

PENSER L'ÉNERGIE DE DEMAIN

RAPPORT D'ACTIVITÉ 2019



2020
02020202
02020202
20202020
02020202
02020202
2020

20 ans
à penser l'énergie de demain

PENSER L'ÉNERGIE DE DEMAIN

RAPPORT D'ACTIVITÉ 2019



2020
02020202
0202020202
2020202020
0202020202
02020202
2020

Installée le 24 mars 2000,
la Commission de régulation
de l'énergie (CRE) est une autorité
administrative indépendante.
Elle concourt, au bénéfice
des consommateurs finals, au bon
fonctionnement des marchés
de l'électricité et du gaz naturel.
Elle veille à l'absence de toute
discrimination, subvention croisée
ou entrave à la concurrence.
Elle participe à la construction
du marché européen de l'énergie.

2020
02020202
02020202
02020202
02020202
02020202
02020202
02020202
02020202
02020202
2020

2000

Création de la CRE,
compétences en matière
d'électricité

Électricité : éligibilité des sites
ayant une consommation annuelle
d'électricité > 16 GWh

Éligibilité de tous les sites
consommant plus de 237 GWh/an
de gaz et des producteurs
d'électricité et de chaleur

Propose les tarifs d'utilisation
des réseaux d'électricité

Approuve les programmes annuels
d'investissement du GRT

Avis sur les TRVE

Met en œuvre les AO d'EnR

Évalue les charges de service public

Règle les différends pour l'accès
aux réseaux

1999

Éligibilité
des sites ayant
une consommation
annuelle d'électricité
> 100 GWh

2003

Extension des
compétences de la
CRE au gaz naturel

Électricité : éligibilité
des sites ayant une
consommation annuelle
d'électricité > 7 GWh

Gaz : éligibilité de tous
les sites consommant plus
de 83 GWh/an

Propose les tarifs
d'utilisation des réseaux
de gaz naturel

2007

Premier couplage
de marchés en électricité
entre la France, la
Belgique et les Pays-Bas

Électricité et gaz :
éligibilité de tous
les consommateurs,
y compris les résidentiels

2005

Filialisation des GRT
(RTE, GRTgaz et TIGF)

2004

Électricité et gaz :
éligibilité de toutes
les entreprises
et collectivités locales
consommatrices
d'électricité et de gaz

Publie le rapport
RCBCI

2006

Création du CoRDIS

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

Propose les tarifs
des prestations annexes
réalisées par les
gestionnaires de réseaux

2008

Filialisation des GRD
(ERDF et GRDF)

Électricité : 692 000 clients
résidentiels en offre de
marché chez un fournisseur
alternatif

Gaz : 416 000 clients
résidentiels en offre de
marché chez un fournisseur
alternatif

2009

3^e paquet « énergie » :
fixation des tarifs
d'acheminement par
les régulateurs

Création de l'ACER

Élaboration des codes
de réseaux européens

2011

Premier couplage de marché
en gaz entre les zones Nord et
Sud de GRTgaz

Développement massif
des appels d'offres EnR

Fixe les tarifs d'utilisation
des réseaux

Certifie les GRT

Publie le rapport de surveillance
des marchés de détail

Approuve les plans décennaux
d'investissement des GRT

Donne son feu vert au
déploiement de Linky et Gazpar

2012

Mise en œuvre de REMIT

Électricité : 2,1 M de clients
résidentiels en offre
de marché en électricité

Gaz : 1,7 M de clients
résidentiels en offre
de marché

2010

Surveille les marchés de gros
du CO₂

Compétence pour
mettre en œuvre l'Arenh
et le Mecapa

Mise en service du terminal
Fos-Cavaou

2013

Réforme des TRVG : évolutions
mensuelles des coûts
d'approvisionnement,
audits annuels

Sanction des manquements
à REMIT

Met en œuvre le mécanisme
de valorisation des effacements

Rend des décisions
coordonnées pour les PIC

2014

Réforme des TRVE :
tarification
par empilement
des coûts

Électricité : 3 M de clients
résidentiels en offre de
marché en électricité

Disparition des TRVG pour
les clients non-résidentiels
et les ELD consommant plus
de 100 GWh/an

Gaz : 3,5 M de clients en offre
de marché

2016

Disparition des TRVE pour
les clients ayant souscrit
des puissances > 36 kVA

4,5 M de clients résidentiels
en offre de marché en électricité

Disparition des TRVG pour
une consommation des sites
non résidentiels > 30 MWh/an,
> 150 MWh/an pour les syndicats
de copropriété et < 100 GWh/an
pour les ELD

5 M de clients en offre de marché
en gaz

Propose les TRVE

Mise en service du terminal GNL
Dunkerque

2015

Réduction de 8 zones
d'équilibrage en gaz
en 2003 à 2

Disparition des TRVG
pour les sites non
résidentiels et les syndicats
de copropriétaires
consommant plus
de 200 MWh/an

Approuve la méthode de coût
des S3REnR

2017

5,9 M de clients résidentiels
en offre de marché en électricité

5,8 M de clients résidentiels
en offre de marché en gaz

Approuve les contrats d'accès
aux réseaux des fournisseurs

Fixe la rémunération
des prestations de gestion
de clientèle en contrat unique

Fixe les tarifs TURPE 5

Compétence pour réguler
le stockage de gaz

Crée le Comité de prospective

2019

4^e paquet énergie

Nouvelles compétences sur la fin
des TRVG et le suivi des TRVE

Met en œuvre le « bac à sable
réglementaire »

2018

Création de la zone
de marché unique du gaz

Assure de nouvelles compétences
en matière d'obligation de capacité

Première sanction du CoRDIS
au titre du règlement REMIT

LA CRE, 20 ANS À PENSER L'ÉNERGIE DE DEMAIN

SOMMAIRE

2. MESSAGE DU PRÉSIDENT
4. MESSAGE DU COLLÈGE
6. 3 MINUTES POUR COMPRENDRE LA CRE
10. PANORAMA DE L'ÉNERGIE EN FRANCE

14  LA CONSTRUCTION
DU MARCHÉ EUROPÉEN
DE L'ÉNERGIE

26  L'OUVERTURE
DES MARCHÉS

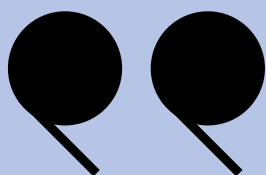
40  L'ADAPTATION DES RÉSEAUX
ÉLECTRIQUES À LA
TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

50  LES MUTATIONS
DU SECTEUR GAZIER

62  LA TRANSITION
ÉNERGÉTIQUE À L'ŒUVRE
DANS LES ZNI

74. ANNEXES

80. LES RAPPORTS DE LA CRE



LA CRE PARTICIPE AUX ÉVOLUTIONS DE NOTRE SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE

L'éditorial de ce compte rendu d'activité de la CRE pour 2019 ne sera pas celui que nous aurions écrit il y a quelques semaines. J'aurais pu, sans honte, rappeler comment la CRE a participé aux évolutions de notre système énergétique (gaz et électricité) tout en assurant une défense pied à pied du consommateur domestique ou industriel, c'est-à-dire en préservant la sécurité des approvisionnements, la qualité de l'énergie, la modération des prix et une saine concurrence entre fournisseurs. J'aurais pu évoquer ma satisfaction de voir les acteurs régulés en bonne forme pour affronter l'avenir, les progrès rapides des énergies renouvelables dans notre pays et notre travail sur ce dossier aux côtés de la ministre de la Transition écologique et solidaire. J'aurais dû également évoquer les grands dossiers de l'année écoulée : gaz vert, marché, éolien en mer, Europe et d'autres encore, comme les délibérations tarifaires sur tous les réseaux.

