

# ACQUISITIONS IN THE GAS SECTOR: THE IMPACT OF SECTOR REGULATION

## ACQUISITIONS DANS LE SECTEUR GAZIER : IMPACT DE LA REGLEMENTATION SECTORIELLE

Stephen WALTERS\* and Olivier MELEDO\*\*

 Acquisitions; EC law; France; Gas industry; Natural gas; Regulation

A review of recent acquisitions in the European gas sector shows that substantial transactions are being carried out at all levels of the gas supply chain and that some of the main market participants are implementing ambitious plans for external growth. Two notable examples include Gas Natural's acquisition of the Spanish company Union Fenosa last year for consideration in excess of €16 billion and, in 2008, the acquisition of the Belgian operator Distrigaz by the Italian group ENI.

What different participants in the natural gas sector have in common is that they manage and market the same product. Another common factor is that, when they are established in the territory of the European Union (EU), they are all subject to a complex and evolving array of legislation and regulations specific to the sector. For the last 10 years, this complex set of legislation and regulations has been nourished by the conflict between the EU authorities' objective of market liberalisation on the one hand and, on the other, Member States' understandable wish to monitor closely the gas sector operators and their activities, in order to ensure the best possible energy security conditions within their national territory.

L'examen des récentes opérations d'acquisition dans le secteur gazier en Europe illustre que des opérations d'envergure sont susceptibles d'être réalisées à tous les niveaux de la chaîne gazière et que certains des grands acteurs du marché manifestent la volonté de poursuivre des projets de croissance externe ambitieux. Notons par exemple, en Espagne, l'acquisition l'an dernier de la société Union Fenosa par Gas Natural, pour une valeur plus de 16 milliards d'euros et également en 2008, l'acquisition par le groupe italien ENI du contrôle de l'opérateur belge Distrigaz.

Les différents acteurs du secteur du gaz naturel ont certes en commun la manipulation et le commerce du même produit. Lorsqu'ils sont établis sur le territoire de l'Union européenne, ils ont également en commun d'être soumis à un arsenal législatif et réglementaire sectoriel complexe et évolutif qui, depuis dix ans, se nourrit de l'opposition entre, d'une part, l'objectif de libéralisation du marché fixé par les autorités communautaires, et, d'autre part, la tendance légitime des États à vouloir surveiller étroitement les acteurs de la chaîne gazière et leurs activités afin d'assurer la meilleure sécurité énergétique possible sur leur territoire national.

---

\* Partner, Dewey & LeBoeuf.

\*\* Associate, Dewey & LeBoeuf. Olivier Méledo is a member of the Association Française de Droit de l'Energie (AFDEN).

Toutefois, la question de l'acquisition de sociétés dans le secteur du gaz naturel en Europe ne peut, d'un point de vue réglementaire, se traiter de façon uniforme tant les actifs détenus par la société cible, et les activités réalisées par celle-ci, varient considérablement d'un opérateur gazier à un autre, selon son positionnement dans la chaîne des activités gazières.

Ainsi, lors de l'étude de son projet d'acquisition d'une entreprise dans le secteur gazier, l'acquéreur devra-t-il, avec l'aide de ses conseils, identifier avec précision les activités réalisées par l'entreprise cible mais aussi les rapprocher de ses propres activités et ce, dans le double objectif d'analyser (i) si la société cible respecte la réglementation sectorielle applicable aux différentes activités qu'elle exerce dans la chaîne gazière ; et (ii) si l'opération projetée pourrait nécessiter l'accomplissement de démarches préalables, afin de lui permettre de s'assurer que l'opération est conforme à la réglementation sectorielle applicable.

Cette analyse permettra ainsi (i) d'évaluer l'existence et les conséquences d'éventuels cas de manquements de la cible à ses obligations réglementaires ; et (ii) de prendre toutes les mesures qui s'imposent vis-à-vis des autorités gouvernementales et de régulation, pour permettre à l'acquéreur de réaliser l'opération envisagée.

Dans le cadre de cette étude, il nous semblait donc intéressant de détailler, dans une première partie, les différents métiers de la chaîne gazière et de rapprocher chacun d'eux des contraintes réglementaires sectorielles majeures auxquelles l'opérateur qui les exerce peut être soumis ; puis, dans une seconde partie, de confronter quelques scénarios de projets d'acquisition d'acteurs gaziers en France avec la réglementation sectorielle susceptible d'impacter la réalisation de l'opération envisagée.

### **PRESENTATION DES ACTIVITES DE LA CHAINE GAZIERE ET RAPPROCHEMENT AVEC LES CONTRAINTES MAJEURES IMPOSEES PAR LA REGLEMENTATION SECTORIELLE**

Le gaz naturel, comme le pétrole brut, fait partie de la famille des hydrocarbures. Il est une ressource naturelle, que l'on retrouve soit sous forme associée (c'est-à-dire mélangé en solution avec du pétrole brut) soit sous forme non-associée (on parle alors de gaz sec ou gaz humide).

L'essentiel des réserves mondiales se concentre en Russie et au Moyen-Orient, tandis que l'Europe, dépourvue de réserves suffisantes, importe plus de la moitié de sa consommation<sup>1</sup>. S'agissant du marché français, celui-ci consomme du gaz naturel en provenance essentiellement de la Norvège (33 pour cent), des Pays-Bas (18 pour cent), de l'Algérie (17 pour cent), et de la Russie (15 pour cent) ; la production domestique ne représentant que 2 pour cent de la consommation nationale.<sup>2</sup>

Classiquement, on distingue deux grands segments d'activités dans la chaîne gazière : le segment amont et le segment aval.

However, from a regulatory standpoint, we cannot examine the issue of acquiring companies in the European natural gas sector in a uniform way since the assets held, and the activities carried out by the target company, vary considerably from one gas operator to another, depending on their position in the different segments of the gas chain.

Thus, when planning to acquire a company in the gas sector, the purchaser should, with the help of its advisers, not only identify precisely the activities carried out by the target company but also compare these with its own activities. This serves the two objectives of determining: (i) whether the target company respects the sector-specific regulations that apply to its different activities in the gas chain; and (ii) if the contemplated transaction might require preliminary steps to be taken in order to ensure that the transaction complies with the applicable regulations of the sector.

Such analysis therefore allows us to: (i) evaluate what regulatory obligations the target may have, and the possible consequences of their breach; and (ii) consider all of the measures required vis-à-vis governmental and regulatory authorities, in order to allow the purchaser to undertake the proposed transaction.

The first part of this article outlines the different activities of the gas chain and considers each of them in the light of the major regulatory constraints within the sector to which the operator is subject. The second part considers scenarios for the acquisition of gas operators in France in the context of the sector-specific regulations that are likely to have an effect upon the execution of the proposed transaction.

### **ACTIVITIES WITHIN THE GAS CHAIN AND THE MAJOR CONSTRAINTS IMPOSED BY SECTOR-SPECIFIC REGULATION**

Natural gas, like crude oil, is part of the hydrocarbon family. It is a natural resource which can be found either in an associated form (i.e. mixed in a solution with crude oil) or in a non-associated form (such as dry gas or wet gas).

