faible part de ces gains. Or, cette redistribution des revenus de congestion agit fortement dans le développement des réseaux futurs (Glachant & Pignon, 2005). Toutefois, l'objectif affiché ne doit pas être la recherche

<sup>11</sup> Cependant, le problème du *free-riding* existe toujours car une nouvelle ligne détend le système pour tous et, en cas de congestions, peut subir les sous-investissements ambiants. Mais l'exemption permet toutefois à l'investisseur d'avoir les droits pour opérer cette nouvelle ligne, ce qui réduit l'impact des caractéristiques physiques du réseau et donc restaure une certaine incitation.

<sup>12</sup> C'est-à-dire de l'importance du surplus des consommateurs par rapport aux profits réalisés par les opérateurs.

d'une absence de congestion. Toute redistribution ou tentative visant à faire disparaître les congestions serait inefficace. Elle serait extrêmement plus coûteuse à mettre en œuvre que la gestion des congestions (Stoft, 2006). Les décideurs ou investisseurs se doivent de comparer le coût marginal de construction aux différentiels de prix entre deux nœuds reliés par la ligne congestionnée (Joskow & Tirole, 2005) ou aux coûts liés aux enchères, avant de choisir et de lancer les investissements.

Les investissements en interconnexions et les couplages des marchés permettent de mieux sécuriser le système et d'améliorer l'utilisation des capacités. Créer le marché unique impose effectivement de diminuer les barrières techniques et économiques aux échanges. Réduire ces barrières ne veut cependant pas dire surinvestir pour essayer de les faire disparaître. En effet, Steven Stoft (2006) note qu'un investissement optimal dans les infrastructures de transport :

- n'élimine pas toutes les congestions ;
- ne minimise pas les coûts de court terme des consommateurs ;
- doit permettre de minimiser le coût total du transport et le coût total de production.

*– Les réponses au problème de la pointe : la question tarifaire*

L'incertitude sur les fonctionnements des nouvelles installations ainsi que sur les différents niveaux de prix sont les freins majeurs aux nouveaux investissements<sup>13</sup>. Pour réduire cette incertitude, le revenu lié de la vente de l'énergie doit être associé à un autre revenu, issu de principes soit de marchés soit réglementaires. Autrement dit, ce complément peut se faire soit par des règles (tarifs d'achat garantis ou contrats entre producteurs et gestionnaires de réseau), soit par des mécanismes de marché avec le développement de marchés de capacités (Khalfallah, 2011). En effet, aux côtés des contrats de long terme entre producteurs et fournisseurs et du développement de la *demand response*, les marchés de capacités se sont développés pour restaurer l'équilibre financier des productions de pointe (Cramton & Stoft, 2005). Ces marchés peuvent réintroduire une bonne incitation, pour investir dans des technologies de production à la fois nécessaires et localisées efficacement. Empiriquement, l'efficacité des marchés de capacité reste inégale au sein des pays les ayant introduits. Tous n'émettent pas des signaux de prix permettant effectivement de compléter la rémunération de la vente seule d'énergie à la hauteur du coût marginal de long terme de la capacité de pointe (Joskow, 2005 et 2008a).

Certains pays ou Etats ont opté pour des plafonds de prix sur les marchés de gros rehaussés pour restaurer les incitations aux investissements de pointe. En effet, un marché concurrentiel doit envoyer les bons signaux de prix pour déclencher les investissements, en particulier lorsque les acteurs sont privés (Joskow, 2008a). Le marché électrique, et ses spécificités (demande inélastique, volatilité des prix, etc.), modifie cette fonction des prix en rendant les investissements beaucoup plus risqués que dans d'autres industries. A ces incertitudes s'ajoutent celles liées à la régulation et aux pouvoirs publics qui, au nom de l'intérêt des consommateurs et de la spécificité du bien « électricité » (bien de première nécessité), peuvent établir des plafonds de prix pour les consommateurs.

*– Les réponses au problème de la pointe : la gestion de la demande*

---

<sup>13</sup> Bien qu'il soit important, nous n'analyserons pas ici un autre type de frein à ces investissements lié aux principes du BANANA ou NIMBY.

