



COMMISSION
DE RÉGULATION
DE L'ÉNERGIE

RÉPUBLIQUE FRANÇAISE

Décryptages

LE MAGAZINE DE LA COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE (CRE) - OCTOBRE 2018 • N°57

10 PAROLE À

THIERRY TROUVÉ
& DOMINIQUE MOCKLY
SUR LA ZONE UNIQUE DE MARCHÉ DU GAZ

02

ACTU

MÉTHODOLOGIE DE STOCKAGE
DANS LES ZNI

06

GRAND ANGLE

RAPPORT INTERCONNEXIONS

MÉTHODOLOGIE DE STOCKAGE DANS LES ZONES INTERCONNECTÉES (ZNI) : RÉSULTATS DU PREMIER GUICHET POUR LE STOCKAGE

Les coûts de l'électricité dans les ZNI sont aujourd'hui bien plus élevés qu'en métropole et les objectifs de développement des énergies renouvelables y sont très importants. La CRE a organisé en 2017 le premier guichet stockage dans ces territoires pour permettre, par un appel optimisé des moyens de production, de diminuer le coût de fonctionnement du parc de production et faciliter l'intégration des énergies renouvelables.

La Corse, la Guadeloupe, la Guyane, la Martinique et la Réunion ne sont pas, ou de façon limitée, connectées au réseau d'électricité continental. Leurs caractéristiques climatiques et géographiques, les contraintes logistiques associées ainsi que la petite taille de leurs systèmes électriques les ont conduites à développer des solutions technologiques adaptées. Souvent thermiques, elles se traduisent par des coûts de production généralement plus élevés qu'en France métropolitaine. Ayant hérité de mix électriques très carbonés, les ZNI se sont dotées d'objectifs de transition énergétique ambitieux. Leurs programmations plurian-

nelles de l'énergie prévoient notamment des objectifs conséquents de développement des énergies renouvelables intermittentes.

Face à des coûts de production élevés, et à la nécessité de mieux intégrer les énergies renouvelables intermittentes, le développement du stockage s'avère particulièrement pertinent pour ces territoires.

Jusqu'à présent, les ouvrages de stockage développés dans les ZNI étaient toujours couplés à une installation de production d'énergie renouvelable intermittente, afin de lisser sa production ou encore d'effectuer du report de charge à la pointe de sa seule production.

En mars 2017, la CRE a défini une méthodologie appliquée à l'examen des projets d'ouvrages de stockage dans les ZNI. Elle prévoit que le gestionnaire de réseau publie des prescriptions techniques garantissant que les ouvrages de stockage puissent être sollicités de manière optimale par rapport aux besoins du système électrique. Par ailleurs, la CRE a prévu l'organisation



d'un guichet de saisine annuel, assurant une mise en concurrence et un classement entre les différents projets.

Pour ce premier guichet, la CRE a été saisie de 46 projets (9 en Corse, 10 en Guadeloupe, 7 en Guyane, 8 en Martinique et 12 à la Réunion) déposés par 11 porteurs de projets représentant la diversité des acteurs de l'énergie dans les ZNI.

L'instruction de ces dossiers s'est faite sur une analyse au cas par cas des coûts exposés et des gains apportés au système électrique, de sorte que les projets les plus efficaces soient retenus en priorité. La compensation d'un projet de stockage est plafonnée réglementairement à la valeur des charges de service public qu'il permet d'éviter.

À la suite de l'instruction des dossiers déposés, 11 projets portés par 5 acteurs ont été désignés lauréats en octobre 2018. Ceux-ci représentent un coût de l'ordre de 80 M€ sur leur durée de vie. La CRE a estimé les surcoûts de production évités par ces projets à environ 450 M€ soit une économie de 370 M€ sur les 25 prochaines années.



QUELQUES CHIFFRES CLÉS SUR LE STOCKAGE DANS LES ZNI

11
projets

5
porteurs de projets
différents

2
services (réserve rapide
et arbitrage)

5
territoires
(Martinique, Guadeloupe,
Corse, Réunion, Guyane)

46
candidats

50
MW en injection retenus

80
M€ de coût,
450 M€ de gain,
dont 370 M€
d'économies
sur les charges

10 À 25
ans : durée de vie
des projets



LES MÉCANISMES DE CAPACITÉ FRANÇAIS CONFORMES AU DROIT EUROPÉEN

Afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement du système électrique français, la loi prévoit la création d'un mécanisme de capacité. Ce dispositif, instauré par le Code de l'Énergie (articles L335-1 et suivants et R335-1 et suivants), a pour objectif de garantir durablement la sécurité d'approvisionnement en électricité de la France.

Alors que sur le marché de l'énergie classique on échange des mégawattheures, ce sont ici des garanties de capacité en megawatts qui sont échangées, correspondant à une puissance disponible.

Afin d'harmoniser les mécanismes mis en place par plusieurs États membres, la Direction Générale de la Concurrence de la Commission européenne (DGCOMP) a lancé, le 29 avril 2015, une enquête sur les aides d'État français. Le but : s'assurer que leurs modes de calcul sont conformes au droit européen. Après de nombreux échanges avec la Commission européenne, le gouvernement français s'est engagé à amender le mécanisme pour répondre au droit européen en formulant trois propositions majeures :

- instaurer une série de mesures visant à prévenir toute manipulation de marché ;
- permettre la participation des capacités étrangères au mécanisme de capacité français à horizon 2019 et favoriser ainsi la libre concurrence ;

- créer un dispositif spécifique pour les nouvelles capacités leur permettant de bénéficier de revenus sur sept ans, augmentant ainsi la visibilité pour les nouveaux investissements et facilitant l'entrée de nouveaux acteurs sur le marché à horizon 2019.

