

Vers une redéfinition des trafics énergétiques européens et une recomposition des acteurs

Les trafics énergétiques sous-tendent l'activité de la majorité des ports européens. La majorité des trafics portuaires relatifs à l'énergie en Europe est réalisée en importation. Cela concerne essentiellement le pétrole brut et les produits raffinés, le gaz naturel liquéfié (GNL) et le charbon vapeur (en opposition au charbon à coke utilisé dans la sidérurgie). L'entrée en vigueur du protocole de Kyoto, fin février, est l'occasion de rappeler que la politique énergétique de l'Union européenne est appelée à modifier durablement les habitudes de production et de consommation d'énergie, à redéfinir les trafics maritimes et amène déjà une recomposition des acteurs à l'échelle continentale, autant d'éléments dont les conséquences sur les ports se feront de plus en plus sentir.

La politique énergétique de l'Union européenne

L'Union européenne s'est engagée il y a maintenant une dizaine d'années dans une vaste refonte de sa politique énergétique qui repose sur trois piliers : le respect du principe de développement durable, la libéralisation des marchés du gaz et de l'électricité, la sécurité des approvisionnements.

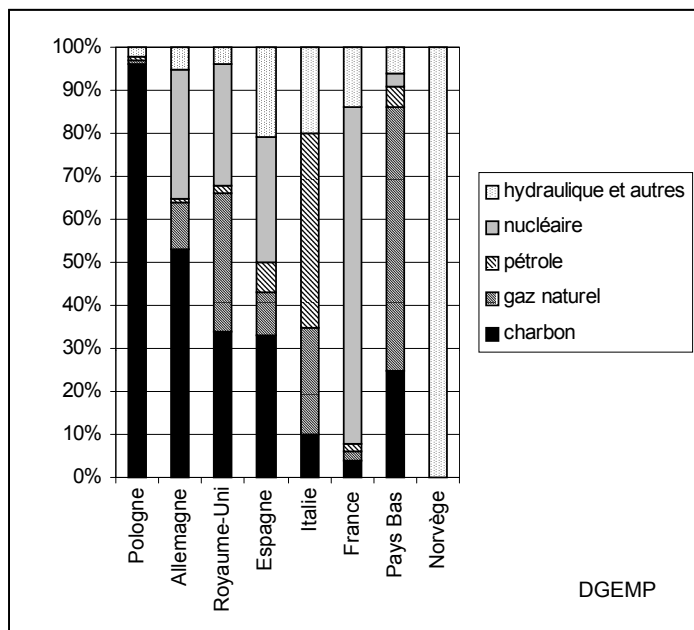
L'Union européenne est soucieuse de respecter les accords de Kyoto, adoptés en 1997 dans le cadre de la convention des Nations Unies sur le changement climatique et qui sont entrés en vigueur en février 2005. Par ce protocole, 24 pays de l'OCDE et 12 pays en transition économique s'engagent, sur la période 2008 / 2012 à diminuer leurs rejets de gaz à effet de serre par rapport à la valeur des rejets de l'année 1990. Six gaz sont concernés dont le dioxyde de carbone (CO₂). L'Union européenne, qui a un objectif de réduction globale de 8%, a réparti l'effort selon les différents pays, au prorata de la pollution qu'ils émettent : l'Allemagne devra réduire ses émissions de gaz à effet de serre de 21%, le Royaume Uni de 12.5% et la France de 0% ! En effet, la France a diminué ses rejets de CO₂ entre 1980 et 2000 : le recours au nucléaire pour la production d'électricité en France a joué en ce sens tandis que l'Allemagne et dans une moindre mesure, le Royaume Uni, exploitent encore beaucoup de centrales thermiques au charbon qui, en brûlant, dégage énormément de CO₂. Inscrire le développement de l'Union dans le cadre du développement durable signifie accroître le recours aux énergies renouvelables (et l'on pense alors surtout à l'hydro-électricité et à l'énergie éolienne) ou peu polluantes comme le gaz naturel, favoriser la consommation d'électricité (en lieu et place du charbon ou du fioul) et sa production par des sources peu ou pas polluantes, et enfin limiter l'utilisation des énergies fossiles que sont le pétrole et le charbon.