Mais au moment où j'écris, le coronavirus s'est attaqué aux populations du monde entier. Comment en sortiront nos pays, nos sociétés et nos économies ? Nul ne le sait encore. Mais pour notre secteur énergétique, j'ai le devoir d'ouvrir les réflexions et de les partager avec vous.

■ **Première réflexion :** à l'heure où j'écris ces lignes, l'ensemble des acteurs régulés est préservé par notre système de régulation. Ce système fait preuve de sa résilience et de sa robustesse. Les collaborateurs de ces entreprises travaillent en première ligne et avec sang-froid au service du public, un grand merci.

■ **Deuxième réflexion :** les marchés de gros fonctionnent bien. En revanche, la baisse de la consommation engendre des pertes financières pour les fournisseurs. Des contentieux apparaissent. Au-delà des mouvements énergétiques, les questions du prix et des quantités consommées pour le gaz comme pour l'électricité sont



**JEAN-FRANÇOIS
CARENCO,**
PRÉSIDENT
DE LA COMMISSION
DE RÉGULATION
DE L'ÉNERGIE

celles du long terme. Il est donc important de garder une sérénité forte et c'est la raison qui a poussé la CRE à refuser de mettre en œuvre en urgence la clause de force majeure dans le contrat Arenh ; c'est aux tribunaux de trancher la question.

■ **Troisième réflexion :** en lien avec l'absolue nécessité de continuer à construire l'Europe, il faut se poser la question de l'organisation du marché européen. Au moment où le retour de la puissance publique est souhaité par beaucoup, au moment où la consommation est en très forte baisse, au moment où les prix du marché reflètent les perspectives de diminution durable de l'activité économique, il faut sereinement s'interroger sur le marché de la production, sur le marché de la fourniture et sur le rôle des réseaux.

■ **Je n'ai qu'une idée :** posons-nous des questions sans jamais oublier que l'agilité des acteurs est nécessaire pour construire l'avenir.

■ **Quatrième réflexion :** dans le même temps, l'impérieuse nécessité de la lutte contre le changement climatique doit rester présente. Diminuer notre consommation énergétique, assurer le maximum de flexibilité pour réduire notre empreinte environnementale, développer les énergies renouvelables – dont seule la régulation par les prix permet le développement – assurer notre sécurité d'approvisionnement grâce au nucléaire, laquelle doit être préservée par une nouvelle régulation : voilà les enjeux des années à venir qui ne doivent pas être oubliés dans ces périodes d'incertitude, mais au contraire, qui doivent éclairer le chemin à prendre à la sortie de cette crise.

Pour sa part, la CRE veut, au milieu de tous les acteurs du secteur, apporter sa pierre à cette construction, apporter ses réflexions et ses études aux pouvoirs publics qui ont à décider de ces choses si difficiles.

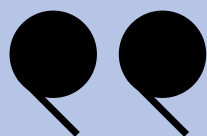
Bonne lecture de ce rapport d'activité et bon anniversaire à la CRE.

Agir dans l'intérêt du consommateur est le fil rouge qui guide l'action de la CRE dans toutes ses composantes : prix, qualité de service, innovation, sécurité d'approvisionnement, enjeux de transition énergétique et, enfin, résilience de nos systèmes (infrastructures physiques et marchés). Ce dernier point, avec la récente crise sanitaire qui remet en question certains aspects de nos modèles de développement et de vie, est apparu comme encore plus vital. Si être en capacité de réagir au court terme et aux urgences est critique pour une régulation efficace, il est également nécessaire d'être en permanence actif, sur le long terme, sur les grands chantiers et les grands enjeux de la CRE. La résilience de notre système énergétique tient en effet aussi à la capacité d'assurer un cadre stable et efficace de régulation dans toutes ses composantes. Le système énergétique national est traversé par de grandes évolutions structurantes qui s'accroissent : le numérique et notamment les réseaux électriques intelligents, la transition écologique, la place et la nouvelle régulation du nucléaire, le biométhane, le véhicule électrique, l'innovation au bénéfice des consommateurs... Positionnée depuis longtemps sur l'analyse de ces évolutions, la CRE a rendu publics en 2019 de nombreuses décisions, avis et rapports afin que le cadre de régulation soit propice à ces évolutions, et elle continuera à s'inscrire

dans une démarche de régulation dynamique sur ces secteurs.

Ainsi, les étapes de l'ouverture des marchés ont connu en 2019 de nouvelles évolutions avec la loi Energie-climat qui met fin aux tarifs réglementés pour les entreprises de plus de 10 salariés et de 2 M€ de chiffre d'affaires dans l'électricité et qui prévoit leur extinction au 30 juin 2023 dans le domaine du gaz. Si les tarifs réglementés avaient offert un environnement stable et propice à la confiance pour certains consommateurs, le cadre de régulation construit doit permettre d'en conforter les acquis à l'avenir.

Par ailleurs, le développement des énergies renouvelables s'est également poursuivi, avec une instruction par la CRE des appels d'offres. Dans ce domaine, le constat reste celui d'un jeu concurrentiel imparfait. Si des évolutions de structures d'appel d'offres, notamment proposées par la CRE, ont été mises en œuvre par le gouvernement, une réflexion plus globale sur ce sujet demeure essentielle. Capitalisant sur sa connaissance du secteur et avec les outils de remontée d'informations mis en place en 2019, la CRE entend pouvoir apporter son expertise au débat afin que la lutte contre le changement climatique soit un impératif écologique, économiquement soutenable et socialement acceptable.



AGIR DANS L'INTÉRÊT
DU CONSOMMATEUR EST
LE FIL ROUGE QUI GUIDE
L'ACTION DE LA CRE

L'Europe est également au cœur de l'action de la CRE depuis de nombreuses années. De l'entrée en vigueur du paquet « Une énergie propre pour tous les Européens » qui adapte les règles du marché de l'électricité et les objectifs climatiques européens à l'horizon 2030 au Pacte vert pour l'Europe, l'année 2019 a été riche d'évolutions majeures. La CRE entend continuer à construire, avec ses partenaires européens et l'ACER, grâce à son rôle dynamique et moteur, un marché européen fluide, efficient et au bénéfice de tous. Fortement impliquée en moyens humains dans la structuration des différents marchés, la CRE reste attachée aux solutions pragmatiques, par exemple dans le domaine des règles d'usage des interconnexions. En effet, il est nécessaire de proposer des solutions réalistes et opérationnelles, car la plus-value européenne est dans le secteur énergétique une réalité économique et technique indéniable, mais reste encore peu visible pour le consommateur.

