

COMMISSION
DE RÉGULATION
DE L'ÉNERGIE

éclairer un monde d'énergie

RAPPORT D'ACTIVITÉ
2018



Depuis sa création, le 24 mars 2000,
la Commission de régulation
de l'énergie (CRE) veille au bon
fonctionnement des marchés
de l'électricité et du gaz en France,
au bénéfice des consommateurs finals
et en cohérence avec les objectifs
de la politique énergétique.

SOMMAIRE

- 02 **INTERVIEW DU PRÉSIDENT**
- 04 **MESSAGE DU COLLÈGE**
- 06 **3 MINUTES
POUR COMPRENDRE LA CRE**
- 08 **LA CRE, ACTEUR ENGAGÉ EN EUROPE
ET DANS LE MONDE**
- 12 **CHIFFRES CLÉS 2018**
- 18 **LE CONSOMMATEUR
FACE À LA HAUSSE
DES PRIX DE L'ÉNERGIE**
- 20 Marchés de gros de l'électricité
et du gaz naturel : la surveillance
de la CRE
- 22 Marchés de gros de l'énergie : forte hausse
des prix
- 24 Offres de marché : un choix plus large
pour les consommateurs
- 26 TRV : l'évolution des prix de l'énergie
- 28 **L'INNOVATION TECHNOLOGIQUE :
UNE NOUVELLE DONNE**
- 30 Le déploiement massif des compteurs
évolués
- 32 Deux délibérations pour accompagner
l'essor de l'autoconsommation
- 33 Anticiper le déploiement des véhicules
électriques
- 36 **LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE :
LE SOUTIEN DE LA CRE**
- 38 Une dynamique
à la maille des territoires
- 40 Un soutien plus efficace pour des filières
EnR plus compétitives
- 42 Les interconnexions : sécuriser
un système électrique en pleine mutation
- 46 **MARCHÉ DU GAZ : DES ÉVOLUTIONS
AU BÉNÉFICE DU CONSOMMATEUR,
DE LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT
ET DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE**
- 48 La réforme du stockage du gaz naturel :
un succès très significatif
- 51 L'achèvement de la zone unique du gaz
- 54 L'enjeu du biométhane
- 56 **LES ZNI, TERRES D'ÉLECTION
DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE**
- 58 Parvenir à l'autonomie énergétique, relever
les défis de la transition énergétique
- 60 Approbation d'un plan d'aide à la MDE
de 653 M€ : une action exemplaire
- 62 Onze projets de stockage validés par la CRE
- 64 Première conversion à la biomasse
d'une centrale charbon en Guadeloupe
- 65 La mission de la CRE en Guadeloupe,
à Saint-Martin et à Saint-Barthélemy
- 68 **ÉCLAIRER L'AVENIR**
- 70 Le monde énergétique futur :
l'étude d'E-Cube
- 72 Saison 1 : les trois rapports du Comité
de prospective
- 76 **ANNEXES**
- 76 Glossaire
- 81 Sigles
- 82 Rapports



Jean-François Carencu,
Président de la CRE

« L'INTÉRÊT GÉNÉRAL PRÉSIDE À NOS DÉLIBÉRATIONS SUR LES MARCHÉS COMME SUR LES RÉSEAUX. »

Quelles sont les principales missions de la CRE ?

Le régulateur est au cœur du système énergétique : il est le garant du bon fonctionnement des marchés énergétiques au bénéfice du consommateur. Pour cela, il s'assure notamment de la séparation effective entre l'activité de la fourniture et la gestion des réseaux d'énergie dont l'accès doit être transparent et non discriminatoire. Pour avoir une photographie exacte du secteur, il convient de distinguer les marchés de production d'énergie des marchés de fourniture et aussi de distinguer les consommateurs domestiques des consommateurs industriels. Enfin, les enjeux sont différents

en fonction du temps et de l'espace : les zones non interconnectées ne sont pas comparables à la métropole en raison de leur situation géographique, climatique et le maintien du monopole de la fourniture. À la question, « quel bénéfice pour le consommateur », la réponse du régulateur englobe les prix, la sécurité et la qualité des approvisionnements. Sur les prix, l'attention de la CRE porte sur leur réalité économique dans un marché ouvert dont les transformations doivent être prises en compte.

Dans ce contexte, le régulateur a aussi pour mission d'accompagner la mise en œuvre de la politique énergétique du Gouvernement. L'indépendance de la CRE lui permet d'analyser les enjeux du

secteur au regard des difficultés industrielles, des transformations économiques. Son ambition est d'apporter un éclairage impartial au débat démocratique sur ces sujets. Depuis que j'ai été nommé Président, j'ai souhaité faire rayonner la Commission de régulation en lui fixant quatre axes de travail stratégiques. Le premier est de contribuer de façon plus active à la construction de l'Europe de l'Énergie. Elle constitue déjà une réalité qu'il convient de renforcer et de protéger. Le second est de mettre notre expertise au service du Gouvernement, des collectivités locales. Au Parlement, qui nous a auditionnés plus de 12 fois en 2018, il faut apporter une analyse

technique et juridique fondées sur notre expérience du secteur. Le troisième est d'accompagner l'avenir de notre système énergétique. C'est le rôle du Comité de prospective, créé il y a deux ans qui rassemble tous les acteurs de notre monde énergétique, pour ensemble travailler et analyser les évolutions de moyen et long terme. Cela se traduit chaque année par un rapport qui présente les changements en cours et à venir, sur la production, sur les réseaux, ou encore sur l'état du système. Enfin au niveau international, il nous faut être au service de la France. Par ses actions de coopération multilatérales et bilatérales, la CRE participe ainsi au rayonnement de notre pays. Les rencontres entre régulateurs sont l'occasion d'échanges constructifs pour développer une régulation efficace chez nos partenaires et nourrir notre réflexion sur nos propres enjeux nationaux.

Comment agissez-vous pour exercer toutes ces missions ?

L'intérêt général préside à nos délibérations sur les marchés comme sur les réseaux. Nous proposons au Gouvernement les tarifs de l'énergie et nous fixons ceux de son acheminement. Nous surveillons les marchés. Nous validons les programmes d'investissement des gestionnaires des réseaux de transport. Ces travaux donnent lieu à de larges concertations avec l'ensemble des acteurs et en particulier les gestionnaires de réseaux. Enfin, je ne saurais oublier le rôle essentiel du CoRDIS, organe de sanction de la CRE dont les décisions garantissent le principe

d'un accès transparent et non discriminatoire aux réseaux d'électricité et de gaz naturel, clé de voûte de l'ouverture à la concurrence.

Quelles sont vos principales interrogations ?

Si nous voulons réduire les investissements trop lourds à financer et les violences environnementales, il nous faut évidemment modérer notre consommation d'énergie. Le recours aux flexibilités apporte des solutions aux enjeux de la transition énergétique. Je veux citer ici les interconnexions européennes, les mécanismes d'interruptibilité et d'effacement, les certificats de capacité, le stockage des énergies et les recharges électriques. Sur tous ces sujets, nous devons avancer ensemble pour accompagner l'innovation. Dans ce cadre, nous veillons à poser les bonnes questions et ne pas céder à l'air du temps, aux lobbies qu'ils soient industriels, écologiques ou nucléaires. Il faut savoir raison garder et analyser les choses. En premier lieu, le sujet de la transformation n'est pas la production de CO₂ puisqu'à titre d'exemple la France émet six fois moins de CO₂ que ses voisins allemands : le débat porte sur l'avenir du nucléaire. Il faut aussi prendre en considération que le prix de la production du nucléaire et du renouvelable se rapprochent, le prix du stockage baisse. Toutefois, la question des déchets nucléaires est primordiale. À terme, il nous faudra quitter le nucléaire si cette question n'est pas résolue. Enfin la production des renouvelables, hors hydroélectricité, reste faible en France.

Il s'agit là de politiques publiques et il appartient au Gouvernement et au Parlement de décider.

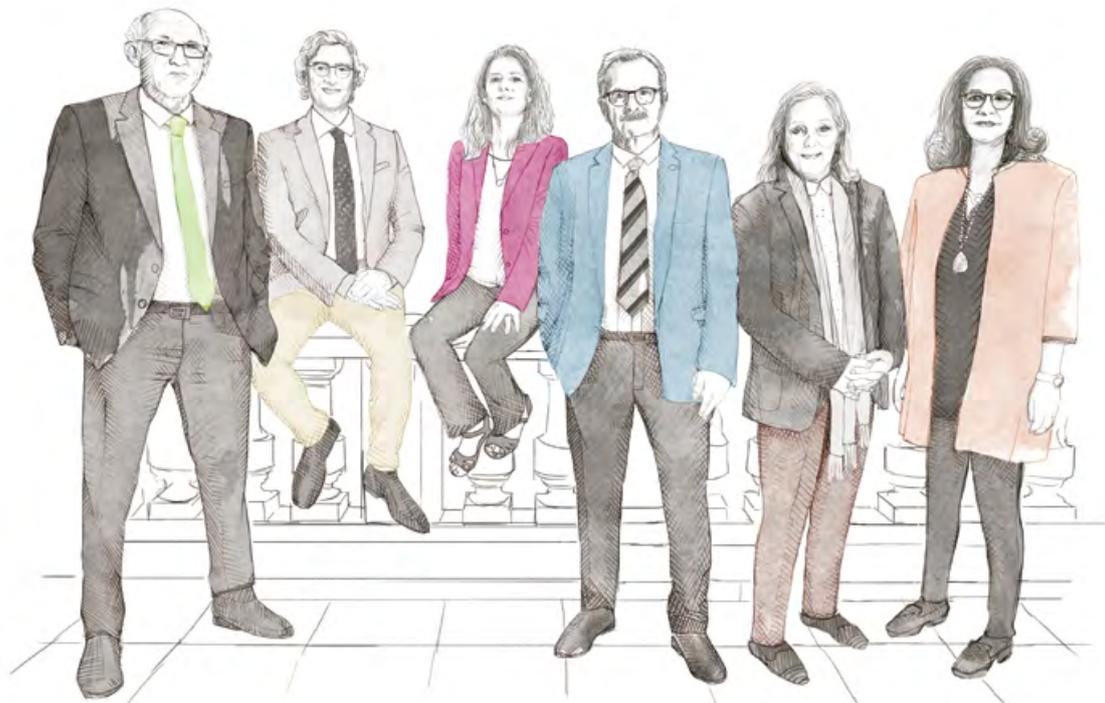
Pour accompagner cette transformation, la CRE travaille :

- sur les énergies renouvelables, elle instruit les appels d'offres. Elle émet des avis sur les textes d'application. Elle a aussi un rôle de conseil pour le Gouvernement, comme cela a été le cas récemment pour la suppression du plafond pour les installations de production d'énergie solaire ;
- sur le développement des réseaux : nous passerons à plusieurs millions de sites de production d'ici quelques années. Chacun peut imaginer les problèmes qui se posent en termes de raccordement et donc de gestion ;
- sur la question des données : avec les possibilités des compteurs communicants, Linky en électricité et Gazpar pour le gaz et avec la révolution numérique, ces innovations ouvrent des perspectives considérables à tous les acteurs de marchés ; mais il faut faire très attention à la perception par les citoyens. Combiner tous ces enjeux est un énorme chantier pour l'avenir énergétique et numérique de notre pays.

Vu de la CRE, que souhaitez-vous pour notre système énergétique ?

L'innovation, l'innovation et encore l'innovation. Mais une innovation respectueuse de la concurrence, de l'équité territoriale et de la solidarité. Dit autrement, regardons vers les étoiles et cessons de regarder nos pieds !

S'ASSURER QUE LE LIBRE CHOIX DU CONSOMMATEUR S'EXERCE EN TOUTE CONFIANCE



De gauche à droite :

Jean-Pierre Sotura, Jean-Laurent Lastelle, Hélène Gassin, Jean-François Carencu, Christine Chauvet et Catherine Edwige.

Le bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz au bénéfice des consommateurs est le fil conducteur des missions de la CRE avec une attention particulière à la vie des territoires.

Au niveau national, les marchés de détail de l'électricité et du gaz sont entr es dans une phase de foisonnement.

Pour l'électricité comme pour le gaz, près de 30 fournisseurs sont actifs sur le segment des clients résidentiels, avec de très grandes soci etes françaises et étrangères qui c oitoient des start-ups.

Dans ce contexte, les consommateurs peuvent d'abord privilégier leur pouvoir d'achat et choisir parmi les offres les moins chères. Mais la concurrence sur le marché de détail

permet aussi le développement de l'innovation, li e notamment à la transition énergétique et à la révolution numérique. Offres vertes, prix fixes sur plusieurs années, autoconsommation individuelle ou collective, offres adapt es aux véhicules électriques, aux week-ends ou aux heures creuses, pilotage des usages et maîtrise de la demande, choix d'un producteur local d'énergie renouvelable : les opportunités sont multiples. La CRE, dans l'exercice de sa mission de surveillance, s'attache à ce que le fonctionnement des marchés donne de la visibilité aux

consommateurs et leur permettent d'exercer leur libre choix en toute confiance.

Dans le domaine des énergies renouvelables, la CRE apporte son analyse technique au gouvernement et aux directeurs compétents.

Chacun sait que l'argent public n'est pas illimit e. Chaque euro doit être dépensé avec le souci de l'efficacité maximale pour pouvoir atteindre les objectifs ambitieux que notre pays s'est fixés en matière d'énergie renouvelable. C'est le sens des recommandations de la CRE qui sont

encore trop rarement suivies d'effet.

Dans les zones non interconnectées (Corse et départements d'outre-mer), les EnR et le stockage par batteries sont d'ores et déjà plus compétitifs. La CRE agit pour faciliter leur développement et promouvoir la maîtrise de la demande, afin de décarboner les mix énergétiques et réduire le coût de la péréquation tarifaire.

Face à ces transformations, le rôle des réseaux est majeur.

Les bilans récemment publiés par la CRE montrent que les coûts de réseaux ont été globalement maîtrisés ces dix dernières années, que la qualité d'alimentation s'est améliorée et que l'indépendance des gestionnaires de réseaux est assurée. Les réseaux doivent désormais s'adapter de façon efficace à l'évolution des technologies qui transforme leurs métiers. Ils doivent accueillir les nouveaux usages tels que l'autoconsommation, le stockage et le véhicule électrique et intégrer toujours plus d'énergies renouvelables. Les avancées technologiques, notamment sur le stockage de l'électricité, apportent de nouvelles solutions de flexibilité pour mieux maîtriser les coûts d'investissement. La CRE accompagne ces évolutions en veillant au maintien de l'équilibre et de la performance de notre système énergétique, et tout particulièrement au financement du réseau à long terme.

L'action de la CRE s'exerce aussi largement au niveau européen. L'adoption fin 2018 de la nouvelle législation européenne dite « paquet énergie propre » marque une étape décisive vers un marché intérieur européen de l'énergie durable, efficace et fiable. La CRE ne ménage pas ses efforts pour que cette intégration européenne ne perde jamais de vue l'intérêt du consommateur et préserve les qualités du modèle énergétique français. La CRE, en liaison avec ses homologues concernés, valide le développement de nouvelles interconnexions lorsqu'elles créent de la valeur pour le système énergétique national et européen. En 2018, la nouvelle liaison électrique entre la France et l'Espagne

« Golfe de Gascogne » a obtenu une subvention européenne record de 578 M€, ce qui garantit qu'elle n'alourdira pas la facture des consommateurs français tout en leur étant bénéfique. Les transformations profondes et rapides du secteur ont conduit la CRE à engager une vaste démarche de réflexion sur l'avenir. Le comité de prospective réunit autour de la CRE tous les acteurs du secteur et des personnalités éminentes. La CRE accueille avec grand intérêt ses recommandations et les prend en compte dans ses orientations. En 2018, la CRE a pris l'initiative de mener de larges concertations sur deux sujets majeurs pour l'avenir du système électrique : l'autoconsommation et la mobilité électrique. À la suite de ces travaux, elle a publié des recommandations qui visent à un développement efficace de ces nouveaux usages, au bénéfice de la collectivité.

L'année 2018 a connu une forte hausse des prix des énergies, pétrole, charbon et CO₂, notamment, qui s'est répercutée sur les prix de gros de l'électricité et du gaz.

Dans ce contexte, la CRE exerce sa mission de calcul des tarifs réglementés de vente avec rigueur. Conformément aux textes en vigueur, elle s'assure que les tarifs sont contestables et couvrent les coûts indispensables à l'activité d'un fournisseur d'électricité et de gaz efficace. Par ailleurs, dans le cadre de sa mission de surveillance des marchés de gros de l'électricité et du gaz, la CRE a sanctionné pour la première fois en 2018 un acteur du marché de gros du gaz pour manquement au règlement européen REMIT.

Dans le domaine du gaz, l'année 2018 a été marquée par deux réformes majeures portant sur la nouvelle régulation du stockage et la création de la zone de marché unique.

Toutes les deux contribuent à la sécurité des approvisionnements, simplifient le fonctionnement du marché et apportent aux consommateurs des prix plus compétitifs.

Enfin, l'année 2018 a vu se poursuivre la tendance à la multiplication des contentieux dans le secteur. La CRE élabore toutes ses décisions après une large concertation et avec la plus grande rigueur juridique. Elle cherche à construire progressivement un marché de l'énergie stable et cohérent propre à assurer la sécurité juridique et la visibilité nécessaires aux acteurs. Sur ce thème, la CRE ne peut que regretter l'agressivité de ces contentieux nombreux mais qui prospèrent peu.

Dans un contexte économique et social complexe, la CRE veille à la maîtrise dans la durée de la facture des consommateurs d'électricité et de gaz. Indépendante mais pas isolée, au cœur du secteur de l'énergie et de ses transformations, la CRE privilégie l'intérêt général dans l'accomplissement de ses missions.

« La CRE, dans l'exercice de sa mission de surveillance, s'attache à ce que le fonctionnement des marchés donne de la visibilité aux consommateurs et leur permettent d'exercer leur libre choix en toute confiance. »

3 minutes pour comprendre la CRE

Depuis sa création, le 24 mars 2000, la Commission de régulation de l'énergie (CRE), autorité administrative indépendante, veille au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz en France, au bénéfice des consommateurs finals et en cohérence avec les objectifs de la politique énergétique.

PRINCIPES

INDÉPENDANCE

vis-à-vis de l'industrie de l'énergie et du Gouvernement pour la mise en œuvre de certaines missions définies par la loi.

TRANSPARENCE

des travaux et des procédures d'élaboration des décisions et avis.

IMPARTIALITÉ

pour garantir la neutralité, l'équité et l'objectivité des décisions et avis.

DES MISSIONS EN DÉVELOPPEMENT CONTINU

PARTICIPER

à la construction du marché intérieur européen de l'énergie.

CONCOURIR

au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel au bénéfice du consommateur final.

RÉGULER LES RÉSEAUX

de gaz et d'électricité, qui sont des monopoles : fixer leurs tarifs et veiller à ce qu'ils ne favorisent aucun utilisateur.

VEILLER à la bonne information des consommateurs.

METTRE EN ŒUVRE

certains dispositifs de soutien aux énergies renouvelables, en instruisant des appels d'offres.

OBJECTIFS

GARANTIR

l'indépendance des gestionnaires de réseaux.

ÉTABLIR

des règles harmonisées de fonctionnement des réseaux et des marchés pour que circule librement l'énergie entre les pays des États membres de l'Union européenne.

ASSURER

la concurrence entre les fournisseurs d'énergie au profit des consommateurs.

VEILLER

à ce que les consommateurs obtiennent le meilleur service et paient le juste prix.

Les dates clés du marché de l'énergie

2000

Propose les tarifs d'utilisation des réseaux.

Donne son avis sur les tarifs réglementés d'électricité.

Évalue les charges de service public, met en œuvre les appels d'offres énergies renouvelables.

Règle les différends pour l'accès aux réseaux.

2005

Surveille les marchés de gros de l'électricité et du gaz.

2010

Surveille les marchés de gros du CO₂.

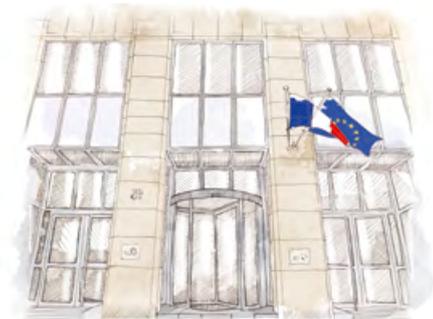
Met en œuvre l'ARENH et le mécanisme de capacité.

2011

Fixe les tarifs d'utilisation des réseaux.

Certifie les gestionnaires de réseaux de transport.

Donne son feu vert au déploiement de Linky et Gazpar.



DEUX ORGANES INDÉPENDANTS

LE COLLÈGE

Six commissaires, à parité entre les femmes et les hommes, nommés en raison de leurs qualifications juridiques, économiques et techniques, définissent les grandes orientations et adoptent les décisions et avis en s'appuyant sur l'expertise des directions, placées sous l'autorité du Président et du directeur général.

LE CORDIS

Quatre membres composent le Comité de règlement des différends et des sanctions, dont deux conseillers d'État et deux conseillers à la Cour de cassation. Ils sont chargés de régler les différends portant sur l'accès aux réseaux publics d'électricité et de gaz et leur utilisation entre gestionnaires et utilisateurs, et de sanctionner les infractions au code de l'énergie.

2018 en chiffres



142
agents
(hors commissaires)
au 31 décembre 2018.



22,8
Md€
Revenu autorisé des opérateurs régulés fixé pour le transport et la distribution d'électricité et des infrastructures gazières.



20,9
M€
Les crédits nécessaires au fonctionnement de la CRE sont proposés par la Commission au ministre chargé des Finances afin d'être inscrits dans la loi de finances. Les crédits alloués sont inscrits au budget général de l'État. La CRE est soumise au contrôle de la Cour des comptes.

276
délibérations.

15

consultations
publiques.

92

acteurs de marché
auditionnés par
le collège.

12

auditions du
Président, du directeur
général et des
services de la CRE
devant le Parlement.

66

séances de
Commission.

10

décisions du CoRDIS.

11

saisines du CoRDIS.

2015

Assure 13 nouvelles missions issues de la loi de transition énergétique (régulation du stockage de gaz, expérimentations *Smart Grids*, etc.).

Peut faire auditer les informations recueillies dans le cadre de ses missions aux frais des entreprises.

2016

Propose le montant des tarifs réglementés d'électricité (tarifs bleus).

2017

Régule le stockage de gaz et approuve les contrats d'accès aux réseaux des fournisseurs dans le cadre de la loi hydrocarbures.

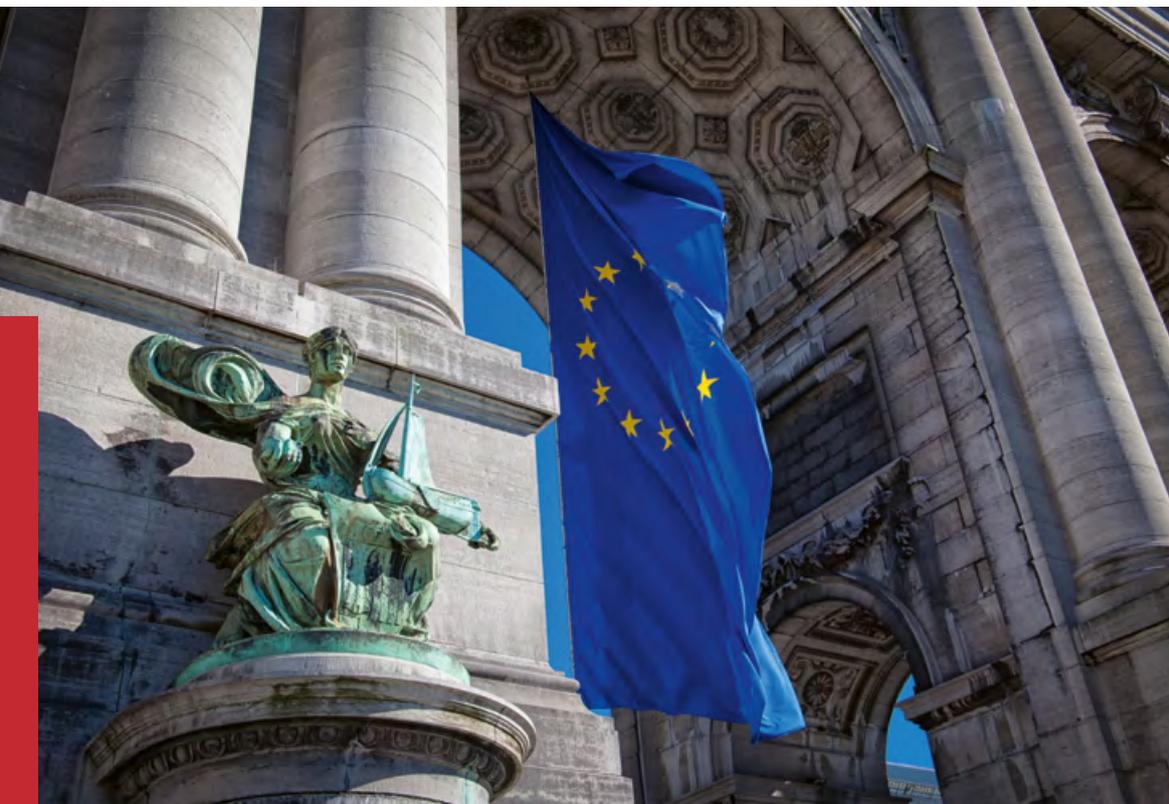
2018

Assure de nouvelles compétences en matière d'obligation de capacité.



Pour en savoir plus sur l'ensemble des dates clés du marché de l'énergie : [cliquez ici](#).

LA CRE, ACTEUR ENGAGÉ EN EUROPE ET DANS LE MONDE



20

collaborateurs de la CRE
mobilisés sur les questions
européennes.

Les

3 objectifs du Paquet Énergie Propre :

privilégier l'efficacité
énergétique, parvenir
au premier rang mondial
pour les EnR, renforcer
le pouvoir des
consommateurs.

La transition énergétique dans les îles européennes

La CRE a organisé à Paris en 2018 un forum sur la transition énergétique dans les îles européennes. Elle a participé au panel décarbonation du *Smart Island World Congress* à Majorque et au forum de Naxos organisé par le régulateur grec RAE. Ces événements resserrent les liens entre régulateurs du Sud autour de la transition énergétique dans les îles. La CRE a aussi soutenu début 2019 un consortium européen visant à créer et gérer, sous financement H2020, un fonds pour les îles européennes destiné à favoriser les investissements dans la transition énergétique.

L'Union européenne entend assurer aux consommateurs une énergie sûre, abordable et durable au travers de la libéralisation des marchés de l'énergie et de la création d'un véritable marché intérieur. Pour favoriser l'intégration des marchés, la CRE coopère avec les instances européennes de régulation et entretient des rapports réguliers avec la Commission européenne, le Conseil et le Parlement européen.



Klaus-Dieter Borchardt, Directeur général adjoint, Direction générale de l'Énergie à la Commission européenne (DG ENER) et Jean-François Carencio, Président de la CRE.



Stefano Besseghini, Président de l'ARERA, Jochen Homan, Président de la BNetzA et Jean-François Carencio, Président de la CRE, dans le cadre des réunions trilatérales des régulateurs français, allemand et italien.

PAQUET ÉNERGIE

Participation au débat européen

Les négociations sur le paquet énergie propre pour tous les Européens ont abouti fin 2018. Il décline huit propositions législatives relatives notamment à la gouvernance de l'Union de l'énergie, à l'organisation du marché de l'électricité, aux missions de l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) et à la sécurité d'approvisionnement. Compromis équilibré, l'accord de décembre 2018 répond aux observations formulées par la CRE dès juin 2017. Il adapte les règles du marché de l'électricité pour mieux intégrer les EnR dans les réseaux, encourage les échanges transfrontaliers d'énergie et le développement d'instruments de flexibilité, effacement ou stockage, par exemple. Il favorise l'innovation et donne davantage d'outils aux consommateurs pour produire et consommer une énergie fiable, compétitive et de plus en plus décarbonée à l'échelle européenne. La CRE a débuté en 2019 un travail d'analyse pour mettre en œuvre ce paquet et préparer l'avenir des prochaines législations européennes.

SENS DE LA RÉGULATION

Coopération avec les régulateurs européens

La CRE participe activement aux travaux des instances européennes de régulation : Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER) et Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER). Leur gouvernance a été renouvelée en 2018 avec l'élection d'Annegret Groebel (Bundesnetzagentur, Allemagne) à la tête du CEER et de Clara Poletti (ARERA, Italie) à celle du Conseil des régulateurs de l'ACER. Hélène Gassin, membre du collège de la CRE et vice-Présidente du CEER, a supervisé l'adoption de la stratégie 3D (*Decentralization, Digitalization and Dynamic regulation*) du CEER. La CRE est représentée dans tous les groupes de travail de ces deux organisations. Elle assure, en outre, la coprésidence du *Market Integrity and Transparency Working Group* (MIT WG) de l'ACER et la vice-présidence du *Gas Working Group* (GWG) du CEER.

INITIATIVES EUROPÉENNES

Coopérations régionales et relations bilatérales

La CRE concourt activement aux initiatives régionales de quatre des sept régions électriques et deux des trois régions gazières européennes. Elle renforce ses liens bilatéraux avec les autres pays européens. Ses services entretiennent des relations quotidiennes avec leurs homologues des pays voisins pour coordonner leurs décisions sur des sujets d'intérêt commun : règles d'accès aux interconnexions, partage des coûts des nouvelles infrastructures transfrontalières, etc. Pour se préparer aux conséquences du Brexit sur l'utilisation des interconnexions avec le Royaume-Uni, la CRE a échangé avec le négociateur en chef de l'Union européenne, Michel Barnier, et ses équipes. Elle a aussi travaillé avec les régulateurs voisins du Royaume-Uni pour adopter une approche coordonnée sur le fonctionnement des interconnexions reliant l'Europe continentale et le Royaume-Uni, dans l'hypothèse d'absence d'accord entre le Royaume-Uni et l'Union.



Pour en savoir plus sur l'interview de Mr Carencio au colloque La France dans l'Europe de l'énergie : [cliquez ici](#).

LA COOPÉRATION INTERNATIONALE : PARTAGER EXPÉRIENCE ET SAVOIR-FAIRE

Mission au Bénin

À l'invitation de l'ARE, le régulateur du Bénin, la CRE a effectué en 2018, dans le cadre du réseau RegulaE.Fr, une mission à Cotonou financée par la Commission européenne.

Construction des tarifs d'électricité, sélection des producteurs indépendants, etc. :

la régulation était au centre des échanges entre experts de la CRE et de l'ARE. Le Bénin joue un rôle clé dans la création du marché régional de l'énergie de la Communauté économique des États d'Afrique de l'Ouest (15 pays, 350 millions d'habitants) en 2018.

La délégation de la CRE s'est aussi entretenue avec le ministre béninois de l'Énergie et a visité le chantier d'une centrale électrique thermique.

Vingt-quatre délégations reçues à la CRE en visite d'étude en 2018.



Mme Chauvet, Commissaire à la CRE, a été élue à la vice-présidence de MedReg le 29 novembre 2018 à Istanbul.

Hausse de 34 % du budget de MedReg 2019, négocié en 2018 avec la Commission européenne. Deux nouveaux membres : le Maroc et le Liban.

Convaincue du bénéfice mutuel d'un partage de bonnes pratiques, la CRE fait progresser la culture de la régulation, par exemple avec les voisins de l'Union européenne. Son expertise est surtout recherchée par les États qui souhaitent créer un régulateur ou réformer leur secteur énergétique. Ces coopérations passent par des visites d'étude, des missions d'expertise et des jumelages financés par l'Union européenne en soutien de sa politique de voisinage et de développement.

Missions d'expertise sur le terrain

Ces missions bilatérales sont l'occasion pour les régulateurs d'échanger savoir-faire et bonnes pratiques et, pour la CRE, de proposer des diagnostics et des solutions à des problématiques liées aux marchés et aux réseaux. Outre une mission au Bénin, elle est notamment intervenue en 2018, à la demande de l'ADEME, à l'île Maurice pour un séminaire sur le cadre réglementaire des énergies renouvelables et de la bioélectricité.

