

DéRyptages

Mars / Avril 2015 • N°45

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



Dossier p. 6

Fin des tarifs réglementés pour les professionnels : mode d'emploi

Actualités

p. 2 Un prix du gaz unique dans le sud de la France

Parole à...

p. 10 Jean-Arnold Vinois, conseiller à l'Institut Jacques Delors

Vue d'Europe

p. 12 Le couplage de marché fondé sur les flux : une brique supplémentaire pour l'Europe de l'énergie

MARCHÉ

Un prix du gaz unique dans le sud de la France

Une place de marché du gaz unique dans le sud de la France a été créée au 1^{er} avril 2015, la Trading Region South. Elle est issue de la fusion des points d'échange de gaz (PEG) Sud de GRTgaz et PEG TIGF. Désormais, il n'existe plus qu'un seul prix du gaz dans la région. Deux zones d'équilibrage distinctes ont toutefois été conservées.

La création de la Trading Region South (TRS) est l'aboutissement des travaux menés en concertation avec l'ensemble des acteurs de marché. Ils ont conduit à :

- la décision de créer une place de marché commune (TRS) aux zones d'équilibrage GRTgaz Sud et TIGF au plus tard le 1^{er} avril 2015 (délibération du 13 décembre 2012 relative aux tarifs dits ATRT5) ;
- l'objectif de créer une place de marché unique en France au plus tard en 2018, après le doublement de l'artère de Bourgogne (délibération du 19 juillet 2012).

La CRE, en collaboration avec TIGF et GRTgaz et après concertation avec l'ensemble des acteurs de marché, a défini les règles de fonctionnement de la place de marché commune dans sa délibération du 22 mai 2014 :

- Les transactions sur la TRS sont fermes. Le gaz échangé peut être livré au niveau de l'ensemble des points d'interconnexion et des zones de consommation de GRTgaz Sud et TIGF rattachés à la « trading region ».

La gestion de la TRS est confiée à GRTgaz ; les expéditeurs lui notifient les quantités échangées.

- Concernant les modalités de facturation de l'accès à la place du marché, un expéditeur qui signe un contrat d'acheminement auprès de GRTgaz et de TIGF s'acquitte uniquement auprès de GRTgaz des tarifs d'accès à la TRS. En revanche, lorsqu'un expéditeur signe un contrat d'acheminement uniquement auprès de TIGF, il s'acquitte du tarif d'accès à la TRS auprès de TIGF.
- Les capacités à l'interface GRTgaz Sud-TIGF (PIR Midi) ne sont plus commercialisées. En dehors de cette évolution, les procédures de commercialisation des capacités et de nomination restent inchangées, pour la zone GRTgaz Sud comme pour la zone TIGF.
- Les règles de gestion des congestions à l'interface entre les réseaux de GRTgaz Sud et TIGF sont établies afin, notamment, que d'éventuelles restrictions de capacités ne conduisent pas à une réduction de la disponibilité de la liaison Nord-Sud.

- Les deux périmètres d'équilibrage TIGF et GRTgaz Sud étant maintenus, le déséquilibre contractuel de chaque expéditeur est dans un premier temps calculé de manière globale à l'échelle de l'ensemble de la « trading region ». Le déséquilibre de chaque expéditeur est ensuite réparti entre les deux zones en utilisant une clé de répartition individualisée en fonction de ses allocations aux points de sortie. L'expéditeur s'acquitte du règlement des déséquilibres auprès de chacun des GRT concernés, à un prix qui dépend des interventions des GRT.

La création de la Trading Region South s'inscrit dans le mouvement de réduction du nombre de places de marché en France, engagé dès 2003, avec en particulier la création d'un grand PEG Nord réalisée au 1^{er} janvier 2009. Elle devrait notamment accroître la liquidité du marché au Sud et contribuer au développement d'un marché de détail plus efficace. ■

De nouvelles règles d'équilibrage au 1^{er} avril 2015

La délibération de la CRE du 15 janvier 2015 définit les nouvelles règles d'équilibrage applicables au 1^{er} avril 2015 sur le réseau de transport de gaz. Ces règles s'inscrivent dans la trajectoire de mise en œuvre du code de réseau européen sur l'équilibrage, obligatoire à compter du 1^{er} octobre 2015.

Deux échéances ont été fixées pour l'application des nouvelles règles d'équilibrage sur les réseaux de GRTgaz et TIGF :

- Au 1^{er} avril 2015, la disparition des tolérances et des écarts de bilan cumulés incite les expéditeurs à gérer leur déséquilibre le jour même, au lieu de reporter sur les journées suivantes les quantités de gaz en trop ou en moins. Le mode d'intervention des gestionnaires de réseaux de transport sur les marchés a également été modifié : en fonction du niveau de stock en conduite projeté pour la fin de la journée gazière, GRTgaz intervient sur les marchés au cours de trois créneaux horaires, aussi bien la semaine que le week-end ; TIGF utilise le même indicateur pour déterminer son besoin d'intervention, une fois par jour ouvré, à 17h25.

- Au 1^{er} octobre 2015, le service d'équilibrage journalier offert par TIGF et les tolérances optionnelles proposées par GRTgaz seront supprimées. Les expéditeurs s'acquitteront donc du prix de règlement des écarts défini par les transporteurs dès le premier kilowattheure de déséquilibre.

Ces nouvelles règles sont plus simples, concernant notamment les prix de règlement des déséquilibres. Par ailleurs, elles devraient réduire le coût de l'équilibrage pour GRTgaz et TIGF et développer la liquidité des marchés de gros, au bénéfice des consommateurs.

La CRE a choisi d'appliquer les dispositions du code de réseau européen dès le 1^{er} octobre 2015, sans faire usage de la possibilité ouverte de demander à la Commission européenne un délai de transition. Elle a considéré que les nouvelles règles d'équilibrage apportent des avantages manifestes et que les informations mises à dispositions des expéditeurs, de même que la liquidité des marchés, sont suffisantes.

SMART GRIDS

La CRE étend ses réflexions à l'ensemble des réseaux d'énergie

Le 12 juin 2014, la CRE publiait une délibération portant recommandations sur le développement des réseaux d'électricité intelligents en basse tension. Dans sa nouvelle délibération du 25 février 2015, la CRE étend ses travaux relatifs aux smart grids aux réseaux et infrastructures de gaz naturel.