Les actions sur la demande apparaissent aujourd'hui comme un bon substitut au développement de moyens de production de pointe pour réduire les tensions sur les systèmes électriques. Elle constitue un levier supplémentaire pour assurer la sécurité du système électrique. Ainsi, des programmes de *demand response* (DR) se développent dans le monde souvent associés au développement en parallèle des réseaux intelligents (*smart grids*). De nombreuses études donnent des résultats tout à fait encourageants quant aux potentiels d'économie d'énergie possibles (Faruqi *et al.*, 2007 ; Faruqi *et al.*, 2010b). Les économies peuvent aller de 5 à 20 % de la consommation de pointe en fonction des instruments utilisés. Lorsqu'un seul instrument est utilisé, les meilleurs résultats sont obtenus avec une tarification dynamique (Faruqi & Sergici, 2010). L'utilisation de plusieurs outils (système d'information des consommateurs et tarification dynamique) permet d'accroître l'efficacité du système. Une gestion automatisée permet également une meilleure optimisation des systèmes et réduit les risques de déplacement de la période de pointe. L'utilisation de la DR permet également l'émergence de nouvelles offres sur le marché, comme par exemple les offres d'effacement. Ces offres nécessitent une adaptation de la structure industrielle du secteur électrique par une redistribution des revenus équitables (Crampes & Léautier, 2010).

## **2.2 La difficile gestion de la sécurité extérieure de l'UE par l'exportation des acquis communautaires**

A ce jour, la gestion de la sécurité énergétique extérieure de l'UE a essentiellement consisté à tenter d'élargir son modèle concurrentiel d'organisation des marchés gaziers aux pays fournisseurs et de transit, afin de pouvoir mettre en œuvre une réforme cohérente sur l'ensemble de la chaîne gazière. Cette démarche se heurte toutefois aux intérêts et stratégies de certains gros producteurs comme la Russie et l'Algérie. La sécurité d'approvisionnement en gaz doit être un objectif essentiel dans la définition de l'architecture du modèle gazier européen. De ce point de vue, les enjeux de court et de long termes sont sensiblement différents. Il importe sans doute aujourd'hui de définir une démarche plus équilibrée que la seule approche concurrentielle, afin notamment que le marché gazier européen reste sur le long terme un marché attractif pour les producteurs gaziers.

– *Contrat de long terme versus accès aux ressources des pays producteurs ?*

Un des enjeux fondamentaux de l'UE est celui de sa capacité à gérer sa sécurité gazière par l'exportation des acquis communautaires à ses fournisseurs et aux pays de transit. L'objectif visé par l'UE est d'établir un espace commun de régulation, de normes et de règles (Belyi, 2009). Cette approche, principalement portée par le traité sur la Charte de l'énergie et les politiques de voisinage, constitue le socle de ses négociations avec ses principaux fournisseurs de gaz naturel. Deux facteurs sont plus particulièrement à mettre en exergue. D'un côté, le protocole de transit du traité de la Charte de l'énergie<sup>14</sup> participe à la sécurisation de l'approvisionnement de l'UE en favorisant la diversification des pays fournisseurs et la concurrence. De l'autre, la diffusion des acquis communautaires aux pays producteurs permettrait à l'UE de sécuriser son offre de gaz en garantissant la possibilité pour ses compagnies gazières d'accéder aux ressources en hydrocarbures des producteurs. L'accès aux ressources des pays producteurs se présente du point de vue de la sécurité énergétique comme l'alternative aux contrats de long terme. La Charte de l'énergie est un traité d'investissement multilatéral qui garantit les investissements dans l'amont pétrolier et gazier pour les

---

<sup>14</sup> Le protocole de transit de la Charte (2000) précise notamment les conditions de l'accès aux pipelines. Il définit les principes de tarification du transit, les capacités disponibles et les vols au cours du transit.

compagnies pétrolières internationales (Wälde, 2008). Le principe de souveraineté des Etats sur les ressources naturelles n'est pas mis en cause. Mais elle établit en effet une série de règles en matière d'échanges, de transit et d'investissements, qui ont pour objectif de libéraliser les investissements et les flux énergétiques (Haghighi, 2007).