La CRE, vice-Présidente de MedReg

Lors de sa 26^e assemblée générale, l'Association des régulateurs méditerranéens de l'énergie, MedReg, a élu sa nouvelle équipe dirigeante avec à sa tête le régulateur turc. Membre du collège de la CRE, Christine Chauvet a été élue vice-Présidente aux côtés des régulateurs albanais et italien : elle entend intensifier le partage d'expérience entre les membres des rives nord et sud et favoriser la montée en compétence des plus jeunes régulateurs. La CRE conserve la présidence du groupe de travail électricité.

Jumelages au Maroc et en Géorgie

Impliquée dans le jumelage « Appui au renforcement du secteur de l'énergie » liant les ministères français et marocain de l'énergie, la CRE a réalisé quatre missions d'expertise au Maroc en 2018.

Sollicitée par l'Agence française de développement (AFD), elle a aussi évalué, en Géorgie, les bénéfices de la réforme du secteur électrique. Elle fait partie du consortium retenu par la Commission européenne pour un jumelage avec le régulateur géorgien, le GNERC. Elle prendra en charge le renforcement des compétences du GNERC sur la régulation incitative et le déploiement des compteurs intelligents.

Participation aux travaux du réseau des régulateurs économiques de l'OCDE

La CRE participe aux travaux du NER, *Network of Economic Regulators*, qui rassemble plus de 80 régulateurs des pays de l'OCDE et des pays partenaires dans une approche intersectorielle (énergie, télécommunications, transports, eau, etc.). Thème central des travaux 2018 :

les conséquences des innovations technologiques sur la gouvernance et la performance des régulateurs.

L'essor de RegulaE.Fr, le réseau francophone des régulateurs de l'énergie

Créé en 2016 à l'initiative de la CRE avec les régulateurs ivoirien (ANARE-CI), belge (CREG) et québécois (Régie de l'énergie), RegulaE.Fr rassemble 26 autorités de régulation francophones dont deux nouveaux membres en 2018 : les régulateurs d'Haïti et de l'île Maurice.

Trois événements ont réuni les membres en 2018 :

- une session informelle d'échanges en marge du 7^e Forum mondial sur la régulation de l'énergie à Cancun, en présence de Jean-Michel Glachant, directeur de l'École de régulation

de Florence, et de Jorge Vasconcelos, premier Président du CEER ;

- un atelier de travail organisé à Montréal à l'invitation de la Régie de l'énergie du Québec sur la digitalisation du secteur de l'énergie et la transition énergétique ;
- l'assemblée générale de RegulaE.Fr réunie à Dakar à l'invitation du Président de la Commission de régulation du secteur de l'électricité sénégalaise, élu à cette occasion Président du réseau. Membre du collège de la CRE, Catherine Edwige a été élue première vice-Présidente et Hippolyte Ebagnitchie, directeur général du régulateur ivoirien (ANARE-CI), deuxième vice-Président. L'atelier adossé à cette réunion qui portait sur la tarification de l'électricité a montré les principes communs d'élaboration des tarifs : couvrir les coûts, rémunérer les investissements, permettre un accès

non discriminatoire aux réseaux à tous les acteurs en cas d'ouverture à la concurrence. Les discussions ont également révélé les priorités différentes en fonction des régions : parachever l'électrification des territoires en Afrique, adapter les systèmes électriques à la transition énergétique en Europe. En Afrique, dans un contexte où l'accès à l'énergie pour tous est un enjeu fondamental, le tarif a d'abord vocation à couvrir les coûts et rémunérer l'investissement. À Dakar, les membres de RegulaE.Fr ont aussi assisté à la soutenance des mémoires du programme BADGE (Bilan d'aptitudes délivré par les grandes écoles) de l'École des mines, dont les effectifs augmentent chaque année et auquel les experts de la CRE contribuent activement.



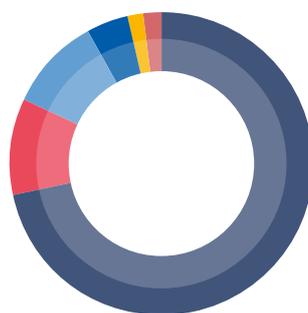
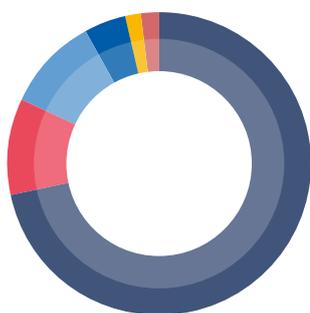
Atelier de travail de RegulaE.Fr sur la tarification de l'électricité : 16 régulateurs francophones représentés le 14 novembre 2018 à Dakar.

Panorama de l'énergie en France

MIX ÉNERGÉTIQUE

Production d'électricité par filière en 2018

Parc de production d'électricité au 31/12/2018




Nucléaire
71,7 %
393,2 TWh


Hydraulique
12,4 %
68,3 TWh


Solaire
1,9 %
10,2 TWh


Nucléaire
63 130 MW


Hydraulique
25 510 MW


Solaire
8 527 MW


Thermique
fossile
7,2 %
39,4 TWh


Éolien
5,1 %
27,8 TWh


Bioénergies
1,8 %
9,7 TWh


Thermique
fossile
18 588 MW


Éolien
15 108 MW


Bioénergies
2 026 MW

+

548,6 TWh

+

132 889 MW

Source : Bilan électrique 2018 RTE

ÉLECTRICITÉ : DE LA PRODUCTION À LA CONSOMMATION

+

PRODUCTION
548,6 TWh



Production nucléaire
393,2 TWh



Production thermique à combustible fossile
39,4 TWh



Production renouvelable injectée dans le RPT (dont hydro)
60,9 TWh



Production décentralisée injectée directement sur le RPD² (EnR + cogénération)
49,9 TWh

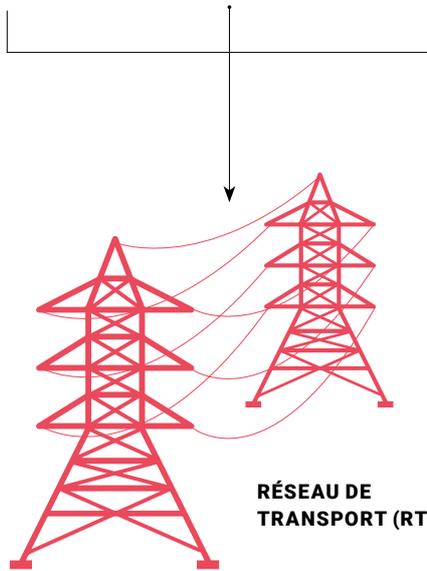
SOLDE EXPORTATEUR
60,2 TWh

Import
26,1 TWh

Export
86,3 TWh

Pertes de transport
11,1 TWh

Soutirages directs sur RPT¹ (inclus STEP)
71,3 TWh

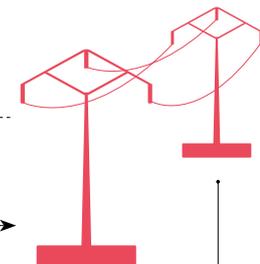


RÉSEAU DE TRANSPORT (RTE)

Refoulements du RPD² vers RPT
12,9 TWh

Soutirages des réseaux de distribution sur le RPT¹
340,2 TWh

RÉSEAU DE DISTRIBUTION (Enedis + ELD)



Soutirages des clients distribution² (hors ELD)
347,9 TWh

Pertes de distribution
23,3 TWh

+

CONSOMMATION INTÉRIEURE BRUTE¹

478 TWh



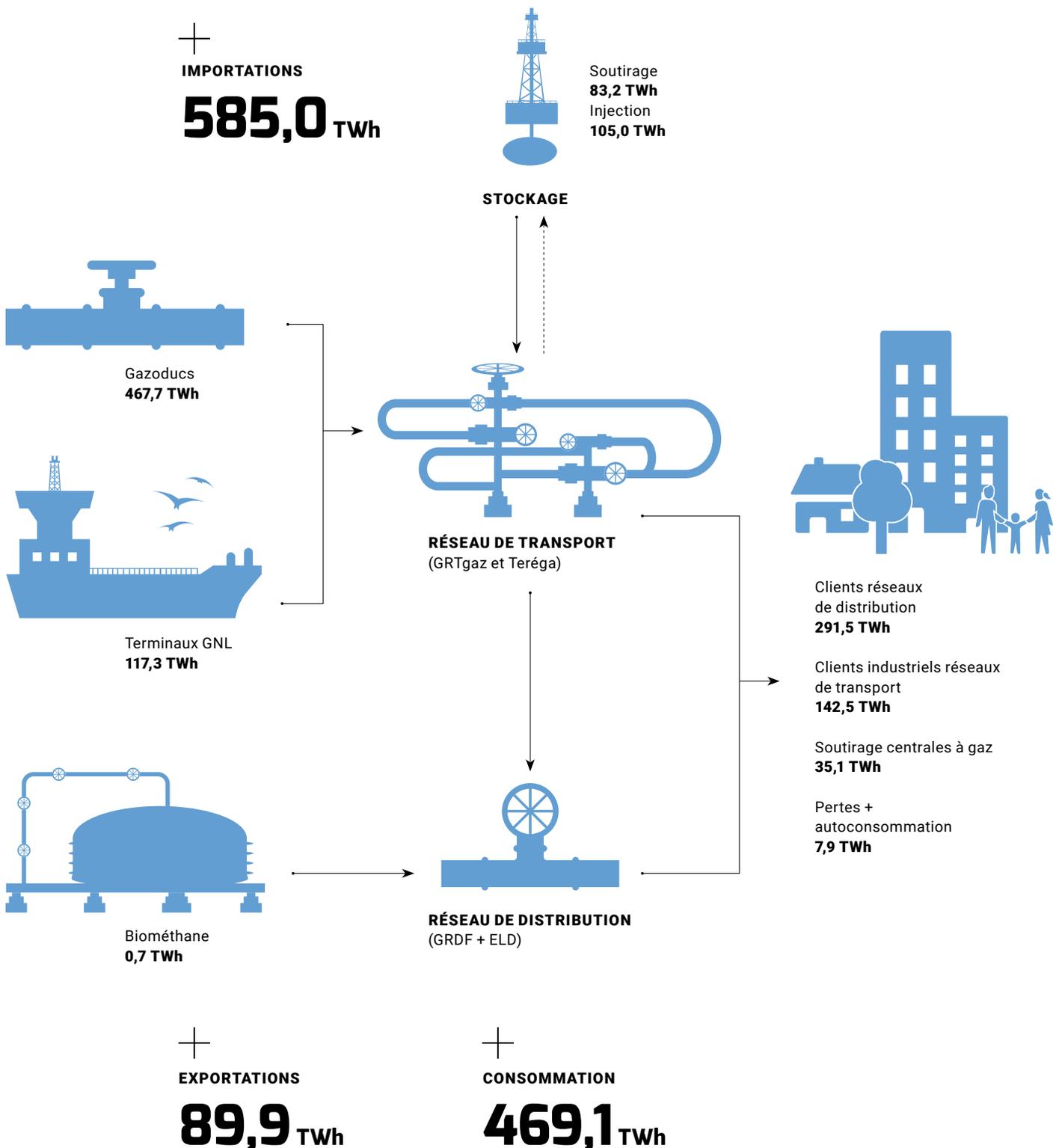
1 - France métropolitaine, Corse comprise.

2 - Hors entreprises locales de distribution (environ 5 % du territoire métropolitain).

RPT : réseau public de transport. RPD : réseau public de distribution.

Sources : Bilan électrique 2018 RTE, aperçus électriques mensuels 2018 RTE, analyses mensuelles 2018 Enedis.

GAZ : DE L'IMPORTATION À LA CONSOMMATION



Les consommateurs résidentiels

Nombre de sites résidentiels et volume de consommation

ÉLECTRICITÉ

32,7

millions de sites, 155,7 TWh (soit 35 % de la consommation totale en France).

GAZ

10,7

millions de sites, 118,8 TWh (soit 24 % de la consommation totale en France).

Nombre de sites résidentiels en offre de marché et chez un fournisseur alternatif

ÉLECTRICITÉ

7 430 000

sites dont 7 158 000 sites chez un fournisseur alternatif (soit 30,3 TWh vs 1,39 TWh fourni en offre de marché par les fournisseurs historiques).

GAZ

6 392 000

sites dont 3 149 000 sites chez un fournisseur alternatif (soit 33,5 TWh vs 38,1 TWh fournis en offre de marché par les fournisseurs historiques).

Offre de marché, en gaz et en électricité, la moins chère par rapport au tarif réglementé

ÉLECTRICITÉ

Sur le marché de l'électricité, le prix de l'offre de marché indexée sur le tarif réglementé la moins chère proposée à Paris est inférieur de 7 % au tarif réglementé de vente TTC, pour un client moyen au tarif base 6 kVA consommant 2,4 MWh/an et de 8 % pour un client moyen au tarif heures pleines/heures creuses 9 kVA consommant 8,5 MWh/an.

GAZ

Sur le marché du gaz naturel, l'offre de marché à prix variable la moins chère proposée à Paris, d'une part à un client type consommant 750 kWh/an (cuisson) et d'autre part à un client type consommant 17 MWh/an (chauffage au gaz) est inférieure respectivement de 6 % et 8 % au tarif réglementé de vente TTC.

RÉPARTITION DE LA FACTURE

ÉLECTRICITÉ

1 356€

TTC/an pour un client 9 kVA (client consommant 8 500 kWh, répartis en 54 % heures pleines et 46 % heures creuses).



FISCALITÉ

37 % CTA : 26€, TVA : 191€, TCFE : 81€, CSPE : 209€

FOURNITURE D'ÉNERGIE

36 %
481€

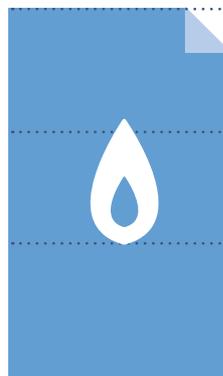
ACHEMÈNEMENT

27 %
368€ (TURPE, transport et distribution)

GAZ

1 356€

TTC/an pour un client au tarif B1 consommant 17 000 kWh (usage chauffage)



FISCALITÉ

27 % TVA : 196€, TICGN : 144€, CTA : 33€

FOURNITURE D'ÉNERGIE

41 %
550€

ACHEMÈNEMENT

32 %
Distribution : 285€, transport : 90€, stockage : 58€

Acheminement : part du tarif réglementé de vente couvrant les coûts de transport, stockage et distribution. Les coûts de transport et de distribution sont déterminés par application des tarifs d'utilisation des réseaux d'électricité (TURPE) et de gaz (ATRD pour la distribution et ATRT pour le gaz) fixés par la CRE. / **CSPE** : la contribution au service public de l'énergie (CSPE) est perçue pour le compte des douanes et intégrée en tant que recette au budget de l'État. Elle s'élève à 22,5 €/MWh depuis le 1^{er} janvier 2016. / **CTA** : la contribution tarifaire d'acheminement permet de financer les droits spécifiques relatifs à l'assurance vieillesse des personnels relevant du régime des industries électriques et gazières. / **Fourniture** : part du tarif réglementé de vente couvrant l'approvisionnement et les coûts de commercialisation. / **TCFE** : les taxes sur la consommation finale d'électricité sont définies par chaque commune et chaque département. Elles dépendent de la puissance souscrite et d'un coefficient multiplicateur fixé et voté avant le 1^{er} octobre de chaque année par les conseils municipaux et généraux pour l'année suivante. / **TICGN** : la taxe intérieure sur la consommation de gaz naturel est perçue pour le compte des douanes. Depuis le 1^{er} avril 2014, la TICGN s'applique à l'ensemble des consommateurs de gaz naturel, notamment les clients résidentiels (certains usages industriels continueront toutefois à bénéficier de l'exonération). La contribution au tarif spécial de solidarité, qui permet de financer le tarif spécial de solidarité, ainsi que la contribution biométhane, laquelle finance les charges de service public portant sur l'achat de biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel, sont incluses dans la TICGN depuis le 1^{er} janvier 2016. Depuis le 1^{er} janvier 2018, elle s'élève à 8,45 €/MWh (elle était de 5,88 €/MWh en 2017). / **TVA** : la taxe sur la valeur ajoutée s'applique à hauteur de : 5,5 % sur la part fixe (y compris la CTA) ; 20,0 % sur la part proportionnelle.

Les réseaux

BILAN DES IMPORTS ET EXPORTS EN GAZ

SOLDE DES ÉCHANGES NET

-498,1 TWh

Capacités d'interconnexion

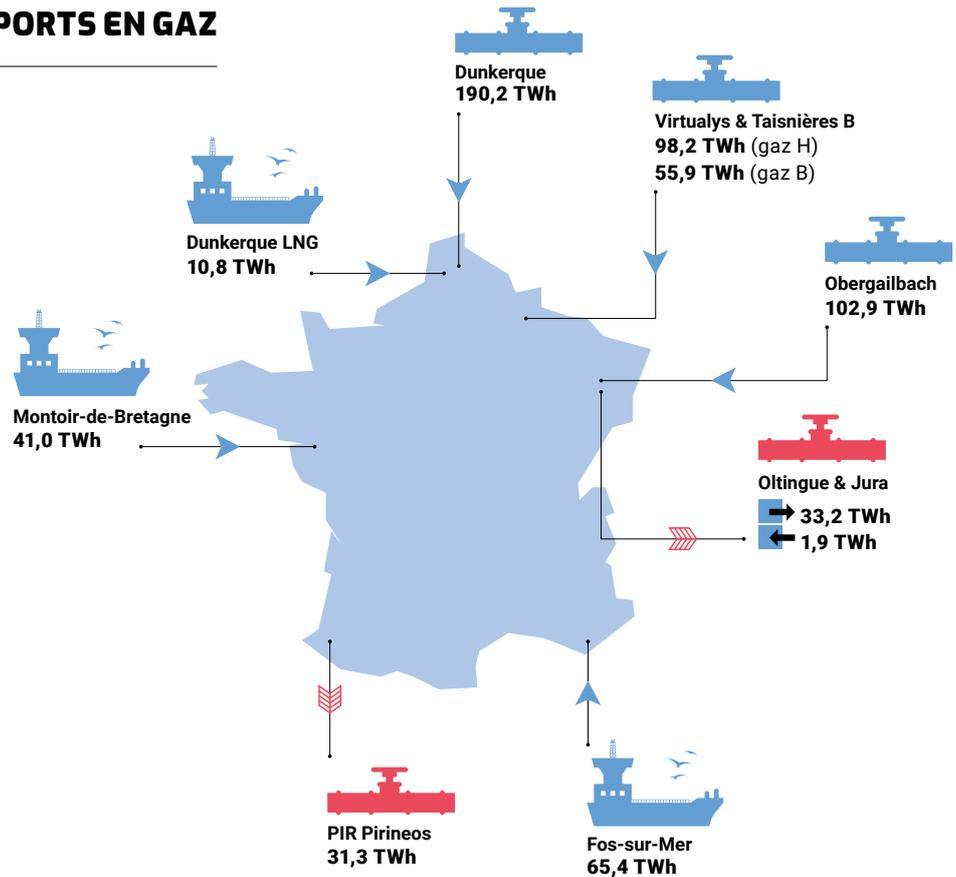
3 685 GWh/j en entrée
et 695 GWh/j en sortie

Importations

585 TWh

Exportations

89,9 TWh



Stockage

Géométhane

- Nombre de sites : 1
- Volume utile (TWh) : 3,3 TWh
- Débit de soutirage à 45 % de remplissage (GWh/j) : 170

Storengy

- Nombre de sites : 9
- Volume utile (TWh) : 102,1 TWh
- Débit de soutirage à 45 % de remplissage (GWh/j) : 1650

Teréga

- Nombre de sites : 2
- Volume utile (TWh) : 33,1 TWh
- Débit de soutirage à 45 % de remplissage (GWh/j) : 555

GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX DE TRANSPORT (GRT)

Transport électricité : 1 GRT, RTE

- 105 857 km de réseaux en 2018
- Énergie acheminée : 513 TWh
- 311 clients industriels en 2017 dont 15 entreprises ferroviaires

Transport de gaz : 2 GRT

GRTgaz

- 32 548 km de réseaux
- Énergie acheminée : 646 TWh
- 739 clients industriels actifs dont 13 centrales à gaz

Teréga

- 5107 km de réseaux
- Énergie acheminée : 124 TWh
- 119 clients industriels

GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX DE DISTRIBUTION (GRD)

Distribution d'électricité

- 144 GRD dont 6 de plus de 100 000 clients (Enedis, Strasbourg Électricité Réseaux, Gérédis, SRD, URM, GreenAlp). Enedis couvre 95 % de la France et dessert 36,5 millions de clients.
- Longueur totale de réseau : environ 1,4 million de km
- Énergie acheminée : 370 TWh
- Nombre total de clients : environ 38,9 millions

Distribution de gaz

- 26 GRD > dont 1 GRD principal, GRDF, couvrant 95 % de la France et desservant 11 millions de clients
- Longueur totale de réseau : environ 206 000 km
- Volume total acheminé : 292 TWh
- Nombre total de clients : environ 11,4 millions

BILAN DES IMPORTS ET EXPORTS EN ÉLECTRICITÉ

+
SOLDE DES ÉCHANGES NET

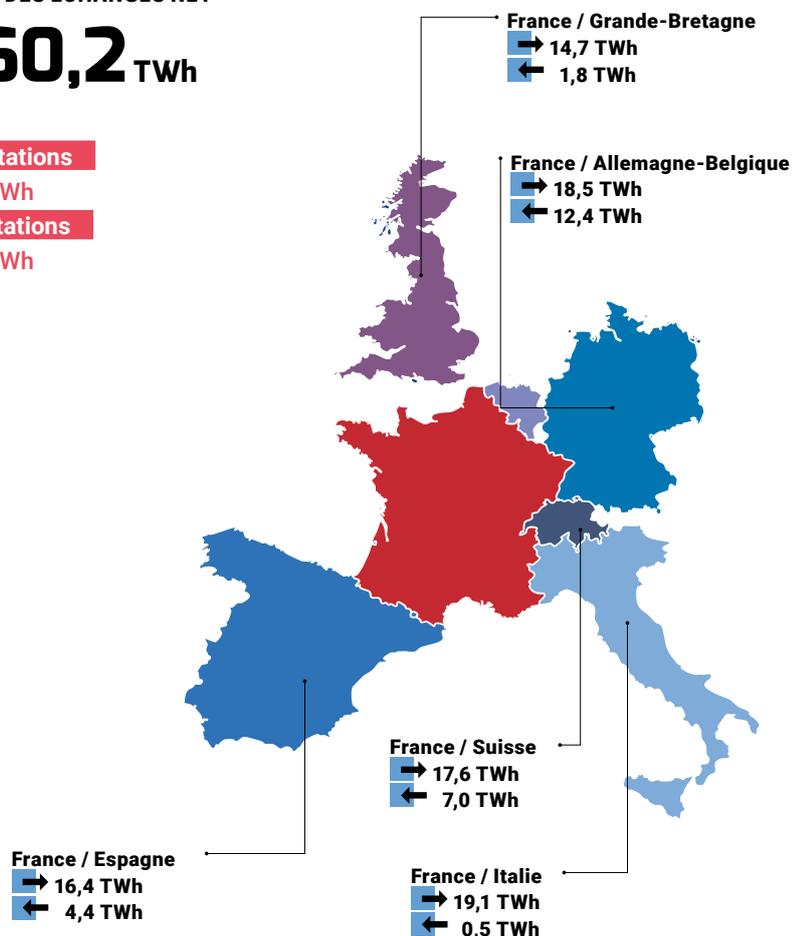
+ 60,2 TWh

Importations

26,1 TWh

Exportations

86,3 TWh



NOMBRE DE TERMINAUX MÉTHANIERES ET LEUR CAPACITÉ DE STOCKAGE

Montoir (Elengy)

Capacité de regazéification de 10 milliards de m³ par an et capacité de stockage de GNL de 360 000 m³

Fos Tonkin (Elengy)

Capacité de regazéification de 3 milliards de m³ par an et capacité de stockage de GNL de 80 000 m³

Fos Cavaou (Fosmax LNG)

Capacité de regazéification de 8,25 milliards de m³ par an et capacité de stockage de GNL de 330 000 m³

Dunkerque (Dunkerque LNG)

Capacité de regazéification de 13 milliards de m³ par an et capacité de stockage de GNL de 600 000 m³ (en service depuis janvier 2017)

Les marchés de gros

VOLUMES ÉCHANGÉS SURVEILLÉS PAR LA CRE EN ÉLECTRICITÉ ET EN GAZ

+
SOLDE DES ÉCHANGES NET

1715,5 TWh échangés
soit 66 Md€

ÉLECTRICITÉ

972,5 TWh échangés
soit 50,1 Md€

GAZ

743 TWh échangés
soit 16 Md€

PRIX MOYENS DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ

ÉLECTRICITÉ

Prix spot moyen 2018

50,2 €/MWh

GAZ

Prix spot moyen en 2018 au PEG (PEG Nord et TRS avant novembre)

23,3 €/MWh





LE CONSOMMATEUR FACE À LA HAUSSE DES PRIX DE L'ÉNERGIE

Face à la hausse des prix de l'électricité et du gaz naturel répercutée dans la facture, les consommateurs sont de plus en plus nombreux à rechercher l'offre la plus attractive. Dans le cadre de sa mission de surveillance des marchés, la CRE s'assure de la protection des consommateurs.

22/03/2018

*Délibération sur l'intégrité
et la transparence du marché
de gros de l'énergie.*

1^{ère} sanction

*au titre du règlement REMIT
par le CoRDIS.*

6 enquêtes

REMIT diligentées par la CRE.

La CRE a pour mission de surveiller depuis 2006 les marchés de gros français de l'électricité et du gaz naturel. Elle publie chaque année son rapport de surveillance sur le fonctionnement des marchés de gros français



MARCHÉS DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ NATUREL : LA SURVEILLANCE DE LA CRE



MARCHÉS DE GROS

➔ **26 %**

en moyenne des prix spot de l'électricité en France en 2018.

➔ **35 %**

des prix à terme de l'électricité en France en 2018.

➔ **25 %**

en moyenne des prix spot du gaz en France en 2018.



Pour en savoir plus sur les observatoires des marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel : [cliquez ici](#).

de l'électricité et du gaz naturel ainsi que, chaque trimestre, son Observatoire des marchés de gros.



Des pouvoirs d'enquête en cas de suspicion d'abus de marché et de sanction en cas de manquement

Le règlement UE n°1227/2011 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2011 relatif à l'intégrité et à la transparence des marchés de gros de l'énergie, dit règlement REMIT, est entré en vigueur le 28 décembre 2011. À ce titre, la CRE surveille le respect des obligations de publication des informations privilégiées (article 4 du règlement) et des interdictions d'opérations d'initiés (article 3) et manipulations de marché (article 5). La CRE garantit aussi le respect de ces obligations et interdictions dans le cadre du mécanisme d'obligation de capacité. Dans sa délibération du 22 mars 2018, la CRE a rappelé aux acteurs de marché les principales obligations qui leur incombent au titre du règlement REMIT. Elle a indiqué qu'elle prendrait les mesures nécessaires pour identifier et poursuivre les manquements potentiels au règlement REMIT, en particulier ceux relatifs aux interdictions d'abus de marché et à l'obligation de publication d'informations privilégiées.

Six enquêtes diligentées

En cas de soupçon de manquement aux dispositions du règlement REMIT et conformément aux dispositions du code de l'énergie, la CRE peut ouvrir une enquête, confiée par son Président à un agent enquêteur. Le cas échéant, l'enquête peut aboutir à la saisine du CoRDIS, Comité de règlement



Infrastructure gazière.



MARCHÉ DE DÉTAIL

Plus de

30

offres de marché proposées
aux particuliers pour le gaz
naturel fin 2018.

59

offres de marché proposées
aux particuliers pour l'électricité
fin 2018.

132,98 TWh

d'ARENH demandés pour 2019
par 69 fournisseurs d'électricité
(hors filiales d'EDF), pour un
plafond légal de 100 TWh.

des différends et des sanctions.

Une enquête a abouti en octobre 2018 à la sanction de 5 M€ par le CoRDIS de la société Vitol SA, qui a contesté cette décision devant le Conseil d'État. Fin 2018, la CRE a diligencé six enquêtes : quatre sur le marché de gros de l'électricité et deux sur celui du gaz naturel.

En 2018, le périmètre surveillé par la CRE dans le cadre de REMIT représente 637 450 transactions sur les marchés, soit l'équivalent de 1 720 TWh échangés ou plus de 66 Md€. La CRE a formulé 42 demandes d'informations détaillées auprès des acteurs de marché en 2018.

PREMIÈRE SANCTION DU CORDIS DANS LE CADRE DE L'APPLICATION DU REMIT

Le 5 octobre 2018, le CoRDIS a prononcé une sanction à hauteur de 5 M€ à l'encontre de la société Vitol SA pour avoir procédé à des manipulations de marché au point d'échange de gaz (PEG Sud entre le 1^{er} juin 2013 et le 31 mars 2014).

Cette sanction, la première du CoRDIS portant sur la surveillance des marchés de gros de l'énergie, fait suite à l'enquête ouverte en avril 2014 par la CRE et à la saisine du CoRDIS par le Président de la CRE en décembre 2016. La décision du CoRDIS a relevé que le mode opératoire de la société Vitol SA était de nature à envoyer au marché des indications trompeuses quant à l'état de l'offre et de la demande au PEG Sud. Dans son communiqué de presse du 9 octobre 2018, la CRE a rappelé que les marchés de gros de l'électricité et du gaz avaient pour fonction d'organiser de façon efficace et transparente la rencontre de l'offre et de la demande, et que les prix qui en résultant devraient refléter la rareté ou l'abondance de l'énergie, à l'exclusion de toute manipulation de quelque nature que ce soit. Les entreprises participant à ces marchés sont donc soumises à des obligations strictes en matière de comportement et de transparence, en application du règlement REMIT. La CRE a salué la décision du CoRDIS qui atteste une surveillance véritable du bon fonctionnement des marchés.

MARCHÉS DE GROS DE L'ÉNERGIE : FORTE HAUSSE DES PRIX

En France comme en Europe, les marchés de gros de l'énergie ont enregistré en 2018 une forte hausse des prix spot et à terme.

Électricité : l'impact de la hausse du coût des matières premières combustibles

En France, les prix de l'électricité sur les marchés de gros ont fortement augmenté en 2018 : + 26 % en moyenne pour les prix spot (court terme) par rapport à 2017 et + 35 % pour les prix long terme (calendaire pour livraison l'année suivante). Observée aussi dans les autres pays européens, cette évolution procède de plusieurs facteurs, notamment la hausse des prix des matières premières énergétiques utilisées comme combustibles pour la production, en particulier le gaz et le charbon, mais aussi des quotas de CO₂, qui a plus que triplé au cours de l'année. En mai 2018, le prix du Brent a ainsi atteint ses plus hauts niveaux depuis 2014.

Gaz : l'impact de phénomènes conjoncturels

Les prix du gaz sur les marchés de gros ont augmenté en France et en Europe, de 50 % environ de janvier à septembre 2018 et de près de 25 % en moyenne sur l'année par rapport à 2017. La vague de froid de l'hiver 2018 puis l'épisode de chaleur estivale couplé à un niveau élevé de production d'électricité à partir de gaz expliquent cette hausse. À ce contexte se sont ajoutés de faibles importations de gaz naturel liquéfié dues à une forte demande en Asie, un approvisionnement perturbé par des maintenances et la tendance haussière généralisée des prix des autres matières premières. À son pic, le 10 septembre 2018, le MWh valait 29,10 € au point d'échange de gaz (PEG) Nord. La hausse des niveaux de stockage et les températures supérieures aux normales saisonnières ont fait redescendre les prix à 22 €/MWh fin décembre 2018.

