

# Synthèse du rapport d'activité

Mai 2009

**Le présent rapport d'activité succède à celui qui couvrait la période juillet 2007 – juin 2008. Il concerne le second semestre 2008. Les rapports ultérieurs porteront sur l'année calendaire et ils seront ainsi plus en phase avec l'environnement économique et financier qui structure inévitablement le secteur de l'énergie.**

**Le précédent rapport d'activité de la CRE s'achevait à un moment où la crise économique et financière n'était pas encore véritablement perceptible. La période dont le présent rapport d'activité rend compte est inscrite dans un monde en crise où s'exprime une demande de régulation accrue.**

Si les marchés de l'électricité et du gaz restent dominés par les offres aux tarifs réglementés de vente, l'ouverture à la concurrence pour les consommateurs résidentiels a néanmoins connu une progression notable en 2008.

Sur le marché de détail résidentiel, la part de marché des fournisseurs alternatifs a fortement progressé au cours de l'année 2008 :

- en électricité, sur un total de 29,7 millions de sites, 692 000 étaient clients d'un fournisseur alternatif au 31 décembre 2008, contre 31 000 au 31 décembre 2007 ;
- en gaz, sur un total de 10,8 millions de sites, 416 000 étaient clients d'un fournisseur alternatif au 31 décembre 2008, contre 54 000 au 31 décembre 2007.

Cette progression se poursuit à un rythme soutenu au premier trimestre 2009 : le nombre de consommateurs résidentiels ayant souscrit une offre chez un fournisseur alternatif devrait ainsi franchir le seuil du million en électricité et celui du demi-million en gaz.

Sur le marché de détail non résidentiel, l'ouverture à la concurrence s'est stabilisée en électricité, freinée notamment par l'existence du TaRTAM, et s'est poursuivie en gaz.

L'incertitude juridique qui pèse aujourd'hui sur les tarifs réglementés de vente limite la visibilité des opérateurs. La CRE attire l'attention du législateur sur la nécessité, à l'instar de ce qui se pratique dans les autres États membres concernés, de maintenir le principe de réversibilité sur le segment des consommateurs résidentiels tant que coexisteront des offres à prix de marché et des offres aux tarifs réglementés de vente. Le maintien de la réversibilité est nécessaire à la sécurisation du portefeuille clients

des fournisseurs alternatifs. Elle doit, en outre, être accompagnée de mesures permettant le développement d'offres concurrentielles.

La CRE a contribué à une plus grande transparence dans l'élaboration des tarifs réglementés de vente de gaz naturel en publiant les éléments variables de la formule de calcul de l'évolution des coûts d'approvisionnement de GDF Suez. Elle a par ailleurs approuvé un projet de décret qui permettrait une amélioration des procédures décisionnelles relatives à l'évolution des tarifs réglementés de vente de gaz. La CRE déplore le retard pris dans la publication de ce décret.

L'accès aux ressources dans des conditions compétitives constitue le principal défi auxquels sont confrontés les fournisseurs alternatifs. En effet, la concentration de la production en électricité et la concentration de l'accès aux ressources, en gaz, s'aggravent. De plus, les marchés de gros français de l'électricité et du gaz demeurent fortement concentrés, peu liquides et insuffisamment transparents. C'est d'ailleurs en raison de ces défauts structurels que le législateur a confié à la CRE la responsabilité de surveiller les marchés de gros. Le premier rapport de surveillance, portant sur l'année 2007, a été rendu public en janvier 2009.

\*\*\*

L'année 2008 a été marquée par une activité tarifaire intense, qui a présenté une double caractéristique. D'une part, elle a porté sur la quasi-totalité des réseaux, qui ont désormais, ou vont avoir prochainement, de nouveaux tarifs ; d'autre part, ces nouveaux tarifs bénéficient d'une innovation importante : l'introduction de mécanismes incitatifs encourageant les gestionnaires de réseaux à offrir aux consommateurs le service le plus performant au meilleur prix.

Le présent rapport d'activité expose en détail la méthode financière qui préside à la mise en place du cadre de régulation des réseaux. Les niveaux tarifaires proposés sont fixés dans le but de couvrir notamment l'amortissement et la rémunération des capitaux investis. Le cadre de régulation tarifaire adopté par la CRE est conçu pour éviter les sous-investissements dans le réseau et il garantit aux utilisateurs qu'ils ne paieront que ce qui correspond aux investissements réalisés par les opérateurs. Dans le contexte actuel de crise économique et financière, ce cadre fournit de surcroît aux opérateurs une rémunération des capitaux engagés adaptée à un profil de risque limité. Ces éléments sont particulièrement propices à la prévisibilité des flux financiers. Des garde-fous sont néanmoins indispensables : il serait opportun que le régulateur puisse s'assurer que les décisions de l'actionnaire sont encadrées et n'affectent ni la solidité financière des opérateurs ni leur capacité à mener leurs programmes d'investissement. À cette fin, il serait utile de donner au régulateur la compétence d'approuver le montant global des investissements sur les réseaux de distribution d'électricité. En complément du rôle essentiel des autorités concédantes et en concertation avec elles, cette compétence aurait un double avantage : elle permettrait de vérifier l'adéquation des

investissements aux besoins et de s'assurer que les investissements pris en compte dans les tarifs d'utilisations des réseaux publics d'électricité sont effectivement réalisés.

Afin que la régulation des réseaux exerce son plein effet sur le bon fonctionnement des marchés, il est nécessaire que, conformément à la loi, les tarifs réglementés de vente d'électricité et de gaz intègrent la couverture des coûts liés à l'utilisation des réseaux et aux coûts de production ou d'approvisionnement en gaz naturel. Parallèlement, dans la perspective d'une information optimum des consommateurs, il est nécessaire que la facture du consommateur final distingue la part fourniture et la part réseaux.

Conformément au droit communautaire, l'énergie nécessaire à la couverture des pertes en ligne sur les réseaux d'électricité doit être achetée selon des procédures concurrentielles, non discriminatoires et transparentes, telles que des consultations publiques ou le recours à des marchés organisés. La loi française a fait le choix de confier la responsabilité de l'achat de ces pertes aux gestionnaires de réseaux. Compte tenu de l'importance des volumes en jeu, ces achats constituent un élément déterminant du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE). Dans le cadre de l'élaboration du TURPE 3, des demandes d'évolution du système actuel ont été exprimées, afin de réduire l'impact sur le tarif des achats liés aux pertes. C'est pourquoi la CRE a mis en place un groupe de travail « Pertes » composé d'experts reconnus, chargé de proposer des évolutions du dispositif de couverture des pertes en vue d'une prise en compte dans le cadre du TURPE 4.

Les nombreuses coupures intervenues lors de l'hiver 2008-2009, à la suite des fortes chutes de neige et des tempêtes, ont révélé le mauvais état des réseaux publics de distribution d'électricité lié à une insuffisance d'investissement pendant la période 1998-2005. Ces coupures ont confirmé l'urgence d'une augmentation significative des investissements. Cette exigence a été prise en compte dans la proposition de TURPE 3 élaborée par la CRE. Toutefois, afin de faire le point sur l'ensemble des besoins de réhabilitation des réseaux de distribution et sur la politique de maintenance, la CRE a jugé nécessaire de mettre en place un groupe de travail « Qualité de la distribution de l'électricité », dont les conclusions seront présentées à l'automne 2009.

\*\*\*

Les objectifs de maîtrise de la demande d'énergie et de lutte contre le réchauffement climatique fixés par le paquet énergie-climat et le « Grenelle de l'environnement », doivent être transcrits dans le signal-prix. En électricité, l'horosaisonnalisation des tarifs d'utilisation des réseaux, engagée dans le cadre de TURPE 3, y contribue ; elle permet une variation plus forte de ces tarifs selon la période pendant laquelle l'électricité est consommée, et par suite une utilisation plus rationnelle de l'électricité. Dans une même logique, une refonte de la structure des tarifs réglementés de vente serait également nécessaire.

Le développement de systèmes de comptage électrique évolués, engagé à l'initiative de la CRE et mené sous son contrôle par ERDF, devrait constituer également une avancée majeure en matière de maîtrise de la demande d'énergie. Plus généralement, ces systèmes devraient façonner le marché de l'électricité à long terme : non seulement ils actualiseront ses potentialités d'ouverture à la concurrence en termes de diversité des offres, mais ils seront aussi des outils de modulation de la consommation et des outils de gestion optimale de flux de plus en plus décentralisés. La CRE sera particulièrement attentive à la neutralité de la gestion et de la communication d'ERDF sur ce projet.

L'objectif fixé à la France en matière d'électricité produite à partir de sources renouvelables conduit à un développement important de toutes les filières. Toutefois, ce développement doit être mené dans des conditions économiquement et écologiquement raisonnables. C'est pourquoi, dans son avis du 30 octobre 2008 relatif au projet d'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité éolienne, la CRE s'est prononcée défavorablement sur ce tarif d'achat en raison de son niveau excessif. Il est par ailleurs impératif que l'intégration aux réseaux d'électricité de ces nouvelles sources de production, très souvent décentralisées, soit sûre et fiable. Dans cette perspective, la CRE travaille à l'évolution des règles d'exploitation du système électrique européen afin d'accueillir au mieux ces productions. Au niveau national, elle s'assure que les conditions juridiques, techniques et financières de leur raccordement aux réseaux sont bien réunies.

\*\*\*

Les gestionnaires de réseaux sont au coeur du processus d'intégration des marchés, et leur indépendance constitue une des conditions essentielles du bon fonctionnement du marché intérieur de l'électricité et du gaz.

L'année 2008 a vu la mise en place effective des gestionnaires de réseaux de distribution filialisés, achevant ainsi tardivement, pour la France, la transposition des directives de 2003 sur le marché intérieur de l'électricité et du gaz et le mouvement de séparation entre activités en concurrence et activités en monopole régulé que ces directives imposaient. Si le niveau d'indépendance atteint par les gestionnaires de réseaux français d'électricité et de gaz a pu être jugé jusqu'à présent satisfaisant, la CRE constate une dégradation de cette indépendance qu'elle ne peut que dénoncer. Elle rappelle que les restrictions d'indépendance que les groupes intégrés imposent, à des degrés divers, à leurs filiales gestionnaires de réseaux, sur le plan financier ou sur le plan de la communication, sont inacceptables au regard des dispositions communautaires et nationales.

En conséquence, la CRE se réjouit que le troisième paquet sur le marché intérieur de l'électricité et du gaz, enfin adopté, clarifie et approfondisse les conditions d'indépendance des gestionnaires de réseaux.