Sur la base de ces engagements, la Commission européenne a conclu que le mécanisme de capacité français était compatible avec les règles de l'UE en matière d'aides d'État et a validé sa mise à exécution pour une durée de 10 ans.

En novembre 2016, la première proposition a été mise en place. Les deux suivantes nécessitaient, quant à elles, des modifications des dispositions réglementaires du Code de l'Énergie relatives au mécanisme d'obligation de capacité par un décret en Conseil d'État. La CRE a rendu son avis sur un projet de texte le 27 septembre 2018. À ce jour, le décret n'a pas encore été publié.

Qu'il s'agisse des évolutions permettant la prise en compte explicite des contributions des capacités étrangères ou de la mise en place d'un mécanisme de contractualisation pluriannuelle, les propositions du projet de décret semblent répondre aux préoccupations exprimées par la Commission européenne.

La CRE sera attentive à ce que ces deux nouveaux mécanismes ne viennent pas perturber le fonctionnement du marché des garanties de capacités. L'adoption de ce décret s'inscrira dans un contexte plus large de réflexions sur de potentielles évolutions du mécanisme de capacité qui devraient conduire à son amélioration pour les prochaines années. RTE a mené plusieurs concertations visant, à partir des premiers retours d'expérience, à simplifier le dispositif et à améliorer le fonctionnement. L'une d'entre elles, menée conjointement avec la CRE, a pour but d'interroger les acteurs sur le fonctionnement du marché des garanties de capacité.

LA MISE EN ŒUVRE PAR LE CoRDIS DE SON POUVOIR DE SANCTION

Le comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS), organe indépendant de la CRE est composé de deux conseillers à la Cour de cassation et de deux conseillers d'État. Il est chargé notamment de régler les différends sur l'accès aux réseaux publics de l'électricité et du gaz et leur utilisation entre les gestionnaires, opérateurs ou exploitants et les utilisateurs. Il a un pouvoir de sanction sur les infractions au code de l'énergie. L'actualité de la pratique décisionnelle de ce comité fournit deux cas d'illustration de ce dernier pouvoir.

En application des articles L.134-25 et suivants du code de l'énergie, le CoRDIS est compétent pour sanctionner les manquements aux principes régissant le secteur de l'énergie, aux obligations du service public et protection des consommateurs aux dispositions relatives à l'électricité et au gaz, les abus du droit d'ARENH ou d'entrave à l'exercice de ce droit, ainsi que les manquements répétés aux règles d'indépendance. Le comité est également compétent pour sanctionner les manquements aux obligations d'intégrité et de transparence reposant sur les acteurs du marché de gros de l'électricité issues du règlement européen n°1227/2011 du 25 octobre 2011 (règlement REMIT), ainsi que le non-respect d'une décision de règlement des différends.

Au terme de la procédure de sanction, le comité peut prononcer une sanction consistant, soit en une interdiction temporaire à l'accès aux réseaux, ouvrages et installations, ou, en cas de manquement au règlement REMIT, de l'exercice de tout ou partie des activités professionnelles, soit en une sanction pécuniaire proportionnée à la gravité du manquement, à la situation de l'intéressé, à l'ampleur du dommage et aux avantages qui en sont tirés.

Le CoRDIS a récemment mis en œuvre son pouvoir de sanction à deux reprises, s'agissant, d'une part, de la non-exécution d'une décision de règlement des différends et, d'autre part, d'un manquement au règlement REMIT.

Par une décision en date du 11 juin 2018, le CoRDIS a sanctionné la société Enedis à hauteur de 3 millions d'euros pour ne pas avoir respecté une décision de règlement des différends.

En effet, le CoRDIS a constaté que la société Enedis ne s'était pas conformée à sa décision de règlement des différends du 25 novembre 2015, par laquelle il avait enjoint à cette dernière de transmettre



à la société Lislet 2 un nouveau contrat CARD-I dans un délai de six mois à compter de la notification de la décision, « permettant d'assurer une totale transparence dans l'application des régimes de responsabilité en cas d'interruption du réseau ».

En second lieu, par une décision en date du 5 octobre 2018, le CoRDIS a sanctionné la société Vitol à hauteur de 5 millions d'euros pour avoir procédé à des manipulations de marché entre le 1^{er} juin 2013 et le 31 mars 2014.

Dans cette affaire, le CoRDIS avait été saisi par le président de la CRE d'une demande de sanction, à l'issue d'une des enquêtes ouvertes par la CRE dans le cadre de ses pouvoirs de surveillance des marchés de gros qui avait constaté un comportement de la société Vitol susceptible d'être contraire au règlement REMIT.

Dans sa décision portant sanction, le CoRDIS a relevé d'une part un mode opératoire mis en œuvre par la société Vitol qui était, d'une part, de nature à envoyer au marché des indications trompeuses quant à l'état de l'offre et de la demande et, d'autre part, faute de démonstration contraire de la part de la société en cause que ce comportement ne répondait pas à une logique économique rationnelle.



9

saisines
du CoRDIS
(en 2018*)



18

décisions
du CoRDIS
(en 2018*)

* à la date
de publication
du présent numéro

LA LOI ESSOC ET SA CONTRIBUTION À LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

La loi ESSOC (la loi pour un État au service d'une société de confiance)

La loi ESSOC (État, Service Société) du 10 août 2018 comporte plusieurs dispositions visant à faciliter le développement des énergies renouvelables.

Ces dispositions permettent tout d'abord de simplifier la réalisation des projets éoliens en mer (simplification des modalités de participation du public au lancement de procédures de mise en concurrence, mise en place du « permis enveloppe » permettant aux projets d'évoluer postérieurement à la délivrance de l'autorisation,

homogénéisation des régimes de financement des ouvrages de raccordement, etc.)