Cette démarche doit être conduite en parallèle à la libéralisation des marchés. Il s'agit de poursuivre la construction du marché unique européen basé sur la libre concurrence. Cela se traduit par le démantèlement des monopoles nationaux de production, transport et distribution de gaz et d'électricité et l'ouverture progressive du marché à d'autres opérateurs. Dans ce cadre, les

réseaux de transport sont confiés à des Gestionnaires de Réseaux de Transport (GRT). Les opérateurs traditionnels sont en train de se recomposer à l'échelle européenne, multipliant les prises de participations et les rachats, tandis que les difficultés techniques limitent encore l'interconnexion d'un vaste réseau européen. La libéralisation doit amener plus de concurrence, stimuler la compétitivité et conduire à une baisse des prix pour le consommateur final. La compétitivité des différentes énergies va aussi décider de leur plus ou moins large utilisation. Le coût de revient de la production électrique va dépendre du prix de la matière première (charbon, pétrole, gaz...), de la fiscalité qui va s'y attache, du prix du transport et du passage portuaire.

Enfin, l'Union souhaite sécuriser ses approvisionnements. La dépendance énergétique des pays de l'Union reste forte et n'est pas appelée à baisser au cours de 15 prochaines années (les importations atteindront 70% des besoins en 2030). Prenant acte, de l'instabilité géopolitique croissante depuis la chute de l'URSS, et du niveau des réserves pétrolières mondiales, l'Union européenne souhaite renforcer sa coopération avec les pays producteurs, diversifier ses sources d'approvisionnements, poursuivre la croissance des achats de gaz naturel, mettre en place des outils et des moyens de réagir aux crises. Les réserves pétrolières prouvées en 2004 permettent une consommation au rythme actuel jusqu'en 2040 (selon l'Observatoire Géologique des Etats-Unis). Ensuite, le pic de production sera atteint alors que la demande continuera d'être forte, d'où un renchérissement des prix et des tensions géopolitiques. Bien entendu, les découvertes de gisements dans l'off-shore profond et les avancées technologiques de prospection et de forage permettront de retarder l'apparition de ce pic mais la hausse du coût d'extraction sera de toute façon répercutée sur le prix de vente du baril.

On observe donc une recomposition des acteurs et une redéfinition des flux dans le cadre d'une politique qui n'est pas sans paradoxe et dont les effets sur les ports sont parfois difficiles à évaluer. Ainsi, les scénarios d'évolution sont souvent contradictoires, d'autant plus que les profils énergétiques des pays européens sont très contrastés.



L'adaptation du raffinage ou la clé des trafics de pétrole brut et de produits raffinés

Le pétrole demeure la première source d'énergie de l'Europe, toutes utilisations confondues et représente tout particulièrement 98% de l'énergie utilisée dans les transports. Les trafics de produits pétroliers sont largement dépendants de la capacité de raffinage. En ce domaine, la surcapacité est toujours d'actualité. Toutefois elle est variable selon les pays et les produits. De cette capacité, bien ou peu ajustée à la demande, dépend en partie la marge des raffineurs. Ceux-ci préfèrent souvent des marges faibles à la fermeture d'un site car le coût d'une déconstruction atteint 45 à 60 millions d'euros, montant qui peut être doublé si on y ajoute une décontamination des sols. C'est en partie ce qui explique la forte inertie de cette industrie : les restructurations sont longues, coûteuses et lourdes de conséquences. De plus, ce montant est à la charge d'un raffineur alors que la baisse de capacité qui en résulte bénéficie à tous les autres. Ensuite, les raffineries doivent être modernisées afin de respecter des normes environnementales sans cesse plus strictes qui portent sur les rejets dans l'atmosphère et sur la qualité des produits. En particulier, l'abaissement de la teneur en soufre du gazole (1996) et du fioul (1999) a entraîné la construction d'unités d'hydrosulfuration, tandis qu'au début des années 1990, c'est la commercialisation de l'essence sans plomb qui avait nécessité des investissements. Ces deux éléments, (adaptation des capacités au marché et besoin de modernisation) amènent les raffineurs à arbitrer des choix entre l'ouverture de raffineries, l'accroissement ou la réduction de capacité sur un site existant, et la fermeture. Les raffineries qui demeurent en activité répondent à un ensemble de critères parmi lesquels on trouve la taille, les équipements, la gestion, la rentabilité, la localisation au regard des marchés et la logistique d'approvisionnements et de distribution¹.