Cette vision de la structuration des marchés et des industries de gaz naturel s'oppose profondément au modèle centré sur l'intégration verticale, les compagnies d'Etat, un accès contrôlé à leurs ressources en hydrocarbures par l'Etat, voire une concurrence limitée qu'entendent développer certains producteurs comme la Russie. Le refus de celle-ci de ratifier le traité sur la Charte de l'énergie ou ses violentes oppositions à la clause du pays tiers du 3<sup>e</sup> paquet énergie<sup>15</sup> (qui conduit à restreindre la stratégie d'intégration de Gazprom sur le marché européen) en rendent parfaitement compte. Dès lors, la politique de sécurisation de ses approvisionnements choisie par l'UE rencontre d'importantes limites et contraintes.

#### Encadré 1 : La clause du pays tiers et la Russie

Les réponses que Gazprom entend mettre en œuvre pour préserver ses parts de marché dans un environnement concurrentiel se déclinent principalement dans une stratégie d'intégration vers l'aval sur le marché européen. Certaines des règles du 3<sup>e</sup> paquet énergie, la clause du pays tiers (« *Third country clause* ») parfois qualifiée de clause anti-Gazprom (combinée à *unbundling patrimonial*<sup>16</sup>) visent à limiter ce type d'adaptations stratégiques. Ces règles excluent qu'un producteur et fournisseur comme la Russie puisse détenir une part majoritaire dans les réseaux de transport de l'UE ou être un TSO (*Transmission System Operator*) dans un Etat membre (Willems *et al.*, 2010). Les renégociations du contrat de transit gazier entre la Pologne et la Russie illustrent déjà les implications d'une telle règle. La gestion de la section du gazoduc Yamal en Pologne jusque-là assurée par EurRoPol Gaz, joint venture entre la compagnie polonaise PGNiG et Gazprom, sera désormais aux mains de l'opérateur polonais Gaz-System<sup>17</sup>.

#### – Le défi : une politique énergétique extérieure commune ?

L'UE est aujourd'hui à la recherche d'une réponse plus équilibrée aux problèmes de sécurité de ses approvisionnements. Certaines dispositions réglementaires du 3<sup>e</sup> paquet énergie le montrent. En particulier, celui-ci permet de répondre aux problèmes d'incitations en matière d'investissement dans les réseaux de gazoducs transnationaux au travers de la définition de droits prioritaires. Pour des raisons de sécurité gazière en particulier, si l'infrastructure considérée permet d'accroître la diversification de l'approvisionnement gazier, des exemptions aux règles d'accès aux tiers, à l'*unbundling* et au système de tarification sont autorisées pour une période de temps donné (Goldberg, 2009). Mais l'enjeu fondamental auquel est confronté l'UE est sans doute celui de la définition d'une politique énergétique extérieure commune. Officiellement évoquée dans de nombreux textes de l'UE (European

<sup>15</sup> La clause du pays tiers entend garantir le fonctionnement concurrentiel des marchés gaziers européens face aux politiques d'investissements des producteurs gaziers extérieurs qui rechercheraient une politique d'intégration vers l'aval sur les marchés européens.

<sup>16</sup> L'action d'*unbundling* consiste en une séparation juridique ou comptable des divers segments de la chaîne gazière pour éviter l'intégration verticale considérée comme une barrière à l'entrée pour les nouveaux acteurs.

<sup>17</sup> Ce dernier s'est par ailleurs engagé à un fonctionnement en accès aux tiers pour la capacité non réservée du gazoduc (Poland and Russia reach compromise deal with EU on long term gas supply and transit, *Gas Matters*, Dec. /Jan. 2011).

Commission, 2011b), cette stratégie semble cependant pour l'heure extrêmement difficile à mettre en œuvre tant sont contradictoires les situations énergétiques et les intérêts des Etats membres de l'UE. Qui plus est, celle-ci ne peut sans doute se concevoir sans un vrai dialogue avec les producteurs car au problème de sécurité d'approvisionnement de l'UE répond le problème de la sécurisation de la demande du côté des producteurs. Seules des situations « win-win » producteurs-consommateurs sont susceptibles d'apporter des réponses crédibles au problème de sécurité de la fourniture gazière de l'UE. On peut faire l'hypothèse qu'au moins concernant certains de ses fournisseurs traditionnels, telle la Russie, ces réponses sont susceptibles de se structurer autour des notions de réciprocité et donc d'intégration verticale vers l'*upstream* pour les compagnies gazières européennes et vers le *downstream* pour Gazprom, quitte à s'éloigner quelque peu du schéma concurrentiel tel qu'il est aujourd'hui prôné par l'UE (De Jong *et al.*, 2012).