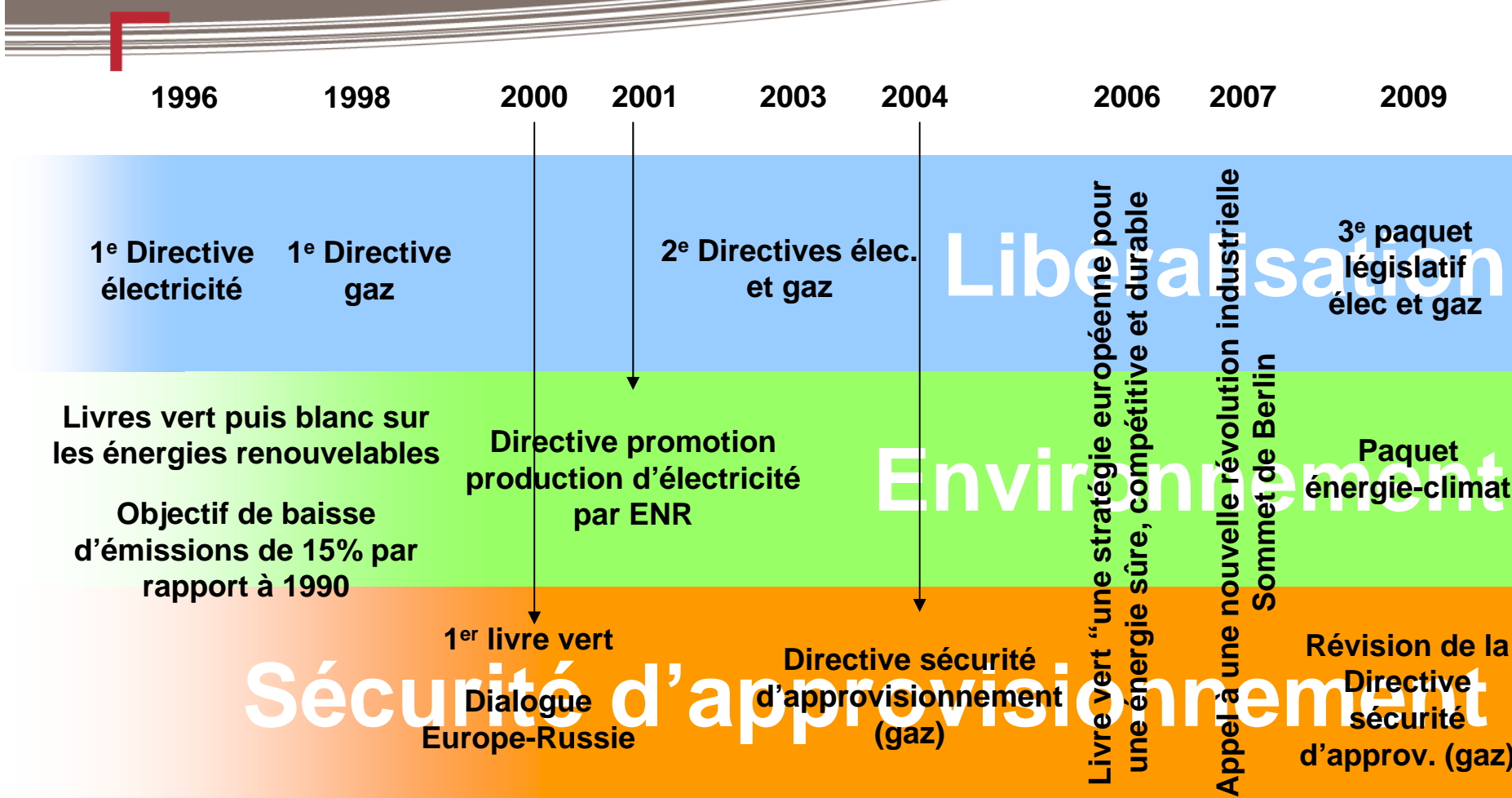
Les deux années pendant lesquelles ce troisième paquet a fait l'objet de débats ont parfois semblé dominées par la problématique des modalités de séparation, au sein des groupes verticalement intégrés,

entre activités de transport et activités de production et de fourniture. En définitive, la séparation patrimoniale n'est que facultative et les modalités de séparation alternatives s'accompagnent du renforcement très net du contrôle, par les autorités de régulation nationales, du respect des dispositions – comptables, managériales, déontologiques – garantissant l'indépendance des gestionnaires de réseaux de transport (GRT). Les gestionnaires de réseaux de distribution sont également concernés par un renforcement du contrôle par les régulateurs.

La crise du gaz russo-ukrainienne, début 2009, a mis en exergue les difficultés causées par le manque d'interconnexions et l'isolement des différents marchés nationaux. Au demeurant, la simple juxtaposition de marchés nationaux, certes libéralisés, n'est pas satisfaisante : tant en gaz qu'en électricité, les interconnexions transfrontalières sont indispensables à la construction du marché intérieur de l'énergie. Dès lors, la création, prévue par le troisième paquet énergie, d'une Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER), constitue un pas supplémentaire vers une intégration accrue : opérationnelle dès 2010, l'ACER contribuera à la résolution des différends transfrontaliers et à l'instauration de nouveaux codes de réseaux harmonisés et juridiquement contraignants pour les GRT.

Les différents textes du troisième paquet énergie confortent en outre le rôle fondamental des autorités de régulation nationales dans le processus de construction du marché intérieur : Celles-ci voient leur indépendance confortée et leurs compétences renforcées, en ce qui concerne la régulation des réseaux, le fonctionnement des marchés mais aussi la protection des consommateurs.

# Chronologie des initiatives européennes dans le secteur de l'énergie



# Un nouveau cadre de régulation

## **Les tarifs d'utilisation des réseaux élaborés en 2008 introduisent un nouveau cadre de régulation**

L'année 2008 a été marquée par la préparation de nouveaux tarifs d'accès aux réseaux de transport et de distribution d'électricité et de gaz et le passage à un mode de tarification pluriannuel incitatif. Cela a permis de proposer de nouvelles modalités de rémunération des actifs investis dans les réseaux. Ces modalités et, en particulier, le taux de rémunération de la base d'actifs régulée (BAR) fixé par le régulateur, font l'objet d'une attention soutenue de la part de la communauté financière (agences de notation, investisseurs). Ces conditions de rémunération sont, en effet, déterminantes pour apprécier la viabilité financière des gestionnaires de réseaux. Du point de vue du régulateur, elles constituent un paramètre important, qui, classiquement, est examiné en étroite relation avec l'appréciation du risque de l'activité régulée. Elles doivent donc être replacées dans le contexte plus large du cadre de régulation adopté. En effet, le traitement tarifaire des investissements et, plus généralement, la couverture de risques dans le cadre de régulation en regard de risques habituellement supportés par les entreprises du domaine concurrentiel, constituent des leviers déterminants, cela à côté du strict levier du taux de rémunération de la BAR.

Ces différents leviers sont cruciaux pour s'assurer que les gestionnaires de réseaux disposent des ressources financières adéquates pour réaliser les investissements nécessaires au niveau attendu. Toutefois, ils ne sont pas suffisants pour s'assurer que cet objectif d'investissement soit atteint. Les arbitrages d'actionnaire, légitimes du strict point de vue du droit des sociétés, peuvent, en effet, rentrer en conflit avec les investissements des activités régulées. Cette préoccupation du régulateur est valable indépendamment du régime de propriété des réseaux, même si elle peut être plus prégnante pour les entreprises verticalement intégrées.

Des garde-fous seraient utiles pour permettre au régulateur de s'assurer de la correcte exécution des investissements. En la matière, la CRE dispose d'un pouvoir d'approbation des investissements pour les gestionnaires de réseaux de transport. Ce n'est toutefois pas le cas pour les réseaux de distribution. Cependant, pour les réseaux de distribution de gaz, la majorité des investissements sont encadrés par des dispositions réglementaires (sécurité, pointe à 2 %, etc.). Par ailleurs, aucun dispositif ne permet d'encadrer aujourd'hui la structure des passifs des opérateurs. En effet, l'évolution de l'endettement et la politique de remontée des dividendes, décidées par l'actionnaire, constituent également des facteurs pouvant potentiellement rentrer en concurrence avec les besoins des réseaux régulés en termes d'investissements.

## 1. La rémunération retenue de la base d'actifs régulée se fonde sur une évaluation de fourchettes d'estimations des paramètres intervenant dans le calcul du coût moyen pondéré du capital (CMPC ou WACC)

La CRE, comme la plupart des régulateurs, propose ses niveaux tarifaires de façon à couvrir l'amortissement et la rémunération des capitaux investis. Ces capitaux sont pris en compte à travers la BAR. La BAR augmente avec les nouveaux investissements, lors de la mise en service des actifs, et diminue du montant des amortissements et des actifs cédés. Elle est calculée à partir de la valeur des immobilisations telle qu'elle apparaît dans la comptabilité. Dans le cas de l'électricité, cette valeur est prise en compte en données nominales courantes et le taux de rémunération est également nominal. Dans le cas des opérateurs gaziers, la valeur des actifs est réévaluée de l'inflation (prix à la consommation). Ce choix est lié à la méthode de valorisation adoptée par la commission Houry en 2002 pour valoriser les actifs de transport de gaz lors de leur cession par l'État à Gaz de France et à Gaz du Sud-Ouest (GSO). Cette valorisation a été, en effet, fondée sur une logique de coûts historiques réévalués. Par conséquent, et dans la mesure où l'inflation est portée par les actifs, le taux de rémunération retenu est exprimé en termes réels.

Les taux de rémunération pris en compte se fondent sur la méthode usuelle du coût moyen pondéré du capital (CMPC), à structure financière normative. Le coût des fonds propres est estimé sur la base du modèle d'évaluation des actifs financiers (MEDAF). Les différents paramètres intervenant dans ces évaluations font l'objet de fourchettes d'estimations.

La CRE a également confié à un cabinet externe une étude sur le CMPC des infrastructures électriques et gazières. Pour l'électricité, la fourchette de taux envisagée dans la consultation publique du 26 août 2008 relative à TURPE 3 se situe entre 7,25 et 7,75 %, nominal avant impôt. Dans le cas du gaz, la couverture du risque de variation des volumes acheminés par GrDF et donc de l'aléa climatique auquel il est particulièrement exposé du fait de la structure tarifaire, est à l'origine de la fixation du taux de rémunération des actifs de distribution de gaz à 6,75 % (réel, avant impôts), soit 50 points de base en dessous des niveaux retenus pour l'ATRD 2. Ce risque était précédemment laissé à la charge de l'opérateur. En revanche, le taux retenu pour le transport a été maintenu à 7,25 %.