La vague de fusions / acquisitions des multinationales pétrolières de la fin des années 1990 et du début des années 2000 semble marquer une pause² et se déplace

vers la Russie avec des résultats mitigés. La fusion entre Yukos et Sibneft en 2003 a finalement été annulée suite aux lourds embarras politico-judiciaires de la direction de Yukos. Il est à noter que ces regroupements à l'échelle mondiale n'ont pas entraîné une rationalisation de grande ampleur du raffinage européen. La capacité de raffinage en Europe est restée stable à 828 Mt entre 1995 et 2000 et a légèrement augmenté entre 2000 et 2003 pour parvenir à 832 Mt. Ainsi les fermetures de capacité de distillation ont été largement compensées par les accroissements de capacité. Excepté en Italie, où les produits pétroliers sont une composante essentielle de la stratégie de production électrique, dans les autres pays l'avenir des trafics est lié de façon prédominante à la politique des transports, à la fiscalité sur les carburants et aux innovations technologiques en matière de motorisation.

La capacité de raffinage d'un panel de pays en Mt en 2003

Italie	115.7	Royaume Uni	90.9
Allemagne	114.8	Espagne	63.6
France	97.6	Pays Bas	61.1

Source : Exxon Mobil

Les grands ports pétroliers européens concentrent à la fois les raffineries, les zones de stockage et sont aussi des points de départs d'oléoducs. Ainsi, le brut déchargé au port du Havre – Antifer alimente les raffineries de la vallée de Seine, une partie du brut raffiné à Anvers arrive par pipe line des terminaux de Rotterdam, et les raffineries du sud de l'Allemagne sont alimentées par oléoducs via Fos Lavera (pipeline SPSE) et Trieste (pipeline Trans Alpine).

Les tonnages 2003 des grands ports pétroliers en Europe (000' tonnes)

PB	Rotterdam	127 295	R-U	Tees & Hartlepool	31 132
Nor	Bergen	71 400	R-U	Forth	30 340
Fra	Marseille	57 770	Ita	Augusta	30 000
Fra	Le Havre	42 469	Bel	Anvers	28 075
Ita	Trieste	35 730	R-U	Sullom Voe	26 295
All	Wilhelmshaven	34 356	Ita	Cagliari Porto Foxi	25 271
R-U	Milford Haven	31 242	R-U	Southampton	23 628

L'implication de la politique allemande sur les trafics de charbon des ports néerlandais

Le charbon a de nombreux avantages : c'est un combustible relativement peu onéreux, les producteurs sont assez nombreux pour éloigner la menace de cartels et le marché n'est pas perturbé par des tensions ou des enjeux géopolitiques majeurs. Mais le charbon possède un inconvénient de taille puisqu'il émet énormément de CO₂ lors de la combustion. Il répond donc à un des critères de la politique de l'énergie, la sécurité des approvisionnements, mais pas à un autre, le respect du développement durable. En France, les centrales au charbon sont cantonnées à un rôle d'ajustement face à la production nucléaire qui fournit 80% de l'électricité. Mais il n'en va pas de même partout. Le charbon et le lignite représente plus de 50% de la production d'électricité en Pologne, en République Tchèque, en Grèce, au Danemark et en Allemagne, et compose encore ¼ de la production au Royaume Uni et en Irlande, en Espagne et au Portugal, en Hongrie et en Finlande. Les trois plus grands pays de cette liste, l'Allemagne, le Royaume Uni et l'Espagne exploitent encore des mines dont la production est destinée aux centrales électriques.

¹ Institut Français du Pétrole.