Comme les réseaux d'électricité, les réseaux de gaz naturel sont confrontés au développement de nouvelles ressources (biométhane) et de nouveaux usages (gaz naturel pour véhicules, piles à combustibles, pompes à chaleur hybrides, etc.). Leurs interactions avec les autres réseaux d'énergie, qu'ils soient d'électricité, de chaleur ou de froid, sont également amenés à se multiplier. Pour s'adapter à ce nouveau paysage énergétique, les réseaux de transport et de distribution de gaz naturel évoluent et expérimentent l'intégration des nouvelles technologies de l'information et de la communication.

À ce jour, ces évolutions et les synergies entre les différents réseaux d'énergie restent à préciser. C'est pourquoi, dans sa délibération du 25 février 2015, la CRE demande à chaque gestionnaire de réseaux de distribution d'électricité et de gaz naturel desservant plus de 100 000 clients de préciser les optimisations du système énergétique local que pourrait apporter une plus grande coordination entre les différents réseaux d'énergie.

Les gestionnaires de réseaux pourront notamment transmettre à la CRE les informations rassemblées à partir des expérimentations smart grids en cours qui étudient la convergence des réseaux d'énergie : le projet de boucle énergétique locale « Brest rive droite » (utilisation du réseau de chaleur comme alternative au renforcement du réseau d'électricité) en Bretagne, le projet DEMETER (transformation de l'électricité en gaz) en région Rhône-Alpes, le projet Descartes Grid (déploiement d'un smart grid thermique et électrique) à Marne-la-Vallée en Île-de-France, le projet GRHYD (conversion en hydrogène de l'électricité issue des énergies électriques renouvelables) à Dunkerque et le projet Sunrise (Smart Urban Networks for Resilient Infrastructures and Sustainable Ecosystems) sur le campus de l'Université de Lille 1 dans le Nord-Pas-de-Calais.

Dans cette dynamique et pour accompagner ces travaux, la CRE a mis en place, le 1^{er} janvier 2015, une direction des réseaux regroupant la régulation des réseaux d'électricité et

de gaz naturel. Cette nouvelle direction a notamment pour mission d'élargir peu à peu les réflexions de la CRE sur les réseaux intelligents, réflexions menées aujourd'hui principalement sur les réseaux d'électricité.

C'est dans ce cadre que la CRE a consacré ses deux premiers forums smart grids de l'année 2015 à des thématiques liées au gaz naturel : l'injection du biométhane dans les réseaux de gaz naturel (27 janvier) et le gaz naturel pour véhicule (24 mars). Ces forums ont été l'occasion pour les intervenants (GRDF, Carbone 4, Bioénergie de la Brie, SIGEIF, FIAT VP et GN Drive) de présenter les innovations déployées sur les réseaux de gaz pour accueillir les nouvelles sources d'énergies décentralisées et les nouveaux usages du gaz naturel. ■

Retrouvez les interventions
aux forums sur
www.smartgrids-cre.fr

INFRASTRUCTURES GAZIÈRES

Mise à jour des tarifs au 1^{er} avril

Les tarifs d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel (ATRT₅) et aux terminaux méthaniers régulés (ATTM₄) ont été mis à jour le 1^{er} avril 2015, sur décision de la CRE et après consultation du Conseil supérieur de l'énergie.

La mise à jour du tarif ATRT₅ se traduit par une hausse moyenne des tarifs de 2,5 % pour GRTgaz et de 3,1 % pour TIGF. Elle est marquée par le lancement de la Trading Region South (TRS), liée à la fusion des PEG TIGF et PEG GRTgaz Sud, qui entraîne la disparition des termes tarifaires à l'interconnexion de ces zones (PIR Midi). Par ailleurs, sont créés un nouveau point d'entrée sur le réseau de GRTgaz depuis le terminal méthanier de Dunkerque LNG, dont la mise en service est prévue fin 2015, ainsi qu'un nouveau point de sortie de gaz non odorisé vers la Belgique

à Alveringem. Enfin, le CRE fait évoluer les mécanismes de régulation incitative de la qualité de service des transporteurs en introduisant notamment un nouvel indicateur, non incité financièrement, portant sur la disponibilité annuelle des capacités fermes et interruptibles à la liaison Nord-Sud.

La mise à jour du tarif ATTM₄ se traduit par des évolutions des tarifs unitaires moyens d'utilisation des terminaux de Montoir de Bretagne, de Fos Tonkin et de Fos Cavaou de respectivement -4,2 %, +25,1 % et -3,8 %. La

hausse du tarif du terminal de Fos Tonkin est due à la prise en compte d'un amortissement accéléré lié à la mise hors service programmée de deux réservoirs en 2015. En outre, la CRE a demandé aux opérateurs de proposer une offre commerciale plus flexible et d'offrir une meilleure visibilité au marché sur les programmes opérationnels des terminaux. Enfin, jusqu'à la création du PEG France, le tarif des nouvelles capacités souscrites à court terme dans les terminaux du Sud de la France est réduit, sous certaines conditions. ■

REMIT

Les acteurs de marché doivent s'enregistrer auprès de la CRE

Les acteurs de marché établis en France qui effectuent des transactions sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel doivent impérativement s'enregistrer auprès de la CRE. Le 7 octobre 2015 marque le début de la collecte des données de transactions des acteurs de marché par l'ACER, prévue par le règlement d'exécution de la Commission européenne entré en vigueur le 7 janvier 2015 relatif à REMIT.

Le règlement REMIT sur l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie précise que tout acteur de marché doit s'être enregistré auprès de son régulateur national avant de transmettre ses premières données de transactions à l'ACER, l'Agence de coopération des régulateurs européens de l'énergie. La collecte s'organise autour de deux dates clés : le 7 octobre 2015 pour les données relatives aux contrats standards réalisés sur les places de marché organisées et le 7 avril 2016 pour toutes les autres données relevant du périmètre REMIT. Il est à noter que des cas d'exemptions sont prévus par la réglementation concernant l'enregistrement ou la collecte des données. Par ailleurs, les acteurs de marché peuvent déléguer tout ou partie de l'activité de transmission des données à l'ACER à un tiers (« entité de

reporting » ou « Registered Reporting Mechanism », « RRM ») qui doit être accrédité. L'ACER procède actuellement à l'accréditation des premiers RRM. Enfin, lors de leur enregistrement, les acteurs de marché se voient attribuer un identifiant unique appelé « code ACER ». Les informations fournies par les régulateurs nationaux permettent à l'ACER de constituer un registre européen des acteurs de marché, dont une première version vient d'être publiée.