Marché du carbone : le triplement du prix des quotas de CO₂

Le marché du carbone a, lui aussi, connu une forte augmentation en 2018, contribuant à la hausse des prix de l'électricité. Alors qu'il se maintenait depuis plusieurs années aux alentours de 5 €/tonne de CO₂, le prix des quotas de CO₂ est passé de 7,8 €/tonne de CO₂ début janvier 2018 à 23,4 €/tonne de CO₂ le 17 décembre 2018. Ce triplement a été impulsé par l'anticipation de la mise en service en 2019

de la réserve de stabilité de marché (MSR), qui régulera le surplus de marché et limitera le nombre de permis d'émissions en circulation. Cette perspective a conduit à une situation de surachat des permis d'émissions et à un pic de prix d'environ 25 €/tonne de CO₂ le 10 septembre 2018. Après correction, le prix est reparti à nouveau à la hausse, à l'approche de la clôture des enchères des contrats 2018.

3 questions à

PERRINE TANGUY,

chargée de mission au département Surveillance des marchés de gros

La hausse des prix de gros de l'électricité en 2018 s'explique-t-elle par la seule hausse du prix des matières premières ?

En moyenne sur l'année, l'impact des prix des matières premières ressort au premier plan. Toutefois, l'évolution des prix de l'électricité ne résulte pas d'un facteur unique mais de la combinaison de nombreux éléments interdépendants, en particulier de l'équilibre entre l'offre et la demande, qui est un des facteurs structurants.

La consommation française d'électricité affiche-t-elle des évolutions particulières en 2018 ?

Elle est relativement stable depuis 2010 : la baisse de la consommation résidentielle et tertiaire, due à l'amélioration de l'efficacité énergétique, est compensée par une légère

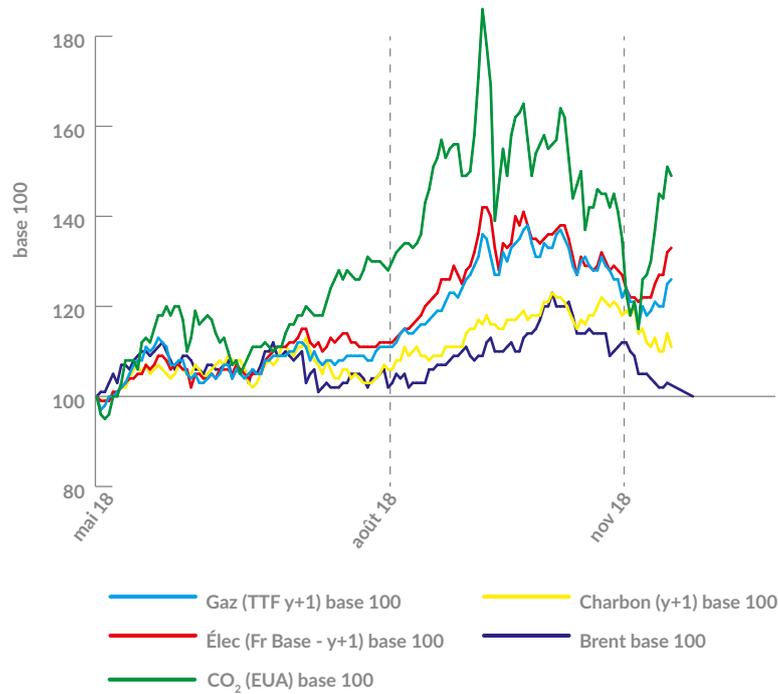
hausse par rapport à 2010 de la consommation industrielle liée à la conjoncture économique. En 2018, la consommation est en légère baisse par rapport à 2017. Elle a été impactée par les mouvements sociaux qui ont influé à la baisse sur la consommation de la grande industrie et par les aléas climatiques : d'abord, la vague de froid de février, qui l'a poussée à ses plus hauts niveaux historiques depuis 2013, puis la canicule estivale, qui l'a stimulée. En fin d'année, elle est redescendue en raison des températures douces.

Qu'en est-il de la production ?

Après une année 2017 historiquement basse, la disponibilité de la filière nucléaire et sa production s'améliorent légèrement. De même, le bon niveau des stocks hydrauliques par rapport à 2017 a largement permis de répondre à la demande, notamment durant la vague de froid et la canicule, se substituant ainsi à l'appel de moyens de production carbonés.

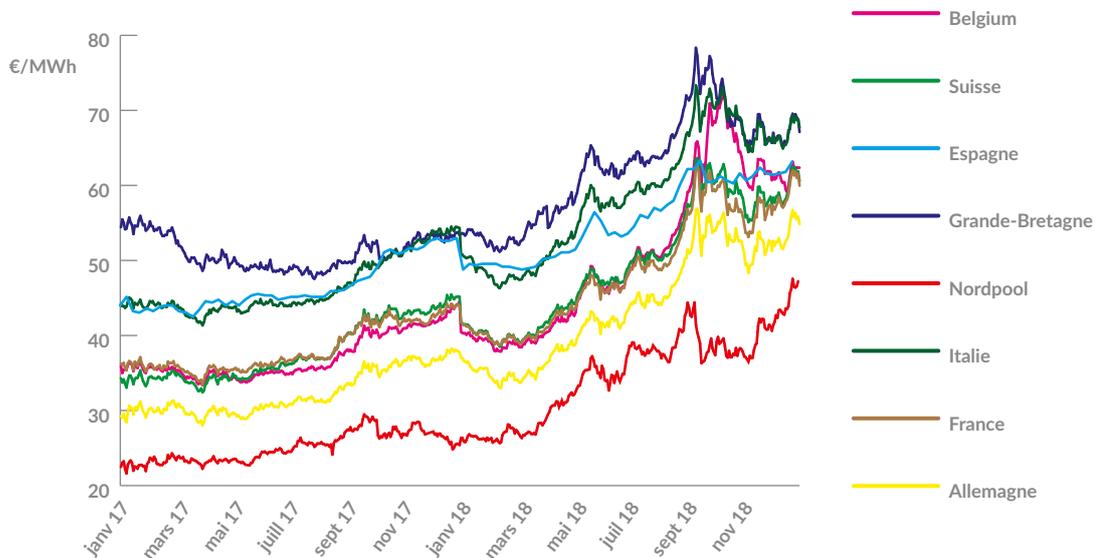
Évolution des prix des matières premières en 2018

Source : Thomson Reuters



Évolution des prix calendaires à échéance un an en Europe

Source : EPD, ICE Endex, Heren, Argus et Reuters



OFFRES DE MARCHÉ : UN CHOIX PLUS LARGE POUR LES CONSOMMATEURS



**FOURNISSEURS HISTORIQUES
SUR LE MARCHÉ
DE L'ÉLECTRICITÉ
AU 31 DÉCEMBRE 2018**

75%

des sites aux tarifs réglementés
pour 34 % des consommations.

3%

des sites en offres de marché
pour 31 % des consommations.

**FOURNISSEURS ALTERNATIFS
D'ÉLECTRICITÉ :**

en moyenne 129 000 clients
supplémentaires par mois
en 2018 (110 000 en 2017,
73 000 en 2016).

Depuis l'ouverture à la concurrence des marchés français de l'électricité et du gaz naturel le 1^{er} juillet 2007, les consommateurs de métropole peuvent librement choisir leur fournisseur d'énergie.

Offres à prix fixe sur un an, deux ans ou plus, offres à prix fixe révisable à la baisse, offres week-end, offres heures super creuses, offres vertes, offres véhicule électrique, etc. : ils ont accès à une grande diversité d'offres de marché avec des modalités d'évolution de prix dans le temps et des structures tarifaires différentes, souvent innovantes par rapport aux tarifs réglementés de vente (TRV) exclusivement proposés par les fournisseurs historiques.

Une concurrence accrue sur tous les marchés

La percée des fournisseurs alternatifs a débuté sur le marché du gaz pour les professionnels : dès 2014, ils leur fournissaient plus de la moitié de leur consommation de gaz naturel.

La suppression des TRV d'électricité et de gaz naturel pour les clients professionnels (dont la consommation annuelle est supérieure à 30 MWh pour le gaz naturel ou à 150 MWh pour les chauffages collectifs, et ayant une puissance souscrite supérieure à 36 kVA pour l'électricité) début 2016 a amplifié ce phénomène pour le gaz naturel puis pour l'électricité.

Les offres de marché aux particuliers se sont aussi développées pour le gaz puis pour l'électricité pour deux raisons : d'une part, la possibilité de réduire sa facture d'énergie ; d'autre part, une meilleure connaissance de l'ouverture du marché par les Français. Cette dynamique continue d'attirer de nombreux acteurs comme l'atteste la hausse du nombre de fournisseurs inscrits sur le site du médiateur national de l'énergie en France. En 2017 et 2018, 12 nouveaux fournisseurs

nationaux (desservant plus de 90 % des communes raccordées de France métropolitaine continentale) en électricité et trois en gaz naturel se sont inscrits sur le site du médiateur national de l'énergie www.energie-info.fr.

Au 31 décembre 2018, le marché de l'électricité comptait 45 fournisseurs nationaux actifs dont 27 pour les résidentiels et les petits professionnels. Pour le gaz, 34 fournisseurs sont recensés dont 14 qui desservent les petits consommateurs.

Des offres de marché compétitives

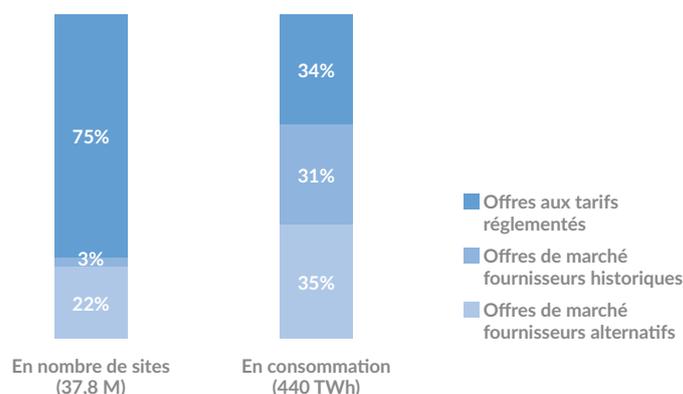
La multiplication des fournisseurs s'accompagne de nombreuses nouvelles offres aux consommateurs, souvent à des prix compétitifs par rapport aux TRV.

Sur le marché du gaz naturel, plus d'une trentaine d'offres de marché sont proposées aux particuliers. Comparées aux TRV, les économies potentielles peuvent représenter plus de 8 % de la facture TTC. Ainsi, un client consommant 17 MWh/an (type B1 chauffage au gaz) pourrait gagner plus de 100 € par an en changeant de contrat de fourniture.

Pour l'électricité, 59 offres de marché sont disponibles pour les clients résidentiels au 31 décembre 2018, dont certaines peuvent réduire de plus de 9 % la facture TTC en changeant de contrat de fourniture.



Électricité : répartition des sites par type d'offres au 31 décembre 2018

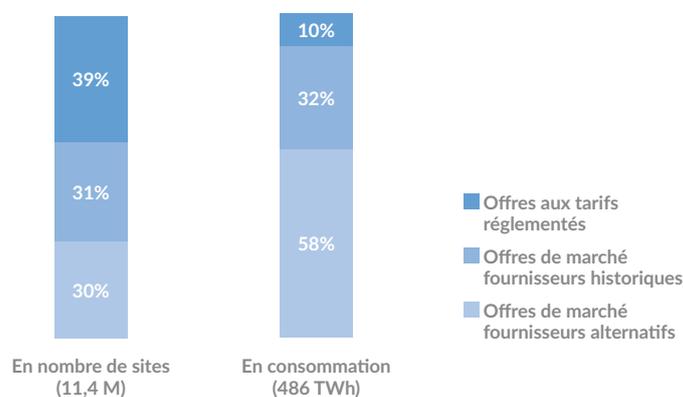


FOURNISSEURS HISTORIQUES SUR LE MARCHÉ DU GAZ NATUREL AU 31 DÉCEMBRE 2018

39%

des sites aux tarifs réglementés pour 10 % des consommations.

Gaz naturel : répartition des sites par type d'offres au 31 décembre 2018



31%

des sites en offres de marché pour 32 % des consommations.

FOURNISSEURS ALTERNATIFS DE GAZ :

en moyenne 53 000 clients supplémentaires par mois en 2018 (59 000 en 2017, 57 000 en 2016).



Pour en savoir plus sur le rapport de marché en détail : [cliquez ici](#).

TRV : L'ÉVOLUTION DES PRIX DE L'ÉNERGIE

Exclusivement proposés par les fournisseurs historiques aux particuliers et petits professionnels (jusqu'à 36 kVA de puissance souscrite en électricité, 30 MWh de consommation annuelle en gaz et 150 MWh pour les chaufferies collectives), les tarifs réglementés de vente (TRV) d'électricité respectent, par leur construction même et en application des dispositions législatives et réglementaires issues de la loi NOME, le principe de contestabilité, c'est-à-dire qu'ils laissent aux fournisseurs alternatifs concurrents la possibilité de proposer des offres de marché au moins aussi compétitives.

Pour le gaz, les TRV, en application des dispositions législatives et réglementaires, doivent couvrir les coûts des fournisseurs historiques. À la suite de la décision du Conseil d'État, ces tarifs sont amenés à disparaître en 2023.

L'impact du marché de capacité sur le prix de l'électricité

Pour assurer la sécurité du système électrique français, tout fournisseur est tenu, depuis le 1^{er} janvier 2017, de s'approvisionner en garanties de capacité pour couvrir la consommation de tous ses clients lors des pointes de consommation nationale.

Les garanties de capacité sont obtenues en investissant dans des moyens de production ou d'effacement, ou bien auprès des exploitants de capacités. Elles sont échangées sur les enchères organisées par EPEX SPOT ou de façon bilatérale.

Pour l'année de livraison 2017, les échanges ont fait apparaître un prix moyen de 9 999,8 €/MW et pour l'année de livraison 2018 de 9 342,7 €/MW.

Le coût de la capacité atteint en moyenne 2 €/MWh HT pour un consommateur résidentiel moyen en 2017 et 2018, ce qui représente environ 1,5 % de la facture TTC.

L'empilement des coûts

La construction par « empilement des coûts » vise à refléter l'évolution à la fois des prix de gros de l'énergie et des coûts supportés par les fournisseurs historiques. Les TRV résultent ainsi de la somme de plusieurs composantes : coût de l'énergie et des garanties de capacité, coûts de commercialisation incluant les certificats d'économies d'énergie et la rémunération normale du fournisseur. S'y ajoutent, d'une part, les coûts d'acheminement de l'énergie reversés aux gestionnaires de réseaux de transport et de distribution, et d'autre part, des taxes et contributions. Ces deux derniers postes, qui constituent près des deux tiers de la facture TTC d'un consommateur résidentiel, sont identiques pour tous les fournisseurs, historiques et alternatifs, et toutes les offres.

L'approvisionnement, enjeu majeur de compétitivité

Pour proposer des offres moins chères que les TRV, les fournisseurs alternatifs disposent de deux leviers : réduire leurs frais commerciaux et de gestion, d'où le recours de certains à des offres 100 % en ligne, et s'approvisionner à moindre coût.

Pour l'électricité, ils bénéficient depuis 2012 du dispositif ARENH (accès régulé à l'énergie nucléaire historique) pour accéder à l'électricité produite par les centrales nucléaires d'EDF au prix régulé de 42 €/MWh. Tant que les prix de l'électricité sur les marchés de gros étaient inférieurs aux prix de l'ARENH, ils pouvaient définir une stratégie d'approvisionnement moins coûteuse que celle retenue dans les TRV. La forte hausse des prix de l'électricité sur les marchés de gros en 2018 change la donne, renchérit le coût d'approvisionnement des fournisseurs et rend l'ARENH plus attractif.

Le plafond ARENH dépassé pour la première fois

Les hauts niveaux de prix sur les marchés de gros ont incité les fournisseurs à demander de l'ARENH pour approvisionner leurs clients finals en 2019. La demande s'est élevée à 132,98 TWh (hors filiales d'EDF), dépassant, pour la première fois depuis le démarrage du dispositif, le plafond légal de 100 TWh. En application du code de l'énergie, la CRE a réparti les 100 TWh d'ARENH au prorata des demandes des autres fournisseurs, hors filiales contrôlées par EDF. Cette méthode de répartition de l'ARENH a permis de satisfaire, à hauteur de 75 %, les demandes des fournisseurs qui ont dû, pour la plupart, acheter le complément d'électricité sur les marchés, à des conditions moins favorables.



Pour en savoir plus sur le rapport ARENH : [cliquez ici](#).



JEAN-MICHEL GLACHANT,
directeur de la *Florence School of Regulation*

Où voyez-vous les plus gros changements à venir, et à quoi les reconnaissez-vous ?

Il est plus facile de reconnaître une nouvelle révolution quand on en a déjà vu une de même genre. C'étaient les « marchés de gros », il y a 30 ans environ, jugés totalement impossibles à faire fonctionner. « *Ça va capoter, tu verras* » (Paris, 1994) ; « *Tu as vu, c'est fichu* » (Californie, été 2000). Etc.

Les marchés de gros étaient bien une révolution, apportant aux échanges d'électricité le support d'une première vague de numérisation, déjà éprouvée dans d'autres marchés de gros (devises, actions, obligations, matières premières) et portée par des réseaux d'ordinateurs centraux et leurs multiples terminaux dédiés. On y trouvait un nouvel accès à l'information (sur les acheteurs et les vendeurs potentiels, et leurs différents produits), de nouveaux procédés de calcul des gains d'échange et de contractualisation, et des automatismes pour suivre la livraison des produits et le règlement.

Et aujourd'hui, que vient-il de nouveau ? Les mêmes choses mais applicables à chacune des unités de consommation,

à des millions de petits acteurs, si petits que la précédente vague de marché ne pouvait les atteindre directement. Les marchés de gros (B2B) étaient structurellement séparés des marchés de détail (B2C), et ne s'y rattachaient que par une chaîne d'intermédiaires grossistes et détaillants.

Mais soyez plus précis : quelle est la grande nouveauté ?

Aujourd'hui, la grande nouveauté est l'activation de la demande, la mise en mouvement de consommateurs « actifs » qui peuvent agir directement, à leur échelle, et même investir dans l'autopilotage de leur consommation. On connaît « l'agrégateur », un nouvel intermédiaire qui « délivre » des produits vendables sur les marchés de gros, à partir de mouvements individuels des consommateurs. On connaît le « prosumeur », qui autoproduit pour sa consommation et revend ses surplus. On va connaître le « pair à pair » (P2P), où de toutes petites unités (de production et de consommation) vont échanger entre elles. Soit sur des plateformes d'intermédiaires marchands (similaires à Uber, à Airbnb) ; soit sur des

plateformes d'intermédiaires régulés (comme le régulateur de New York le voudrait pour les compagnies de distribution de son état) ; soit au sein de plateformes, « *Blockchain* » fonctionnant comme des communautés virtuelles ; soit même au sein de communautés proprement dites (appliquant les règles européennes du nouveau paquet européen voté ce printemps). Des millions de consommateurs en Australie, aux États-Unis, en Allemagne, etc. ont déjà investi dans leurs propres moyens de production, et cela grandit dans leurs propres moyens de stockage. Ils décentralisent ainsi le système électrique à plus grande échelle que la décentralisation voisine des milliers de producteurs attirés sur le marché des renouvelables.

En somme, votre révolution, c'est le prosumeur ?

Oui et non, car cette révolution ne va pas s'arrêter là.

Par exemple, les véhicules électriques vont créer d'autres dynamiques au-delà de la frontière traditionnelle qu'est le compteur. Chaque automobile va devenir un système intelligent d'injection et de soutirage, dialoguant avec le marché de gros et les marchés de détail, et arbitrant leurs propositions. Les flottes d'automobiles agrégées par de nouveaux opérateurs fonctionneront comme des mini-réseaux, y compris pour le choix de leurs points de connexion.

Les bâtiments intelligents géreront leur cible de « zéro consommation nette » sur des pools de chauffage, climatisation, éclairage, etc., en fonctionnant comme de véritables mini-réseaux, placés eux aussi hors des frontières électriques traditionnelles. Les villes intelligentes les imiteront sur des zones de mini-réseaux encore plus vastes.

Les industriels se dirigeant vers des processus sobres en carbone feront de même dans leurs établissements. De plus en plus, les dynamiques d'innovation en électrification, en maîtrise et en activation de la demande naîtront « au-delà du compteur » des réseaux de distribution.





L'INNOVATION TECHNOLOGIQUE : UNE NOUVELLE DONNE

Le monde de l'énergie change, la CRE veut accompagner et faciliter ce changement. Comme tant d'autres, le secteur de l'énergie est bouleversé par la révolution numérique qui démultiplie les possibilités offertes à chacun de ses acteurs. Suivi et pilotage des consommations, offres et mécanismes de marché, rôle des réseaux lié aux nouveaux usages, autoconsommation et véhicule électrique, par exemple, et à l'intégration croissante d'EnR variables et décentralisées. La profusion de capteurs, d'équipements connectés et de données disponibles modifie profondément la donne.

16 millions

*de compteurs Linky posés fin 2018
sur un objectif de 35 millions d'ici à 2021.*

39 513 sites

*raccordés en autoconsommation
sur les réseaux d'Enedis en 2018,
pour une puissance raccordée de 178 MW.*

194 000 points de recharge

*dont 22 500 accessibles au public
pour 161 700 véhicules électriques
en circulation en 2018.*

Le déploiement massif des compteurs évolués, Linky pour l'électricité (Enedis) et Gazpar pour le gaz (GRDF), sur les sites des résidentiels et des petits professionnels vise à faciliter la vie des consommateurs. Le comptage évolué

maximale qu'ils sont susceptibles d'utiliser. D'autres offres s'appuient sur le développement d'applications et l'utilisation de capteurs installés sur le compteur et connectés à une box pour un suivi au pas horaire de la consommation d'énergie presque en temps réel. Selon leurs habitudes de consommation, les clients peuvent aussi opter pour des offres liées, par exemple, au déplacement de leur consommation le week-end, à l'utilisation de véhicules électriques, etc. Certains fournisseurs leur proposent de valoriser les flexibilités offertes par ces usages afin de réduire leur facture.

Les offres de marché peuvent intégrer des objets connectés et stations associées à de l'intelligence artificielle, par exemple. Elles permettent à la fois de suivre sa consommation d'énergie et de bénéficier d'autres services comme la gestion du chauffage et le pilotage d'objets quotidiens, et d'autres fonctions comme la météo.

L'innovation commerciale au rendez-vous

Les offres 100 % *online* se développent et la digitalisation devient un axe stratégique des fournisseurs d'énergie. Outre la vente d'offres uniquement en ligne (*via* des applications ou les sites internet), ils développent de nouveaux outils, notamment les *chatbots*, et recourent de plus en plus aux réseaux sociaux. Le compteur Linky est un rouage essentiel de cet univers connecté : il augmente la fréquence de relevé pour la facturation du client final au plus près de sa consommation et, par une collecte d'index automatisée, fluidifie grandement les changements contractuels (mise en service, résiliation, etc.).

Les travaux avec les ELD et les régies de distribution

Si la loi prévoit le déploiement obligatoire des compteurs communicants d'ici à 2024, seuls Enedis et GRDF ont concrètement entrepris de déployer les compteurs évolués, Linky et Gazpar, sur leur aire de desserte, soit 95 % du territoire.

LE DÉPLOIEMENT MASSIF DES COMPTEURS ÉVOLUÉS

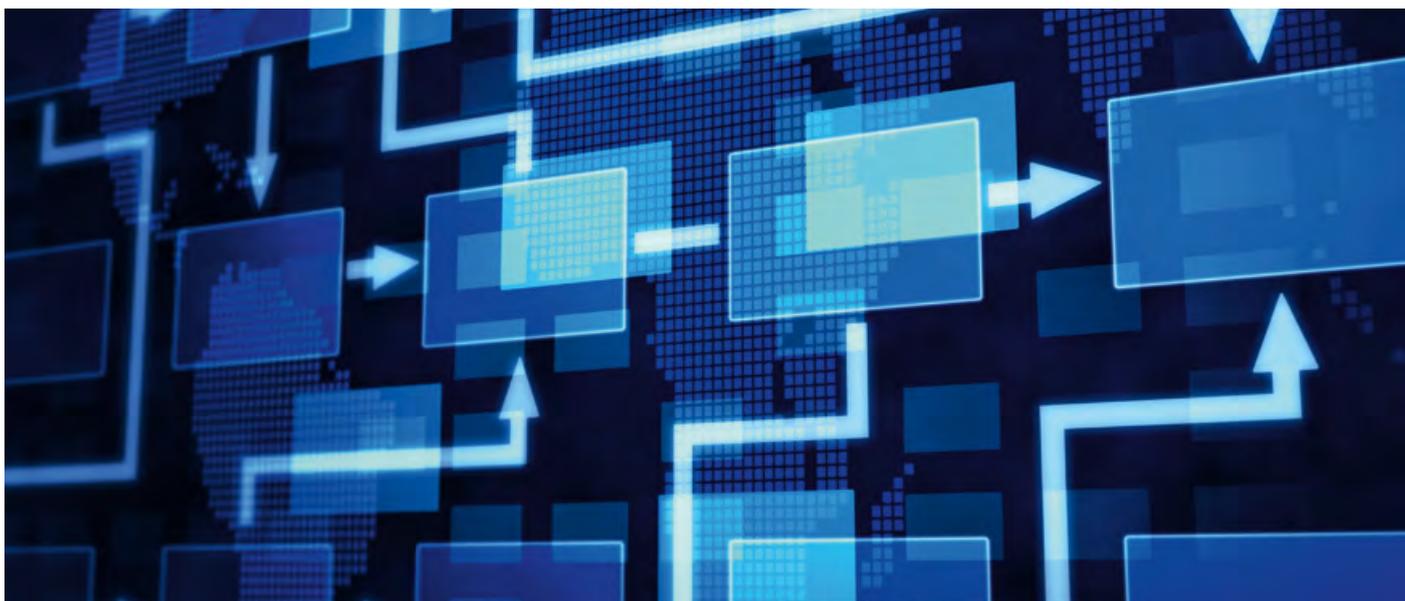
les aide à maîtriser leurs consommations. Il permet aussi d'optimiser les coûts des réseaux et d'en améliorer la performance. Enfin et surtout, il ouvre de nouvelles perspectives de services énergétiques innovants et ainsi des opportunités à de nouveaux acteurs qui se mettront en place dans les années qui viennent.

Un nouveau champ pour les fournisseurs et leurs clients

Les compteurs de type Linky offrent des fonctionnalités nouvelles à même d'enrichir la relation entre les fournisseurs et leurs clients. Les fournisseurs peuvent constituer des grilles tarifaires adaptées aux besoins de leurs clients. Autres avantages : les clients peuvent suivre finement leur consommation et, en outre, piloter plusieurs usages simultanément selon les informations transmises par la grille tarifaire de leur fournisseur : recharge du véhicule électrique, chauffage, climatisation, stockage d'électricité, etc.

Un foisonnement d'offres de marché

Avec l'arrivée des compteurs évolués dans les foyers, les fournisseurs développent de nouvelles offres de marché. Certains proposent ainsi des tarifs différenciés. Les clients peuvent choisir un abonnement par pas de 1 kVA, au plus près de la puissance



En 2017, la CRE a proposé aux ministres en charge de l'Énergie et de la Consommation d'approuver le lancement des projets de comptage évolué en gaz sur les territoires de Régaz-Bordeaux et de GreenAlp. En 2018, la CRE a défini le cadre de régulation incitative d'EDF SEI et a lancé une étude sur le projet de comptage de Gérédis.

Afin que tous les consommateurs puissent bénéficier des avantages et services des compteurs communicants, la CRE a engagé des travaux avec les régies et les entreprises locales de distribution (ELD) pour identifier les pistes de mutualisation de leurs projets, en assurer la rentabilité et engager leur déploiement. Ces travaux se poursuivent en 2019 et sont également conduits avec les ELD de gaz naturel qui sont dans une situation similaire.

Pour que les données deviennent des leviers de la transition énergétique

Après un an d'auditions et d'analyses, la CRE a publié en juin 2017 un rapport et 15 recommandations pour faire des données un levier de la transition énergétique.

Il marque à la fois l'aboutissement d'une réflexion et le point de départ de travaux.

Par sa délibération du 11 octobre 2018, la CRE a dressé un premier bilan de la mise en œuvre de ces recommandations après son appel à contributions ouvert durant l'été. Elle se félicite des avancées notables comme la création de plateformes *open data* avec les données de tous les gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel. Assise sur des textes législatifs et réglementaires, cette culture de la libre diffusion de données au profit de tous est désormais ancrée dans les pratiques des acteurs régulés.

La CRE a rassemblé les demandes convergentes des parties utilisatrices des données : les canaux de transmission et de mise à disposition des données des gestionnaires de réseaux doivent être fiables, industriels et d'un niveau de service

irréprochable. En particulier, la mise en place rapide d'API (interfaces de programmation applicative permettant les échanges de données entre applications informatiques) est jugée indispensable au développement des services fondés sur les données de consommation. La CRE a aussi fait part d'orientations autour de deux champs de réflexion.

D'abord, la gestion des données de l'énergie et leur régulation posent la question de la prise en charge des coûts liés à des mises à disposition spécifiques de données par le demandeur ou par la collectivité. La CRE s'interroge aussi sur la prise en compte de la performance de la gestion des données dans les indicateurs de qualité de service des gestionnaires de réseaux.

Enfin, l'environnement propice au développement de services autour de la donnée énergétique : la CRE fait des propositions concrètes pour une meilleure cohérence du cadre juridique et pour un consentement éclairé du consommateur à l'exploitation de ses données par un fournisseur de services.

DEUX DÉLIBÉRATIONS POUR ACCOMPAGNER L'ESSOR DE L'AUTOCONSOMMATION

Dès 2017, la CRE a engagé une large concertation sur l'autoconsommation pour en examiner les conséquences sur le modèle énergétique français, en particulier les tarifs de réseau.

À l'issue de cette concertation et de ses propres travaux d'analyse, la CRE a publié deux délibérations en 2018, l'une tarifaire, l'autre portant des recommandations sur le cadre contractuel et les mécanismes de soutien.

Des tarifs différenciés pour l'autoconsommation collective

La délibération tarifaire visait à s'assurer que les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) reflétaient bien les coûts engendrés par les consommateurs qui produisent une partie de leur énergie, comme ils reflètent ceux des autres consommateurs. Pour l'autoconsommation individuelle, la CRE a conclu que rien ne justifie de traiter les autoconsommateurs individuels différemment des autres consommateurs.

Pour l'autoconsommation collective, elle a choisi d'ouvrir au consommateur final la possibilité de valoriser la moindre sollicitation des réseaux amont. Pour cela, le TURPE prévoit une option supplémentaire fondée sur une distinction entre les flux autoconsommés et les autres flux.

Des recommandations pour un développement optimal et maîtrisé de l'autoconsommation

La CRE a aussi émis des recommandations avec deux objectifs ; d'abord, faciliter l'accès à l'autoconsommation pour tous, quels que soient l'implantation géographique, la taille de l'installation et le type d'autoconsommation choisi ; ensuite, établir des règles indispensables à la sécurité et au bon fonctionnement du système électrique. La simplification de la déclaration de l'installation de production d'électricité en est un exemple. La CRE préconise aussi la création de dispositifs de soutien adaptés à la diversité des situations et conformes aux exigences de maîtrise de la dépense publique.



Pour en savoir plus sur
le dossier de presse
Autocossommation : [cliquez ici](#).



ANTICIPER LE DÉPLOIEMENT DES VÉHICULES ÉLECTRIQUES

La mobilité est un enjeu majeur de la transition énergétique et de la réduction des émissions de CO₂. Le développement des véhicules électriques s'intensifie et les réseaux électriques doivent y être préparés.