Most of the world's reserves are concentrated in Russia and the Middle East. As Europe lacks sufficient reserves, it relies on imported gas for more than half of its consumption.<sup>1</sup> As for the French market, most of the natural gas it consumes comes from Norway (33 per cent), the Netherlands (18 per cent), Algeria (17 per cent) and Russia (15 per cent); domestic production only provides 2 per cent of national consumption.<sup>2</sup>

There are two distinct fields of activities in the gas chain: the upstream sector and the downstream sector.

### The upstream sector

The upstream sector encompasses the exploration, development and production of natural gas.

Gas exploration, which is generally coupled with oil exploration, involves the evaluation of sub-soil (“on-shore”) and maritime (“off-shore”) geological structures using, notably, seismic technology. The development and production of gas reserves that are discovered in this way depend on the characteristics of the gas. They nevertheless require drilling and extraction operations—operations that are typically very heavily regulated, notably from an environmental standpoint.<sup>3</sup>

### The downstream sector

The downstream sector encompasses the treatment, transformation, storage and transmission of natural gas on the one hand (these activities are sometimes grouped as an intermediate sector of activities known as “midstream”), and, on the other hand, the distribution, supply and trading of natural gas.

- Once the natural gas is extracted, the treatment process involves the removal of the possible associated products and making it fit for use. Before being transported to its place of use, the natural gas may be transformed into liquid natural gas (or LNG) by a process of liquefaction at  $-162^{\circ}\text{C}$ . Such activities involve a significant environmental risk, which justifies subjecting the operator to strict regulatory constraints.
- Natural gas is transported from the production area to the entry point on the territory of the national market either by gas pipeline or by methane carrier, if the gas has been liquefied. In the latter case, the LNG is regasified upon its arrival in the methane terminal. If operating a methane terminal is one of the target company’s activities, the purchaser should note that, pursuant to the law of January 3, 2003,<sup>4</sup> which transposes the First Gas Directive,<sup>5</sup> the operator of this type of infrastructure has two obligations:
  - to guarantee a right of access to authorised third parties to the extent that it has available capacity<sup>6</sup>; and
  - to apply a regulated tariff<sup>7</sup> to this (compulsory) service offer.

### Le segment amont (ou « *upstream* »)

Le segment amont regroupe les activités d’exploration, de développement et de production de gaz naturel.

Les prospections gazières, qui sont généralement couplées avec la recherche pétrolière, consistent en l’évaluation des structures géologiques des sous-sols terrestre (ou « *on-shore* ») et maritime (ou « *off-shore* »), notamment par des mécanismes d’échos d’ondes sismiques. Les étapes de développement et de production des réserves de gaz ainsi mises en valeur dépendront des caractéristiques du gaz. Elles supposent néanmoins la réalisation d’opérations de forage et d’extraction, opérations typiquement très fortement réglementées, notamment du point de vue environnemental<sup>3</sup>.

### Le segment aval (ou « *downstream* »)

Le segment aval comprend d’une part les activités de traitement, de transformation, de stockage et de transport de gaz naturel (ces activités étant parfois regroupées au sein d’un segment intermédiaire (ou « *midstream* »)) ; et, d’autre part, les activités de distribution, de fourniture et de négoce du gaz naturel.

- Une fois le gaz naturel extrait, les activités de traitement consistent à en supprimer les éventuels produits associés et à le rendre propre à la consommation. Avant d’être acheminé vers son lieu d’utilisation, le gaz naturel peut faire l’objet d’une transformation en gaz naturel liquide (ou GNL) par un procédé de liquéfaction à  $-162^{\circ}\text{C}$ . De telles activités comportent également un risque environnemental important qui justifie l’application d’une réglementation stricte à l’opérateur.
- Le transport du gaz naturel depuis la zone de production jusqu’au point d’entrée sur le territoire d’un marché national s’effectue soit par gazoduc, soit par méthanier lorsque le gaz a fait l’objet d’un processus de liquéfaction. Dans ce dernier cas, le GNL est regazéifié lors de son arrivée au terminal méthanier. Si, parmi les activités de la société cible, figure l’exploitation d’un terminal méthanier en France, il conviendra d’alerter l’acquéreur sur le fait que, depuis la loi du 3 janvier 2003<sup>4</sup> transposant la Première Directive Gaz,<sup>5</sup> pèse sur l’opérateur de ce type d’infrastructures une double obligation :

- garantir un droit d’accès aux tiers autorisés dans la mesure de ses capacités disponibles<sup>6</sup>,
- appliquer une tarification réglementée<sup>7</sup> à cette offre (imposée) de services.

- Une fois disponible aux points d'entrée du marché national<sup>8</sup>, le gaz naturel est injecté dans les réseaux de transport.<sup>9</sup> Ici encore, le droit d'accès des tiers autorisés à ces réseaux doit être garanti par leurs gestionnaires<sup>10</sup> et les tarifs applicables sont également réglementés.<sup>11</sup>
- Quatre principaux points de sortie des réseaux de transport sont possibles : les réseaux de distribution, les sites non-résidentiels transport, le stockage et le transit du gaz naturel vers les réseaux des pays limitrophes.
  - Le principal point de sortie du gaz naturel transporté consiste en son injection dans les multiples réseaux de distribution aux points d'interface entre le transport et la distribution (PITD).<sup>12</sup> Tout comme l'accès aux réseaux de transport, l'accès aux réseaux de distribution français est ouvert aux opérateurs autorisés, sur une base non-discriminatoire<sup>13</sup> et en échange de l'application de tarifs réglementés.<sup>14</sup>
  - Les sites non-résidentiels transport constituent un autre point de sortie du gaz naturel des réseaux de transport. Il s'agit de grands sites industriels qui, étant donné l'importance de leur consommation de gaz naturel, se connectent directement aux réseaux de transport. On citera par exemple les centrales à cycle combiné gaz (CCCG) qui utilisent le gaz naturel aux fins de production d'électricité et dont le développement en France est particulièrement significatif.
  - S'agissant des activités stratégiques de stockage<sup>15</sup>, qui font l'objet, en France, de concessions octroyées par décret ministériel,<sup>16</sup> c'est la loi du 9 août 2004,<sup>17</sup> transposant la Seconde Directive Gaz<sup>18</sup> et modifiant la loi du 3 janvier 2003, qui est venue préciser que si les opérateurs de capacités de stockage devaient en permettre l'accès aux tiers autorisés,<sup>19</sup> les modalités de cet accès, et en particulier son prix, peuvent, en revanche, faire l'objet d'une négociation dans des conditions transparentes et non discriminatoires.<sup>20</sup>
  - Enfin, les gestionnaires des réseaux de transport prennent également en charge les activités de transit et assurent la connexion de leurs réseaux avec les réseaux des pays limitrophes.<sup>21</sup>
- Au bout de la chaîne gazière, on retrouve les activités de commercialisation du gaz naturel :
  - Sur le marché de gros du gaz naturel, c'est-à-dire l'activité d'achat puis de revente entre professionnels, les fournisseurs ajustent les quantités dont ils ont besoin pour satisfaire la demande immédiate de leurs clients (contrats dits « *spots* »), ou bien concluent des contrats d'achat ou de vente de gaz sur une échéance donnée (contrats dits « *forward* » ou « *future* »).
- Once available at the entry points on the national market,<sup>8</sup> the natural gas is injected in the transmission systems.<sup>9</sup> Again, the right of authorised third parties to access these systems has to be guaranteed by their operators<sup>10</sup> and the applicable tariffs are also regulated.<sup>11</sup>
- Four main exit points from the transmission systems are possible: distribution networks, non-residential transmission sites, storage and the transit of natural gas towards neighbouring countries.
  - The main exit point for transported natural gas consists of its injection into the multiple distribution networks at the interface point between transmission and distribution (PITD).<sup>12</sup> As with access to the transmission systems, access to the French distribution network is open to authorised operators, on a non-discriminatory basis,<sup>13</sup> upon payment of the applicable regulated tariffs.<sup>14</sup>
  - Non-residential transmission sites constitute another exit point from the natural gas transmission systems. These are large industrial sites which, due to the magnitude of their natural gas consumption, connect directly to the transmission systems. One example is combined-cycle gas turbine plants (“CCGTP”), which use natural gas to produce electricity and whose development in France is particularly significant.
  - As for strategic storage operations,<sup>15</sup> in France these are subject to licences granted by ministerial decree.<sup>16</sup> The law of August 9, 2004,<sup>17</sup> which transposes the Second Gas Directive<sup>18</sup> and modifies the law of January 3, 2003, has provided that if operators of storage facilities allow access to authorised third parties,<sup>19</sup> the method of access, and in particular its price can be negotiated on transparent and non-discriminatory conditions.<sup>20</sup>
  - Finally, the operators of transmission systems are responsible for the transit operations and also ensure that their systems connect with the systems of neighbouring countries.<sup>21</sup>
- Marketing of natural gas is at the end of the gas chain:
  - On the wholesale natural gas market, i.e. the sale and subsequent purchase between professionals, suppliers adjust the quantities that they need to satisfy the immediate demand of their clients (otherwise known as “spot” contracts), or enter into sale or purchase contracts on a given maturity date (“forward” or “future”)