## Conclusion

Dans cet article, nous examinons les principaux enjeux de la sécurité énergétique de l'UE dans le domaine électrique et gazier, et les réponses à ce jour apportées.

La première conclusion est que nous pouvons considérer (pour le gaz et l'électricité) qu'en interne, les règles et mesures du 3<sup>e</sup> paquet énergie permettent de répondre à un certain nombre d'enjeux au cœur des problèmes de sécurité énergétique. Les modifications organisationnelles des marchés et des GRT ont été adoptées pour, d'une part, améliorer les critères concurrentiels du marché, mais aussi pour mettre en avant les possibilités de gains d'efficacité en termes d'investissements ainsi qu'une amélioration dans l'utilisation des capacités de transport. Théoriquement, la mesure n'a pas un impact flagrant sur ces objectifs. Empiriquement, les effets semblent effectivement positifs, allant vers une meilleure utilisation des capacités et donc une meilleure sécurité en déstressant les systèmes énergétiques. Nous constatons que la régulation continue de jouer un rôle prépondérant dans l'incitation aux investissements de réseaux. Associée aux régulations usuelles, les régulateurs ont, pour améliorer la sécurité, introduit une contrainte de qualité dans le système de rémunération des activités de réseau. Les gestionnaires d'infrastructures réseaux sont ainsi rémunérés pour les efforts effectués pour assurer la sécurité du système. Ce nouveau mode de régulation a permis de pallier les insuffisances d'une régulation incitative. La gestion des périodes de production de pointe électrique est également au cœur des préoccupations actuelles de sécurité. Aux côtés des différents mécanismes pour promouvoir la concurrence et le secours mutuel entre Etats (développement des interconnexions), se développent des structures de marché ou contractuelles pour conserver ces productions. La combinaison de plusieurs mesures permet de mieux rémunérer ces centrales mais pas toujours d'internaliser le problème persistant du *missing money*. L'incertitude sur les productions d'énergies renouvelables (leur intermittence nécessite du *back-up*) ainsi que le poids du *demand side management* (et l'effacement de consommation associé) ont un double impact sur l'utilisation et donc les investissements dans les centrales de pointe :

- Impact négatif car les productions existantes peuvent souffrir d'un manque d'utilisation impactant leur maintien en production ;
- Impact positif en déstressant le système et en réduisant le besoin d'investissement dans ces productions.

A l'inverse, le problème de la relation de l'UE avec ses principaux fournisseurs gaziers reste entier. Dans un contexte de dépendance croissante par rapport à une fourniture extérieure, le



processus de libéralisation ne peut concerner l'ensemble de la chaîne gazière. Toutefois, les processus de libéralisation affectent de manière importante les relations contractuelles entre l'UE et ses principaux fournisseurs, relations contractuelles qui avaient largement permis de prendre en charge les enjeux de sécurité. Deux points font aujourd'hui l'objet d'un débat à ce jour non tranché. Le premier porte sur les contrats de long terme de type *Take or Pay* et leurs différentes clauses, notamment celle relative à l'indexation des prix. Le deuxième est plus spécifiquement relatif aux implications du 3<sup>e</sup> paquet énergie sur les infrastructures, en particulier les gazoducs de longue distance.

Ces débats recouvrent un enjeu plus fondamental qui est celui de la capacité de l'UE à gérer sa sécurité gazière par l'exportation des acquis communautaires à ses fournisseurs et aux pays de transit. Cette réponse se révèle insuffisante voire inadaptée dans le contexte international actuel, comme en témoigne tout particulièrement la relation Russie-UE. Cet état de fait induit des questionnements nouveaux qui mettent au premier plan l'enjeu qu'est pour l'UE de définir une politique énergétique extérieure commune.