Les zones non interconnectées (ZNI) ont également été en 2019 un enjeu majeur du travail de la Commission. De l'examen des PPE aux missions d'appui aux collectivités d'outre-mer, la CRE a pu apporter son expertise au service de la transition énergétique de ces territoires. C'est un enjeu non seulement pour les ZNI, mais aussi pour la connaissance de systèmes énergétiques

où la pénétration des EnR devient massive et donc pour l'anticipation des risques et des opportunités qui se dessinent pour le système national à terme.

L'enrichissement mutuel et le partage de connaissances passent également par les coopérations internationales dans lesquelles la CRE est fortement impliquée, assurant la coprésidence de MedReg (association des régulateurs méditerranéens de l'énergie), et la présidence de RegulaE.Fr (Réseau francophone des régulateurs de l'énergie). La CRE entend ainsi entretenir des échanges d'expériences qui sont toujours au bénéfice de tous. Ce positionnement international est un atout bâti sur le socle d'une expertise technique reconnue, mais aussi de l'implication forte du collège dans ces instances. Si 2018 avait été une année de forte croissance des prix de gros, 2019 a été marquée par une baisse de ces derniers que l'actuelle crise sanitaire amplifie. Que sera demain pour notre système énergétique ? Si notre volonté de préparer l'avenir était déjà majeure en 2019, cette crise sanitaire ne fait que la renforcer. La CRE veut rester un lieu de débats où la raison l'emporte sur la passion. Nos valeurs d'indépendance, de transparence et d'impartialité sont notre socle, mais plus que jamais notre fonctionnement doit rester ouvert, à l'écoute de tous les acteurs du système énergétique.



De droite à gauche et de haut en bas :

JEAN-FRANÇOIS CARENCIO,
PRÉSIDENT DE LA COMMISSION
DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE

CHRISTINE CHAUVET,
COMMISSAIRE RÉFÉRENTE
AUX APPELS D'OFFRES,
Vice-présidente du MedReg

CATHERINE EDWIGE,
COMMISSAIRE RÉFÉRENTE AUX ZNI,
Présidente de RegulaE.Fr

JEAN LAURENT LASTELLE,
COMMISSAIRE RÉFÉRENT
AUX AFFAIRES EUROPÉENNES

IVAN FAUCHEUX,
COMMISSAIRE RÉFÉRENT AU COMITÉ
DE PROSPECTIVE DE LA CRE





POUR COMPRENDRE LA CRE

PRINCIPES

INDÉPENDANCE

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

TRANSPARENCE

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

IMPARTIALITÉ

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

MISSIONS

PARTICIPER

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

METTRE EN ŒUVRE

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

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.

CONCOURIR

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

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.

STATUT
**AUTORITÉ
ADMINISTRATIVE
INDÉPENDANTE**

LE CoRDiS

Quatre membres titulaires et quatre membres suppléants composent le comité de règlement des différends et des sanctions, avec autant de conseillers d'État que de 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 manquements au code de l'énergie.

2 ORGANES INDÉPENDANTS

LE COLLÈGE

Cinq commissaires, dont l'écart entre le nombre de femmes et d'hommes ne peut être supérieur à un, nommés en raison de leurs qualifications juridiques, économiques et techniques, définissent les grandes orientations et adoptent les décisions et les avis en s'appuyant sur l'expertise des directions, placées sous l'autorité du président et du directeur général.

→ Consulter le [rapport 2017-2018 sur le respect des codes de bonne conduite et d'indépendance des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel](#)

→ Consulter la [présentation générale de la CRE et ses principes](#)

→ Consulter le [rapport de l'activité juridique](#)



BUDGET

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.



2019 EN CHIFFRES

302

délibérations

22

consultations
publiques

63

acteurs de marché
auditionnés
par le collège

13

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

58

séances
de la Commission

18

décisions
du CoRDiS

17

saisines
du CoRDiS

LA CRE ET LE PARLEMENT

La CRE attache une importance toute particulière au dialogue avec les membres du Parlement en accompagnant leurs travaux sur l'énergie et en leur fournissant son expertise sur les marchés de l'énergie lors de l'élaboration des lois.

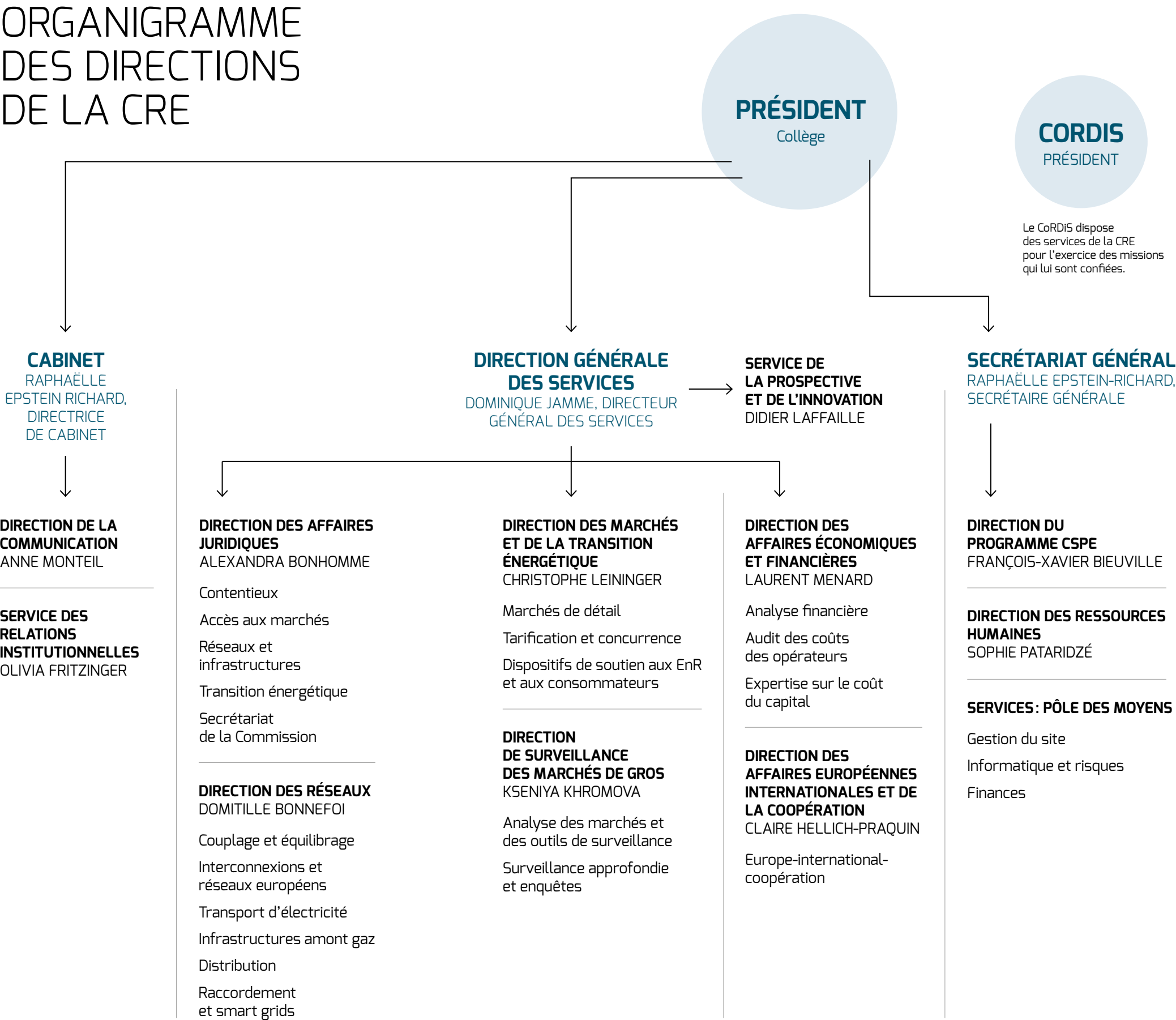
En 2019, le président, le directeur général et les services de la CRE ont ainsi été auditionnés 13 fois à la demande des députés, des sénateurs ou des services du Parlement.