contracts). Wholesale gas trading, which is effected either by means of one-to-one agreements or on organised markets, complements the traditional long-term supply contracts.<sup>22</sup>

- Finally, the marketing of natural gas to end consumers is undertaken by suppliers, who may also be producers and/or distributors of natural gas. Alongside the historical natural gas producers,<sup>23</sup> there are a dozen alternative producers of natural gas proposing offers over at least 90 per cent of the national territory.<sup>24</sup> Amongst end consumers of natural gas, we can distinguish between non-residential clients connected to the transmission system (for example the CCGTP), non-residential clients connected to the distribution system (companies and public bodies) and residential clients connected to the distribution system.

Examining the entire gas chain sheds light on its many participants and their respective specialisations; many energy groups' activities overlap and some even have complete control over the whole of the gas chain: the "vertically integrated" operators.

This analysis also reveals how, since the EU authorities decided to liberalise the sector, the operators of large infrastructure (transmission, distribution, storage and methane terminals) have become subject to onerous regulatory obligations, regarding both the issue of third party access to the infrastructures and the regulation of applicable tariffs.

Of course, the potential purchaser will have taken all of these elements into account when examining the operations undertaken by the target company. But, going further, the recent acquisitions of European gas operators show that particular attention should be paid to the applicable sector regulations, in order to effectively protect the purchaser against certain legal risks which, if they materialise, could constitute significant obstacles to the completion of the transaction.

#### ANALYSING THE PROPOSED ACQUISITION IN THE LIGHT OF SECTOR REGULATION

The following observations do not intend to deal with all of the issues resulting from legislative or regulatory measures when a proposed acquisition is undertaken.<sup>25</sup> Rather, they underline, through particular examples, and depending on the operations undertaken by the target company, that it may be necessary for the parties to the transaction to follow certain procedures as required by governmental or regulatory authorities, as well as restructuring measures.

« future »). Le commerce en gros du gaz, qui s'effectue soit de gré-à-gré, soit sur un marché organisé, constitue un complément aux traditionnels contrats d'approvisionnement à long terme.<sup>22</sup>

- Enfin, l'activité de commercialisation du gaz naturel auprès des consommateurs finals est prise en charge par les fournisseurs, qui peuvent également, mais pas nécessairement, être producteurs et/ou distributeurs de gaz naturel. A côté des fournisseurs historiques de gaz naturel,<sup>23</sup> on dénombre une dizaine de fournisseurs alternatifs de gaz naturel proposant des offres sur au moins 90 pour cent du territoire national.<sup>24</sup> Parmi les consommateurs finals de gaz naturel, on distingue les clients non résidentiels raccordés au réseau de transport (par exemple les centrales à cycle combiné gaz), les clients non-résidentiels raccordés au réseau de distribution (entreprises et administrations publiques) et les clients résidentiels raccordés au réseau de distribution.

L'examen de l'ensemble de la chaîne gazière permet ainsi de mettre en lumière la multiplicité des acteurs et leurs spécialisations respectives, même si de nombreux groupes énergétiques cumulent plusieurs de ces activités, allant même souvent jusqu'à la maîtrise complète de l'ensemble de la chaîne gazière : les opérateurs dits « verticalement intégrés ».

Cette analyse permet aussi de réaliser que, depuis les mesures de libéralisation du secteur décidées par les autorités communautaires, les opérateurs de grandes infrastructures (transport, distribution, stockage et terminaux méthaniers) sont soumis à de fortes obligations réglementaires, tant sur la question de l'accès des tiers aux infrastructures, que de la réglementation des tarifs applicables.

Tous ces éléments auront bien entendu été pris en compte par le candidat acquéreur lors de l'examen des activités réalisées par la société cible. Mais, au-delà, les récentes opérations d'acquisition d'opérateurs gaziers en Europe démontrent qu'une attention particulière devra être portée à la réglementation sectorielle applicable, afin de prémunir efficacement l'acquéreur contre certains risques juridiques qui, s'ils se réalisent, pourraient constituer des obstacles significatifs à la réalisation de l'opération.

#### CONFRONTATION DU PROJET D'ACQUISITION AVEC LA REGLEMENTATION SECTORIELLE APPLICABLE

Les développements qui suivent n'ont pas pour objectif de traiter l'ensemble des problématiques liées à l'application de telle ou telle mesure législative ou réglementaire à l'occasion de la réalisation de l'acquisition projetée,<sup>25</sup> mais davantage de souligner, au travers de quelques exemples choisis, que, suivant les activités réalisées par la société cible, des démarches auprès d'autorités gouvernementales ou de régulation, ainsi que des mesures de restructurations, pourront s'imposer aux parties à l'opération.

Auparavant, il nous a paru intéressant à revenir sur le processus de libéralisation du marché du gaz en Europe et, particulièrement, sur les contraintes finalement mesurées que le droit communautaire a voulu faire peser sur les entreprises verticalement intégrées.