## Références

- Ajodhia, V., Lo Schiavo, L. & Malaman, R. (2006). "Quality regulation of electricity distribution in Italy : an evaluation study". *Energy Policy*, 34, 1478–1486.
- Aghion, P. & Bolton, P. (1987). "Contracts as a Barrier to Entry". *American Economic Review*, (77), 388–405.
- Armstrong, M. & Sappington, D.E.M. (2006). "Regulation, Competition, and Liberalization". *Journal of Economic Literature*, 44(2), 325–366.
- Anderson Economic Group (2003). Northeast Blackout Likely to Reduce US Earnings by \$6.4 Billion. *AEG Working Paper* 2003-2. August 19, 2003.
- Baron, D. P. & Myerson, R.B. (1982). "Regulating a Monopolist with Unknown Costs". *Econometrica*, 50(4), 911–930.
- Barton, B., Redgwell, C., Ronne, A. & Zillman, N. (eds) (2005). *Energy security, managing Risk in a Dynamic Legal and Regulatory Environment*. Oxford University Press, 490 p.
- Belyi, A. (2009). "Reciprocity as a factor of the energy investment regimes in the EU-Russia energy relations". *Journal of World Energy Law & Business* 2(2), 117–127.
- Bremberger, C., Bremberger, F. & Rammerstorfer, M. (2012). „The Impact of Different Unbundling Scenarios on Wholesale Prices in Energy Markets". *The Energy Journal*, 33(3), 183–214.
- Boussena, S. (1999). New European Gas Market: Gas Strategies of Other Present and Potential Suppliers. *The role of Russian and CIS Countries in Deregulated Energy Markets*, 1999 International Conference, Moscow International Energy Club & Centre de géopolitique de l'énergie et des matières premières, Université Paris Dauphine), Paris, 6-7 December.
- Buchan, D. (2007). *Crusading against vertical integration*. Oxford Institute for Energy Studies, September (Oxford Energy Comment).
- Carlton, D. (1979). "Contracts, Price Rigidity, and Market Equilibrium". *Journal of Political Economy*, 87(5), 1034–1062.
- Chevalier, J.M. & Percebois J. (2007). *Marchés européens de l'électricité et du gaz : quels prix ? Quelle marge de manoeuvre pour la France*. Conseil d'analyse économique, Paris.
- Clastres, C. (2011). "Smart grids : Another step towards competition, energy security and climate change objectives". *Energy Policy*, 39(9), 5399–5408.
- Coll-Mayor, D., Paget, M. & Lightner, E. (2007). "Future intelligent power grids : Analysis of the vision in the European Union and the United States". *Energy Policy*, 35, 2453–2465.
- Crampes, C. & Creti, A. (2005). "Capacity Competition in Electricity Markets". *Economia delle fonti di energia e dell'ambiente*, 2, 59–83.
- Crampes, C. & Léautier, T.O. (2010). *Dispatching, redispatching et effacement de demande*. Institut d'économie industrielle, Toulouse.
- Cramton, P. & Stoft, S. (2005). "A Capacity Market that Makes Sense". *The Electricity Journal*, 18(7), 43–54.
- CRE (2007). *Rapport d'enquête de la Commission de régulation de l'énergie sur la panne d'électricité du samedi 4 novembre 2006*. Commission de régulation de l'énergie, Paris.
- CRE (2010). *Rapport sur la régulation incitative de la qualité de service des gestionnaires de réseaux gaziers et d'ERDF*. Rapport 2009-2010. Commission de régulation de l'énergie, Paris.

