



NUMÉRO SPÉCIAL

La **précarité** énergétique : comprendre pour **agir**



En page 6 ►

- La **précarité énergétique**, du constat à l'action
- Existe-t-il un droit à l'énergie ?
- Vers un droit aux économies d'énergie ?

Sommaire

Actualités p. 2 La CRE donne le coup d'envoi à l'élaboration du TURPE 4 / Un premier code de réseau pour l'allocation de capacités • p. 3 La CRE certifie les gestionnaires de réseau de transport / Ville numérique, ville intelligente ? Des Smart grids aux Smart cities • p. 4 Consultation du Conseil supérieur de l'énergie par la CRE : un décret à venir / Réintégration de projets dans la file d'attente de raccordement : les recours des gestionnaires de réseaux rejetés • **Repères** p. 5 Le chiffre / Le saviez-vous ? / En image • **Le dossier de la CRE** p. 10 Pointe de consommation d'énergie : la gestion d'un fait d'hiver • **Parole à...** p. 14 Philippe Boucly, directeur général de GRTgaz • **Vue d'Europe** p. 16 Le point de vue de Pippo Ranci

TARIF D'ACHEMINEMENT

La CRE donne le coup d'envoi à l'élaboration du TURPE 4

Dans la perspective de l'entrée en vigueur du TURPE 4 en août 2013 et à la suite de ses travaux menés en 2010 et 2011, la CRE a soumis à consultation publique un projet de nouvelle structure du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE).

Le TURPE rémunère les gestionnaires de réseaux d'électricité pour leurs coûts liés à l'entretien et au développement de leurs infrastructures. De sa structure dépend la répartition de ces coûts entre les différentes catégories d'utilisateurs des réseaux. La CRE a soumis à consultation publique une évolution en structure de la composante de soutirage (tarif dû par un consommateur soutirant de l'électricité) et de la composante d'injection (tarif dû par un producteur injectant de l'électricité sur le réseau) pour TURPE 4. Le niveau du TURPE, et donc les revenus tarifaires des gestionnaires de réseaux ont, quant à eux, été considérés comme inchangés.

Une des principaux enjeux a consisté à s'assurer que les incitations à diminuer la consommation aux heures de pointe découlant du TURPE sont adaptées aux évolutions de profils de consommation et des coûts de réseaux

observées ces dernières années. Les travaux menés ont également conduit à souligner l'importance de la pointe saisonnière : pour les réseaux, les variations saisonnières de consommation ont en effet des impacts en termes de coûts plus importants que les variations horaires de consommation. C'est pourquoi, en réponse à ces deux problématiques, la nouvelle structure tarifaire propose des tarifs différents selon l'heure de la journée ou la saison, quand les dispositifs de comptage le permettent.

Cette consultation a été également l'occasion d'interroger les acteurs sur la pertinence d'une introduction, dans le tarif d'injection payé par les producteurs raccordés aux réseaux de transport, d'une notion de différenciation géographique pour améliorer la coordination entre investissements dans les moyens de production et investissements dans les

réseaux. Un tel tarif pourrait inciter les producteurs à se localiser dans les zones disposant de capacités de réseau et à terme limiter les besoins de renforcement. La question de l'introduction d'un tel signal prix pour les producteurs raccordés aux réseaux de distribution a été également posée. En effet, l'accueil de la production photovoltaïque engendre des coûts de renforcement. Une étude commanditée par la CRE et présentée dans le cadre de la consultation les évalue à environ 400 M€ entre 2012 et 2020. Cependant, la question de la coordination des investissements de production et de réseaux se pose différemment en distribution du fait de la mise en place des schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables.

La synthèse des réponses de la consultation publique sera publiée en juin 2012. ■

MARCHÉ EUROPÉEN DU GAZ

Un premier code de réseau pour l'allocation de capacités

ENTSO-G, le réseau européen des transporteurs de gaz, a publié son premier code de réseau, après un an de travaux et de concertation. Il permettra une meilleure allocation des capacités aux interconnexions des réseaux de gaz, pour une concurrence accrue sur les marchés.

Les réseaux européens des transporteurs de gaz et d'électricité, ENTSOG et ENTSO-E, ont entrepris l'élaboration de codes de réseau sur la base des orientations-cadres définies par l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER). L'objectif de ces codes est d'harmoniser les règles d'accès aux réseaux transfrontaliers afin de faciliter l'intégration des marchés de l'énergie.

Dans le secteur du gaz, le premier code de réseau concerne l'allocation des capacités de transport entre zones de marché. Il s'agit de mettre en place des produits de capacité

standardisés alloués par un système d'enchères commun, pour remplacer la variété de procédures actuellement en vigueur dans chaque pays.

La publication de ce code conclut les travaux entrepris dès 2008 sous la codirection de la CRE et du régulateur allemand. Il doit toutefois encore être validé par l'ACER avant d'être adopté par les instances européennes. Il ne nécessite pas de transposition et pourra donc ensuite être appliqué directement dans chaque État.

Le mouvement d'harmonisation concerne d'autres domaines que l'allocation de capacités.

ENTSO-G travaille sur un code relatif à l'équilibrage des réseaux de gaz, sur la base de l'orientation-cadre publiée par l'ACER en octobre 2011. En parallèle, l'ACER travaille sur les orientations pour les futurs codes sur les tarifs d'accès et sur l'interopérabilité des réseaux. Toute la difficulté de ces travaux est de parvenir à faire émerger une vision commune de tous les acteurs concernés de ce que devrait être l'accès au réseau gazier européen de demain, alors que chaque pays a, jusqu'ici, organisé son système gazier selon ses propres règles. ■

INDÉPENDANCE DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX

La CRE certifie les gestionnaires de réseaux de transport

Par délibération du 26 janvier 2012, la CRE a certifié les gestionnaires de réseaux de transport français. Cette certification garantit le respect par RTE pour l'électricité, GRTgaz et TIGF pour le gaz naturel, des règles d'organisation et d'indépendance vis-à-vis de leurs maisons-mères introduites par le 3^e paquet énergie. La CRE est le premier régulateur européen à avoir appliqué cette nouvelle procédure de certification.

La séparation effective entre activités de gestion des réseaux de transport et activités de production ou de fourniture a pour principale finalité d'éviter tout risque de discrimination entre utilisateurs des réseaux. Il s'agit de s'assurer, en particulier, de la pleine autonomie des gestionnaires de réseaux de transport (GRT) en ce qui concerne leurs décisions d'investissements. Pour satisfaire ces obligations d'indépendance vis-à-vis des groupes intégrés, les GRT se sont engagés depuis plusieurs années à faire évoluer leur organisation interne et la CRE a jugé satisfaisant le degré d'autonomie et d'indépendance des trois opérateurs nationaux. La dénomination sociale de RTE a été modifiée pour que disparaisse toute référence au groupe EDF. De même, l'identité sociale de TIGF devra se distinguer de celle des autres sociétés du groupe Total. Les statuts des GRT ont aussi fait

l'objet d'adaptations : le pouvoir de détermination du montant des dividendes qu'ils distribuent appartient désormais à leur conseil de surveillance ou d'administration, dont certains membres sont soumis à des obligations d'indépendance. Leurs directions, dont les membres sont aussi soumis à des obligations d'indépendance, sont seules compétentes pour les opérations relatives à l'exploitation, à l'entretien et au développement des réseaux de transport. Les GRT disposent de ressources humaines, financières, matérielles et techniques propres suffisantes pour effectuer leurs missions. Chaque opérateur de transport s'est enfin doté d'un responsable de la conformité, chargé de veiller à la conformité des pratiques des GRT avec leurs obligations d'indépendance.

La CRE a assorti ses décisions de certification de demandes envers les transporteurs. Elle a

ainsi considéré nécessaire de réduire au strict minimum les prestations fournies aux GRT par les groupes intégrés. Cela suppose, à l'avenir, soit d'internaliser certaines activités, soit de recourir à des prestataires extérieurs aux groupes intégrés. Ces demandes devront être mises en œuvre dans les délais impartis. Par ailleurs, la CRE devra régulièrement s'assurer du respect effectif de l'ensemble des obligations imposées aux GRT par les décisions de certification.