La loi ESSOC apporte également une clarification s'agissant du sort des permis de construire des parcs éoliens terrestres en cours de validité au 1^{er} mars 2017, qui seront désormais considérés comme des autorisations environnementales.

Enfin, la loi habilite le Gouvernement à simplifier par voie d'ordonnance la procédure d'élaboration et de révision des schémas régionaux de

raccordement aux énergies renouvelables.

On notera également l'introduction d'un mécanisme de sanction pécuniaire en cas de manquement aux articles du code de l'énergie relatifs aux contrats d'obligation d'achat, aux contrats de complément de rémunération ou aux procédures de mise en concurrence par les producteurs ayant fait une demande de contrat d'obligation d'achat ou de complément de rémunération, ou par le lauréat désigné à l'issue de la procédure.

TURPE 5 BIS LE CONSEIL D'ÉTAT REJETTE LA QUASI-TOTALITÉ DES GRIEFS ADRESSÉS AU TURPE 5

Le Code de l'énergie confère à la CRE la compétence de fixer les Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE) des gestionnaires de réseaux. Une décision du Conseil d'État du 9 mars 2018 a annulé très partiellement ces tarifs et a conduit la CRE à adopter une nouvelle délibération. Retour sur les actions de la CRE qui ont conduit à une nouvelle délibération publiée le 28 juin 2018.

Le TURPE est le tarif payé par tous les utilisateurs des réseaux publics de transport et de distribution. Il vise à couvrir les coûts des opérateurs dès lors qu'ils correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace.

Par une délibération du 17 novembre 2016, confirmée par une décision du 19 janvier 2017, la CRE a fixé les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT applicables à compter du 1^{er} août 2017, tarifs dits « TURPE 5 HTA-BT ». Ces tarifs ont fait l'objet de plusieurs recours devant le Conseil d'État notamment d'Enedis, d'EDF et du Ministre de l'énergie. Pas moins d'une vingtaine de critiques étaient adressées aux délibérations attaquées. Parmi elles, des moyens de procédure remettant notamment en question la régularité des consultations effectuées ont tous été écartés. De la même manière, le Conseil d'État a confirmé le bien-fondé de l'ensemble des mécanismes de régulation incitative, tant dans leur principe que dans leurs modalités d'application. Les charges d'exploitation retenues par la CRE pour définir la trajectoire prévisionnelle de l'opérateur, ainsi que la structure du tarif, ont également été validés

dans leur intégralité.

S'agissant du calcul des charges de capital, qui avait déjà été contesté lors de la fixation du précédent tarif, le TURPE 4, le Conseil d'État a de nouveau considéré que la méthode utilisée par la CRE permettait de couvrir les coûts effectivement supportés par le gestionnaire de réseaux. Il a néanmoins considéré que la CRE aurait dû intégrer dans son calcul le montant des charges de capital pour lesquelles Enedis n'avait pas été explicitement couvert durant la période dite « TURPE 2 », huit ans auparavant. C'est sur ce point que le juge a annulé le 9 mars 2018 le TURPE 5 HTA-BT.

Cette annulation très partielle a conduit la CRE à modifier légèrement la rémunération d'Enedis. Aucun des autres éléments attaqués du TURPE 5 HTA-BT n'a été remis en cause par cette décision démontrant ainsi que la construction tarifaire mise en œuvre par la CRE est solide.

Compte tenu des délais impartis par le Conseil d'État pour établir ces nouveaux tarifs et de la complexité des analyses sous-jacentes, la CRE n'a pas réengagé de processus tarifaire complet. Le cadre de régulation ou encore la tra-

jectoire des charges nettes d'exploitation sont donc restés inchangés.

En revanche, s'agissant d'une nouvelle délibération tarifaire, la CRE a dû se conformer à l'état actuel du droit à la date de son adoption. Elle a donc pris en compte (en plus de l'évolution de la rémunération d'Enedis permettant de se conformer à la décision du Conseil d'État), les effets de l'évolution du taux d'impôt sur les sociétés entrée en vigueur au 1^{er} janvier 2018.

La CRE a ainsi pris le 28 juin 2018 une nouvelle délibération fixant le niveau du tarif TURPE HTA-BT. Ainsi, compte tenu des effets de la décision du Conseil d'État dans un contexte où le taux d'impôt sur les sociétés avait diminué (effet cumulé à la hausse de + 0,06 %) et de la prise en compte des conséquences de la mise à jour annuelle prévue dans le cadre du TURPE 5 HTA-BT (effet à la baisse de - 0,27 %), le TURPE HTA-BT a en moyenne évolué de - 0,21 % au 1^{er} août 2018. Cette nouvelle délibération s'applique pour une durée d'environ 3 ans.

La CRE travaille dès à présent à préparer le tarif TURPE 6 HTA-BT, qui devrait succéder au tarif TURPE 5 « bis » HTA-BT à partir du 1^{er} août 2021.



RAPPORT INTERCONNEXIONS

En juillet 2018, la CRE a publié son rapport intitulé « Les interconnexions électriques et gazières en France ». Il montre que les interconnexions contribuent de manière décisive à la compétitivité et à la fiabilité des systèmes électriques et gaziers français. La CRE est pleinement engagée dans l'amélioration de l'intégration du marché français au sein du système européen via l'harmonisation de règles communes et l'approbation de nouveaux investissements.

Les interconnexions jouent pleinement leur rôle tant en termes d'optimisation des recours aux différents moyens de production (et donc de minimisation des prix de l'énergie) que de la sécurité d'approvisionnement.