- CRE (2011). *Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 12 mai 2011 portant application des règles tarifaires pour l'utilisation des réseaux publics d'électricité*. Commission de régulation de l'énergie, Paris.
- De Jong, J., Glachant, J.M. & Ahner, N. (2012). "A new EU Gas Security of Supply Architecture ?" *EUI Policy brief*, n° 2012/03, European University Institute, San Domenico di Fiesole.
- Defeuilley, C. & Finon, D. (2009). "Accompagner l'extinction des tarifs réglementés de l'électricité". *Larsen working paper*, n° 19, Fontenay-aux-Roses.
- Dorigoni, S. & Pontoni, F. (2008). "Ownership Separation of the Gas Transportation Network: Theory and Practice". *IEFE Working paper* n° 9, Bococoni.
- Eurelectric (2011). *Flexible generation : Backing-up renewable*. Brussels.
- European Commission (2011a). *Guidelines for trans-European energy infrastructure and repealing Decision No 1364/2006/EC*. COM(2011) 658 final. Brussels, 19.10.2011.
- European Commission (2011b). *On security of energy supply and international cooperation—"The EU Energy Policy: Engaging with Partners beyond Our Borders"*. Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions, COM (2011) 539 final, Brussels.
- European Commission (2011c). *2009-2010 Report on progress in creating the internal gas and electricity market*. Brussels, 9 June 2011
- European Commission (2010a). *European Energy and Transport: Trends to 2030 – update 2009*, DG Energy and Transport, Brussels.
- European Commission (2010b). *Energy infrastructure priorities for 2020 and beyond - A Blueprint for an integrated European energy network*. COM(2010) 677 final, Brussels.
- European Commission (2009a). *Directive 2009/72/EC of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 2003/54/EC*, Brussels.
- European Commission (2009b). *Directive 2009/73/EC of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in natural gas and repealing Directive 2003/55/EC*, Brussels.
- European Commission (2007). *DG Competition report on energy sector inquiry*. Brussels.
- European Commission (2005). *Report from the Commission on the Implementation of the Gas and Electricity Internal Market*. COM(2004)863 final, Brussels.
- Faruqui, A., Hledik, R., Newell, S. & Pfeifenberger, J. (2007). "The Power of Five Percent". *The Electricity Journal* 20 (8), 68–77.
- Faruqui, A., Sergici, S. & Sharif, A. (2010). "The impact of informational feedback on energy consumption – a survey of the experimental evidence". *Energy*, 35, 1598–1608.
- Faruqui, A., Harris, D. & Hledik, R. (2010b). "Unlocking the €53 billion savings from smart meters in the EU: How increasing the adoption of dynamic tariffs could make or break the EU's smart grid investment". *Energy Policy*, 38, 6222–6231.
- Faruqui, A. & Sergici, S. (2010). "Household response to dynamic pricing of electricity: a survey of fifteen pricing experiments". *Journal of Regulatory Economics*, 38, 193–225.
- FERC (2009). *A national assessment of demand response*, Federal Energy Regulatory Commission, June.
- Finon, D. & Glachant, J.M. (2008). "La hausse inéluctable des prix de l'électricité en France : faut-il corriger les effets de l'intégration du marché européen ?" *Larsen working paper* n° 8, Fontenay-aux-Roses.
- Finon, D. & Perez, Y. (2008). "Investment risk allocation in restructured electricity markets : The needs of vertical arrangements". *Larsen working paper* n° 12, Fontenay-aux-Roses.
- Finon, D. & Pignon, V. (2008a). "Capacity mechanisms in imperfect electricity markets". *Utilities Policy*, 16(3), 141–142.
- Finon, D. & Pignon, V. (2008b). "Electricity and long-term capacity adequacy: The quest for regulatory mechanism compatible with electricity market". *Utilities Policy*, 16(3), 143–158.
- Fiocco, R. (2011). *The design of ownership structure in a vertically related market with unknown upstream cost*. Summer CCRP Workshop, IFP School, July, 2011.
- Frisch, M. (2010). "Current European Gas Pricing Problems : Solutions Based on Price Review and Price Re-Opener provisions". *International Energy Law and Policy Research Paper Series*, n° 2010/03, 19 p.
- Glachant, J.M., Lévêque, F. & Ranci, P. (2008). « Some Guideposts on the Road to Formulating a Coherent Policy on EU Energy Security of Supply". *The Electricity Journal*, 21(10), 14–18.
- Glachant, J.M., Pignon, V., 2005. "Nordic congestion's arrangement as a model for Europe? Physical constraints vs. economic incentives". *Utilities Policy*, 13(2), 153–162.
- Glachant, J.M. & de Hauteclocque, A. (2009). "Long-term contracts in European Competition Policy: Fuzzy not Crazy". *EUI Working paper*, n°6, European University Institute, San Domenico di Fiesole.