- La CRE a été particulièrement sollicitée lors de l'élaboration de la loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat. Elle a notamment contribué aux évolutions législatives concernant les marchés de l'énergie, ainsi que son propre fonctionnement. Cette loi a ainsi doté la CRE de nouvelles compétences d'avis, de propositions et de communication sur les tarifs réglementés de vente d'électricité et de gaz, le fonctionnement des marchés de l'énergie et la mise en place d'un dispositif de soutien adapté aux énergies renouvelables électriques innovantes. Enfin, ce texte a introduit un dispositif d'expérimentation, appelé « bac à sable réglementaire », qui permet à la CRE et à l'autorité administrative d'accorder des dérogations aux conditions d'accès et d'utilisation des réseaux et des installations en vue de déployer des technologies ou des services innovants en faveur de la transition énergétique et des réseaux intelligents.
- Lors de l'élaboration de la loi n° 2019-1428 du 24 décembre 2019 d'orientation des mobilités, la CRE a apporté son expertise technique en matière de réseaux, notamment sur les infrastructures de recharge et le déploiement du véhicule électrique.
- Les services de la CRE sont intervenus dans les débats portant sur les réseaux et l'éolien, organisés par la mission d'information sur les freins à la transition énergétique de l'Assemblée nationale.
- La CRE a été entendue par les députés, membres de la commission d'enquête, sur l'impact économique, industriel et environnemental des énergies renouvelables, sur la transparence des financements et sur l'acceptabilité sociale des politiques de transition énergétique concernant le soutien aux énergies renouvelables.
- La CRE a été invitée à participer à une audition au Sénat portant sur les questions industrielles liées au secteur de l'énergie, dans le cadre de la mission d'information sur les enjeux de la filière sidérurgique dans la France du XXI^e siècle.

Chaque année, la CRE est aussi à la disposition des membres des commissions parlementaires en charge de l'élaboration des lois de finances pour répondre à leurs questions concernant la conduite et le pilotage des politiques de l'écologie, du développement et de la mobilité durable, ainsi que sur les perspectives économiques et budgétaires liées au secteur de l'énergie.

Enfin, la CRE partage avec les parlementaires ses avis et positions sur les travaux européens en vue de la transposition des textes en droit national.