Les interconnexions ont ainsi contribué à faire face aux problèmes d'indisponibilité d'une partie du parc nucléaire en France pendant l'hiver 2016-2017 et aux baisses de disponibilité du gaz naturel liquéfié (GNL) liées à l'augmentation de la demande asiatique à la suite de la crise de Fukushima.

La CRE est résolument engagée dans l'amélioration de l'intégration des réseaux français dans le système européen, selon plusieurs axes : la contribution à l'amélioration continue et à l'harmonisation des règles d'utilisation des interconnexions, l'évolution de l'organisation du marché français et l'accroissement des capacités d'échange avec les pays voisins. Les nouvelles interconnexions étant des projets complexes et coûteux, la CRE entend toutefois rappeler que les efforts d'investissement doivent porter sur des projets dont la valeur pour la collectivité est clairement établie, sur la base d'analyses coûts-bénéfices solides.

LE MARCHÉ INTÉRIEUR DE L'ÉNERGIE EST UNE RÉALITÉ

Utiliser efficacement les interconnexions nécessite un niveau suffisant d'harmonisation des règles de marché et d'utilisation de ces interconnexions. À ce titre, le troisième paquet législatif européen a représenté une étape déterminante avec l'introduction des « codes de réseaux » qui établissent

des règles communes de fonctionnement. Sa mise en œuvre entre dans sa phase finale puisque l'ensemble des règlements prévus ont été adoptés et la priorité est désormais leur mise en œuvre complète. Certaines règles de fonctionnement des interconnexions doivent en effet encore être améliorées. À titre d'illustration, dans la région Centre-Ouest Europe (ci-après CWE

UN PEU D'HISTOIRE...

Les réseaux européens d'énergie tels qu'ils existent sont le résultat d'une histoire qui, partant d'un réseau local façonné par les caractéristiques propres à chaque pays, a conduit à l'émergence de systèmes interconnectés. Le processus d'interconnexion des réseaux électriques à l'échelle internationale a commencé dans les années 1950 avec la volonté de développer les solidarités entre opérateurs nationaux, via des contrats d'exportation et des accords d'entraide favorisant la sécurité d'approvisionnement.

La France y a joué un rôle important, fondé notamment sur ses capacités d'exportation apportées par son parc nucléaire. La constitution d'un réseau européen de gaz est quant à elle le fruit d'une croissance de consommation alimentée par des importations depuis les Pays-Bas, puis de la Russie, de l'Algérie et de la Norvège. Les gazoducs internationaux ont souvent été réalisés par des consortiums d'opérateurs et financés par réservation de capacités à long terme. Les interconnexions ainsi réalisées ont par la suite été la base de la construction du marché intérieur de l'énergie.

– Central Western Europe), la CRE, avec ses homologues régulateurs concernés (Allemagne, Belgique, Pays-Bas et Autriche), a fait le bilan de la mise en œuvre du Flow Based, dont les bénéfices n'ont pas été à la hauteur des attentes : les capacités disponibles pour les échanges aux frontières ont été régulièrement limitées, du fait de contraintes internes dans certains réseaux nationaux en particulier en Allemagne. En conséquence, les régulateurs ont demandé aux gestionnaires de réseaux de mettre en œuvre des améliorations dès le printemps 2018, et de continuer à analyser les évolutions possibles. Les régulateurs continueront quant à eux d'assurer un suivi des résultats.

Aujourd'hui, les discussions portent sur les mesures à adopter dans le cadre du prochain paquet législatif européen : la CRE considère que le cadre institutionnel européen doit rester suffisamment souple et proposer des mesures proportionnées aux bénéfices attendus, en particulier en ce qui concerne les marchés de l'électricité.

ÉVOLUTION DES ÉCHANGES D'ÉNERGIE AUX FRONTIÈRES

En 2016 et en 2017, le solde des échanges d'électricité de la France s'est inscrit en baisse par rapport à 2015, passant de près de 60 TWh à environ 39 TWh d'exportations nettes, résultat de la baisse de la disponibilité du parc nucléaire français, se traduisant par la baisse des exportations (-17 TWh entre 2015 et 2017), associée à une légère augmentation des importations (+5 TWh). La France conserve cependant un solde exportateur net positif avec tous les pays voisins, à l'exception de la région CWE. Les interconnexions ont permis d'exploiter la complémentarité

des parcs de production et des profils de consommation nationaux, permettant par exemple à la France de s'appuyer sur les imports lors des périodes de tension sur son système (voir encadré page 8).

En ce qui concerne le gaz, en 2017, les importations par gazoduc ont représenté 83 % des approvisionnements et, bien qu'elles soient restées à un niveau relativement bas, les livraisons de GNL ont progressé par rapport à 2015, à la faveur d'une meilleure compétitivité de GNL. En ce qui concerne les réexportations, la France a atteint, en 2017, un niveau proche du maximum historique observé en 2014, avec notamment des volumes élevés vers l'Espagne. Le niveau d'interconnexion de la France lui assure un approvisionnement diversifié et une bonne intégration avec les marchés nord-européens. Si les prix sur le PEG Nord sont très proches des niveaux de référence observés sur le marché néerlandais (le TTF), le PEG Sud reste soumis à des pics de prix généralement liés aux tensions sur le marché du GNL. La mise en œuvre de la zone de marché unique au 1^{er} novembre 2018 permettra au Sud de la France de bénéficier de la liquidité de marché et de prix identiques à ceux actuels dans la zone Nord.