Préparer l'avenir : le rapport 2018 de la CRE

La CRE a lancé en 2018 une réflexion sur le rôle des réseaux au service des véhicules électriques : les services de la CRE ont rencontré une cinquantaine d'acteurs, organisé un forum, trois ateliers de travail et interrogé leurs homologues européens. Dans son rapport d'octobre 2018, la CRE a publié les premières conclusions et pistes d'étude issues de ce chantier en vue d'éclairer le débat public, notamment les discussions autour du projet de loi d'orientation des mobilités.

Faciliter les raccordements dans l'habitat collectif et les espaces publics

Le raccordement des infrastructures de recharge doit être anticipé, notamment par les gestionnaires de réseaux qui ont un rôle important, en particulier pour conseiller les différents acteurs et mettre en œuvre les schémas de raccordement, existants et nouveaux, afin d'en réduire les coûts pour le demandeur et la collectivité. L'exercice du droit à la prise et la facilitation du déploiement des bornes sur la voie publique sont des priorités. Si, chez les particuliers en maisons individuelles et dans les entreprises, le raccordement des infrastructures de recharge ne pose pas de problème majeur, tel n'est pas le cas dans l'habitat collectif existant : il faut en simplifier le process. Sur la voie publique, des aménagements pour les points de recharge sont envisagés et déjà réalisés. Un maillage du territoire devra être assuré pour répondre

3 questions à

DAVID EPELBAUM,

chargé de mission stratégie numérique à la direction générale

Linky peut collecter des données de consommation journalières, voire horaires. Quel intérêt ?

Avec Linky, le particulier peut opter pour des offres intégrant ses habitudes de consommation et des conseils pour réduire sa facture. À l'échelle collective, Linky est un outil de la transition énergétique : les données collectées aident, par exemple, à bien dimensionner les réseaux publics d'électricité et à prévoir les effets des nombreuses productions renouvelables intermittentes sur ces réseaux.

Peut-on contrôler et s'opposer à la collecte de données ?

Défini après une concertation à laquelle la CNIL a pris part, le corpus réglementaire actuel est exhaustif et protège le consommateur final. Celui-ci a le droit de s'opposer au stockage de

données horaires dans la mémoire du compteur sur cinq mois environ. De plus, toute remontée de données infra-journalières aux gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) nécessite son accord explicite. De leur côté, les GRD doivent publier sur leur site internet les autorisations d'accès aux données accordées par les clients à leurs fournisseurs d'énergie ou de services. Peu de secteurs protègent autant, et de manière aussi explicite, le consommateur pour l'exploitation de données comparables.

Quelle confiance peut-on avoir dans les GRD ?

Ils ont des missions de service public inscrites dans la loi et sont régulés par la CRE, autorité indépendante qui porte une attention expresse à ces problématiques de données, avec l'aide de l'ANSSI et de la CNIL. Les données sont stockées en France, de manière sécurisée et dans un cadre juridique contraignant. Le revenu des GRD est régulé par la CRE ; ils ne peuvent tirer aucun bénéfice d'une quelconque exploitation commerciale de ces données. Les GRD offrent une protection bien supérieure à celle de nombreux acteurs du numérique, et c'est d'ailleurs une de leurs missions.



Pour en savoir plus sur le rapport véhicule électrique : [cliquez ici](#).

Plus simple, la vie, avec Linky

Le compteur Linky évite l'installation d'équipements supplémentaires pour comptabiliser l'énergie produite et consommée et pour piloter la recharge des véhicules électriques selon les caractéristiques de son contrat de fourniture.

Stockage : l'appel à contributions de la CRE

Dans le droit fil de ses réflexions sur l'autoconsommation et le véhicule électrique, la CRE a lancé un appel à contributions sur le développement du stockage de l'électricité en France.

Son objectif est d'étudier le potentiel et les éventuels freins au développement du stockage, et de comprendre les évolutions à même d'assurer un développement du stockage à la mesure des bénéfices qu'il peut apporter au système électrique. Son appel à contributions vise à s'assurer que :

- le cadre réglementaire facilite l'insertion des installations de stockage dans le système électrique, en simplifiant au besoin les procédures de raccordement ;
- l'intégralité des marchés du système électrique présente une architecture compatible avec les spécificités du stockage ;
- les signaux de prix existants révèlent bien la valeur des différents types de services que le stockage peut rendre.

En parallèle, la CRE a rencontré les acteurs du secteur du stockage.

À partir des réponses à son appel à contributions et de ces échanges, la CRE dressera le tableau des enjeux du stockage en France. Elle enrichira ses analyses en vue de préparer un programme de travail apte à lever les éventuelles barrières à l'entrée pour cette filière.

à la diversité des besoins et des stratégies de recharge : recharge sur autoroute, nécessairement rapide, pour les longs trajets, recharge plus lente de nuit dans la rue pour ceux qui ne disposent pas d'un parking privé, recharge par opportunité sur les parkings des supermarchés pendant les courses.

Recharger, mais au bon moment

La recharge elle-même doit être rendue simple et efficace. Le système électrique français peut absorber le niveau de consommation induit par le développement à grande échelle des véhicules électriques sous réserve qu'aient été mises en place, le plus en amont possible, certaines bonnes pratiques. Ainsi, il faut recharger les véhicules électriques au bon moment pour ne pas amplifier la pointe de consommation électrique nationale et limiter les investissements inutilement coûteux pour la collectivité.

Cela suppose d'inciter les acteurs à adopter les bons comportements pour que les réseaux électriques puissent facilement absorber l'appel de puissance dû à la recharge des véhicules.

Dans les maisons individuelles, l'objectif est d'éviter la recharge durant la pointe de consommation nationale de 19 h et à 23 h lors de l'enclenchement des ballons d'eau chaude. Dans les copropriétés et les entreprises, le regroupement de plusieurs véhicules sur un même site permettra un pilotage plus fin pour réduire la puissance souscrite en allant au-delà du foisonnement naturel.

Tirer profit de ce nouveau moyen de stockage

Les réseaux doivent aussi pouvoir tirer profit du véhicule électrique qui est un mode de stockage sur quatre roues et peut participer à la flexibilité du système. Tout l'enjeu est de mobiliser efficacement ces services. Pour y parvenir, la CRE recommande de mener des expérimentations et d'en publier les conclusions. Le partage d'expérience contribuera en effet à définir le cadre optimal pour accompagner ce développement, notamment au plan réglementaire.



Pour en savoir plus
sur le dossier stockage
sur le site *Smart Grid* : [cliquez ici](#).



NICOLAS BANCHET,
dirigeant de Zeplug

Dans les copropriétés, il est question de difficultés d'exercice du droit à la prise ; quelle est votre expérience de terrain sur ce sujet ? Comment faites-vous face à ces difficultés ?

Le « droit à la prise » est un dispositif clé pour le développement du véhicule électrique, parce qu'il vise à faciliter le déploiement de la recharge en copropriété. Dans les faits, le parcours client reste chaotique, parce que le droit à la prise se heurte parfois au droit de la copropriété et, surtout, à la réticence de certains conseils syndicaux ou syndicats qui refusent tout raccordement au compteur des parties communes. Cette solution reste pourtant pertinente dans certains cas, notamment dans les petites copropriétés où le déploiement d'une infrastructure plus importante n'est pas toujours économiquement pertinent.

La solution que nous proposons chez Zeplug est complémentaire du droit à la prise et apporte une alternative aux copropriétés souhaitant disposer d'une solution évolutive. Zeplug déploie à ses frais une infrastructure permettant le déploiement progressif de bornes de recharge sur les emplacements

de parking privatifs des copropriétaires et locataires. Parce qu'elle est totalement sécurisée, sans coût pour la copropriété et sans gestion pour le syndic, cette solution fait généralement l'unanimité en assemblée générale.

Le pilotage de la recharge en copropriété, est-il un concept facilement compris par vos clients ? Comment le mettez-vous en œuvre concrètement ?

Le pilotage de la recharge est un élément essentiel pour maîtriser l'impact du véhicule électrique sur le réseau d'électricité.

Le premier niveau de pilotage consiste à privilégier la recharge la nuit, en dehors des périodes de forte consommation. Le deuxième niveau consiste à piloter les cycles de charge pour éviter que tout le monde recharge son véhicule en même temps. En moyenne, un véhicule roule 30 km par jour en France. Avec une borne 3,7 kW, il faut un peu plus d'une heure pour recharger ces 30 km. Si le véhicule est connecté toute la nuit, nous pouvons choisir le moment le plus pertinent pour le recharger. Chez Zeplug, nous déployons ce dispositif de pilotage sur toutes nos

installations. Dans les faits, il y a un fort foisonnement naturel et le dispositif de lissage n'est que peu activé. Cela arrivera plus fréquemment, à l'avenir, au fur et à mesure du développement du véhicule électrique.

Le V2G commence à se développer ; comment vous-y préparez-vous ?

L'introduction de capacités de stockage sur le réseau est un sujet clé pour y intégrer davantage de capacités de production d'électricité renouvelable. Les véhicules électriques apportent de la capacité de stockage dès lors qu'ils sont connectés au réseau et qu'ils peuvent y réinjecter l'électricité stockée dans leurs batteries. C'est le principe du V2G.

La solution Zeplug est particulièrement adaptée au V2G avec des véhicules branchés durant de longues plages horaires, généralement la nuit, et reliés à un même compteur, indépendant des compteurs de l'immeuble.

À ce jour, le V2G reste encore prospectif. Le cadre réglementaire et technique est en train d'être précisé mais l'enjeu sera surtout de trouver l'équation économique permettant d'inciter les propriétaires de véhicule électrique à faire du V2G. Cela passe là aussi par une évolution de la tarification de l'électricité, avec une différenciation plus nette des prix entre les heures pleines et les heures creuses.

Zeplug travaille activement sur le sujet du V2G. Nous participons aux réflexions du groupe de travail « Stockage et *Smart Grids* » de l'Avere France et nous avons récemment recruté un chercheur spécialiste de ce type de problématiques. Le V2G est l'avenir de Zeplug, et nous le préparons dès aujourd'hui !



LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE : LE SOUTIEN DE LA CRE

La transition énergétique donne une nouvelle dimension au système énergétique français. La multiplication des sites de production à partir d'énergies renouvelables sur tout le territoire fait évoluer la gestion des réseaux. Les initiatives locales se développent pour intégrer ces nouvelles sources d'approvisionnement. À l'autre bout de la chaîne, au niveau européen, les interconnexions, qui sont des éléments structurants du marché intérieur de l'énergie, contribuent de manière décisive à la compétitivité et à la fiabilité des systèmes électriques et gaziers français. Elles apportent aussi, de leur côté, des sources d'approvisionnement diversifiées et prennent leur part aux objectifs de la transition énergétique.

11 appels d'offres
instruits en 2018.

1 366 dossiers lauréats
en 2018, pour une capacité de 2,5 GW.

Avec l'élargissement de leurs compétences respectives, les collectivités territoriales (régions, départements, établissements publics de coopération intercommunale et communes) s'affirment comme des acteurs

UNE DYNAMIQUE À LA MAILLE DES TERRITOIRES



à part entière de la politique énergétique. Celle-ci n'est plus uniquement un sujet de planification : elle irrigue tous les territoires jusqu'à gagner directement les quartiers et les consommateurs.

Un nouveau maillage énergétique

L'amorce de l'autoconsommation individuelle et collective, la croissance des moyens de production à partir d'énergies renouvelables ou encore la construction d'écoquartiers intelligents témoignent de l'appropriation de la question énergétique par les acteurs locaux à tous les niveaux, jusqu'au consommateur. Ils sont aidés en cela par le déploiement des compteurs évolués d'électricité et de gaz naturel de type Linky et Gazpar. Ce mouvement de territorialisation des sujets énergétiques contribue à la constitution d'un nouveau maillage énergétique que la CRE analyse de près.

Les territoires, lieux d'expérimentation de la transition énergétique

Les acteurs locaux ont pris conscience de l'opportunité économique que porte la transition énergétique pour la création d'emplois et l'attractivité de leur territoire. Sous leur impulsion, de nombreuses innovations y sont testées pour répondre aux défis du

développement durable et de l'aménagement du territoire. Sur son site internet dédié aux réseaux intelligents, la CRE a recensé plus de 150 démonstrateurs de ce type en France. Parmi eux, l'exemple de la Vendée est emblématique. Coordiné par le Syndicat départemental d'Énergie et d'Équipement de Vendée (SyDEV), *Smart Grid* Vendée a développé et mis en place de nouvelles technologies en vue de faciliter l'accueil des EnR sur les réseaux, d'implémenter une politique efficace de maîtrise de la demande et d'élaborer un modèle d'affaires viable pour les solutions de flexibilité locale.

Des rencontres régulières pour un développement cohérent des projets Smart Grids

La CRE veille à ce que l'émergence progressive de ces nouvelles dynamiques énergétiques locales se fasse de manière cohérente et harmonieuse sur le fondement des principes de solidarité nationale et d'égalité entre les territoires, notamment incarnés par la péréquation tarifaire. La CRE entretient un dialogue ouvert, constructif et régulier avec les collectivités locales, les syndicats d'énergie et les industriels impliqués dans des projets locaux de réseaux intelligents. En 2018, la CRE a ainsi été invitée,

La transformation du système énergétique dans les territoires constitue le fil conducteur des travaux de la saison 2 du Comité de prospective de la CRE, en particulier ceux du groupe de travail n°2 axés sur les nouvelles dynamiques locales du système énergétique.



Visite du démonstrateur *Smart Grid Expérience* sur le site de SCLE SFE à Toulouse le 6 juillet 2018.

De gauche à droite : Frédéric GRAVOT, directeur adjoint à la direction des réseaux de la CRE, Jean-Pierre SOTURA, membre du Collège de la CRE, Anne DELAROCHE, chargée de mission au département technique de la direction des réseaux de la CRE, Jean-Laurent LASTELLE, membre du Collège de la CRE, Lionel FERRE, responsable unité distribution de l'énergie, Jean-François REVEL, directeur délégué SCLE SFE.

par la Fédération Départementale d'Énergie du Pas-de-Calais, à assister au comité de pilotage du projet REMORA. Elle participe, par ailleurs, au comité de suivi de l'action 6 du plan Réseaux Électriques Intelligents (REI6) ainsi qu'au conseil scientifique de *Smart Grand Lyon* à l'invitation de la métropole de Lyon. Outre ces partenariats, les experts de la CRE se déplacent régulièrement dans les territoires pour répondre à la demande d'acteurs locaux sur des sujets *Smart Grids*. Ce fut notamment le cas en 2018, au sujet de l'autoconsommation, des élus de la Communauté de communes d'Erdre et Gesvres et des porteurs de projet du démonstrateur régional SMILE qui ont invité

la CRE à participer à leurs débats dont les co-Présidents ont d'ailleurs été, par la suite, reçus par le Président de la CRE. Enfin, la CRE a organisé en 2018 à Toulouse sa sixième table ronde régionale, consacrée au développement des réseaux intelligents en Occitanie. Autant d'occasions de recueillir directement le retour d'expérience des collectivités locales sur la gouvernance des démonstrateurs *Smart Grids*, d'enrichir la réflexion sur l'articulation des compétences entre les différents acteurs et d'échanger sur l'évolution du cadre de régulation pour encourager et accompagner la capacité d'innovation locale.



Pour en savoir plus sur le site *Smart Grid* rubrique colloque énergies et territoires : [cliquez ici](#).

Colloque *Smart Grids* en Occitanie

Lors d'une table ronde régionale consacrée à la gouvernance des démonstrateurs de réseaux intelligents et, plus largement, aux initiatives énergétiques locales innovantes, la CRE a réuni tous les acteurs des *Smart Grids* en Occitanie, le 6 juillet 2018 à Toulouse. La région concentre une quinzaine de démonstrateurs *Smart Grids*, dont quatre majeurs : les projets historiques Sogrid et *Smart Grid Experience* et, depuis peu, les projets *Smart Occitania* et *Digisol*. Les débats ont rassemblé, autour des commissaires de la CRE, de Thierry Cotelle, conseiller régional d'Occitanie, des représentants d'Enedis et des sociétés SCLE SFE et Sunchain, un large public composé de représentants des collectivités locales, des gestionnaires de réseaux, des syndicats d'énergie et des entreprises ainsi que des experts académiques. La délégation de la CRE a ensuite visité le site du démonstrateur *Smart Grid Experience* au siège de l'entreprise SCLE SFE à Toulouse. Ce démonstrateur allie production locale d'énergie, autoconsommation, divers dispositifs de stockage d'électricité, une boucle locale à courant continu et des bornes de recharge pour véhicules électriques. Il s'accompagne de nombreuses actions de sensibilisation des salariés du site.

UN SOUTIEN PLUS EFFICACE POUR DES FILIÈRES ENR PLUS COMPÉTITIVES

4,8 Md€
de charges de service public
pour le soutien aux EnR en 2017.

5,4 Md€
évaluation 2019.

11 appels d'offres
EnR instruits en 2018.

1 967
candidatures.

1 366
projets lauréats.

2 526 MW.

La CRE participe à l'efficacité de l'action publique en matière de transition énergétique, dans l'objectif d'en assurer la maîtrise budgétaire. Vecteur essentiel de la transition énergétique et axe majeur de la politique énergétique française, le développement des énergies renouvelables (EnR) repose sur le soutien des pouvoirs publics. L'enjeu est de définir un cadre de soutien adapté, lisible et durable, conciliant dépense publique maîtrisée et fonctionnement harmonieux de l'ensemble du système. D'où l'extension progressive des procédures de mise en concurrence : elles visent à donner au soutien public toute son efficacité économique et à renforcer la compétitivité des filières renouvelables.

Les appels d'offres, vecteurs d'une meilleure efficacité économique du soutien public

Considérés par la CRE comme la voie de développement à privilégier, les appels d'offres assurent l'efficacité économique du soutien public aux filières matures. Ils permettent en effet d'en adapter le niveau aux besoins de chaque installation et donnent aux pouvoirs publics le moyen de contrôler le rythme de développement des filières et les dépenses associées. En 2018, les appels d'offres ont continué à donner de bons résultats, notamment dans la filière solaire photovoltaïque au sol. Ainsi, pour la 4^e période de l'appel d'offres lancé en 2016, la baisse des prix moyens pondérés des dossiers retenus atteint 6 % sur l'ensemble des familles par rapport à la 3^e période, et leur prix moyen pondéré s'établit au niveau record de 52,1 €/MWh pour les installations d'une puissance de 5 à 30 MWh.

Pour l'éolien terrestre, les résultats de la 1^{re} période de l'appel d'offres lancé en 2017 ont été publiés en 2018. Ils font ressortir un prix moyen pondéré des projets retenus de 65,4 €/MWh, très inférieur au tarif d'achat proposé jusqu'alors, permettant des économies significatives pour les finances publiques.

Une dynamique à consolider

Toutefois, pour les installations photovoltaïques sur les bâtiments, la puissance recherchée par la 6^e période de l'appel d'offres en 2018 n'a été atteinte dans aucune des deux familles. Cette situation pourrait limiter l'intensité concurrentielle des appels d'offres et ses effets sur la maîtrise des prix des projets et des charges associées. Déjà, lors de la 5^e période, la CRE avait alerté le ministre chargé de l'Énergie sur ce risque réel de défaut de concurrence. La CRE souhaite que des appels d'offres soient lancés pour des puissances supérieures à 30 MWh pour atteindre des prix plus compétitifs.

La dynamique s'est également tassée en 2018 pour la 2^e période de l'appel d'offres de l'éolien terrestre : seuls 231 MW de projets ont été déposés, alors que le Gouvernement prévoyait 500 MW, et le prix moyen pondéré des dossiers déposés s'établit à 71,1 €/MWh, en hausse de 4 % par rapport à la 1^{re} période. Cette faible participation résulte notamment de l'incertitude juridique soulevée, pour des projets en cours d'instruction, par l'annulation partielle par le Conseil d'État de deux décrets relatifs à l'autorité environnementale en décembre 2017. La CRE considère que cette difficulté doit être levée au plus vite et a, en outre, réitéré sa demande d'élargir le périmètre des installations éligibles à l'appel d'offres.

Éolien en mer : une procédure concurrentielle et des négociations pour une meilleure maîtrise des charges de soutien

Les négociations entre l'État et les lauréats des six parcs retenus lors des deux premiers appels d'offres pour la filière éolienne en mer se sont achevées en 2018. L'issue positive de ces négociations devrait réduire le soutien public à ces projets. Les industriels lauréats doivent à présent se mobiliser pour tenir leurs engagements, notamment au niveau des délais, et réaliser ces parcs.

Autre avancée : la phase de dialogue de la procédure concurrentielle pour développer un nouveau parc au large de Dunkerque a abouti, et le cahier des charges a été transmis fin 2018 aux candidats sélectionnés.

Cette procédure concurrentielle améliore la répartition des risques entre le porteur de projet, le gestionnaire de réseaux et l'État. Les résultats sont attendus au premier semestre 2019. La CRE a formulé plusieurs propositions pour tirer les enseignements des projets antérieurs et réduire encore les risques pour les prochains.

Une proposition pour l'arrivée à échéance des contrats de soutien

L'arrivée en fin de contrat des installations renouvelables, en mesure cependant de continuer à produire, est un nouvel enjeu financier autour duquel les réflexions se sont activement poursuivies en 2018. À échéance proche, de nombreux parcs éoliens terrestres seront en effet dans cette situation. La CRE a proposé de réserver le bénéfice d'un nouveau soutien aux parcs dont la première installation a été mise en service depuis plus de 20 ans, dans le cadre d'un appel d'offres dédié.



Mieux connaître les coûts des filières pour un pilotage budgétaire renforcé

Outre une partie importante des parcs éoliens, de nombreux moyens de production (petites installations photovoltaïques et hydrauliques, unités de méthanisation et de géothermie) continuent d'être soutenus par l'intermédiaire de contrats en guichet ouvert, sans procédure préalable de mise en concurrence.

Fixées par arrêtés tarifaires, les conditions économiques du soutien public à ces installations doivent être régulièrement révisées pour pouvoir, le cas échéant, être réajustées afin d'alléger les charges supportées par la collectivité, sans remettre en cause le développement de ces filières, d'où la nécessité de disposer de données techniques et financières solides et actualisées. La CRE a ainsi exploité en 2018 les données de coûts déclarées par plus de 300 exploitants d'installations éoliennes, hydrauliques, de cogénération au gaz naturel et de méthanisation. En 2019, elle généralisera cette collecte aux 12 000 producteurs concernés et mettra à leur disposition une plateforme dématérialisée pour satisfaire leur obligation de déclaration annuelle des coûts.

Le soutien à l'autoconsommation

La CRE continue de soutenir la restriction de l'exonération de la CSPE et des taxes locales sur l'électricité autoconsommée aux plus petites installations et le renforcement des dispositifs de soutien direct qui assurent une meilleure maîtrise de la dépense publique. Il s'agit de limiter leurs conséquences sur le budget de l'État et des collectivités dans le cas d'un développement important de l'autoconsommation. Il faut également donner une meilleure visibilité aux producteurs sur la fiscalité applicable pendant la durée de vie du projet.

LES INTERCONNEXIONS : SÉCURISER UN SYSTÈME ÉLECTRIQUE EN PLEINE MUTATION

Le développement des interconnexions avec l'Espagne

Les interconnexions entre la France et l'Espagne ont été fortement renforcées.

Les capacités de transport de gaz mises en service à Larrau en 2013 et Biriadou en 2015 peuvent à présent atteindre jusqu'à 225 GWh/j au total dans les deux directions. De plus, l'inauguration de la ligne électrique Baixas-Santa-Llogaia en 2015 a doublé les capacités d'échange. En 2017, la CRE et le régulateur espagnol ont adopté un accord de partage de coûts pour le projet Golfe de Gascogne, qui portera la capacité d'interconnexion électrique à 5 GW en 2025.

Étapes importantes pour le désenclavement de la péninsule ibérique, ces évolutions permettent aussi à la France d'importer de l'énergie. Ce fut le cas durant l'hiver 2016-2017, pour couvrir dans de bonnes conditions la demande quand la capacité de production nucléaire française se trouvait réduite.

La France reste très exportatrice vers l'Espagne (environ 12 TWh) malgré une légère baisse du solde entre 2017 et 2018 liée à une meilleure production hydraulique espagnole. L'utilisation de l'interconnexion France-Espagne reste satisfaisante avec un taux de 88 % en 2018.



Pour en savoir plus sur le module interconnexions : [cliquez ici](#).

En élargissant les débouchés des producteurs et en renforçant la résilience du système électrique européen par une meilleure exploitation des complémentarités entre parcs de production, le développement des interconnexions et l'organisation d'un cadre réglementaire harmonisé accompagnent la croissance de la production d'énergies renouvelables (EnR).

Union européenne : un « design de marché » établi

Après la mise en œuvre du troisième paquet législatif, avec l'élaboration de codes de réseau européens à laquelle la CRE a activement participé notamment dans les groupes de travail de l'ACER sur le gaz et l'électricité, le paquet législatif « Une énergie propre pour l'ensemble des citoyens européens » entend poursuivre l'amélioration de l'exploitation des infrastructures. Celle-ci repose sur un design de marché établi depuis plusieurs années où la fixation des prix par les marchés de gros oriente les flux transfrontaliers des zones à bas prix vers celles où ils sont plus élevés.

Ce dispositif, qui renforce la coordination des réseaux, s'accompagne de nouvelles dispositions sur les capacités d'interconnexion et d'un meilleur accès aux mécanismes de flexibilité.

Les interconnexions : des atouts pour la sécurité d'approvisionnement et le développement des EnR en France

La France dispose d'importantes capacités d'interconnexion électrique et gazière et en poursuit le développement. Sur le plan des infrastructures, les évolutions sont conséquentes. Plusieurs projets ont abouti,

ces dernières années, avec l'interconnexion électrique reliant la France à l'Espagne entre Baixas et Santa-Llogaia en 2015 et aussi avec l'augmentation de 100 GWh/j des capacités d'entrée sur le réseau gazier depuis la Suisse en 2018. À cela s'ajoutent trois projets d'interconnexions électriques actuellement en construction : Savoie-Piémont avec l'Italie, ElecLink et IFA2 avec la Grande-Bretagne et le projet Golfe de Gascogne approuvé en 2017 avec l'Espagne.

Interconnecté avec les marchés électriques européens à fort taux de pénétration d'EnR, en particulier allemand et espagnol, le système électrique français peut importer des surplus de production solaire ou éolienne de ces pays, ou soutenir la stabilité de leurs systèmes électriques en cas de baisse de production. Le rapport publié par la CRE en juillet 2018 a pointé le haut niveau d'interconnexion de la France et ses atouts pour le fonctionnement du marché européen et la sécurité d'approvisionnement, notamment en période de pointes de consommation hivernales.

La croissance des EnR, donnée centrale des plans de développement des réseaux

La hausse de la part des EnR est une donnée centrale des plans décennaux de développement des réseaux qui recensent et évaluent les projets sur la base de scénarios cohérents avec la politique énergétique européenne. Les hypothèses de croissance des capacités de production éoliennes et solaires augmentent fortement à chaque plan décennal. Au niveau européen, la baisse des émissions de CO₂ est devenue une composante significative des bénéfices calculés pour les différents projets d'investissement.



3 questions à

HÉLOÏSE TIXIER,

chargée de mission département
Interconnexions et affaires européennes,
direction des Réseaux

Quel bilan tirez-vous des échanges d'électricité entre la France et ses pays voisins en 2018 ?

Les exportations françaises progressent nettement par rapport à 2016 et 2017, années marquées par des hivers froids et des indisponibilités de centrales nucléaires qui avaient fait grimper les importations.

En 2018, la France a exporté plus de 85 TWh d'électricité (pour environ 25 TWh d'importations), soit 15 % de sa production environ.

Qu'apportent les interconnexions au système électrique français ?

En exploitant les complémentarités des parcs de production et des profils de consommation

entre pays voisins, elles apportent de la flexibilité au système électrique français. Les échanges entre la France et le reste de la région CWE (Belgique, Allemagne, Pays-Bas) sont par exemple marqués par une forte saisonnalité, la France étant surtout importatrice en hiver et presque toujours exportatrice en été. Certaines interconnexions habituellement utilisées à l'export (Grande-Bretagne, Espagne, Italie et Suisse) peuvent aussi être sollicitées pour importer de l'électricité lorsque les conditions de marché sont plus favorables dans ces pays.

Ce fut le cas pendant la semaine du 19 novembre 2018.

Quel est le rôle de la CRE ?

La CRE intervient à la fois pour le développement des interconnexions, en validant les investissements des gestionnaires de réseaux, et pour s'assurer de l'utilisation optimale des interconnexions existantes. Elle mène ses travaux en coopération avec les autres régulateurs européens.

+ 60,2 TWh

Solde des échanges net
en électricité.

- 498,1 TWh

Solde des échanges net en gaz.

Des accords frontaliers de partage des coûts d'investissement

La CRE est directement impliquée dans l'évaluation et la validation des nouveaux projets. Pour les projets d'intérêt commun européen, elle élabore, avec les autres régulateurs concernés, des accords de partage de coûts transfrontaliers. Ces accords répartissent la charge d'investissement selon les bénéfices retirés par chaque pays. En 2018, elle a notamment conclu un accord avec la CREG, régulateur belge, sur le projet de conversion au gaz H des zones alimentées en gaz B. Elle a aussi préparé les futurs accords sur la liaison électrique Celtic avec l'Irlande. Les nouvelles interconnexions sont

des projets complexes et coûteux. La CRE entend 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. Dans ce cadre, le dialogue avec les opérateurs des réseaux de transport, principaux architectes des scénarios à long terme et de la modélisation des systèmes européens, prend toute son importance.

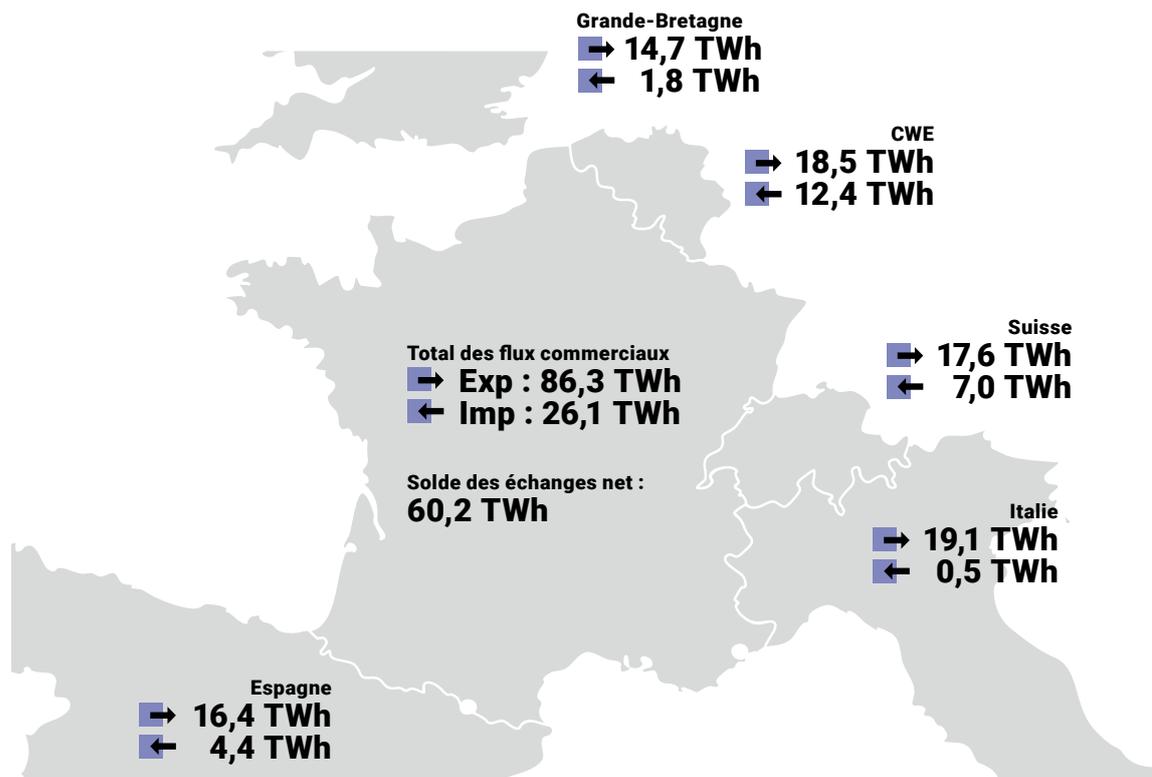
Gaz : deux réformes majeures en 2018

Les capacités d'importation de gaz couplées aux infrastructures de stockage renforcent la diversité des approvisionnements et donnent à la France ainsi qu'à ses pays voisins

des moyens efficaces de répondre aux pointes de consommation.