**Hétérogénéité des effets de la libéralisation du marché européen du gaz et contraintes liées au statut d'opérateur gazier verticalement intégré**

La libéralisation progressive du marché gazier en Europe a permis de mettre fin aux situations monopolistiques d'un certain nombre d'opérateurs historiques, lesquels ont dû progressivement laisser s'installer à leurs côtés une concurrence européenne à la recherche de nouvelles parts de marché dans les différents segments de la chaîne gazière.

On notera toutefois qu'au principe de la libéralisation s'oppose une réalité historique et économique qui a empêché que la concurrence ne se développe de la même façon dans les différents segments de la chaîne gazière.

Les activités du segment amont mises à part, on constate en effet que les nouveaux opérateurs, dopés par le principe reconnu d'un libre-accès aux consommateurs européens (d'abord industriels puis domestiques) et par l'avènement des tarifs de marché comme offre alternative aux tarifs régulés, ont davantage investi dans les activités du secteur purement aval que dans les activités du secteur intermédiaire, constituées pour l'essentiel d'offres de prestations de services d'accès à des infrastructures de transport, de distribution ou de stockage, souvent propriété des opérateurs verticalement intégrés.

Au regard des réglementations internes, les activités de construction et de gestion de nouveaux réseaux de transport du gaz naturel sur le territoire d'un État membre peuvent être exercées par tout opérateur européen capable de démontrer ses capacités techniques et financières. Mais le maillage actuel de ces réseaux, l'absence de tarification libre, l'obligation de garantir un accès non-discriminatoire aux tiers et la surveillance par le régulateur national constituent des freins à ces investissements, et donc à la concurrence.

C'est l'une des raisons pour lesquelles la Seconde Directive Gaz<sup>26</sup> a imposé aux opérateurs énergétiques intégrés de procéder à une séparation juridique et fonctionnelle entre leurs activités de production et d'approvisionnement, d'une part ; et leurs activités de gestion des réseaux de transport et de distribution, d'autre part.

Toutefois, cette directive n'ayant pas interdit le maintien de toutes ces activités au sein du même groupe, plusieurs opérateurs intégrés européens<sup>27</sup> se sont limités à filialiser leurs activités dites « de réseaux » dans de nouvelles sociétés, en conformité avec les mesures de transposition de la directive dans leurs droits nationaux.

Before that, we resume the process of liberalisation of the European gas market and, particularly, the limited constraints that Community law has ultimately imposed on vertically integrated companies.

**Diversity of the effects of liberalisation of the European gas market and constraints concerning the status of a vertically integrated gas operator**

The gradual liberalisation of the European gas market has brought an end to the monopolies held by a number of historical operators, which have had to gradually adapt to increasing European competition by seeking new market shares in the different segments of the gas chain.

However, the principle of liberalisation conflicts with an historic and economic reality, which has prevented the development of competition in the same way in all segments of the gas chain.

Leaving aside the activities of the upstream sector, the new operators, boosted by the recognised principle of free access to European consumers (first industrial, then domestic) and by the advent of market tariffs as an alternative to regulated tariffs, have notably invested more in the activities of the downstream sector than the activities of the intermediate sector, which mainly consists in the provision of offers of access to transmission, distribution or storage infrastructures, often owned by vertically integrated operators.

According to internal regulations, any European operator capable of demonstrating its technical and financial abilities can engage in the construction and operation of new natural gas transmission systems within a Member State. However, these investments, and therefore competition, are prevented due to the closely-knit nature of these systems as well as the absence of free price-setting, the obligation to guarantee non-discriminatory access to third parties and monitoring by the national regulator.

This is one of the reasons why the Second Gas Directive<sup>26</sup> required integrated energy operators to have both a legal and functional separation of their production and supply operations on the one hand, and their management of the transmission and distribution systems on the other.

However, whilst this Directive did not prohibit all of these activities from continuing within the same group, several integrated European operators<sup>27</sup> confined themselves to transferring their so-called "network" activities to new subsidiary companies, in compliance with the provisions that transposed the Directive into their national laws.

Other Member States<sup>28</sup> chose to require their integrated operators to completely relinquish their transmission activities, on the basis of a proposed Directive included in the first draft of the “Third Energy Package,” unveiled on September 19, 2007 by the European Commission. One of its main measures was to completely separate (“unbundle”) the property structures from the transmission assets, preferably by their assignment.<sup>29</sup>

This proposition was met with great reluctance by several Member States, including France and Germany. After several months of negotiations, the Council of the European Union, the European Parliament and the European Commission finally reached an agreement on March 23, 2009, under the terms of which the unbundling of the transmission operations by integrated European energy operators should follow one of the following three options: an integral separation of the property structures<sup>30</sup>; the supervision of an independent system operator<sup>31</sup>; or, a new option, the application of the independent transmission operator system.<sup>32</sup>

A key element of the Third Energy Package<sup>33</sup>—the Third Gas Directive<sup>34</sup>—came into force on September 3, 2009 and must be transposed into national law by Member States by March 3, 2011. This Directive confirms the agreement of the EU Council, Parliament and Commission of March 2009 and sets out the applicable legal regime for each of the three alternative options referred to above. Article 9, para.8 of the Third Gas Directive, provides that: “where, on 3 September 2009, the transmission system belongs to a vertically integrated undertaking, a Member State may decide not to apply paragraph 1,” i.e. the provisions that require the assignment of the transmission assets (“OU”); and, in such a case, “the Member State concerned shall either designate an independent system operator” (“ISO”), or “comply with the provisions of Chapter IV,” which deal with the independent transmission operator (“ITO”).

A genuine alternative to the compulsory assignment of transmission systems is that all Member States can opt for the appointment of a transmission system operator, if proposed by the owner of the transmission system and subject to the approval of the Commission. In its capacity as the delegatee of a certain number of the owner’s fundamental rights, the independent system operator:

“shall be responsible for granting and managing third party access, including the collection of access charges and congestion charges, for operating, maintaining and developing the transmission system, as well as for ensuring the long term ability of the system to meet reasonable demand through investment planning.”<sup>35</sup>

D’autres États membres<sup>28</sup> ont, depuis lors, fait le choix d’imposer à leurs opérateurs intégrés de se dessaisir complètement de leurs activités de transport, sur le fondement, pour certains, d’une proposition de directive comprise dans le premier projet de « troisième paquet énergie » dévoilé le 19 septembre 2007 par la Commission européenne, dont l’une des mesures phares était d’aboutir à la dissociation totale des structures de propriété des actifs de transport, de préférence par leur cession.<sup>29</sup>

Cette proposition a provoqué la vive réticence de plusieurs États membres, dont la France et l’Allemagne. Après plusieurs mois de négociations, le Conseil de l’Union européenne, le Parlement européen et la Commission européenne sont finalement parvenus à un accord le 23 mars 2009, aux termes duquel le découplage des activités de transport chez les opérateurs intégrés européens devra suivre l’une des trois formules suivantes : dissociation intégrale des structures de propriété<sup>30</sup>, mise sous tutelle auprès d’un opérateur de système indépendant<sup>31</sup> ; ou, et c’est la nouveauté, application du régime de l’opérateur de transmission indépendant.<sup>32</sup>

Pièce maitresse du troisième paquet énergie<sup>33</sup>, la Troisième Directive Gaz,<sup>34</sup> entrée en vigueur le 3 septembre 2009 et dont la transposition par les États membres devra avoir été effectuée au 3 mars 2011, confirme l’accord du triangle institutionnel de mars 2009 et expose le régime juridique applicable à chacune des trois options alternatives précitées. L’article 9, para.8 de la Troisième Directive Gaz dispose que « lorsque, le 3 septembre 2009, le réseau de transport appartient à une entreprise verticalement intégrée, un État membre peut choisir de ne pas appliquer le paragraphe 1 », c’est-à-dire les dispositions aboutissant à la cession des actifs de transport (« OU ») ; et, dans pareil cas, « l’État membre concerné désigne un gestionnaire de réseau indépendant » (« ISO ») ou doit se conformer « aux dispositions du chapitre IV », qui traite des gestionnaires de réseau de transport indépendant (« ITO »).