LA FRANCE POURSUIT LE DÉVELOPPEMENT DES INTERCONNEXIONS D'ÉLECTRICITÉ

Sur le plan des infrastructures, ces dernières années ont été marquées par d'importantes évolutions. La nouvelle interconnexion électrique en Espagne, Baixas Santa-Llogaia, puis la mise en service du transformateur



CHIFFRES-CLÉS



Au 30 juin 2018
sur le marché
du gaz naturel

Les fournisseurs
historiques fournissent
aux tarifs réglementés :

40%
des sites
représentant 10 %
de la consommation.

Les fournisseurs
historiques fournissent
en offres de marché :

31 %
des sites
représentant 33%
de la consommation



Au 30 juin 2018
sur le marché
de l'électricité

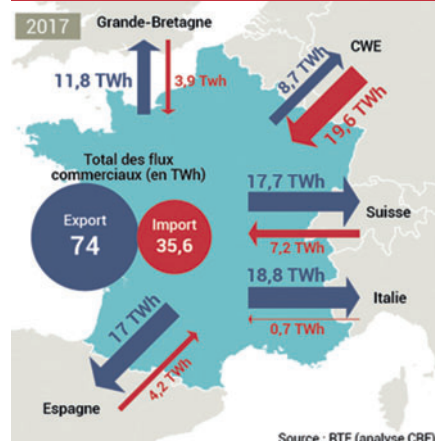
Les fournisseurs
historiques fournissent
aux tarifs réglementés :

78%
des sites
représentant 36%
de la consommation

Les fournisseurs
historiques fournissent
en offres de marché :

2%
des sites
représentant 31%
de la consommation

FLUX COMMERCIAUX D'ÉLECTRICITÉ AUX FRONTIÈRES FRANÇAISES EN 2017



DÉVELOPPEMENT DES INTERCONNEXIONS GAZIÈRES ET RENFORCEMENT DU RÉSEAU FRANÇAIS EN LIEN AVEC CES INTERCONNEXIONS





déphaseur d'Arkale en juin 2017 ont permis de doubler les capacités d'échange avec l'Espagne. D'autres lignes sont en construction, avec l'Italie (Savoie-Piémont) et la Grande-Bretagne (ElecLink et IFA2). Par ailleurs, l'accord trouvé en septembre 2017 entre la CRE et le régulateur espagnol sur le partage des coûts de l'interconnexion Golfe de Gascogne acte la réalisation d'une ligne offshore entre la Gironde et le Pays basque espagnol qui doit porter les capacités d'échange avec l'Espagne de 2800 à 5000 MW. Ce projet s'est vu accorder un soutien financier européen très important d'un montant de 578 millions d'euros.

Dans le secteur du gaz, la principale évolution porte sur la création d'une zone de marché unique en France par la réalisation des projets Val de Saône et Gascogne-Midi,

associés à des mécanismes de marché destinés à lever les contraintes de réseau résiduelles. Cette fusion des zones va permettre au sud-ouest de l'Europe d'accéder à des prix du gaz plus compétitifs et va favoriser le développement du marché de gros français, elle aura donc des effets bénéfiques au-delà des frontières de la France, notamment en Espagne et au Portugal. Alors que le réseau gazier français est aujourd'hui bien intégré au réseau européen (fin 2017, la France disposait de deux fois plus de capacités de sortie et de 50 % de plus de capacités d'entrée qu'en 2005), la CRE appelle à la plus grande prudence sur tout nouvel investissement dans des infrastructures gazières, à l'heure où la consommation de gaz devrait, selon toute vraisemblance, être appelée à baisser.

LE PASSAGE DE L'HIVER 2016/2017

Le système électrique européen a connu une période de forte tension entre les mois d'octobre 2016 et de février 2017. L'indisponibilité non planifiée d'une partie du parc nucléaire français (mais aussi de certaines centrales en Belgique et en Suisse), la faiblesse de la production d'énergies renouvelables et la vague de froid qui s'est abattue sur l'Europe à partir de janvier 2017 ont entraîné un recours massif aux moyens de production thermiques à combustible fossile et contribué à la hausse des prix de gros, avec des pics particulièrement élevés (jusqu'à 874 €/MWh le 7 novembre à 18h en France). À cette occasion, les importations ont occupé une place beaucoup plus importante que d'habitude dans l'approvisionnement de la France. Celle-ci a ainsi été importatrice nette pendant la seconde moitié du mois de janvier (89 % du temps), atteignant le solde importateur le plus élevé depuis 1980 pour ce mois (0,9 TWh), avec une inversion des flux notable avec l'Espagne et la Grande-Bretagne.

LES RÉSEAUX DE GAZ EN EUROPE DE 1970 À AUJOURD'HUI





INTERVIEW

DE CLOTILDE LEVILLAIN DIRECTRICE GÉNÉRALE ADJOINTE DE RTE

Un accord de répartition des coûts du projet d'interconnexion entre la France et l'Espagne, Golfe de Gascogne, a été établi en septembre 2017 entre la CRE et la CNMC. Quels sont les prochains défis pour ce projet ?

Cothilde Levillain : Fin janvier 2018, dans la continuité de cet accord, la Commission européenne a annoncé l'octroi d'un soutien financier d'un montant de 578 millions d'euros pour le projet d'interconnexion à courant continu Golfe de Gascogne, représentant un tiers de l'estimation du coût du projet. C'est le plus important soutien financier obtenu pour un projet d'infrastructures énergétique par la Commission – ce qui confirme le fort intérêt de l'Europe pour ce projet. Cet accord a ensuite été entériné en juillet, lors du Sommet de Lisbonne entre l'Espagne, la France et le Portugal.