La CRE se félicite de la part active prise par chaque GRT dans le processus de certification. Celle-ci constitue une étape majeure dans l'ouverture des marchés à la concurrence. La certification de l'ensemble des GRT européens s'avère en effet être un prérequis nécessaire à l'intégration des marchés de l'électricité et du gaz en Europe. ■

FORUM DE LA CRE

Ville numérique, ville intelligente ? Des Smart grids aux Smart cities

Alors que l'AIE annonce qu'en 2030, les villes consommeront 73 % de l'énergie produite et seront responsables de plus de 70 % des émissions de CO₂, la CRE a choisi de consacrer son huitième forum sur les Smart grids aux Smart cities.

Les villes sont des systèmes complexes dans lesquels interagissent citoyens, entreprises, réseaux de transport, de communication, d'énergie et d'eau, mais aussi systèmes de sécurité et services à l'environnement. Elles deviennent des terrains d'innovation où se préparent les réponses aux défis de demain en termes de développement durable et d'aménagement du territoire.

Sylvie Spalmacin-Roma (vice-présidente Smarter Cities chez IBM), Olivier Sala (directeur général de Gaz Électricité de Grenoble), Gilles Rabin (directeur adjoint du Pôle Développement

de Nice-Côte d'Azur Métropole) et Jean-Christophe Clément (expert énergie au sein du Pôle Environnement de la Chambre de commerce et d'industrie de Nice-Côte d'Azur) sont intervenus à la CRE le 14 février dernier. Ils ont expliqué comment s'opère la mutation des territoires urbains et comment les Smart cities pourront s'appuyer sur les réseaux intelligents pour s'adapter, pérenniser leur développement et améliorer leur attractivité.

La coordination entre acteurs privés et acteurs publics et la transversalité des actions ont un rôle essentiel dans l'émergence de villes

intelligentes et durables. Un dialogue multisectoriel doit donc s'engager afin d'élaborer une stratégie « multigrids » (électricité, eau, gaz, chaleur, etc.), où la centralisation de l'information permettra une véritable intelligence partagée. Cette synergie est indispensable pour mettre en valeur le fort potentiel de développement économique des territoires. L'implication des habitants et leur sensibilisation à l'éco-citoyenneté sont des éléments clés de ce changement.

Retrouvez le dossier complet sur : <http://www.smartgrids-cre.fr> ■



© CRE

PROCÉDURE DE DÉCISION

Consultation du Conseil supérieur de l'énergie par la CRE : un décret à venir

Un décret devrait prochainement venir préciser pour quelles décisions et suivant quelle procédure la CRE devra consulter le Conseil supérieur de l'énergie.

Conformément aux dispositions de l'article 45 de la loi de nationalisation de 1946, le Conseil supérieur de l'énergie (CSE) doit être consulté sur « l'ensemble des actes de nature réglementaire émanant de l'État intéressant le secteur de l'électricité ou du gaz, à l'exception de ceux qui relèvent du domaine de compétence de la Caisse nationale des industries électriques et gazières ».

Cependant, l'article L. 134-9 du code de l'énergie prévoit qu'un décret devrait établir la liste des décisions « pouvant avoir une incidence importante sur les objectifs de la

politique énergétique » pour lesquelles la CRE consulte le CSE.

Il résulte de la lecture de cet article que seules les décisions de la CRE pouvant avoir une répercussion importante sur les objectifs de la politique énergétique – définie à l'article préliminaire du code de l'énergie – doivent être obligatoirement soumises au CSE.

La publication du décret prévu par l'article L. 134-9 est espérée dans les prochaines semaines. Dans cette attente, la CRE a déjà initié l'exercice en consultant le CSE à

l'occasion de la fixation du nouveau tarif de distribution de gaz naturel de GrDF (ATRD 4).

Au-delà de l'énumération des décisions devant être soumises à la consultation du CSE et de la mise en place d'une procédure de consultation efficace, le décret devra répondre aux exigences du droit européen. Celui-ci impose en effet que les régulateurs de l'énergie soient en mesure de prendre des décisions concernant tous les aspects réglementaires pertinents et qu'ils disposent d'une indépendance totale par rapport aux autres intérêts publics ou privés. ■

CoRDIS

Réintégration de projets dans la file d'attente de raccordement : les recours des gestionnaires de réseaux rejetés

La Cour d'appel de Paris a confirmé la possibilité pour le Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS) d'enjoindre au gestionnaire du réseau public de distribution de réintégrer des projets dans la file d'attente de raccordement.

Avant le 1^{er} décembre 2009, une installation de production photovoltaïque au sol n'était pas soumise à autorisation d'urbanisme. Depuis l'entrée en vigueur du décret n° 2009-1414 du 19 novembre 2009, ce type d'installations est soumis à de nouvelles contraintes : elles font obligatoirement l'objet d'une étude d'impact, d'un permis de construire et d'une enquête publique.

Afin d'organiser la mise en œuvre de ce décret, EDF SEI et ERDF ont modifié, par un avenant du 1^{er} décembre 2009, leur documentation technique de référence dans sa partie fixant la procédure de traitement des demandes de raccordement. Selon cet avenant, les projets de centrales solaires au sol doivent se conformer aux nouvelles obligations d'urbanisme avant le 1^{er} juin 2010

pour les projets en métropole et avant le 1^{er} septembre 2010 pour les projets en zones non-interconnectées, sous peine de perdre leur place dans la file d'attente de raccordement.

Saisi par les sociétés Léonard Valentini et Norbert Dentressangle Développement Durable (N3D), le CoRDIS de la CRE a demandé, en novembre 2010, que leurs projets soient réintégrés dans la file d'attente de raccordement au réseau de distribution d'électricité, alors qu'ils en avaient été exclus en application des nouvelles dispositions. Écartant l'application de l'avenant du 1^{er} décembre 2009, le CoRDIS a en effet estimé que les délais de six et neuf mois, prévus par la documentation technique de référence, pour que les producteurs se conforment aux nouvelles prescriptions

d'urbanisme, étaient manifestement inadaptes. Ces délais ont été jugés trop brefs, compte tenu des délais nécessaires pour l'obtention des autorisations requises.

La Cour d'appel de Paris a confirmé ces décisions dans deux arrêts du 3 novembre 2011 et du 15 décembre 2011. Pour l'affaire Valentini d'une part, la Cour d'appel a en particulier tenu compte du fait qu'en Corse, tout projet d'implantation d'une installation photovoltaïque au sol doit faire l'objet d'une consultation préalable de l'Assemblée de Corse. La Cour d'appel a, d'autre part, conclu dans les mêmes termes, au rejet du recours d'ERDF contre la décision du CoRDIS concernant la société N3D. ■

LE CHIFFRE

eCSPE : zéro papier

Grâce à la plateforme de déclaration en ligne eCSPE, les envois des formulaires papier à la CRE et à la Caisse des dépôts et consignations (CDC) ne sont désormais plus nécessaires pour les consommateurs et opérateurs qui doivent faire des déclarations dans le cadre de la contribution au service public de l'électricité. Sont concernés les fournisseurs historiques et les gestionnaires de réseaux, qui doivent verser la CSPE recouvrée à la CDC, les contributeurs payant directement la CSPE à la CDC ou encore les sociétés industrielles consommant plus de 7 GWh par an qui demandent l'arrêt de la facturation de la CSPE ou son remboursement partiel au titre de son plafonnement à 0,5 % de la valeur ajoutée de la société. Les informations déclarées en ligne seront transmises automatiquement à la CDC par voie numérique sécurisée.

<https://www.cspe.cre.fr>

Le saviez-vous ?

Des responsables de la conformité pour ERDF et GrDF

Le code de l'énergie prévoit que chaque gestionnaire de réseau de distribution comptant plus de 100 000 clients se dote d'un responsable de la conformité. Celui-ci veille au respect des engagements fixés par le code de bonne conduite et établit chaque année un rapport présenté à la CRE et rendu public. Il bénéficie d'un contrat et de conditions de travail adaptés afin de lui permettre d'exécuter ses missions en toute indépendance. La CRE a approuvé le 26 janvier 2012 les propositions de contrat et de nomination que lui ont soumises ERDF et GrDF.

