

DOSSIER

La nouvelle organisation du marché de l'électricité entre en vigueur



Dossier p.6 ▶

- Une nouvelle organisation pour répondre aux exigences européennes
- Une régulation à l'amont sur le prix, les volumes et les profils de livraison
- Développement de la concurrence : un rôle de surveillance accru pour la CRE

Sommaire

Actualités p. 2 XX^e Forum de Florence : le marché unique européen pour 2014 / La CRE vérifie le respect par les GRT de leurs nouvelles obligations

• **p. 3** La CRE ouvre la procédure de certification des GRT / Couplage des marchés de gaz : première expérimentation • **p. 4** Vers un renforcement des droits des consommateurs d'électricité et de gaz naturel / Contrat GRD-F : une nouvelle phase de concertation s'engage • **Repères p. 5** Le chiffre / Le saviez-vous ? / En images : qualité et investissements sur les réseaux de distribution • **Le dossier de la CRE p. 6** • **Parole à... p. 10** Johannes Kindler, Vice-Président de la Bundesnetzagentur

MARCHÉ EUROPÉEN DE L'ÉLECTRICITÉ

XX^e Forum de Florence : le marché unique européen pour 2014

Lors de leur rassemblement bisannuel qui s'est tenu les 23 et 24 mai derniers, les principaux acteurs du marché européen de l'électricité ont salué les travaux des régulateurs et les projets en cours en vue de la création du marché unique européen.

Réunis en Conseil en février 2011, les Etats membres ont fixé 2014 comme cible pour la réalisation du marché unique européen de l'électricité. Le XX^e Forum de Florence a été l'occasion pour la Commission européenne, les représentants des Etats membres, les régulateurs, les professionnels du secteur électrique et, pour la première fois, l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) de débattre des enjeux liés à la concrétisation du marché unique européen de l'électricité à cet horizon.

Le Forum a salué le travail des régulateurs européens et de l'ACER sur l'élaboration des premières orientations-cadres européennes, socles des codes de réseau prévus par le 3^e paquet

énergie. La poursuite de ces travaux de rédaction des orientations-cadres et des codes de réseau a d'ailleurs été identifiée comme une priorité pour 2012. A ce titre, la CRE a été désignée copilote du groupe de rédaction de l'orientation-cadre sur l'intégration des mécanismes d'ajustement.

Le Forum a insisté sur les efforts à fournir pour tenir l'objectif 2014, en particulier au sein des initiatives régionales de l'électricité et de l'AESAG (ACER Electricity Stakeholders Advisory Group), un groupe d'experts piloté par l'ACER. Celui-ci doit aussi décliner la mise en place au niveau régional des modèles cibles et d'en surveiller la cohérence. Face à cette lourde tâche, l'ACER a souhaité

que la CRE coordonne ce travail pour les échanges de long-terme.

Le Forum a enfin consacré une session entière aux investissements dans les réseaux. Les enjeux sont majeurs, puisque les gestionnaires de réseaux de transport européens devraient construire 35000 km de lignes très haute tension d'ici 2020, ce qui équivaut à la longueur du réseau à très haute tension français actuel. Pour ce faire, le Forum s'est montré satisfait de l'approche de la Commission européenne dans l'élaboration du « paquet infrastructures » et a affiché son soutien aux travaux d'ENTSO-E, l'association européenne des gestionnaires de réseaux de transport pour l'électricité, sur les plans d'investissements. ■

TRANSPARENCE

La CRE vérifie le respect par les GRT de leurs nouvelles obligations

Le règlement européen n°715/2009 qui est entré en vigueur le 3 mars 2011 a introduit de nouvelles obligations de transparence pour les gestionnaires de réseaux de transport (GRT) de gaz naturel. Ce texte est le résultat d'un processus d'élaboration engagé en 2009 et s'inscrit dans la continuité des réflexions entamées dès 2007 par les régulateurs européens au sein de l'ERGEG. Il instaure un cadre contraignant en matière de publication d'informations, ce qui constitue une innovation majeure pour renforcer l'effectivité de l'accès des tiers aux réseaux. Les obligations introduites par le règlement « gaz » portent à la fois sur le contenu des informations

publiées et sur les modalités de publication de ces informations ainsi que leur accessibilité pour les utilisateurs des réseaux de transport. Ces informations se composent des conditions contractuelles et opérationnelles d'accès ainsi que de données quantitatives détaillées concernant les points pertinents des réseaux, c'est-à-dire les points sur lesquels des obligations renforcées de transparence doivent être appliquées.

Après avoir consulté les acteurs du marché en mai dernier, la CRE, dans sa délibération du 28 juin 2011, a vérifié le respect de ces obligations par les GRT français et a

approuvé la liste des points pertinents. La CRE a pris acte du respect par les GRT de la quasi-totalité de leurs obligations de transparence en matière de contenu, tout en insistant sur l'attention particulière que devra porter le transporteur de gaz TIGF à l'amélioration de l'accessibilité des données publiées sur son nouveau site Internet (mise en ligne prévue à l'automne 2011). Cette délibération devrait permettre, en outre, d'alimenter les réflexions en cours dans le cadre de l'initiative régionale nord-ouest pour l'élaboration d'une interprétation commune de ces règles à l'échelon régional. ■

NOUVELLE MISSION POUR LA CRE

La CRE ouvre la procédure de certification des GRT

A la suite de la publication de l'ordonnance du 9 mai 2011 qui a créé la partie législative du code de l'énergie et transposé les directives du 3^e paquet énergie, la CRE a ouvert la procédure qui permettra de certifier l'indépendance des gestionnaires de réseaux de transport français de gaz naturel et d'électricité.