En outre, le « fuseau de moindre impact » – c'est-à-dire le couloir dans lequel passera l'interconnexion – a été validé par le préfet d'Aquitaine en mai de cette année. Le prochain défi consiste donc à définir le tracé précis de la liaison qui fera l'objet d'une enquête publique ouverte à tous les citoyens. Cette étape se fera dans le dialogue constant et en concertation avec tous les acteurs du territoire pour garantir que ce tracé représente l'impact le plus faible pour l'environnement et les activités économiques de la région tout en respectant l'équilibre économique du projet.

Au terme de ce processus, nous espérons que le projet sera déclaré d'utilité publique par l'État, condition nécessaire au démarrage des travaux.

Par ailleurs, c'est également un défi technologique qui se présente à nous. Des études géotechniques sont d'ores et déjà en cours pour sonder les fonds marins et définir les différentes routes possibles sur le plan technique dans ce fuseau de moindre impact. Par exemple, le passage du Gouf de Capbreton, canyon sous-marin dans le Golfe de Gascogne, nous imposera d'être particulièrement innovants.

Enfin, il faut dès à présent prévoir la phase de construction impliquant de faire travailler ensemble différents métiers et savoir-faire. Des appels d'offres vont être lancés, conjointement avec nos homologues espagnols, pour la fourniture des câbles et leur pose dans le canyon, et la construction des stations permettant la conversion et la transformation du courant alternatif en courant continu ou inversement.

Quel regard posez-vous sur la coopération entre les gestionnaires de réseau européens en ce qui concerne le développement des infrastructures de transport ?

Des réseaux électriques européens interconnectés sont essentiels pour la sécurité énergétique européenne et sa compétitivité, ainsi que pour l'atteinte des objectifs de décarbonisation et de lutte contre le changement climatique pour lesquels l'Union Européenne s'est engagée. C'est une politique claire soutenue par l'Union européenne dans laquelle s'inscrit la France, comme l'a rappelé le président de la République, lors du Sommet de Lisbonne fin juillet 2018.

Pour atteindre ces objectifs, RTE et ses homologues européens se sont rassemblés pour créer en 2007 ENTSO-E, l'association européenne des gestionnaires de réseau de transport d'électricité (GRT). Elle a notamment un rôle essentiel

d'identification des besoins de développement en infrastructures d'interconnexion à l'échelle européenne pour accompagner la transition énergétique, plus particulièrement à travers l'élaboration du plan de développement du réseau à 10 ans (le TYNDP – l'équivalent européen du schéma décennal de développement du réseau) qui analyse la valeur socio-économique des projets d'interconnexion pour l'Europe. RTE et ses homologues GRT doivent travailler sur la robustesse des analyses du TYNDP afin de pouvoir décider de l'investissement de projets de long terme dans un avenir incertain, du fait de la transition énergétique.

En outre, les GRT mettent en place des méthodes régionales communes de calcul des capacités commerciales aux frontières qui doivent permettre une optimisation de l'utilisation des interconnexions dans l'exploitation du système électrique à terme. Par ailleurs, il est nécessaire de travailler avec nos voisins dans l'identification des goulots d'étranglement internes à nos pays frontaliers qui ne permettraient pas une utilisation efficace des interconnexions.

Cette coordination progresse de façon continue avec ENTSO-E, mais aussi sous l'impulsion exigeante de la CRE et de ses homologues, de l'ACER et de la Commission européenne, afin de tirer le meilleur parti du développement des interconnexions.

Les exemples récents de projets d'interconnexion avec l'Angleterre, l'Italie ou l'Espagne montrent que la coopération des différents GRT est de qualité et permet aux projets de progresser dans les meilleures conditions. Cette coopération est indispensable pour trouver les meilleures solutions techniques, économiques et sociétales.



DÉVELOPPEMENT DES INTERCONNEXIONS ÉLECTRIQUES FRANÇAISES


**THIERRY
TROUVÉ**
BIOGRAPHIE
Actuellement :

- Directeur Général de GRTgaz

Précédemment

- Ingénieur général des Mines, Thierry Trouvé était Directeur général de la société Elengy entre 2009 et 2013.
- Thierry Trouvé a commencé sa carrière au ministère de la Défense avant d'occuper différentes fonctions à la RATP (1990) puis à la DRIRE Nord-Pas de Calais (1996). En 2000, il intègre la Commission de régulation de l'énergie (CRE), en tant que Directeur du marché et du service public de l'électricité.
- En 2003, il est nommé Directeur de la prévention des pollutions et des risques - délégué aux risques majeurs - au sein du ministère de l'Écologie et du Développement Durable. En 2006, il devient Directeur général adjoint de GRTgaz.


**DOMINIQUE
MOCKLY**
BIOGRAPHIE
Actuellement

Président Directeur Général de Téréga

Précédemment

1994 -1995 : Directeur de Cabinet à la Direction des constructions Navales
De 1995 à 1997, il est ensuite chargé au sein du pôle Économie et Défense du SGDN (actuellement SGDSN) de la conduite des aspects économiques de la professionnalisation des armées et de l'accompagnement de la mise en place des démarches d'Intelligence Économique.
En 1997, il rejoint la Délégation Générale pour l'Armement puis, fin 1998, il prend en charge les activités avioniques et optroniques de SAGEM.
En janvier 2011, il est nommé Directeur Exécutif en charge du Business Group Aval du Groupe AREVA, Business Group en charge des activités de recyclage des combustibles usés, des démantèlements et de la logistique des matières et déchets nucléaires.
2003 : Président de la filiale Technicatome (Propulsion Nucléaire et réacteurs de Recherche) chez Areva.

Formations

Diplômé de l'École Polytechnique et de l'Ensta Paris Tech et titulaire d'un Executive MBA de HEC, Dominique Mockly est un spécialiste des domaines de la défense et de l'énergie.