- Goldberg, S. (2009). The impact of the Third Energy Package on European security of supply, in: Roggenkamp, M. & Hammer M., (eds), *European law report VI*. Intersentia, Cambridge, 133–154.
- Green, R. (2007). “US Regulation and Competition Policy among the Energy Utilities. *Department of Economics, University of Birmingham Discussion Papers* n° 08-01.
- Haghighi, S. (2007). *Energy Security: The external Legal Relations of the European Union with Major Oil- and Gas-Supplying Countries*. Hart, Oxford.
- Hammachi LaCommare, K., Eto, J.H. (2004). *Understanding the Cost of Power Interruptions to U.S. Electricity Consumers*. Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory. September 2004.
- Haurie, A., Legrand, J., Smeers Y. & Zaccour, G. (1987). “A stochastic dynamic Nash-Cournot Model for the European Gas Market”. *rapports de recherche H.E.C*, october.
- Helm, D. (2007). *The New Energy Paradigm*. Oxford University Press.
- Hibbard, P.J. & Schatzki, T. (2012). “The Interdependence of Electricity and Natural Gas : Current Factors and Future Prospects”. *The Electricity Journal* 25(4), 6–17.
- Hogan, W., Rosellon, J. & Vogelsang, I. (2010). “Toward a combined merchant regulatory mechanism for electricity transmission expansion”. *Journal of Regulatory Economics*, 38, 113–143.
- Hubbard, G. & Weiner, R. (1991). “Efficient Contracting and Market Power Evidence from the U.S. Natural Gas Industry”. *Journal of Law and Economics*, 34(1), 25–65.
- Hubbard, G. & Weiner, R. (1986). “Regulation and Long term Contracting in US Natural Gas Markets”. *Journal of Industrial Economics*, 35(1), 47–83.
- IEA (2001). *Towards a Sustainable Energy Future*. International Energy Agency/OECD, Paris
- IEA (2012). Electricity information. . International Energy Agency/OECD, Paris.
- Jansen, JC., van Arkel, WG. & Boots, MG. (2004). *Designing indicators of long term energy supply security*. ECN-C-04-007, Petten.
- Joskow, P.L. (2005). *Supply security in competitive electricity and natural gas markets*. Beesley Lecture in London on October 25, Revised December 29, 2005.
- Joskow, P.L. (2006). “Patterns of transmission investments”, in: Lévêque, F. (Ed.), *Competitive electricity markets and sustainability*. E. Edgar.
- Joskow, P.L. (2008a). “Lessons Learned From Electricity Market Liberalization”. *Energy Journal*. Special Issue. The Future of Electricity: Papers in Honor of David Newbery, 9–42.
- Joskow, P.L. (2008b). “Incentive Regulation and Its Application to Electricity Networks”. *Review of Networks Economics*, 7( 4).
- Joskow, P.L. & Tirole, J. (2005). “Merchant transmission investment”. *Journal of Industrial Economics*, 53, 233–264.
- Khalfallah, M.H. (2011). “A Game Theoretic Model for Generation Capacity Adequacy: Comparison Between Investment Incentive Mechanisms in Electricity Markets”. *The Energy Journal*, 32(4), 117–157.
- Konoplyanik, A. (2005). “Russian Gas to Europe: From long term contracts, on border trade and destination clauses to...” *Journal of Energy & Natural Resources Law*, 23(3), 282–307.
- Konoplyanik, A. (2010). “Evolution of Gas Pricing in Continental Europe: Modernization of Indexation Formulas Versus Gas to Gas Competition”. *CEPMLP Working Research paper Series* n° 2010/01, Centre for Energy, Petroleum & Mineral Law & Policy.
- Kristiansen, T. & Rosellón, J. (2006). “A merchant mechanism for electricity transmission Expansion”. *Journal of Regulatory Economics*, (29), 167–193.
- Kruyt, B., Van Vuuren, D., de Vries, H. & Groenenberg, H. (2009). “Indicators for energy security”. *Energy Policy*, 37, 2166–2181.
- Laffont, J.-J. & Tirole, J. (1993). *A theory of incentives. In Regulation and Procurement*. MIT Press: Cambridge.
- Léautier, T.O & Thelen, V. (2009). “Optimal expansion of the power transmission grid: why not ?” *Journal of Regulatory Economics*, 36, 127–153.
- Léautier, T.O. (2012). “The visible hand: electric power capacity arrangements”, *IDEI Working Paper*, n° 605. September 2011; Revised form August 2012.
- Littlechild, S.C. & Skerk, C.J. (2008). “Transmission expansion in Argentina : The origins of policy”. *Energy Economics*, 30(4), 1367–1384.
- Lofaro, A. (2002). “On the efficiency of Bertrand and Cournot competition under incomplete information”. *European Journal of Political Economy* 18(3), 561–578.
- Marty, F. (2007). “La sécurité de l’approvisionnement électrique : Quels enjeux pour la régulation ? ”, *Revue de l’OFCE*, n° 101, 421– 452.
- Moreno, F., Martinez-Val, J.M. (2011). “Collateral effects of renewable energies deployment in Spain : Impact on thermal power plants performance and management”. *Energy Policy* 39(10), 6561–6574.
- Percebois, J. (2008a). “Electricity liberalization in the European Union: Balancing benefits and risks”. *Energy Journal* 29(1), 1–19.