L'écart de rémunération entre le transport et la distribution de gaz se matérialise dans le choix retenu pour le beta et donc le coût des fonds propres. Il traduit le risque plus important supporté par les GRT lié à l'incertitude sur l'évolution des souscriptions de capacités. L'activité des transporteurs étant de permettre un meilleur fonctionnement du marché, les réseaux de transport de gaz naturel ne sont donc pas uniquement dimensionnés pour servir une consommation finale. Une part importante des investissements des transporteurs est liée à l'amélioration des conditions d'accès à leurs infrastructures (fluidification, simplification etc.). A noter que pour ces GRT, les mécanismes de rémunération mis en place comportent également une incitation, fixée à 300 points de base pendant 10 ans, pour tous les investissements sur le



réseau gazier principal qui permettent la création de capacités additionnelles ou la réduction du nombre de zones d'équilibrage.

Enfin, il convient de souligner que les orientations tarifaires de la CRE maintiennent un écart entre la rémunération des actifs d'acheminement d'électricité (pour lesquels les CMPC retenus sont nominaux) et le gaz (pour lesquels les CMPC sont exprimés en termes réels). Les taux de rémunération retenus pour les activités gazières sont supérieurs à ceux retenus pour l'électricité. Cette différence se matérialise structurellement, dans l'appréciation du risque des activités gazières sur le long terme, du fait du caractère substituable de l'énergie gaz à la différence de l'électricité.

Les immobilisations en cours représentent un cas particulier. Dans ses orientations tarifaires, la CRE a harmonisé le traitement des immobilisations en cours entre les différentes infrastructures. Désormais, une couverture de la charge financière associée à ces immobilisations en cours n'est envisagée que dans la mesure où les activités régulées concernées financent des investissements dont la phase de dépenses avant mise en service s'étale sur une durée longue. C'est le cas pour les activités de transport, mais non pour les réseaux de distribution. Par conséquent, aucune rémunération à ce titre n'est prévue pour les opérateurs de réseaux de distribution.

Pour les opérateurs de réseaux de transport, la rémunération de ces actifs est déterminée sur la base de la méthodologie généralement retenue pour les intérêts intercalaires, avec la prise en compte d'un taux d'intérêt comparable au coût de la dette. Cette méthodologie est conforme avec les pratiques usuelles en termes de comptabilisation d'intérêts intercalaires en financement de projet.

Une étude sur cette problématique a, enfin, été confiée à un cabinet externe qui a examiné la question à la fois sur le plan comptable et sur le plan économique. L'étude a conforté l'approche de la CRE et a, en outre, recommandé d'éviter une double comptabilisation des intérêts intercalaires, dans le cas où ceux-ci seraient capitalisés dans la base d'actifs régulée.

## **2. Le traitement tarifaire assure la couverture des dépenses d'investissement réalisées**

Les propositions tarifaires sont construites sur des hypothèses prévisionnelles de dépense, qui couvrent la période allant jusqu'à 2012. Des écarts entre prévisions et réalisations peuvent donc survenir. Pour plusieurs postes de charges, dont les charges de capital, ces dépenses sont éligibles au mécanisme de correction d'erreurs, le compte de régulation des charges et produits (CRCP). Ex-post, cela implique que les tarifs futurs couvriront les dépenses effectivement réalisées et non les hypothèses retenues lors des calages tarifaires initiaux (logique de *pass-through*).

Pour les investissements, les opérateurs sont donc assurés de recouvrer l'amortissement et la rémunération associés aux investissements effectivement réalisés. Ils ne courent donc pas de risque financier même dans l'hypothèse où les montants de ces investissements dépassent les hypothèses

retenues. Les gestionnaires de réseaux ne retirent aucun bénéfice d'un sous-investissement éventuel par rapport à ces hypothèses.

Au total, le traitement tarifaire en *pass-through* des investissements élimine toute incitation à sous-investir dans le réseau, tout en garantissant à l'opérateur ses revenus tarifaires en cas de dépassement des budgets prévisionnels d'investissement. Ce cadre est donc particulièrement sécurisant et favorable à l'investissement dans les réseaux, tout en garantissant aux utilisateurs de réseau de ne payer que ce qui correspond aux investissements réalisés par les opérateurs.

Par ailleurs, un tel constat ne devrait pas être fondamentalement remis en cause par l'hypothèse d'une introduction à terme de dispositions incitatives qui ne porteraient que sur les coûts unitaires d'investissements. Les volumes d'investissements restent pour leur part dans une logique de *pass-through*.

### **3. Le cadre de régulation immunise contre le risque de variation des volumes acheminés**

Outre les charges de capital, les orientations tarifaires de l'année 2008 incluent dans le périmètre du CRCP plusieurs autres postes, dont le plus important, en proportion des chiffres d'affaires des opérateurs, est celui lié aux variations des volumes ou des soutirages. En pratique, les opérateurs sont donc assurés de recouvrer les trajectoires de revenus autorisés en cas de choc sur les volumes, indépendamment des fluctuations qui pourraient survenir sur ces volumes du fait d'aléas climatiques ou économiques. Parmi les autres postes éligibles au CRCP et donc atténuant le profil de risque des opérateurs, on peut également citer les achats de pertes sur les réseaux, tant en électricité qu'en gaz.

Ainsi les opérateurs bénéficient d'un cadre de régulation sécurisant, en particulier en termes de prévisibilité de leurs recettes d'exploitation. Les mécanismes d'indexation sur l'inflation procurent également une sécurité contre le risque de décalage entre l'inflation prévue et celle réalisée sur cette période. De fait, les tarifs proposés en 2008 garantissent une grande part des revenus futurs des opérateurs jusqu'à 2012.

Au total, ce cadre de régulation fournit aux opérateurs une rémunération des capitaux engagés et un profil de risque limité, particulièrement propices à la prévisibilité des flux financiers. Cette prévisibilité est d'autant plus appréciable dans le contexte actuel de crise économique et financière.

### **4. Les liquidités générées sont satisfaisantes, sous réserve des décisions actionnariales**

Les recettes tarifaires constituent l'essentiel du chiffre d'affaires des opérateurs régulés et l'essentiel de leurs ressources. Par construction, ces recettes couvrent les hypothèses d'évolution des charges d'exploitation, ainsi que l'amortissement et la rémunération de la BAR. Ainsi, hors effets intertemporels liés à la restitution des trop-perçus ou manques à gagner via le mécanisme du CRCP, la marge brute

d'exploitation peut être estimée comme étant la somme de l'amortissement et de la rémunération de la BAR.

Sur la période 2009-2012, cette marge brute d'exploitation régulatoire peut être utilement rapprochée des investissements prévisionnels afin d'apprécier la capacité d'autofinancement des opérateurs. Pour les quatre opérateurs concernés par la tarification pluriannuelle, cette marge dépasse les investissements prévisionnels.

Cela permet d'apprécier la capacité des opérateurs à disposer de ressources financières adéquates pour financer leurs investissements dans de bonnes conditions, en particulier dans le contexte économique et financier actuel.

Toutefois, les tarifs proposés par le régulateur ne constituent pas le seul garant de la solidité financière des opérateurs. Celle-ci dépend également des décisions prises par les actionnaires de ces opérateurs, en particulier en termes de structure du passif et de son évolution.

Lors de la séparation juridique des activités de transport, puis de distribution, l'établissement des bilans d'ouverture de RTE, GRTgaz et GrDF s'est accompagné d'un transfert partiel de dette par les maisons mères EDF et Gaz de France, aujourd'hui GDF Suez. Dans le cas d'ERDF, le niveau des capitaux propres affectés à la filiale a été de 2,7 Mds d'euros, en deçà du niveau constaté dans les derniers comptes dissociés disponibles.

L'affectation des résultats et la remontée de dividendes vers la maison mère est susceptible de limiter la capacité financière des opérateurs. Sur la base des résultats 2007, le ratio de remontée des dividendes a été de 60 % pour RTE, 75 % pour ERDF et 95 % (i.e. 100 % du résultat distribuable) pour GRTgaz. Dans le cas de RTE, corrigé du trop perçu de l'année 2007 lié aux interconnexions, le taux de distribution calculé sur la base d'un résultat récurrent dépasse la totalité de ce résultat sur la période de TURPE 2. Ces taux de distribution sont à mettre en regard de l'indication donnée aux marchés financiers par EDF et GDF Suez concernant la cible de taux de distribution de dividendes, égale à 50 % du résultat consolidé hors éléments exceptionnels.

Il convient par ailleurs de noter que le résultat potentiellement distribuable par les opérateurs de réseaux peut dépasser en théorie de façon significative les résultats d'une année (primes d'émissions, reports à nouveau, etc.).

Ces flux financiers peuvent compromettre la solidité financière des entreprises régulées et affecter leur capacité à financer les investissements. Dans le cas des groupes verticalement intégrés, à cette préoccupation s'ajoute celle du risque que les choix d'actionnaire ne relèvent d'arbitrages entre des investissements dans leurs activités concurrentielles, jugés plus rentables a priori même si également plus

risqués, et des investissements dans les activités régulées ; mais aussi le risque que les transferts financiers décidés par la maison mère (remboursement de dette, dividende) ne constitue une remontée de trésorerie durable pouvant s'assimiler à une subvention croisée entre activités régulées et concurrentielles.

De ce point de vue, des garde-fous seraient utiles pour permettre au régulateur de s'assurer que les décisions actionnariales soient encadrées, lorsqu'elles peuvent affecter la solidité financière des opérateurs et leur capacité à mener leurs programmes d'investissement. En la matière, le pouvoir d'approbation des programmes d'investissements en vigueur pour les transporteurs pourrait utilement être élargi aux réseaux de distribution d'électricité. Sur le plan du passif financier, des pouvoirs d'encadrement des flux financiers vers la maison mère seraient nécessaires, par exemple de façon conditionnelle lors du déclenchement de certains critères (rating, ratios financiers, etc.).

On peut enfin noter que les dispositions relatives au modèle dit ITO d'indépendance des gestionnaires de réseaux de transport prévues dans le 3e paquet énergie prévoient que soient mises à disposition du GRT, en temps voulu par l'entreprise verticalement intégrée à la suite d'une demande appropriée du gestionnaire de réseau de transport, des ressources financières appropriées pour des projets d'investissement futurs et/ou pour le remplacement d'actifs existants.