En 2018, la réforme de la régulation du stockage a assuré un niveau de remplissage élevé et sécurisé ainsi l'approvisionnement. La CRE y a largement contribué. De plus, la création de la zone de marché unique, le PEG France, effective depuis le 1^{er} novembre 2018, fait bénéficier tout le territoire de la diversité des sources d'approvisionnement et du prix du gaz le plus compétitif. Investie depuis 15 ans dans cette réforme, la CRE a défini, avec les GRT et les acteurs de marché, des règles de fonctionnement de la zone qui donnent satisfaction.

Les interconnexions des réseaux d'électricité





CAROLE DELGA,
Présidente de la région Occitanie

La région Occitanie souhaite devenir la première région à énergie positive (REPOS) d'Europe d'ici à 2050. Comment comptez-vous atteindre cet objectif ambitieux ?

Par délibération en date du 28 novembre 2016, la région Occitanie-Pyrénées-Méditerranée s'est résolument engagée sur la voie de la transition énergétique et climatique en affirmant l'ambition de devenir la première région à énergie positive d'Europe en 2050. Cette ambition relève de notre responsabilité collective à agir pour lutter contre le changement climatique. C'est pourquoi nous avons voulu impliquer fortement notre région sur la voie de la transition énergétique pour la diminution des émissions de gaz à effet de serre, dans une logique d'atténuation. Au cours de l'année 2017, nous avons mobilisé plus de 100 experts pour accompagner la région dans la définition de sa trajectoire « région à énergie positive ». À l'issue de ce travail, il apparaît que cet objectif est certes ambitieux, mais réaliste. Pour y parvenir, il conviendra de diviser par deux la consommation d'énergie par habitant et de multiplier par trois la production d'énergies renouvelables. En matière d'énergies renouvelables, la région mise fortement, notamment par un investissement majeur dans son port de Port-la-Nouvelle, sur le développement de l'éolien en mer flottant, technologies

pour laquelle l'Occitanie a de forts atouts au premier rang desquels une exceptionnelle ressource en vent. Cette trajectoire est compatible avec l'objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre inscrit dans le cadre de l'Accord de Paris.

De plus en plus d'acteurs locaux, à toutes les mailles, s'impliquent directement dans la transition énergétique. Quel regard posez-vous sur la multiplication de ces initiatives locales ?

La région, en sa qualité de chef de file, accompagne les territoires et citoyens, pour les rendre acteurs de la transition énergétique. Devenir la première région à énergie positive est plus qu'une ambition, c'est un projet pour notre région, afin d'améliorer la qualité de vie, créer de l'activité et de l'emploi, et donner toute sa place à l'initiative citoyenne. Changer les comportements et favoriser la maîtrise de l'énergie et le développement des énergies renouvelables, sont au cœur de nos priorités. Aujourd'hui, plus de 3 000 citoyens sont impliqués dans des projets d'énergies renouvelables soutenus par la région. De nombreuses collectivités, entreprises, associations agissent pour la transition énergétique, en mettant en place des solutions pour réduire la facture énergétique et développer des énergies renouvelables.

Ces initiatives sont autant de contributions pour une « région à énergie positive », et démontrent que chacun peut agir, à son niveau, qu'il soit citoyen, entrepreneur, élu, responsable associatif... Les secteurs de l'efficacité énergétique et des énergies renouvelables regorgent de nouvelles filières innovantes et d'emplois non délocalisables.

Par des aides directes et par un accompagnement aux formations à ces nouveaux métiers, nous soutenons la création d'emplois pérennes sur l'ensemble de notre territoire.

Agir pour devenir une région à énergie positive, c'est également lutter contre la précarité énergétique, c'est-à-dire permettre aux ménages les plus modestes de réduire leurs factures d'énergie. Œuvrer pour que chacun ait un accès à l'énergie à un coût acceptable, c'est le fondement de notre mobilisation. Agir pour les conditions de vie et le pouvoir d'achat, tel est le sens de nos politiques publiques. L'éco-chèque logement y contribue directement. Plus de 30 000 ménages ont bénéficié d'un éco-chèque pour la réalisation de travaux d'économie d'énergie depuis 2016, ce qui représente une aide de 47,5 M€ de la région.

L'Occitanie accueille un grand nombre de démonstrateurs Smart Grids, tant en milieu urbain (par exemple, Sogrid) que rural (par exemple, smart Occitania). Comment ces démonstrateurs s'inscrivent-ils à long terme dans la stratégie énergétique régionale et quel impact ont-ils sur les territoires ?

La région est partenaire d'Enedis sur le projet *smart Occitania*, et je reste très attentive à l'émergence de nouveaux projets pour une gestion intelligente de l'énergie. Ces démonstrateurs présentent une dimension locale permettant aux territoires de se réappropriier le sujet de la gestion de l'énergie et de s'impliquer concrètement dans la transition énergétique. La gestion intelligente de l'énergie, le stockage et les nouveaux modes de consommation comme l'autoconsommation figurent au rang des ruptures technologiques de demain, soutenues par la région dans le cadre de la Stratégie régionale de l'innovation.





MARCHÉ DU GAZ : DES ÉVOLUTIONS AU BÉNÉFICE DU CONSOMMATEUR, DE LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT ET DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

Nouvelle régulation du stockage de gaz naturel, création de la zone de marché unique : 2018 marque l'aboutissement des grandes réformes structurelles du marché gazier français.

La CRE a largement contribué à ces évolutions majeures qui sécurisent les approvisionnements, font bénéficier tous les consommateurs d'un prix plus compétitif, rendent le marché moins complexe pour les fournisseurs et contribuent à la construction d'un marché européen de l'énergie.

Autre axe de travail : l'accompagnement de la filière biométhane et des recommandations aux pouvoirs publics pour le dispositif de soutien le mieux adapté pour optimiser à la fois la rentabilité des installations et la dépense publique.

1 zone unique
de marché du gaz,
Trading Region France (TRF).

1^{er} novembre 2018
Entrée en vigueur de la zone
de marché unique TRF.

118 TWh
de capacités de stockage
commercialisées aux enchères.

**Dans le prolongement de la loi
du 30 décembre 2017 mettant fin
à la recherche et à l'exploitation
des hydrocarbures en France, l'accès
des tiers au stockage du gaz naturel a été**

LA RÉFORME DU STOCKAGE DU GAZ NATUREL : UN SUCCÈS TRÈS SIGNIFICATIF

réformé en 2018. La CRE a mis en œuvre cette réforme qui vise à garantir la sécurité d'approvisionnement tout en apportant la transparence sur les coûts du stockage.

Le stockage, élément clé de la sécurité d'approvisionnement

Le stockage du gaz naturel est un élément clé de la sécurité d'approvisionnement : les interconnexions et les terminaux méthaniens français ne sont pas dimensionnés pour importer tous les besoins résultant des pics hivernaux de consommation. Ainsi, près de 40 % des volumes de gaz consommés en France durant l'hiver sont couverts par les capacités de stockage détenues par Storengy, Teréga et Géométhane : au total, 11 sites de stockage, représentant un volume utile de 138,5 TWh et une capacité de soutirage de près de 2 400 GWh/j.

Régulation des revenus des opérateurs de stockage : un approvisionnement sécurisé au plus juste prix pour le consommateur

Le premier changement majeur de la réforme est l'abandon de l'obligation de stockage

imposée aux fournisseurs qui les contraignait à détenir chacun un volume minimal de stock de gaz naturel en début d'hiver, en fonction de leur portefeuille de clients. Les obligations représentaient environ les deux tiers des capacités de stockage commercialisées. Ce système donnait aux opérateurs de stockage l'assurance de vendre une part importante de leurs capacités. Il engendrait un risque de tarifs excessifs et peu transparents qui pouvaient renchérir le coût de la sécurité d'approvisionnement pour le consommateur final. En outre, les stockages n'étaient plus suffisamment souscrits, vu la contestation juridique de ces obligations. Désormais, les capacités de stockage nécessaires à la sécurité d'approvisionnement de la France sont fixées par le Gouvernement dans la programmation pluriannuelle de l'énergie. De plus, les revenus des opérateurs de stockage correspondant à ces capacités sont régulés : la CRE fixe ce revenu dit « autorisé » et peut mettre en œuvre des mesures incitatives.

Les opérateurs perçoivent leurs revenus par les enchères et par une compensation incluse dans le tarif de transport de gaz, au final supporté par le consommateur.

Des enchères pour inciter les fournisseurs à acheter des capacités de stockage

Autre grand changement de la réforme : la commercialisation des capacités de stockage. Elle se fait désormais par le biais d'enchères annuelles organisées par les opérateurs de stockage, auxquelles les fournisseurs peuvent participer pour acquérir des capacités de stockage. Les modalités de ces enchères sont approuvées par la CRE sur proposition des opérateurs de stockage.

Enfin, la différence, positive ou négative, entre les revenus directement perçus par les opérateurs de stockage, principalement via les enchères, et leurs revenus « autorisés » est compensée dans le tarif de transport de gaz.

11 sites de stockage,
pour un volume utile de 138,5 TWh
et une capacité de soutirage de près
de 2 400 GWh/j.

23 ventes aux enchères
organisées en mars 2018 pour
les capacités 2018-2019.



Cheminée d'un turbocompresseur, site de Gournay.

Trois délibérations de la CRE

Pour définir les conditions d'application de la réforme, la CRE a impliqué les parties prenantes, le plus largement et le plus en amont possible. Elle a notamment organisé des ateliers de travail avec les acteurs gaziers, une consultation publique et une table ronde. Elle a pris trois délibérations en 2018. Le 22 février, elle a fixé les modalités de commercialisation aux enchères des capacités de stockage. Pour maximiser les souscriptions de capacités, elle a retenu un prix de réserve nul. Le 22 mars, elle a défini le cadre de régulation et le revenu « autorisé » des opérateurs de stockage qui vise à couvrir l'ensemble de leurs coûts au titre de leurs actifs régulés. Elle a déterminé le revenu « autorisé » sur la base des comptes des opérateurs et de la « méthode Hourli » déjà utilisée pour la régulation des gestionnaires de transport de gaz naturel. Le coût moyen pondéré du capital a été fixé à 5,75 %, tenant compte du taux en vigueur pour

l'activité de transport de gaz et des risques spécifiques au stockage.

Le 22 mars, elle a aussi précisé les modalités de compensation des coûts de stockage dans le tarif de transport. L'écart entre le revenu garanti des opérateurs et les recettes qu'ils perçoivent directement, principalement via les enchères de commercialisation, est compensé par un nouveau terme tarifaire dans le tarif de transport de gaz. Ce terme est payé par les consommateurs domestiques raccordés aux réseaux de distribution exerçant des missions d'intérêt général, ou non-domestiques ne pouvant être interrompus lors de pointes de froid.

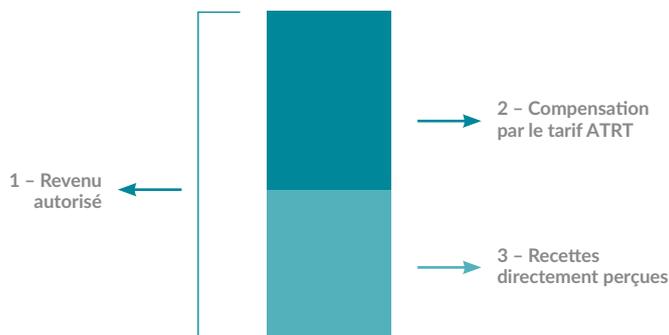
Les premiers résultats de la mise en œuvre de la réforme sont positifs : les capacités nécessaires à la sécurité d'approvisionnement ont été souscrites et les coûts unitaires du stockage ont été ramenés à 5,2 €/MWh (7,5 €/MWh en moyenne en 2016). Les travaux pour établir en 2020 un nouveau tarif de stockage ont été engagés.

Premières enchères de capacités de stockage en mars 2018

Les capacités de stockage de gaz naturel ont été commercialisées pour la première fois aux enchères du 5 au 26 mars 2018, selon les modalités approuvées par la CRE. Toutes les capacités disponibles ont été proposées par Teréga et Storengy sur 23 créneaux de vente. Elles ont été allouées en quasi-totalité à des prix compris entre 0 et 2,02 €/MWh. En dehors de ces enchères, certaines capacités avaient été précédemment souscrites dans le cadre de contrats à long terme.

Au total, les capacités souscrites pour l'année 2018-2019 s'élèvent à 128 TWh et 2 134 GWh/j, supérieures au seuil minimum de 1 990 GWh/j défini par l'arrêté du 13 mars 2018 pour garantir la sécurité d'approvisionnement durant l'hiver 2018-2019. La CRE a mené une consultation publique à l'été 2018 pour recueillir l'avis des acteurs de marché sur les propositions de règles de commercialisation soumises par les opérateurs de stockage pour les prochaines années. Sur cette base, elle a approuvé les modalités de commercialisation applicables à partir d'octobre 2018 : elles prévoient notamment la reconduction d'un prix de réserve nul pour les capacités commercialisées pour l'hiver suivant, un allongement du calendrier de commercialisation et la commercialisation d'une partie des capacités sur un horizon pluriannuel. Objectif de ces évolutions : maximiser le revenu des enchères tout en donnant de la visibilité.

Le calcul de la compensation de chaque opérateur de stockage



1 - Le revenu autorisé d'un opérateur de stockage est constitué par l'ensemble des charges à couvrir pour le périmètre régulé défini par la PPE. Il est fixé chaque année par la CRE.
2 - La commercialisation, principalement *via* des enchères, génère un revenu pour les opérateurs de stockage.
3 - Positif ou négatif, l'écart entre le revenu autorisé et les recettes directement perçues est couvert par un terme dédié dans le tarif de transport du gaz. Il est calculé chaque année par la CRE, pour chaque opérateur, avant le 1^{er} avril.

3 questions à

JULIEN SAUNIER,
chargé de mission à la direction
des Réseaux

La CRE a fixé les modalités des enchères des capacités de stockage. Comment se sont déroulés ses travaux ?

Le délai était très contraint car les capacités de stockage devaient être vendues avant la campagne d'injection qui débute en avril. Nous ne disposions que de deux mois pour fixer les règles de commercialisation à la suite de la réforme. En amont, nous avons donc organisé des ateliers, une table ronde et des consultations publiques. Nos nombreux échanges avec les opérateurs de stockage ont permis d'aboutir à une décision fin février et à la tenue des enchères en mars.

Quel était l'enjeu de cette première commercialisation aux enchères ?

Tout simplement de montrer que ce mode de commercialisation pouvait fonctionner et assurer la sécurité d'approvisionnement de la France pour l'hiver suivant en maximisant les souscriptions de capacités ! Pour répondre à cette priorité, nous avons fixé des modalités simples et transparentes de commercialisation, suivant un calendrier clair. Ce cadre a permis aux opérateurs de stockage de disposer de la souplesse nécessaire pour définir leurs offres.

Quel bilan tirez-vous de ces enchères ?

Elles ont été un succès et la quasi-totalité des capacités ont été souscrites. Les règles ont donné satisfaction mais certains points pouvaient être améliorés. À partir du retour d'expérience de la Concertation stockage, nous avons fait évoluer, en septembre, les règles de commercialisation pour les prochaines années.

128 TWh
de capacités souscrites en 2018
(y compris contrats à long terme).

715 M€
Coût du stockage en 2018.
Baisse de 30 % des coûts unitaires
par rapport à 2016.

L'ACHÈVEMENT DE LA ZONE UNIQUE DU GAZ

Aboutissement de 15 ans de travaux, la zone de marché unique du gaz en France, la Trading Region France, est entrée en vigueur le 1^{er} novembre 2018. Principaux avantages attendus de cette nouvelle configuration : pour les consommateurs, un prix du gaz plus compétitif et, pour les fournisseurs, un marché moins complexe et plus liquide.

Un processus par étapes

Conformément à la volonté de la CRE de permettre, sur tout le territoire, l'accès à un marché liquide et concurrentiel, les sept zones de marché du gaz ont été progressivement fusionnées à partir de 2003 jusqu'à aboutir à deux places de marché le 1^{er} avril 2015 : au Nord le point d'échange de gaz (PEG) Nord géré par GRTgaz, au Sud la *Trading Region South* (TRS) gérée conjointement par GRTgaz et Teréga (à l'époque TIGF).

La fusion de ces deux zones était l'ultime étape pour aboutir à une zone de marché unique, objectif fixé par la CRE dès 2012.

Nouvelles infrastructures, nouveaux mécanismes de marché

Cette fusion imposait d'accroître les capacités de transport de gaz entre le nord et le sud de la France. Après comparaison des coûts et bénéfices associés à différents schémas d'investissement, la CRE a retenu en 2014 une solution consistant à renforcer les artères Val-de-Saône et Gascogne-Midi pour un coût d'investissement optimisé (823 M€). Elle permet de traiter la quasi-totalité des configurations d'utilisation du réseau pour un coût moindre et sans dégrader les capacités existantes sur le réseau. Lever l'intégralité des congestions aurait en effet été significativement plus coûteux. GRTgaz et Teréga ont mis en service ces deux projets dans les délais et les coûts prévus. Résoudre de manière ponctuelle les

congestions résiduelles sur le réseau nécessite, en outre, des mécanismes contractuels. Sur la base des travaux de GRTgaz et Teréga, la CRE a défini ces mécanismes de marché en concertation avec les acteurs : *spread* localisé (achat de gaz en aval, revente en amont pour résoudre les congestions), *flow commitment* (contractualisation de flux de gaz pour anticiper les déficits à l'aval des congestions) et, en dernier recours, restriction de capacité. La CRE a ainsi pris deux délibérations, le 26 octobre 2017 puis le 24 juillet 2018, définissant les règles de fonctionnement de la future zone unique.

Une zone de marché unique au bénéfice du consommateur final

La création d'une place de marché unique apporte trois avantages majeurs. D'abord, elle instaure un prix unique sur les marchés de gros français au bénéfice de tous les consommateurs français, en particulier ceux du Sud pénalisés auparavant par les écarts de prix avec le Nord. En effet, alors que le Nord bénéficiait de terminaux méthaniers et de capacités d'interconnexion significatives



Pour en savoir plus sur l'interview de Messieurs Trouvé et Mockly sur la zone unique de marché de gaz : [cliquez ici.](#)



Installation de traitement du gaz, site de Gournay.

avec les réseaux norvégien, allemand et belge, l'approvisionnement du Sud dépendait à près de 40 % des terminaux méthaniers de Fos-sur-Mer. Or, ces dernières années, le prix du gaz naturel liquéfié (GNL), soumis aux aléas de la demande mondiale, a fréquemment été supérieur à celui du gaz gazeux. De ce fait, des écarts de prix entre le PEG Nord et la TRS ont parfois été significatifs.

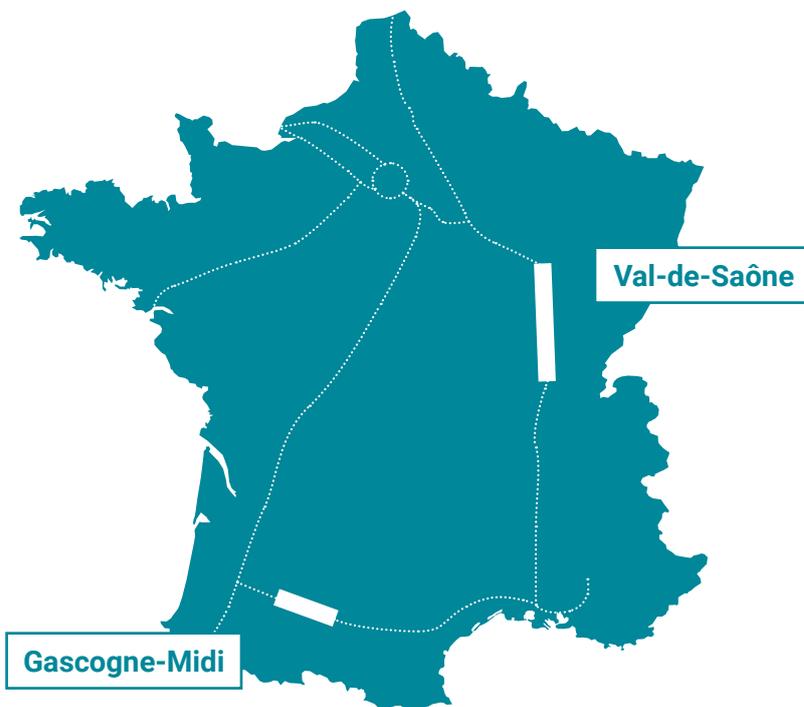
Ensuite, elle rend le marché français moins volatil, plus liquide et compétitif, mieux intégré au marché européen, dont la place de marché la plus liquide est TTF aux Pays-Bas. Avec la création d'une place de marché unique, le sud-ouest de l'Europe bénéficie de prix plus compétitifs, avec des effets bénéfiques au-delà de la France, notamment en Espagne et au Portugal.

Enfin, en améliorant l'accès aux différentes sources de gaz, importé en quasi-totalité, elle renforce la sécurité d'approvisionnement de la France.

De plus, l'instauration de la place unique de marché est compatible avec le modèle cible pour le marché du gaz en Europe défini par l'ACER en 2015. L'Allemagne développe un projet similaire avec la décision en 2017 de fusionner les deux places de marché Gaspool et NetConnect Germany (NCG).

Un modèle de concertation éprouvé

La fusion des zones a été un chantier d'envergure, pour la CRE comme pour GRTgaz et Teréga, qui ont travaillé en étroite collaboration. La réussite du projet, dans les temps et le budget impartis, a confirmé le bon fonctionnement de la Concertation gaz. Cette instance a permis de travailler, au fur et à mesure des avancées du projet, avec les acteurs (expéditeurs, principaux consommateurs et représentants des consommateurs, etc.) pour aboutir aux règles de fonctionnement du marché les plus optimales.



Projet Val-de-Saône :

190 km de canalisations supplémentaires de la Haute-Marne à l'Ain, renforcement de trois grilles d'interconnexion et d'une station de compression.

Projet Gascogne-Midi :

62 km de canalisations supplémentaires entre les Landes et le Gers, renforcement de la station de compression de Barbaïra (Aude) et adaptation des stations de Cruzy (Hérault) et de Saint-Martin-de-Crau (Bouches-du-Rhône).



Le réseau Megal en Allemagne : la station de compression d'Öbergailback.

L'avis des acteurs du marché sur la place de marché unique du gaz

« Direct Energie se félicite de la réalisation, dans les temps, de ce projet majeur qui fait profiter les consommateurs d'un prix du gaz unifié. Quant aux différents actifs gaziers (stockages, terminaux GNL) et aux centrales de production d'électricité (cycles combinés), ils pourront bénéficier des marchés de gros liquides, profonds et compétitifs. »

« Pour ENI, la création de la place de marché unique en France est une étape clé de la construction du marché français, au bénéfice de l'ensemble des consommateurs. Sa mise en œuvre opérationnelle au 1^{er} novembre 2018 a été un succès, résultant principalement de l'important travail de préparation et de concertation réalisé par le régulateur et les transporteurs de gaz. »

« L'UNIDEN considère que, dans un contexte de *spreads* Nord-Sud élevés, l'investissement pour fusionner les zones était indispensable au bénéfice de tous les consommateurs, y compris ceux du nord de la France. Les GRT l'ont réalisé avec un professionnalisme remarquable. La transition énergétique et le rôle croissant du GNL rendent d'autant plus essentielle la place de marché unique pour apporter la flexibilité des flux nécessaire. »

L'ENJEU DU BIOMÉTHANE

Utilisé comme carburant ou en substitution aux usages historiques du gaz, le biométhane contribue à réduire l'empreinte carbone et la dépendance de la France aux importations d'énergie fossile. La loi de transition énergétique pour la croissance verte a fixé l'objectif de 10 % d'énergie renouvelable dans la consommation de gaz en 2030.

Définir au plus juste le dispositif de soutien

Cette ambition renforce la nécessité de définir au plus juste le dispositif de soutien, explicitement conditionnée à une baisse des coûts de production dans le projet de programmation pluriannuelle de l'énergie mise en consultation en janvier 2019. L'enjeu est d'allouer une rentabilité suffisante aux installations répondant aux objectifs de politique publique en s'adaptant à la diversité des situations.

À partir des données déclarées par 28 producteurs d'installations en fonctionnement (sur 60 interrogés), la CRE a dressé un bilan technique et économique avec la Direction générale de l'énergie et du climat. Au terme d'échanges avec les producteurs, elle a établi une base de données des coûts, des recettes, des intrants traités (déchets ménagers, déchets ou produits agricoles, déchets de l'industrie agroalimentaire) et de la rentabilité des installations.

Guichet ouvert et appel d'offres

Pour une part significative des installations, la CRE a mis en évidence des rentabilités élevées qui nécessitent de baisser le tarif d'achat afin d'amorcer la dynamique attendue par la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE). Le maintien d'un guichet ouvert apparaît, en revanche, pertinent pour le monde agricole. La CRE recommande de le limiter à des installations homogènes correspondant au modèle de méthanisation que les pouvoirs publics souhaitent soutenir. Les critères d'éligibilité pourraient être liés à la taille

de l'installation et aux intrants traités. Pour soutenir les autres installations et prendre en compte leur grande variabilité, l'organisation d'appels d'offres réguliers au niveau régional pourrait être appropriée. Dans tous les cas, la CRE considère essentielle une bonne articulation avec les autres subventions. De plus, le mécanisme de soutien devrait explicitement prendre en compte la saisonnalité des intrants mais aussi la disponibilité des réseaux de gaz pour éviter de coûteux renforcements.

Choix des intrants et de la valorisation énergétique : bien orienter les projets

Les méthanisations peuvent être alimentées par des intrants très divers par leur pouvoir méthanogène ou leur facilité de transport et de stockage. Certains intrants sont particulièrement recherchés et peuvent faire l'objet d'une concurrence entre producteurs. Pour la CRE, des mesures doivent être prises pour éviter d'entraîner la filière méthanisation dans un cercle vicieux d'inflation du prix des intrants et de demande subséquente d'augmentation des subventions publiques. Le biogaz produit par méthanisation peut être valorisé en biométhane injecté sur le réseau, en carburant (bioGNV) ou dans la production d'électricité. Les projets doivent être orientés vers la valorisation énergétique la plus pertinente pour la collectivité, ce qui suppose une planification, par exemple via des schémas régionaux de développement s'appuyant sur les bilans environnementaux, énergétiques et économiques relatifs aux différentes valorisations. La CRE propose aussi de conditionner le soutien public à la formation des exploitants et à la certification des matériels et des bureaux d'études. Il s'agit d'une mesure centrale pour accompagner la professionnalisation et la montée en gamme de la filière.

10 %

d'énergie renouvelable
dans la consommation de gaz
en 2030.

28

producteurs d'installations
en fonctionnement
(sur 60 interrogés).



JEAN-FRANÇOIS DELAÎTRE,
dirigeant de la société O'Terres Énergies

Qu'est-ce qui vous a amené à produire du biométhane ?

Située en Seine-et-Marne, mon exploitation agricole est une ferme de 230 ha, typique de la région, dans laquelle je cultive des céréales et des betteraves. J'ai lancé l'activité biométhane en 2014, en partenariat avec un voisin agriculteur, aujourd'hui à la retraite, à la tête d'une exploitation agricole équivalente à la mienne. Ma première motivation était de disposer d'un fertilisant organique en l'occurrence le digestat obtenu en fin de processus de méthanisation, afin de m'affranchir de l'utilisation d'engrais chimiques et d'améliorer la fertilité des sols de la ferme. La garantie d'un revenu fixe sur 15 ans contrebalance les aléas liés à la volatilité des marchés des matières premières. Enfin, je voulais me lancer dans une nouvelle expérience, dans le cadre d'un ancrage local, et apprendre un nouveau métier. La capacité de l'installation était de 125 Nm³ au départ. À la suite de problèmes de fiabilité de certains matériels, nous avons changé le système d'épuration et agrandi le méthaniseur. Sa capacité a été portée à 250 Nm³. Elle pourra être augmentée à plus de 300 Nm³. La première installation a nécessité un investissement

de 3,5 M€ et l'agrandissement, 2 M€ supplémentaires.

Quelles sont les principales difficultés que vous avez rencontrées sur le plan technique ?

Au départ, nous n'avons pas connu de difficultés particulières. Nous avons lancé l'idée en 2012 et l'installation a été mise en service dès 2014. Le projet a été réalisé exceptionnellement vite. Nous n'étions que deux partenaires et nous n'avons quasiment pas fait appel à des subventions publiques. Nous maîtrisons les intrants – qui sont des sous-produits de nos exploitations – et l'épandage du digestat. En amont du projet, nous nous sommes réunis autour d'un petit bureau d'études à huit agriculteurs ayant des projets similaires pour mettre en commun notre réflexion et certains moyens. Peu après la mise en service de l'installation, le constructeur allemand du digesteur – c'est-à-dire la cuve utilisée dans le processus de méthanisation – a déposé le bilan. Il a fallu trouver des solutions, notamment pour la reprise de la maintenance. Mais les installations de méthanisation sont robustes. J'ai surtout eu à déplorer des problèmes de fiabilité du système d'épuration. Nous

rencontrons aussi quelques difficultés pour trouver des salariés qui acceptent les astreintes nécessaires liées au suivi d'un site industriel fonctionnant 24 heures sur 24. L'acceptabilité locale est également un sujet, surtout depuis que nous avons agrandi l'installation. L'un de défis est de trouver des intrants supplémentaires pour alimenter le digesteur. La valorisation des biodéchets en provenance de l'agglomération parisienne est une solution envisagée.

Qu'est-ce que cette filière peut apporter au mix énergétique ?

En France, nous avons la chance de disposer d'infrastructures gazières très développées. Le réseau, qui sert à acheminer le gaz naturel vers les consommateurs finals, est un outil d'avenir car de nouvelles utilisations vont apparaître. Il permet déjà de stocker de l'énergie. Cet usage sera encore plus nécessaire demain. L'injection de biométhane donne une nouvelle valeur à cet outil. La méthanisation s'inscrit dans l'économie circulaire. Elle traite des déchets produits à proximité et le digestat est épandu dans les champs proches. Elle réduit l'utilisation de fertilisants chimiques dans l'agriculture. Enfin, cette activité crée des emplois locaux. Les installations sont situées en milieu rural, mais la méthanisation est à la frontière entre l'espace rural et le monde urbain. Les digesteurs peuvent être alimentés par des déchets produits en milieu urbain. Ils fournissent du biométhane aux zones d'habitation. Il est maintenant nécessaire de mesurer précisément ce que cette activité apporte à l'économie et à la transition énergétique. Pour que cette filière se développe, l'aide publique, reflet d'une volonté politique, doit rester un gage de sérénité. Enfin, il me semble important de favoriser la mobilité au bioGNV car elle offre un débouché à la filière et fait comprendre à tout le monde concrètement à quoi sert la méthanisation.





LES ZNI, TERRES D'ÉLECTION DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

Pour les ZNI, des objectifs ambitieux de développement des énergies renouvelables sont fixés. La CRE accompagne leur transition énergétique, avec une attention particulière à la sûreté du système électrique et à la maîtrise des dépenses publiques.

L'année 2018 marque des avancées concrètes avec trois délibérations phares relatives à la maîtrise de la demande, au stockage et aux énergies renouvelables.