Cycle combiné gaz en Bretagne : le projet de Landivisiau est retenu

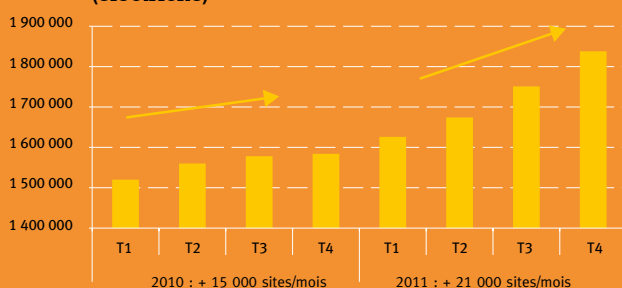
À l'issue de l'appel d'offres pour la construction d'une centrale de production d'électricité de type cycle combiné gaz en Bretagne, le ministre chargé de l'Énergie a retenu le projet porté par un consortium composé de Direct Énergie Génération SAS et de Siemens Project Ventures GmbH. L'installation sera située sur la commune de Landivisiau. La CRE a donné un avis favorable au choix de ce projet, qu'elle a classé premier au regard de son prix, de sa date de mise en service et du critère relatif au choix du site et à l'environnement. Cette installation doit permettre de sécuriser l'approvisionnement électrique de la Bretagne. Elle fera l'objet d'un contrat d'achat avec EDF, dont les coûts seront compensés par la contribution au service public de l'électricité.

En image

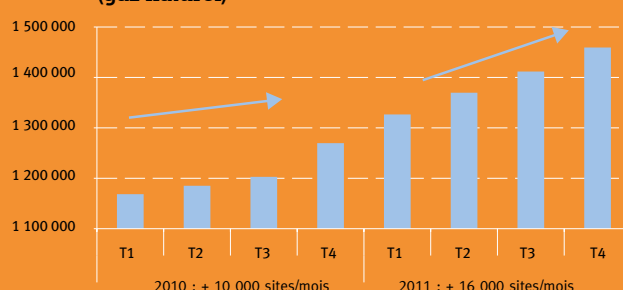
ACCÉLÉRATION DU DÉVELOPPEMENT DE LA CONCURRENCE SUR LE MARCHÉ RÉSIDENTIEL EN 2011

L'activité concurrentielle sur le marché de détail résidentiel s'est accélérée en 2011, en électricité comme en gaz naturel. Ainsi, le nombre moyen de sites résidentiels ayant opté pour une offre de marché a augmenté de 16 % en électricité en 2011, soit un rythme moyen d'ouverture de 21 000 sites supplémentaires par mois en 2011 contre 15 000 en 2010. En gaz naturel, ce nombre a augmenté de 15 %, soit 16 000 sites supplémentaires par mois en 2011 contre 10 000 en 2010.

Nombre de sites résidentiels en offre de marché (électricité)



Nombre de sites résidentiels en offre de marché (gaz naturel)



LE COÛT DE L'ÉNERGIE EST DEVENU UNE PRÉOCCUPATION MAJEURE POUR LES CITOYENS. POUR LES PLUS MODESTES, FRAGILISÉS PAR LA CRISE ÉCONOMIQUE, LA PART DU BUDGET CONSACRÉE AUX DÉPENSES D'ÉNERGIE DEVIENT UNE CHARGE PARFOIS INSURMONTABLE. LORSQUE L'ÉNERGIE VIENT À REPRÉSENTER PLUS DE 10 % DES REVENUS, LA PREMIÈRE FACTURE IMPAYÉE D'ÉLECTRICITÉ OU DE GAZ MARQUE SOUVENT LE BASCULEMENT DANS UNE PRÉCARITÉ ÉNERGÉTIQUE DONT IL S'AVÈRE DIFFICILE DE SORTIR, MALGRÉ LES DISPOSITIFS D'AIDES EXISTANTS. AFIN DE CONFRONTER LES REGARDS ET LES SOLUTIONS D'ACTEURS DE DIVERS HORIZONS FACE À CE PHÉNOMÈNE PRÉOCCUPANT, LE MÉDIATEUR NATIONAL DE L'ÉNERGIE ET LA COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE (CRE) ONT ORGANISÉ UN COLLOQUE SUR LA PRÉCARITÉ ÉNERGÉTIQUE EN PARTENARIAT AVEC L'UNIVERSITÉ DE PARIS-DAUPHINE ET L'ASSOCIATION DES ÉCONOMISTES DE L'ÉNERGIE.

La précarité énergétique : comprendre pour agir

Pourquoi un colloque sur la précarité énergétique ?

Philippe de Ladoucette, président de la Commission de régulation de l'énergie, Jean-Marie Chevalier, professeur à l'Université Paris-Dauphine et Denis Merville, médiateur national de l'énergie ont ouvert le colloque devant plus de 300 personnes. Tous ont partagé le même diagnostic : la précarité énergétique est aujourd'hui un sujet qui exige un traitement prioritaire. En effet, dans un contexte de hausse inéluctable des prix de toutes les énergies, l'ouverture du marché libéralisé de l'énergie qui est en marche ne peut se faire sans tenir compte des personnes les plus vulnérables. Cependant, les tarifs réglementés de vente doivent nécessairement couvrir des coûts qui sont amenés à fortement augmenter dans les années à venir. Ce ne sont pas des tarifs sociaux. Il faut donc bien distinguer les personnes précaires de la population générale et leur apporter des réponses spécifiques, ce qui nécessite une approche segmentée.

Écoutez les interventions sur : <http://mediateur.cre.fr/colloque-precarite/>



François Loos, président,

Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie (ADEME)

« La question de l'habitat est au centre de la problématique de la précarité énergétique. La loi Grenelle 1 a défini des objectifs précis en la matière : 400 000 logements rénovés par an à partir de 2013, 800 000 logements sociaux rénovés d'ici 2020 pour passer d'une consommation d'énergie primaire de plus de 230 à moins de 150 kWh/m²/an. La rénovation thermique des bâtiments est un immense chantier qui ne fait que commencer et qui concerne l'ensemble de la population française. Il faut mobiliser tous les acteurs locaux sur le terrain, saluer le travail de l'ANAH sur le terrain mais aussi miser sur la formation des travailleurs sociaux et l'information à travers, par exemple, les 400 espaces Info-Energie. »



© François Daburon

Un diagnostic commun

L'INSEE a évalué à 3,8 millions le nombre de ménages en situation de précarité énergétique, soit environ 8 millions de personnes.

La hausse annoncée du prix des énergies conjuguée à la paupérisation d'une partie de la population due à la crise laisse craindre une explosion du phénomène. Le médiateur national de l'énergie en est chaque jour le témoin direct. En 2011, plus de 15 % des 8 044 saisines qu'il a reçues relevaient des difficultés de paiement, soit 80 % de plus qu'en 2010.

L'attribution des tarifs sociaux de l'électricité et du gaz désormais automatique pour tous les ménages éligibles devrait voir doubler le nombre de bénéficiaires. Le programme « Habiter mieux », financé par l'État, l'Anah et les fournisseurs d'énergie, a

pour objectif de sortir 300 000 ménages de la précarité énergétique d'ici 2017. Si ces dispositifs d'aide vont dans le bon sens, ils s'avèrent néanmoins insuffisants et inadaptés. Ceci résulte notamment d'une méconnaissance de la population des précaires énergétiques.

Qui sont les précaires ? Définir la précarité énergétique pour la combattre

Sur le plan méthodologique, il n'existe pas de définition commune du concept de précarité énergétique en Europe. Le développement d'outils de lutte performants passe pourtant par cette étape. En pratique, la précarité énergétique résulte de la combinaison de trois facteurs principaux : des ménages vulnérables par la faiblesse de leurs revenus, une mauvaise performance thermique des logements et le coût de l'énergie.

De gauche à droite :

Pierre-Marie Abadie, directeur, Direction générale de l'énergie et du climat ; Patrick Doutreligne, délégué général, Fondation Abbé Pierre ; Jérôme Vignon, président, Observatoire national de la précarité énergétique.



