

La lettre de la Commission
de régulation de l'énergie (CRE)

DOSSIER

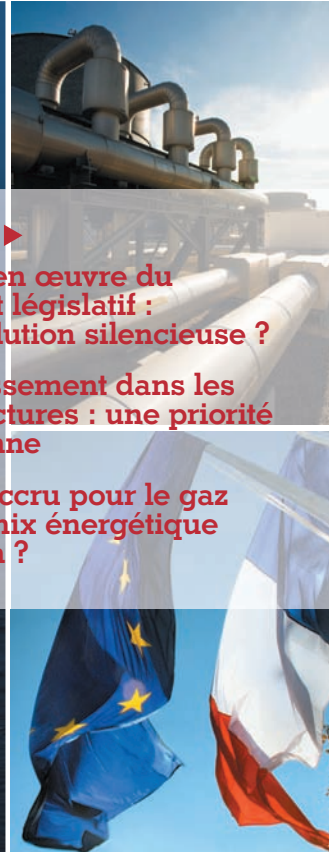
Le marché européen du gaz prend forme

©Bateau: GDSUEZ/Dupont Cyrille - Drapeaux: illustrez-vous-fotolia.com - Tuyaux: Rigaz/DUREUIL PHILIPPE



Dossier p.6 ▶

- La mise en œuvre du 3^e paquet législatif : une révolution silencieuse ?
- L'investissement dans les infrastructures : une priorité européenne
- Un rôle accru pour le gaz dans le mix énergétique européen ?



Sommaire

Actualités p. 2 Transposition du 3^e paquet énergie : la France bonne élève / De nouvelles réserves de capacité pour RTE • p. 3 La financiarisation des marchés de matières premières : quels enjeux pour les régulateurs ? p. 4 Des taxes locales euro-compatibles, enfin presque ! / Un Super grid pour les mers du nord • **Repères** p. 5 Extension de CASC à la région Centre-Sud / Création d'une instance de Concertation GNL pour les terminaux méthaniers régulés / Forum de la CRE : les Super grids • **Le dossier de la CRE** p. 6 • **Parole à...** p. 10 Jean Gaubert, député des Côtes d'Armor et Jean Proriol, député de la Haute-Loire • **Vue d'Europe** p. 12 Réseaux intelligents : une stratégie européenne volontariste

RÉGLEMENTATION EUROPÉENNE

Transposition du 3^e paquet énergie : la France bonne élève

Le 3^e paquet énergie est un ensemble de deux directives⁽¹⁾ et trois règlements⁽²⁾ communautaires qui définissent des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et pour celui du gaz naturel. La France est l'un des premiers États membres de l'Union européenne à transposer les directives dans son droit national.

Le Gouvernement a été habilité à transposer par voie d'ordonnance les directives composant le 3^e paquet énergie. Cette procédure, plus rapide, a permis à la France de respecter, à quelques semaines près, le délai de transposition fixé au 3 mars 2011.

L'ordonnance du 9 mai 2011 a ainsi créé la partie législative du code de l'énergie, dont le chantier avait débuté en 2005. Compte tenu des délais impartis à la fois pour procéder à la codification et pour transposer les directives, il a été décidé d'intégrer immédiatement au nouveau code les dispositions de transposition des directives du 3^e paquet. Il faut noter qu'il s'agit d'une transposition à minima et au plus près des textes : seules ont été transposées les dispositions relevant du domaine de la loi.

La transposition des directives aboutit à des évolutions essentielles du droit français de l'énergie :

- renforcement de l'indépendance des gestionnaires de réseaux de transport (GRT), en ce qui concerne leurs moyens techniques et humains, ainsi que l'organisation interne de ces sociétés, en choisissant l'option « Gestionnaire de réseau de transport indépendant » (ITO) ;
- instauration d'une procédure de certification de l'indépendance des GRT confiée à la CRE ;
- renforcement des obligations d'investissement des GRT en instaurant l'obligation de réalisation d'un plan décennal de développement des réseaux concernés ;
- élargissement des compétences de la CRE, notamment en matière de sanctions

et nouvelles compétences pour intervenir en matière d'investissements sur les réseaux ; - renforcement des compétences de la CRE liées aux tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité ou de gaz, ainsi qu'aux tarifs d'utilisation des installations de gaz naturel liquéfié.

Le code de l'énergie, qui porte donc pour l'instant uniquement sur les dispositions législatives (les grands principes), est entré en vigueur le 1^{er} juin 2011. Une codification des textes réglementaires (pour la mise en œuvre opérationnelle) va maintenant s'engager. L'objectif est de disposer, d'ici la fin de l'année 2011, d'un code complet. ■

⁽¹⁾ Directives 2009/72/CE et 2009/73/CE

⁽²⁾ Règlements (CE) N° 713/2009, 714/2009 et 715/2009.

SÛRETÉ DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE

De nouvelles réserves de capacité pour RTE

Pour assurer la sécurité du système électrique, le gestionnaire de réseau de transport doit disposer de réserves de capacité mobilisables à tout moment pour faire face à des aléas de consommation ou de production imprévus. Ce mécanisme d'ajustement repose sur des offres issues des producteurs (auxquels il peut être demandé de moduler leur production), des consommateurs susceptibles d'effacer (c'est-à-dire de renoncer à) une partie de leur consommation, ou bien encore des traders qui importent ou exportent de l'électricité.

En avril s'est achevé l'appel d'offres de RTE pour l'acquisition de 1000 MW de « réserve rapide » activable en moins de 13 minutes, et 500 MW de « réserve complémentaire » activable en moins de 30 minutes.

RTE a retenu deux producteurs (EDF et Novawatt) et un consommateur (Energy Pool). Il s'agit d'une avancée forte en matière de développement de la concurrence, puisqu'EDF était le seul à fournir ces réserves jusqu'à présent. De plus, depuis la mise en place du mécanisme d'ajustement, c'est la première fois que la demande participe à la constitution des réserves

rapide et complémentaire. Ceci vient compléter les engagements déjà pris par plusieurs consommateurs lors d'une récente contractualisation spécifique aux effacements industriels, à laquelle la CRE a activement contribué. Enfin, la mise en œuvre de capacités d'effacement additionnelles demandée par l'article 7 de la loi NOME constituera une nouvelle opportunité pour la CRE d'encourager la participation de la demande à l'amélioration de la sûreté du système, tout en poursuivant l'objectif de développement de la concurrence sur le marché électrique français. ■

COLLOQUE AMF-CRE

La financiarisation des marchés de matières premières : quels enjeux pour les régulateurs ?