Véritable alternative à la cession forcée des réseaux de transport, tout État membre peut opter pour la désignation d’un gestionnaire de réseau de transport, sur proposition du propriétaire du réseau de transport et sous réserve de l’approbation de la Commission. En sa qualité de délégataire d’un certain nombre de droits fondamentaux du propriétaire, le gestionnaire de réseau indépendant devient responsable de la gestion de l’accès aux tiers, perçoit les redevances d’accès et de gestion, planifie les investissements afin d’ « assurer la capacité à long terme du réseau à satisfaire une demande raisonnable »<sup>35</sup> et, plus généralement, exploite, entretient et développe le réseau de transport. Le propriétaire, qui finance et garantit les investissements décidés par le gestionnaire et à qui la Troisième Directive Gaz affecte également le risque liés aux actifs, accepte, « dans la mesure du possible »,<sup>36</sup> de soutenir et de coopérer avec le gestionnaire.

Dernière option offerte aux États membres, le régime du gestionnaire de réseau de transport indépendant constitue la « troisième voie » âprement négociée à Bruxelles. Ce mécanisme permet à l'entreprise propriétaire du réseau, éventuellement affiliée à un opérateur gazier verticalement intégré, de prendre elle-même directement la qualité de gestionnaire de réseau de transport indépendant, sans avoir à céder ses actifs ou déléguer la gestion de ces derniers. Le chapitre IV de la Troisième Directive Gaz encadre toutefois strictement les conditions d'accès au statut de gestionnaire de réseau de transport autour de trois piliers que sont l'indépendance, la surveillance et le développement du réseau. Parmi les grands principes mis en place par le droit communautaire, on retrouve la nécessité, pour le gestionnaire de réseau de transport indépendant, de posséder « toutes les ressources humaines, techniques, matérielles et financières nécessaires pour [...] exercer l'activité de transport de gaz naturel »<sup>37</sup> et disposer de « pouvoirs de décision effectifs, indépendamment de l'entreprise verticalement intégrée, en ce qui concerne les éléments d'actif nécessaires pour exploiter, entretenir ou développer le réseau de transport ».<sup>38</sup> Par ailleurs, la directive prévoit que le gestionnaire de réseau de transport soumette à l'autorité de régulation, pour approbation, tous les accords commerciaux et financiers conclus avec l'entreprise verticalement intégrée<sup>39</sup> ainsi que, chaque année, un plan de développement du réseau.<sup>40</sup> Un organe de surveillance est également créé,<sup>41</sup> spécialement compétent en matière financière (approbation des plans financiers et des décisions relatives à l'affectation des bénéfices notamment).

Au-delà des contraintes directement subies par les entreprises verticalement intégrées, la Troisième Directive Gaz comme les législations nationales en vigueur contiennent de nombreuses mesures susceptibles d'impacter directement les parties à une opération d'acquisition d'un opérateur gazier. C'est notamment cette question que nous proposons d'aborder maintenant, en analysant en quoi l'opération projetée pourrait nécessiter l'accomplissement de démarches préalables, afin de garantir que l'opération d'acquisition est bien conforme à la réglementation sectorielle applicable.

#### **Les éventuels obstacles réglementaires à l'opération d'acquisition**

Pour les besoins des quelques exemples identifiés ci-après, nous nous sommes intéressés à la façon dont les réglementations nationales appréhendaient la question du changement de contrôle de l'opérateur gazier convoité par l'acquéreur.

The owner, who finances and guarantees the investments decided by the operator and to which the Third Gas Directive equally allocates the risks affiliated with the assets, shall “provide all the relevant cooperation and support to the independent system operator”.<sup>36</sup>

The last option offered to Member States, that of the independent transmission operator, constitutes the “third way,” which was fiercely negotiated in Brussels. This mechanism allows an owner of the system, which may be affiliated to a vertically integrated gas operator, to become an independent transmission system operator without having to assign its assets or delegate their operation. However, Chapter IV of the Third Gas Directive strictly regulates the conditions for acquiring the status of a transmission system operator around three pillars, which are: independence, monitoring and development of the system. Amongst the key principles established by Community law, the independent transmission operator is required to be equipped with “all human, technical, physical and financial resources necessary for [...] carrying out the activity of gas transmission”<sup>37</sup> and to have “effective decision-making rights, independent from the vertically integrated undertaking, with respect to assets necessary to operate, maintain or develop the transmission system”.<sup>38</sup> Furthermore, the Directive provides that the transmission system operator shall submit for approval by the regulatory authority all commercial and financial agreements with the vertically integrated undertaking,<sup>39</sup> as well as, every year, a ten-year network development plan.<sup>40</sup> A Supervisory Body is also created,<sup>41</sup> taking responsibility for decisions which may have a significant impact on the value of the interests of the shareholders in the transmission system operator (notably, approving annual and longer term financial plans, the level of indebtedness of the transmission system operator and decisions regarding the amount of dividends distributed to shareholders).

Beyond the constraints directly applying to vertically integrated companies, the Third Gas Directive, like the national laws currently in force, contains numerous measures that are likely to impact directly on the parties to an acquisition of a gas operator. We focus below on the actions which such a transaction may require be undertaken in advance of its completion in order to ensure compliance with the applicable sectorial regulations.

#### **The possible regulatory obstacles to the acquisition**

In the examples identified below, we analyse the way in which national regulations deal with the issue of a change of control of the gas operator which the purchaser wishes to acquire.

### **Exploration-production of natural gas**

Although few European countries have important gas reserves, it is worthwhile noting that national legislation heavily regulates the exploration for and production of hydrocarbons, and such legislation applies to natural gas.

The states known as “producers”, owners of deposits and reserves of natural gas contained in their subsoil, grant authorisations (“permits” or “licences”) to the energy companies involved in the exploration for and production of natural gas. Such authorisations allow the energy companies to exercise these activities in a limited territory in return for the payment of royalties and/or the allocation of a share of production, depending on the legal regime adopted in the contracts to which such authorisations apply. In all cases, the awarding of these authorisations is subject to a highly regulated procedure, often involving a bidding process and eventually resulting in the selection of an operator with whom the host State maintains close links characterised by a strong *intuitu personae*.