La précarité énergétique, du constat à l'action

Depuis son lancement en mars 2011, l'Observatoire national de la précarité énergétique a accumulé beaucoup de données. Afin d'obtenir des réponses opérationnelles, il pourrait désormais changer d'approche en s'intéressant, à la maille régionale voire départementale, aux populations spécifiques que sont par exemple les locataires du parc social, les ménages âgés et les ruraux. Pour Pierre-Marie Abadie, les tarifs sociaux doivent être simplifiés, étendus et ciblés. Ils demeurent néanmoins insuffisants et gagneraient à être assortis de parcours de sortie de la précarité énergétique : un effort porté uniquement sur les aides à la facture risque d'enfermer les ménages dans la pauvreté. C'est pourquoi une action forte sur l'habitat, avec le programme « Habiter mieux » est centrale. Ce sont des efforts de long terme qui relèvent de véritables choix politiques. Les tarifs sociaux ne sont que des amortisseurs du choc qui se profile avec l'explosion de la précarité énergétique. Les financements publics étant limités, il faut imaginer dès maintenant des solutions plus performantes qui allieraient tous les acteurs publics et privés.



© François Daburon

Depuis 25 ans, le Royaume-Uni, qui a été le premier à supprimer les tarifs réglementés et à s'intéresser à la précarité énergétique, a consacré 25 milliards de livres à la lutte contre la précarité énergétique. Ce pays a choisi de définir le phénomène par un critère « mathématique » : sont considérés comme en situation de précarité énergétique les ménages qui consacrent plus de 10 % de leurs revenus à l'énergie. Le débat n'est pas clos à ce sujet comme le montre le dernier rapport de John Hills du Centre d'analyse de l'exclusion sociale. Celui-ci remet en cause le critère des « 10 % » et propose une solution plus pragmatique qui consisterait à prendre en compte le « reste-à-vivre » c'est-à-dire les ressources restantes après le paiement des factures non seulement d'énergie, mais aussi de l'essence utilisée pour les déplacements contraints (domicile-travail).

Les précaires énergétiques les plus pauvres subissent souvent une triple, voire une quadruple peine : d'abord leurs factures d'énergie sont très élevées à cause de la mauvaise performance thermique des « passoires énergétiques » dans lesquelles ils vivent. Ensuite, ils ne disposent pas des ressources suffisantes pour financer les travaux qui leur permettraient d'améliorer la situation. S'ajoutent aussi les frais liés aux éventuelles factures impayées. Enfin, ils subissent les conséquences sociales et sanitaires qui les enferment parfois durablement dans l'exclusion sociale.

Cependant, il semblerait que la corrélation entre pauvreté et précarité énergétique devienne moins évidente qu'il n'y paraît. Même si 25 % des ménages les plus pauvres ont deux fois plus de chance de faire partie des précaires, la précarité touche de plus en plus de classes moyennes (des personnes âgées, souvent propriétaires jusqu'aux couples biactifs qui se sont éloignés des centres-villes pour pouvoir se loger).

Du constat à l'action

Les aides existantes sont essentiellement de deux ordres : il s'agit d'aides sociales (pour payer la facture) et d'aides à la rénovation de l'habitat (pour réduire la facture). Les premières ont un effet palliatif mais ne s'inscrivent pas dans le long terme. Les secondes sont inadaptées aux cibles les plus fragiles qui n'ont de toute façon pas les moyens de compléter les aides pour financer des travaux. Toutes soulèvent des questions quant à leur financement : 2 % seulement de la Contribution au service public de l'électricité sont aujourd'hui consacrés au financement des tarifs sociaux.

En outre, même lorsqu'elles existent, les aides ne sont pas forcément utilisées de manière optimale : trop finement ciblées grâce à des fichiers de recensement des « précaires », elles peuvent conduire à la stigmatisation et inciter les plus fragiles au « non-recours ». Ceux-ci développent en effet des stratégies pour éviter d'être repérés par les

Table ronde 1 : Existe-t-il un droit à l'énergie ?

De gauche à droite : Jean-Christophe Moraud, directeur général de l'Assemblée des départements de France ; Daniel Zielinski, délégué général, Union nationale des centres communaux d'action sociale ; David Sullivan, consultant, cabinet Interface ; Thierry Saniez, délégué général, Confédération de la Consommation, du Logement et du Cadre de Vie (CLCV) ; Jean-François Raux, conseiller du Président, Union Française de l'Électricité.



Cette table ronde a montré le besoin d'accompagner les précaires dans la défense de leur accès à l'énergie et dans la lutte contre le « non-recours ». Deux priorités se dégagent pour améliorer l'efficacité des dispositifs existants : coordonner les acteurs locaux autour d'une procédure d'urgence à engager dès le premier impayé et avant la coupure et simplifier le système de tarification et d'aide. L'effort pourra ainsi être davantage porté sur une assistance personnalisée à ceux qui en ont le plus besoin. Le chèque-énergie proposé par le médiateur national de l'énergie ou un chèque-chauffage pourrait faire partie de ce processus de simplification.

services sociaux. Ils se privent de chauffage ou calfeutrent leurs habitations, au mépris de leur santé et de leur sécurité. Trop largement accordées, les aides peuvent engendrer des effets d'aubaine. Subsiste aussi la problématique du propriétaire-bailleur qui n'est pas incité à engager de lourds investissements pour faire baisser la facture de son locataire.

En cela, les expériences étrangères peuvent être des sources d'inspiration : le Royaume-Uni, a par exemple, encouragé la création d'un registre central des performances énergétiques des logements et d'une « Green bank » dédiée au financement des prêts pour la rénovation de l'habitat. Il a aussi mis en place un mécanisme de financement par des prêts cessibles attachés au logement et non au propriétaire, ce qui permet de contourner le problème du propriétaire-bailleur.

D'une manière plus générale, la façon de traiter la précarité énergétique relève de choix de société. La « fée électrique » qui a apporté le progrès dans les foyers se transforme en fée Carabosse quand arrive la facture. Cette facture et les coûts qui la composent doivent donc être compris par le consommateur. Une réflexion sur la tarification dans son ensemble et le modèle économique des fournisseurs pourrait ainsi s'avérer utile pour apporter les remèdes structurels qu'exige la précarité énergétique et enrayer ainsi le phénomène. ■

Martin Hirsch, président, Agence du service civique



© François Daburon

« Le système d'aide actuel, basé sur un ménage moyen, est inadapté en raison de la mobilité de la précarité. Plus qu'une augmentation du nombre de pauvres en valeur absolue, on observe en effet une hausse du nombre de personnes exposées au risque de pauvreté. Nombreux seront ceux qui risquent de devoir choisir entre manger et se chauffer (« eating or heating »). Il faut donc être hyper pragmatique et chercher des réponses spécifiques sans multiplier des critères trop complexes d'attribution des aides, sans quoi le système devient ingérable. La reconstruction des tarifs me semble nécessaire : on n'a pas le droit de dilapider les aides publiques pour subventionner des activités économiques parce qu'elles sont à la base mal tarifées. Enfin il faut considérer que le droit à l'énergie fait partie du droit plus global à la dignité de vivre avec des moyens d'existence convenables, qui doit être au cœur des actions politiques et économiques de notre pays. »

Table ronde 2 : Vers un droit aux économies d'énergie ?



© François Daburon

◀ De gauche à droite :
Isabelle Rougier, directrice générale, Agence Nationale d'Amélioration de l'Habitat (ANAH) ;
Gilles Rabin, directeur général adjoint, Pôle développement métropole Nice Côte d'Azur ;
Philippe Pelletier, président, Comité stratégique du plan bâtiment Grenelle ;
Patrick Masclat, vice-président, Association des maires de France, maire d'Arleux ;
Marie-Christine Zelem, professeur, Université Toulouse Le Mirail ;
Xavier de Froment, président, Industries du Génie Numérique Énergétique et Sécuritaire.