À l'occasion d'un colloque organisé le 6 mai à la Maison du Barreau, l'Autorité des Marchés Financiers (AMF) et la CRE ont débattu, avec des personnalités issues du monde académique et de l'industrie, de la problématique de la financiarisation des marchés de matières premières et de leur régulation.

Pour la première fois, l'AMF et la CRE ont organisé conjointement un colloque dans le cadre de leur coopération instituée par la loi sur la régulation bancaire et financière du 22 octobre 2010. Portant sur la régulation des marchés des matières premières, dont les caractéristiques (acteurs et produits échangés) ressemblent de plus en plus à celles des marchés purement financiers, ce colloque s'inscrit dans un contexte institutionnel propice : au niveau international, la présidence française du G20 a fait de cette question un axe prioritaire et au niveau européen, un certain nombre de textes qui auront un impact sur les marchés des matières premières sont en discussion.

Avec les interventions de Philippe de Ladoucette, président, Christine Le Bihan-Graf,

directeur général et Fadhel Lakhoua, directeur des affaires financières et de la surveillance des marchés de gros, la CRE est revenue sur les faits qui ont marqué les activités qu'elle mène depuis 4 ans dans le domaine de la surveillance des marchés de l'énergie. Cette expérience, bien que très spécifique en raison de la nature des objets régulés, lui permet de tirer des enseignements pour la problématique plus générale de supervision des marchés de matières premières.

Deux sessions thématiques et une table ronde ont vu revenir plusieurs fois l'idée que le rôle des spéculateurs dans la constitution des prix des matières premières physiques est très largement surestimé. Cependant, les intervenants

se sont accordés sur une nécessaire régulation des marchés fondée sur plus de transparence. Ils ont enfin appelé de leurs vœux une régulation pragmatique, qui ne serait pas un simple copier-coller de la régulation bancaire.

Pour les marchés de matières premières, en effet, les fondamentaux et les sous-jacents physiques sont déterminants et représentent une spécificité toute particulière par rapport aux marchés financiers plus classiques.

Cette spécificité générale mais aussi les spécificités de chaque matière première doivent donc être prises en compte pour concevoir, à partir des règles de régulation des marchés financiers, un cadre de supervision adapté. ■

JURIDIQUE

La Cour d'appel de Paris confirme la possibilité d'un raccordement indirect au réseau public de distribution

La Cour d'appel de Paris a confirmé que le raccordement indirect d'un site au réseau public de distribution, via un réseau interne privé d'électricité, ne porte pas atteinte aux droits exclusifs reconnus à ERDF ni à la sécurité et à la sûreté du réseau de distribution, confirmant ainsi la décision du CoRDIS du 2 octobre 2009⁽¹⁾.

Avant de conclure avec elle un contrat d'obligation d'achat de sa production d'électricité à partir de biomasse, EDF avait imposé à la société Bioenerg que le comptage de son électricité soit assuré par ERDF. Or, ERDF avait refusé d'assurer cette prestation de comptage en décompte, la société Bioenerg n'étant pas directement raccordée au réseau. Cette dernière avait donc saisi le CoRDIS en juillet 2009. Saisie à son tour du litige, la Cour d'appel de Paris a confirmé, le 7 avril

dernier, la décision du CoRDIS du 2 octobre 2009. La société ERDF est donc soumise à l'obligation d'effectuer, sauf motif légitime, le comptage en décompte dans des conditions transparentes et non discriminatoires. Elle a aussi l'obligation de conclure une convention pour la mise en place d'une prestation de comptage, permettant à un producteur d'électricité d'exécuter son contrat d'obligation d'achat, qu'il soit directement ou indirectement raccordé au réseau public de distribu-

tion. Enfin, la Cour a rappelé que le gestionnaire de réseau de distribution, au titre de sa mission de service public, doit concilier les règles régissant l'exploitation du réseau et l'accès des tiers avec la recherche de la solution technique de raccordement la plus économique.

⁽¹⁾ Décision du CoRDIS du 2 octobre 2009 relative au différend qui oppose les sociétés Tembec Tarascon et Bioenerg à la société Electricité Réseau Distribution France (ERDF), relatif au comptage de l'électricité injectée par les installations de production des sociétés Tembec Tarascon et Bioenerg, JORF n°0291 du 16 déc. 2009.

FISCALITÉ

Des taxes locales euro-compatibles, enfin presque !

La loi du 13 août 1926 avait permis aux communes et aux départements français d'instituer une taxe locale sur l'usage de l'électricité. La loi NOME maintient la possibilité de différencier le niveau local de taxation de l'électricité, mais ce principe est en contradiction avec le droit communautaire.

Selon les dispositions de la directive 2003/96/CE du Conseil restructurant le cadre communautaire de taxation des produits énergétiques et de l'électricité, la France devait, au plus tard le 1^{er} janvier 2009, adapter son système de taxation de l'électricité afin qu'il soit uniforme sur l'ensemble du territoire. Le 24 novembre 2010, la Commission européenne a décidé de traduire la France devant la Cour de justice de l'Union européenne pour non-respect des dispositions de cette directive.

C'est dans ce contexte que la loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (NOME) a introduit un nouveau régime de taxation de l'électricité afin de répondre aux injonctions communautaires.

En remplacement des taxes de 1926, l'article 23 de la loi NOME instaure ainsi une taxe locale sur la consommation finale d'électricité (TCFE) au profit des communes et des départements. Contrairement aux anciennes taxes qui s'appliquaient aux montants facturés (dans la limite de 8 % pour les communes et 4 % pour les départe-

tements), l'assiette de la TCFE repose sur les quantités d'électricité consommée selon un montant exprimé en euro par mégawattheure. Ce montant a été fixé par la loi NOME à 0,75 €/MWh pour les consommations effectuées sous une puissance inférieure à 36 kVA et à 0,25 €/MWh pour celles effectuées pour une puissance comprise entre 36 kVA et 250 kVA. Toutefois, ces montants peuvent être modulés par l'application de coefficients multiplicateurs par décision du Conseil général ou du conseil municipal. La loi NOME exonère de la TCFE tous les consommateurs ayant souscrit une puissance supérieure à 250 kVA, ceux ayant des usages précis de l'électricité tels

que les gestionnaires de réseaux pour la compensation de leurs pertes ou encore ceux ayant des activités fortement consommatrices d'électricité (métallurgie, transport ferroviaire...).