### ***Étude externe concernant le coût moyen pondéré du capital des infrastructures électriques et gazières***

> Un consultant externe a mené une analyse comparative des pratiques des régulateurs européens ayant un cadre de régulation comparable au cas français et a procédé à un calcul (le calcul interne) du CMPC fondé sur une estimation d'une fourchette de valeurs pour chacun des paramètres du CMPC. Cette étude a également examiné et comparé certaines modalités de calcul des bases d'actif régulées, comme par exemple les modes de réévaluation, les durées d'amortissement, ou le périmètre d'inclusion des actifs dans la base d'actif régulée (BAR).

> Huit pays ont été retenus pour effectuer l'analyse comparative : Autriche, Belgique, Irlande, Italie, Finlande, France, Pays-Bas et Royaume-Uni. L'analyse comparative des pratiques a été menée à l'aide d'échanges réguliers avec les régulateurs concernés. L'un des aspects principaux de cette analyse a consisté à harmoniser les taux de rémunération des différents régulateurs afin de les rendre comparables. Les régulateurs peuvent, en effet, adopter des conventions différentes pour le calcul du taux (nominal/réel, avant/après impôt, « vanille » i.e. hors impôt...) qui rendent erronées toutes comparaisons directes. Ces retraitements ont également permis de comparer les taux sur la base d'un taux d'impôt sur les sociétés homogènes au taux applicable en France (CMPC Isotax), afin également d'éviter toute distorsion dans la comparaison liée à la fiscalité propre de chaque pays.

> Concernant le calcul interne, il s'est basé sur une évolution des fourchettes pour chacun des paramètres constitutifs du CMPC (taux sans risque, prime de risque du marché actions, coût de la dette, beta des actifs et des fonds propres, levier). L'estimation des paramètres liés à l'appréciation du risque des opérateurs (levier, *beta*, *spread* de la dette) a tenu compte des résultats de l'analyse comparative.

> Ces résultats traduisent une dispersion dans les pratiques des différents régulateurs en matière d'estimation du CMPC. Dans le cas de l'électricité, sur une base nominale avant impôt et « *iso-tax* », les taux des régulateurs se situent en valeur médiane à 7,3 % pour le transport (au sein d'une fourchette large de 6,5 à 10,2 %) et à 7,5 % pour la distribution (fourchette de 7 à 10,2 %). Pour le gaz, sur une base réelle avant impôt et *iso-tax*, les taux des régulateurs se situent respectivement en valeur médiane à 6,3 et 6,1 % pour le transport et la distribution, les fourchettes du benchmark allant de 4,7 à 8,2 % pour le transport et de 5 à 7,25 % pour la distribution.

> Enfin, le calcul interne effectué dans le cadre de l'étude a proposé une fourchette d'évaluation du CMPC pour le transport et la distribution d'électricité de 6,7 à 8,4 % (nominal avant impôt, avec une valeur moyenne à 7,5 %). Pour le gaz, les niveaux proposés (réels, avant impôt) se situent, pour le transport, de 4,9 à 6,6 % (moyenne à 5,7 %) et, pour la distribution, de 5,3 à 7 % (moyenne à 6,2 %).

### ***Vers une régulation incitative des investissements***

> L'introduction de dispositions incitatives de la régulation des investissements pourrait être envisagée pour les prochaines propositions tarifaires de la CRE. L'objectif théorique de telles dispositions est d'éviter que les opérateurs ne surinvestissent au-delà des besoins des réseaux ou qu'ils hésitent à optimiser les coûts de leurs investissements. Dans la pratique, la mise en place d'incitations pourrait revêtir la forme de dispositions tarifaires traitant une trajectoire prévisionnelle de référence de volume d'investissement en *passthrough*, et introduisant des règles incitatives de partage de gain sur les hypothèses de coûts unitaires sous-jacentes. Le retour d'expérience des tarifs proposés depuis 2008, ainsi que des travaux engagés sur l'analyse des coûts unitaires des investissements, permettront d'alimenter la réflexion sur ce sujet.

## L'industrie du gaz naturel en Europe

L'actualité gazière européenne a été particulièrement chargée en ce début 2009 avec la concomitance de la **crise entre la Russie et l'Ukraine**, d'une **vague de froid particulièrement marquée** et de la **crise économique**. Ces différents événements ont eu des impacts contrastés sur le système gazier européen avec, d'une part, une **restriction au niveau des approvisionnements** et, d'autre part, des **effets contradictoires au niveau de la demande** – forte consommation du secteur résidentiel-tertiaire et baisse de la consommation industrielle. Février a été le mois d'une certaine détente, avec la reprise de flux normaux en provenance de Russie, à l'exception notable de la Pologne qui constatait la persistance d'un déficit de 25% par rapport aux volumes contractualisés.

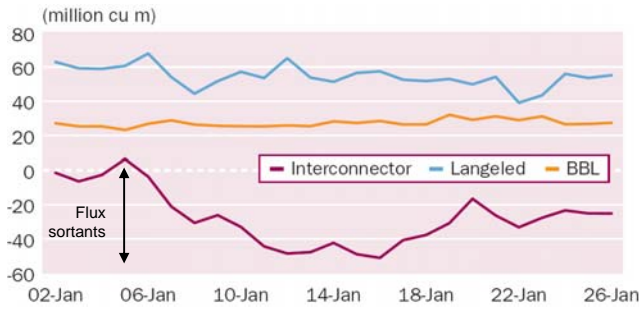
Le secteur du gaz a également été concerné par le **plan de relance proposé par la Commission européenne** mais non encore approuvé par le Conseil. Doté d'une enveloppe de 3,5 milliards d'euros, ce plan prévoit de **consacrer 1,7 milliard d'euros aux infrastructures gazières**. L'investissement et la sécurité d'approvisionnement sont de fait des préoccupations centrales non seulement pour la Commission et les gouvernements, mais encore pour les régulateurs européens qui entendent pleinement contribuer à améliorer la fiabilité du système gazier.

### Suites de la crise gazière entre la Russie et l'Ukraine

Malgré des inquiétudes quant à la capacité de l'Ukraine à honorer ses échéances à venir vis-à-vis de Gazprom, **l'accord signé le 19 janvier 2009 a rassuré les importateurs européens**. La communication organisée par Gazprom, inquiet pour son image, tendrait à conforter l'idée selon laquelle une nouvelle rupture d'approvisionnement cet hiver serait improbable.

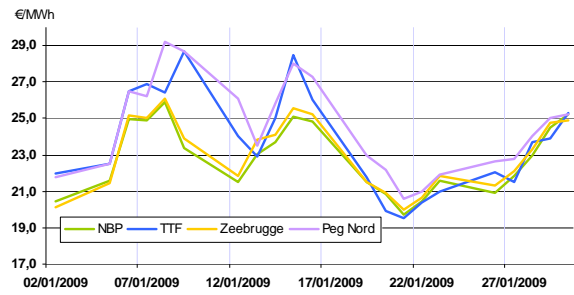
La crise entre la Russie et l'Ukraine a certes mis en évidence certaines vulnérabilités de l'Union européenne, principalement dans sa partie orientale, très dépendante de la Russie, mais également **une bonne capacité de réaction du marché**. En effet, en dehors des Balkans, les conséquences pour les consommateurs ont été très limitées. Les réponses ont largement reposé sur une **réorganisation des flux** qui a parfois nécessité un peu plus d'une journée sur des tronçons où, jusqu'alors, une telle option semblait impossible. A l'ouest du continent, **les flux de gaz sur l'Interconnector ont été très importants dans le sens Royaume-Uni/Belgique**, bien que la corrélation entre Zeebrugge et le NBP (National Balancing Point) soit restée quasi-parfaite. Le principal signal-prix sur le continent a émané du TTF (Title Transfer Facility) qui a été jusqu'à 4 €/MWh au dessus des prix spots britanniques autour du 10 janvier. Notons que, malgré cette inversion de flux sur l'Interconnector, les livraisons à destination du marché britannique par le gazoduc BBL et le gazoduc Langeled sont restées normales.

## Flux gaziers entrant/sortant du Royaume-Uni



Source : Platts European Gas Daily, 29/01/09

## Prix day-ahead en Europe, janvier 2009



Source : Argus

Afin d'améliorer la réactivité du système gazier, **les transporteurs européens** (GTE – Gas Transmission Europe) **ont lancé une étude sur les possibilités d'inverser les flux est/ouest** en cas de problème d'approvisionnement à partir de l'Ukraine. Les premiers résultats doivent être publiés mi-2009. L'objectif est d'identifier les investissements nécessaires à la mise en place au niveau européen de possibilités d'inversion des flux comme a pu le faire la République tchèque pour venir en aide à la Slovaquie au cœur de la crise.

### Stockage : les niveaux de remplissage restent satisfaisants

En forte baisse au cours du mois de février (les prix day-ahead sont tombés de 25 €/MWh à 12,8 €/MWh sur le NBP), les prix spots européens témoignent d'anticipations des acteurs de marché allant dans le sens d'une absence de pénurie de gaz pour la fin de l'hiver. Bien qu'à un niveau inférieur à l'an passé (rappelons que, en 2008, l'hiver avait été particulièrement doux), et malgré l'interruption des livraisons russes via l'Ukraine en janvier, **les stockages européens affichaient au**

#### Remplissage des stockages en Europe au 02/03/09

Zone de marché	Niveau des stocks (Mm <sup>3</sup> ) 02.03.2009	Taux de remplissage 02.03.2009	Taux de remplissage 03.03.2008
Aut., Rep. Tch., Slo., Hon.	3637	33%	46%
Allemagne	4180	34%	61%
Espagne & France (sud)	3222	56%	54%
Royaume-Uni & Belgique	1209	28%	36%
France (nord)	1993	23%	40%
Italie	2252	25%	39%
Pays-Bas & Danemark	519	36%	43%
<b>Total Europe</b>	<b>17013</b>	<b>32%</b>	<b>41%</b>

Source : GLE

2 mars un taux de remplissage global de 32%, contre 41% début mars 2008 selon GLE (Gas LNG Europe). La situation est toutefois contrastée selon les zones. Par exemple, le niveau de remplissage des stocks allemands est de 34% contre 61% l'an dernier. Dans tous les cas, les taux de remplissage affichent un déficit de 8 à 17 points par rapport à 2008 mais restent supérieurs à 20%. Seule exception, le sud-ouest de l'Europe (qui inclut les stockages du sud de la France selon le référencement de GLE) qui ont été moins sollicités que l'année passée.