Conformément au 3^e paquet énergie (directives 2009/72/CE et 2009/73/CE), les gestionnaires de réseaux de transport (GRT) français qui faisaient partie d'une entreprise verticalement intégrée doivent se conformer au modèle du « gestionnaire de réseau de transport indépendant », dit modèle ITO. C'est le modèle retenu par la France parmi les trois options proposées par le 3^e paquet énergie pour assurer l'indépendance des gestionnaires de réseaux vis-à-vis de sociétés engagées dans des activités de production et de fourniture (cf. encadré).

Il incombe désormais à la CRE de s'assurer, par la procédure de certification, que les GRT, RTE pour l'électricité, GRTgaz et TIGF pour le gaz naturel, satisfont aux obligations imposées par le choix de ce modèle. Ces obligations découlent des règles d'indépendance vis-à-vis de leurs maisons-mères respectives et des règles de déontologie applicables à leurs salariés et dirigeants.

Pour être certifiés, les GRT devaient déposer, pour le 6 juin 2011, un dossier de demande de certification, dont la composition a été déterminée par la CRE

(délibération du 12 mai 2011). La procédure de certification doit être achevée au plus tard le 3 mars 2012.

La CRE s'est engagée à instruire les dossiers de certification dans un délai maximum de trois mois. Elle rendra son projet de décision sur la certification au début du mois de septembre 2011 et le notifiera à la Commission européenne.

Celle-ci disposera alors d'un délai de deux mois pour examiner le projet de décision de la CRE et rendre son avis. Ce délai pourra être porté à quatre mois si la Commission européenne décide de consulter l'Agence européenne de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER). La décision finale de la CRE d'octroyer ou de refuser la certification devra ensuite intervenir dans un délai de deux mois. ■

Les options d'organisation des GRT prévues par le 3e paquet énergie

La séparation patrimoniale entre le gestionnaire de réseau de transport de gaz naturel ou d'électricité et toute entreprise exerçant une activité de production ou de fourniture respectivement de gaz naturel ou d'électricité est la première option. Elle est posée comme principe par la Commission européenne. Dans ce cas, le gestionnaire de réseau de transport n'appartient pas à une entreprise verticalement intégrée.

Cependant, si, au 3 septembre 2009, le réseau de transport appartenait à une entreprise verticalement intégrée, deux autres options s'ouvrent au choix des États membres :

- soit confier la gestion du réseau à une société tierce, l'entreprise verticalement intégrée conservant cependant la propriété du réseau de transport (modèle « Independent system operator » ou ISO) ;
- soit renforcer l'indépendance du gestionnaire de réseau de transport vis-à-vis des activités de fourniture et de production de l'entreprise verticalement intégrée. C'est le modèle « Independent transmission operator » ou ITO retenu pour TIGF, GRTgaz et RTE.

MARCHÉ EUROPÉEN DU GAZ

Couplage des marchés : première expérimentation

Le 1^{er} juillet 2011 sera lancé pour la première fois en Europe un service de couplage de marchés entre les points d'échange de gaz (PEG) Nord et Sud sur le réseau de transport de GRTgaz. Ce service, élaboré par GRTgaz et Powernext en concertation avec l'ensemble des acteurs du marché, a été approuvé par la CRE le 19 avril 2011. Le mécanisme permettra de fusionner partiellement l'offre et la demande de gaz entre les PEG Nord et Sud. Il s'appuiera sur le produit de spread PEG Sud / PEG Nord lancé le

25 mai 2011 par Powernext et sur la mise à disposition par GRTgaz de capacités de transport entre les zones Nord et Sud. Il contribuera ainsi à renforcer la convergence des prix entre les zones Nord et Sud, à optimiser l'utilisation de la capacité de liaison entre ces zones et à améliorer la liquidité du marché français du gaz.

Ce service de couplage innovant sera proposé dans un premier temps dans le cadre d'une expérimentation. A ce titre, la CRE a demandé à GRTgaz que les modali-

tés techniques soient autant que possible paramétrables et que des retours d'expérience soient organisés rapidement et régulièrement dans le cadre de la Concertation Gaz regroupant l'ensemble des acteurs du marché français.

Ce service constitue une première étape de rapprochement des zones Nord et Sud en attendant l'aboutissement de l'étude relative à la fusion de ces deux zones demandée par la CRE à GRTgaz dans sa délibération du 19 avril 2011. ■

PROJET DE LOI

Vers un renforcement des droits des consommateurs d'électricité et de gaz naturel

Le Secrétaire d'État français chargé de la consommation a présenté le 1^{er} juin devant le conseil des ministres un projet de loi pour renforcer les droits, la protection et l'information des consommateurs, dont l'un des volets concerne le secteur de l'énergie.

Le projet de loi « Renforcer les droits, la protection et l'information du consommateur », présenté le 1^{er} juin en conseil des ministres par Frédéric Lefebvre, Secrétaire d'État chargé de la consommation, concerne tous les secteurs de la vie quotidienne : téléphonie mobile, Internet, énergie. En ce qui concerne ce secteur, un rapport du médiateur national de l'énergie sur la facturation et l'information des consommateurs par les fournisseurs publié au mois de décembre 2010 avait souligné les difficultés de compréhension des consommateurs à l'égard de leurs factures d'électricité ou de gaz. L'objectif du projet de loi est donc, d'une part, de renforcer l'articulation entre l'établissement des factures et les données réelles de consommation et, d'autre part, d'inscrire dans le code de la consommation de nouvelles obligations de conseil à la charge des fournisseurs.

La loi NOME adoptée le 7 décembre dernier a posé le principe selon lequel le consommateur doit pouvoir transmettre à son fournisseur ses index ou des éléments sur sa consommation à des dates qui permettent leur prise en compte pour l'émission de ses factures. Le projet de loi est venu préciser qu'une telle transmission ne peut donner lieu à des frais supplémentaires imposés aux consommateurs.