Les aides ne préviennent ni ne règlent le problème de la précarité énergétique. Seules les économies d'énergie peuvent faire baisser durablement la facture. Encore faut-il avoir les moyens de financer les travaux d'amélioration de l'habitat et connaître les procédures administratives à engager. L'aide publique proposée

à un guichet s'avère, pour les populations les plus fragiles, inefficace et inadaptée. C'est aux acteurs de proximité de repérer, d'aller à la rencontre, de convaincre et de conseiller les ayants droit sur les travaux les plus efficaces et de leur tenir la main pour remplir les dossiers de demandes de financement.

AU DÉBUT DU MOIS DE FÉVRIER, UNE VAGUE DE FROID S'EST ABATTUE PENDANT UNE DIZAINE DE JOURS SUR L'EUROPE, PROVOQUANT DES RECORDS DE CONSOMMATION DE GAZ ET D'ÉLECTRICITÉ. LA RÉACTIVITÉ DES MARCHÉS ET LA FLEXIBILITÉ DES RÉSEAUX ÉLECTRIQUE ET DE GAZ SE SONT AVÉRÉES DÉTERMINANTES POUR PASSER CETTE PÉRIODE CRITIQUE. LA POINTE DE CONSOMMATION ÉLECTRIQUE AUGMENTANT RÉGULIÈREMENT ET PLUS RAPIDEMENT QUE LA CONSOMMATION TOTALE, DES MÉCANISMES SONT MIS EN ŒUVRE AFIN DE SÉCURISER D'AVANTAGE L'APPROVISIONNEMENT EN ÉLECTRICITÉ ET RÉDUIRE À L'AVENIR LE RISQUE LIÉ À CES PÉRIODES DE FORTES TENSIONS.

Pointe de consommation d'énergie : la gestion d'un fait d'hiver

En février dernier, des températures inférieures de près de 10 °C aux normales saisonnières ont été enregistrées. Or, lorsque la température baisse de 1 °C, la consommation électrique française à la pointe augmente de 2 300 MW, soit la puissance d'un peu plus de deux réacteurs nucléaires. Cette hausse de consommation représente à elle seule la moitié de la hausse totale observée en Europe dans ce cas. L'équipement en radiateurs électriques des logements français participe largement à cette très forte thermosensibilité.

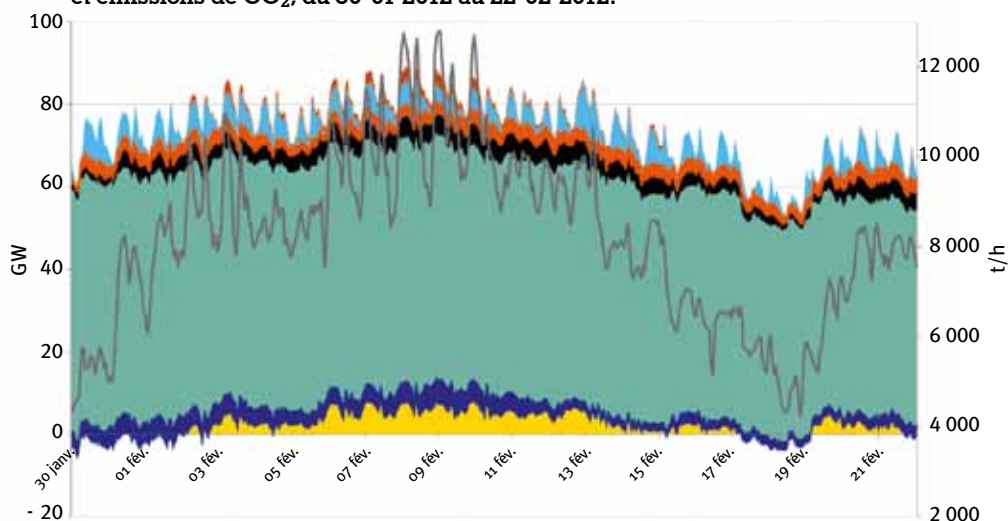
Pour faire face à ces périodes critiques, les moyens de production d'électricité sont mobilisés au maximum de leurs capacités. Lors de la vague de froid de début février, les centrales de semi-base et surtout de pointe et d'extrême pointe ont été

très sollicitées. Cette situation a entraîné une hausse des émissions de CO₂ du parc de production d'électricité français (cf. figure ci-dessous), ainsi que de la quantité de CO₂ émise pour la production d'un kWh. Ce facteur d'émission est cependant resté modéré en valeur absolue, grâce au nucléaire et à l'hydraulique (inférieur à 150 g/kWh, alors que les émissions d'une centrale à cycles combinés au gaz sont de l'ordre de 410 g/kWh). En complément de la production nationale, une partie de l'électricité est importée. Avec une capacité d'importation de 9 GW, les interconnexions transfrontalières ont couvert ainsi près de 10 % des besoins en électricité de la France lors des pointes de consommation.

Utilisation des différents moyens de production de plus de 20 MW en France et émissions de CO₂, du 30-01-2012 au 22-02-2012.



Source : RTE, Analyse : CRE.



Centrales de base, centrales de pointe

La demande d'électricité est volatile au cours d'une même journée et au cours de l'année. Une fois prise en compte la production à partir de sources d'énergie fatale qui, par nature, ne se commandent pas (hydraulique au fil de l'eau, éolien, etc.), la demande résiduelle est satisfaite par la mise en action de plusieurs types de centrales :

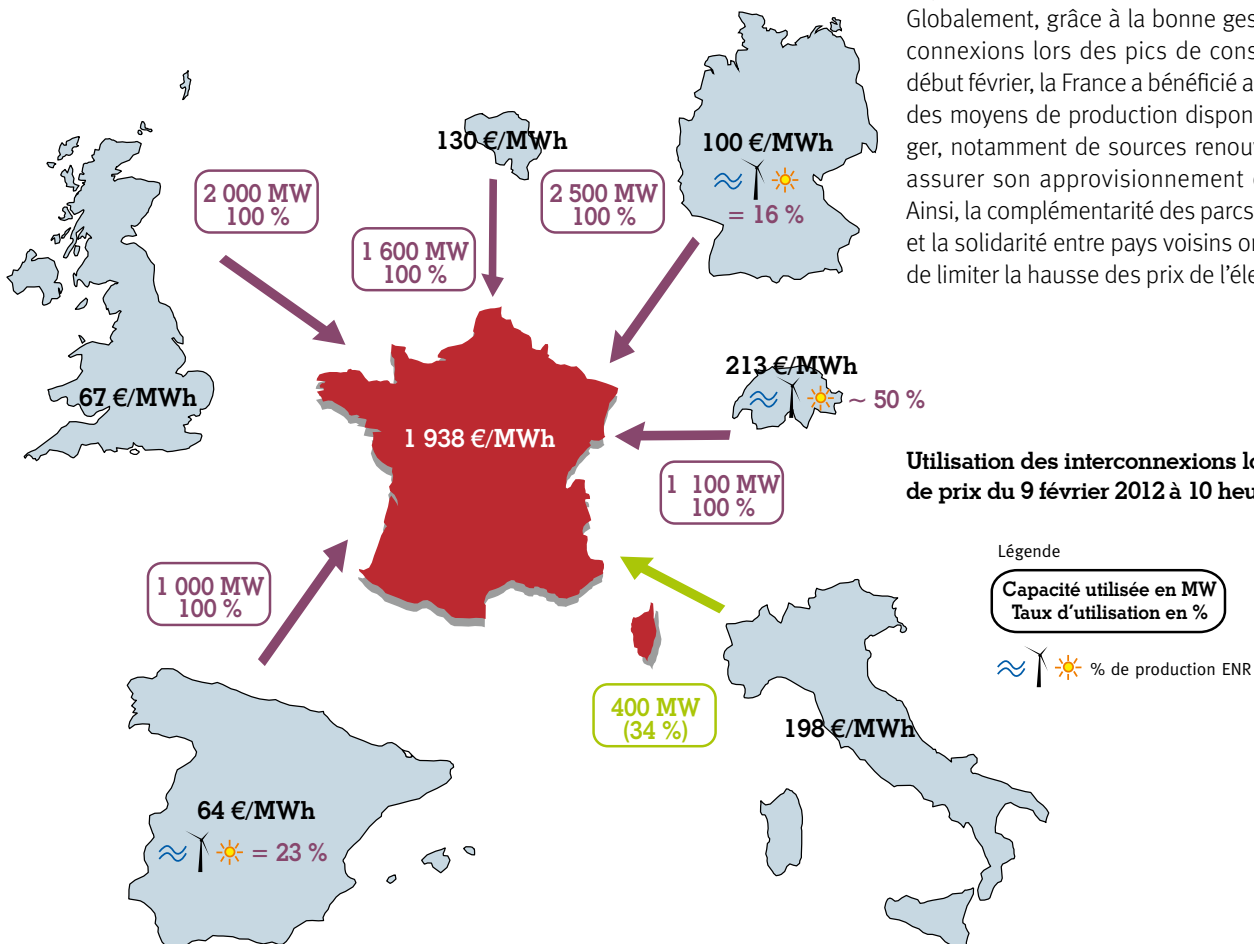
- les centrales aux coûts variables faibles et aux coûts fixes importants (comme les centrales nucléaires) fonctionnent plus ou moins en permanence (hors périodes de maintenance) : on parle de centrales de « base ». Elles ont généralement un temps de démarrage et d'arrêt assez long ;
- les centrales aux coûts variables plus élevés et aux coûts fixes plus faibles (comme les centrales électriques au gaz ou au fioul) ne fonctionnent pas en permanence : on parle de moyens de production de « semi-base » ou de « pointe », en fonction de leur technologie et de leur durée de fonctionnement annuel. Ces installations ont en général un temps de démarrage relativement rapide ;
- les barrages hydrauliques ont un temps de démarrage très rapide. Ils sont activés en fonction du coût de la production évitée grâce à leur entrée en action.