Malgré cette modification du système de taxation de l'électricité, la Commission européenne considère que le nouveau régime français, en permettant l'application de coefficients multiplicateurs par les collectivités locales, maintient une différenciation non conforme aux dispositions de la directive 2003/96/CE. Ainsi, le recours en manquement ouvert contre la France par la Commission européenne le 24 novembre 2010 reste ouvert... ■

TICFE : une nouvelle taxe sur l'électricité

Tout en révisant le régime des taxes locales sur l'électricité, la loi NOME a également institué une nouvelle taxe dite « taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité » ou TICFE. Cette nouvelle taxe, perçue au profit de l'État, s'applique aux consommations effectuées sous une puissance souscrite supérieure à 250 kVA. L'assiette de cette taxe est fixée à 0,50 €/MWh. Selon l'Association des Maires de France, ce nouveau prélèvement devrait rapporter à l'État environ 75 millions d'euros par an.

RÉSEAU ÉLECTRIQUE

Un Super grid pour les mers du nord

Le développement de l'énergie maritime (éolien offshore et énergies hydrocinétiques), représente un levier intéressant pour atteindre l'objectif 3 x 20 de l'Union européenne. Le potentiel des mers du nord en la matière est particulièrement important (Mer du Nord, Manche, Mer Celtique et Mer d'Irlande) et son exploitation nécessite un réseau maritime pour transporter l'énergie

produite. Le déploiement d'un tel réseau a été identifié comme une priorité en électricité par la Commission européenne. Cependant, il pose des questions en termes de financement, de régulation, de gouvernance, d'allocation de coûts.

La *North seas countries' offshore grid initiative* réunit la Suède, le Danemark, l'Allemagne, les Pays-Bas, le Luxembourg,

la France, le Royaume-Uni, l'Irlande, la Norvège, la Belgique et la Commission européenne afin de mener une réflexion commune sur ces sujets. Les régulateurs, ainsi que l'ACER et ENTSO-E, y sont associés à l'instar de la CRE qui participe à des groupes de travail sur la conception, le financement et la régulation du futur réseau.

LE CHIFFRE

47 %

Une enquête, commanditée par le Parlement européen, a été menée en février 2011 auprès de 26 836 personnes interrogées en face à face dans les 27 États membres au sujet de la politique énergétique européenne.

Près de la moitié des personnes interrogées (47 %) souhaite adopter un compteur intelligent pour mesurer leur consommation énergétique quotidienne et réduire leur facture énergétique.

L'Italie et la Suède, qui utilisent ce nouveau type de compteur, arrivent en tête avec 59 % chacune.

La synthèse du sondage est disponible sur <http://www.europarl.europa.eu>

Le saviez-vous ?

Extension de CASC à la région Centre-Sud

Dans le cadre de la construction du marché unique européen, la région électrique Centre-Ouest (France, Allemagne, Benelux) a développé depuis novembre 2008 une plateforme commune d'allocation de capacité de transport d'électricité, la Capacity Allocation Service Company ou CASC. En avril dernier, cette plateforme a été étendue à la région Centre-Sud (France, Italie, Autriche, Allemagne, Slovaquie, Grèce) et à la Suisse. La CRE organisera cet automne un atelier de travail en présence des gestionnaires de réseaux, des régulateurs, des associations de professionnels et de l'ACER sur l'harmonisation des règles dans ces deux régions. Il aura pour but d'atteindre l'objectif européen d'un jeu unique de règles d'allocation.

Création d'une instance de Concertation GNL pour les terminaux méthaniers régulés

Forte du succès du dispositif de Concertation Gaz sur les réseaux de transport, la CRE, par délibération du 15 mars dernier, a demandé la mise en place d'un dispositif similaire dans le domaine du gaz naturel liquéfié (GNL). Cette nouvelle instance de concertation permettra, dans un contexte d'augmentation du nombre d'expéditeurs actifs sur les trois terminaux régulés français, d'associer expéditeurs et opérateurs d'infrastructures dans l'objectif d'adapter et de faire évoluer les conditions d'accès à ces infrastructures. La Concertation GNL sera pilotée conjointement par ELENGY et la STMFC. La CRE en garantira le bon fonctionnement.

En image

4^e FORUM DE LA CRE SUR LES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES DU FUTUR



Source: frientsoft/hesupergrid.eu

Projection à l'horizon 2050 d'un potentiel Super grid européen.

Les Super grids

Les Super grids sont des réseaux transcontinentaux, capables de transporter l'électricité sur de très longues distances et d'optimiser ainsi le marché grâce aux échanges d'électricité entre pays. C'est à ces Smart grids déployés à grande échelle qu'était consacré le 4^e forum de la CRE du 17 mai. Ce forum a été l'occasion pour Jean Verseille (RTE) d'aborder les problématiques liées à la gestion des Super grids et de présenter les nombreuses initiatives internationales en la matière. Pierre Kayoun (Nexans) a montré la richesse des innovations en matière de câblage des réseaux de transport, tandis que Laurent Chatelin (Fonds Marguerite) a apporté un éclairage sur les questions liées au financement de ces réseaux.

Retrouvez le dossier sur www.smartgrids-cre.fr

LE MARCHÉ EUROPÉEN DU GAZ VIT ACTUELLEMENT UNE PÉRIODE DE GRANDS CHANGEMENTS. ALORS QUE L'EXCÉDENT D'OFFRE SUR LE MARCHÉ MONDIAL FAVORISE LE DÉVELOPPEMENT DE LA CONCURRENCE, LA COMMISSION EUROPÉENNE APPELLE À UNE ACCÉLÉRATION DES TRAVAUX SUR L'INTÉGRATION DES MARCHÉS AVEC 2014 COMME DATE CIBLE POUR L'ACHÈVEMENT DU MARCHÉ INTÉRIEUR DU GAZ. D'UNE PART, LA MISE EN ŒUVRE PROCHAINE DE CODES DE RÉSEAU EUROPÉENS VA UNIFORMISER LES RÈGLES DE FONCTIONNEMENT DU MARCHÉ DU GAZ EN EUROPE. D'AUTRE PART, PRIORITÉ EST DONNÉE AUX INVESTISSEMENTS DANS LES INFRASTRUCTURES GAZIÈRES, AFIN DE MIEUX INTERCONNECTER LES DIFFÉRENTS MARCHÉS NATIONAUX.