Ce projet oblige également le fournisseur à apporter un conseil tarifaire personnalisé aux consommateurs afin que ces derniers souscrivent un contrat adapté à leur consommation.

L'un des apports majeurs de ce texte réside dans la mise en place d'une procédure de vérification des consommations puis, le cas échéant, de suspension des paiements des factures d'énergie dites « anormales ».

En effet, le projet de loi prévoit qu'en « cas d'évolution substantielle de la consommation réelle, le fournisseur communique au client, à sa demande, un bilan gratuit établi au vu des données dont il dispose et comportant ses conclusions sur l'adaptation du contrat souscrit ». Le consommateur pourra parallèlement faire obstacle au paiement de ses factures « en cas d'augmentation anormale » de ces dernières, jusqu'à l'aboutissement de vérifications conduites par le fournisseur. Cette disposition va obliger les fournisseurs à mettre en place des systèmes de filtrage des factures avant leur envoi afin de détecter les factures aberrantes.

Ce projet de loi devrait entrer en vigueur six mois après son adoption, ce qui permettra une mise en œuvre rapide de ces nouvelles obligations. ■

CONTRAT GRD-F

Une nouvelle phase de concertation s'engage

Le contrat GRD-F qu'ils signent avec le gestionnaire de réseau de distribution d'électricité permet aux fournisseurs, conformément à l'obligation qui leur est faite, de proposer à leurs clients un contrat dit « unique » portant à la fois sur la fourniture et la distribution d'électricité. La dernière version en date du contrat les oblige toutefois à supporter la totalité des impayés de leurs clients, y compris pour la part acheminement revenant à ERDF.

Saisi par Direct Energie pour remédier à cette situation, le CoRDIS a conclu que, pour reverser au gestionnaire de réseau les sommes dues au titre de l'utilisation du réseau, le fournisseur devait les avoir préalablement récupérées auprès du client

final, sauf défaillance de sa part (décision du 22 octobre 2010). Le CoRDIS a donc enjoint à ERDF de lui présenter un nouveau projet de contrat GRD-F qui tiendra compte de ce principe pour le traitement des impayés des clients. Le nouveau contrat devra aussi fixer les conditions dans lesquelles, en cas d'impayé prolongé et d'opposition du client à sa suspension, ERDF peut être libéré de son obligation de suspendre la fourniture d'électricité.

A la suite de divers échanges intervenus entre ERDF et Direct Energie et des différentes propositions d'évolution du contrat GRD-F émanant des deux parties, Pierre-François Racine, président du CoRDIS, a

estimé que l'affaire sortait désormais du champ de compétences du comité. Par une lettre datée du 20 mai dernier, il a ainsi indiqué à Philippe de Ladoucette, président de la CRE, qu'il appartenait au collège de la CRE d'engager une phase de concertation avec l'ensemble des acteurs concernés.

Philippe de Ladoucette a donc décidé d'ouvrir une phase de concertation entre fournisseurs et gestionnaires de réseaux. Un accord sur la déclinaison contractuelle des principes énoncés par le CoRDIS dans le contrat GRD-F devrait être trouvé au début de l'automne prochain. ■

⁽¹⁾ Cf. Décryptages n°21 : Le CoRDIS saisi d'un différend entre ERDF et Direct Energie.

LE CHIFFRE

3 GW de capacité pour l'éolien offshore

Les énergies maritimes et notamment l'éolien offshore ont toute leur place dans la poursuite de l'objectif de la France de porter à 23 % de la consommation d'énergie la part des énergies renouvelables en 2020. Le premier appel d'offres « Eoliennes en mer », dont le cahier des charges a été publié par la CRE le 11 juillet, porte sur la construction et l'exploitation d'une capacité maximale de 3 GW dans cinq zones sélectionnées.

Les candidats ont jusqu'au 11 janvier 2012 pour remettre leur offres à la CRE. La sélection des lauréats interviendra en avril 2012. Cet appel d'offres sera suivi d'un second contribuant à l'objectif d'une puissance installée de 6 GW à l'horizon 2020.

Le saviez-vous ?

Elengy lance une open season sur le terminal GNL de Fos Tonkin

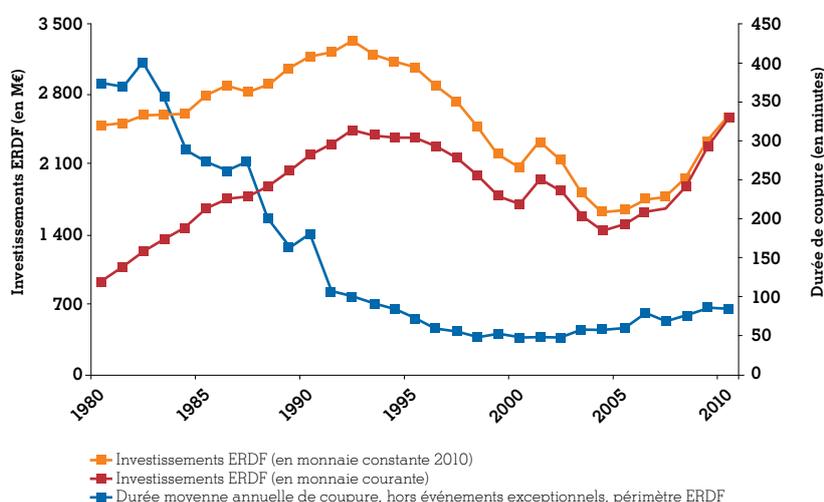
Elengy, qui possède et exploite le terminal méthanier de Fos Tonkin, invite les acteurs intéressés à prendre part à l'open season « Cap Tonkin ». Cet appel au marché a pour objectif de prolonger l'exploitation de ce terminal de 20 ans au-delà de 2014. Elengy envisage plusieurs scénarios d'investissement pouvant aller jusqu'à la mise à disposition de 7 Gm³/an de capacité de regazéification, en fonction des besoins qui seront exprimés par les expéditeurs. La phase de remise des demandes de souscription engageantes est prévue à l'automne 2011. Fos Tonkin est l'un des deux terminaux situés à Fos-sur-Mer. Il constitue depuis 1972 une importante source d'approvisionnement de gaz, en particulier pour le sud de la France.