### GNL : vers une détente du marché ?

Au niveau mondial, 2008 fut marquée par une série d'événements inattendus – crise économique, forte augmentation puis chute rapide des prix – qui ont eu un fort impact sur le marché du GNL. Confrontés à un effondrement de la demande industrielle, **les Etats-Unis connaissent une véritable crise gazière**. Après avoir dépassé 13 \$/MBtu en juillet 2008, les prix sur le Henry Hub sont tombés à 6,9 MBtu en décembre et même environ 4\$ /MBtu fin février. En outre, l'arrivée sur le marché des gaz

non conventionnels, dont le potentiel de développement semble considérable, réduit fortement les besoins d'importation des Etats-Unis. Dans le même temps, les prix spots sont restés particulièrement soutenus en Asie à près de 15 \$/MBtu. Dans ce contexte, **les livraisons de GNL aux Etats-Unis ont chuté de 57% sur les trois premiers trimestres 2008** par rapport à la même période de 2007. La question se pose même de savoir si le marché américain a encore besoin de GNL. En 2008, la plupart des arbitrages se sont donc faits entre l'Europe et l'Asie qui était alors soumise à une forte tension sur la demande.

Début 2009 s'avère moins tendu pour le marché européen qui semble retrouver de son attractivité. La baisse des prix est générale et **le différentiel avec l'Asie, compris entre 3 et 5 \$/MBtu fin 2008, tend à se résorber**. Cette tendance pourrait s'accroître avec la mise en service d'un train de liquéfaction russe à Sakhaline le 18 février, qui apportera jusqu'à 9,6 Mt par an (5% de l'offre mondiale) à la zone Pacifique, auquel pourraient s'ajouter de nouvelles capacités de liquéfaction en Indonésie, au Qatar et au Yémen dès 2009. La baisse des besoins en gaz de l'Espagne pourrait également libérer d'importants volumes de GNL et conforter l'attractivité grandissante du marché britannique où plusieurs cargos ont été déchargés à Isle of Grain en février, le terminal ayant émis à pleine capacité sur ce mois.

### **L'industrie gazière en bref**

- **GDF SUEZ** a publié des résultats pour 2008. En hausse, ils témoignent de **l'orientation européenne du groupe** qui réalise 85% de son chiffre d'affaires dans l'UE et une **montée en puissance des opérations d'arbitrage dans le secteur du GNL** (48 cargaisons échangées en 2008). La progression significative du CA (+17,5%) a cependant largement découlé de la hausse des prix de l'énergie. Par ailleurs, **le gouvernement slovaque a menacé GDF SUEZ de racheter ses participations dans Eustream**, le GRT slovaque, à la suite des déclarations jugées inopportunes du gouvernement français sur les délocalisations menées par les constructeurs automobiles français en Europe centrale.
- **Gas Natural a été autorisé à racheter Union Fenosa** à condition de céder une partie de ses réseaux de distribution, sa part de 5% dans Enagas et 2000 MW de capacité de production d'électricité. Gas Natural n'aura toutefois pas le contrôle d'Union Fenosa Gas, filiale commune à Union Fenosa et Eni à 50/50. Cette acquisition s'inscrit dans une stratégie de croissance en Amérique latine et en Espagne des activités du groupe qui a dégagé en 2008 un résultat en hausse de 10%.
- En Italie, **Eni a annoncé la cession de ses filiales de stockage (Stogit) et de distribution (Italgas) à Snam Rete Gas**, le GRT italien dont il détient 50,1%. Stogit gère huit sites d'une capacité de stockage totale de 14 Gm<sup>3</sup> dont 5 Gm<sup>3</sup> de réserves stratégiques. Cette vente résulte d'une obligation imposée par le régulateur italien.
- Le groupe **Vattenfall**, détenu à 100% par l'Etat suédois, **a fait une offre de 8,5 milliards d'euros pour acquérir 100% de Nuon**, l'un des trois principaux énergéticiens néerlandais. Cette acquisition répond à une logique d'extension géographique du groupe déjà présent en Suède, en Finlande, en Pologne, en Allemagne et au Royaume-Uni. L'accord est encore sujet à l'approbation des actionnaires de Nuon. En janvier 2009, RWE avait annoncé l'acquisition du hollandais Essent. Le troisième groupe historique hollandais, Eneco, pourrait être également mis en vente cette année.



## FOCUS

### Espagne : vers l'émergence d'une « bulle de gaz » ?

Particulièrement touchée par la crise économique, l'Espagne fait face à une **contraction spectaculaire de sa consommation de gaz**. En décembre 2008, celle-ci a chuté de 13% par rapport à décembre 2007. La baisse a même atteint 21% pour la consommation du secteur électrique, dans un contexte de forte disponibilité des énergies renouvelables (éolien et hydraulique). Cette situation contraste avec le dynamisme passé du marché espagnol. Jusqu'à l'automne dernier, les autorités tablaient sur une croissance annuelle de la demande de 5%, taux retenu pour le développement des infrastructures.

L'Espagne craint désormais l'émergence d'une « bulle de gaz » à la veille de la mise en service du Medgaz qui lui fournira 8 milliards de mètres cubes supplémentaires chaque année. Déjà, **le taux d'utilisation des terminaux méthaniers est en net recul** (37% de taux d'utilisation en janvier 2009 contre environ 50% de moyenne en 2008) alors même que le gouvernement vient d'autoriser Enagas à construire un nouveau terminal à Gijón (nord-ouest, région des Asturies). Le développement des **interconnexions avec la France** revêt donc, de plus en plus, une **dimension stratégique pour l'Espagne** et offre des perspectives réelles de diversification des approvisionnements européens par le sud.

### Allemagne : exemption au titre de l'Article 22 pour le gazoduc OPAL

Le projet de gazoduc OPAL, situé à l'est de l'Allemagne et destiné à évacuer le gaz arrivant par le Nord Stream en direction de la République Tchèque, s'est vu accorder **une exemption d'accès des tiers et de régulation tarifaire pour une durée de 22 ans** par le régulateur, la BNetzA (la décision n'a pas été publiée et n'a pas fait l'objet d'une consultation publique). Détenu par Wingas à 80% et par E.ON Ruhrgas à 20%, ce gazoduc de 470 km et d'une capacité de 35 Gm<sup>3</sup> par an reliera Greifswald, point d'atterrissage du futur Nord Stream, sur la mer baltique, à Olbernhau, à la frontière tchèque. Sa mise en service est prévue pour 2011.

Fortement poussée par le gouvernement allemand, cette exemption a été accordée en vertu du statut d'interconnecteur d'OPAL ; **elle ne porte que sur la capacité utilisée pour le transit vers la République Tchèque** et ne concerne pas la capacité destinée au transport national. La répartition entre ces deux fonctions n'est pas encore connue. Notons qu'une demande d'exemption pour le gazoduc NEL, de Greiswald au site de stockage de Rheden a, quant à elle, été rejetée dans la mesure où le gazoduc concerné est exclusivement à vocation nationale.



## ACTUALITE GAZIERE DE L'ERGEG EN FEVRIER 2009

Figurant au cœur de la revue stratégique énergétique publiée par la Commission européenne en novembre 2008, **la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel est une priorité partagée par le groupe des régulateurs européens de l'électricité et du gaz (ERGEG)**. Après la crise russo-ukrainienne, un premier communiqué de presse a été publié au niveau de la région gazière sud/sud-est, la plus touchée. L'ERGEG a ensuite fait parvenir un courrier à M. Piebalgs, commissaire européen, proposant des mesures en faveur de la sécurité gazière européenne. Les **principaux points soulevés** portent sur la **nécessité d'améliorer les interconnexions et la coordination entre Etats membres**, sur **l'analyse de scénarios d'urgence dans les exercices de planification des infrastructures** et **l'amélioration de la transparence** afin de mettre en place des procédures d'alerte en amont. Les régulateurs se sont ainsi proposés de préparer et coordonner les mesures d'urgence et, pour ce faire, de collecter et d'analyser les informations pertinentes. **Un groupe de travail ad hoc a été créé** au sein du groupe de travail gaz (GWG) sur ce sujet.

- **Principes de l'ERGEG sur l'allocation des capacités et la gestion des congestions**

L'ERGEG a lancé une consultation publique du 20 janvier au 20 mars 2009 sur ses **principes d'allocation de capacité et de gestion des congestions** dans le secteur du gaz. Préparé par la CRE et son homologue allemand, la BNetzA, ce document vise à proposer des améliorations du règlement 1775/2005 et à poser les bases des futures lignes directrices que l'Agence des régulateurs européens (ACER) devra établir dans le cadre du troisième paquet. L'approche de l'ERGEG repose sur deux grands principes : **libérer de la capacité au bénéfice des nouveaux entrants** et **faciliter les mouvements de gaz transfrontaliers pour les expéditeurs**.

Les propositions ont été présentées lors d'une conférence animée conjointement par la CRE et la BNetzA qui a réuni plus de 100 participants à Bruxelles, le 18 février. **Les acteurs de marché ont salué l'initiative de l'ERGEG**, soulignant la nécessité de trouver des solutions aux congestions qui persistent aux points d'interconnexion en Europe. L'ERGEG travaille maintenant avec le groupe des transporteurs européens chargé de préparer la mise en œuvre du troisième paquet (GTE+) afin de parvenir à un ensemble de propositions partagées.

- **Plan de développement des infrastructures à 10 ans**

L'ERGEG a adopté un document préparé par la CRE présentant ses recommandations sur la rédaction des plans de développement des infrastructures à dix ans prévus dans le troisième paquet. Ces plans indicatifs, dont l'objectif sera de **donner de la visibilité à long terme sur les projets d'investissement et la dynamique du marché européen**, seront publiés par le réseau des transporteurs de gaz européens (ENTSOG) tous les deux ans, sous contrôle de l'ACER. L'ambition des régulateurs européens est d'en faire un véritable **outil au service de l'intégration des marchés et de la sécurité d'approvisionnement**. L'ERGEG propose de combiner deux approches, l'une partant d'une vision européenne visant à identifier les problématiques transfrontalières sur la base d'une modélisation du réseau. La seconde partira des situations nationales afin de construire un bilan exhaustif des infrastructures existantes et en projet. Les scénarios étudiés devront intégrer des simulations d'interruption d'approvisionnements. Une consultation publique doit être lancée en mars 2009.

- **Initiatives régionales gaz**

**GRI sud** : la mise en place d'open seasons (appels au marché) pour le développement des capacités d'interconnexion entre France et Espagne constitue le

principal dossier de la GRI sud. Celles-ci doivent être lancées d'ici l'été 2009 ; les GRT français et espagnols travaillent à la définition de la procédure et devaient livrer leurs premiers résultats fin mars.