Le rôle clé des interconnexions

Au cœur du réseau électrique européen, la France est interconnectée avec six pays (Angleterre, Allemagne, Belgique, Espagne, Italie et Suisse). Grâce à ces infrastructures transfrontalières, elle peut importer ou exporter de l'électricité.

Pour utiliser au mieux ces interconnexions, un couplage de marchés a été mis en place avec la Belgique et l'Allemagne. Il consiste à mettre en commun l'offre et la demande d'électricité de la veille pour le lendemain de ces pays et à choisir les offres – c'est-à-dire les moyens de production – les moins chères dans toute la zone couplée pour satisfaire la demande. À l'échelle infra-journalière, la mise en place de mécanismes fluides d'accès aux interconnexions permet aux acteurs de gérer les nombreux aléas, comme ceux liés à la production d'énergie renouvelable intermittente, difficilement prévisible, et de s'approvisionner au meilleur coût. L'absence de couplage de marché et de mécanisme infra-journalier entre la France et l'Italie s'est traduite par une gestion moins efficace de l'interconnexion lors du pic de prix du 9 février à 10 heures (cf. figure ci-dessous) : un volume plus important d'électricité moins chère aurait pu être importé d'Italie.

Globalement, grâce à la bonne gestion des interconnexions lors des pics de consommation de début février, la France a bénéficié au meilleur coût des moyens de production disponibles à l'étranger, notamment de sources renouvelables, pour assurer son approvisionnement en électricité. Ainsi, la complémentarité des parcs de production et la solidarité entre pays voisins ont ainsi permis de limiter la hausse des prix de l'électricité.



Une obligation : l'équilibre du système en temps réel

Le décalage par rapport à la consommation estimée, la perte d'un groupe de production ou un incident sur une ligne électrique sont autant d'éléments auxquels le gestionnaire du réseau de transport doit faire face en permanence. Afin de faire face à ces aléas, qui peuvent compromettre la sécurité de l'ensemble du réseau, et de maintenir l'alimentation en électricité du client final, RTE dispose de réserves qu'il peut mobiliser à tout instant. Par contrat, des capacités de production non utilisées ainsi que des capacités d'effacements de consommation sont mises à la disposition de RTE par les producteurs et les consommateurs via le mécanisme d'ajustement.

Les régions Bretagne et PACA très exposées

Les régions Bretagne et Provence-Alpes-Côte-d'Azur, qui ne produisent qu'une faible part de l'électricité qu'elles consomment, sont particulièrement exposées lors des pointes de consommation. Pour faire face à ce déséquilibre structurel, RTE concentre sur ces régions ses efforts d'investissements. Les projets de développement du réseau 225 kV pour l'horizon 2015-2017 et la construction d'une centrale électrique à cycle combiné gaz en Bretagne s'inscrivent par exemple dans ce cadre. À plus court

terme, le dispositif EcoWatt vise directement les consommateurs. En cas de besoin, les 40 000 inscrits reçoivent, par e-mail ou SMS, des alertes qui les incitent à réduire leur consommation personnelle. Lancée en 2008, cette opération permet de réduire la consommation de 170 MW lors des sollicitations (l'équivalent de la consommation de la ville de Brest et de Fréjus réunies).

Les infrastructures de gaz fortement sollicitées

Des niveaux de consommation record et des interconnexions fortement sollicitées à l'export

La consommation totale en France a atteint un premier pic de 3,5 TWh le 3 février, puis un second le 8 février à 3,7 TWh (contre 2,2 TWh par jour en moyenne sur janvier 2012). La consommation a principalement été tirée par le secteur résidentiel, mais également par les centrales à cycle combiné à gaz. Celles-ci ont été sollicitées de façon importante et constante sur l'ensemble des heures de la journée dès la fin janvier.

Des exportations de gaz importantes ont également été observées sur cette période au niveau des interconnexions vers l'Espagne et l'Italie (via la Suisse, à hauteur de 197 GWh en moyenne entre les 1^{er} et 12 février, comparé aux 124 GWh par jour en moyenne sur janvier 2012).

Un système gazier français robuste

Bien qu'importatrice de l'essentielle de sa consommation de gaz, la France dispose de nombreux atouts pour répondre à une demande de gaz exceptionnelle : une grande diversité des points d'importation, des réseaux de gaz intégrés au cœur de l'Europe et une capacité de stockage représentant 25 % de la consommation nationale. Les stockages constituent la principale source de flexibilité du système gazier français. Ils ont été fortement mis à contribution pendant la première quinzaine de février, avec un niveau moyen de soutirage de 1,4 TWh par jour, en forte hausse par rapport aux

45,70 €/MWh

Pic du prix du gaz pour le produit day-ahead au PEG Nord le 7 février. À titre d'illustration, le prix moyen au PEG Nord sur le même produit s'élevait à 22,70 €/MWh en janvier. Ce pic de prix présentait un écart significatif avec les principaux marchés du nord-ouest de l'Europe (7,40 €/MWh avec le NCG, place de marché allemande) et a eu peu d'impact sur les marchés à terme, là où s'échange l'essentiel des volumes de gaz en Europe.

La pointe, en été aussi

La consommation augmente de 450 MW pour chaque degré supplémentaire. La problématique de la pointe de consommation électrique existe donc également en été lors des vagues de chaleur. Le développement des appareils de climatisation entraîne une augmentation de la consommation électrique, alors que la disponibilité moindre de la ressource hydraulique réduit les capacités de production des barrages hydro-

électriques, et les contraintes environnementales celles des centrales thermiques et nucléaires en bordure de cours d'eau. Ce fut notamment le cas lors des étés 2003 et 2006, avec des tensions sur le système électrique qui ont mis en exergue la nécessité d'une maîtrise de la pointe de consommation électrique dans son ensemble, quelle que soit la saison.

niveaux observés en janvier 2012 (457 GWh par jour en moyenne sur le mois). Les stockages ont pourvu à hauteur de 54 % les consommations sur les réseaux de GRTgaz et de TIGF entre le 1^{er} et le 12 février 2012, avec 1,9 TWh par jour (en moyenne), soit un total de 23 TWh soutirés sur la période.

Futures pointes : de record en record

Dans son dernier bilan prévisionnel, le gestionnaire du réseau de transport d'électricité estime que la pointe de consommation en cas de grand froid devrait continuer à croître, pour atteindre 113 GW en 2030. Se pose alors la question de la capacité du système électrique français à assurer le passage de la pointe dans les années à venir. La CRE s'efforce, dans le cadre de ses missions, de mettre en œuvre les moyens pour maîtriser la croissance de la consommation lors des pointes et garantir la sécurité d'approvisionnement en électricité.