Dunkerque : le projet de terminal méthanier entériné

Le 29 juin 2011 les actionnaires de Dunkerque LNG ont annoncé avoir pris leur décision finale d'investissement. La mise en service du terminal fin 2015 permettra la création d'un nouveau point d'entrée de gaz en France tout en contribuant à garantir la sécurité d'approvisionnement de la France et à renforcer la concurrence sur le marché de gros. Le terminal de Dunkerque contribuera également à la création de nouvelles capacités fermes pour exporter du gaz non odorisé de la France vers la Belgique. Ces capacités seront offertes à l'ensemble des acteurs du marché par GRTgaz et Fluxys au 2nd semestre 2011.

En image

QUALITÉ ET INVESTISSEMENTS SUR LES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION



Sur les réseaux de distribution gérés actuellement par ERDF, la baisse des investissements en volume des années 1980-1994 (2 882 millions d'euros constants 2010 en moyenne) aux années 1995-2010 (2 207 millions d'euros constants 2010 en moyenne) a conduit à une remontée de la durée annuelle de coupure : en 2010, elle a atteint 85 minutes, soit la même performance que celle observée en 1994. Toutefois, sur le long terme, les investissements en euros courants (dont dépendent les tarifs) ont évolué à la hausse, passant de 930 millions d'euros en 1980 à 2 559 millions en 2010, le temps de coupure étant divisé par 4 sur cette période.

DEPUIS TROIS ANS, LA CONCURRENCE SUR LE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ S'EST DÉVELOPPÉE À UN RYTHME TRÈS MODÉRÉ SUR LE SEGMENT DES CLIENTS RÉSIDENTIELS. SI, SUR LE SEGMENT NON RÉSIDENTIEL, UNE PART IMPORTANTE DES CLIENTS A OPTÉ POUR UNE OFFRE DE MARCHÉ DURANT LES PREMIÈRES ANNÉES DE L'OUVERTURE DU MARCHÉ FRANÇAIS, ON OBSERVE CEPENDANT PEU D'ÉVOLUTION SUR LA DURÉE. LA LOI PORTANT NOUVELLE ORGANISATION DU MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ (NOME) ET LE DISPOSITIF D'ACCÈS RÉGULÉ À L'ÉLECTRICITÉ NUCLÉAIRE HISTORIQUE (ARENH) ONT VOCATION À DYNAMISER LE DÉVELOPPEMENT DE LA CONCURRENCE SUR LES MARCHÉS DE L'ÉLECTRICITÉ.

La nouvelle organisation du marché de l'électricité entre en vigueur

➤
Centrale nucléaire de Paluel en Seine-Maritime.

Cette centrale est composée de 4 réacteurs à eau sous pression d'une puissance unitaire de 1 300 MW. En 2010, elle a produit plus de 33 TWh, soit environ de 7 % de la production d'électricité française et 35 % de l'énergie consommée dans la région.



© EDF - Chanteloup Français

En 2006, la France s'est vu adresser une mise en demeure et un avis motivé relatifs à la transposition de la directive 2003/54/CE. La Commission européenne lui reprochait de généraliser les tarifs réglementés de vente (TRV) d'électricité à l'ensemble des clients, de n'autoriser la vente à ces tarifs qu'à EDF et aux distributeurs non nationalisés (DNN), procédure non transparente et discriminatoire, et enfin de maintenir les tarifs à un niveau particulièrement bas, en dessous des prix de marché.

Puis en 2007, les autorités européennes ont lancé une enquête sur les TRV pour les moyennes et grandes entreprises et sur le tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM). Ces tarifs sont présumés constituer des aides d'État aux entreprises. Cette enquête a été étendue en 2009 à la suite de la décision de la France de prolonger le TaRTAM jusqu'en 2010.

Une nouvelle organisation pour répondre aux exigences européennes

Ces procédures ont conduit le gouvernement à nommer une commission d'experts, présidée par Paul Champsaur, pour formuler des propositions d'organisation du marché de l'électricité « conciliant la protection des consommateurs, le développement de la concurrence et le financement des investissements ». Ces propositions consistent :

- à l'amont, en un droit d'accès des fournisseurs à la production d'électricité du parc nucléaire historique d'EDF, à un prix régulé qui en reflète les coûts complets ;
- à l'aval, en la suppression des TRV pour les industriels et leur maintien pour les petits consommateurs.

Elles ont été traduites dans la loi portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (NOME), votée le 7 décembre 2010, qui instaure notamment le dispositif d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique d'EDF (ARENH), et dans son décret d'application du 28 avril 2011.

Une régulation à l'amont sur le prix, les volumes et les profils de livraison

A compter du 1^{er} juillet 2011, et pour une durée de 15 ans, les fournisseurs alternatifs d'électricité ont droit à l'ARENH pour un volume total ne pouvant dépasser 100 TWh, soit environ 25 % de la production du parc nucléaire historique.

Le prix de l'ARENH est fixé dans un premier temps par le gouvernement après avis de la CRE. À partir du 8 décembre 2013, il le sera par la CRE. Le code de l'énergie prévoit que le prix initial doit être fixé en cohérence avec le TaRTAM, de telle façon qu'un consommateur au TaRTAM au 30 juin 2011 puisse se voir proposer par la suite une offre de marché au même niveau de prix. Dans son avis du 5 mai 2011 la CRE a estimé que le prix proposé de 40 €/MWh au 1^{er} juillet 2011 permet d'atteindre cet objectif.