- Percebois, J. (2008b). "The supply of natural gas in the European Union - Strategic issues". *OPEC Energy review*, XXXII(1), 33–53.
- Percebois, J. (2006). "Dépendance et vulnérabilité : deux façons connexes mais différentes d'aborder les risques énergétiques", *cahiers de recherche du CREDEN*, n° 06.03.64, Montpellier.
- Pollitt, M. (2008). "The arguments for and against ownership unbundling of energy transmission networks". *Energy Policy* 36 (2), 704–713.
- Rious, V., Glachant, J.M., Perez, Y. & Dessante, P. (2008). "Diversity of design of TSOs". *Energy Policy* 36(9), 3323–3332.
- Roques, F. & Savva, N. (2006). "Price Cap Regulation and Investment Incentives under Demand Uncertainty". University of Cambridge, Electricity Policy Research Group, *EPRG working papers*, n° 0616.
- Ruperez-Micola, A. & Bunn, D.W. (2004). Two Markets and a Weak Link. *Third International Conference on Applied Infrastructure Research*, Berlin, 9 October.
- Scheepers, M, Seebregts, A., de Jong, J. & Maters, H. (2007). *EU standards for energy security of supply*, Netherlands Institute of International Relations, Clingendael International Energy Programme, Clingendael.
- Smeers, Y. (2009). "How well can one measure market power in restructured electricity systems?", in: Glachant, J.M., Lévêque, F. (Eds.), *Electricity Reform in Europe : Towards a single energy market*. E. Elgar, 207–268.
- Sovacool, B. & Mukherjee, I. (2011). "Conceptualizing and measuring energy security: A synthesized approach". *Energy*, 36(8), 5343–5355.
- Spulber, D.F. (1995). "Bertrand competition when rivals' costs are unknown". *Journal of Industrial Economics*, 18(1), 1–11.
- Steiner, F. (2001). "Regulation, industry structure and performance in the electricity supply industry". *OECD Economic Studies*, 32, 143–182
- Stern, J. (2007). *Is there a rational for the continuing link to oil product prices in continental European long-term gas contracts?*, Oxford Institute for Energy Studies, NG 19.
- Stern, J. (2009). *Continental European Long-Term Gas Contracts: is a transition away from oil product-linked pricing inevitable and imminent?* Oxford Institute for Energy Studies, NG 34.
- Stern, J. & Rogers, H. (2011). *The Transition to Hub-Based Gas Pricing in Continental Europe*. The Oxford Institute for Energy Studies, NG 49.
- Stevens, P. (2008). "National Oil Companies and International Oil Companies in the Middle East: Under the Shadow of Government and the Resource Nationalism Cycle". *Journal of World Energy Law & Business*, 1(1), 5–29.
- Stoft, S. (2006). "Problem of transmission investment in a deregulated power market", in: Lévêque, F. (Ed.), *Competitive electricity markets and sustainability*. E. Edgar.
- Talus, K. (2007). "Long term agreements and security of supply-between law and politics". *E.L. Review*, August, 535–547.
- Talus, K. (2011). "Long-term natural gas contract and antitrust law in the European Union and the United States". *Journal of World Energy Law and Business*, 4(3), 260–315.
- Ter-Martirosyan, A. & Kwoka, J. (2010). "Incentive regulation, service quality, and standards in U.S. electricity distribution". *Journal of Regulatory Economics*, 38(3), 258–273.
- Wälde, T. (2008). "Renegotiating acquired rights in the oil and gas industries: Industry and political cycles meet the rule of law". *Journal of World Energy Law & Business*, 1(1), 55–97.
- Williamson, O. (1985). *The economic institutions of capitalism: firms, markets, relational contracting*, Free Press, New York.
- Willems, A., Sul, J. & Benizri, Y. (2010). "Unbundling as a Defence Mechanism Against Russia: Is the EU Missing the Point?", in: Talus, K., Fratini, P. (Eds). *EU-Russia Energy Relations*. OGEL collection, Euroconfidential, Brussels, 227–244.
- Winzer, C. (2011). "Conceptualizing Energy Security". *EPRG Working Paper* n° 1123, University of Cambridge.