Le marché européen du gaz prend forme



La mise en œuvre du 3^e paquet législatif : une révolution silencieuse ?

Le 3^e paquet énergie, adopté en juillet 2009, encadre la construction d'un marché européen à travers l'harmonisation des règles d'utilisation des infrastructures transfrontalières et une plus grande indépendance des opérateurs d'infrastructures afin de promouvoir le développement de la concurrence et la sécurité d'approvisionnement.

Si la question de l'indépendance des opérateurs et l'adoption du modèle ITO, différent du modèle de principe de séparation patrimoniale, est celle qui a le plus mobilisé les Etats membres, le véritable défi est celui de la préparation des codes de réseau européens, c'est-à-dire des règles communes qui devront régir la gestion des infrastructures de transport sur tous les aspects ayant une dimension transfrontalière.

D'ici 2 à 3 ans, ces règles de fonctionnement européennes se substitueront à celles construites par chaque pays au fur et à mesure du temps, en fonction de son mix énergétique et de sa situation géographique. Par exemple, les règles entre le réseau gazier français et le réseau allemand, par lequel transite le gaz russe à destination de la France, sont très différentes. Pour la France, l'enjeu est considérable puisque les interconnexions jouent un rôle clé dans l'alimentation du marché et le développement de la concurrence : 98 % de la consommation de gaz française est importée et près de 40 % de ces approvisionnements transitent par la Belgique ou l'Allemagne.

Les premiers codes étudiés traitent notamment du mécanisme d'allocation des capacités de transport aux interconnexions. Sur ce dernier point, la CRE a dirigé, en coopération avec le régulateur allemand, les travaux destinés à harmoniser ces règles d'allocation : les capacités de transport de gaz entre 2 pays seront ainsi désormais vendues aux enchères. Ces enchères se dérouleront simultanément dans toute l'Europe suivant une procédure commune.

Au premier abord, cela peut paraître simple et efficace pour faire en sorte qu'un expéditeur puisse transporter son gaz facilement à travers plusieurs réseaux. Toutefois, il est essentiel que la procédure d'enchères retenue soit efficace, tant sur le prix obtenu que sur l'allocation des capacités aux différents fournisseurs, afin de ne pas favoriser un abus de position sur le marché.

Les débats se sont aussi récemment cristallisés autour de l'adoption d'une clause interdisant, sous 5 ans, les échanges de gaz aux points frontières (points physiques de livraison de gaz entre 2 pays) de façon à les concentrer sur les hubs (places de marché virtuelles). Cette clause impliquerait de renégocier la majorité des contrats d'importation de gaz à long terme en Europe. Elle a suscité de vives réactions de la part de l'industrie gazière qui estime que la modification des contrats de capacités existants est une source potentielle de fragilisation de l'approvisionnement de long terme.



Les codes de réseau doivent être préparés en deux étapes

Les régulateurs, réunis au sein de l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) préparent des orientations-cadres qui sont ensuite déclinées en règles de fonctionnement, les codes de réseau, détaillées par les opérateurs de transport réunis au sein de l'ENTSOG (Réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport de gaz). La Commission européenne pilote le processus : elle sélectionne les sujets à traiter et peut exiger des modifications dans les différents textes. Les codes de réseau font l'objet de discussions finales avec les États membres avant d'être annexés au règlement européen. C'est le processus de « comitologie ». Lors de cette dernière étape, des modifications sont possibles et peuvent remettre en cause certaines orientations proposées par l'ACER, l'ENTSOG et la Commission.

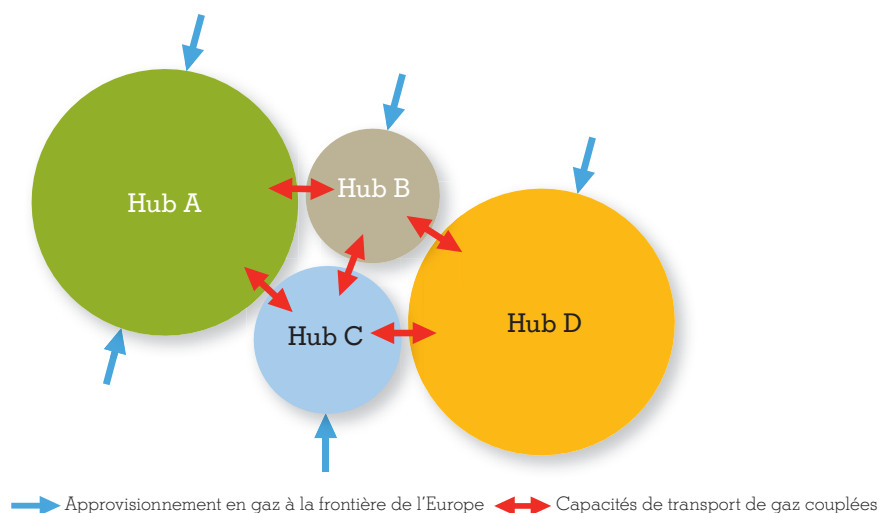
Ces premiers travaux sur les orientations-cadres ont mis en évidence la nécessité d'établir un modèle-cible d'organisation du marché européen pour assurer la cohérence entre les décisions prises dans les différents domaines. En mars 2011, lors du 18^e Forum de Madrid, la Commission a demandé que les régulateurs mènent cette réflexion et trouvent un juste équilibre entre pragmatisme et harmonisation, et entre court et long terme.

Une consultation des acteurs de marché a été lancée. Elle prévoit, notamment, la mise en place

de mécanismes de couplage de marchés, comme cela se fait pour l'électricité. Les premières réactions sont mitigées, les acteurs de marché de gaz considérant que les spécificités du gaz ne permettent pas de dupliquer en l'état le « market coupling » utilisé en électricité.

Ces travaux en cours au niveau européen vont donc générer des changements profonds. Il est essentiel que les acteurs français prennent une part active aux discussions pour que les options retenues permettent un fonctionnement optimal du marché.