Le règlement REMIT concerne toute personne physique ou morale qui exécute des contrats de fourniture d'électricité ou de gaz avec livraison dans l'Union (et leurs produits dérivés), des contrats relatifs au transport d'électricité ou de gaz dans l'Union (et leurs produits dérivés), ainsi que des contrats de fourniture portant sur un ou plusieurs sites en capacité de consommer

plus de 600 GWh/an. Les contrats régulés sont également concernés par REMIT. **Le périmètre de REMIT couvre les négociants, les fournisseurs, les opérateurs d'effacement, les producteurs d'électricité et de gaz, les entreprises locales de distribution, les plus gros consommateurs, les gestionnaires de réseaux de transport, etc.** ■

Information sur REMIT :

www.acer-remit.eu
www.cre.fr/marches/remit

S'enregistrer : www.cre.fr/marches/remit/enregistrement

Contacter les services de la CRE :
enregistrement.remit@cre.fr

MÉCANISME D'AJUSTEMENT

De nouvelles règles depuis le 1^{er} avril 2015

Une nouvelle version des règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre est entrée en vigueur le 1^{er} avril. Des évolutions notables ont été apportées pour répondre aux demandes de la CRE.

La CRE a approuvé le 26 février 2015 de nouvelles règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre qui lui avaient été soumises par RTE. Elles apportent plusieurs modifications de taille.

D'une part, elles régularisent les conditions de participation des effacements au mécanisme d'ajustement, conformément au cadre législatif et réglementaire¹ et mettent ainsi fin à l'expérimentation dite « ajustement diffus », en vigueur depuis fin 2007. D'autre part, afin de favoriser la concurrence sur le mécanisme d'ajustement, elles en assouplissent les conditions d'accès : le

seuil de participation est progressivement abaissé, tandis que les possibilités d'agrégation sont élargies. Un acteur d'ajustement peut ainsi proposer une offre construite à partir d'une agrégation de sites de soutirage qui diffèrent par leur réseau de raccordement, leur responsable d'équilibre, leur fournisseur, leur modèle de versement, etc. Enfin, le dispositif de sécurisation financière du mécanisme de responsable d'équilibre est renforcé afin de limiter les risques de fraude supportés par RTE, et donc *in fine* par la collectivité.

RTE a par ailleurs engagé un important processus de refonte des règles, anticipant l'entrée en vigueur du règlement européen

relatif à l'équilibrage. Ce règlement devrait entrer en comitologie début 2016, une fois son adoption recommandée par l'Agence de coopération des régulateurs européens (ACER) à la Commission européenne. Il vise à intégrer les marchés d'ajustement en Europe et requerra à cet effet des évolutions du dispositif français. ■

1 – Décret n° 2014-764 du 3 juillet 2014 relatif aux effacements de consommation d'électricité et Loi n° 2013-312 du 15 avril 2013 visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre et portant diverses dispositions sur la tarification de l'eau et sur les éoliennes (dite loi Brottes).

LE CHIFFRE

100 TWh

C'est le volume total de gaz soutiré depuis les stockages français durant l'hiver 2014/2015.

Cela représente 31 % de la consommation nationale pendant cette période.

Le saviez-vous ?

Le CoRDIS adopte un nouveau règlement intérieur

Dans le prolongement de la parution du décret du 24 février 2015 relatif au comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS) de la CRE, le comité a précisé les règles de procédure qui lui sont applicables dans sa décision du 11 mars 2015. Si la procédure de règlement des différends fait l'objet de plusieurs améliorations tendant à renforcer le respect du contradictoire, les principales modifications concernent la procédure de sanction. Les nouvelles dispositions organisent la séparation des fonctions de poursuite et de jugement en les confiant à des membres distincts au sein du CoRDIS. Désormais, le président du CoRDIS désignera un membre du comité chargé d'instruire l'affaire jusqu'à la notification des griefs. Puis c'est une formation composée des trois autres membres du comité qui adoptera l'éventuelle décision de sanction.

Incitations au développement de l'interconnexion France-Italie

Le 26 mars 2015, la CRE a adopté une délibération dont l'objet est de définir les incitations à la réalisation efficace du projet « Savoie-Piémont ». Ce dernier consiste en une nouvelle ligne électrique entre la France et l'Italie permettant d'augmenter la capacité d'interconnexion de 40 % d'ici fin 2019 et générant une utilité économique nette estimée à 29 M€₂₀₁₄ par an pour la partie française. La CRE accorde à RTE trois incitations financières, pour une durée de 10 ans à compter de la date de mise en service : une incitation à la minimisation des coûts de 5 %, compte tenu d'un coût complet cible fixé à 36 M€₂₀₁₄ par an ; une incitation portant sur le taux d'utilisation de 5 %, soit 0,04 M€₂₀₁₄ par an et par point (1 %) d'utilisation, avec un taux cible d'utilisation fixé à 83 % ; et une prime fixe arrêtée à 5 % de l'utilité économique nette estimée du projet, soit 1,40 M€ par an.

En image

15 AVRIL 2015 : INTERVENTION DE THOMAS-OLIVIER LÉAUTIER À LA CRE

Le professeur d'économie Thomas-Olivier Léautier, de la Toulouse School of Economics, est intervenu à la CRE le 15 avril dernier. À cette occasion, il a rappelé que le bon fonctionnement du marché de l'énergie dépendait notamment d'un cadre institutionnel stable et cohérent dans le temps, conjugué à l'existence d'un régulateur de l'énergie indépendant.



Le collège de la CRE et son directeur général réunis autour de Thomas-Olivier Léautier. De gauche à droite : Jean-Yves Ollier (directeur général), Jean-Pierre Sotura, Hélène Gassin, Yann Padova, Philippe de Ladoucette (président), Christine Chauvet, Thomas-Olivier Léautier et Catherine Edwige.