² 1998 a vu la fusion de BP et Amoco, Exxon et Mobil. L'année suivante, ce fut total, Fina et Elf, et en 2000, Chevron et Texaco.

Le gouvernement allemand a donné un signal fort en décidant, en avril 2002, de ne pas poursuivre son programme nucléaire. Les réacteurs nucléaires allemands qui fournissent 31% de l'électricité du pays seront progressivement arrêtés d'ici 2020. Pour compenser cette perte, la part du gaz naturel dans la production électrique doit progresser de 9% actuellement à 14% en 2020 et les énergies renouvelables être responsables de 12.5% de la production électrique en 2010 et 25% en 2030. Cet effort ne pourra raisonnablement qu'être porté par l'éolien étant donné les limites du potentiel hydro-électrique et le coût de l'énergie solaire. Ainsi et en définitive, ces chiffres seront manifestement très difficiles à concrétiser. Le charbon et plus encore le lignite, qui sont responsables respectivement de 22% et de 29% de la production d'électricité à l'heure actuelle devraient de la sorte jouer un rôle croissant dans la production électrique allemande.

mine de lignite à ciel ouvert de Hambach en Allemagne



Les mines de charbon encore en activité en Europe (la dernière mine française – La Houve – a fermé en 2004) sont en général subventionnées mais l'Union européenne interdit peu à peu toute aide directe pouvant générer des distorsions de concurrence. Après avoir versé des aides en 1999 et 2000, le gouvernement allemand devrait verser un reliquat à son système minier en 2005 pour permettre de clore les investissements nécessaires à l'exploitation durable des mines en activité à cette date, soit une dizaine de sites pour une production qui s'est stabilisée à 30 Mt et dont l'avenir à moyen terme reste incertain. En revanche, l'Allemagne produit annuellement et de façon rentable car à ciel ouvert, un peu moins de 170 Mt de lignite destinées aux centrales. Ce volume s'explique par le fait que le lignite a un pouvoir calorifique 2 à 3 fois inférieur au charbon : il en faut donc beaucoup. De même, le lignite n'est pas exportable sur de longues distances : trop de volumes nécessaires pour trop peu de résultats³.

Malgré la production nationale de charbon et lignite, les groupes électriques allemands doivent importer du charbon en quantité croissante. Dans la seconde moitié des années 1990, l'Allemagne importait 25% de ses besoins en charbon vapeur, soit 16 Mt, quand 48 Mt de charbon sortaient encore de ses mines pour alimenter les centrales. Ainsi, à besoin électrique constant, à production de lignite stable à 168 Mt et avec une production nationale de charbon qui a été ramenée à 30 Mt, le niveau des importations de charbon vapeur a plus que doublé et doit atteindre aujourd'hui les 34 Mt. Et si la production électrique augmente, ce sera par une augmentation de la

³ M. Deshaies, Mines et énergie en Allemagne : enjeux environnementaux et paysages. CERPA, Université de Nancy 2.

production nationale de lignite et / ou par une augmentation des importations de charbon via les ports allemands de Rostock, Nordenham, Wilhelmshaven, Brême, Hambourg mais surtout par les ports néerlandais de Rotterdam et Amsterdam, alors que les ports belges ont du mal à profiter de cette tendance.

Les trafics charbonniers d'un panel de ports nord européens en Mt

ports	1996	2003
Rotterdam	18.5	24.7
Amsterdam	11.6	17
Hambourg	1.2	4.9
Anvers	7.7	7.7
Gand	3.9	3.6