Vers un modèle-cible pour le marché européen du gaz



Les premières discussions font apparaître un modèle de marché fondé sur des flux de gaz allant de hub à hub avec une allocation des capacités selon un mécanisme d'enchères unique pour toute l'Europe. Pour optimiser l'utilisation des capacités d'interconnexion, il est aussi envisagé de mettre en œuvre un couplage de marché, sur le modèle de ce qui est pratiqué en électricité. Tout l'enjeu sera de préserver la cohérence entre le modèle-cible axé sur l'organisation des échanges à court terme et les contrats de long terme indispensables à la sécurité d'approvisionnement de l'Europe.

L'investissement dans les infrastructures : une priorité européenne

Les discussions sur les règles de marché ne doivent pas masquer l'importance fondamentale du développement des infrastructures. L'investissement reste en effet un facteur essentiel de la construction d'un marché unique efficace. Cet aspect est traité par les plans décennaux de développement des gestionnaires de réseaux, qui doivent identifier les faiblesses du système européen et donner de la visibilité sur les investissements envisagés en fonction de l'évolution des fondamentaux du marché.

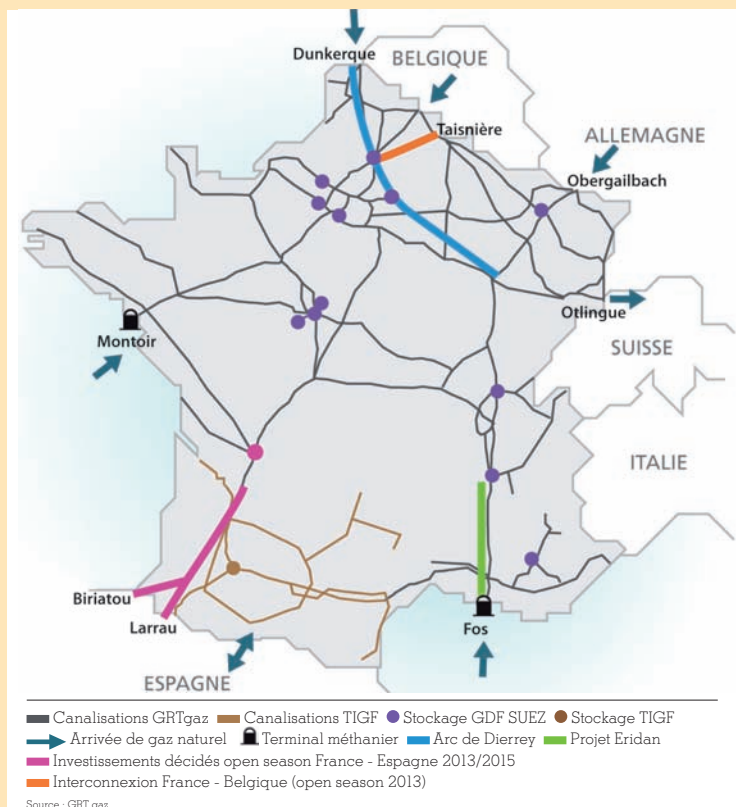
En réponse à la crise gazière entre la Russie et l'Ukraine de janvier 2009, le règlement sur la sécurité d'approvisionnement en gaz publié en octobre 2010 impose désormais la mise en place de flux bidirectionnels à chaque point d'interconnexion pour faciliter la circulation du gaz en cas de crise. La Commission européenne envisage de prendre des mesures législatives à l'automne sur les investissements classés comme prioritaires. L'achèvement du marché intérieur, la garantie de la sécurité d'approvisionnement ainsi que les objectifs européens « 3 x 20⁽¹⁾ » sont

à l'origine du nouveau schéma directeur proposé par la Commission fin 2010 pour construire un marché unique. A eux seuls, les réseaux de transport de gaz et d'électricité nécessiteront des investissements de l'ordre de 200 milliards d'euros. Estimant que les mécanismes de financement fondés uniquement sur le marché ne permettront pas de satisfaire ces besoins, la Commission européenne rappelle l'importance de la coopération régionale pour identifier les projets prioritaires. Bruxelles se penche également sur des mécanismes alternatifs de financement communautaires et entend améliorer la répartition transfrontalière des coûts pour des grands projets d'infrastructures gazières. L'investissement dans le développement du réseau européen de transport de gaz demeure un enjeu essentiel dans un contexte où la production d'électricité à partir de gaz pourrait se développer plus fortement que prévu à la faveur d'un scénario de remise en question du rôle du nucléaire dans certains pays européens.

⁽¹⁾ Objectif du paquet Energie-Climat d'ici à 2020 : réduire de 20 % les émissions de gaz à effet de serre (et de 30 % en cas d'accord international), porter à 20 % la part des énergies renouvelables dans la consommation énergétique européenne et réaliser 20 % d'économies d'énergie.

Le renforcement des infrastructures en France s'inscrit dans la logique européenne de corridors gazières

Parmi les priorités européennes figure le « corridor nord-sud » de l'Europe de l'ouest permettant au GNL déchargé au sud de contribuer à la sécurité d'approvisionnement au nord. Les récentes décisions prises en France vont clairement dans ce sens : la confirmation du projet de construction d'un terminal méthanier à Dunkerque par EDF va ainsi s'accompagner d'un renforcement du réseau de GRTgaz avec la réalisation de l'Arc de Dierrey et du lancement d'une procédure d'appel au marché qui doit conduire à la création d'une nouvelle interconnexion entre la France et la Belgique. Plus au sud, le doublement de l'artère du Rhône (projet Eridan) permettra de fluidifier les échanges entre le sud et le nord du pays. Identifiée comme prioritaire par la Commission européenne, la réalisation de cette infrastructure est un prérequis pour tout développement de capacités d'entrée dans la zone Sud, notamment depuis l'Espagne. A ce titre, le projet bénéficie d'une subvention européenne : l'investissement a été déclenché, de façon exceptionnelle, sans recourir à un appel au marché.