ORGANIGRAMME DES DIRECTIONS DE LA CRE

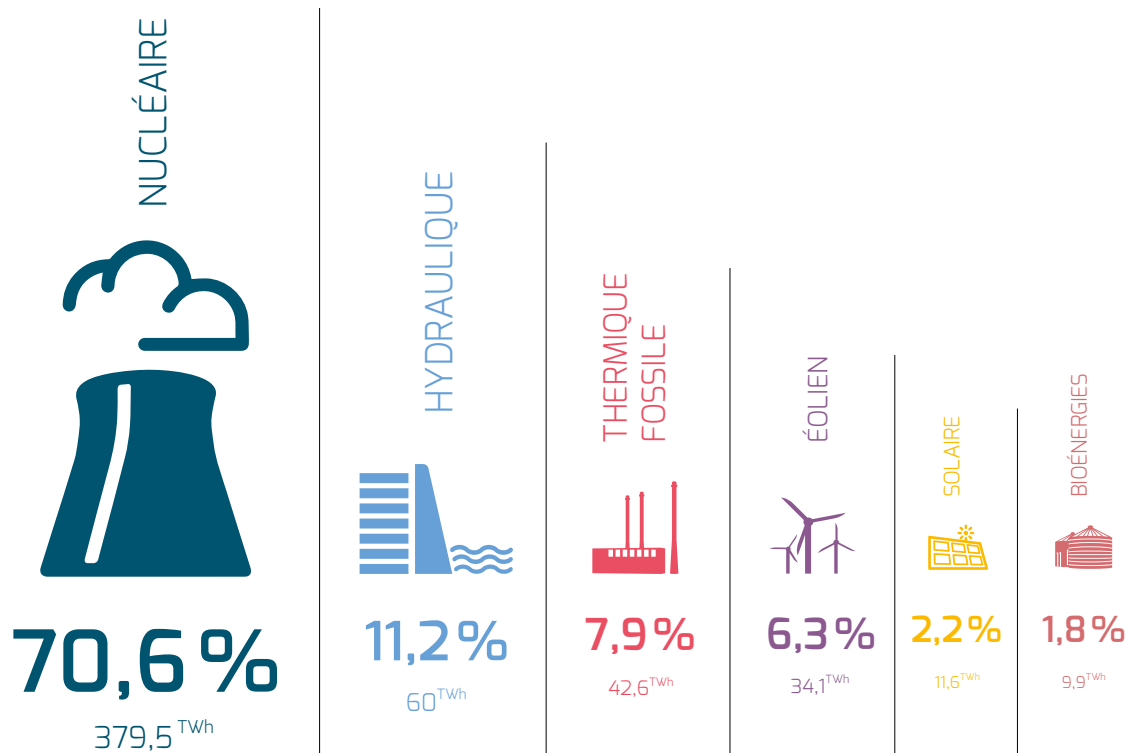


PANORAMA DE L'ÉNERGIE EN FRANCE

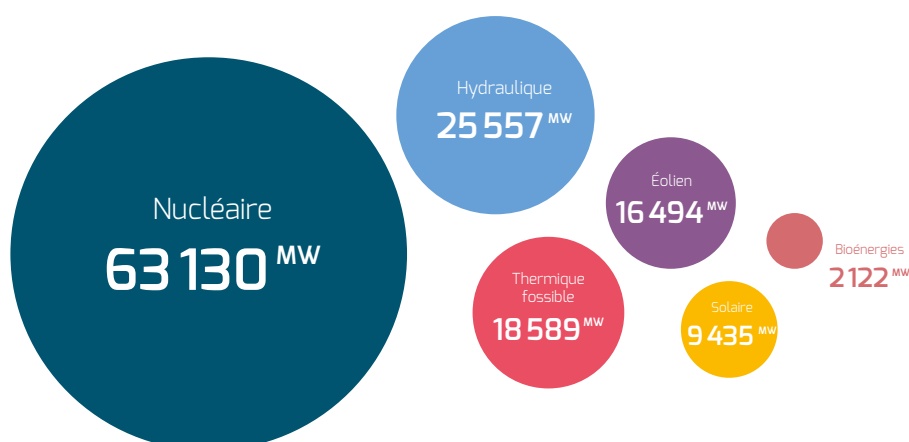


MIX ÉNERGÉTIQUE

PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ



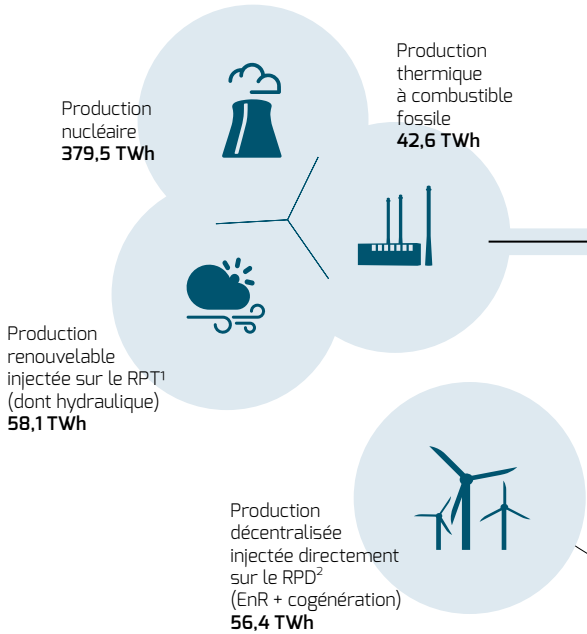
PARC DE PRODUCTION



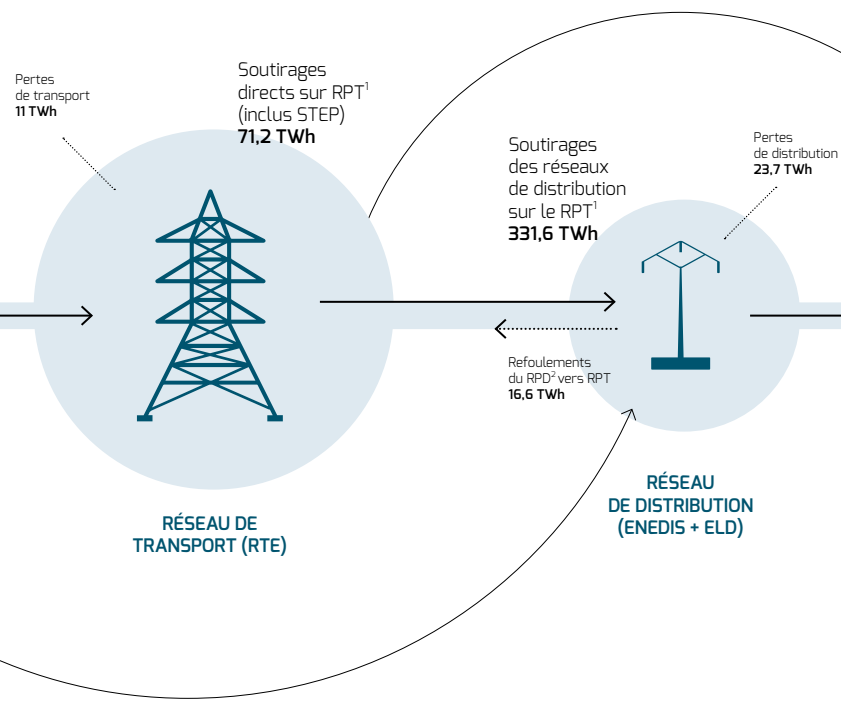
ÉLECTRICITÉ ⚡

PRODUCTION

537,7 TWh

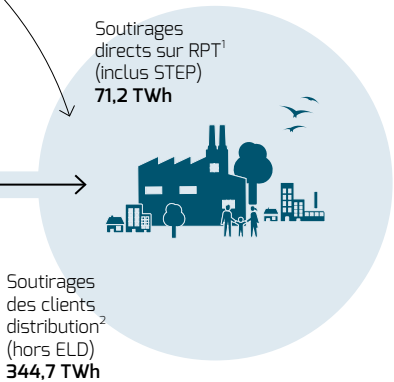


ACHEMINEMENT



CONSOMMATION

474 TWh



SOLDE EXPORTATEUR

55,7 TWh

← IMPORT 28,3 TWh

→ EXPORT 84 TWh

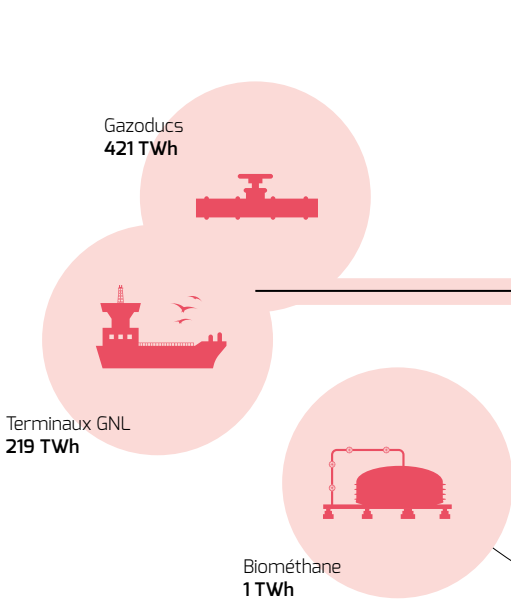
SOURCES
RTE et Enedis

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.

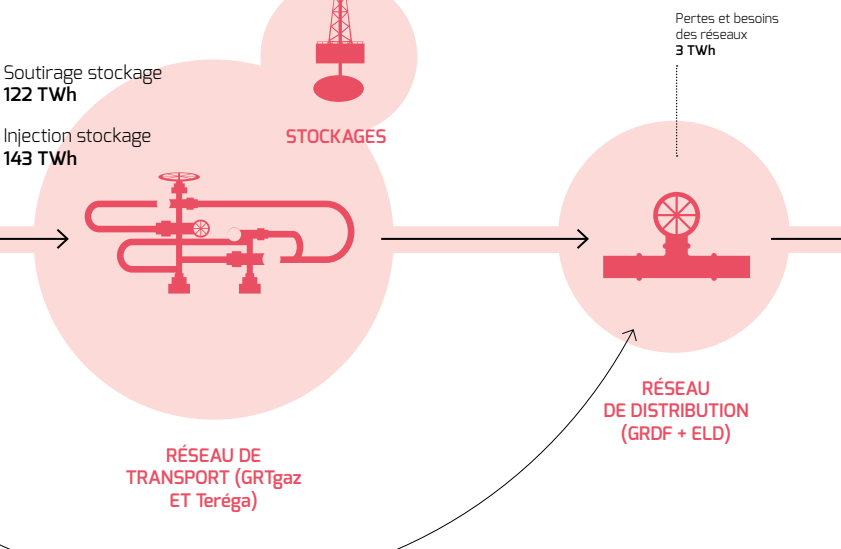
GAZ 🔥

IMPORTATIONS

639 TWh

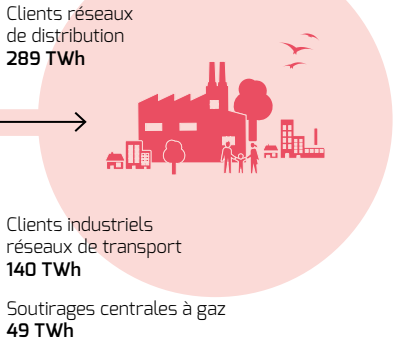


ACHEMINEMENT ET STOCKAGE



CONSOMMATION

478 TWh



EXPORTATIONS

136 TWh

SOURCES
GRTgaz et Teréga

LA CONSTRUCTION DU MARCHÉ EUROPÉEN DE L'ÉNERGIE

Faire de l'Europe le premier continent climatiquement neutre d'ici à 2050, telle est l'ambition du Pacte vert pour l'Europe, présenté par la Commission européenne fin 2019. Intégrant les particularités du système énergétique français, la CRE a élaboré dix fiches de position sur l'avenir de la réglementation européenne.