Une future obligation de capacité

La loi NOME prévoit la mise en place en France d'une obligation de capacité. Les fournisseurs d'électricité devront disposer de garanties de capacités d'effacement et de production équivalentes à la contribution de leurs portefeuilles de clients à la pointe électrique. L'enjeu consiste aujourd'hui à faire émerger une juste valorisation de ces capacités. Enfin, l'obligation de capacité devrait inciter les fournisseurs à proposer des services de maîtrise de la demande électrique et soutenir le développement de la participation de la demande et de la filière effacement.

Anticiper les alertes météo avec les Smart grids

En s'appuyant sur les données des prévisions météorologiques, les technologies de Smart grids permettront une gestion plus fine l'équilibre offre/demande sur les réseaux électriques. Grâce aux technologies de l'information et de la communication, les réseaux intelligents informeront en temps réel les gestionnaires de réseaux, les producteurs et les consommateurs sur l'état du réseau. En cas de besoin, les consommateurs pourront agir en supprimant des consommations non essentielles ou en les reportant à d'autres périodes de la journée.

Optimiser et renforcer les interconnexions

À court terme, la CRE travaille activement avec ses homologues européens à la mise en place de mécanismes d'échanges harmonisés, afin d'exploiter au mieux les capacités existantes. Le couplage de marchés en place avec la Belgique a ainsi été étendu

Quel impact sur la facture du consommateur ?

Depuis l'ouverture des marchés de l'énergie, ce n'est plus un seul mais plusieurs acteurs qui gèrent l'ensemble de la demande, produisent de l'électricité et importent du gaz. Il peut arriver qu'une entreprise produise ou importe plus d'énergie que n'en consomment ses clients et que, dans le même temps, une autre ait besoin d'acheter de l'énergie pour fournir les siens. Elles peuvent alors se « rencontrer » sur le marché de gros de l'énergie.

Le marché de gros de l'énergie permet la réalisation d'échanges d'énergie directement entre entreprises, par l'intermédiaire de courtiers, ou de façon anonyme sur les bourses de l'énergie. Les transactions y portent essentiellement sur des contrats à terme. Les pics de prix décrits ici n'impactent donc directement qu'une faible part des échanges réalisés. Ils ont en outre été limités par le recours aux interconnexions. En effet, celles-ci ont permis aux acteurs de marchés de bénéficier du foisonnement des sources de production pour s'approvisionner à moindre coût.

Enfin, les pics de prix sur les marchés spot ne se répercutent généralement pas à court terme sur la facture du consommateur final. En effet, celui-ci dispose généralement d'un contrat de fourniture dont le prix est fixe, ou dont l'évolution est convenue. Le risque sur le prix est donc porté par son fournisseur. À long terme, toutefois, la répétition de pics de prix peut faire évoluer les offres des fournisseurs.

1 938,50 €/MWh

Pic du prix de l'électricité pour livraison le 9 février 2012 de 10 heures à 11 heures. Si en 2011 le prix moyen de l'électricité du jour pour le lendemain était d'un peu moins de 50 €/MWh, il a atteint, pendant 11 heures de livraison, des niveaux supérieurs à 300 €/MWh sur la première quinzaine de février, avec un pic à 1 938,50 €/MWh. De tels niveaux de prix n'avaient pas été observés depuis octobre 2009.

à l'Allemagne grâce à l'approbation de la CRE en novembre 2010. Il devrait l'être à l'ensemble des frontières françaises entre 2012 et 2014. Sur l'échéance infra-journalière, la CRE prend part à la diffusion d'un modèle cible européen, qui permettra l'utilisation optimale des capacités d'échanges aux frontières par les acteurs, quasiment en temps réel.

À plus long terme, les projets de développement de réseau favoriseront un accroissement des échanges ainsi qu'une meilleure mutualisation des moyens de production et des aléas. Les perspectives présentées par RTE dans son projet de schéma décennal de développement font état de 8 GW de projets de capacités d'échange supplémentaires pour la décennie à venir, parmi lesquels 2,8 GW sont en cours d'instruction ou de réalisation et devraient se concrétiser d'ici 2017. Avant cela se profile la date de 2014, fixée comme échéance par le Conseil européen pour l'achèvement du marché européen de l'électricité. ■

LA CONSOMMATION DE GAZ EN FRANCE A ATTEINT DES RECORDS HISTORIQUES EN FÉVRIER. LA VAGUE DE FROID A NOTAMMENT ENTRAÎNÉ UN FONCTIONNEMENT À PLEINE PUISSANCE DES 11 CENTRALES DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ À GAZ MISES EN SERVICE ENTRE 2009 ET 2011. GRTGAZ, LA FILIALE DE GDF SUEZ QUI GÈRE LE RÉSEAU DE TRANSPORT DE GAZ SUR 85 % DU TERRITOIRE, A AINSI VU SES INSTALLATIONS ET SES ÉQUIPES FORTEMENT SOLLICITÉES POUR ASSURER LA CONTINUITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT.

PHILIPPE BOUCLY, DIRECTEUR GÉNÉRAL DE GRTGAZ, REVIENT SUR CET ÉPISODE EXCEPTIONNEL.

Vague de froid : « GRTgaz a traversé cette période avec beaucoup de maîtrise »



© GRTgaz

Décryptages : Quelles ont été les conséquences de la vague de froid du mois de février pour le réseau de GRTgaz ?

Philippe Boucly : Je voudrais tout d'abord préciser l'ampleur du phénomène climatique que nous avons connu : la consommation journalière a été supérieure au pic de 2010 (3 037 GWh) pendant douze jours consécutifs. Le 8 février, nous avons atteint 3 405 GWh. La situation a ainsi été classée en « risque 14 % ». Au demeurant, notre réseau est dimensionné pour passer ce que nous appelons le « risque 2 % », c'est-à-dire des situations qui, statistiquement, peuvent se produire deux fois par siècle, avec une pointe de consommation estimée à 4 000 GWh. GRTgaz a finalement traversé cette période avec beaucoup de maîtrise. Le système gaz a fonctionné, les infrastructures ont pu être pleinement sollicitées et démontrer leur efficacité pour satisfaire des schémas d'approvisionnement peu courants de la part des expéditeurs.

Comment les équipes de GRTgaz ont-elles géré cet événement ? Quels enseignements en tirez-vous ?

P. B. : Si nous n'avons pas connu de problème, c'est d'abord grâce à nos équipes extrêmement mobilisées, de jour comme de nuit. Ensuite, cette période de froid nous permet de tirer plusieurs enseignements. Premièrement, elle révèle l'importance de disposer d'un bon système d'information et d'une bonne maîtrise des prévisions de consommation. Deuxièmement, elle valide le bien fondé de nos

« Les problèmes rencontrés en Allemagne, entre le nord et le sud du pays, et en Italie n'ont eu aucune incidence en France. »

Philippe Boucly

investissements pour supprimer les congestions dans le nord de la France, avec la rénovation ou la construction de nouvelles stations de compression, comme à Nozay, près de Montoir-de-Bretagne. Ces investissements seront poursuivis avec le doublement de l'artère du Rhône (Projet Eridan) pour un montant de 484 millions d'euros afin de supprimer le goulet d'étranglement dans le sud de la France, et avec la construction des artères des Hauts de France II et de l'Arc de Dierrey, pour un montant de 1,2 milliard d'euros, afin de raccorder le futur terminal de Dunkerque et d'absorber les flux de gaz importants qu'il va générer. Ces deux investissements, décidés en 2011, représentent 730 km de canalisations supplémentaires à l'horizon 2016.

Les problèmes d'approvisionnement en gaz russe rencontrés par certains pays européens ont-ils compliqué la gestion du système français ?