LA SUPPRESSION DES TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE D'ÉLECTRICITÉ ET DE GAZ NATUREL POUR LES CONSOMMATEURS PROFESSIONNELS SIGNIFIE QUE CES DERNIERS DOIVENT OBLIGATOIREMENT SOUSCRIRE UN CONTRAT EN OFFRE DE MARCHÉ. TROIS GRANDES ÉTAPES ONT ÉTÉ FIXÉES POUR ORGANISER PROGRESSIVEMENT CETTE OUVERTURE À LA CONCURRENCE. LA PREMIÈRE A DÉBUTÉ LE 18 JUIN 2014 AVEC LE PASSAGE EN OFFRE DE MARCHÉ DES CLIENTS DE GAZ NATUREL RACCORDÉS AU RÉSEAU DE TRANSPORT. LA DEUXIÈME, AU 1^{ER} JANVIER 2015, A CONCERNÉ TOUS LES CLIENTS DE GAZ NATUREL AYANT UNE CONSOMMATION ANNUELLE SUPÉRIEURE À 200 MWH. LA DERNIÈRE ÉTAPE DE CE PROCESSUS EST FIXÉE AU 1^{ER} JANVIER 2016 ET CONCERNE, À CE JOUR, 75 000 CLIENTS DE GAZ NATUREL AVEC UNE CONSOMMATION ANNUELLE SUPÉRIEURE À 30 MWH, AUXQUELS S'AJOUTENT 450 000 CLIENTS D'ÉLECTRICITÉ AYANT UNE PUISSANCE SOUSCRITE SUPÉRIEURE À 36 KVA. POUR AIDER CES CLIENTS À ANTICIPER ET PRÉPARER LEUR CHANGEMENT DE CONTRAT, LA CRE PARTICIPE À DE NOMBREUSES RÉUNIONS D'INFORMATIONS ET DÉPLOIE DES OUTILS PRATIQUES.

Fin des tarifs réglementés pour les professionnels : mode d'emploi

15 000
consommateurs
de gaz

concernés par la fin des tarifs réglementés au 1^{er} janvier 2015 n'ont toujours pas opté pour une offre de marché.

Ils ont donc une « offre transitoire » de marché pour 6 mois, jusqu'au 30 juin 2015.

Ils étaient plus de

60 000

en décembre 2013

34 000

puis en décembre 2014 à être encore aux tarifs réglementés de vente.

Données Engie (ex GDF SUEZ), février 2015

Suis-je concerné par la fin des tarifs réglementés ?

En gaz naturel, les contrats aux tarifs réglementés des consommateurs non domestiques avec une consommation annuelle supérieure à 30 MWh et les copropriétés dont la consommation annuelle est supérieure à 150 MWh prendront fin au 31 décembre 2015.

En électricité, les consommateurs dont les sites ont une puissance souscrite supérieure à 36 kVA ne pourront plus, quant à eux, bénéficier des tarifs réglementés au 31 décembre 2015, quel que soit le tarif souscrit (tarif bleu, jaune ou vert). Les consommateurs d'électricité qui bénéficient du tarif jaune avec une puissance souscrite inférieure à 36 kVA sont également concernés.

Ces consommateurs devront donc avoir souscrit avant cette date un contrat en offre de marché auprès du fournisseur de leur choix. Ils ne pourront pas tous bénéficier d'une « offre transitoire » (cf. encadré page 8).

Quelles informations dois-je rassembler ?

Il est indispensable de compiler un certain nombre d'information pour que les fournisseurs soient en mesure de proposer des offres intéressantes, répondant aux besoins du consommateur.

Tout d'abord, le consommateur doit connaître ses sites de consommation concernés, leur numéro d'identification (PRM en électricité et PCE en gaz naturel), les contrats qui y sont associés et leur

consommation sur au moins une année. Ces éléments se trouvent sur les factures, sur les comptes clients sur Internet et, en électricité, sur les feuillets de gestion. Les historiques de consommation sont par ailleurs accessibles par l'intermédiaire du gestionnaire de réseau de distribution ou auprès de son fournisseur. Le consommateur a également la possibilité d'autoriser un fournisseur à accéder à ses informations de consommation, à condition de lui fournir une autorisation expresse.

Comment passer en offre de marché ?

Qu'il souhaite rester chez son fournisseur actuel ou en changer, le consommateur doit conclure un nouveau contrat en offre de marché, une fois l'offre sélectionnée.

Dans les deux cas, le consommateur n'a pas d'autre démarche à effectuer. Il n'a pas besoin de résilier son contrat auprès de son ancien fournisseur. Le nouveau réalisera les démarches nécessaires au changement.

Dois-je payer des frais de changement de contrat ?

Aucun frais ni aucun préavis ne s'appliquent dans le cadre de la disparition des tarifs réglementés de vente et du changement de fournisseur. Les gestionnaires de réseaux de distribution prennent à leur charge les frais associés au changement de fournisseur à caractéristiques identiques (même puissance souscrite, même formule tarifaire d'acheminement) et au passage en offre de marché.

Cependant, si le consommateur souhaite modifier sa puissance souscrite, son tarif d'acheminement ou s'il demande une intervention sur son compteur, des frais peuvent lui être facturés selon le catalogue de prestations annexes du gestionnaire de réseau de distribution.

Attention : en électricité, les consommateurs doivent vérifier la date de leur dernière baisse de puissance souscrite. En effet, dans le cas d'une baisse de puissance souscrite intervenue moins de 12 mois avant de quitter les tarifs réglementés de vente, le fournisseur historique demandera une indemnité¹.

Quand a lieu le changement effectif de mon contrat ?

En électricité, le changement de fournisseur est réalisé à la date demandée par le fournisseur, sauf en cas d'interventions sur le compteur pour modifier les puissances souscrites ou les options tarifaires du tarif d'acheminement. Dans ces cas, ce délai pourrait être porté au maximum à 21 jours après la date demandée.

En gaz naturel, le changement de fournisseur se fait au plus tôt quatre jours après la demande, sauf en cas de demande de changement de la capacité journalière d'acheminement.

Pour éviter des délais trop longs, les gestionnaires de réseaux de distribution recommandent aux consommateurs de privilégier, dans un premier temps, les passages en offre de marché sans modifier leurs caractéristiques de contrat.

Ai-je intérêt à faire partie d'un groupement d'achat ?

Les PME, PMI ou les collectivités peuvent avoir tout intérêt à rejoindre un groupement d'achat d'énergie. Ces consommateurs réunis ont ainsi plus de poids dans les négociations avec les fournisseurs dans la mesure où la vente d'un gros volume d'énergie est en jeu. Cette solution présente de nombreux avantages, tels que l'obtention d'un prix de l'énergie plus compétitif ou des services de meilleure qualité. Au final, l'achat groupé peut faire économiser entre 10 % et 20 % sur le prix du kWh d'électricité et de gaz.