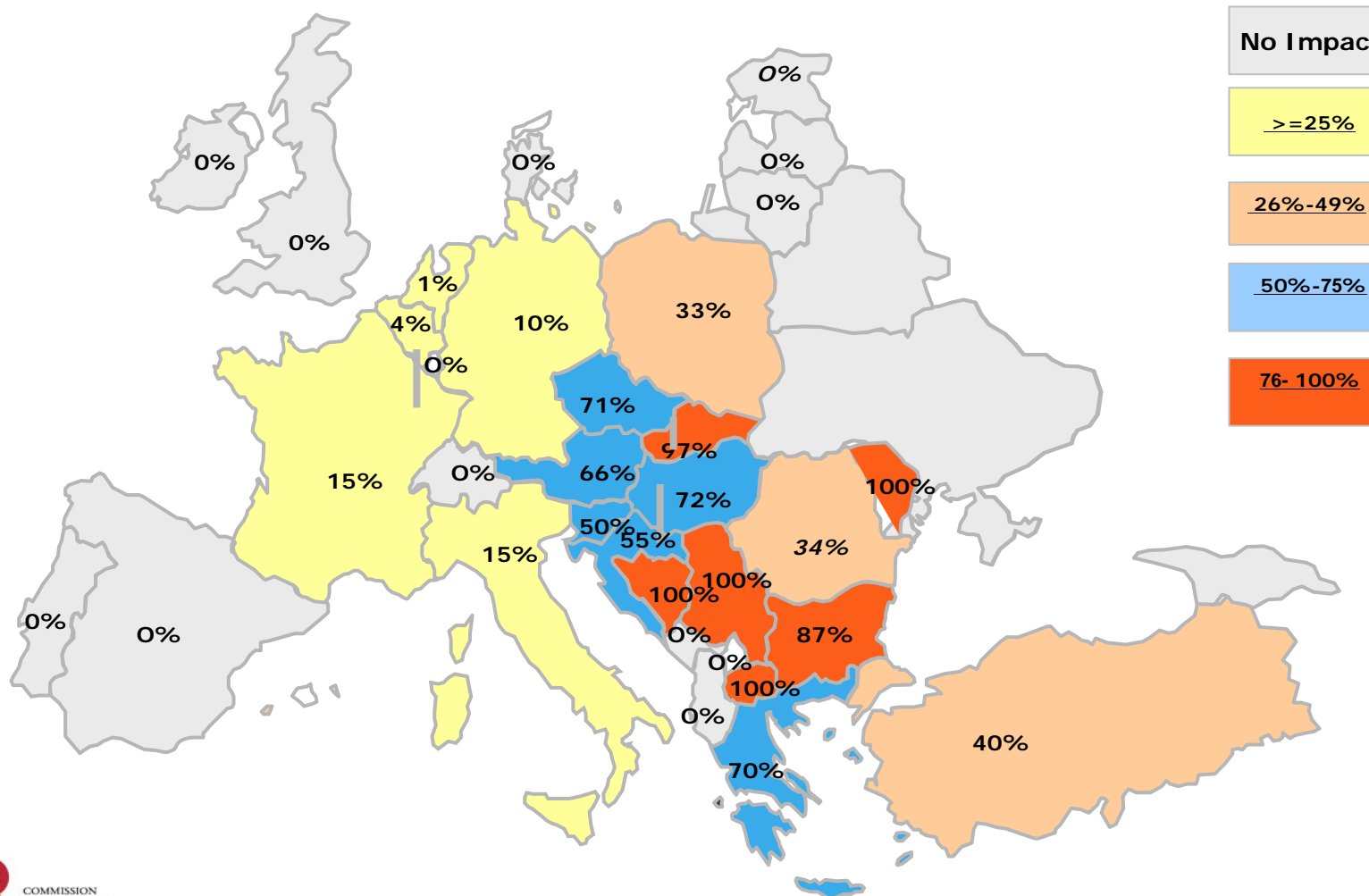
**GRI nord-ouest** : organisée autour de trois grands thèmes, transparence, capacité et investissement, la GRI nord-ouest porte des projets associant régulateurs, transporteurs et acteurs de marché. Février a vu le lancement d'un ambitieux projet de simulation de développement d'infrastructures destiné à améliorer le climat d'investissement dans la région.

<b>Actualité européenne de la CRE</b>
Dans le secteur du gaz, la CRE co-préside trois unités thématiques (task forces) de l'ERGEG : GNL, investissement (GIF) au sein du groupe de travail gaz (GWG), initiatives régionales gaz, au sein du groupe de travail « Initiatives régionales » (RIG). La CRE dirige en outre les travaux sur les plans d'investissements à 10 ans et co-dirige ceux sur l'allocation des capacités et la gestion des congestions. La CRE prend également part aux travaux des initiatives régionales gazières sud et nord-ouest, au sein desquelles elle dirige des travaux sur les capacités d'interconnexion et les open seasons (appels au marché). Elle accueillera à Paris la <b>prochaine réunion des participants de l'initiative nord-ouest (Stakeholders Group meeting), le 9 juin 2009, à l'Assemblée nationale.</b>

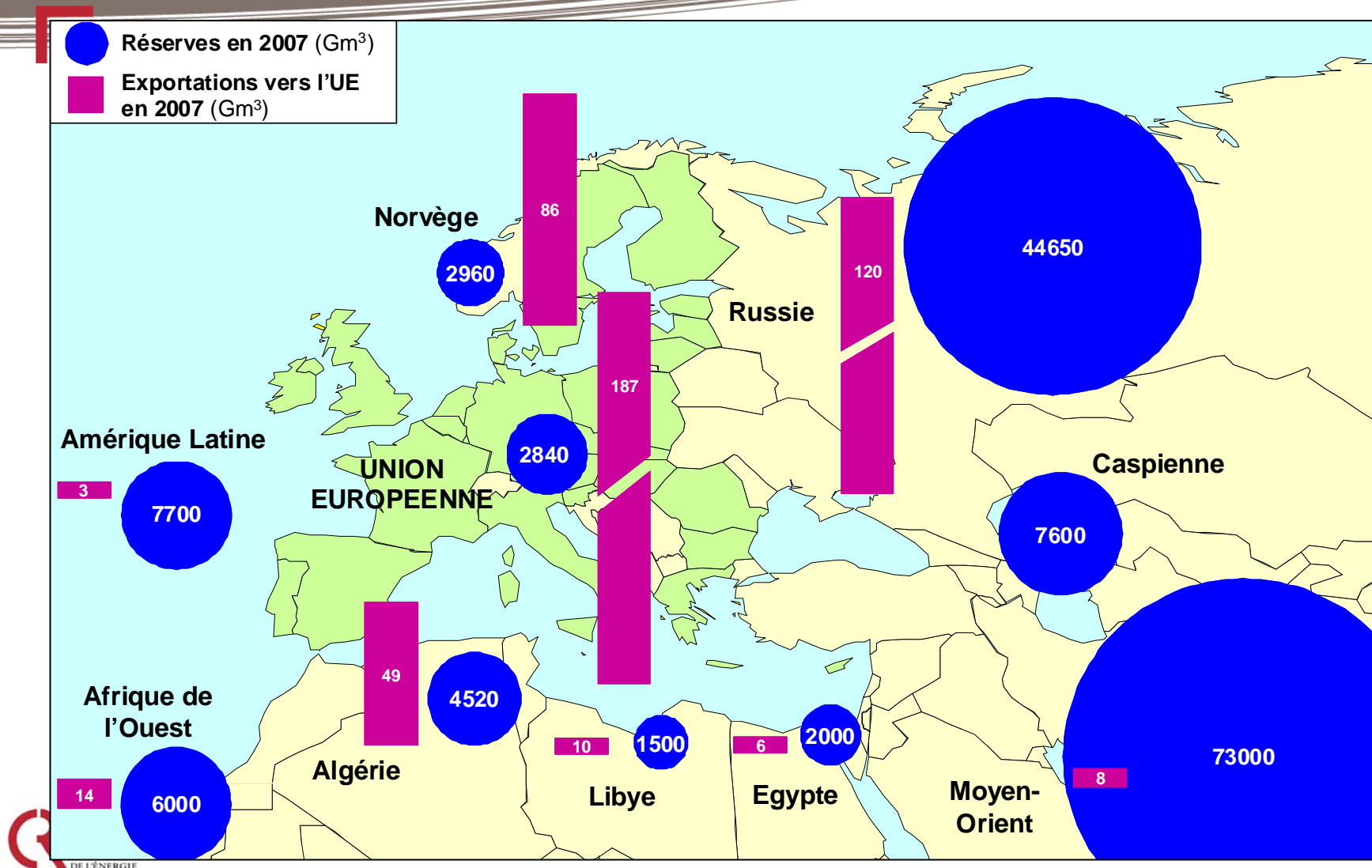
# Impact de la crise gazière russo-ukrainienne sur les approvisionnements nationaux en Europe