2020
02020202
02020202
02020202
02020202
020202
2020

L'ANNÉE 2019 A ÉTÉ UNE ANNÉE CHARNIÈRE POUR L'EUROPE DE L'ÉNERGIE.

Celle de l'entrée en vigueur du paquet « Une énergie propre pour tous les Européens » qui adapte les règles du marché de l'électricité et les objectifs climatiques européens à l'horizon 2030. Celle également des élections européennes et du renouvellement des instances décisionnaires du Parlement et de la Commission qui, par la voix d'Ursula von der Leyen, sa présidente, a proposé en décembre un Pacte vert pour l'Europe comme pierre angulaire de la nouvelle législation.

L'année 2020 s'affirme donc décisive tant pour appliquer les récentes dispositions législatives que pour rehausser les ambitions climatiques européennes.

Elle est aussi une date anniversaire pour la CRE, qui célèbre ses 20 ans, et pour deux décennies d'ouverture des marchés énergétiques dont elle a été une des chevilles ouvrières.

L'occasion de revenir sur le rôle fondamental de l'intégration européenne et de la régulation dans l'organisation des marchés de l'énergie.



LA PAIX PAR LA COOPÉRATION ÉNERGÉTIQUE

Six ans après une guerre dévastatrice, la France, l'Allemagne, l'Italie, la Belgique, le Luxembourg et les Pays-Bas créent en 1951 la CECA, Communauté européenne du charbon et de l'acier et mettent en commun les ressources fondamentales de leur approvisionnement énergétique et industriel. L'énergie s'inscrit ainsi au cœur d'un projet de paix inédit par son ambition et sa durée. En 1958, l'entrée en vigueur simultanée du traité Euratom et du traité de Rome, créant la Communauté économique européenne (CEE), consolide cette vision de la coopération énergétique comme facteur de paix.

DES DÉBUTS LABORIEUX

La finalité est formulée, mais la mise en œuvre laborieuse. L'énergie est en effet constitutive de la souveraineté des États qui, en la matière, ne sont pas partageurs. De plus, la substitution progressive des hydrocarbures au charbon et le repli de l'extraction charbonnière vident la CECA de sa substance.

Dans les années 1960 et 1970, la volonté politique s'essouffle et chaque État membre doit faire face isolément aux premiers chocs pétroliers et à l'adaptation des mix énergétiques. Faute des leviers de pouvoir nécessaires, la Commission européenne ne peut coordonner une politique énergétique plus ambitieuse.

LA PROSPÉRITÉ PAR LA LIBÉRALISATION DES MARCHÉS

Acte 2 de l'Europe de l'énergie, l'Acte unique européen de 1986 fixe l'objectif d'achever fin 1992 le marché intérieur en démantelant les barrières à la libre circulation des marchandises, services, capitaux et personnes. La priorité est d'accompagner la reprise économique d'un continent frappé par la fin des *Trente Glorieuses*. Et les instances européennes souhaitent inscrire le secteur de l'énergie dans le modèle d'un marché intérieur européen soumis au jeu d'une libre concurrence.

LE CONSOMMATEUR AU CENTRE DES PRÉOCCUPATIONS

Au cours des années 1990, les parcs européens de production d'énergie sont pour la plupart excédentaires : les investissements massifs entrepris après le choc pétrolier de 1974 pour réduire la dépendance au pétrole ont, en outre, été dimensionnés pour une croissance de la consommation linéaire, sans anticiper la fin du « miracle économique ». En France, par exemple, les capacités nucléaires sont abondantes et compétitives, l'installation de nouvelles centrales n'est pas justifiable économiquement. L'ambition européenne est de limiter l'intervention de la puissance publique et d'introduire de la compétition en baissant les barrières administratives à l'entrée dès lors qu'un marché n'est plus considéré comme un monopole naturel.

Objectif : faire bénéficier le consommateur, au cœur des préoccupations politiques, des avantages de coûts et de qualité de service dus à l'ouverture des échanges et de la fin de la rente des monopoles publics intégrés.

1^{er} PAQUET LÉGISLATIF

De cette déréglementation naît la régulation : l'ouverture du secteur de l'énergie est amorcée avec les directives du « 1^{er} paquet législatif », en 1996 pour l'électricité et 1998 pour le gaz. Le changement de paradigme est considérable : les textes européens prévoient une ouverture progressive des marchés avec une large marge d'appréciation laissée aux États membres au titre de la subsidiarité. Ils prévoient pour les consommateurs « éligibles » le libre choix du fournisseur, pour les producteurs la liberté d'établissement géographique ainsi que l'accès des tiers aux réseaux qui restent des monopoles naturels. Les entreprises verticalement intégrées doivent séparer leurs activités entre production, transport, distribution et fourniture. Dans les faits, les seuils minimaux d'ouverture fixés par les deux directives (35 % en 2003 pour l'électricité, 33 % en 2008 pour le gaz) sont vite dépassés. Dès 2000, le taux d'ouverture moyen du marché européen est de 66 % pour l'électricité, et de 79 % pour le gaz.





Maintenance sur la station d'interconnexion. © GRTgaz/Dunouau Franck

NAISSANCE DE LA CRE

Comment garantir l'accès des tiers à des réseaux encore détenus par le monopole historique? Comme l'écrit le sénateur Henri Revol dans son rapport sur la libéralisation du marché: *«Le plus grand opérateur du marché, Électricité de France, celui qui assurera le service public, restera sous contrôle du gouvernement. Dès lors, comment ce dernier pourrait-il prétendre faire respecter la loi du marché en toute impartialité? Placer la puissance publique en position de juge et partie reviendrait à fausser la concurrence, à décourager la libre entreprise, à contredire les principes mêmes de l'ouverture du marché.»*

UN PARTAGE CLAIR DES RESPONSABILITÉS

Ainsi naît, le 24 mars 2000, la Commission de régulation de l'énergie (CRE). D'abord appelée Commission de régulation de l'électricité, elle est créée par la loi n° 2000-108 du 10 février 2000.

Celle-ci dépasse les exigences de la directive de 1996 qui n'imposait pas d'autorité de régulation. Les responsabilités entre le gouvernement et l'autorité indépendante sont clairement partagées: le service public et la politique énergétique reviennent aux pouvoirs publics, la mise en œuvre de l'accès aux réseaux et la régulation du marché ouvert sont du ressort de la CRE.