THIERRY TROUVÉ & DOMINIQUE MOCKLY

La TRF est un modèle de coopération pour créer un marché plus fluide, avec un prix unique et renforcer la sécurité d'approvisionnement.

À compter du 1^{er} novembre, l'accès au réseau de transport de gaz naturel français sera simplifié avec la mise en œuvre d'une zone de marché unique. La « Trading Region France » (TRF) est l'aboutissement d'un long processus puisque le marché français est passé de cinq zones en 2005 à trois en 2009, puis à deux en 2015. L'originalité de cette fusion réside dans la coopération des deux gestionnaires de réseaux. Dominique Mockly, directeur général de Téréga, et Thierry Trouvé, directeur général de GRTgaz, reviennent sur cette aventure.

La zone unique de marché de gaz entre en service le 1^{er} novembre 2018. Quelles sont vos impressions à l'approche de cette date ?

Dominique Mockly : Après un chantier de deux ans, il y a toujours un peu de stress au moment de franchir la ligne d'arrivée. Toutes nos équipes sont mobilisées. Nous ressentons un grand sentiment de fierté. La mise en œuvre de la TRF est l'aboutissement d'une superbe aventure humaine de 15 ans pour rationaliser les zones de marché, qui a engagé les équipes des gestionnaires de réseau de transport (GRT), le régulateur et le législateur. C'était formidable pour une entreprise régionale de taille moyenne comme la nôtre d'avoir construit cela aux côtés de GRTgaz, ce qui nous permettra d'intervenir sur de nouveaux marchés au niveau national et européen. Pour autant, à la veille de changer de dimension, nos équipes ne ressentent pas d'appréhension. Nous fonctionnons déjà en très bonne coopération avec GRTgaz au sein de la TRS. Nous allons exercer le même métier dans un cadre plus ouvert.

Thierry Trouvé : Je résumerais notre ressenti en deux mots. Le premier est « sérénité ». Tout est prêt pour la mise en service. La mise en gaz a été finalisée en juillet.

L'implémentation des systèmes d'information est en cours de finalisation. Le deuxième mot est « fierté ». Les gaziers sont des gens très discrets, mais nous pouvons être fiers de ce que nous avons réalisé collectivement. Tenir les délais était un vrai challenge. Val de Saône et le renforcement de Gascogne-Midi marquent aussi la fin d'une période de plus de dix ans d'investissements importants dans les infrastructures de réseaux. Nous avons mené ces projets sans faire de bruit, sans accidents industriels ni dérapage dans les coûts. Tous ceux qui ont participé à cette grande aventure peuvent être fiers de ce qu'ils ont réalisé.

Quels sont les bénéfices apportés par cette zone unique de gaz aux consommateurs ?

DM : Vu des expéditeurs, la zone TRF représente une plus grande simplicité de fonctionnement. Auparavant, ils devaient équilibrer les volumes entrant et sortant dans chaque zone. Maintenant, on passe à un système entrée-sortie à la maille France. Dorénavant, nous achèverons le gaz des expéditeurs quel que soit leur point d'entrée sur le réseau français et quel que soit le point du réseau où se trouveront les sites de leurs clients. Le consommateur va y gagner en transparence.

TT : Je vois trois bénéfices pour les consommateurs. Tout d'abord, le marché sera plus attractif et, on peut le souhaiter, plus compétitif. Cela va se traduire par un prix du gaz unique en France. C'est une bonne chose pour les consommateurs du sud de la France. Nous avons à plusieurs reprises connu des écarts de prix entre les deux zones avec des prix significativement plus élevés dans le sud. Ensuite, le marché unique représente un plus gros volume de consommation. Il sera donc plus profond, plus liquide et moins volatile. On peut espérer qu'il attirera plus de gaz. Cela est de nature à conduire à de meilleurs prix de marché. Enfin, le renforcement de la sécurité d'approvisionnement rend le marché, et en particulier le sud de la France, moins dépendant de l'approvisionnement en GNL.

Comment ont été pensés les projets d'infrastructures qui permettent la réalisation de cette zone unique? Quelles sont les principales difficultés que vous avez rencontrées?

TT : Le projet qui va entrer en service a été réalisé sur la base d'un principe essentiel, celui de rendre le service attendu au meilleur coût. Une autre version était possible avec l'augmentation de la capacité de transit par le couloir rhodanien. Avec Teréga, nous avons retenu la solution permettant de réduire les investissements au strict minimum. Cette fusion des zones est rendue possible par deux choses indissociables : la réalisation de nouvelles infrastructures et la mise en œuvre de nouveaux mécanismes de marché. C'est une façon innovante de concevoir les choses. Il a fallu imaginer et discuter ces dispositifs supplémentaires et les faire comprendre aux acteurs de marché. Un *serious game* a été lancé comme un support concret de discussion. Il a fallu aussi organiser de nombreuses réunions de concertation. Néanmoins, il y a eu une véritable volonté de tous les acteurs d'y arriver.

DM : Nous n'avons pas rencontré de difficultés particulières pour obtenir les permis et les autorisations. La nouvelle canalisation longe un gazoduc existant. Les propriétaires des terrains traversés nous connaissent et savent que nous respectons nos engagements. Le plus difficile a été de mettre en place les modalités d'échanges d'information et de données communes pour que des réseaux gérés par deux GRT fonctionnent comme une seule zone.



« La mise en place de la TRF est une réussite industrielle, mais c'est aussi celle d'une méthode de concertation. » THIERRY TROUVÉ

Comment se sont déroulés les travaux entre Teréga, GRTgaz et la CRE depuis 2008?