Le nombre de plateformes d'achat s'est fortement développé à l'approche des échéances de la fin des tarifs réglementés. Citons parmi les plus connues l'UNIHA (Union des hôpitaux pour les achats),

1 – Article L. 331-3 du code de l'énergie et délibération du 27 novembre 2014 portant communication sur la fin des tarifs réglementés de vente pour les consommateurs d'électricité dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA et pour les consommateurs non domestiques de gaz naturel dont la consommation annuelle de gaz naturel est supérieure à 30 000 kWh.

Glossaire

Fournisseur historique

EDF, Engie (ex GDF SUEZ), TEGAZ et les entreprises locales de distribution (ELD).

Fournisseur alternatif

Les fournisseurs qui ne sont pas des fournisseurs historiques.

Offres aux tarifs réglementés de vente

Offres dont les tarifs sont fixés par les pouvoirs publics, après avis de la CRE, et qui ne peuvent être proposées que par les fournisseurs historiques.

Offres de marché

Offres dont les prix sont fixés librement par les fournisseurs et qui sont proposées par tous les fournisseurs (alternatifs et historiques).

le SIGEIF (Syndicat intercommunal pour le gaz et l'électricité en Île-de-France), ou l'UGAP (Union des groupements d'achats publics) pour les acheteurs publics. Des initiatives à destination des consommateurs privés se mettent également en place.

Mon site de consommation est-il « atypique » ?

Certains sites en électricité sont dans des situations particulières. On parle de sites « atypiques ». Ils nécessitent en effet des interventions du gestionnaire de réseau de distribution, préalables au changement d'offre :

- les sites des consommateurs ayant un tarif jaune ou vert EJP (tarifs à effacement) ou un tarif vert mais raccordé en basse tension (bornes postes) devront désormais être équipés d'un compteur évolué (compteur PME-PMI ou SAPHIR) ;
- les consommateurs dont les sites sont aux tarifs bleus avec des puissances souscrites supérieures à 36kVA devront prévoir des travaux de raccordement et remplacer leur compteur ;
- les consommateurs bénéficiant d'un tarif jaune avec une puissance souscrite inférieure ou égale à 36kVA devront souscrire une nouvelle offre : si le consommateur décide de garder une puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA, il pourra bénéficier du tarif réglementé « bleu » ou d'une offre de marché. Dans ce cas, un remplacement du compteur sera nécessaire. Sinon, il devra souscrire une offre de marché et augmenter sa puissance souscrite à 42 kVA a minima.

La mise en conformité des installations sera prise en charge par le gestionnaire de réseau.

Le dossier de la CRE

Le point sur l'offre transitoire

Les clients d'électricité ou de gaz naturel qui n'ont pas souscrit d'offre de marché aux 1^{er} janvier 2015 et 2016 basculent automatiquement sur une offre de marché par défaut du fournisseur historique pour une durée maximale de 6 mois. C'est ce qu'on appelle l'offre transitoire. Pendant cette période, le client a la possibilité de changer d'offre et/ou de fournisseur sans frais ni préavis de résiliation.

À l'issue de ces 6 mois, le client devra impérativement avoir souscrit une autre offre de marché avec le fournisseur de son choix. Dans le cas contraire, la fourniture d'énergie pourrait ne plus être assurée.

Les consommateurs concernés par la suppression des tarifs réglementés au 1^{er} janvier 2016 seront avertis de cette option par leur fournisseur historique et des conditions de l'offre trois mois avant le 1^{er} janvier. Puis ils seront de nouveau avertis de la fin de l'offre transitoire 3 mois puis 1 mois avant le 1^{er} juillet 2016.

Cas particulier des acheteurs publics

Le conseil d'État² a estimé que seuls les acheteurs publics de gaz concernés par l'échéance du 1^{er} janvier 2015 pouvaient bénéficier de l'offre transitoire, en raison du caractère d'urgence lié à la parution de la loi sur la consommation en mars 2014. En revanche, les acheteurs publics concernés par l'échéance du 1^{er} janvier 2016 (électricité et gaz naturel) ne peuvent pas bénéficier de l'offre transitoire, sauf pour des marchés d'un très faible montant (inférieurs à 15 000 € HT).

Les acheteurs publics doivent donc engager les procédures de publicité et de mise en concurrence dès à présent pour éviter une rupture de leur fourniture.

2 – Avis n° 389174 du 16 septembre 2014.

Quels conseils puis-je suivre ?

Pour comparer les offres et avant de changer de contrat, le consommateur doit être vigilant et :

- vérifier si l'offre de marché inclut ou non l'acheminement ;
- comparer les prix sur une même base (soit hors toutes taxes, soit hors TVA, soit TTC) ;
- tenir compte de l'évolution des prix : prix fixe ou variable, choix des variables d'indexation, etc. ;
- vérifier la période d'engagement et les pénalités éventuelles en cas de résiliation anticipée ;
- prendre en compte les modalités de facturation et de paiement proposées ;
- analyser les services proposés : interlocuteur dédié, modalités de contact, gestion pour les contrats multi-sites, services d'efficacité énergétique, offres « vertes », etc.
- s'assurer qu'un fournisseur qui propose une offre de plus d'un an propose en parallèle une offre d'une durée maximale de 12 mois qui laisse le temps de mieux comprendre le fonctionnement du marché.

Les consommateurs professionnels peuvent se rendre sur le site energie-info.fr/Pro qui leur offre la possibilité de trouver une liste de tous les fournisseurs desservant leur commune, ainsi que leurs coordonnées, à partir d'une simple recherche par code postal. Un formulaire de demandes d'offres de fourniture de gaz et d'électricité est également disponible sur ce site. Il permet aux consommateurs professionnels de se faire connaître des fournisseurs et de recevoir des offres commerciales de ces derniers.

Quels outils mis en place par la CRE peuvent m'aider dans mes démarches ?

Garante du bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel, la CRE s'est fortement impliquée dans les actions d'information des consommateurs concernés par la fin des tarifs réglementés.

Elle intervient dans de nombreuses réunions publiques, en particulier celles organisées par les Chambres de Commerces et d'Industries. C'est l'occasion de rappeler le contexte de la suppression des tarifs réglementés et de fournir des informations pratiques. Elle a également produit une vidéo d'information, élaboré des guides d'informations, ouvert une concertation ayant conduit à l'élaboration de documents d'informations accessibles *via* le site energie-info.fr. Un site Internet dédié à la fin des tarifs réglementés est également en cours de création : tarifsréglementes-cre.fr.