Par ailleurs, le code de l'énergie dispose qu'afin d'assurer une juste rémunération à EDF, le prix doit être représentatif des conditions économiques de la production d'électricité de ses centrales nucléaires sur la durée du dispositif. Un décret en Conseil d'Etat doit préciser les conditions dans lesquelles sont fixés les prix de l'ARENH. En l'absence de ce texte à la date de la

délibération, la CRE a dû, pour rendre son avis sur le prix de 42 €/MWh au 1^{er} janvier 2012, établir la méthode d'identification et de comptabilisation des coûts qu'elle estime pertinente pour refléter les conditions économiques de production de l'électricité nucléaire historique. Cette méthode de calcul conduit à un prix de l'ARENH compris dans une fourchette allant de 36 €/MWh à 39 €/MWh.

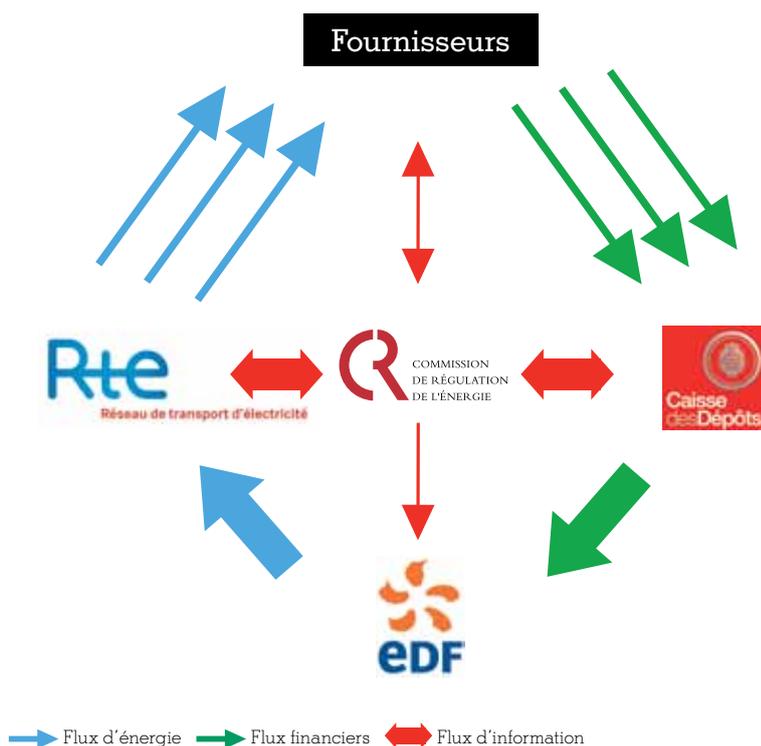
L'écart avec le prix de 42 €/MWh est justifié par le gouvernement par une prise en compte anticipée des investissements indispensables à la mise en sécurité des centrales nucléaires, sur lesquels la CRE n'est pas en mesure de se prononcer.

Les droits sont calculés en fonction de la consommation aux heures les plus creuses

La CRE a donné un avis favorable sur la méthode d'allocation des droits, après s'être assurée qu'elle respectait bien le double principe prévu par le code de l'énergie :

- l'ARENH doit représenter la part de la production nucléaire historique dans la consommation totale en France, c'est-à-dire qu'avec l'électricité

Les flux dans le dispositif de l'ARENH



Pour préserver la confidentialité des portefeuilles des fournisseurs, le mécanisme de l'ARENH a été construit de manière à ce qu'EDF ne voie que des données agrégées, RTE et la Caisse de Dépôts jouant le rôle d'intermédiaires. La CRE échange avec les fournisseurs pour calculer leurs droits puis leur transmet les informations nécessaires afin de gérer les flux physiques et financiers. La CRE communique à EDF le volume global d'ARENH à fournir. Enfin, RTE transmet ex post les consommations réelles à la CRE.

Le dossier de la CRE

qu'ils achètent à EDF au prix de l'ARENH, les fournisseurs alternatifs doivent pouvoir couvrir une part de la consommation de leurs clients équivalente à la part de la consommation française totale couverte par la production nucléaire ;

- la répartition de l'ARENH entre les fournisseurs doit être effectuée selon les consommations de leurs clients pendant les heures de faible consommation nationale.

Le profil de livraison est « plat » pour les gros consommateurs et « modulé » pour les petits

Le profil des produits ARENH destinés aux petits consommateurs (clients résidentiels et petits clients professionnels) est construit pour refléter la modulation de la production du parc nucléaire français. Cette modulation se fait à l'échelle annuelle (modulations saisonnières), hebdomadaire (jours de semaine / week-end) et journalière (pointe / hors-pointe).

Le profil des produits destinés aux grands clients est plat jusqu'en 2015.

La CRE a émis le 12 mai 2011 un avis favorable au projet d'arrêté relatif aux profils de livraison qui lui était soumis, ceux-ci étant conformes aux dispositions légales.

Un complément de prix doit éviter la revente des volumes ARENH sur les marchés de gros

Le code de l'énergie prévoit qu'en cas de sursouscription par rapport à leur droit théorique

(qui est calculé a posteriori annuellement), les fournisseurs doivent s'acquitter d'un complément de prix évalué sur la base du prix de revente sur les marchés de gros.

Ce complément de prix vise à neutraliser les gains qui seraient indûment réalisés par un fournisseur qui demanderait une quantité excessive d'ARENH au regard de son portefeuille de clients, afin d'en opérer la revente sur les marchés de gros. Il vise également à inciter les fournisseurs à la meilleure prévision de leurs volumes de ventes. Ceci permet, notamment en cas d'atteinte du plafond de 100 TWh, de ne pas rationner les fournisseurs formulant des prévisions réalistes.