One can therefore easily understand why the legislators of the producer States have sought to establish conditions for transferring exploration and hydrocarbon production permits and licences. In common with British legislation,<sup>42</sup> the majority of national texts require prior authorisation from the government in order to validly transfer such titles. The issue of a change of control of the holder of the permit or the licence (leading to the indirect transfer of the permit or licence) is dealt with less frequently, although in the majority of cases it is strongly advised to obtain the prior approval of the competent authorities.

### **Supply of natural gas**

The Third Gas Directive<sup>43</sup> provides that Member States, or any competent authority they designate, can implement a mechanism for granting authorisations to supply natural gas within their territory. However, the Directive provides that States which establish such a system must establish objective and non-discriminatory criteria for the issuance of authorisations.<sup>44</sup> Furthermore, the criteria adopted by the Member States must be made public and if a Member State refuses to grant the authorisation, the reasons for its refusal (which must be objective and non-discriminatory) should be communicated to the applicant, with a copy sent to the European Commission for its records.<sup>45</sup> These measures were already provided for in the first two Gas Directives, and have been restated identically in the Third Gas Directive.

In France, the law of January 3, 2003,<sup>46</sup> supplemented by two decrees in 2004<sup>47</sup> and amended in 2007,<sup>48</sup> confirmed

### **Les activités d'exploration-production de gaz naturel**

Bien que peu de pays européens jouissent de réserves de gaz importantes, il est intéressant de noter que les législations nationales réglementent fortement le secteur de l'exploration-production en matière d'hydrocarbures, lesquelles s'appliquent donc au gaz naturel.

Les États dits « producteurs », propriétaires des gisements et réserves de gaz naturel contenus dans leurs sous-sols, délivrent aux entreprises énergétiques impliquées dans les activités de recherche et de production de gaz naturel, des autorisations (« permis » ou « licence ») leur permettant d'exercer ces activités au sein d'un territoire déterminé contre le paiement de redevances et/ou la remise d'une partie de la production, suivant le régime juridique adopté dans les contrats auxquels sont adossés ces autorisations. Dans tous les cas, la délivrance de ces autorisations suit une procédure très réglementée, impliquant souvent une mise en concurrence et aboutissant nécessairement à la sélection d'un opérateur avec lequel l'État-hôte entretient des relations étroites et empreintes d'un fort *intuitu personae*.

On comprend aisément alors que les législateurs des États producteurs aient souhaité organiser les conditions du transfert des permis et licences d'exploration et de production d'hydrocarbures. A l'image de la législation britannique,<sup>42</sup> la plupart des textes nationaux imposent qu'une autorisation préalable du gouvernement soit obtenue pour valablement transférer un tel titre. La question du changement du contrôle du titulaire du permis ou de la licence (aboutissant à un transfert indirect de ce titre) est moins fréquemment traitée, bien qu'il soit, dans la plupart des cas, fortement conseillé de requérir l'aval préalable des autorités compétentes.

### **Les activités de fourniture de gaz naturel**

La Troisième Directive Gaz<sup>43</sup> précise que les États membres, ou toute autorité compétente désignée par eux, peuvent instaurer un mécanisme d'autorisations pour permettre la réalisation d'activités de fourniture de gaz naturel sur leur territoire. Dans cette hypothèse, la directive précise toutefois que les États qui mettent en place un tel système doivent fixer des critères de délivrance objectifs et non discriminatoires.<sup>44</sup> Les critères ainsi adoptés par les États membres doivent d'ailleurs être rendus publics et si un État refuse la délivrance de l'autorisation, les raisons du refus (objectives et non discriminatoires) doivent être communiquées au demandeur, avec copie à la Commission européenne.<sup>45</sup> Ces mesures, déjà prévues dans les deux premières directives gaz, ont été reprises à l'identique dans la Troisième Directive Gaz.

En France, c'est la loi du 3 janvier 2003,<sup>46</sup> complétée par deux décrets en 2004,<sup>47</sup> amendés en 2007,<sup>48</sup> qui

sont venus confirmer la mise en place d'une procédure d'autorisation préalable du ministre chargé de l'énergie<sup>49</sup> pour toute entreprise établie sur le territoire d'un État membre qui souhaiterait fournir du gaz naturel sur le territoire français. La loi précise également que la recevabilité d'une demande soumise par une entreprise établie hors du territoire de l'Union européenne présuppose l'existence d'un accord international entre la France et le pays dans lequel cette entreprise est établie.

S'agissant des critères d'éligibilité, le demandeur doit, pour fournir du gaz naturel en France, démontrer qu'il dispose de capacités techniques et financières suffisantes, et que son projet est compatible avec les obligations de service public qui seront mises à sa charge<sup>50</sup>. Il conviendra donc de vérifier que le changement de contrôle de l'opérateur titulaire de l'autorisation de fourniture ne remette pas en cause la capacité de celui-ci à assumer ses obligations réglementaires, et ce afin de réduire le risque d'un éventuel retrait de l'autorisation.

Afin de prémunir le cessionnaire contre ce risque, le législateur français a encadré la question du transfert de l'autorisation ministérielle. Les dispositions pertinentes figurent dans la loi du 3 janvier 2003, qui se borne toutefois à énoncer que cette autorisation est « nominative et incessible » et peut « en cas de changement d'opérateur, être transférée par décision du ministre chargé de l'énergie au nouvel opérateur ».<sup>51</sup> Notons que la terminologie utilisée par le législateur, qui se réfère au « changement d'opérateur », n'est pas suffisante car elle ne règle pas de manière claire la question du changement de contrôle de celui-ci. Ce sont les textes réglementaires qui, à deux reprises, sont venus préciser (i) que en cas de transfert du fonds de commerce d'un fournisseur à un autre opérateur pour alimenter les mêmes catégories de clients, le titulaire de l'autorisation et son successeur doivent adresser au ministre de l'énergie une demande de transfert préalable de l'autorisation de fourniture<sup>52</sup> ; et (ii) que « les fournisseurs autorisés sont tenus d'informer les services du ministère chargé de l'énergie de toute modification de la composition de leur actionariat de référence, dès qu'ils en sont informés (...) ».<sup>53</sup> Cependant, puisqu'au sens du droit commercial français, la cession du contrôle d'une société ne s'assimile pas en principe à la cession du fonds de commerce qu'elle exploite, le transfert de l'autorisation de fourniture de gaz naturel serait donc soumis à deux régimes juridiques distincts : tandis que le cessionnaire d'un fonds de commerce de fourniture de gaz naturel est tenu de saisir le ministre d'une demande de transfert de l'autorisation qui y est attachée, le cessionnaire du contrôle de la société titulaire de l'autorisation ne semble tenu que d'une obligation d'informer les services du ministère d'un tel changement de contrôle.

the introduction of a procedure for the prior authorisation by the Minister for Energy<sup>49</sup> of all companies established on the territory of the Member State intending to supply natural gas to France. The law also provides that the admissibility of a request filed by a company established outside the territory of the EU presupposes the existence of an international agreement between France and the country in which the company is established.