DM : Je dirige Teréga depuis deux ans seulement, mais il me semble que, depuis le départ, tout a reposé sur une grande interaction et une grande confiance avec GRTgaz et le régulateur. Tous les acteurs ont été mis dans la boucle dans le cadre de la concertation gaz. Il fallait trouver les bonnes solutions qui conviennent à tout le monde. Ces travaux se sont faits dans la continuité des travaux réalisés pour la TRS. Il y a eu une grande fluidité entre GRTgaz et Teréga et les arbitrages ont été rendus naturellement.

TT : La mise en place de la TRF est une réussite industrielle, mais c'est aussi celle d'une méthode de concertation. Dans un premier temps, nous avons travaillé avec Teréga pour proposer à la CRE une alternative au projet coûteux de doublement de l'artère du Rhône. Ce projet a ensuite été présenté aux expéditeurs et discuté en Concertation gaz. Pour fusionner les zones, il a fallu construire un corpus de règles communes, répartir les rôles pour la commercialisation des capacités, harmoniser les interfaces des systèmes d'information et prévoir des modalités de compensations financières entre les deux opérateurs. Dans le cadre de l'élaboration de la TRS puis de la TRF, nos entreprises ont appris à échanger, à travailler ensemble et à se coordonner. Chacun a pris sa part du travail. Nous espérons que la CRE sera satisfaite du résultat.

En quoi la dernière délibération de la CRE en juillet dernier vient compléter le dispositif de mise en œuvre de la zone unique?

DM : Des mécanismes de marché sont à la main des GRT et peuvent être activés à notre demande. Cette délibération permet d'acter la nature de nos interventions sur le marché pour équilibrer nos zones, ce qui clarifie nos relations avec l'ensemble des acteurs de marché.

TT : Les GRT auront à leur disposition des outils de marché, à savoir le *spread* localisé, le *flow commitment* et un mécanisme de restriction de capacité. Il était important que les modalités de leur mise en œuvre soient clairement fixées

dès la mise en œuvre de la TRF pour pouvoir les actionner en cas de congestion.

Comment cette zone unique va permettre de positionner le marché français du gaz au sein de l'Europe?

TT : D'un point de vue physique, nous ne créons pas de nouvelles interconnexions avec les pays voisins. Mais en termes de marché, étant donné le poids prédominant de la zone nord, les prix du nouveau PEG devraient être corrélés à ceux du TTF la plupart du temps. Nous pouvons aussi penser que le marché sera plus fluide et plus profond et donc que les expéditeurs auront moins d'hésitations à décharger du GNL sur le marché français.

DM : Vue de nos partenaires européens, la France apparaît pour la première fois comme une zone unique. Le marché sera plus fluide et plus accessible. Nous avons réussi à construire une vision unique des infrastructures de gaz, sur un réseau gazier étendu et avec deux opérateurs qui coexistent. Nous avons construit avec GRTgaz un modèle de coopération et de participation tout en ouvrant au maximum le marché. La TRF est un exemple d'unification qui pourrait inspirer les GRT des pays voisins.

DES DÉFINITIONS CLÉS

Focus sur trois mécanismes à la disposition des GRT :

Le spread localisé :

Pour résoudre les situations de congestion, les GRT peuvent acheter du gaz en aval et le revendre en amont.

Flow commitment :

Pour anticiper les déficits de gaz à l'aval des congestions, les GRT peuvent contractualiser un flux de gaz.

Mécanismes de restriction de capacité :

Lorsque les capacités de transport sont contraintes (un problème de maintenance par exemple), les GRT réduisent en dernier recours les capacités mise à disposition.



DERNIÈRES DÉLIBÉRATIONS

Délibération de la CRE du 25 octobre 2018 portant avis sur le projet de décret en Conseil d'État pris en application de l'article L.336-10 du code de l'énergie relatif à l'accès régulé à l'énergie nucléaire historique

Délibération de la CRE du 24 juillet 2018 relative

au fonctionnement de la zone de marché unique du gaz en France.

Délibération de la CRE du 12 juillet 2018 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2019.



VISITES DES DÉLÉGATIONS INTERNATIONALES

Depuis janvier 2018, la CRE a reçu 14 délégations issues de l'Union européenne et d'autres régions du monde (Japon, Brésil, Côte d'Ivoire, etc.). Ces délégations sont composées d'un panel d'acteurs variés comprenant principalement des régulateurs et des opérateurs de réseaux mais aussi des producteurs et fournisseurs d'énergie. La CRE a ainsi pu partager son expertise sur des sujets diversifiés

tels que l'exercice des missions du régulateur, la mise en œuvre de la transition énergétique, l'équilibrage du réseau, la définition des tarifs réglementés de vente ou les politiques incitatives des opérateurs régulés. Ces rencontres sont aussi l'occasion pour la CRE de s'enrichir des problématiques soulevées par des régulateurs et opérateurs étrangers.

Délégation du régulateur ivoirien (ANARE-CI) à la CRE (3-5/09/2018)

De gauche à droite : Mahib Cissé, Membre du Conseil de régulation (ANARE-CI) ; Catherine Edwige, Membre du Collège (CRE) ; Moussa Khalil Cissé, Membre du Conseil de régulation (ANARE-CI) ; Blé Alexis Kpokpa, Membre du Conseil de régulation (ANARE-CI) ; Hippolyte Ebagnitchie, Directeur général (ANARE-CI) ; Jean-François Carencio, Président (CRE) ; Youssouf Fofana, Président du Conseil de Régulation (ANARE-CI) ; Brice Bohuon, Directeur général (CRE) ; Gnamien Paul Mouso, Membre du Conseil de régulation (ANARE-CI) ; Jean-Laurent Lastelle, Membre du Collège (CRE) ; Jean-Pierre Sotura, Membre du Collège (CRE).