Si elle ne peut remettre en cause les objectifs et les orientations du législateur, la CRE peut proposer des solutions de mise en œuvre efficaces, claires et les moins coûteuses pour le consommateur. Son avis est donc prévu pour des décisions susceptibles d'avoir un impact sur le marché, notamment tarifaires. Relèvent aussi de la CRE certaines procédures exigeant impartialité, neutralité et indépendance: évaluation des charges de service public, conduite d'appels d'offres pour le soutien aux renouvelables, etc.

HEURS ET MALHEURS DE L'OUVERTURE

Le dépassement des seuils minimaux d'ouverture à la concurrence dans la majorité des États membres incite la Commission européenne à proposer d'achever l'ouverture complète du marché. En 2003, le « 2^e paquet » (directives 2003/54/CE pour l'électricité et 2003/55/CE pour le gaz) fixe au 1^{er} juillet 2004 l'éligibilité de toutes les entreprises à une offre de marché et au 1^{er} juillet 2007 l'éligibilité de tous les clients. Il consacre aussi le principe de régulateur sectoriel indépendant que la CRE avait anticipé et encadre, pour la première fois, les modalités d'accès aux infrastructures transfrontalières.

DES MARCHÉS ENCORE TRÈS MONOPOLISTIQUES, DES FLUX TRANSFRONTALIERS EN PROGRÈS

L'ouverture des marchés à des rythmes différents selon les États provoque des distorsions de concurrence : les monopoles disposant de clients « captifs » dans un pays les utilisent comme garantie de revenus et levier pour conquérir d'autres marchés internationaux. Au début des années 2000, la libéralisation du gaz et de l'électricité accélère, paradoxalement, la concentration du secteur aux mains de grands groupes : EDF, EON, RWE, Suez-Electrabel ou Vattenfall pour l'électricité ; ENI, GDF ou Ruhrgas pour le gaz. Les marchés nationaux s'interpénètrent par des fusions-acquisitions

accrues, mais les progrès des flux transfrontaliers d'électricité sont lents : 10,7% de la production électrique de la Communauté européenne sont échangés en 2004, 2% de plus qu'en 2000. Dès 2002, la CRE appelle donc à la création d'un véritable marché unique, « *un espace européen où, sur un réseau continu, l'Europe est le marché domestique de chaque opérateur* ».

En outre, si la demande est « libérée », les marchés nationaux restent très monopolistiques. La CRE note dans son rapport annuel 2007 que « *la forte concentration des marchés français reste préoccupante, avec des fournisseurs historiques largement dominants. Cette situation ne profite ni aux opérateurs ni aux consommateurs* ».

3^e PAQUET ÉNERGIE

En 2007, constatant que l'Union européenne (UE) est loin de l'objectif d'un véritable marché intérieur de l'énergie, pour le consommateur qui ne peut exercer dans les faits son droit de choisir librement son fournisseur, pour le producteur qui souhaite investir et pour le fournisseur qui veut vendre de l'énergie dans n'importe quel État membre sans discriminations ni désavantages, la Commission européenne propose un « 3^e paquet ». Il vise à répondre à un triple enjeu de compétitivité, de sécurité d'approvisionnement et de durabilité.

FOCUS

TRANSPPOSITION DU « 3^e PAQUET » : CONSÉQUENCES POUR LA CRE

Installation d'une procédure de certification de l'indépendance des gestionnaires de réseaux de transport (GRT), confiée à la CRE.

Renforcement des obligations des GRT en matière d'investissements, dont le contrôle est confié à la CRE : obligation de publier un plan décennal de développement des réseaux concernés soumis à l'avis de la CRE

qui vérifie la réalisation de ces investissements.

Élargissement des compétences de la CRE pour les sanctions et les règlements des différends.

Renforcement des compétences de la CRE pour les tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité et de gaz, ainsi que pour les tarifs d'utilisation

des terminaux méthaniens, qu'elle fixe ou approuve désormais elle-même.

Renforcement des compétences de la CRE pour le raccordement aux infrastructures électriques et gazières : approbation notamment des barèmes des coûts et les conditions de raccordement des tiers aux réseaux.



3 QUESTIONS À

CLÉMENT SERRE,
DÉTACHÉ DE LA CRE
À LA COMMISSION
EUROPÉENNE
COMME CHARGÉ
DE MISSION À L'UNITÉ
COORDINATION DE
LA POLITIQUE
ÉNERGÉTIQUE –
DG ENER

**Quel bilan tirez-vous de votre
expérience à Bruxelles ?**

Travailler à la Commission européenne, en particulier à la DG Énergie, est l'opportunité de comprendre les institutions européennes et les mécanismes

politiques et législatifs qui les lient. J'ai la chance d'avoir des collègues très compétents et dotés d'un solide sens de l'intérêt public européen. C'est aussi un enrichissement de travailler avec des personnes de nationalités et de cultures différentes, et un rappel quotidien du défi de construire un édifice commun bénéfique à tous.

Comment la Commission européenne valorise-t-elle votre expérience de régulateur ?

Je travaille à l'Unité de la coordination de la politique énergétique, en lien étroit avec les unités chargées des marchés de gros et de détail de l'électricité et du gaz. J'ai ainsi participé aux négociations sur la directive et le règlement organisant les marchés de l'électricité. Grâce à la connaissance des marchés acquise à la CRE, j'appréhende les enjeux liés à l'Union de l'énergie, avec à l'esprit

les impacts concrets des législations européennes sur le plan national.

Après l'annonce du Pacte Vert, à quelles conséquences s'attendre pour l'électricité et le gaz ?

Leur futur passe par la décarbonation. L'essor des renouvelables s'accompagnera d'une forte électrification de nombreux usages, permettant ainsi de disposer d'une énergie décarbonée. Les secteurs de l'électricité et du gaz pourraient être intégrés de manière plus intelligente, avec aussi d'autres secteurs : chauffage, industrie, transport, agriculture. Dans cette intégration sectorielle, les gaz renouvelables et décarbonés, y compris l'hydrogène, auront leur rôle à jouer pour le stockage, le transport, la flexibilité du système énergétique ou comme matière première industrielle.



Réunion de la commission ITRE sur le paquet « énergie ». © European Union 2017 – Source : EP

ACHEVER L'INTÉGRATION DU MARCHÉ INTÉRIEUR DE L'ÉNERGIE

En 2007, le traité de Lisbonne dote l'UE d'une réelle compétence de politique énergétique, partagée avec les États membres, autour de quatre axes : assurer le bon fonctionnement du marché, contribuer à la sécurité d'approvisionnement, promouvoir l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables et développer l'interconnexion des réseaux.