## Baisse des approvisionnements en gaz



# Offre de gaz à l'Union européenne et réserves prouvées des fournisseurs



Source: BP statistical review & CRE

# Le réseau gazier européen en 1970



# Le réseau gazier européen en 2008

**Pipelines integrated in the European system**

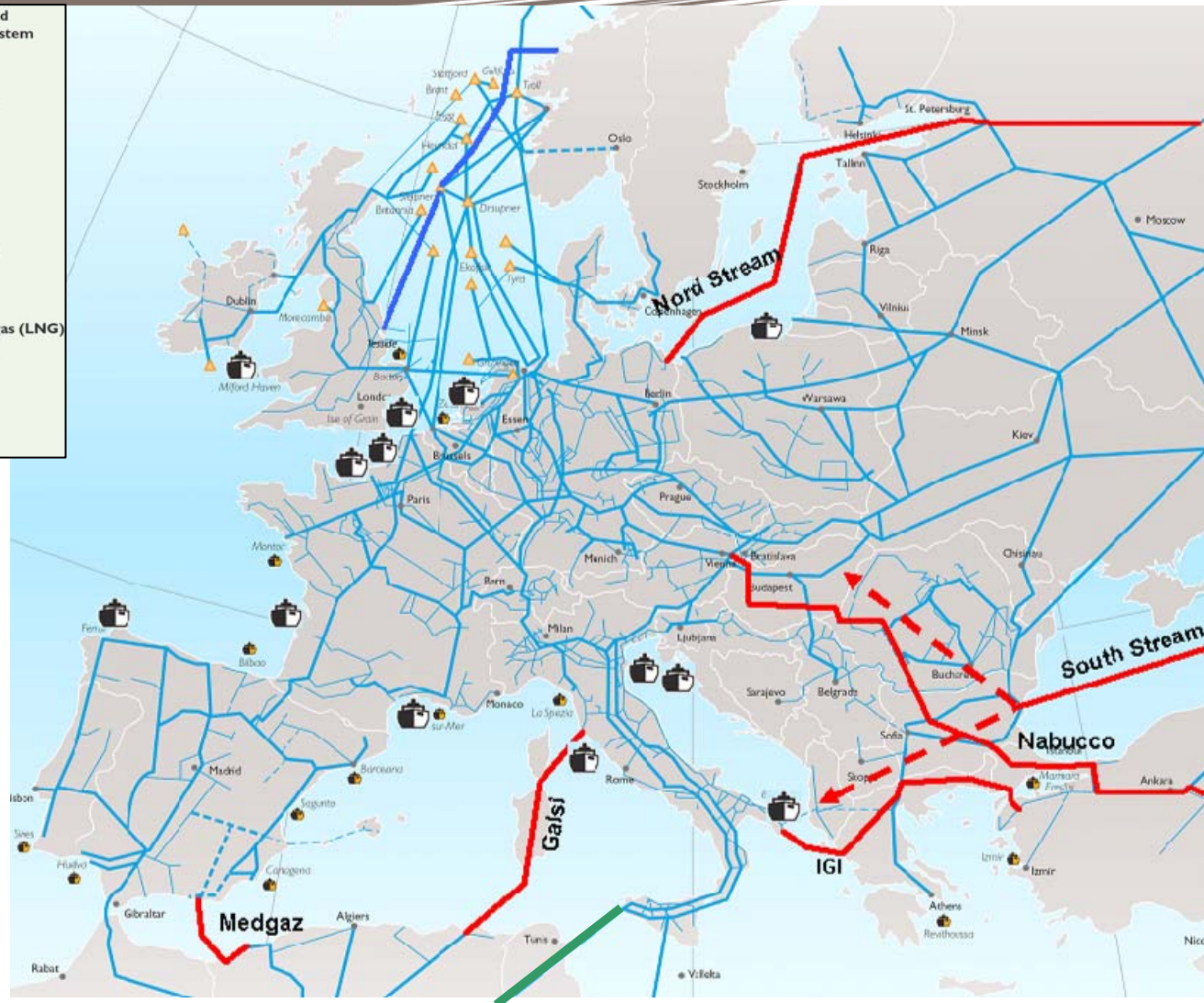
- existing
- under construction, projected or planned
- reinforcement

**Other pipelines**

- existing
- under construction, projected or planned
- natural gas fields

**Liquefied natural gas (LNG) receiving terminal**

- in operation
- under construction or projected

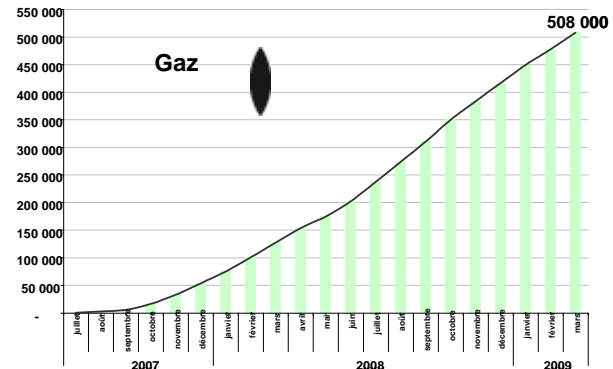
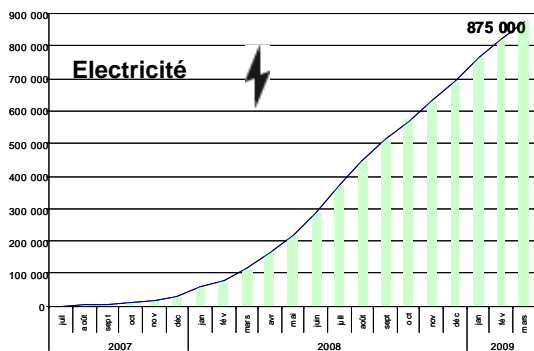


# Marchés de détail

## Ouverture du marché de l'électricité et du gaz Données au 31 mars 2009

Sur le marché de détail résidentiel, l'ouverture à la concurrence s'est poursuivie à un rythme soutenu au cours du 1<sup>er</sup> trimestre 2009: **+26% de clients résidentiels chez les fournisseurs alternatifs par rapport au trimestre précédent en électricité et +22% en gaz.** Au 31 mars 2009, 875 000 sites, sur un total de 29,7 millions, sont clients d'un fournisseur alternatif en électricité contre 692 000 au 31 décembre 2008. Sur le marché du gaz, 508 000 sites, sur un total de 10,8 millions, sont clients d'un fournisseur alternatif contre 416 000 au 31 décembre 2008.

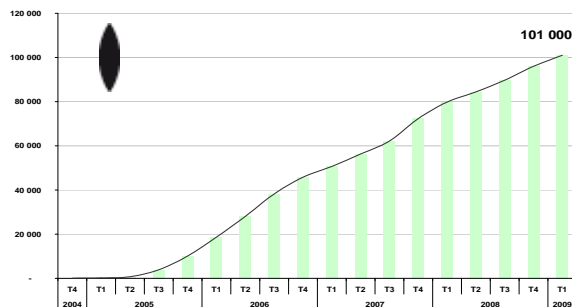
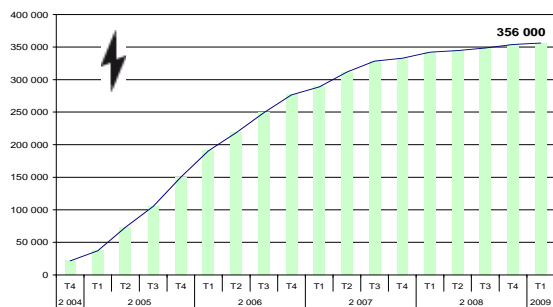
### Nombre de clients résidentiels d'un fournisseur alternatif



Source : gestionnaires de réseaux, Analyse : CRE. Données fin de mois

Sur le marché de détail non résidentiel, l'ouverture à la concurrence a très peu évolué en électricité et s'est poursuivie en gaz : **+0,05% de clients non résidentiels chez les fournisseurs alternatifs par rapport au trimestre précédent en électricité et +5% en gaz.** Au 31 mars 2009, plus de quatre ans après l'ouverture totale du marché non résidentiel, 356 000 sites sont clients d'un fournisseur alternatif en électricité contre 354 000 au 31 décembre 2008. Sur le marché du gaz, 101 000 sites sont clients d'un fournisseur alternatif contre 96 000 au 31 décembre 2008.

### Nombre de clients non résidentiels d'un fournisseur alternatif



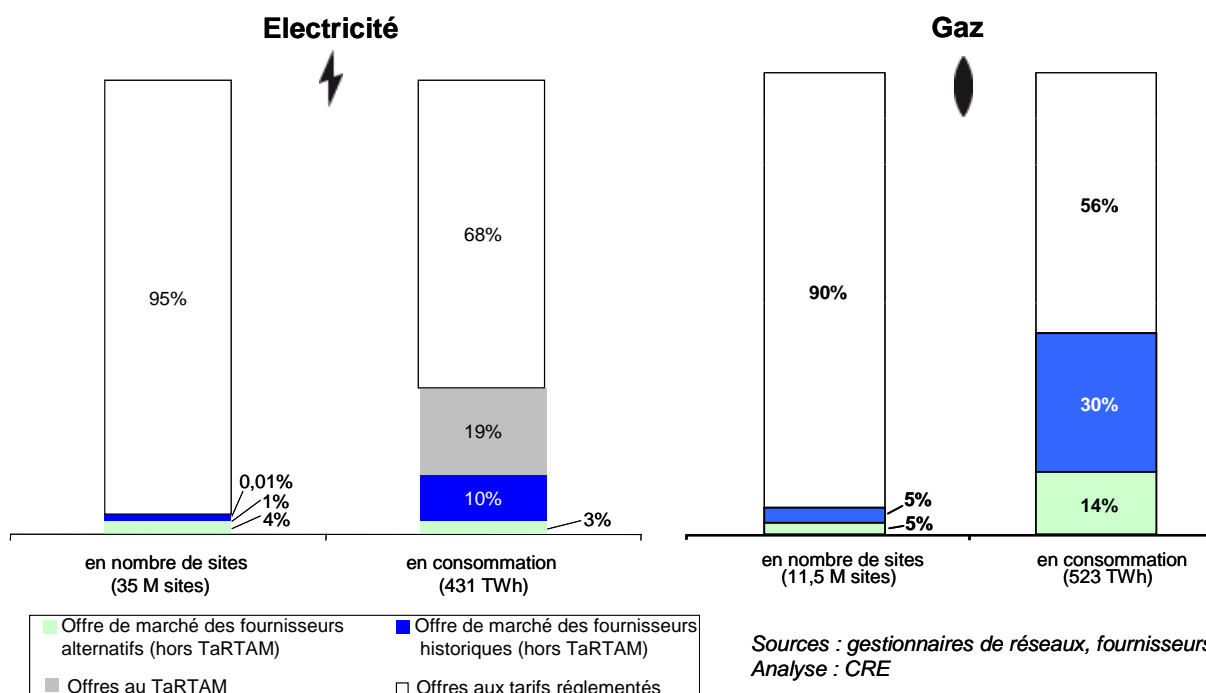
Source : gestionnaires de réseaux, Analyse : CRE. Données fin de mois



Au 31 mars 2009, 7% des consommateurs non résidentiels d'électricité (représentant 13% de la consommation) et 15% des consommateurs non résidentiels de gaz (représentant 18% de la consommation) sont clients d'un fournisseur alternatif, les fournisseurs historiques se partageant le reste du marché.

**Les marchés de l'électricité et du gaz restent dominés par les tarifs réglementés** : au 31 mars 2009, 95% des sites toutes catégories confondues (représentant 87% de la consommation) sont aux tarifs réglementés en électricité (y compris TaRTAM) et 90% en gaz (représentant 56% de la consommation).

### Répartition des sites par type d'offre au 31 mars 2009



Au cours du premier trimestre 2009, 33% des consommateurs résidentiels et non résidentiels qui emménagent ont fait le choix d'un fournisseur alternatif de gaz et 6% ont fait celui d'un fournisseur alternatif d'électricité.

### Définitions

Depuis l'ouverture du marché pour l'ensemble des consommateurs le 1<sup>er</sup> juillet 2007, les clients peuvent souscrire au choix à deux types d'offre :

- Les contrats aux tarifs administrés : tarifs réglementés de vente proposés uniquement par les fournisseurs historiques sur leurs territoires respectifs et, dans le cas de l'électricité, TaRTAM proposé par tous les fournisseurs. La souscription à ces tarifs est soumise à conditions.
- Les contrats en offre de marché, proposés par les fournisseurs historiques et par les fournisseurs alternatifs, qui en déterminent librement les prix.