50 % d'EnR
*dans le mix énergétique :
objectif 2020.*

Juillet 2018 :
*lancement de l'appel à projets
de stockage à Mayotte.*

653 M€
*d'aides pour le déploiement d'actions
de MDE sur 5 ans.*

Dans les ZNI, zones non interconnectées au réseau électrique continental, l'électricité consommée est nécessairement produite sur place, aujourd'hui essentiellement à partir de ressources fossiles importées (fuel, gaz,

des fournisseurs historiques sont compensés au titre des charges de service public de l'énergie (SPE) financées par le budget de l'État. Portées par les investissements dans des centrales au fuel mises en service au début des années 2010, la hausse de la consommation et le déploiement des énergies renouvelables, ces charges sont passées de 1 Md€ en 2009 à 2 Md€ en 2019 (prévision).

PARVENIR À L'AUTONOMIE ÉNERGÉTIQUE, RELEVER LES DÉFIS DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

Vers un mix énergétique plus décarboné

En 2017, les EnR couvrent 28 % du mix électrique des ZNI. Passer d'un système centralisé, où la fourniture est surtout assurée par des combustibles fossiles, à un système plus flexible, basé sur des EnR pour certaines intermittentes, suppose de développer des solutions d'autant plus innovantes que les systèmes électriques des ZNI sont, par leur petite taille, très sensibles aux variations de production et de consommation.

En attendant le déploiement de ces solutions, comme le stockage, les opérateurs de réseau sont contraints de limiter le développement des EnR.

La place encore prépondérante des moyens thermiques et le constat que les ZNI représentent 2 % de la consommation française d'électricité mais 15 % environ des émissions de CO₂ du secteur électrique national rendent primordial le développement des EnR.

Les PPE : cohérence entre les investissements passés et le nécessaire verdissement du mix

Outils de pilotage des politiques énergétiques des ZNI, les programmations pluriannuelles de l'énergie (PPE) sont élaborées conjointement par les autorités locales et le Gouvernement. Initiée en 2018, leur révision se poursuit jusqu'en 2019.

La CRE a formulé des recommandations pour optimiser les systèmes électriques et les investissements ; elle travaille avec les autorités publiques et les collectivités.

Tout en définissant un rythme ambitieux

charbon), complétées le cas échéant par des énergies renouvelables (EnR) locales à puissance garantie (hydraulique, biomasse, géothermie) ou intermittentes (éolien, photovoltaïque, hydraulique au fil de l'eau, biogaz, incinération). Face aux défis de la transition énergétique, les ZNI ont mis le cap sur le développement des EnR et l'autonomie énergétique.

Des charges de Service public d'électricité (SPE) qui augmentent

Les caractéristiques climatiques et géographiques de ces territoires, les contraintes logistiques liées à l'insuffisance d'infrastructures routières et portuaires et la petite taille des systèmes électriques entraînent des coûts de production beaucoup plus élevés (226 €/MWh en moyenne en 2017) qu'en France continentale. Toutefois, selon le principe de péréquation nationale, les consommateurs paient un tarif d'électricité identique à celui de France continentale : les surcoûts structurels entre coûts de production et recettes tarifaires

50 % du mix énergétique des ZNI couverts par des EnR : objectif 2020 de la loi de transition énergétique pour la croissance verte (LTECV). Analyse par la CRE des besoins d'investissement des systèmes électriques corse et guyanais en 2018 ainsi que du système électrique mahorais en 2019.

Les ZNI

La Corse, les départements et régions d'outre-mer (Guadeloupe, La Réunion, Mayotte), les collectivités territoriales (Martinique, Guyane), certaines collectivités d'outre-mer (Saint-Pierre-et-Miquelon, Saint-Barthélemy, Saint-Martin, Wallis et Futuna) ainsi que les îles d'Ouessant, Molène, Sein et Chausey ne sont pas connectés au réseau d'électricité continental (ou de façon très limitée pour la Corse).

Quatre missions principales pour la CRE

Dans son évaluation annuelle du montant des charges de service public de l'énergie, la CRE calcule les charges supportées par les fournisseurs historiques EDF SEI, EDM et EEWf au titre de la péréquation tarifaire dans les ZNI. Ces charges intègrent les surcoûts de production et d'achat d'électricité.

La CRE évalue aussi les projets de contrats de gré à gré pour la production d'électricité, le stockage et les actions de maîtrise de la demande en énergie, contrats qui n'existent que dans les ZNI.

Elle définit les tarifs réglementés de vente d'électricité qui, à la différence de l'hexagone, s'appliquent à tous les consommateurs et elle régule les activités de réseau des opérateurs historiques. Elle calcule notamment les dotations annuelles à verser aux gestionnaires de réseaux dans le cadre du Fonds de péréquation de l'électricité.

Comme en France continentale, elle se prononce sur la pertinence et le bon dimensionnement des mécanismes de soutien aux EnR dans le cadre de l'obligation d'achat et instruit les appels d'offres. Sauf pour la filière photovoltaïque, pour laquelle un soutien par arrêté (petite puissance) ou par appel d'offres (grande puissance) est pertinent, la CRE recommande, pour ces territoires, de recourir aux contrats de gré à gré.



Port de Fort-de-France, en Martinique. Mise en service de la centrale bagasse/biomasse d'Albioma en Martinique (Galion 2) en 2018.

de développement des EnR, les PPE doivent tenir compte des moyens thermiques dont certains, en service depuis seulement cinq ans, généreront un coût pour la collectivité quel que soit leur taux d'appel. Il convient aussi de privilégier des technologies renouvelables robustes et, si possible, dont les coûts complets sont inférieurs aux coûts variables des centrales thermiques auxquelles la production renouvelable se substituera dans les parcs en situation de surcapacité. Autre point d'attention pour toutes les parties prenantes : le bon dimensionnement des nouveaux moyens de production. En particulier, éviter des investissements pour des centrales thermiques surdimensionnées qui freineraient le développement d'installations de production d'énergie à partir de renouvelables et entraîneraient ainsi des coûts échoués.

Colloque européen pour « Une énergie propre dans les îles »

La CRE a organisé à Paris en mars 2018 le forum « Une énergie propre pour les îles européennes ». Vingt-trois intervenants et 200 invités ont participé à cet événement sur la transition énergétique dans les îles. Étaient représentés à haut niveau les régulateurs italien (ARERA), portugais (ERSE), maltais (REWS), espagnol (CNMC) et grec (RAE) ainsi que plusieurs opérateurs intervenant dans les territoires insulaires : HEDNO pour la Grèce et Electricidade dos Açores pour le Portugal. Les échanges ont porté sur les différents modèles réglementaires européens dans les territoires insulaires, les mécanismes de soutien aux systèmes énergétiques et la gestion de la transition énergétique dans ces zones particulières. Côté français, c'est surtout l'expérience tirée des ZNI, qui a été mise en avant. Les débats avec le public ont aussi mis en évidence la nécessité d'améliorer la mise en relation des porteurs de projet avec les financeurs. L'intégralité du forum a été filmée : elle est accessible sur www.zni.cre.fr.

Dans le prolongement du forum de Paris, le Président de la CRE a inauguré, le 9 juillet 2018, le forum organisé par le régulateur grec sur l'île de Naxos, aux côtés du ministre grec de l'Environnement et de l'Énergie Giorgos Stathakis.

45%

L'objectif de pénétration des EnR intermittentes à horizon 2023 affiché dans les PPE.

1,7 Md€

Le montant des charges constatées dans les ZNI au titre de 2017.



Pour en savoir plus sur le colloque : [cliquez ici](#).

APPROBATION D'UN PLAN D'AIDE À LA MDE DE 653 M€ : UNE ACTION EXEMPLAIRE



Actions standard en Corse : 30 % particuliers, 22 % précaires, 23 % tertiaire, 24 % collectivité.

RÉDUCTION DE LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ DE

10 %

grâce à la mise en œuvre
des actions standard de MDE.

En réduisant les consommations électriques, les actions de MDE (maîtrise de la demande d'électricité) diminuent le recours aux moyens de production les plus coûteux, limitent les investissements futurs et évitent des émissions de CO₂. Pour garantir qu'elles génèrent des économies pour les charges de SPE, l'aide financière qui leur est versée est plafonnée par les surcoûts de production qu'elles évitent.

La CRE a adopté, par sa délibération du 17 janvier 2019, les cadres territoriaux de compensation : les « petites actions » de MDE au titre des charges de SPE pour la Corse, la Guadeloupe, la Guyane, la Martinique, Mayotte et La Réunion.

Des cadres territoriaux de compensation ambitieux

Après la publication de la méthodologie de la CRE pour analyser les « petites actions » MDE, les comités territoriaux MDE des ZNI ont déterminé celles qu'ils souhaitent voir déployer sur leur territoire et transmis leur dossier d'analyse à la CRE en 2018. Les actions proposées par les comités ciblent les clients résidentiels, le secteur tertiaire, les industries et les collectivités. Sur cette base, la CRE a élaboré, pour chacune des ZNI, un cadre territorial de compensation d'une durée de cinq ans, en cohérence avec celle des PPE. Applicables à partir de janvier 2019, ces cadres précisent, pour les actions de MDE standard, la nature, les caractéristiques et l'aide maximale financée par les charges de SPE. Pour les actions non standard, dont la forte dépendance au site d'implantation et la spécificité nécessitent de déterminer l'aide au cas par cas, les cadres territoriaux définissent une enveloppe prévisionnelle au titre des charges de SPE de 119 M€.

Ajustement à la hausse des aides aux personnes en situation précaire

Les actions standard proposées par les comités ciblent prioritairement l'isolation des bâtiments, le déploiement des chauffe-eau solaires et la climatisation performante. La mise en place d'un éclairage performant, avec le recours aux lampes LED, ou la rénovation de l'éclairage public sont aussi des enjeux importants pour les collectivités. Pour les actions standard, le versement des aides se traduira par 534 M€ de dépenses directes au titre des charges de SPE de 2019 à 2023. Les dispositifs de MDE installés réduiront la consommation d'électricité et en diminueront les coûts de production. Sur toute la durée de

vie des équipements (jusqu'à une trentaine d'années, pour certains), les économies nettes pour les charges de SPE sont estimées à 1 663 M€.

Pour les personnes en situation de précarité, nombreuses dans les ZNI, les aides ont été ajustées à la hausse : elles représentent 34 % des charges brutes de SPE, soit 182 M€ sur cinq ans.

Un accompagnement efficace sur le terrain, gage de réussite

La réalisation de l'ensemble des actions standard pourrait entraîner 880 GWh/an d'économies d'énergie sur ces territoires, soit 10 % de leur consommation électrique en 2017.

Elle s'accompagnera d'une réduction des émissions de gaz à effet de serre d'environ 590 000 tonnes équivalent CO₂/an, soit une baisse d'environ 8 % des émissions liées à la production d'électricité : c'est considérable.

Pour donner toute sa mesure, ce plan d'investissement ambitieux nécessite d'être bien accompagné sur le terrain, en particulier via une sensibilisation efficace des consommateurs. La CRE a demandé aux comités MDE d'y porter attention. Plus largement, elle a invité les collectivités et l'État à engager une évolution ambitieuse de la réglementation et de la fiscalité pour accompagner les efforts de MDE.

Les « petites actions » de MDE regroupent la distribution et l'installation d'équipements énergétiques performants chez les particuliers et dans les entreprises (LED, chauffe-eau solaires, isolation des bâtiments, etc.).

Le comité MDE réunit, dans chaque ZNI, les collectivités, l'ADEME, l'opérateur historique et les services de l'État.



Plan d'investissement pour les actions de MDE de 94 M€ sur 5 ans en Guadeloupe.

ONZE PROJETS DE STOCKAGE VALIDÉS PAR LA CRE



Installation de stockage (batterie) en Guadeloupe.

Stocker l'électricité permet, à moindre coût pour la collectivité, de gérer l'intermittence des EnR et de les insérer dans le système électrique, en fournissant des réserves de puissance pour le réglage de la fréquence en substitution des groupes thermiques et en couvrant la pointe de consommation avec l'énergie stockée, produite en heures creuses. Le stockage contribue ainsi à économiser des coûts de production et à reporter des investissements dans les moyens de production et le renforcement du réseau.

Une nouvelle méthodologie pour instruire les projets de stockage et retenir les plus efficaces

Dans sa délibération du 30 mars 2017 adoptée au terme de la consultation publique lancée le 2 décembre 2016, la CRE a défini une méthodologie d'instruction des projets qui vise à garantir le développement efficace des ouvrages centralisés de stockage.

Cette méthodologie prévoit que le gestionnaire de réseau publie les prescriptions techniques nécessaires pour dimensionner le stockage et optimiser les projets au regard des besoins du système électrique. Pour assurer la mise en concurrence des projets et leur

interclassement, la CRE a prévu d'organiser, chaque année, un guichet de saisine unique. Pour que la CRE puisse retenir en priorité les projets les plus efficaces, l'instruction des dossiers repose sur une analyse au cas par cas des coûts et des gains pour le système électrique. Leur compensation est calculée sur la base de leur coût diminué des éventuelles recettes et subventions. Elle est plafonnée à la valeur des charges de SPE ainsi évitées.

Premier guichet de stockage dans les ZNI

La CRE a lancé en 2017 le premier guichet de stockage. Elle a instruit 46 projets en Corse, Guadeloupe, Guyane, Martinique et à La Réunion et en a sélectionné 11 lors de sa délibération du 4 octobre 2018. La puissance totale retenue pour ce guichet s'élève à 50 MW en injection.

Le financement de ces projets engendrera des charges de SPE de 80 M€, environ, sur leur durée de vie. Selon l'estimation de la CRE, les surcoûts de production évités par ces projets s'élèvent à 450 M€, soit une économie de charges de SPE de 370 M€ sur les 25 prochaines années.

11
projets.

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

3 questions à

VIANNEY CHRISTOPHE,

chargé de mission à la direction du Développement des marchés et de la transition énergétique

Pourquoi développer le stockage dans les ZNI ?

Dans les ZNI, l'appel des centrales électriques suit l'évolution de la demande électrique sans possibilité d'adaptation. Le stockage donne la capacité de stocker de l'électricité peu onéreuse quand la demande est faible pour la réinjecter aux périodes de forte tension et éviter ainsi le démarrage de groupes thermiques polluants et chers. Les ZNI ayant des coûts de production élevés, il est particulièrement pertinent d'y développer le stockage. À la fois pour réduire le coût de fonctionnement global des parcs de production et pour diminuer les charges

inhérentes à la péréquation tarifaire avec ces territoires.

Quels étaient les obstacles au développement du stockage en ZNI ?

Contrairement à la métropole, il n'y a pas de marché de l'électricité dans les ZNI. Un acteur tiers ne peut donc pas valoriser l'électricité qu'il injecte sans contrat d'achat avec l'opérateur historique et il n'a pas d'indicateurs économiques pour juger de la pertinence économique de son investissement. Jusqu'à présent, il n'y avait donc aucun cadre de compensation pour développer des projets de stockage.

Quel est le rôle de la CRE ?

Après avoir analysé la complétude des dossiers des candidats, la CRE évalue les gains économiques générés par chaque projet de stockage. Ces gains sont ensuite comparés aux coûts de l'installation, intégrant la rémunération de l'investisseur. Les projets les plus efficaces, dont les gains sont supérieurs aux coûts, sont retenus.

QUELQUES CHIFFRES CLÉS SUR LE STOCKAGE DANS LES ZNI

5
porteurs de projets
différents.

2 services
(réserve rapide
et arbitrage).

46 candidats.

50 MW
en injection retenus.

10 à 25
ans : durée de vie des projets.

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

PREMIÈRE CONVERSION À LA BIOMASSE D'UNE CENTRALE CHARBON EN GUADELOUPE

La CRE a validé en novembre 2018 la compensation des charges liées au projet de conversion à la biomasse de la centrale charbon d'Albioma Caraïbes, en Guadeloupe. Cette centrale de 34 MW produit environ 260 GWh/an, soit 15 % de la consommation électrique du territoire.

PPE : 66 MW de capacités de biomasse supplémentaires en 2023

Cette conversion constitue une première étape vers un moindre recours au charbon. Elle s'inscrit dans le droit fil des objectifs de la LTECV et de la PPE de la Guadeloupe, qui prévoit 66 MW de capacités supplémentaires valorisant la biomasse en 2023, dont 43 MW en substitution du charbon.

La conversion à la biomasse de la centrale d'Albioma portera à 35 % environ (20,5 % en 2017) la part des EnR dans le mix électrique de la Guadeloupe et réduira de 265 000 teq CO₂ par an les émissions de la centrale, soit une baisse de 87 % par rapport à son fonctionnement actuel au charbon.

100 % biomasse en 2020

En se basant sur le prix du CO₂ en 2018, sa conversion devrait entraîner un surcoût moyen annuel d'achat voisin de 24 M€, supporté par les charges de SPE. Toutefois, elle évite des coûts échoués importants qu'entraînés sa nécessaire mise en conformité avec la directive européenne sur les émissions des centrales à charbon.

Après la délibération de la CRE, la centrale d'Albioma Caraïbes a signé le 18 décembre 2018 l'avenant correspondant à son contrat de vente d'électricité à EDF. Les travaux de conversion débuteront en 2019 pour un fonctionnement 100 % biomasse en 2020. Cela doit s'accompagner de travaux sur le développement de filières locales de biomasse.

35 %

part d'EnR dans le mix électrique
de Guadeloupe à horizon 2020.



Usine géothermique de Bouillante, en Guadeloupe.

LA MISSION DE LA CRE EN GUADELOUPE, À SAINT-MARTIN ET À SAINT-BARTHÉLEMY



Catherine Edwige, commissaire de la CRE ; Jean-François Carencu, président de la CRE ; et les équipes d'EDF à St-Barthélemy.

Pour mieux appréhender les problématiques ainsi que les enjeux énergétiques et socio-économiques locaux, la CRE a mené une mission d'expertise en Guadeloupe, à Saint-Martin et à Saint-Barthélemy du 19 janvier au 3 février 2018.

Guadeloupe : la stabilité du système électrique, enjeu majeur du développement massif des EnR

La CRE a mis en évidence la problématique de la stabilité du système électrique guadeloupéen. La parade d'EDF consistait jusqu'à présent à mobiliser plus fréquemment les turbines à combustion : eu égard à leurs coûts, la CRE a demandé à EDF de recourir dans les meilleurs délais à des solutions alternatives.

La Guadeloupe ambitionne d'accroître fortement la place des EnR : compte tenu des projets en développement, la production d'électricité d'origine renouvelable représenterait 70, voire 80 % du mix en 2030. Dans ce contexte, la CRE considère que la mobilisation des différentes énergies doit être priorisée en intégrant les problématiques de surcapacité et de stabilité du système. Elle s'est aussi félicitée de la préparation fin 2018 d'un appel d'offres photovoltaïque pour les ZNI. Il concerne notamment la Guadeloupe et reprend ses principales conclusions : la nécessité d'assurer le développement séparé

du photovoltaïque et du stockage, s'inscrire sur plusieurs périodes, définir des objectifs en cohérence avec chaque PPE.

À la suite de sa mission, la CRE a facilité la conclusion du protocole d'accord pour la centrale biomasse d'Albioma à Marie-Galante : il a été signé par tous les partenaires du projet le 10 avril 2018.

L'impact de l'ouragan Irma à Saint-Martin et Saint-Barthélemy

Dans ces îles, le passage de l'ouragan Irma le 6 septembre 2017 a eu un lourd bilan humain et matériel, notamment sur les réseaux électriques. Grâce à la forte mobilisation d'EDF SEI, épaulé par Enedis, les sites vitaux ont pu être rapidement réalimentés en électricité et, dans un second temps, les travaux de reconstruction des réseaux entrepris.

Au regard de l'évolution post-cyclonique de la consommation, il convient de s'assurer de la nécessité des investissements envisagés dans les cinq prochaines années. De plus, cet événement a mis en lumière le besoin de clarifier le cadre juridique relatif à la péréquation tarifaire dans ces deux territoires.

La rencontre de Jean-François Carencu avec les Présidents de ces collectivités a contribué à accélérer l'engagement de celles-ci à conclure avec l'État une convention pour sécuriser les investissements et définir les ambitions en termes d'EnR et de sobriété énergétique.

15 %

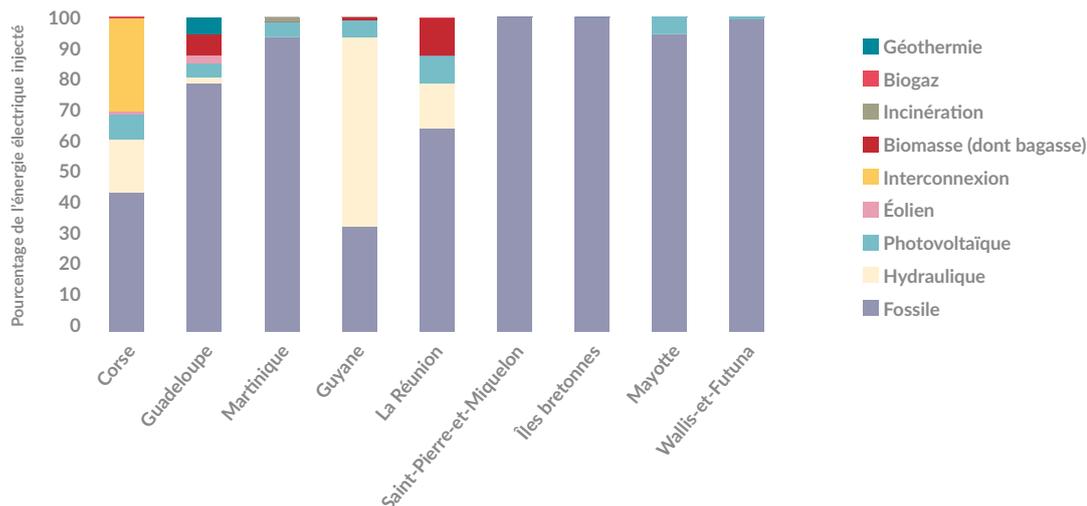
de la consommation d'électricité de Guadeloupe produite par de la biomasse en 2020.

265 000

teq CO₂ évitées chaque année par rapport à un fonctionnement au charbon.

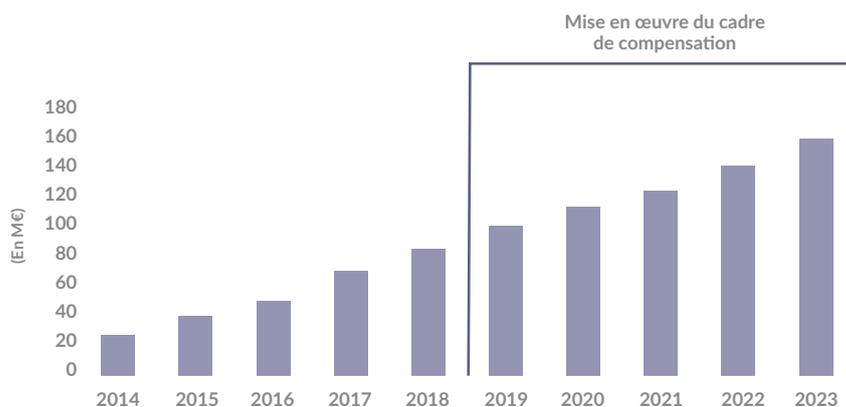
Un mix énergétique encore très carboné (2017)

Les ZNI présentent d'importantes disparités, avec un mix électrique carboné à moins de 50 % en Guyane et à plus de 90 % à la Martinique et à Mayotte.

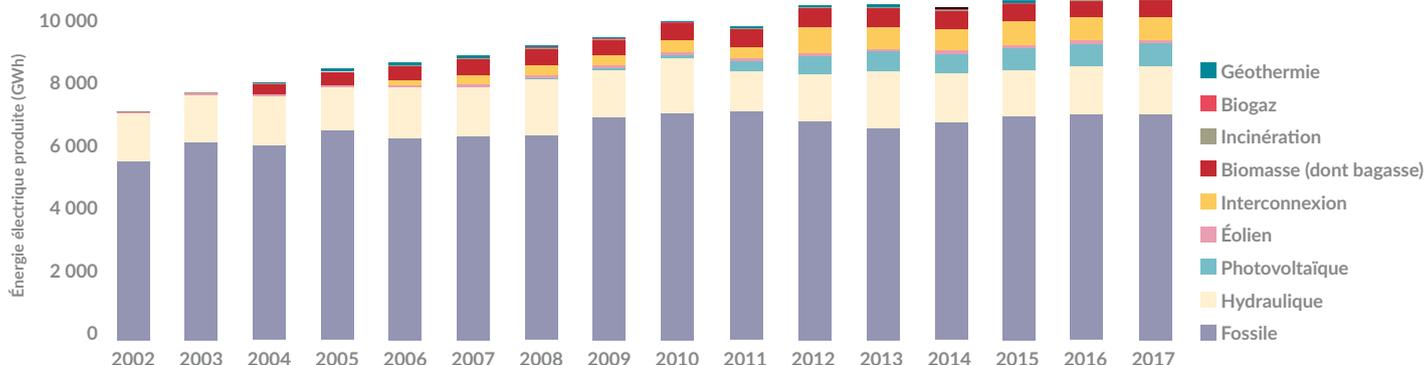


Évolution des charges brutes de SPE au titre de la MDE pour l'ensemble des territoires depuis 2014

Avec la mise en place des cadres de compensation, l'effort d'investissement pour la maîtrise de la demande d'électricité double par rapport à la période 2014-2018.



Évolution du mix électrique dans les ZNI (hors Saint-Pierre-et-Miquelon, îles bretonnes et Wallis-et-Futuna) 2002-2017





PATRICE FAURE,
Préfet de la région Guyane

Monsieur le Préfet, quel est aujourd'hui le potentiel de développement de la biomasse-énergie sur le territoire Guyane ?

Il est considérable. La programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), adoptée en mars 2017 et en cours de révision, fixe des objectifs ambitieux avec une augmentation de 40 MW en 2023 de la capacité de production d'électricité à partir de biomasse qui tiennent compte des différentes sources d'approvisionnement sur le territoire dont les connexes d'exploitation de bois d'œuvre et de scieries.

Développer la biomasse-énergie en Guyane, c'est aussi créer de l'emploi local (environ 240 emplois directs), constituer des filières de formation, développer l'économie circulaire, soutenir le développement de la filière agricole et du secteur du bois. C'est également participer à l'atteinte des objectifs de la loi de transition énergétique pour la croissance verte en matière d'énergies renouvelables, et sécuriser l'alimentation électrique des Guyanais.

Cependant, à ce jour, deux projets sont en construction (Cacao et Saint-Georges-de-l'Oyapock), et les autres tardent à émerger en raison de difficultés liées à la sécurisation du foncier, et à l'articulation des procédures locales et nationales pour fixer le tarif d'achat, notamment.

C'est pourquoi un contrat de transition

écologique (CTE) est en cours d'élaboration, sous mon égide, avec l'ensemble des acteurs locaux concernés, dont l'objectif est d'accélérer le développement de cette filière.

Des propositions devraient être définies pour créer des tarifs de référence pour la « défriche », pour adapter le cadre réglementaire et prévoir des expérimentations sur les plantations et l'identification des zones favorables à l'exploitation de la biomasse.

Enfin, il est intéressant de noter que les coûts prévisionnels de production des installations biomasse sont inférieurs de 50 % aux coûts de production des installations thermiques actuellement en service sur le territoire, qui se situent entre 425 et 600 €/MWh.

Le potentiel est important, mais des doutes persistent sur la date de mise en service effective des nouvelles centrales biomasse.

Comment assurer la sécurité d'approvisionnement dans l'attente du déploiement de la filière tout en évitant de surdimensionner durablement le parc de production ?

La mise en place du CTE accélérera la réalisation des projets qui peinent aujourd'hui à se concrétiser. La révision en cours de la PPE fixera des objectifs réalistes pour assurer la sécurité

d'approvisionnement en électricité des populations, ce qui est une priorité. Le développement des énergies renouvelables, et en particulier celui de la biomasse, restera un maillon central du dispositif en apportant des moyens à puissance garantie. Il convient de rappeler que plus de 60 % de l'électricité produite en Guyane sur le réseau du littoral est déjà d'origine renouvelable.

Quelles solutions privilégier pour assurer la transition énergétique sur le territoire de la Guyane dont les réseaux d'électricité présentent de fortes disparités et avec des territoires souvent difficiles d'accès ?

En effet, la configuration géographique de la Guyane impose un système énergétique qui prend en compte toutes les spécificités du territoire. Du côté du littoral, le réseau dessert les principaux pôles de population, et de l'autre coexistent plusieurs systèmes isolés pour alimenter soit de petits villages, soit des villes relativement conséquentes et pour certaines en pleine croissance démographique.

Répondre aux besoins énergétiques des communes et des sites isolés est une préoccupation majeure des services de l'État et des collectivités. Les orientations de la PPE en vigueur seront ainsi renforcées dans la révision en cours, qui s'appuiera sur les études conduites ces dernières années sur les systèmes électriques isolés.

En particulier, figurent déjà à la PPE : des adaptations au contexte et des expérimentations, le recours prioritaire aux énergies renouvelables, le déploiement de solutions autonomes renouvelables sur ces sites isolés et la formation de leurs habitants. La commune de Saint-Georges-de-l'Oyapock en est un exemple : elle sera bientôt alimentée en électricité à 100 % à partir de sources renouvelables grâce à sa centrale hydroélectrique rénovée et à sa centrale biomasse en cours de construction.





ÉCLAIRER L'AVENIR

Espace de réflexion, d'échange
et de partage d'informations,
le Comité de prospective de la CRE rassemble
l'ensemble du monde de l'énergie pour anticiper,
identifier et comprendre les grandes tendances
du secteur énergétique.

Il a rendu ses premiers travaux
en juillet 2018 et débuté ceux de la seconde
saison, avec pour fil conducteur la transformation
du système énergétique dans les territoires.

La CRE a publié le 30 mai 2018 une étude stratégique réalisée par E-Cube Strategy Consultants. Son thème : les évolutions majeures du secteur de l'énergie et les tendances prévisibles à moyen et long termes,

LE MONDE ÉNERGÉTIQUE FUTUR : L'ÉTUDE D'E-CUBE

sous l'effet de la transition énergétique et de la transformation numérique.

Une douzaine de thèses prospectives

De cette étude, au champ mondial, ressortent une douzaine de thèses prospectives utiles pour dresser le portrait du monde énergétique en 2030 et 2050. Plus de 80 experts français et internationaux interrogés se sont prononcés sur ces thèses. La publication de ces travaux foisonnants est une source d'information unique, ouverte à tous, sur les innovations en cours et leurs conséquences. Elle vise à éclairer les décideurs, chacun dans son domaine de compétence.

Des points de consensus

Sous l'effet de transferts d'usage significatifs, l'électrification des transports et de la chaleur devrait jouer un rôle majeur dans l'évolution de la demande finale d'électricité. Aujourd'hui en plein essor, les énergies renouvelables (EnR) donneraient naissance en 2050 à des systèmes électriques décarbonés à plus de 80 %, sans une part élevée du nucléaire, et constitueraient des alternatives très compétitives au thermique fossile, y compris dans les grands réseaux interconnectés. Ces systèmes très décarbonés nécessiteraient

de nouvelles formes de flexibilité s'appuyant sur la révolution numérique. Une meilleure coordination entre les gestionnaires des réseaux de transport et de distribution, d'une part, mais aussi entre le développement des moyens de production et celui des réseaux, d'autre part, permettrait d'optimiser l'évolution des futurs systèmes électriques et l'exploitation des nouvelles sources de flexibilité. Développer les interconnexions serait indispensable pour intégrer les EnR dans le paysage énergétique et exploiter leur foisonnement climatique et géographique.

Ce contexte global accroît le risque d'envoyer des signaux de prix peu clairs, d'où la nécessité de repenser le *market design* pour intégrer des signaux de prix de long terme, indispensables au bon fonctionnement des marchés de l'énergie.