Ces actions seront prochainement complétées par une communication plus ciblée vers des familles d'entreprises et des organismes représentatifs des consommateurs concernés par la fin des tarifs réglementés. ■



La CRE a réalisé une vidéo de 3 minutes pour aider les consommateurs professionnels à anticiper la fin des tarifs réglementés de vente. Elle est disponible sur le site Internet de la CRE et sur Youtube.

Interview d'André Marcon, Président de la Chambre de Commerce et d'Industrie France



La CRE et les CCI mettent leur énergie au service des entreprises

Décryptages : Quelles sont les actions menées par les CCI pour informer les consommateurs professionnels de la fin des TRV et, dans ce cadre, en quoi consiste le partenariat CRE/CCI ?

André Marcon : La fin des tarifs réglementés de vente est une étape importante pour les entreprises. Il faut le faire savoir et nous, CCI, nous avons un rôle à jouer auprès des entreprises.

Première étape : CCI France a organisé en partenariat avec la CRE deux réunions d'information destinées à nos conseillers énergie. L'objectif était de les informer sur l'ensemble des aspects de la fin des TRV et aussi de faire remonter à notre partenaire les questions des entreprises.

Deuxième étape : les CCI ont déployé leur énergie pour informer les entreprises, un kit de communication ayant été fourni par la tête de réseau. Là encore, la CRE a apporté son concours en participant aux réunions d'information ; plus de 40 ont déjà été montées.

Autre mission des CCI : informer les entreprises sur l'ouverture du marché de l'énergie à l'occasion des actions qu'elles mènent en matière d'efficacité énergétique dans les entreprises. On compte chaque année plus de 200 réunions d'information et sensibilisation et plus de 800 visites énergie et prédiagnostics sont assurés par les conseillers énergie de notre réseau. Bien souvent ces visites sont l'occasion d'auditer le contrat de fourniture d'énergie des entreprises.

Quelles informations concrètes la CRE a-t-elle pu apporter ?

A. M. : Disponible et engagée avec nous, la CRE apporte une expertise réglementaire et des réponses concrètes aux questions des entreprises. Le « binôme » CRE-CCI rassure les entreprises par l'alliance des expertises en matière de marché de l'énergie d'une part et de défense de leurs intérêts d'autre part. Les CCI recourent largement aux outils mis à disposition par la CRE, que ce soit en matière d'analyse ou d'outils de communication.

Quelles opportunités la fin des TRV représente-t-elle pour les consommateurs ?

A. M. : C'est surtout l'occasion pour les entreprises de faire le point sur leur consommation d'énergies. Et l'enjeu est fort ! C'est pour les entreprises le bon moment pour travailler avec le conseiller énergie de leur CCI : Comment améliorer leur performance énergétique ? Comment optimiser leur contrat de fourniture d'énergie en l'adaptant à la réalité de leur consommation et de leur activité ? C'est aussi l'opportunité d'avoir un peu plus de lisibilité de « l'offre énergie ».

Au-delà de la fin des TRV, la véritable révolution pour les consommateurs interviendra avec le déploiement généralisé des compteurs intelligents. Ils permettront une analyse plus fine des consommations et des potentiels d'amélioration de la performance énergétique. Du gagnant-gagnant... ■



Fiche explicative sur la fin des tarifs réglementés, réalisée par la CCI France.

JEAN-ARNOLD VINOIS ET SAMI ANDOURA DE L'INSTITUT PARISIEN JACQUES DELORS ONT PUBLIÉ, EN JANVIER 2015, UN RAPPORT INTITULÉ *DE LA COMMUNAUTÉ DE L'ÉNERGIE À L'UNION DE L'ÉNERGIE, UNE PROPOSITION POLITIQUE POUR LE COURT ET LE LONG TERME*. CE RAPPORT EST LE PROLONGEMENT D'UNE PREMIÈRE ÉTUDE, PUBLIÉE EN 2010, CONSIDÉRANT LE SECTEUR DE L'ÉNERGIE COMME PARTICULIÈREMENT INDIQUÉ POUR UNE ACTION EUROPÉENNE DESTINÉE À CRÉER UNE COMMUNAUTÉ DE L'ÉNERGIE. POUR **JEAN-ARNOLD VINOIS**, LE MARCHÉ EUROPÉEN DE L'ÉNERGIE SE SITUE AUJOURD'HUI À UN TOURNANT : SOIT LES ÉTATS CHOISSENT DE REVENIR EN ARRIÈRE VERS UNE CONCEPTION PLUS NATIONALE, SOIT ILS CHOISSENT D'ALLER VERS PLUS D'INTÉGRATION EUROPÉENNE DE CE MARCHÉ POUR EN TIRER LE MEILLEUR PROFIT.

« Nous plaidons pour une meilleure coopération des acteurs. »

Décryptages : Dans quel contexte s'inscrit la publication de votre rapport ?

Jean-Arnold Vinois : 2014 nous a semblé le bon moment pour évaluer le chemin parcouru depuis 2007, après la mise en œuvre du 3^e paquet énergie et la poursuite des objectifs 3x20 en 2020, confirmés par les nouveaux objectifs 2030. Il est réjouissant de constater que la vision proposée par la Commission le 25 février dernier est proche de celle élaborée dans le rapport : il faut s'engager résolument dans la transition énergétique en s'éloignant d'une économie fondée sur l'énergie fossile et en s'appuyant sur une approche centrée sur une demande plus intelligente.

Quelles sont les nouveautés introduites par l'Union de l'énergie ?

J.-A. V. : Une fois correctement appliquées les directives du marché intérieur, il s'agit de passer à une étape ultérieure s'appuyant sur une vision holistique de l'énergie. Plus d'intégration à l'échelle européenne est devenu nécessaire pour profiter pleinement des avantages devant résulter d'une optimisation réelle des ressources disponibles dans l'Union et des infrastructures, y compris les interconnexions. S'ajoute à cela une nouvelle dimension, la transition énergétique, qui affecte l'ensemble de la société européenne. En outre, l'Union de l'énergie doit donner à l'Union

européenne une force réelle vis-à-vis de l'extérieur pour pouvoir transmettre un message clair et univoque à ses principaux fournisseurs. Côté gouvernance, l'objectif est d'associer toutes les parties prenantes de manière dynamique et régulière. Par ailleurs, nous considérons qu'il faut rééquilibrer les forces en présence en s'éloignant du modèle fondé sur une offre en augmentation constante pour prendre pleinement en compte l'évolution de la demande rendue plus intelligente par l'ère numérique. Enfin, le consommateur devient actif, grâce aux possibilités nouvelles offertes par le secteur des technologies de l'information, mais il devient aussi producteur.