As regards the eligibility criteria, in order to supply natural gas to France, the applicant must demonstrate that it has sufficient technical and financial resources, and that its project is compatible with the public service obligations to which it will be subject.<sup>50</sup> It is therefore advisable to determine whether the change of control of the operator that holds the supply authorisation affects the operator's capacity to assume its regulatory obligations. This should mitigate the risk of a possible withdrawal of the authorisation.

In order to protect the assignee against this risk, the French legislator has established a framework for the transfer of the ministerial authorisation. The applicable provisions of the law of January 3, 2003 merely state that this authorisation is "nominative and non-transferable" and can "in case of a change of operator, be transferred to the new operator by a decision of the Minister in charge of energy".<sup>51</sup> The terminology used by the legislator, in referring to a "change of operator," is not entirely satisfactory as it does not deal clearly with the issue of the latter's change of control. The regulatory texts have, on two occasions, sought to clarify that: (i) in the case of a transfer of the business as a going concern of a supplier to another operator, with a view to supplying the same categories of clients, the holder of the authorisation and its successor should first apply to the Minister for Energy for the transfer of the supply authorisation<sup>52</sup>; and (ii) "the authorised providers are required to inform the relevant departments of the Ministry in charge of Energy of all changes to the composition of their reference shareholding, when they are informed about this [...]".<sup>53</sup> However, given that in terms of French commercial law the transfer of control of a company is not assimilable to the transfer of its business as a going concern, the transfer of the authorisation to provide natural gas would therefore be subject to two distinct legal regimes: whilst the transferee of a business as a going concern engaged in the supply of natural gas is required to apply to the Ministry for the transfer of the authorisation attached thereto, the transferee of *control of the company holding the authorisation* only appears to be required to inform the relevant department of the Ministry of such a change of control.

**Transportation of natural gas**

In common with the activity of the supply of natural gas, transportation operations also require specific authorisation after public investigation by the competent administrative authority. The investigation focuses on the applicant's technical, economic and financial abilities, as well as whether the project is compatible with public service principles and objectives.<sup>54</sup>

The law also provides again that the authorisation is nominative and cannot be assigned and that, in the case of a change of operator, the authorisation is only assignable to a new operator by the decision of the minister. The comments made above regarding the transfer of supply authorisations apply in the same way to transportation authorisations.

**Comparison of the activities undertaken by the purchaser with those of the target company**

One of the major new features of the Third Gas Directive, effective from March 3, 2012, is the introduction in principle of the prohibition on European gas operators exercising both direct or indirect control over an undertaking carrying out production or supply functions and exercising direct or indirect control of or any right over a transmission system operator or a transmission system.<sup>55</sup>

As we have seen above, the independent system operator option and the independent transmission system option will, however, allow vertically integrated operators to escape the obligation to part with one or another of these two branches of activity. However, the Third Gas Directive very much maintains the *status quo* for them, since it also states that companies engaged in production or supply functions shall not "in any event be able to directly or indirectly take control over or exercise any right over unbundled transmission system operators in Member States which apply unbundling".<sup>56</sup> In the same way, the Directive expressly prohibits the subsidiaries of a vertically integrated undertaking performing functions of production or supply, from having any direct or indirect shareholding in the transmission system operator. Similarly, the transmission system operator is prohibited from having any direct or indirect shareholding in any subsidiary of the vertically integrated undertaking engaged in production or supply, nor receive dividends or any other financial benefit from that subsidiary.<sup>57</sup>

Finally, it should be noted that, pursuant to the terms of art.11 of the Third Gas Directive, any company established outside the territory of the European Union wishing to acquire control of a European gas operator must satisfy the

**Les activités de transport de gaz naturel**

Tout comme les activités de fourniture de gaz naturel, les activités de transport nécessitent également la délivrance préalable d'une autorisation spéciale après enquête publique par l'autorité administrative compétente, diligentée notamment en considération des capacités techniques, économiques et financières du demandeur, ainsi que sur la compatibilité de son projet avec les principes et missions de service public.<sup>54</sup>

Ici encore, la loi précise que l'autorisation est inces-sible et nominative et que, en cas de changement d'exploitant, l'autorisation n'est transférable au nou-vel exploitant que par décision du ministre si bien que les développements évoqués précédemment sur la question du transfert de l'autorisation de fourniture s'appliquent ici de la même façon.

**La confrontation des activités exercées par l'acquéreur avec celles réalisées par la société-cible**

L'un des apports majeurs de la Troisième Directive Gaz est, notamment, d'ériger en principe l'interdiction faite aux opérateurs gaziers européens d'exercer, à compter du 3 mars 2012, à la fois un contrôle direct ou indirect sur une entreprise assurant des activités de production ou de fourniture, et à exercer un contrôle direct ou indirect sur une société gestionnaire de réseau de transport ou un réseau de transport.<sup>55</sup>

Nous l'avons vu, les mécanismes de gestionnaire de réseau indépendant et de gestionnaire de réseau de transport indépendant évoqués précédemment pour-ront toutefois permettre aux opérateurs verticalement intégrés d'échapper à l'obligation de se défaire de l'une ou l'autre de ces deux branches d'activité. Toutefois, c'est bien un *status quo* que leur offre la Troisième Directive Gaz, puisqu'elle précise par ailleurs que les entreprises assurant des activités de production ou fourniture ne peuvent « en aucun cas être en mesure d'exercer un contrôle direct ou indirect sur des gestionnaires de réseau de transport dissocié dans les États membres qui appliquent [la séparation patrimoniale], ni exercer un quelconque pouvoir sur ces gestionnaires ». <sup>56</sup> De la même façon, la directive interdit expressément les participations croisées entre les filiales des opérateurs verticalement intégrés chargées des fonctions de production ou de fourniture et celles ayant acquis le statut de gestionnaire de réseau de transport indépendant.<sup>57</sup>

Notons enfin que, aux termes de l'article 11 de la Troisième Directive Gaz, toute entreprise établie hors du territoire de l'Union européenne souhaitant acquérir le contrôle d'un opérateur gazier européen devra bien entendu se conformer aux mêmes

exigences de dissociation que les entreprises établies au sein de l'Union européenne, mais également démontrer à l'autorité de régulation<sup>58</sup> que l'octroi de la certification de gestionnaire de réseau « ne mettra pas en péril la sécurité de l'approvisionnement énergétique de l'État membre ou de la Communauté ».<sup>59</sup> Cette clause dite de « pays tiers », et rebaptisée « clause Gazprom » en raison de la crainte des autorités européennes que de puissants opérateurs étrangers n'acquiescent les réseaux de transport européens, instaure donc clairement un protectionnisme européen visant à garantir l'indépendance énergétique des 27.

same requirements of unbundling as those that apply to companies incorporated within the EU, but also demonstrate to the regulatory authority<sup>58</sup> that granting certification of the transmission system operator “will not put at risk the security of energy supply of the Member State and the Community”.<sup>59</sup> This clause, referred to as the “third country clause,” has been dubbed “the Gazprom clause”, addressing the European authorities’ fear that powerful foreign operators might acquire the European transmission systems. The clause evidences a policy of European protectionism aimed at guaranteeing the independence of energy of the 27 EU Member States.