Le décret du 28 avril 2011 prévoit en conséquence un complément de prix dès lors que le fournisseur a disposé de plus d'ARENH que son droit théorique, et un complément de prix doublé dès lors que l'écart excède une marge de tolérance. Cette marge, de 10% de la consommation constatée, permet de ne pas pénaliser un fournisseur qui commettrait, de bonne foi, une erreur de prévision.

Par une décision du 20 mai 2011, la CRE a fixé le prix spot comme référence de prix de marché de gros à retenir pour le calcul du complément de prix et veillera à ce que la marge de tolérance soit correctement dimensionnée au regard des incertitudes pesant sur les fournisseurs au moment de leur prévision de droits d'ARENH.

61,3 TWh

La première période de livraison d'ARENH a débuté le 1^{er} juillet 2011. Le processus de demande et d'attribution des droits a pu être mené dans les délais grâce à des dispositions spécifiques adaptées au premier guichet : marge de tolérance augmentée pour le calcul du complément de prix réduisant les risques des fournisseurs, délais de traitement raccourcis permettant une demande plus tardive, etc. Pour cette première période, 32 fournisseurs ont ainsi signé un accord cadre avec EDF et 61,3 TWh d'ARENH devraient être livrés entre le 1^{er} juillet 2011 et le 30 juin 2012. Ils devront couvrir le reste de la consommation de leurs clients en produisant eux-mêmes de l'électricité ou en achetant sur le marché de gros.



Centrale de Saint-Laurent-des-Eaux.

© EDF-Beaucardet/William

Développement de la concurrence : un rôle de surveillance accru pour la CRE

Les tarifs réglementés de vente seront intégralement contestables à terme par les fournisseurs alternatifs

L'article L. 337-6 du code de l'énergie prévoit que « dans un délai s'achevant au plus tard le 31 décembre 2015, les tarifs réglementés de vente d'électricité sont progressivement établis en tenant compte de l'addition du prix d'ARENH, du coût du complément à la fourniture d'électricité qui inclut la garantie de capacité, des coûts d'acheminement de l'électricité et des coûts de commercialisation ainsi que d'une rémunération normale ».

Un fournisseur alternatif sera ainsi en mesure de concurrencer l'intégralité des tarifs réglementés

de vente dès lors qu'ils seront ainsi établis par addition des coûts (cf. tableau ci-dessous).

La CRE se voit confier un rôle de surveillance du marché de détail

L'article L.336-8 du code de l'énergie prévoit que la CRE étudie le développement de la concurrence sur le marché de détail et la cohérence entre le prix des offres de détail et le prix de l'ARENH. En ayant accès aux offres de détail faites par les fournisseurs sur tous les segments de clientèle, elle sera en mesure de vérifier que les conditions de l'ARENH sont bien répercutées aux clients finals, permettant l'établissement d'offres réellement compétitives avec celles d'EDF, et par conséquent le développement effectif de la concurrence à l'aval.

Contestabilité des tarifs réglementés

La contestabilité est la possibilité pour un fournisseur de proposer à un client une offre compétitive par rapport à celle dont il bénéficie. La loi prévoit ainsi que les tarifs réglementés de vente (TRV) doivent être construits de telle sorte qu'un fournisseur alternatif d'électricité soit en mesure, au plus tard au 31 décembre 2015, de proposer une offre de marché compétitive par rapport aux TRV. Dans son avis du 28 juin 2011 sur le projet d'arrêté prévoyant une hausse des TRV au 1^{er} juillet 2011, la CRE a évalué la hausse tarifaire qu'il aurait fallu appliquer à ces tarifs pour en assurer la contestabilité, en moyenne, par les fournisseurs alternatifs. Le tableau ci-dessous reprend l'ensemble des hypothèses, en fonction du prix de l'ARENH et du prix de marché de gros.

	Prix de l'ARENH	Prix de marché en base (€/MWh)			
		54	56	58	60
Bleu résidentiel ¹	40 €/MWh au 1 ^{er} juillet 2011	3,5%	3,8%	4,1%	4,4%
	42 €/MWh au 1 ^{er} janvier 2012	5,4%	5,7%	6%	6,3%
Bleu professionnel ¹	40 €/MWh au 1 ^{er} juillet 2011	3,4%	3,8%	4,4%	5,2%
	42 €/MWh au 1 ^{er} janvier 2012	5%	5,4%	6%	6,8%
Jaune ²	40 €/MWh au 1 ^{er} juillet 2011	4,9%	5,5%	6,2%	6,8%
	42 €/MWh au 1 ^{er} janvier 2012	6,8%	7,4%	8,1%	8,8%
Vert	40 €/MWh au 1 ^{er} juillet 2011	4,5%	5,3%	6%	6,7%
	42 €/MWh au 1 ^{er} janvier 2012	7,1%	7,9%	8,5%	9,2%

Le premier prix de l'ARENH a été fixé en cohérence avec le TaRTAM. Par conséquent, les clients actuellement au TaRTAM ou ayant exercé leur éligibilité avant le 8 décembre 2010, qui représentent environ 67 TWh, sont immédiatement contestables par les fournisseurs alternatifs.

⁽¹⁾ Sur les tarifs base et heures pleines/heures creuses.

⁽²⁾ Sur les tarifs base.

LE 29 MAI, LA CHANCELIÈRE ALLEMANDE, ANGELA MERKEL, A ANNONCÉ QUE LES HUIT RÉACTEURS NUCLÉAIRES QUI AVAIENT FAIT L'OBJET D'UN MORATOIRE NE SERAIENT PAS REMIS EN SERVICE. LES NEUF RÉACTEURS RESTANTS DOIVENT ÊTRE FERMÉS D'ICI À 2022. JOHANNES KINDLER, VICE-PRÉSIDENT DU RÉGULATEUR ALLEMAND, LA BUNDESNETZAGENTUR, REVIENT SUR LES DÉFIS ÉCONOMIQUE, TECHNIQUE ET INDUSTRIEL QUE REPRÉSENTE CETTE ACCÉLÉRATION DU CALENDRIER DE SORTIE DU NUCLÉAIRE.