L'Union de l'énergie permettra-t-elle d'atteindre plus rapidement les objectifs de la politique énergétique européenne ?

J.-A. V. : Les objectifs de l'Union de l'énergie restent les mêmes : fournir une énergie sûre, durable et compétitive pour tous. Mais ces objectifs sont aujourd'hui davantage concentrés sur l'optimisation et la mutualisation des ressources. La crise gazière de janvier 2009 a révélé cette nécessité et a obligé l'Union européenne à s'organiser pour assurer la sécurité d'approvisionnement collective et celle de chacun des États membres. En électricité, les gestionnaires de réseaux de transport travaillent conjointement depuis de nombreuses années sur une base plus volontaire qu'institutionnelle. Malheureusement, face aux craintes, réelles ou supposées, relatives à la sécurité d'approvisionnement, les États membres réagissent en mettant en place des dispositifs nationaux, sans se coordonner entre eux et en se repliant sur leur situation interne. On voit par exemple fleurir des mécanismes de rémunération de capacité en général fondés sur la seule adéquation nationale entre l'offre et la demande. Cela ne va pas dans le sens d'une plus grande intégration de l'Europe de l'énergie.

« Je suis convaincu que le marché est bénéfique pour les clients finals. »

Jean-Arnold Vinois

Quelles sont les exigences en matière de solidarité et leurs implications en termes de gouvernance, en particulier pour les régulateurs ?

J.-A. V. : Nous plaidons pour une meilleure coopération des acteurs mais aussi des administrations des États membres avec une forte implication de la Commission européenne comme facilitateur ou comme arbitre. Or, il existe un manque criant de coopération entre les administrations des États membres : certaines décisions ont été prises sous le coup de l'émotion ou de la crainte, sans en référer aux voisins qui doivent en subir les conséquences. Tout le monde est d'accord pour dire que la transition énergétique est une réalité, mais plusieurs points ne sont pas clairs : comment gère-t-on le développement des renouvelables, les signaux de prix, l'intervention des consommateurs, etc. Une gouvernance appropriée doit permettre de trouver les solutions adéquates. Les régulateurs ont un rôle important à jouer dans ce contexte. Ils doivent faciliter les investissements nécessaires dans une optique européenne. Ils doivent également promouvoir une implication active mais sécurisée du consommateur final.

À quelles mesures faut-il s'attendre dans les mois à venir ? Un 4^e paquet pourrait-il être envisagé ?

J.-A. V. : Je ne pense pas qu'un 4^e paquet énergie soit envisagé ou nécessaire. Mais la Commission européenne a présenté une feuille de route comportant 43 propositions, dont certaines visent à compléter le dispositif existant. On notera comme mesure significative la possibilité donnée aux gestionnaires de réseaux de transport de coordonner le réseau en temps réel. Le règlement européen établissant l'ACER pourrait être amendé pour élargir ses compétences afin que l'Agence puisse prendre plus de décisions sur des questions transfrontalières. Le règlement sur la sécurité d'approvisionnement en gaz va être modifié et un nouveau règlement sera proposé pour l'électricité. Sur la question du modèle de marché intérieur pour l'électricité, très discutée actuellement, il est encore difficile de savoir ce qui sera précisément proposé. Les questions de la production décentralisée, du back-up des renouvelables, de la distribution et du rôle des consommateurs dans la gestion de la demande seront probablement traitées dans ce nouveau modèle de marché.

La distribution pourrait-elle être évoquée ?

J.-A. V. : La distribution est un sujet difficile car il existe près de 3 000 gestionnaires de réseaux de distribution aux tailles et statuts très différents. Ils sont souvent très ancrés localement et les implications politiques sont très fortes. Il apparaît donc difficile de réguler la distribution au niveau européen. Il n'existe d'ailleurs pas d'organisation représentative unique du secteur

de la distribution comme il en existe dans le transport. Il faut pourtant relever que nombre de dispositions des codes de réseaux concernent la distribution. Les distributeurs doivent donc trouver des positions communes. Est-ce de nature à les inciter à travailler dans une organisation commune ? Personnellement, je le souhaite. Ce serait en tout cas plus facile pour la Commission européenne d'avoir un interlocuteur unique. Les distributeurs ont intérêt à se concerter davantage sinon ils prennent le risque de se faire dépasser par le secteur des technologies de l'information dans la bataille autour de l'utilisation des données des consommateurs.

Conformément aux recommandations de la Commission européenne, les tarifs réglementés disparaissent progressivement en France. Qu'en pensez-vous ?

J.-A. V. : L'existence de tarifs réglementés n'est pas en phase avec un marché sur lequel l'offre et la demande se confrontent activement et où les signaux de prix doivent permettre aux consommateurs d'adapter leurs comportements. Le temps de l'abonné passif est révolu. Par ailleurs, la prise en compte des clients vulnérables doit faire partie intégrante d'une véritable politique sociale globale, qui porte aussi sur le logement, l'isolation de l'habitat, etc. Je suis convaincu que le marché est bénéfique pour les clients finals. Une concurrence bien régulée reste la meilleure façon d'optimiser les ressources et leur mise en perspective européenne doit apporter des bénéfices pour tous. ■



BIOGRAPHIE EXPRESS **JEAN-ARNOLD VINOIS**

Depuis mai 2014 :
Conseiller en politique
énergétique européenne
à l'Institut Jacques Delors
Au sein de la Commission
européenne depuis 1987

Depuis janvier 2013 :
Directeur honoraire

Avril 2013 – octobre 2014 :
Conseiller spécial
du Commissaire en charge de
l'énergie, Günther H. Oettinger

Juillet 2011 – janvier 2013 :
Directeur du marché intérieur
de l'énergie au sein
de la Direction générale
pour l'énergie

Avril 2006 – juillet 2011 :
Chef d'unité responsable
de la politique énergétique, de
la sécurité d'approvisionnement
et des réseaux