Des zones de dissension ou d'incertitude

Si le rôle futur des EnR ne laisse aucun doute, celui de l'hydrogène reste plus incertain : dans leur majorité, les experts semblent en effet peu convaincus par l'essor d'une économie et d'un rôle significatif de l'hydrogène dans le mix énergétique.

D'autres éléments font débat. Les avis sur la baisse des consommations d'électricité et de gaz naturel en Europe divergent, notamment sur les effets de compensation entre les efforts d'efficacité énergétique et l'électrification des usages comme la mobilité. Divergence, également, sur le rôle du système et des infrastructures gazières dans le mix en 2050 : les avis sont majoritairement positifs sur l'importance des infrastructures gazières mais des incertitudes émergent avec 45 % des experts qui ne sont pas convaincus ou ne se prononcent pas.

Les responsabilités des régulateurs

Face à ces mutations, les régulateurs ont la responsabilité de coordonner le développement des nouveaux modes de production décentralisée et des réseaux afin d'éviter

85%

des experts du secteur sont convaincus que des systèmes électriques décarbonés seront compétitifs dans les zones interconnectées comme a fortiori dans les zones non interconnectées.



Pour consulter la synthèse générale de l'étude : [cliquez ici](#).

tout surcoût important et optimiser les coûts globaux de la transition énergétique. Il leur reviendra aussi de résoudre l'équation d'un besoin significatif en réseaux et d'une baisse de leur taux d'utilisation. La bonne coordination opérationnelle des gestionnaires de réseaux de transport et de distribution sera la clé de voûte de l'intégration réussie des EnR et de l'exploitation des ressources de flexibilité décentralisées. Quant au stockage distribué, il devra être attentivement suivi par les régulateurs : son potentiel de développement est considérable et son intégration doit être favorisée à toutes les étapes de la chaîne de valeur de l'électricité.

La régulation doit s'adapter au rythme de l'innovation

La réflexion sur le *market design* doit se poursuivre pour intégrer des signaux de prix de long terme et fiables. L'objectif est de se prémunir contre les conséquences coûteuses de mécanismes défaillants et de sécuriser le financement des investissements. Cette nécessité s'applique déjà à l'autoconsommation où, dès à présent, les développements doivent se construire sur des signaux économiques

fiables dans le respect des principes d'équité et de solidarité nationale.

Autre nécessité pour assurer une efficacité économique optimale : faciliter l'émergence de mécanismes incitatifs, comme les appels d'offres. Quant au réseau, sa bonne gestion s'appuie sur de nouvelles technologies tel le comptage évolué, et de nouvelles données apparaissent.

Les approches de régulation, françaises et européennes, devront s'ajuster pour prendre en compte le rythme rapide de déploiement des nouvelles technologies et la multiplication des données, et inciter les opérateurs à les utiliser pour optimiser leur performance.

Il est aussi primordial, pour les régulateurs, de garantir la confiance des consommateurs.

Enfin, les interactions entre le gaz et l'électricité seront de plus en plus variées et complexes.

Les régulateurs devront renforcer la coordination entre les acteurs et promouvoir une approche globale du système énergétique, tout en veillant à éviter de nouveaux coûts échoués.

1,3 Md€

d'investissement en France à l'horizon 2030 pour le développement de systèmes de « rebours » et le renforcement du maillage des réseaux de distribution de gaz.



5 juillet 2018 : présentation des trois rapports visant à dégager des pistes de réflexion pour éclairer l'avenir de l'énergie en France.



Pour revivre la journée du 5 juillet, consulter le site [cliquez ici](#).

SAISON 1 : LES TROIS RAPPORTS DU COMITÉ DE PROSPECTIVE

Le Comité de prospective a publié en 2018 les travaux de ses trois groupes de travail. Lors de sessions mensuelles, ceux-ci ont réuni plus de 200 experts issus des institutions ou entreprises membres du Comité.

L'impact du développement des mobilités propres sur le mix énergétique¹

La décarbonation et la dépollution des transports s'engagent sous l'effet conjugué des progrès technologiques et de la montée des préoccupations environnementales liées au réchauffement climatique et à la pollution locale, incitant les pouvoirs publics de tous niveaux à prendre des mesures ambitieuses et contraignantes. Les réponses à ces défis varieront selon les types de transport et les usages associés.

Stimulée par la baisse des coûts des batteries, l'amélioration de l'autonomie et la réduction des temps de charge, l'électromobilité prendra une place prédominante dans le transport terrestre de personnes. Tous les scénarios convergent vers un développement rapide du véhicule électrique et hybride rechargeable, dans une fourchette toutefois très large : entre trois et 15 millions de véhicules en 2035 en France. Ce développement n'entraînera pas une hausse majeure de la consommation électrique mais il pourra impacter significativement l'appel de puissance, rendant nécessaire le pilotage de la charge. Les perspectives de développement du véhicule autonome sont porteuses de synergies positives avec le véhicule électrique. Poussés par l'optimisation de la consommation énergétique des véhicules et le développement des biocarburants de 2^e génération, gaz (GNV) et biocarburants (bioGNV) seront des alternatives crédibles, voire prédominantes,

pour le transport de marchandises, notamment routier. Cela vaut aussi pour les secteurs maritime (GNL) et aérien (biocarburants de 2^e génération).

La flexibilité et le stockage sur les réseaux d'énergie en 2030²

Les moyens pour répondre aux besoins en flexibilité sont limités : en 2030, ils resteront suffisants pour le système gazier mais ils ne pourront pas satisfaire les besoins accrus du système électrique, liés au développement massif des EnR intermittentes qui ne produisent pas de manière coordonnée avec la consommation.

Les moyens de production flexibles reposant sur des énergies fossiles ont en effet vocation à se réduire alors que le potentiel de développement des effacements de consommation est important, mais insuffisant, et que de nombreux sites propices à l'installation de stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) hydraulique sont déjà exploités en France.

Le stockage d'électricité par batterie répondra toutefois aux besoins journaliers et infra-journaliers de flexibilité et deviendra rapidement rentable, porté par la baisse des coûts de ces technologies, la valorisation de la production intermittente, la fourniture de services au réseau et au consommateur. Les flottes de véhicules électriques pourraient même apporter un service de flexibilité au système, bien que la rentabilité de ce modèle dit *vehicle to grid* ne soit pas encore assurée.

La flexibilité saisonnière, résultant des besoins de chauffage et d'éclairage en hiver, est également indispensable à la décarbonation complète du système énergétique. Elle est techniquement possible avec le *power to gaz*

Le Comité de prospective – saison 2

L'heure est venue de la deuxième saison. Le groupe de pilotage du Comité a acté le 5 juillet 2018 les prochains thèmes abordés.

Le verdissement du gaz et de ses usages pour le groupe de travail n°1 bouquet énergétique, coprésidé par Olivier Appert, délégué général de l'Académie des technologies, et Philippe Mauguin, Président-directeur général de l'Institut national de la recherche agronomique (INRA).

Les nouvelles dynamiques locales du système énergétique pour le groupe de travail n°2 réseaux et systèmes énergétiques, coprésidé par Frédéric Gonand, professeur d'économie à l'Université Paris-Dauphine, et Bernard Boucault, Préfet.

Donner un sens aux données du consommateur pour le groupe de travail n°3 consommateur et société, coprésidé par Cécile Maisonneuve, Présidente de la Fabrique de la cité, et Fabien Choné, Président de l'Association nationale des opérateurs détaillants en énergie (ANODE).

Fil rouge des réflexions de cette 2^e saison : la décentralisation et l'implication locale dans la transition énergétique. Cette tendance de fond permettra d'établir un lien entre le Comité de prospective et le terrain.



Retrouver l'intégralité des rapports : [cliquez ici.](#)

1 - Le rapport du GT1 coprésidé par Olivier Appert et Olivier Pérot.

2 - Le rapport du GT2 coprésidé par Frédéric Gonand et Ghislain Lescuyer.

3 questions à

MATTHIEU MORIN,
conseiller du Président de la CRE

Vous avez participé au lancement du Comité de prospective, à la première saison des groupes de travail et au suivi de l'étude d'E-Cube. Les analyses s'appuient sur diverses sources d'information, en particulier sur l'expertise des services de la CRE. Comment avez-vous travaillé avec la société E-Cube et quelles ont été vos contributions à ces travaux ?

Il était important, pour une publication de cette ampleur, que chaque mot inscrit y soit légitime. Nous avons fait en sorte que chacune des neuf monographies préparées par la société E-Cube soit soumise à l'expertise de la direction des Réseaux et de la direction du Développement des marchés et de la transition énergétique. En combinant des expertises pointues du secteur à des sources d'information nombreuses et variées, y compris les deux voyages d'étude en Californie et en Chine, la CRE s'est ouverte à d'autres mécanismes de marché et d'autres façon de penser, et elle dresse un panorama de ce qui se fait dans le monde et de ce qu'il est possible de réaliser. Ces travaux ne sont pas prédictifs mais ils éclairent l'avenir et contribuent à le rendre possible.

Quelles sont les principales conclusions et recommandations de l'étude E-Cube ?

Les experts s'accordent à dire que les mix électriques deviendront « naturellement » quasiment décarbonés grâce à la compétitivité

des filières renouvelables, avec au sein des pays développés des taux pouvant atteindre plus de 80 % à l'horizon 2050, y compris dans les zones interconnectées.

Un mouvement profond de décentralisation du secteur de l'énergie s'amorce. Tout en gardant des installations centralisées telles que les gros parc éoliens et photovoltaïques qui permettent d'aller chercher une meilleure rentabilité, nous verrons surtout, dans le futur, une décentralisation de la flexibilité par de nouveaux systèmes pilotables diffus tels que les batteries ou des outils de maîtrise de la demande. Quant à nous, régulateur, nous devons prendre pleinement conscience de l'ampleur et de l'accélération de ces changements en adaptant nos méthodes de régulation. L'innovation ne doit pas être uniquement du côté de ceux qui sont régulés, mais aussi du côté de ceux qui régulent. Nous ne devons donc pas seulement encourager l'innovation chez les acteurs du marché mais faire preuve d'innovation aussi dans nos méthodes.

Pourquoi la CRE s'est-elle lancée dans une telle démarche ?

Le jeu en vaut-il la chandelle ?

Le Comité de prospective est une initiative prise par Jean-François Carencio dès son arrivée à la présidence de la CRE, une démarche surprenante pour le marché, y compris au sein de la CRE. Mais il avait bien raison vu l'implication des dirigeants des entreprises du secteur dans ces travaux et le succès des restitutions. Je suis convaincu que la CRE remplit très bien les missions de régulation qui lui sont confiées comme la régulation des réseaux, la fixation des tarifs des réseaux et des TRV, la gestion des procédures de soutien aux énergies renouvelables ou encore la surveillance des

marchés. Toutefois, le secteur évolue de plus en plus vite et ce Comité de prospective me semble le lieu propice pour assurer que la CRE reste « branchée » aux évolutions de ce monde qui change. C'est la porte d'entrée de la stratégie et de l'innovation régulatoire.

Les travaux du Comité de prospective ont irrigué la réflexion des services. L'étude E-Cube et nos visites d'étude en Californie et en Chine, par exemple, ont certainement accéléré la prise de conscience à l'intérieur de la CRE des phénomènes nouveaux comme les PPA, le rôle majeur du stockage par batterie dans l'intégration des EnR, ou les nouveaux moyens de flexibilité. Par ailleurs, le fait que cette réflexion soit collective et qu'elle ait réuni un panel très large et divers d'acteurs est en soi d'un grand intérêt pour les équipes de la CRE.



qui permet de produire, à partir d'électricité, de l'hydrogène, voire du méthane, qui sont stockables. Ces technologies sont cependant peu rentables à l'horizon 2035, voire 2050 : elles ne pourront véritablement se développer qu'avec un soutien financier public fort, assorti d'une hausse vigoureuse du prix du carbone.

Les impacts complexes du numérique sur le consommateur d'énergie³

La puissance des outils numériques donne au consommateur accès à un monde d'opportunités pour suivre sa consommation, en limiter l'empreinte écologique, optimiser sa facture : choix sur simple clic de fournisseurs aux profils variés, accès à des données de consommation précises, domotique intelligente et pilotable capable de s'effacer pour rendre service au système, participation à une opération d'autoconsommation individuelle ou collective, échanges d'énergie en *peer-to-peer*, pilotage de la charge et de la décharge de son véhicule électrique, etc.

Si, dans tous ces domaines, les entreprises sont avancées, l'enjeu actuel majeur est d'encourager les consommateurs résidentiels à se saisir de ces outils pour devenir acteurs de la transition énergétique. Or, hormis une

frange d'*early adopters*, une grande majorité, habituée à un système qui donne satisfaction sans grand engagement de leur part, ne souhaite pas se préoccuper quotidiennement de questions d'énergie, voire se méfie de l'intrusion du numérique dans la sphère privée. Les préoccupations environnementales et l'appétence pour les circuits locaux sont des tendances sociétales lourdes : on peut y prendre appui pour susciter leur engagement. Mais elles seront insuffisantes si ne sont pas développés des outils simples, conviviaux, attractifs, intégrant des solutions automatiques ou quasi automatiques de pilotage des usages, permettant à de nouveaux acteurs de fournir des services multi-énergie et multi-approches, intégrant avec la domotique intelligente des solutions d'efficacité énergétique, de production renouvelable distribuée, de stockage, etc. Le préalable à tous ces développements reste la question de la confiance.

3 - Le rapport du GT3 coprésidé par Cécile Maisonneuve et Jean Bergougnoux.

Réunion du GT1 dans l'Aisne

Le groupe de travail n°1 a tenu sa première réunion en région dans l'Aisne et visité l'installation de production de biométhane de la SARL Létang Hoche Biogaz.

Lors de la présentation de cette unité par François-Xavier Létang, exploitant agricole, les participants ont échangé sur les enjeux territoriaux du développement du gaz renouvelable avec Étienne Haÿ, maire d'Épaux-Bézu et Président de la Communauté de communes de la région de Château-Thierry, Jacques Krabal, député-maire de Château-Thierry, Christophe Buisset, Président de la Chambre d'agriculture des Hauts-de-France et Olivier Dauger, Président de la Chambre d'agriculture de l'Aisne.



Visite d'une installation de Biométhane dans l'Aisne : Philippe Mauguin, Président de l'INRA et Françoise Thiebault (au second plan), secrétaire générale de l'AFLP.



PHILIPPE MAUGUIN,
Président directeur général de l'Institut national
de la recherche agronomique (INRA)

**Vous venez d'intégrer le groupe
de travail n°1 du Comité de prospective.
En tant que coPrésident de ce groupe,
présentez-nous votre mission.**

La mobilisation de la ressource en biomasse et les fortes tensions dont elle est l'objet sont examinées dans le cadre de ce groupe et c'est une question majeure sur laquelle l'INRA apporte son éclairage. Ma mission est de veiller à ce que toutes les dimensions de cette question soient bien prises en compte dans les débats, de proposer des experts scientifiques et des rencontres avec des acteurs du monde agricole. Cela recouvre d'abord des questions d'approvisionnement, spatiales et temporelles, pour assurer le fonctionnement en continu des digesteurs et les alimenter avec une qualité de biomasse adaptée. L'augmentation des cultures dédiées à la production de biomasse pourrait aussi avoir un impact environnemental. Nous avons besoin de connaissances pour promouvoir les améliorations techniques des installations et affiner les scénarios sur la disponibilité des

ressources en tenant compte notamment, des conséquences du changement climatique. Il faut aussi développer une vision systémique qui s'appuie sur des analyses du cycle de vie et de la modélisation, en intégrant les questions de transport et de stockage de la biomasse.

Enfin, ce sujet est à l'intersection de la politique énergétique et de la politique agricole. C'est ainsi que sont prises en compte les attentes des acteurs et de la société, des pouvoirs publics nationaux et locaux et des exploitants agricoles.

**Quelles sont les tendances qui se
dessinent au sein de ce groupe ?**

La première est de maintenir une politique d'économie d'énergie pour réduire les gaz à effet de serre (GES). La deuxième est d'avoir une approche énergétique globale prenant en compte les synergies entre gaz et électricité. La troisième consiste à estimer la biomasse disponible au travers de scénarios qui englobent aussi les dimensions sociales et économiques. En ce qui concerne les coûts, la question est délicate, car les technologies ne sont

pas toutes matures, ce qui rend difficile la projection sur le moyen et le long termes. De plus, les coûts sont aussi impactés par les choix énergétiques des autres pays en Europe et à l'international. Enfin, si la méthanisation procure un grand nombre d'externalités positives, la question du paiement, et donc du chiffrage de ces externalités, demeure cruciale.

**Comment expliquez-vous les divergences
sur la nécessité de verdir le gaz ?**

Ces multiples divergences révèlent des problématiques qui peuvent schématiquement être regroupées autour des thèmes suivants.

D'abord, il ne s'agit pas de « dévoyer » la mission *princeps* des agriculteurs qui est de produire les ressources alimentaires dont la société a besoin pour en faire des « énergéticiens ».

Donc, pas de détournement des cultures alimentaires vers la production énergétique ; des productions énergétiques en cohérence avec la transition agroécologique de l'agriculture et intégrant les dimensions relatives à l'adaptation au changement climatique et l'atténuation des effets de l'agriculture sur les émissions de GES. Ensuite, les projets de méthanisation doivent s'inscrire dans des projets de territoire et donc prendre en compte d'autres parties prenantes que les agriculteurs et les industriels de l'énergie.

La contestation de certains projets par les riverains repose sur des critiques légitimes, mais parfois injustifiées.

Par ailleurs, une installation de méthanisation est une installation industrielle, ce qui entraîne des problématiques environnementales. Enfin, la méthanisation soulève des questions économiques, notamment sur le sujet du coût du biométhane, qui fait débat.

Annexes

Glossaire

3^E PAQUET ÉNERGIE : publié en août 2009, le 3^e paquet énergie vise la mise en place de conditions de concurrence homogènes dans les États membres de l'Union en vue de l'achèvement du marché intérieur de l'énergie. Il se compose de deux directives relatives aux marchés de l'électricité et du gaz (2009/72/CE et 2009/73/CE), de deux règlements concernant les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité [règlement (CE) n° 714/2009] d'une part, et les conditions d'accès aux réseaux de gaz naturel [règlement (CE) n° 715/2009], d'autre part, ainsi que du règlement (CE) n° 713-2009 créant l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER).

Depuis 2016, la Commission européenne travaille sur le 4^e paquet énergie, dont les premiers textes ont été approuvés par le Parlement européen et le Conseil européen en décembre 2018.

3 x 20 : voir « paquet énergie climat ».

AGENCE DE COOPÉRATION DES RÉGULATEURS DE L'ÉNERGIE (ACER)

: l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (*Agency for the Cooperation of Energy Regulators*, ACER) est une agence de l'Union européenne dotée de la personnalité juridique, instituée par le règlement (CE) n° 713/2009 et mise en place en 2010. L'ACER est opérationnelle depuis le 3 mars 2011. Son siège se situe à Ljubljana, en Slovénie. L'objectif de l'ACER est d'aider les autorités de régulation nationales à exercer

et coordonner leurs tâches réglementaires au niveau européen et, si nécessaire, à compléter leurs actions. Elle joue un rôle clé dans l'intégration des marchés de l'électricité et du gaz naturel.

Ses compétences consistent notamment à :

- élaborer et soumettre à la Commission européenne des orientations-cadres non contraignantes ;
- participer à l'élaboration de codes de réseau européens de l'électricité et du gaz naturel conformes aux orientations-cadres ;
- prendre des décisions individuelles contraignantes sur les modalités et les conditions d'accès et de sécurité opérationnelle des infrastructures transfrontalières lorsque les autorités de régulation nationales ne parviennent pas à trouver un accord ou demandent conjointement l'intervention de l'ACER ;
- prendre une décision sur des dérogations, si l'infrastructure concernée se situe sur le territoire de plus d'un État membre, lorsque les autorités de régulation nationales ne parviennent pas à trouver un accord ou demandent conjointement l'intervention de l'ACER ;
- émettre des avis à l'intention de l'ENTSO-G (Réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport de gaz) et l'ENTSO-E (Réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité), notamment sur les codes de réseau, et sur le projet de plan de développement du réseau dans l'ensemble de l'Union européenne ;
- surveiller l'exécution des tâches des ENTSO ;

- surveiller la coopération régionale des ENTSO ;
- conseiller les institutions européennes sur les questions relatives aux marchés intérieurs de l'électricité et du gaz naturel ;
- surveiller, en coopération avec la Commission européenne, les États membres et les autorités de régulation nationales, les marchés intérieurs de l'électricité et du gaz naturel, notamment les prix de détail de l'électricité et du gaz naturel, l'accès au réseau, y compris l'accès à l'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables, et le respect des droits des consommateurs.

ARENH : l'accès régulé à l'énergie nucléaire historique (ARENH) a été créé par la loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (NOME) et par le décret d'application n° 2011-466 du 28 avril 2011, désormais codifié aux articles R. 336-1 et suivants du code de l'énergie. Il a été instauré sur le fondement des conclusions du rapport d'une commission, présidée par Paul Champsaur, qui avait notamment constaté que, dans le contexte de l'époque, à savoir l'année 2009, l'accès à l'électricité de base était nécessaire au développement de la concurrence sur le marché de détail. Depuis le 1^{er} juillet 2011, et pour une durée de 15 ans, l'ARENH permet aux fournisseurs alternatifs ou aux gestionnaires de réseaux pour leurs pertes d'acheter, d'accéder, à un prix régulé, à l'électricité produite par les centrales nucléaires historiques d'EDF en service à la date de promulgation de la loi NOME. Les volumes d'ARENH souscrits par ces

acteurs ne peuvent excéder 100 TWh sur une année, soit environ 25 % de la production du parc nucléaire historique.

L'article L.337-14 du code de l'énergie dispose qu'afin d'assurer une juste rémunération à EDF, le prix doit être représentatif des conditions économiques de production de l'électricité de ses centrales nucléaires historiques sur la durée du dispositif. Initialement fixé à 40 €/MWh au 1^{er} juillet 2011, en cohérence avec le tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM) en vigueur au 31 décembre 2010, ce prix s'élève depuis le 1^{er} janvier 2012 à 42 €/MWh.

AUTORITÉ ADMINISTRATIVE INDÉPENDANTE (AAI) :

une autorité administrative indépendante (AAI) est une institution de l'État chargée, en son nom, d'assurer la régulation de secteurs considérés comme essentiels et pour lesquels le Gouvernement veut éviter d'intervenir trop directement. Les AAI présentent trois caractéristiques. Ce sont des autorités. Elles disposent d'un certain pouvoir (recommandation, décision, réglementation, sanction). Elles sont administratives : elles agissent au nom de l'État et certaines compétences dévolues à l'administration leur sont déléguées (ex. le pouvoir réglementaire). Elles sont indépendantes : à la fois des secteurs contrôlés mais aussi des pouvoirs publics.

Les AAI sont placées en dehors des structures administratives traditionnelles et ne sont pas soumises au pouvoir hiérarchique. Les pouvoirs publics ne peuvent pas leur adresser d'ordres, de consignes ou même de simples conseils. Leurs membres ne sont pas révocables.

CERTIFICATION : la certification des gestionnaires de réseaux de transport (GRT) vise à s'assurer du respect de règles d'organisation et d'indépendance vis-à-vis de sociétés exerçant une activité de production ou de fourniture de gaz et/ou d'électricité. La séparation effective des activités de gestion

des réseaux de transport et des activités de production ou de fourniture a pour principale finalité d'éviter tout risque de discrimination entre utilisateurs de ces réseaux.

En France, GRTgaz et RTE sont certifiés sous le modèle « gestionnaire de réseaux de transport indépendant » (« ITO ») : ils agissent en toute indépendance vis-à-vis des autres parties de leur entreprise verticalement intégrée. Teréga est certifié, depuis 2014, sous le modèle de « séparation patrimoniale » (« OU ») : le GRT n'appartenant plus à un groupe intégré depuis 2013, il existe une séparation complète entre les activités de production ou de fourniture d'énergie et les activités de transport.

CODES DE RÉSEAU EUROPÉENS :

élaborés par les associations européennes de gestionnaires de réseaux de transport pour l'électricité et le gaz (ENTSO), les codes de réseau européens sont des règles communes portant sur différentes questions transfrontalières énumérées dans les règlements communautaires. Ils peuvent devenir juridiquement contraignants par la voie de la comitologie si l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) fait une recommandation allant dans ce sens à la Commission européenne.

COMPTAGE ÉVOLUÉ : le comptage évolué est destiné à permettre, au minimum, la mise à disposition des consommateurs, chaque mois et non plus chaque semestre, des informations exactes sur leurs consommations d'électricité ou de gaz, avec pour objectifs l'amélioration de la qualité de la facturation et une meilleure maîtrise de la consommation d'énergie par les clients. Un système de comptage évolué stocke des données (index, courbes de charge), enregistre des informations (interruption de fourniture, dépassement de puissance), peut être éventuellement paramétré, interrogé et actionné à distance (fonctionnement bidirectionnel). Le comptage évolué implique

la mise en place de compteurs communicants capables de stocker les informations résultant des mesures et l'établissement de systèmes de transmission de données permettant la circulation rapide et fiable des informations contenues dans les compteurs entre les utilisateurs, les gestionnaires de réseaux et les fournisseurs. En France, il s'agit du compteur Linky (Enedis) pour l'électricité et du compteur Gazpar (GRDF) pour le gaz.

CONSEIL DES RÉGULATEURS EUROPÉENS DE L'ÉNERGIE (CEER) :

le Conseil des régulateurs européens de l'énergie (*Council of European Energy Regulators*, CEER) est une association créée en 2000 à l'initiative des régulateurs nationaux de l'énergie des États membres de l'Union européenne et de l'Espace économique européen. Les structures du CEER comprennent une assemblée générale, seule décisionnaire, un conseil de direction (*board*), des groupes de travail (*working groups*) spécialisés dans différents domaines – électricité, gaz, consommateurs, stratégie internationale, etc. – et un secrétariat installé à Bruxelles. Un programme de travail est publié chaque année. Conformément aux statuts de l'association, les décisions sont prises par consensus et, à défaut, par vote à la majorité qualifiée.

CONTRIBUTION AU SERVICE PUBLIC DE L'ÉLECTRICITÉ (CSPE) :

taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité. La contribution au service public de l'électricité (CSPE), la contribution au tarif spécial de solidarité (CTSS) et la contribution biométhane ont été supprimées pour les consommations postérieures au 31 décembre 2015. Ces suppressions ont été compensées en 2016 par une redéfinition de la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE), renommée « contribution au service public de l'électricité », et une augmentation de la taxe intérieure sur la consommation de gaz naturel (TICGN). Son produit est affecté au budget général de l'État.

COUPLAGE DES MARCHÉS (ENCHÈRES EXPLICITES, ENCHÈRES IMPLICITES)

: le couplage de plusieurs marchés signifie le traitement commun de leurs courbes d'offre et de demande selon leur pertinence économique, c'est-à-dire l'appariement des ordres d'achat les plus hauts avec les ordres de vente les plus bas, indépendamment du marché où ils ont été placés, mais en tenant compte des capacités d'interconnexion journalières. En d'autres termes, dans les limites de la capacité d'interconnexion rendue disponible, la contrepartie d'une transaction sur une bourse d'échange d'électricité peut provenir d'une bourse étrangère sans que les participants aient l'obligation d'acheter explicitement la capacité correspondante à la frontière concernée. C'est une forme d'enchère implicite, par opposition aux enchères explicites auxquelles les acteurs réalisant des échanges transfrontaliers d'énergie doivent acheter la capacité d'interconnexion correspondante.

EFFACEMENT DE CONSOMMATION :

l'effacement de consommation correspond à la capacité d'un consommateur à adapter son niveau de consommation (en renonçant à certaines consommations ou en les décalant dans le temps) en fonction des signaux extérieurs qu'il reçoit. Ces signaux peuvent être automatiques (pilotage à distance des appareils de consommation) ou économiques (modulation du prix incitant le consommateur à modifier son comportement). Chez les consommateurs industriels comme chez les particuliers, les effacements de consommation introduisent de la flexibilité dans la demande en électricité, permettant d'adapter le niveau de consommation en fonction des besoins du système ou des niveaux de prix.

ÉNERGIE RENOUVELABLE : les sources d'énergies renouvelables sont les énergies éolienne, solaire, géothermique, aérothermique, hydrothermique, marine et hydraulique, ainsi

que l'énergie issue de la biomasse, du gaz de décharge, du gaz de stations d'épuration d'eaux usées et du biogaz.

ENTREPRISE LOCALE DE DISTRIBUTION (ELD)

: entreprise ou régie, appelée aussi « distributeur non nationalisé », qui assure la distribution et/ou la fourniture d'électricité ou de gaz sur un territoire déterminé, non desservi par Enedis ou GRDF.

FLOW-BASED : méthode de calcul de capacités d'échanges transfrontaliers fondée sur les flux. Elle permet de tirer parti de l'interdépendance entre les échanges sur plusieurs frontières en dédiant la capacité physique des lignes aux échanges commerciaux ayant le plus de valeur économique (c'est-à-dire où le différentiel de prix est le plus important). Les offres sont en effet acceptées en considérant leur impact sur les lignes en plus de leur prix et de leur volume.

FOURNISSEUR : personne morale, titulaire d'une autorisation qui alimente au moins un consommateur final en électricité ou en gaz, soit à partir d'une énergie qu'il a produite lui-même, soit à partir d'une énergie qu'il a achetée.

FOURNISSEUR ALTERNATIF : sont considérés comme alternatifs les fournisseurs qui ne sont pas des fournisseurs historiques pour l'énergie considérée.

FOURNISSEUR HISTORIQUE :

un fournisseur est considéré comme historique dans une énergie s'il commercialise ou a commercialisé des tarifs réglementés de vente (voir « Tarifs réglementés de vente ») dans cette énergie. Un fournisseur historique n'est pas considéré comme un fournisseur alternatif en dehors de sa zone de desserte historique. De même, un fournisseur historique est le seul fournisseur à pouvoir proposer le tarif réglementé sur sa zone de desserte historique.

GESTIONNAIRE DE RÉSEAU DE TRANSPORT (GRT) OU DE DISTRIBUTION (GRD)

: société responsable de la conception, de la construction, de l'exploitation, de la sécurité, de l'entretien et du développement des réseaux de transport ou de distribution d'électricité ou de gaz naturel, assurant l'exécution des contrats relatifs à l'accès des tiers à ces réseaux.

MARCHÉ DE GROS : le marché de gros désigne le marché où l'électricité et le gaz sont négociés (achetés et vendus) avant d'être livrés sur le réseau à destination des clients finals (particuliers ou entreprises).

MARCHÉ DE DÉTAIL : le marché de détail de l'électricité et du gaz naturel désigne le marché sur lequel s'opère la fourniture d'électricité et de gaz naturel aux clients finals.

MÉCANISME D'AJUSTEMENT :

RTE dispose de réserves de puissance et d'énergie mobilisables lorsque l'équilibre entre la production et la consommation d'électricité est à risque (perte d'un groupe de production ou d'un élément du réseau, mauvaise estimation du niveau de consommation...) : les services système (réserves primaire et secondaire) et le mécanisme d'ajustement (réserve tertiaire). Les réserves primaire et secondaire sont activées automatiquement en quelques secondes après la rupture de l'équilibre. L'activation de la réserve tertiaire se fait manuellement en sollicitant les producteurs et les consommateurs connectés au réseau pour qu'ils activent des offres d'ajustement de leur production ou de leur consommation, à la hausse ou à la baisse, afin de maintenir l'équilibre entre production et consommation. Tout acteur qui dépose une offre sur le mécanisme d'ajustement a le libre choix du prix d'activation de l'offre (exception faite de la mise en place d'un plafond pour les offres déposées par les consommateurs sous contrat avec

RTE). Lorsque RTE active une offre d'ajustement à la hausse, c'est-à-dire une offre destinée à résoudre les déséquilibres du type « production inférieure à la consommation », RTE rémunère l'acteur qui a proposé cette offre. *A contrario*, lorsque RTE active une offre d'ajustement à la baisse, RTE perçoit de l'acteur le prix de l'offre. Les charges et produits liés à l'activation des offres d'ajustement sont gérés par RTE au sein du compte ajustements-écarts, un compte de gestion qui a vocation à être équilibré : les coûts des déséquilibres sont imputés aux acteurs qui en sont à l'origine lors du processus de calcul et de règlement des écarts.