« L'effort à fournir pour transformer notre société civile est **incommensurable** et n'est pas sans risques. »



BIOGRAPHIE JOHANNES KINDLER

De 1987 à 1991 :
Chef de cabinet du Ministre d'État de la Chancellerie fédérale

De 1991 à 2007 :
Chancellerie fédérale
Chef de division, responsable de la politique de l'industrie, de l'énergie et de l'organisme chargé de privatiser les entreprises de l'ancienne RDA (Treuhandanstalt), puis directeur en charge de la politique de l'industrie, de l'énergie, des postes et des télécommunications, de l'innovation, du commerce extérieur et des marchés financiers

Depuis février 2007 :
Vice-Président de l'agence fédérale de régulation des réseaux en Allemagne (électricité, gaz, postes, télécommunications, rail) – Bundesnetzagentur

Depuis décembre 2007 :
Vice-Président du Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER)

Décryptages : Quelles seront les principales conséquences de la décision de sortir du nucléaire sur le territoire allemand ?

Johannes Kindler : La catastrophe de Fukushima nous a imposé à tous de réfléchir à nouveau sur l'avenir de l'énergie nucléaire en Allemagne. Le nucléaire est considéré depuis longtemps comme une énergie de transition. Avec la décision de fermer définitivement les huit réacteurs qui avaient fait l'objet du moratoire et de fermer progressivement les neuf restants entre 2015 et 2022, le Gouvernement et le Parlement ont accéléré cette transition.

En prenant cette décision, l'Allemagne était parfaitement consciente qu'elle ne serait pas – au moins à court terme – suivie par ses voisins. Cette réaction est pourtant à notre sens entièrement justifiée et mûrement réfléchie. L'Allemagne, dont la production d'électricité n'est que pour 22 % d'origine nucléaire, c'est-à-dire beaucoup moins qu'en France, a toujours fait le choix de la diversification. C'est pourquoi de nombreuses mesures, ainsi que des sommes importantes, ont été déployées pour favoriser le développement des énergies renouvelables. Cette mesure répond entièrement aux attentes d'une grande partie de la population en faveur d'une sortie accélérée du nucléaire.

L'effort à fournir pour transformer notre société civile à cet égard est incommensurable et n'est pas sans risques. Et les attentes sont nombreuses : une nouvelle vague d'innovation, la création de nouveaux emplois et de nouveaux succès dans les exportations. Aujourd'hui déjà, les produits et services de la « nouvelle économie durable » représentent une part importante pour notre industrie et attirent également de nombreux investisseurs français.

Mais ce changement radical dans la politique énergétique ne doit pas remettre en cause le

très haut niveau de sécurité des approvisionnements qui se traduit par la stabilité du réseau électrique. De même que ce changement doit tenir compte des intérêts légitimes de nos voisins préoccupés par nos orientations. Les conséquences pour les réseaux de transport et pour la sécurité des approvisionnements ont été analysées par la Bundesnetzagentur sur la base des rapports de nos gestionnaires de réseaux de transport et de leur association européenne ENTSO-E.

Que ressort-il de cette analyse ?

J. K. : Elle a montré que, pendant la période d'été, la situation est maîtrisable – sauf sécheresse excessive – grâce, d'une part, à une augmentation des importations, en particulier depuis la France, et, d'autre part, à une meilleure « gestion » des centrales électriques.

En revanche, la situation sur les réseaux risque d'être tendue en automne et en hiver, avec de manière générale un risque plus élevé de perturbations, surtout dans le sud de l'Allemagne. C'est la raison pour laquelle la proposition de la Bundesnetzagentur de garder un réacteur en réserve pendant deux ans a été retenue. Des analyses en cours doivent encore en démontrer la nécessité.

Après les vacances d'été, la Commission européenne et les ministres de l'énergie discuteront de l'impact de l'accident de Fukushima sur la sécurité de l'approvisionnement électrique et son influence sur le fonctionnement du marché intérieur. À l'invitation de la Commission européenne et de la Bundesnetzagentur, une réunion préparatoire a eu lieu le 20 juillet à Bruxelles, en présence des régulateurs de l'énergie et de ENTSO-E. Elle s'est déroulée dans une atmosphère très constructive.

Les 17 centrales nucléaires allemandes qui seront arrêtées en 2022 représentent 22 % de la production du pays. Comment l'Allemagne compte-t-elle compenser cette production ?

J. K. : Le concept énergétique allemand repose sur plusieurs projets de loi, visant en particulier à réduire la consommation d'électricité de 10 % d'ici 2020, accélérer le développement des énergies renouvelables (éoliennes offshore et sur terre, photovoltaïque, biomasse) pour atteindre 35 % de la production d'électricité et renforcer le parc des capacités de production au gaz et au charbon (en ajoutant aux 8 000 MW, entrant en service en 2013, 10 000 MW supplémentaires d'ici 2020). Ces centrales répondront aux standards environnementaux les plus modernes. Les engagements de l'Allemagne dans la réduction de CO₂ seront donc entièrement respectés !

Ce processus est accompagné d'un programme de recherche extrêmement ambitieux et mise également sur un développement sans précédent des infrastructures de transport et de distribution.

Un recours plus important au gaz ne soulève-t-il pas des questions en ce qui concerne la sécurité d'approvisionnement et l'indépendance énergétique de l'Allemagne ?