Répartition moyenne: charbon vapeur 70%, charbon à coke 30%

Le développement de terminaux gaziers et la construction d'un réseau européen

Il est indéniable que le gaz naturel est à l'heure actuelle une source d'énergie en croissance rapide. La demande augmente fortement en Europe mais aussi aux Etats-Unis et en Corée du sud. Les Etats consommateurs trouvent là un moyen de diminuer leur dépendance à l'égard du pétrole, de diversifier leur portefeuille d'énergie, tout en limitant la pollution atmosphérique. Face à des réserves en pétrole qui s'amenuisent, les multinationales pétrolières multiplient la prospection gazière et les Etats qui vivent de la manne pétrolière s'orientent eux aussi vers cette nouvelle source de revenus. Aux côtés de la Norvège, de la Russie ou de l'Algérie, l'Iran, le Qatar, les Emirats Arabes Unis, le Nigéria ou encore l'Egypte prennent une place de plus en plus importante dans les échanges mondiaux. Le marché gazier est traditionnellement rigide, du fait des investissements très importants à réaliser pour mettre en place les chaînes d'approvisionnement. Les contrats gaziers sont toujours signés pour 20 ou 30 ans mais un marché spot fait son apparition et il est appelé à se développer avec la libéralisation du marché européen.

Méthanier en manœuvre portuaire



Une vague de nouveaux terminaux est en construction en Europe. Jusqu'en 2003, le Portugal était totalement dépendant de l'Espagne pour ses approvisionnements en gaz naturel. L'ouverture du terminal méthanier de Sines (2003) va permettre au pays de renforcer ses importations. En France, GdF a lancé en 2004 la construction du terminal de stockage de Fos Cavaou pour recevoir le GNL d'un contrat passé avec l'Egypte. Au Royaume Uni, de nouveaux terminaux vont voir le jour à Milford Haven et sur l'Isle of Grain. En Espagne, les terminaux de Sagunto (Valence), El Ferrol et Bilbao (ouvert en 2003) vont épauler ceux de Barcelone, Huelva

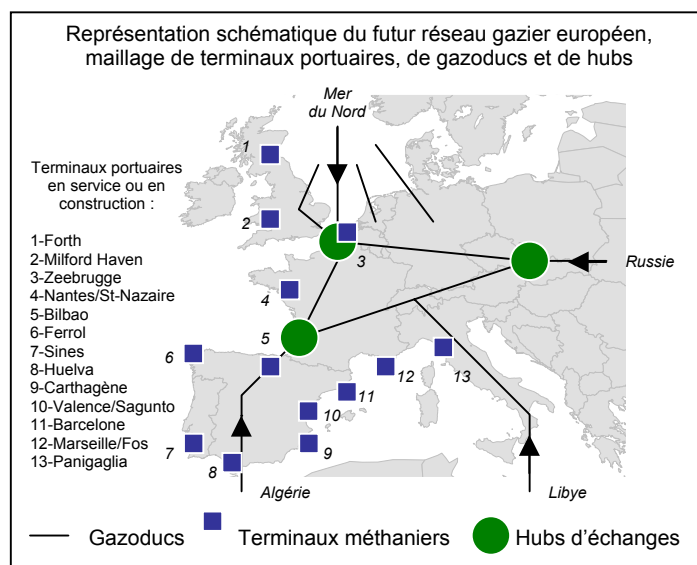
et Carthagène. D'autre part, de nouveaux gazoducs devraient relier l'Algérie à l'Espagne (projet Medgaz) et l'Espagne à la France (projet Bilbao-Lussagnet) et accroître ainsi la capacité d'échanges existante des pipelines Pedro Duran Farell (Algérie-Espagne) et Lacq-Calahorra (France-Espagne). D'autre part, l'Italie est reliée à la Libye par gazoduc et plusieurs projets de terminaux méthaniers sont à l'étude. En Europe du Nord, le gazoduc NorFra relie désormais les champs gaziers norvégiens en Mer du Nord à Dunkerque. Cette ligne s'ajoute aux Zeepipe, et Noorpipe qui alimentent le Benelux et l'Allemagne en gaz off-shore de Mer du Nord tandis que l'interconnector assure les échanges de gaz entre Bacton au Royaume Uni et Zeebrugge. Sans oublier les gazoducs qui arrivent de Russie et qui pourvoient à l'essentiel de la demande européenne, c'est un véritable maillage européen qui prend corps et qui rendra bientôt possible les échanges de gaz dans toute l'Europe aux travers de trois hubs gaziers. Le premier est déjà en place à Zeebrugge. La zone de Lacq en France pourrait accueillir le second tandis qu'une convergence de réseaux située entre les frontières autrichienne, slovaque et tchèque constituerait le troisième.

réseau. En Espagne, Enagas gère trois terminaux méthaniers, quatre points d'entrée de gazoducs internationaux, pratiquement tout le réseau de transport et de distribution intérieur, et deux centres de stockage souterrains. Filiale de Gas Natural SDG, Enagas prend peu à peu son indépendance par ouverture successive de son capital. Pour autant les producteurs continuent de gérer des terminaux comme GdF en France. Afin de compenser leur perte de monopole national ou régional, les producteurs d'électricité et les fournisseurs d'énergie en général deviennent européens.