MÉDIATEUR NATIONAL DE L'ÉNERGIE : autorité publique indépendante, le Médiateur national de l'énergie est chargé de recommander des solutions aux litiges relatifs à l'exécution des contrats de fourniture d'électricité ou de gaz naturel et de participer à l'information des consommateurs sur leurs droits. Il ne peut être saisi que de litiges nés de l'exécution des contrats conclus par un consommateur non professionnel ou par un consommateur professionnel appartenant à la catégorie des microentreprises mentionnée à l'article 51 de la loi n° 2008-776 du 4 août 2008 de modernisation de l'économie.

MIX ÉNERGÉTIQUE : ou bouquet énergétique. Répartition, généralement exprimée en pourcentages, des énergies primaires dans la consommation d'un pays.

OBLIGATION D'ACHAT : dispositif législatif et réglementaire obligeant EDF et les entreprises locales de distribution (ELD) à acheter l'électricité produite par certaines filières de production (éolien, photovoltaïque, biomasse...) à des conditions tarifaires et techniques imposées.

OFFRE DE MARCHÉ : les offres de marché sont proposées par tous les

fournisseurs, alternatifs et historiques. Les prix des offres de marché sont fixés librement par les fournisseurs dans le cadre d'un contrat.

PAQUET ÉNERGIE CLIMAT : publié en juin 2009, cet ensemble de trois directives (2009/28/CE, 2009/29/CE et 2009/31/CE) et une décision (n° 406/2009/CE) vise à la réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) de l'Union et au renforcement de sa sécurité énergétique et de sa compétitivité grâce au développement des sources d'énergies renouvelables. Il est communément associé à l'objectif dit des « 3 x 20 d'ici 2020 » : l'accroissement du recours aux énergies renouvelables à 20 % de la consommation d'énergie primaire de l'Union, la réduction de ses émissions de GES de 20 % par rapport aux niveaux de 1990 et l'accroissement de son efficacité énergétique de 20 % d'ici 2020. Deux nouvelles directives ont été adoptées le 11 décembre 2018 sur la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables (2018/2001/CE) et sur l'efficacité énergétique (2018/2002/CE). Elles visent à porter à 32 % la part des renouvelables dans la consommation énergétique européenne et améliorer de 32,5 % l'efficacité énergétique de l'UE d'ici à 2030.

POINT D'ÉCHANGE DE GAZ (PEG) : les échanges sur le marché de gros du gaz naturel ont lieu sur des points virtuels du réseau de transport de gaz français appelés « points d'échange de gaz » (PEG). S'y opèrent les échanges entre fournisseurs de gaz et l'approvisionnement en gaz des gestionnaires de réseaux de transport de gaz pour l'équilibrage de bilans journaliers. Il existe un PEG dans chacune des zones de marché du réseau français : le PEG Nord et la TRS (*Trading Region South*, qui regroupe les zones d'équilibrage de GRTgaz Sud et de Teréga). Au 1^{er} novembre 2018, les deux places de marché ont fusionné pour former la TRF (*Trading Region France*).

PROJETS D'INTÉRÊT COMMUN :

projets de développement d'infrastructures de transport d'électricité et de gaz dont la liste est adoptée par la Commission européenne après une procédure de sélection. Ces projets pourront notamment bénéficier de procédures d'autorisation facilitées et, si nécessaire, d'incitations particulières, et seront éligibles à une aide au financement.

RÈGLEMENT SUR L'INTÉGRITÉ ET LA TRANSPARENCE DU MARCHÉ DE GROS DE L'ÉNERGIE (REMIT) :

le règlement (UE) n°1227/2011 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (REMIT) est entré en vigueur le 28 décembre 2011. Il établit des règles qui prohibent les pratiques abusives sur les marchés de gros de l'énergie en :

- interdisant les manipulations de marché et les opérations d'initiés ;
- obligeant les acteurs du marché à publier les informations privilégiées qu'ils détiennent.

Les opérations d'initiés consistent notamment à utiliser une information privilégiée (c'est-à-dire une information non publique dont la publication aurait vraisemblablement un impact sur le prix de l'énergie concernée) en intervenant sur les marchés de gros de l'énergie. Les informations privilégiées doivent, par ailleurs, obligatoirement être publiées. Les manipulations de marché consistent en particulier à donner un signal trompeur sur le prix ou l'équilibre de l'offre et de la demande sur les marchés de l'énergie. Cette approche s'inspire de la régulation financière, adaptée aux marchés de l'énergie. La notion d'information privilégiée fait notamment référence aux informations relatives aux installations physiques de production, de transport, de stockage et aux terminaux méthaniers. Elle est liée aux obligations de transparence prévues par le 3^e paquet énergie.

RÉSEAUX EUROPÉENS DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX DE TRANSPORT (ENTSO) :

il existe des ENTSO (*European Network of Transmission System Operators*) pour l'électricité (ENTSO-E) et pour le gaz (ENTSO-G). Les gestionnaires de réseaux de transport coopèrent au niveau de l'Union européenne via les ENTSO pour promouvoir la réalisation et le fonctionnement du marché intérieur du gaz naturel et de l'électricité et des échanges transfrontaliers, et pour assurer une gestion optimale, une exploitation coordonnée et une évolution technique solide du réseau de transport de gaz naturel et d'électricité. Dans ce cadre, les ENTSO élaborent les codes de réseau européens, sur la base des orientations-cadres établies par l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) et en étroite concertation avec cette dernière.

RÉSEAU DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ :

réseau conçu pour le transit de l'énergie électrique entre les lieux de production et les lieux de consommation. Il est composé de lignes électriques qui assurent les liaisons à des niveaux de tension donnés et de postes composés de transformateurs de tension, d'organes de connexion et de coupure, d'appareils de mesure, de contrôle-commande et de moyens de compensation de l'énergie réactive. On distingue trois hiérarchies de réseaux :

- le réseau de grand transport et d'interconnexion qui achemine, en 400 kV ou 225 kV, de grandes quantités d'énergie sur de longues distances avec un faible niveau de pertes ;
- les réseaux régionaux de répartition qui répartissent l'énergie au niveau des régions qui alimentent les réseaux de distribution publique ainsi que les gros clients industriels en 225 kV, 90 kV et 63 kV ;
- les réseaux de distribution à 20 kV et 400 kV

qui desservent les consommateurs finals en moyenne tension (PME et PMI) ou en basse tension (clientèle domestique, tertiaire, petite industrie).

RÉSEAUX ÉLECTRIQUES INTELLIGENTS :

les réseaux électriques intelligents sont aussi appelés *Smart Grids*. Ce sont les réseaux électriques publics auxquels sont ajoutés des fonctionnalités issues des nouvelles technologies de l'information et de la communication (NTIC). Le but est d'assurer l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité à tout instant et de fournir un approvisionnement sûr, durable et compétitif aux consommateurs. Rendre les réseaux intelligents consiste à améliorer l'intégration des systèmes énergétiques et la participation des utilisateurs de réseaux. Ces réseaux doivent être profondément reconfigurés pour intégrer la production décentralisée de sources renouvelables à grande échelle, et pour favoriser une offre adaptée à la demande en mettant à la disposition du consommateur final des outils et services lui permettant de connaître sa consommation personnelle, et donc d'agir sur elle.

SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT :

capacité des systèmes électrique et gazier à satisfaire de façon continue la demande prévisible du marché.

TARIFS D'UTILISATION DES RÉSEAUX DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION :

pour acheminer de l'énergie à ses clients, un fournisseur paie aux gestionnaires de réseaux de transport et de distribution l'utilisation de leurs réseaux. La méthode d'établissement de ces tarifs est fixée par la CRE. Ils sont calculés de manière transparente et non discriminatoire, afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires de réseaux dans la mesure où

ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseaux efficace.

TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE :

les tarifs réglementés de vente (TRV), dont les évolutions sont fixées par les pouvoirs publics, ne peuvent être proposés que par les fournisseurs historiques.

Par une décision du 19 juillet 2017, le Conseil d'État a jugé que le maintien de tarifs réglementés du gaz naturel était contraire au droit de l'Union. Il admet, en revanche, l'existence de tarifs réglementés d'électricité dans une décision du 18 mai 2018.

Le consommateur résidentiel peut à tout moment et sans frais résilier son contrat et changer d'offre ou de fournisseur pour une offre de marché ou revenir au tarif réglementé.

TERMINAL MÉTHANIER : installation portuaire qui assure la réception, le stockage du gaz naturel liquéfié (GNL), ainsi que l'expédition, vers le réseau de transport principal, après regazéification, du gaz naturel liquéfié.

Sigles

ACER : *Agency for the Cooperation of Energy Regulators* (Agence de coopération des régulateurs de l'énergie)

ADEME : Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie

AMF : Autorité des marchés financiers

AMM : *Automated Meter Management* (gestion automatisée des compteurs)

ANODE : Association nationale des opérateurs détaillants en énergie

ARENH : accès régulé à l'électricité nucléaire historique

ATRD : accès des tiers au réseau de distribution

BT : basse tension

CE : Commission européenne

CEER : *Council of European Energy Regulators* (Conseil des régulateurs européens de l'énergie)

CNIL : Commission nationale de l'informatique et des libertés

CoRDIS : Comité de règlement des différends et des sanctions

CRE : Commission de régulation de l'énergie

CSPE : contribution au service public de l'électricité

CTA : contribution tarifaire d'acheminement

DGEC : Direction générale de l'énergie et du climat

ELD : Entreprise locale de distribution

ENTSO : *European Network of Transmission System Operators* (Réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport)

ETP : équivalent temps plein

ETPT : équivalent temps plein travaillé

GRD : gestionnaire de réseaux de distribution

GRT : gestionnaire de réseaux de transport

HTA : haute tension A

HTB : haute tension B

LTECV : loi n°2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour une croissance verte

NOME : nouvelle organisation du marché de l'électricité

PEG : point d'échange de gaz

PPE : programmation pluriannuelle de l'énergie

REMIT : *Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency* (règlement concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie)

TPN : tarif de première nécessité

TTF : *Title Transfer Facility* (point d'échange de gaz aux Pays-Bas)

TURPE : tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité

ZNI : zones non interconnectées

LES MARCHÉS DE DÉTAIL DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ EN PLEINE MUTATION



La CRE publie son rapport sur les marchés de détail de l'électricité et du gaz sur l'année 2017. Premier constat, depuis 2015 le marché de détail attire de nombreux acteurs : en 2017, 39 fournisseurs nationaux actifs sont recensés. Les fournisseurs historiques continuent de dominer le marché mais le rythme de croissance de leurs concurrents s'accélère.

Le rapport de la CRE fait l'état des lieux de l'ouverture des marchés. En électricité, les fournisseurs alternatifs ont gagné 1,3 million de sites résidentiels entre décembre 2016 et décembre 2017. Ce constat est similaire en gaz naturel. Au 31 décembre 2017, les fournisseurs alternatifs disposaient d'un portefeuille en augmentation de plus de 700 000 sites résidentiels.

Plus de 11 % des clients en gaz et 8 % en électricité ont, soit changé de fournisseur soit choisi un fournisseur alternatif en 2017 lors d'un déménagement, ce qui est un record.

« *Le débat sur l'absence de la concurrence sur les marchés de l'énergie n'a plus lieu d'être. C'est un fait* » déclare Jean-François Carencu, Président de la Commission de régulation de l'énergie.

Le renforcement de la concurrence fait émerger un grand nombre d'offres variées. Le rapport de

la CRE dresse le bilan des innovations observées entre 2017 et 2018, parmi elles les offres réservées ou adaptées au compteur Linky, les offres réservées aux propriétaires de véhicules électriques, les offres avec objets connectés, les offres comportant des remises en grande distribution ou incluant un abonnement téléphonique.

Par ailleurs, le rapport note une percée significative des offres vertes en électricité, pour la plupart certifiées par des garanties d'origine, et souscrites par 1,5 million de consommateurs fin 2017.

Dans l'exercice de sa mission de surveillance et la bonne information des consommateurs la CRE s'attachera à vérifier particulièrement la transparence des nouvelles offres, et notamment les conditions de révision des prix ainsi que les modalités de renouvellement des contrats.

Enfin, la CRE note que les territoires des entreprises locales de distribution ne profitent pas de cette évolution. Sur ces territoires, ce sont plus de 1,2 million de consommateurs résidentiels en électricité et 400 000 en gaz qui ne peuvent véritablement faire jouer la concurrence.

LE PHOTOVOLTAÏQUE FRANÇAIS : UNE FILIÈRE COMPÉTITIVE



La CRE publie le bilan des coûts des installations photovoltaïques de grandes et moyennes surfaces. L'analyse porte sur l'ensemble des coûts d'investissements et d'exploitation pour les projets déposés lors des appels d'offres de 2017 et 2018.

Le coût des investissements qui représente 80 % des coûts de production, a baissé en moyenne de 32 % en 3 ans. Il en résulte, sur la dernière période des appels d'offres, des coûts de production moyens s'échelonnant entre 62 et 99 €/MWh selon la taille et la typologie des installations. Pour les grandes installations au sol, les coûts des installations les plus compétitives sont aux environs de 48 €/MWh, taxe IFER de 6 €/MWh incluse. La filière française est parfaitement compétitive avec celles des pays comparables : les coûts de production en Allemagne par exemple se situent entre 40 et 70 €/MWh. Le rapport note que les effets d'échelle observés sont importants. Il recommande notamment de faciliter l'émergence de projets de plus grande taille que 30 MW, afin d'atteindre

des prix encore plus compétitifs et de permettre à certains projets de ne plus recourir aux mécanismes de soutien public, comme on a commencé à l'observer dans les pays voisins. **Le niveau de production d'une installation est également un facteur déterminant de sa rentabilité** ; le rapport de la CRE conclut sans surprise que les régions les plus ensoleillées du sud de la France constituent des zones préférentielles pour l'implantation du photovoltaïque. Toutefois cet avantage est atténué par les surcoûts sur certains postes de dépenses tels que la location des terrains ou encore les raccordements. Au regard de ces éléments, les taux moyens de réussite constatés des projets sont homogènes sur l'ensemble du territoire. Au 30 septembre 2018, le parc photovoltaïque raccordé en France métropolitaine totalisait près de 8,4 GWc de puissance installée (6,8 fin 2016) pour une production de 10,2 TWh en un an (8,3 fin 2016) soit plus de 2 % de la consommation électrique française.

BILAN SUR 10 ANS DU CADRE DE RÉGULATION TARIFAIRE APPLICABLE AUX OPÉRATEURS D'INFRASTRUCTURES RÉGULÉES EN FRANCE



Méssage du Président

La CRE vient de lancer une consultation publique sur les prochains tarifs d'utilisation des réseaux et infrastructures d'électricité et de gaz naturel.

Ce document constitue à la fois une photographie des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz et un bilan de leur évolution depuis une dizaine d'années.

Les gestionnaires de réseaux jouent un rôle essentiel dans le secteur de l'énergie mais aussi dans l'économie et la vie quotidienne de nos concitoyens. Ils assurent la sécurité d'approvisionnement et la qualité d'alimentation en énergie, ils rendent des services aussi essentiels que le raccordement, la mise en service ou le changement de fournisseur. Ils maillent le territoire d'une façon incroyablement fine, desservant la quasi totalité des lieux d'habitation ou d'activité. Ils représentent physiquement la solidarité et l'interdépendance entre nous tous et toutes, que ce soit à l'échelle nationale ou européenne. Ces entreprises sont des acteurs économiques majeurs. Elles emploient directement plus de 65 000 salariés et font travailler partout sur notre territoire des milliers de sous-traitants et prestataires de service. La valeur économique des actifs qu'elles gèrent est de près de 100 milliards d'euros et leur chiffre d'affaires

annuels de plus de 20 milliards d'euros.

Elles investissent chaque année environ 7 milliards d'euros.

Le rôle du régulateur est de s'assurer que les gestionnaires de réseaux remplissent ces missions essentielles dans les meilleures conditions de coût et de qualité de service. Ils doivent aussi préparer l'avenir, c'est-à-dire anticiper les évolutions à venir et réaliser les investissements nécessaires en temps et en heure.

Le bilan publié aujourd'hui montre que ces objectifs sont globalement atteints. Les coûts sont maîtrisés dans la durée, la qualité d'alimentation s'améliore.

Pour autant, le monde de l'énergie change désormais à grande vitesse et les réseaux doivent se transformer. La transition énergétique est l'enjeu majeur de notre époque, la transformation numérique porte désormais son plein effet dans le secteur où la concurrence se fait de plus en plus vive.

Au couple traditionnel de la régulation tarifaire des réseaux, maîtrise des coûts et qualité de service, doit s'adjoindre désormais l'innovation : véhicule électrique, stockage, autoconsommation, maîtrise de la demande, gaz verts, nécessitent des gestionnaires de réseaux ouverts, innovants, réactifs.

LA SITUATION DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX EN MATIÈRE D'INDÉPENDANCE ET DE RESPECT DES CODES DE BONNE CONDUITE EST SATISFAISANTE



Plus de dix ans après l'ouverture totale à la concurrence des marchés de l'électricité et du gaz naturel, la CRE considère, dans son 11^e rapport sur le respect des codes de bonne conduite et l'indépendance (RCBCI), que la situation des gestionnaires de réseaux en matière d'indépendance et de respect des codes de bonne conduite est satisfaisante.

L'indépendance des gestionnaires de réseaux et le respect de leurs codes de bonne conduite est un élément fondamental du bon fonctionnement des marchés. Le rapport RCBCI, publié tous les deux ans, a pour objectif de rendre compte du respect par les gestionnaires de réseaux de leurs obligations découlant du code de l'énergie telles que la non-discrimination, l'objectivité, la transparence ou encore la préservation des informations commercialement sensibles. La CRE, dans le rapport publié aujourd'hui, constate que la situation est globalement satisfaisante. D'une façon générale, les gestionnaires de réseaux ont remédié aux situations de non-conformité signalées dans le précédent rapport. La CRE sera très vigilante pour empêcher tout retour en arrière.

Au-delà de l'examen de la situation de chaque gestionnaire de réseau, la CRE a également analysé en détail les quatre thématiques suivantes :

- les processus de décisions et de pilotage des investissements d'Enedis et de GRDF

afin de s'assurer du respect des règles d'indépendance et de transparence : sur ce point, la CRE formule des demandes d'évolution des seuils au-delà desquels les instances dirigeantes des gestionnaires de réseaux ou de leur maison-mère interviennent sur les décisions d'investissement, particulièrement dans les systèmes d'information ;

- les systèmes de facturation et pratiques commerciales des gestionnaires de réseaux afin d'évaluer le respect du principe des principes de transparence et de non-discrimination ;
- la diversification des activités des gestionnaires de réseaux afin d'encadrer leur participation au déploiement de nouveaux usages tels que le GNV, le biométhane et les infrastructures de recharge des véhicules électriques ;
- l'organisation et la structure juridique des entreprises locales de distribution (ELD) desservant plus de 100 000 clients. Si ces ELD respectent pour la plupart les règles formelles d'indépendance et de bonne conduite, le rapport pointe la quasi inexistence de la concurrence dans leurs territoires sur le segment résidentiel. Sur ces territoires, ce sont ainsi plus de 1,2 million de consommateurs en électricité et 400 000 en gaz qui ne peuvent véritablement faire jouer la concurrence. La CRE va consulter les acteurs du secteur pour faire évoluer cette situation.

VÉHICULE ÉLECTRIQUE : LA CRE BALISE LA ROUTE



En France, les transports représentent un tiers de la consommation d'énergie et des émissions de gaz à effet de serre. La mobilité se présente donc comme un enjeu majeur de la transition énergétique. Les objectifs très ambitieux fixés par la loi de transition énergétique affichent 7 millions de points de recharge sur les réseaux d'électricité pour accueillir les 4 millions de véhicules électriques et hybrides prévus en 2030.

Consciente de ces enjeux, la CRE est convaincue qu'il est indispensable de préparer le terrain dès à présent. Le développement des véhicules électriques s'intensifie, les réseaux électriques doivent y être préparés. C'est pourquoi la CRE a lancé en 2018 une vaste réflexion sur le rôle des réseaux d'électricité au service des véhicules électriques. Pendant plusieurs mois, les services ont rencontré une cinquantaine d'acteurs, organisé un forum, trois ateliers de travail et interrogé leurs homologues européens. Forte de tous ces échanges, la CRE publie aujourd'hui les premières conclusions et pistes d'études issues de ce chantier en vue d'éclairer le débat public, et notamment les discussions autour du projet de loi d'orientation des mobilités.

Les recommandations de la CRE peuvent être regroupées en trois catégories pour :

- faciliter et anticiper les opérations de raccordement des infrastructures de recharge, pour mettre en œuvre différents schémas de raccordement et encourager les expérimentations visant à raccourcir les délais et les coûts de ces raccordements ;
- simplifier l'acte de la recharge, à savoir la clarification du statut juridique de la recharge ;
- inciter les différents acteurs à adopter les bons comportements, permettant aux réseaux d'absorber facilement l'appel de puissance due à la recharge des véhicules électriques, limitant les investissements inutilement coûteux pour la collectivité.

Les recommandations de la CRE ont vocation à s'enrichir, au fur et à mesure du développement de la mobilité électrique, de l'observation des comportements et du retour d'expérience des expérimentations, qui doivent être nombreuses, l'innovation devant être absolument favorisée pour un développement réussi de la mobilité électrique.

LA CRE PUBLIE SON RAPPORT DE SURVEILLANCE PORTANT SUR LE FONCTIONNEMENT DES MARCHÉS DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ NATUREL EN 2017

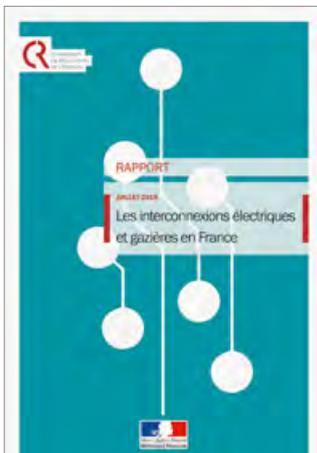


En 2017, le périmètre surveillé par la CRE a représenté l'équivalent de 1 035 TWh (51 Mds€) en électricité et 570 TWh (10 Mds€) en gaz.

Au titre de ses activités continues de surveillance, 26 situations ont conduit la CRE à adresser au cours de l'année écoulée une demande d'information auprès des acteurs de marché. L'année 2017, dans la continuité de l'année 2016, s'est caractérisée par une progression forte et régulière des cours du charbon. Les cours du pétrole, du gaz et du CO₂ ont affiché une tendance haussière nette à partir du second semestre 2017. Le niveau historiquement bas de la disponibilité du parc nucléaire, couplé à cette hausse des prix des matières premières, ont considérablement marqué l'année écoulée d'une tension de l'offre durant les périodes hivernales, au premier et quatrième trimestre. Le bilan gazier est quant à lui marqué par une augmentation importante des importations GNL (+ 27 % par rapport à 2016), des importations terrestres stables (+ 0,4 % par rapport à 2016) et une sollicitation moindre des stockages (- 5,9 % par rapport

à 2016). La mise en œuvre opérationnelle du règlement REMIT se poursuit au niveau européen. Grâce à la consolidation de l'expertise des régulateurs nationaux et de l'ACER, la détection des dérives au bon fonctionnement des marchés gagne en performance et en qualité avec un nombre croissant de cas identifiés. À la date de parution du présent rapport, huit enquêtes au total ont été ouvertes par la CRE, dont cinq en électricité et trois en gaz. Les activités de la CRE liées à la surveillance et aux enquêtes REMIT sont désormais gérées par deux départements respectivement en charge de la surveillance des marchés de gros et de l'analyse et du contrôle des marchés de gros. Pour rappel : depuis le 28 décembre 2011, la mission de surveillance des marchés de gros de l'énergie assurée par la CRE s'inscrit dans le cadre du règlement européen n°1227/2011 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (REMIT).

LES INTERCONNEXIONS ÉLECTRIQUES ET GAZIÈRES EN FRANCE

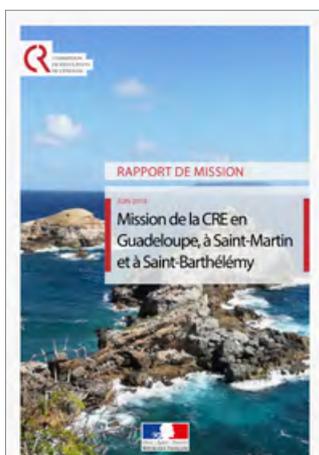


La France est aujourd'hui largement interconnectée avec les pays voisins, tant en gaz qu'en électricité. Plusieurs projets d'interconnexion ont été mis en œuvre ces dernières années (interconnexion électrique Baixas Santa-Llogaia avec l'Espagne en 2015, capacités d'entrée sur le réseau gazier depuis la Suisse en 2018), tandis que trois projets d'interconnexions électriques sont en cours de construction (Savoie-Piémont avec l'Italie, ElecLink et IFA2 avec la Grande-Bretagne), et que le projet Golfe de Gascogne avec l'Espagne a été approuvé en 2017. Malgré une baisse sensible du solde net des échanges en 2016 et en 2017 (due principalement à une baisse des exportations), la France reste exportatrice d'électricité, et dispose d'un approvisionnement gazier diversifié.

Alors que l'Union européenne s'apprête à adopter un nouveau paquet législatif intitulé « une énergie propre pour tous les européens », l'achèvement du marché intérieur est en bonne

voie avec la mise en œuvre du troisième paquet législatif adopté en 2009. Le processus d'intégration entamé il y a plus de 20 ans avec les premières directives sur l'ouverture à la concurrence a permis de construire un marché paneuropéen porteur de plus d'efficacité dans la gestion des systèmes d'approvisionnement en gaz et en électricité. La CRE a été pionnière dans la mise en place du marché intérieur de l'énergie. Elle a par exemple organisé le premier couplage des marchés électriques avec la Belgique et les Pays-Bas dès 2007 et a impulsé le développement de méthodes « *Flow Based* » dès 2015 avec l'Allemagne et le Benelux (région CWE). La France a été un des premiers pays d'Europe continentale à mettre en œuvre des zones entrée-sortie pour son marché gazier. Aujourd'hui, elle continue de s'impliquer fortement, avec ses homologues régulateurs, dans la rédaction et la mise en œuvre des règles européennes.

RAPPORT SUR LA MISSION DE LA CRE EN GUADELOUPE, À SAINT-MARTIN ET À SAINT-BARTHÉLEMY



La péréquation tarifaire permet aux consommateurs des zones non interconnectées (ZNI) de bénéficier des tarifs réglementés de vente applicables en métropole continentale. Cependant, les coûts de production de l'électricité dans ces zones sont significativement supérieurs à ceux en métropole continentale et ne sont pas couverts par la part énergie de ces tarifs, représentative des coûts de production en métropole continentale. Cette situation occasionne pour les opérateurs historiques, EDF Systèmes énergétiques insulaires (EDF SEI), Électricité de Mayotte (EDM) et Électricité et Eau de Wallis-et-Futuna (EEWF), des surcoûts qui font l'objet de charges de service public de l'énergie intégrées au budget de l'État. Pour la période 2002-2016 les surcoûts cumulés au titre de la péréquation tarifaire dans les ZNI représentent près d'un tiers du cumul des charges de service public de l'énergie sur cette période. Par ailleurs, la loi n°2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) vise l'autonomie énergétique dans les départements d'outre-mer à l'horizon 2030, avec, comme objectif intermédiaire, 50 % d'énergies renouvelables à l'horizon 2020. Elle prévoit en outre que la Corse, la Guadeloupe, la Guyane, la Martinique, Mayotte, La Réunion et Saint-Pierre-et-Miquelon élaborent une programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) adaptée à leurs besoins. La PPE constitue un document fondateur dont la vocation est de préciser les objectifs et les enjeux de politique énergétique de chaque territoire, de déterminer les lignes directrices de développement des systèmes électriques, d'identifier les risques et les difficultés liés à leur mise en œuvre et d'orienter les travaux des acteurs publics. Compte tenu des compétences

dont disposent Saint-Martin et Saint-Barthélemy en matière d'énergie, l'élaboration d'une PPE n'y était jusqu'alors pas prévue. La Commission de régulation de l'énergie (CRE) joue un rôle important dans la mise en œuvre de la politique énergétique des ZNI au travers de la gestion du dispositif relatif aux charges de service public de l'énergie (CSPE) qui assure la mise en place de la péréquation tarifaire. Pour ce qui concerne les ZNI, le dispositif couvre le soutien au développement des projets de centrales de production d'électricité, des projets de stockage centralisé gérés par le gestionnaire du réseau, des actions de la maîtrise de la demande en énergie (MDE) et de soutien aux consommateurs. La réalisation de chaque projet d'investissement dans le cadre d'un contrat de gré à gré est soumise à l'examen de la CRE qui évalue le coût « normal et complet » et détermine ainsi le prix contractuel payé par les opérateurs historiques aux tiers co-contractants. En outre, la CRE est responsable de l'organisation, du suivi, de l'instruction et du contrôle des procédures d'appel d'offres, ainsi que de la définition des tarifs réglementés de ventes « bleu + », « jaunes » et « verts ». Au regard des enjeux financiers passés et futurs associés au développement de la production d'électricité dans les ZNI, la CRE a décidé d'engager, dans la limite de ses ressources, un cycle de visites de chacun de ces territoires. Après la première mission de déplacement à Mayotte et à La Réunion réalisée en octobre 2014 la CRE s'est rendue en Guyane en mars 2016, en Martinique en novembre 2016, puis en Guadeloupe, à Saint-Martin et Saint-Barthélemy en janvier 2018.

LA CRE ANALYSE LA PROGRESSION DE LA CONCURRENCE SUR LES MARCHÉS DE L'ÉNERGIE



Depuis la fin de l'année 2016, plus de 100 000 clients résidentiels par mois quittent les tarifs réglementés de vente et choisissent une offre de marché chez un fournisseur alternatif en électricité et environ 30 000 en gaz naturel.

Cette forte progression est analysée dans le rapport sur le fonctionnement des marchés de détail que la CRE publie ce jour.

La principale explication à ces évolutions tient à la construction même des tarifs réglementés de vente : celle-ci assure aux fournisseurs alternatifs un espace économique, qui leur permet de proposer des offres compétitives et innovantes. La CRE note à cet égard que les fournisseurs sont plus nombreux, avec

des stratégies commerciales plus dynamiques et visibles, bien que la connaissance des consommateurs du marché demeure partielle. Après un an d'existence, la CRE tire ses premières analyses de l'effet du mécanisme de capacité sur la facture des consommateurs. Ce mécanisme, dont l'objectif est d'assurer la sécurité d'approvisionnement pendant les heures de forte consommation d'électricité, engendre un coût de 0,14 centimes par kWh hors taxes.

Le présent document a pour seule vocation d'informer le public des activités de la CRE. Seules les délibérations de la CRE font foi.

Ce document est téléchargeable sur le site internet de la CRE :



Vous pouvez suivre l'actualité de la CRE grâce au compte Twitter  @cre_energie

Direction de la communication de la CRE

Conception graphique et réalisation :
All Contents

Crédits photo :
Getty Image, Shutterstock.
CRE : Storengy, GRTgaz.

Illustration :
Julie Bironien

Impression :
ITF

Fin de rédaction des textes en mai 2019
Achévé d'imprimer en mai 2019
ISSN : 1771-3188





COMMISSION
DE RÉGULATION
DE L'ÉNERGIE

15, RUE PASQUIER - 75379 PARIS CEDEX 08 - FRANCE
TÉL. : +33 (0)1 44 50 41 00 - FAX : +33 (0)1 44 50 41 11
WWW.CRE.FR