J. K. : Les fournisseurs de gaz de l'Allemagne, comme de toute l'Europe occidentale, y compris les Russes, ont été jusqu'à présent des partenaires fiables. Ceci étant dit, l'Allemagne n'entend pas mettre tous ses œufs dans le même panier. Nous comptons compenser une partie du gaz supplémentaire utilisé pour la production d'électricité par des économies dans d'autres secteurs (industrie, ménages). Nos engagements européens (moins 20 % d'énergie primaire d'ici 2020) seront respectés. Le principe est qu'au fur et à mesure que les énergies renouvelables et les nouvelles techniques de stockage d'électricité se développeront, le rôle du gaz sera appelé à décroître, ce qui préoccupe d'ailleurs les investisseurs dans les centrales électriques.

Quels investissements devront être réalisés dans les réseaux électriques allemands ?

J. K. : La question de l'investissement dans les réseaux électriques est cruciale pour un développement rapide et sûr du

marché européen de l'énergie. Ce problème concerne tous les États membres. Cette priorité a été formulée à juste titre par la Commission européenne et le paquet «infrastructures» développé par le commissaire Oettinger. En raison de sa situation géographique et de ses choix énergétiques, l'Allemagne mettra en place un programme de développement historique des infrastructures dont les coûts d'investissement sont estimés entre 30 et 50 milliards d'euros jusqu'en 2020. Le Parlement vient d'adopter une législation ambitieuse avec pour objectif de simplifier et de raccourcir les procédures de planification et d'autorisation, principal obstacle à la construction de nouvelles lignes électriques. Un élément clé de ces mesures sera l'obligation des pouvoirs publics et des opérateurs de mieux informer les populations pour faciliter leur adhésion et de garantir la transparence des procédures.

Pour faire face à ce défi, les compétences de la Bundesnetzagentur ont été substantiellement renforcées. Elle jouera un rôle important, pas seulement dans le domaine du financement, mais aussi dans le processus de planification et, avec l'accord du Bundesrat, la chambre des Länders, dans le processus d'autorisation de lignes.

Comment mieux impliquer les autres pays européens dans des décisions aussi importantes ?

J.K. : La mise en œuvre de la politique énergétique européenne revient à la Commission européenne. Les décisions ayant un réel impact au-delà des frontières nationales doivent en effet être pour le moins coordonnées. Cette coordination se met progressivement en place dans le cadre de l'achèvement du marché intérieur de l'énergie. À leurs niveaux, les mesures adoptées dans le 3^e paquet énergie contribuent à mieux coordonner les actions des opérateurs et des autorités responsables. Ainsi, la création de l'Agence européenne de coopération des régulateurs de l'énergie permettra un meilleur échange d'information au niveau européen sur la base desquelles les décideurs – on peut l'espérer – décideront mieux.

« Ce changement radical [...] ne doit pas remettre en cause le très haut niveau de sécurité des approvisionnements qui se traduit par la stabilité du réseau électrique. »

Johannes Kindler



Rapport d'activité 2010

Le rapport d'activité 2010 s'inscrit dans une démarche pédagogique. Il brosse un tableau de l'activité de la CRE par le prisme de cinq sujets d'actualité : les réseaux électriques intelligents, le développement de la filière photovoltaïque en France, le prix du gaz, le marché européen du carbone et la sécurité d'approvisionnement.

Focus : Le Bulletin



Concis, précis, accessible

Le Bulletin est un nouvel outil d'information destiné à tous ceux qui souhaitent saisir rapidement les enjeux des problématiques actuelles du secteur de l'énergie. Deux fois par mois, recevez par e-mail notre éclairage sur une question thématique, son contexte technique et institutionnel et les tendances récentes.

www.cre.fr

Bienvenue sur le nouveau site de la CRE

A découvrir :

- Un nouveau design et une navigation plus fluide
- Une rubrique Documents repensée pour offrir un accès plus facile aux délibérations, rapports, notes de synthèse, information sectorielle...
- Des contenus actualisés pour prendre en compte toutes les récentes évolutions législatives : loi sur la nouvelle organisation du marché de l'électricité (loi NOME), 3^e paquet énergie, etc.
- Une nouvelle version de la calculatrice des tarifs d'électricité
- Deux nouvelles rubriques :
 - La rubrique « International » recense les travaux de la CRE au niveau européen et au niveau mondial.
 - La rubrique « Dossiers » rassemble les notes d'informations, dossiers Décryptages et autres synthèses sur des sujets thématiques et d'actualité.

N'hésitez pas à nous faire part de vos réactions sur webmestre@cre.fr

Inscrivez-vous !

Pour rester informé des mises à jour du site, recevoir les dernières délibérations essentielles, les nouvelles publications, et Le Bulletin de la CRE.

Inscrivez votre e-mail

ok

Décryptages

La lettre de la Commission de régulation de l'énergie



CRE, 15 rue Pasquier,
75379 Paris Cedex 08
01.44.50.41.00

Directeur de la publication : Philippe de Ladoucette • Comité de rédaction : Christine Le Bihan-Graf, Bruno Léchevin, Anne Monteil, Valérie Stevance, Cécile Casadei, Marion Mounier • Ont participé à ce numéro : Flavia Barone, Emmanuel Bouquillion, Mathieu Cacciali, Jérémie Cuhe, Christophe Cesson, Antoine Dereuddre, Bastien Gaboriau, Boris Gaillardon, Christophe Leininger, Jean-Pierre Loutoby, Emmanuel Massa, Aurélien Paillard, Arnaud Pecolatto, Sophie Plumel, Marc Poirier, Lucile Rives, Emmanuel Watrinet, Sébastien Zimmer • Réalisation : Editialis Publishing - 01 46 99 93 93 • Impression : Imprimerie SIC • Tirage : 2 300 exemplaires • Abonnement : decryptages@cre.fr • ISSN : 1955-5377