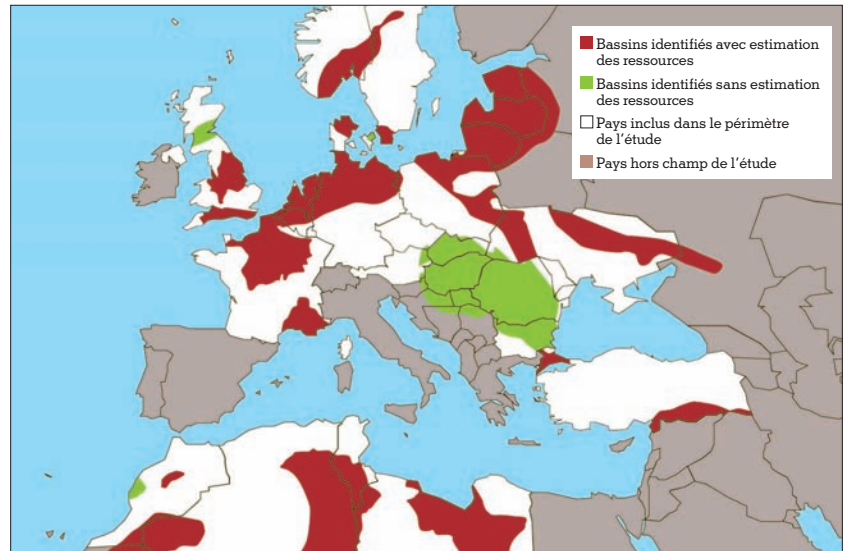
Un rôle accru pour le gaz dans le mix énergétique européen ?

En s'appuyant sur la stratégie affichée par l'Union Européenne pour atteindre les objectifs environnementaux « 3 x 20 », les différents scénarios de consommation de gaz publiés en 2010 prévoient une croissance faible de la demande à moyen terme. La catastrophe nucléaire de Fukushima et les interrogations sur l'avenir du nucléaire qui s'en sont suivies invitent cependant à une nouvelle réflexion sur la place du gaz dans le mix énergétique européen.

L'hypothèse d'un recours accru au gaz naturel se trouve confortée par les dernières estimations des réserves récupérables mondiales qui pourraient permettre, selon l'Agence Internationale de l'Energie, jusqu'à 250 ans de production au rythme actuel. L'accès aux zones de production est par ailleurs facilité par l'essor du gaz naturel liquéfié (GNL) dont les importations vers l'Europe ont plus que doublé sur la dernière décennie, contribuant à la diversification des approvisionnements. En outre, plusieurs rapports récents indiquent que l'Europe continentale, et notamment la France, disposent d'une part non négligeable de ces réserves récupérables sous la forme de gaz de schiste. Les réserves françaises représenteraient ainsi 5000 milliards de mètres cubes selon les dernières estimations du bureau américain des statistiques de l'énergie (EIA). La mission d'inspection

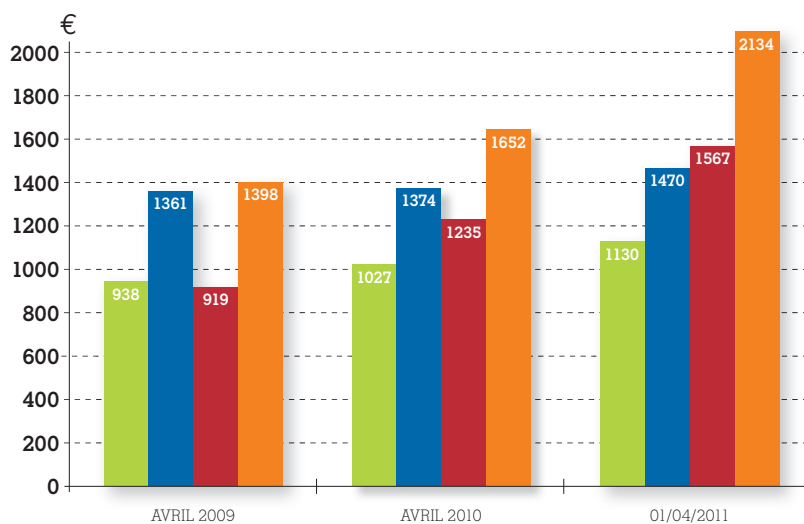
Réserves de gaz de schiste

Dans une étude publiée en avril 2011, l'EIA évalue les réserves françaises de gaz de schiste à 5000 Gm³ répartis équitablement entre deux bassins au nord et au sud-est.



chargée de conseiller le Gouvernement sur le sujet estime que 10 % de ces réserves sont effectivement exploitables (car situées hors des zones densément peuplées ou protégées), ce qui permettrait de couvrir plus de 10 ans de consommation nationale. Le potentiel de production domestique pourrait donc être significatif mais cela suppose que l'on parvienne à s'assurer de la conformité des procédés d'extraction aux exigences environnementales.

Prix des différentes énergies pour le chauffage des particuliers



* 18000 kWh PCS poules combustibles, 12000 kWh pour l'électricité

* Données ATEE au 15/03/2011 sauf gaz naturel au 01/04/2011

Évolution de la facture annuelle de chauffage/ECS 2009/2011 pour une consommation donnée* et différentes énergies

* Représentative d'une maison existante de 110 m² moyennement isolée en zone H1 (nord).

Malgré une hausse des tarifs réglementés d'environ 5 % au 1^{er} avril 2011 pour prendre en compte la hausse importante du prix des produits pétroliers, le gaz naturel reste compétitif comparativement aux autres énergies, pour un usage « chauffage, eau chaude et sanitaire ». Les chiffres de l'ATEE (Association Technique Energie Environnement) sont basés sur la consommation en énergie finale qui prend en compte la différence de rendement constatée entre les modes de chauffage.

■ Gaz naturel ■ Électricité ■ Fioul ■ Propane

LE DÉPUTÉ JEAN PRORIOL A PRÉSENTÉ DÉBUT AVRIL UN RAPPORT D'INFORMATION SUR LA SÉCURITÉ ET LE FINANCEMENT DES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ, EN CONCLUSION DES TRAVAUX DE LA MISSION D'INFORMATION PRÉSIDÉE PAR LE DÉPUTÉ JEAN GAUBERT. EN RÉPONSE AU MÉCONTENTEMENT DES USAGERS QUANT À LA DÉGRADATION DE QUALITÉ DE L'ÉLECTRICITÉ QUI FUT LE POINT DE DÉPART DE CETTE MISSION, LE RAPPORT DÉGAGE UN CERTAIN NOMBRE DE PISTES QUI DEVRAIENT PERMETTRE D'AMÉLIORER LE SERVICE RENDU AUX CONSOMMATEURS.