P. B. : Chaque fournisseur du marché français est responsable de l'équilibrage de ses flux sur le réseau de transport. Tous ont parfaitement joué leur rôle. Les fournisseurs (qu'on appelle également clients-expéditeurs) peuvent évidemment avoir des stratégies d'approvisionnement différentes. À nous de savoir conjuguer les spécificités des 87 fournisseurs qui nous font confiance. Ils ont recours à des approvisionnements de long terme et, pour s'adapter aux variations saisonnières, ils utilisent soit le marché, soit des quantités stockées. GRTgaz réalise l'équilibrage résiduel. Par ailleurs, notre système est conçu pour parer d'éventuelles congestions chez nos voisins. À cet égard, les problèmes rencontrés en Allemagne, entre le nord et le sud du pays, et en Italie n'ont eu aucune incidence en France.

La Commission européenne souhaite une intégration de plus en plus forte des réseaux de transport de gaz européens. Pensez-vous que cette intégration va renforcer la sécurité d'approvisionnement des pays européens ?

P. B. : La Commission européenne veut voir finaliser un grand marché du gaz naturel en Europe en 2014. Cela implique le renforcement des réseaux nationaux ainsi que des interconnexions. La France y contribue activement et GRTgaz a mené avec les gestionnaires de réseaux de transport adjacents de nombreuses « open seasons », afin de valider le déclenchement d'investissements structurants. Nous l'avons fait en 2009 et en 2010 pour l'interconnexion entre la France et l'Espagne. Une autre consultation, toujours en 2010, nous conduit aujourd'hui à renforcer nos ouvrages dans le Nord de la France pour développer la capacité d'interconnexion de la Belgique vers la France. Enfin, une consultation du marché vient de s'achever pour

« Nous devons mettre plus d'intelligence dans nos réseaux et fournir à nos clients plus d'informations afin de les aider à piloter mieux leur schéma d'alimentation de manière optimale. »

Philippe Boucly

déterminer les besoins de la France vers la Belgique : cette consultation qui est un succès déclenche la construction d'une centaine de kilomètres de canalisation supplémentaires. J'ajoute que la Commission européenne apporte un soutien à certains de nos projets : l'ensemble de ces subventions, soit environ 240 millions d'euros, bénéficiera aux utilisateurs du réseau de GRTgaz.

Quels sont les principaux défis auxquels GRTgaz va devoir faire face à l'avenir ?

P. B. : De façon concrète et immédiate, nous devons poursuivre nos efforts de productivité. Notre cadre de travail évolue sans cesse, nous imposant des charges nouvelles. Afin de continuer à offrir nos services au meilleur coût, nous devons constamment revoir nos organisations et améliorer nos méthodes de travail.

Nous devons également réaliser dans les meilleures conditions notre plan décennal d'investissements qui s'élève à 8 milliards sur la période 2012-2022, si les besoins du marché en matière d'investissement de fluidification sont confirmés. Ensuite, nous devons encore améliorer notre offre de raccordement des centrales à cycle combiné. Nous en alimentons actuellement onze pour une puissance totale de 5 000 MW, soit environ l'équivalent de trois réacteurs EPR. Cinq autres sont en projet pour une puissance additionnelle de 2 000 MW. Nous devons aussi proposer des offres de raccordement pour les installations de biométhane. D'une manière générale, nous avons des efforts à faire pour développer les usages du gaz dans l'industrie car de nombreux sites ont encore recours au fioul. Par ailleurs, nous devons mettre plus d'intelligence dans nos réseaux et fournir à nos clients plus d'informations afin de les aider à piloter leur schéma d'alimentation en gaz de manière optimale.

Les défis ne manquent pas pour un GRTgaz qui contribue chaque jour à la construction du grand marché européen du gaz naturel, et affiche l'ambition d'être le transporteur de référence et de faire de la France un carrefour gazier en Europe. ■

BIOGRAPHIE EXPRESS PHILIPPE BOUCLY

Ancien élève de Polytechnique
Ingénieur des Mines de Paris
Directeur général de GRTgaz
depuis le 1^{er} janvier 2009.

1977 :
Direction de la Recherche
de Gaz de France, études sur
le comportement des stockages
souterrains.

1982 :
Direction Transport de Gaz de
France, études d'acheminement
du gaz pour le marché français.

1987-1994 :
Fonctions opérationnelles et
managériales sur Paris puis
à la tête de la Région Centre
Atlantique de la Direction
Transport.

1994-1999 :
Direction Internationale
de Gaz de France, chargé de
la coopération avec Gazprom
et du développement des
projets en Europe de l'Est
et au sein de la Communauté
des États Indépendants (CEI).

1999-2002 :
Président du Directoire de
Fragaz, filiale commune de Gaz
de France et Gazprom dédiée
à la commercialisation de gaz
naturel et de matériels gaziers
entre les deux entreprises.

2002-2008 :
Membre puis Président
du Directoire de SPP
(société gazière slovaque que
GDF SUEZ et E.ON contrôlent
conjointement).

LE POINT DE VUE DE ...



© Laila Pozzo

Pippo Ranci,
Président de la Commission de recours
de l'ACER

Quinze ans après

La libéralisation des marchés de l'électricité et du gaz a débuté avec les directives européennes de 1996 et 1998. Elle fête donc maintenant ses quinze ans. L'ouverture progressive des marchés s'est accompagnée d'une nouvelle régulation et les régulateurs assument aujourd'hui une grande partie des tâches auparavant confiées aux gouvernements.

Cette nouvelle organisation a eu des effets bénéfiques. La dimension européenne du marché de l'énergie a permis aux opérateurs d'acquiescer la taille critique requise pour accéder aux marchés globaux, tout en les plaçant en concurrence. Les consommateurs peuvent désormais choisir entre différents fournisseurs. En outre, de nouvelles entreprises se sont lancées dans les activités de trading ou de conseil pour optimiser les achats et l'utilisation de l'énergie. Enfin, le développement de grands projets d'infrastructures a permis d'accroître la sécurité d'approvisionnement en énergie pour tous.

Sans une régulation efficace et cohérente, les avantages du marché libre et ouvert seraient limités, voire annulés, car le secteur reste caractérisé par une concentration élevée et une incertitude due à la disparité des marchés nationaux.

La symphonie inachevée

Les réseaux demeurent aujourd'hui insuffisamment développés. La crise entre la Russie et l'Ukraine l'a démontré dans le domaine du gaz ; les perspectives de développement de l'éolien soulignent davantage encore le défi auquel nous faisons face.

Compte tenu du contexte géopolitique actuel et des évolutions technologiques, le marché européen ne pourrait pas fonctionner

de plus était nécessaire, et le troisième paquet énergie a introduit un nouvel acteur, l'ACER. Cette agence européenne, qui vient de fêter son premier anniversaire, a déjà fait beaucoup pour la préparation des futurs codes de réseaux européens et la surveillance des marchés.

Et maintenant...

Les principaux défis des prochaines années sont la décarbonisation, la sécurité des approvisionnements et l'achèvement du marché intérieur. L'atteinte des deux premiers serait incontestablement bien plus difficile et risquée si le marché ne fonctionnait pas et si chacun agissait de façon isolée. Le marché intérieur est aussi une pierre importante dans l'édification de l'Europe du XXI^e siècle.

« Sans une régulation efficace et cohérente, les avantages du marché libre et ouvert seraient limités, voire annulés. »

correctement si les autorités européennes de régulation ne se coordonnaient pas étroitement. Les régulateurs l'ont bien compris.

C'est pourquoi, dès leur création, ils ont mis en place des structures de consultation et de coopération, à commencer par le Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER). Les régulateurs ont toujours été plus enclins à communiquer et peut-être plus actifs que les ministères. La Commission européenne a rapidement saisi l'opportunité d'établir une relation plus formelle avec eux en créant l'ERGEG, le groupe des régulateurs européens pour l'électricité et le gaz. Mais quelque chose

Que l'on fasse le choix d'une approche fédéraliste ou d'une approche fonctionnaliste, il n'y a pas d'alternative, dans le monde globalisé et bouleversé que nous connaissons, à l'intégration européenne.

Les régulateurs ne sont pas des bureaucrates dépourvus de légitimité démocratique. Bien au contraire, la régulation est l'instrument des institutions démocratiques pour garantir des règles communes efficaces, cohérentes et stables pour un secteur complexe, sensible et stratégique. ■