## Notes

1. It is estimated that by the year 2030, the European Union's rate of dependence on imports should be close to 80 per cent (source: IFP).
2. Source: CRE—figures from 2008.
3. Regarding exploration and production activities, particular note should be made of the extent of obligations under environmental laws, as well as decommissioning obligations, whether legal or contractual, i.e. the withdrawal of infrastructures (wells, drilling installations, etc.) and site rehabilitation obligations.
4. Law No.2003-8 of January 3, 2003 regarding the gas and electricity markets and public energy service, arts 2 and 6 (Official Journal of the French Republic, January 4, 2003, p.265).
5. Directive 98/30/EC of the European Parliament and of the Council of June 22, 1998 concerning common rules for the internal market in natural gas [1998] OJ 204/1.
6. Law No.2003-8 of January 3, 2003 (above, fn.4) arts 2 and 6.
7. Decree No.2005-1616 of December 20, 2005 regarding the pricing rules for the use of liquefied natural gas installations.
8. France currently has two methane terminals and interconnection points at its disposal, with four main gas pipelines managed by the transmission companies Fluxys in Belgium, EON Gastransport and Gaz de France Deutschland Transport in Germany, and Statoil in Norway.
9. France has two transmission system operators: Total Infrastructures Gaz France (TIGF) and GRTgaz, subsidiaries of Total and GDF Suez respectively.
10. Law No.2003-8 of January 3, 2003 (above, fn.4) arts 2 and 7.
11. Decree No.2005-607 of May 27, 2005 regarding the pricing rules for the use of natural gas transmission systems; and Order of October 6, 2008 approving the tariffs for the use of natural gas transmission systems.
12. In addition to GrDF (Gaz de France Distribution Network—a subsidiary of GDF Suez), which assures the distribution of more than 96 per cent of the national market, France has 22 other operators of the distribution system (or local distribution companies) who transport natural gas to end consumers.
13. Law No.2003-8 of January 3, 2003 (above, fn.4), arts 2 and 7.
14. Decree No.2005-22 of January 11, 2005 regarding the pricing rules for the use of public distribution systems of natural gas; and Order of June 2, 2008 approving the tariffs for utilisation of public natural gas distribution systems.
15. Storengy (subsidiary of GDF Suez) and TIGF are, in France, the two dedicated infrastructure operators.
16. Decree No.2006-648 of June 2, 2006 regarding mining titles and subsoil storage titles.
17. Law No.2004-803 of August 9, 2004 regarding gas and electric public services and gas and electric companies (Official Journal of the French Republic, No.185 of August 11, 2004, p.14256).
18. Directive 2003/55/EC of the European Parliament and of the Council of June 26, 2003 concerning common rules for the internal market in natural gas and repealing Directive 98/30/EC [2003] OJ 176/57.
19. Law No.2003-8 of January 3, 2003, (above, fn.4), art.30-2.
20. Law No.2003-8 of January 3, 2003, (above, fn.4), art.30-3.
21. TIGF allows connections with Enagas at Gas de Euskadi in Spain, whilst the GRTgaz system is connected to the Swiss border with

the Italian group ENI, allowing the transit of natural gas to Italy.

**22.** Powernext SA, which is a trading platform for energy sector markets in France, since November 2008 proposes the quotations for natural gas “spot” and “forward” contracts at the Gas Exchange Points (GEPs) managed by the operators of the French transmission systems.

**23.** Which are, at the national level, GDF Suez and Total Énergie Gaz (Tégaz) and, at the local level, the 22 local distribution companies (LDCs).

**24.** Notably Altergaz, EDF and Poweo.

**25.** Regarding unfair trading practices and merger control, for example.

**26.** Directive 2003/55/EC [2003] OJ 176/57.

**27.** Such as, in France, Total and Gaz de France (today GDF-SUEZ).

**28.** Particularly the following countries: Denmark, the Netherlands, Portugal, Sweden, Spain and the United Kingdom.

**29.** The concerns of the Commission on this issue can be illustrated by the following question: how do you guarantee that a company engaged in the construction and exploitation of the transmission systems, which is also a subsidiary of an operator involved in the production and supply of natural gas, freely pursues its corporate purpose by expanding the connection points of its systems with the systems of its operators in bordering countries, thus allowing the best access to gas suppliers likely to compete with the activities of its parent company?

**30.** Ownership Unbundling (OU).

**31.** Independent System Operator (ISO).

**32.** Independent Transmission Operator (ITO).

**33.** Comprising two proposed Directives and three proposed Regulations, the Third Energy Package, ratified by the European Parliament on April 22, 2009 then ratified by the Council of the European Union on June 25, 2009, is aimed at liberalising the internal markets for electricity and gas, by reinforcing the regulation of these sectors at the European level.

**34.** Directive 2009/73/EC of the European Parliament and Council July 13, 2009, concerning the common rules for the internal market for natural gas and repealing Directive 2003/55/EC [2009] OJ 211/94.

**35.** Directive 2009/73/EC, art.14, para.4.

**36.** Directive 2009/73/EC, art.14, para.5(a).

**37.** Directive 2009/73/EC, art.17, para.1.

**38.** Directive 2009/73/EC, art.18, para.1(a).

**39.** Directive 2009/73/EC, art.18, para.7.

**40.** Directive 2009/73/EC, art.22, para.1.

**41.** Directive 2009/73/EC, art.20.

**42.** The United Kingdom being one of the last natural gas producers in the European Union.

**43.** Directive 2009/73/EC, art.4.

**44.** Directive 2009/73/EC, art.4, para.2.

**45.** Directive 2009/73/EC, art.4, para.3.

**46.** Law No.2003-8 of January 3, 2003 regarding the gas and electricity markets and public service energy.

**47.** Decree No.2004-250 of March 19, 2004 regarding the authorisation of the supply of gas; and decree No.2004-251 of March 19, 2004 regarding public service obligations in the gas sector.

**48.** Decree No.2007-1057 of June 29, 2007 modifying the Decree No.2004-250 of March 19, 2004 regarding the authorisation of gas supply; and Decree No.2004-251 of March 19, 2004 regarding public service obligations in the gas sector and Decree No.2003-302 of April 1, 2003 regarding the eligibility of natural gas consumers.

**49.** Now the Ministry of Ecology, Energy, Sustainable Development and the Sea.

**50.** Law No.2003-8 of January 3, 2003, (above, fn.4), arts 5 and 16.

**51.** Law No.2003-8 of January 3, 2003, (above, fn.4), art.5.

**52.** Decree No.2004-250 of March 19, 2004, (above, fn.4), art 4.

**53.** Decree No.2007-1057 of June 29, 2007, (above, fn.48), modifying art.5 of Decree No.2003-302 of April 1, 2003, (above, fn.48).

**54.** Law No.2003-8 of January 3, 2003, (above, fn.4), art.25.

**55.** Directive 2009/73/EC, (above, fn.34), art.9, para.1.

**56.** Directive 2009/73/EC, (above, fn.34), art.9, para.12.

- 57. Directive 2009/73/EC, (above, fn.34), art.18, para.3.
- 58. In France, the Regulation of Energy Commission (CER).
- 59. Directive 2009/73/EC, (above, fn.34), art.11, para.3(b).