« Les responsables d'EDF ont longtemps eu d'autres priorités que le réseau de distribution »



BIOGRAPHIE JEAN GAUBERT

Député des Côtes d'Armor

De 1977 à 1998 :
Maire de Pluduno

De 1979 à 1992 :
Conseiller régional de Bretagne

De 1989 à 1994
et de 1999 à 2004 :
Administrateur d'Electricité
de France

De 1996 à 1999 :
Vice-Président du Conseil
supérieur de l'électricité et du gaz

Il est aussi :

- Président du Syndicat Départemental d'Electricité des Côtes d'Armor
- Vice-Président de la Commission des affaires économiques de l'Assemblée nationale
- Vice-Président de la FNCCR

Décryptages : Quelles sont les conditions qui ont présidé à la réalisation du rapport d'information sur la sécurité et le financement des réseaux de distribution d'électricité ?

Jean Proriot : Cette mission, qui nous a été confiée par la Commission des affaires économiques de l'Assemblée nationale, est partie du constat de la dégradation de la qualité de l'électricité distribuée. Une dégradation qui n'est pas imputable aux seuls éléments extérieurs mais aussi à une insuffisance d'investissements. La moyenne des temps de coupure a augmenté régulièrement. La dégradation de la qualité des réseaux est très nette puisque la durée moyenne de ces coupures a augmenté à un rythme tendanciel de 4,5 minutes par an. Nous voulions donc savoir pourquoi. Nous avons mené des auditions tous azimuts, notamment celle de Marcel Boiteux, dirigeant historique d'EDF.

Jean Gaubert : Nous avons mesuré des éléments objectifs, fournis par ERDF, comme la durée des coupures, les différences entre départements et à l'intérieur même des départements. Il faut se méfier des moyennes : au sein d'un même département, on peut afficher un temps de coupure moyen acceptable tout en ayant des secteurs très mal desservis.

N'y a-t-il pas une sorte de paradoxe avec, d'une part, la péréquation tarifaire qui permet à tous les consommateurs, quel que soit l'endroit où ils se trouvent, de payer le même prix, et, d'autre part, une inégalité dans la qualité du service fourni ?

J. P. : En tout cas, il n'y a pas de péréquation des investissements ! Les responsables d'EDF avaient d'autres priorités que de s'attaquer au réseau de distribution, comme,

par exemple, assurer la qualité de la fourniture d'électricité. Depuis 2004, on constate néanmoins un redressement de la trajectoire des investissements sur le réseau, notamment pour résorber les fils nus. Toutefois malgré le remplacement de 4 200 km par an, il reste encore 100 000 km de fils nus : beaucoup de travail reste à faire.

J.G. : Nous pensons que s'il n'y avait pas de péréquation tarifaire, ce serait encore pire ! Les travaux risqueraient d'être entrepris en fonction du rendement de telle ou telle zone de desserte.

« Au sein d'un même département, on peut afficher un temps de coupure moyen acceptable tout en ayant des secteurs très mal desservis. » **Jean Gaubert**

Quelles sont précisément les principales raisons de la baisse de la qualité du réseau ?

J. P. : Les responsables successifs d'EDF ont longtemps eu d'autres priorités que le réseau de distribution. Historiquement, EDF a misé sur la production au détriment de la distribution.

J. G. : EDF a également privilégié ses investissements internationaux. Considérons que les investissements ont été divisés par deux entre le début des années 90 et 2004 (ils sont passés de 3,2 milliards à 1,6 milliard). La tendance était que, pour améliorer la moyenne, il suffisait d'améliorer la qualité du réseau dans les zones peuplées où la qualité était déjà bonne. Ce qui ne s'est pas vu au début, car le réseau était globalement de bonne qualité. La dégradation s'est constatée au fil des années.

« Nous proposons que la moitié, au moins, des taxes locales sur la fourniture d'électricité [...] soit affectée à des travaux d'électrification. » Jean Proriot

Pouvez-vous nous expliquer le débat entre les autorités concédantes et l'opérateur historique ?

J. G. : D'un côté, les autorités concédantes disent que l'opérateur historique n'a pas fait tout ce qu'il fallait faire. De l'autre, ERDF a eu tendance à estimer que les autorités concédantes faisaient n'importe quoi ! Si les autorités concédantes n'avaient pas investi, la situation serait pire aujourd'hui. En outre, c'est EDF qui suggérait aux collectivités territoriales le type d'investissement qu'il fallait faire. N'oublions pas qu'en plus du FACÉ⁽¹⁾, les collectivités territoriales investissent une somme qui provient des taxes locales sur l'électricité. Si elles n'avaient pas mis cet argent sur le réseau, cela aurait été pire. J'ajoute enfin que si les collectivités territoriales n'ont pas les moyens de maintenir le réseau, ce n'est pas non plus leur compétence. ERDF renvoie la patate chaude aux collectivités territoriales...

J.P. : Le produit des taxes locales sur l'électricité s'est élevé à 1,7 milliard d'euros en 2009, dont seulement 420 millions d'euros prélevés directement par les syndicats d'électricité. La différence dépend du bon vouloir des communes ou des départements, qui peuvent ou non l'affecter au réseau. Nous proposons que la moitié, au moins, des taxes locales sur la fourniture d'électricité prélevées par les départements et les communes soit affectée à des travaux d'électrification.

Les tarifs d'EDF vont augmenter. N'est-ce pas une « double peine » pour les usagers qui sont les plus victimes de la mauvaise qualité du réseau de payer davantage ?

J.G. : C'est un vrai problème. A une époque, l'électricité était moins chère et, pourtant, EDF investissait plus de 3 milliards d'euros sur les réseaux. Aujourd'hui on est à des niveaux d'investissements inférieurs. On ne dit pas aux consommateurs que les hausses récentes de tarifs sont pour le renouvellement des réseaux, mais pour la sécurité des centrales dont on nous avait pourtant assuré jusque-là qu'elle était parfaite ! Alors, soit la sécurité n'était pas au bon niveau et on nous

a menti, soit elle l'est, et on se sert de l'accident de Fukushima pour essayer de gagner plus d'argent. Il y a sans doute un peu des deux.

J. P. : Nous sommes dans un contexte général d'augmentation des prix de l'énergie. Notre rapport a aussi fait prendre conscience que l'on ne peut indéfiniment mettre en cause EDF, car cette entreprise a également des contraintes comme le rachat de l'électricité produite par des sources d'énergies nouvelles, la prolongation de vie des centrales nucléaires qui ont une quarantaine d'années et la mise en place de compteurs intelligents.