La recomposition du marché est complexe, faite de rachats, de fusions et de prises de participations. Elle est loin d'être terminée et le paysage qui se dessine est fondamentalement différent du précédent. En 2001, les groupes allemands VEBA et VIAG ont fusionné leur division électrique respective, Preussag Elektra et Bayernwerk, pour créer E.ON. Ce dernier a pris le contrôle de Skydraft, second groupe électrique suédois, et de PowerGen, second producteur anglais et numéro 4 aux Pays Bas. Pour fusionner, deux autres groupes allemands, REW et VEW ont dû céder leur participation dans VEAG, HEW et Bewag, trois sociétés de moindre importance qui ont été reprises par le suédois Wattenfall. L'ENEL italienne est en cours de restructuration : elle a été divisée en trois selon les secteurs de la production, du transport et de la distribution et l'Etat italien a construit trois entreprises de production à partir d'un tiers de actifs de l'ENEL. L'une d'elle, Elettrogen, a été acquise par Endesa, premier producteur espagnol, aussi présent en France via la SNET. Pour sa part, le groupe belge Electrabel est leader sur son marché national, possède 20% du marché néerlandais, détient 49% de la CNR en France et a racheté le quatrième producteur italien, Interpower, rebaptisé Tirreno Power. EdF a pris 34% de EnBW (Allemagne) et l'association de ce dernier avec Electricidad do Portugal contrôle Hidrocantabrico, le quatrième producteur électrique espagnol. EdF est aussi présent en Italie avec Edison et au Royaume Uni via sa filiale London Electric. Pour l'instant ces opérateurs se réorganisent à grande échelle dans la production et la distribution mais plus tard ils devraient aussi revoir leur stratégie d'approvisionnement à l'aune de leur nouvelle composition. Ensuite, ces opérateurs investissent le créneau du négoce pour jouer des outils que leur offre la libéralisation des marchés. Ne possédant pas les compétences en la matière, ils s'allient avec des négociants. C'est ainsi qu'EdF s'est allié avec Louis Dreyfus, Endesa avec la banque Morgan Stanley. Enfin, les opérateurs deviennent multi-segments et multi-énergies : producteurs dans un pays ils peuvent être distributeurs dans un autre ou dans une région seulement, et commercialiser de l'électricité et du gaz.

Les trafics des principaux terminaux méthaniers en 2003 (000' tonnes)

Fra	Nantes/ Saint-Nazaire	5 652	Esp	Huelva	3 300
Esp	Barcelone	4 759	Bel	Zeebrugge	2 500
R-U	Forth	3 738	Ita	Panigaglia	2 400
Fra	Marseille	3 657	Esp	Carthagène	1 700



La recomposition des producteurs d'électricité

Dans le cadre de la libéralisation et de l'ouverture des marchés à la concurrence, il est primordial de rendre indépendante la gestion du réseau de transport. La société en charge de cette gestion commercialise les « sillons » : elle est garante de la libre circulation des flux de gaz ou d'électricité sur le réseau, sans discrimination. Il est intéressant de noter que la gestion des terminaux méthaniers fait parfois partie des attributions de ces sociétés. En Italie, le terminal de Panigaglia (La Spezia) est géré par GNL Italia, filiale de Snam Rete Gas, société en charge du réseau de transport de gaz, elle-même détenue à 59% par la compagnie Eni. Au terme du processus de privatisation, en 2007, Eni ne devra pas contrôler plus de 20% du capital du gestionnaire de

Romuald Lacoste