Janvier 1992 – avril 2006 :
postes de gestion
dans le domaine des transports
à la DG Transports

Jusqu'en 1987 :
avocat et conseiller juridique

1975 :
Diplômé en droit de l'Université
catholique de Louvain

MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ

Le couplage de marché fondé sur les flux : une brique supplémentaire pour l'Europe de l'énergie

L'Europe de l'énergie, ce sont des rouages insoupçonnés. Invisibles aux yeux des consommateurs, de nombreux dispositifs sont cependant à l'œuvre pour assurer le fonctionnement du marché intérieur de l'énergie. Dernier exemple notable en date : le couplage de marché fondé sur les flux, le *flow based market coupling*. Ce mécanisme de marché, approuvé par la CRE et les autres régulateurs concernés, démarrera officiellement le 21 mai prochain dans la région Centre-Ouest de l'Europe qui couvre la France, l'Allemagne, l'Autriche, la Belgique, le Luxembourg et les Pays-Bas. Il devrait permettre de réduire les coûts de production dans cette région et contribuer à renforcer la sécurité d'approvisionnement.

La possibilité pour le marché de fonctionner à l'échéance journalière a constitué une première étape-clé dans l'optimisation de l'utilisation du parc électrique européen. La veille de la livraison physique de l'électricité, les producteurs programment leur production pour le lendemain et évaluent ce qu'ils veulent vendre ou acheter sur les marchés spot. En France, ce marché, géré par EpexSpot, permet de faire se rencontrer efficacement les offres et les demandes et ainsi de faire appel aux moyens de production les moins chers.

Afin d'assurer une optimisation à une échelle plus large, le couplage des marchés a été progressivement mis en place par les bourses de l'électricité et les gestionnaires de réseaux de transport européens. Tout d'abord dans la région Centre-Ouest de l'Europe, puis dans 19 pays européens. Les marchés spot de ces pays sont donc littéralement couplés : les carnets d'ordres des différentes places sont fusionnés et leurs prix sont définis de manière simultanée avec les échanges aux frontières. S'il y a par exemple de l'énergie bon marché en Allemagne et qu'il reste de la capacité d'import sur cette frontière, elle sera automatiquement importée en France, ce qui réduira le coût global de la production d'électricité à l'échelle des deux pays.

Tant que les capacités d'interconnexions ne sont pas saturées, le couplage conduit à un prix commun pour l'ensemble des marchés couplés. Mais les capacités d'échange sur deux frontières données sont contraintes par les limites physiques du réseau et sont interdépendantes les unes des autres. Elles font donc l'objet d'un

calcul de la part des gestionnaires de réseaux qui allouent les capacités physiques du réseau aux échanges sur l'une ou l'autre des frontières. Les échanges et le rapprochement des prix qui en découlent sont donc contraints. C'est précisément pour améliorer la manière dont RTE et ses homologues calculent ces capacités maximales que le *flow based* a été développé. Les gestionnaires de réseaux coordonnent le calcul des échanges aux frontières sur la base d'hypothèses partagées et les bourses fusionnent leurs carnets d'ordres et calculent en commun les prix et les positions des acteurs. L'efficacité du couplage de marchés est renforcée et permet d'utiliser au mieux le parc de production des pays concernés (voir la vidéo de la CRE sur ce sujet sur son site Internet).

Pour le moment, seuls les pays de la région Centre-Ouest de l'Europe ont adopté le *flow based*. Il est le fruit de nombreuses années de travail et d'une forte coopération internationale à tous les niveaux. La CRE a étroitement collaboré avec les autres régulateurs de l'énergie de la région pour que le *flow based* soit pleinement efficace dès le 21 mai. Une attention particulière a été portée à l'ensemble des hypothèses utilisées par les gestionnaires de réseaux de transport pour le calcul de capacité et à la transparence de la formation des prix, nécessaire pour que les acteurs de marché s'adaptent bien à cette évolution.

L'approbation du couplage de marché fondé sur les flux par la CRE et ses homologues marque ainsi une nouvelle étape dans l'intégration des systèmes électriques européens. ■

Le flow based : comment ça marche ?

Le *flow based* fait partie des mécanismes qui permettent une gestion sûre et efficace du système électrique, depuis le calcul de capacité d'échanges aux frontières jusqu'à la livraison de l'électricité.

Le processus de calcul commence deux jours en amont du moment où l'électricité est effectivement produite et consommée. Chaque gestionnaire de réseau évalue alors la manière dont le réseau sera utilisé sur la base de la consommation et de la production qu'il anticipe. Pour chaque ouvrage du réseau, il calcule la marge physique restante et estime les flux physiques qui résulteraient d'un échange sur chacune des frontières de la région. Ces valeurs sont mises en commun par les gestionnaires de réseaux de la région Centre-Ouest pour aboutir, dans la matinée du jour précédent la livraison, au domaine des échanges admissibles aux frontières, c'est-à-dire à l'ensemble des combinaisons d'échanges aux frontières qui sont réalisables tout en respectant les exigences de sécurité du réseau. Celui-ci est rendu public et les acteurs de marché déposent leurs offres avant midi. Le prix est calculé puis publié en début d'après-midi, chaque acteur étant alors informé sur sa position (quelles offres d'achat ou de vente ont été acceptées).

Sur la base des échanges aux frontières résultant du couplage de marchés et des programmations de la production que leur communiquent les acteurs en milieu d'après-midi, les gestionnaires de réseaux peuvent alors évaluer l'état du réseau et se préparer à la gestion en temps réel du système.

Décryptages

La lettre de la Commission de régulation de l'énergie



CRE, 35 rue Pasquier,
75379 Paris Cedex 08
01.44.50.41.00

Directeur de la publication : Philippe de Ladoucette • Comité de rédaction : Jean-Yves Ollier, Anne Monteil, Cécile Casadei • Ont participé à ce numéro : Elsa Caballero, Mathieu Cacciali, Andy Contesso, Bertille Carretté, Antoine Dereuddre, Karen Feugueur, Audrey Giffard, Sophie Guldner, Edith Hector, Mathilde Lavoine, Saul Pedraza, Emmanuel Rodriguez, Adrien Thirion, Elisabeth Voisin • Photos couverture : © Fotolia • Réalisation : © HEMATIQUES ÉDITIONS • Impression : Bialec (Nancy) • Tirage : 2 200 exemplaires • Abonnement : decryptages@cre.fr • ISSN : 1955-5377