Quelles sont les principales directions des recommandations que vous avez faites ?

J. P. : Il faut instaurer de nouveaux et meilleurs rapports entre le gestionnaire de réseau et son actionnaire direct, EDF. Il faut également une meilleure coordination des investissements d'ERDF et ceux des collectivités locales de façon à ce que nous parvenions à travailler dans la même direction et que soyons davantage informés des investissements que font les uns et les autres. Nous voudrions également changer les critères d'évaluation des incidents. On nous donne des moyennes, nous voudrions des écarts-types. Un dispositif de régulation pourrait en découler. Placé sous le contrôle de la CRE, il serait plus incitatif afin de nous rapprocher de la qualité que nous recherchons.

J. G. : Sans la prise en compte des écarts-types, l'opérateur peut améliorer ses critères moyens en accentuant simplement son effort sur les départements déjà favorisés car cela est moins coûteux pour lui. Par ailleurs, il est clair que nous devons accroître la concertation entre les parties prenantes. Il faut aussi poursuivre l'effort d'investissement sur les réseaux. Nous sommes persuadés qu'il faudrait que le TURPE soit totalement utilisé, voire augmenté, pour rattraper la situation. L'exigence des consommateurs, avec, notamment la généralisation de l'équipement informatique a accru l'exigence de qualité du réseau, y compris dans les campagnes.



BIOGRAPHIE JEAN PRORIOT

Diplômé HEC

Député de la Haute-Loire

Depuis 1962 :

Maire de Beauzac

De 1974 à 1978 :

Sénateur de la Haute-Loire

De 1992 à 2010 :

Conseiller régional d'Auvergne

De 1997 à 2002 :

Vice-Président de la Commission des affaires économiques de l'Assemblée nationale

Il est aussi :

- Président du Syndicat Départemental d'Electricité de la Haute-Loire
- Président de l'Association départementale des Maires de la Haute-Loire

(1) Le FACÉ (Fonds d'amortissement des charges d'électrification) est un fonds auquel contribuent les gestionnaires de réseaux de distribution pour aider les collectivités concédantes à financer les travaux d'entretien et de développement du réseau.

(2) Le TURPE (Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité) est payé par les utilisateurs du réseau et assure 90 % des recettes d'ERDF. Il lui permet de financer ses activités, d'assurer sa mission d'entretien du réseau et de le moderniser.

RÉSEAUX INTELLIGENTS

Une stratégie européenne volontariste

Le groupe des régulateurs européens de l'énergie (ERGEG) a publié en février ses recommandations relatives au déploiement des compteurs intelligents. La Commission européenne, quant à elle, a lancé au mois d'avril une initiative ambitieuse sur les Smart Grids afin d'accélérer les investissements des opérateurs et le développement des réseaux intelligents.

D'après le 3^e paquet énergie, les États membres de l'Union européenne ont jusqu'à septembre 2012 pour procéder à une analyse des coûts et des bénéfices du déploiement de compteurs électriques intelligents (il n'y a pas de délai a priori pour le gaz). L'ERGEG a ainsi publié en février les retours d'expérience des analyses coût-bénéfice déjà menées par certains États membres (11 analyses pour l'électricité et 6 pour le gaz).

En parallèle, l'ERGEG a rassemblé dans un guide des bonnes pratiques (Guidelines of Good Practice, ou GGP) ses recommandations en terme de comptage intelligent, établies à la suite d'une consultation et des auditions publiques qui ont vu participer 54 contributeurs représentant les consommateurs, les fournisseurs, les distributeurs et gestionnaires de comptage, les équipementiers, le secteur des technologies de l'information et de la communication, etc. Parmi ces recommandations, les régulateurs conseillent aux États membres de définir au niveau national une liste minimale de services que les fournisseurs et les distributeurs de gaz et d'électricité devront proposer à leurs clients afin qu'ils bénéficient pleinement de ces investissements (cf. encadré).

Si le comptage intelligent est déployé, il doit en effet apporter des bénéfices non seulement aux opérateurs (fournisseurs et distributeurs) et à la collectivité, mais aussi à l'ensemble des consommateurs. 80 % des foyers européens devraient avoir accès, d'ici à 2020, à des systèmes intelligents de contrôle de la consommation

« Sur le sujet des Smart grids, il convient de distinguer aujourd'hui ce qui est du domaine de l'utopie et ce qui peut devenir réalité, ce qui est encore du domaine de la prospective et ce qui est de l'application à court terme. » **Philippe de Ladoucette**

selon la communication stratégique publiée par la Commission européenne en avril. Ce document précise les cinq types de mesures proposées par la Commission pour favoriser le développement des réseaux intelligents : harmoniser les standards techniques au niveau européen, assurer la protection des données personnelles des consommateurs, inciter à l'efficacité énergétique par la fiscalité, assurer l'ouverture et la compétitivité du marché de détail pour les consommateurs et

soutenir les investissements dans la recherche et le développement.

Si cette stratégie volontariste a été saluée par Philippe de Ladoucette, président de la CRE, celui-ci a estimé cependant que la Commission européenne « met[ait] la barre très haut » en fixant l'établissement de tous les standards techniques d'ici la fin de l'année 2012. Il est également revenu sur la question de l'acceptabilité par les consommateurs.

Les régulateurs européens recommandent aux États membres d'exiger des fournisseurs et des distributeurs qu'ils associent au déploiement des compteurs intelligents une offre de service aux consommateurs comprenant au minimum (par exemple pour l'électricité) :

- Un compteur unique pour l'injection et le soutirage
- Une facturation sur la base de consommations réelles et non plus estimées
- Une facilité accrue pour changer de contrat ou de fournisseur
- La possibilité d'effectuer à distance les changements contractuels, les changements de puissance et les mises en service et résiliations ainsi que la mise à jour du logiciel compteur
- Une interface normalisée avec les appareils de la maison
- Une information gratuite sur la consommation et les coûts, sur une base mensuelle
- Un accès à la demande aux informations de consommation et de coûts
- Un système d'alerte en cas d'interruption non prévue ou de consommation anormale
- Un accès à des offres tarifaires adaptées au mode de consommation

Ces recommandations sont en ligne avec les futures normes européennes. En effet, ces services sont rendus possibles par les fonctionnalités techniques des systèmes de comptage, dont la standardisation est en voie de finalisation.