Le marché se divise en deux segments de clientèle :

- Les clients résidentiels, qui sont les sites de consommation des clients particuliers.
- Les clients non résidentiels, qui regroupent tous les autres clients : professionnels, grands sites industriels, administrations, etc.

# Le comptage évolué en France

## Le projet AMM

### 1. De quoi s'agit-il ?

A l'initiative de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) en 2007, ERDF a lancé le projet AMM (*Automated Meter Management*). Ce projet vise à remplacer les 34 millions de compteurs électriques en France à l'horizon 2016, par la mise en œuvre de systèmes de comptage évolués, également appelé « *compteurs intelligents* » ou « *compteurs communicants* ».

Ces systèmes de comptage évolués automatiseront les services liés au comptage de l'électricité et permettront de proposer, entre autres, des offres innovantes adaptées aux besoins des clients. L'innovation majeure de ces systèmes de comptage repose, notamment, sur la capacité à gérer une plus grande diversité d'offres tarifaires. Ces offres permettront aux clients de profiter de la liberté de choix, liée à l'ouverture à la concurrence.

ERDF prévoit de déployer, lors d'une première phase d'expérimentation, 300.000 compteurs et 7.000 concentrateurs aux 2<sup>e</sup> et 3<sup>e</sup> trimestres 2010 sur 2 zones-test :

- ▶ à Lyon (13 communes du nord de Lyon – zone urbaine), 200.000 clients seront équipés ;
- ▶ en Indre et Loire (150 communes autour de Tour – zone rurale), 100.000 clients seront équipés.

Les systèmes de comptage évolués pourront, notamment :

- ▶ stocker des données, dont la courbe de charge de consommation des clients ;
- ▶ faire des opérations à distance (modification de puissance souscrite, relèves des données du compteur, *etc.*).

Le coût du déploiement généralisé des systèmes de comptage évolués est évalué par ERDF à 4 milliards d'euros. Les charges d'ERDF seront couvertes intégralement par les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE), dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire efficace.

### 2. Quels sont les enjeux ?

Des avantages pour les consommateurs :

- ▶ non-réquisition de la présence du client pour les opérations simples, notamment pour la relève ;
- ▶ amélioration de la fréquence et de qualité des données de facturation, notamment par l'utilisation de données réelles ;
- ▶ amélioration de l'information des consommateurs sur leur consommation, notamment grâce à la courbe de charge ;
- ▶ maîtrise de la demande en énergie, notamment par la diminution de la demande globale et de la pointe par le fait de l'information du consommateur ;

- ▶ accès aux données du comptage plus facile pour les acteurs autorisés ;
- ▶ facilitation de l'insertion de la micro-génération dans le cadre de la diversification du bouquet énergétique.

Des avantages pour les fournisseurs :

- ▶ possibilité de définir des offres diversifiées et adaptées aux profils de consommation des clients ;
- ▶ mise en place d'un cadre favorable à l'apparition de nouvelles offres de fourniture et de services ;
- ▶ amélioration de la fiabilité, de la rapidité et de la fluidité des différents processus du marché, notamment par l'utilisation d'index réel pour le changement de fournisseur, la télé-opération du compteur pour la mise en service ou la résiliation ;
- ▶ diminution des aléas du mécanisme de reconstitution des flux, notamment par la fiabilisation et la systématisation du relevé, l'évaluation des pertes par calcul, l'augmentation de la fréquence de relevé, un plus grand nombre de courbes de charge.

Des avantages pour le gestionnaire de réseaux :

- ▶ diminution des coûts de relevé, notamment la suppression des tournées de relève, les déplacements vains ;
- ▶ diminution des coûts des interventions particulières, notamment les coupures, les rétablissements, les remises en service, les résiliations, les changement de puissance souscrite, les reparamétrages ou reprogrammations de compteur ;
- ▶ minimisation des coûts des opérations périodes et non périodiques ;
- ▶ réduction du volume des pertes non techniques, notamment la fraude ;
- ▶ réduction des coûts de traitement des réclamations relatives à la facturation, notamment en cas de contestation d'estimation ;
- ▶ participation au suivi de la qualité de la fourniture électrique.

### 3. Quels cadres législatif et réglementaire régissent le projet AMM ?

- ▶ L'article 13 de la directive du 5 avril 2006 relative à l'efficacité énergétique fixe des objectifs aux États-membres l'installation de compteurs individuels qui mesurent avec précision leur consommation effective et qui fournissent des informations sur le moment où l'énergie a été utilisée.
- ▶ L'article 4-IV de la loi du 10 février 2000 indique que les gestionnaires de réseaux doivent mettre en œuvre des dispositifs de comptage qui permettent aux fournisseurs de « proposer à leurs clients des prix différents suivant les périodes de l'année ou de la journée et incitant les utilisateurs des réseaux à limiter leur consommation pendant les périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée ».
- ▶ La Communication de la CRE du 6 juin 2007 sur l'évolution du comptage électrique basse tension de faible puissance ( $\leq 36$  kVA).
- ▶ Les orientations de la CRE du 10 septembre 2007 pour le comptage électrique basse tension.

#### 4. Quel est le rôle de la CRE ?

La modernisation des compteurs électriques s'inscrit logiquement dans le cadre de l'ouverture des marchés à la concurrence et vise un meilleur fonctionnement des marchés de l'électricité.

La CRE suit le projet AMM d'ERDF à plusieurs niveaux :

- ▶ un Comité de contrôle vérifie le respect des dispositions énoncées dans la communication de la CRE du 6 juin 2007 et assure l'évaluation de l'expérimentation ;
- ▶ la CRE veille à ce que l'expérimentation se déroule en concertation avec l'ensemble des parties prenantes dans le cadre d'un groupe de travail consommateur (GTC) ;
- ▶ des réunions bilatérales mensuelles ont lieu entre les services de la CRE et ERDF ;
- ▶ un bilan sera effectué par la CRE fin 2010 avant une éventuelle généralisation de l'implantation des compteurs AMM.

Enfin, conformément à l'article 4-IV de la loi du 10 février 2000 la CRE a proposé un décret en Conseil d'État qui encadre le déploiement des systèmes de comptage évolués.



Avril 2009

## **La CRE met en place un groupe de travail sur la couverture des pertes\* des réseaux publics d'électricité**

**La CRE a constitué un groupe de travail qui doit établir un diagnostic des différentes évolutions possibles du dispositif de couverture des pertes. Ce groupe de travail rassemble des experts issus des différents secteurs du marché afin de garantir que l'étude prenne en compte les intérêts de tous les acteurs. Il mènera ses travaux en concertation avec l'ensemble des parties prenantes.**

En application des obligations européennes et de la loi française, les opérateurs de réseaux de transport et de distribution d'électricité doivent se procurer l'énergie nécessaire à la couverture des pertes selon des procédures concurrentielles, non discriminatoires et transparentes, telles que des consultations publiques ou le recours à des marchés organisés.

Compte tenu de l'importance des volumes en jeu annuellement, soit environ 33 TWh, le montant de ces achats représente un enjeu significatif dans la détermination du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE).

Lors des travaux préparatoires à l'établissement du TURPE 3, certains acteurs se sont interrogés sur la possibilité de réduire l'impact des achats liés aux pertes sur le tarif en faisant évoluer le dispositif actuel.

Dans ce contexte, la CRE a jugé nécessaire de lancer une réflexion approfondie sur ce sujet. Elle a mis en place un groupe d'experts présidé par l'un de ses commissaires, Eric DYEVRE.

Les conclusions de cette réflexion éclaireront les décisions des acteurs publics; elles seront prises en compte par la CRE lors de l'élaboration de propositions d'amélioration du dispositif de couverture des pertes dans le cadre du TURPE 4.

Le Groupe de travail doit remettre ses conclusions à la CRE d'ici la fin de l'année 2009. Il étudiera toutes les contributions qui lui seront adressées.

\* L'acheminement de l'électricité provoque des phénomènes physiques sur les réseaux (principalement effet joule) entraînant des pertes d'énergie.

**La composition du groupe de travail est la suivante :**

**Eric DYEUVRE**, commissaire à la CRE, président du groupe de travail

**Pierre BORNARD**, vice-président du Directoire de RTE

**Fabien CHONE**, Président de l'ANODE

**Jean-François CONIL-LACOSTE**, Directeur Général de POWERNEXT et d'EPEX  
SPOT

**Robert DURDILLY**, Président de l'Union Française de l'Electricité

**Pierre FONTAINE**, Sous-directeur Système électrique et énergies renouvelables de la  
DGEC

**Jan Horst KEPLER**, Professeur des Universités en Sciences Economiques  
(détaché à l'OCDE)

**Thierry PONS**, Membre du directoire, Directeur Général Adjoint Clients et  
Fournisseurs d'ERDF

**Juan Luis RIOS SANCHEZ**, Secrétaire Général d'EFET TF France

**Emmanuel RODRIGUEZ**, Président de la Commission Electricité de l'UNIDEN



Avril 2009

## **Un groupe de travail de la CRE sur la qualité d'électricité sur les réseaux publics de distribution**

**La CRE a constitué un groupe de travail sur la qualité d'électricité sur les réseaux publics de distribution, présidé par l'un de ses vice-présidents, Michel LAPEYRE. L'analyse du groupe de travail ciblé sur la continuité d'alimentation l'électricité sur les réseaux publics de distribution, portera également sur l'impact du réseau de transport sur l'alimentation des réseaux de distribution.**

La Commission de régulation de l'énergie a régulièrement constaté une dégradation de la qualité d'électricité sur les réseaux publics de distribution d'électricité, marquée par l'augmentation de la durée moyenne de coupure résultant d'un manque d'investissement sur ces réseaux.

Bien que les programmes d'investissements sur les réseaux publics de distribution ne lui soient pas soumis pour approbation, la CRE bénéficie d'une position privilégiée, en tant que régulateur indépendant, pour apporter une vision objective sur cette problématique. La dégradation de la qualité d'électricité liée au manque d'investissement sur les réseaux de distribution a fait l'objet d'une attention particulière à l'occasion des discussions pour la nouvelle proposition tarifaire TURPE 3. Les tempêtes Klaus et Quentin du mois de janvier 2009 ont été révélatrice de cet état de fait.

Les travaux du groupe de monsieur Lapeyre porteront sur la question de la continuité d'alimentation dans les situations exceptionnelles mais aussi dans les situations normales.

Le groupe de travail devra remettre un rapport à l'automne 2009 au collège de la CRE. Pour mener à bien sa mission, il procédera à des auditions et à des visites des acteurs concernés.