UN TRIPLE ENJEU : COMPÉTITIVITÉ, SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT, DURABILITÉ

Avec le paquet sur le climat et l'énergie de 2008, l'UE, déjà engagée dans le protocole de Kyoto de 1997 à réduire ses émissions de gaz à effet de serre, se fixe pour objectifs d'ici 2020 20 % d'émissions de CO₂ en moins, 20 % d'énergies renouvelables dans le mix énergétique et une amélioration de l'efficacité énergétique de 20 %. À ces objectifs environnementaux s'ajoute le renforcement de la coordination européenne pour faire face aux menaces sur la sécurité d'approvisionnement dues aux tensions sur les marchés des hydrocarbures, alors que des blackouts sont intervenus en Italie en 2003 et en Allemagne en 2006. Comme l'indique la CRE en 2007, « l'ampleur de la panne de 2006 résulte d'une mauvaise application des règles de sécurité et d'une insuffisante coopération entre les gestionnaires de réseaux européens. Pour y remédier, les régulateurs européens préconisent l'établissement de règles juridiquement contraignantes pour les gestionnaires de réseaux de transport, sous leur contrôle ».

La sécurité d'approvisionnement et la durabilité complètent donc le credo de la compétitivité dans les nouveaux défis auxquels doit répondre la politique européenne de l'énergie.

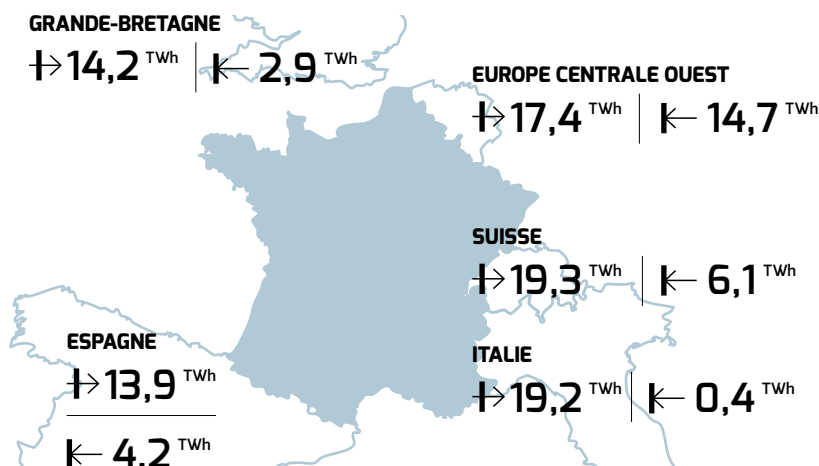
UNE CONDITION : UN MARCHÉ INTÉRIEUR EUROPÉEN DE L'ÉNERGIE

Comme souligné par la CRE en 2008, un véritable marché intérieur de l'énergie est la condition pour atteindre les trois objectifs de l'Europe de l'énergie. « Ces trois objectifs sont interdépendants. En favorisant la circulation des flux d'énergie, le marché intérieur européen optimise la complémentarité des mix énergétiques et accroît le niveau de compétitivité. Par la liberté d'établissement des producteurs et des fournisseurs, il favorise le développement de sources de production variées, y compris renouvelables. Il offre aussi aux acteurs de marché des opportunités de développement à l'échelle de l'Europe. »

Achevée en 2009, la révision du cadre législatif européen prévoit trois avancées majeures : l'amélioration du fonctionnement des réseaux de transport électrique et gazier par la mise en œuvre de codes de réseaux européens, l'harmonisation et le renforcement des compétences et de l'indépendance des régulateurs nationaux et la création d'une agence de coopération des régulateurs de l'énergie.

La France est parmi les premiers États membres à transposer les directives du « 3^e paquet » dans son droit national avec l'ordonnance n° 2011-504 du 9 mai 2011 créant le code de l'énergie.

Les interconnexions des réseaux d'électricité



TOTAL DES FLUX COMMERCIAUX

↳ 84 TWh

← 28,3 TWh

SOLDE DES ÉCHANGES NET

55,7 TWh

↳ Export | ← Import

LA COOPÉRATION EUROPÉENNE DES RÉGULATEURS

La coopération entre régulateurs fait partie de l'ADN de la CRE. Après trois mois d'existence, elle avait déjà « noué des relations de travail avec les régulateurs nationaux du secteur de l'énergie de l'Union européenne » et commencé avec certains à élaborer des normes communes pour régler les congestions transfrontalières. En juin 2000, elle signe le Mémoire d'entente pour la mise en place du Conseil des régulateurs européens de l'énergie, qui énonce l'objectif de leur collaboration : développer les marchés et la concurrence via la transparence et la non-discrimination. La coopération s'officialise en 2002 avec la création d'un secrétariat permanent à Bruxelles, le CEER¹, plateforme d'échanges et de représentation pour trente régulateurs européens. En parallèle, la Commission crée le Groupe des régulateurs européens de l'électricité et du gaz, l'Eregg², qui la conseille et l'assiste.

LA CRÉATION DE L'ACER

Avec les autres régulateurs européens, la CRE contribue à mettre en place le marché intérieur de l'énergie. À partir de 2006, son action s'organise largement dans le cadre des initiatives régionales « électricité » et « gaz » définies par la Commission et l'Eregg. Réunissant les parties

prenantes d'une même zone géographique, les initiatives régionales facilitent la gestion des échanges aux interconnexions transfrontalières et l'émergence de marchés régionaux. Mais le CEER et l'Eregg n'ont pas de pouvoir réglementaire et, en cas de blocage, les régulateurs peinent à adopter des normes techniques harmonisées pour l'utilisation des infrastructures transfrontalières.

Avancée structurante du 3^e paquet « énergie », la création de l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER), vient combler cette lacune en 2011. Elle formalise la coopération entre la CRE et ses homologues européens. Outre une mission de coordination, l'ACER exerce un rôle central dans l'élaboration du nouveau cadre de régulation européen. Elle dispose aussi d'un pouvoir de décision individuelle en cas de litige transfrontalier. Au sein de l'ACER, la CRE continue de s'investir afin d'optimiser les échanges intra-européens via la mise en œuvre des codes de réseaux.

¹ Council of European Energy Regulators (Conseil des régulateurs européens).

² European Regulators Group for Electricity and Gas (Groupe des régulateurs européens pour l'électricité et le gaz).

FOCUS

CELTIC, UN PROJET AU SERVICE DES OBJECTIFS EUROPÉENS

En avril 2019, la CRE et la CRU, le régulateur irlandais, ont adopté une décision conjointe pour le financement de l'interconnexion électrique Celtic (700 MW, 575 km de long, dont 500 km sous-marins) reliant la France et l'Irlande. Un projet d'importance majeure dans le contexte post-Brexit.

Un PIC

Première liaison électrique entre l'Europe continentale et l'Irlande, Celtic permettra à celle-ci d'intégrer le marché électrique européen, avec aussi

de nombreux bénéfices pour l'UE, au regard de la sécurité d'approvisionnement, de la solidarité entre les États membres et de l'intégration d'importants volumes d'énergies renouvelables. Déclaré projet d'intérêt commun (PIC) européen en 2013, Celtic contribuera à la réalisation des objectifs climatiques et énergétiques de l'UE.

930 M€ d'investissements couverts à près de 60% par l'UE
65% de l'investissement (930 M€) seront à la charge

du GRT irlandais EirGrid, 35% à la charge du GRT français RTE. Une subvention européenne de 530,7 M€ a été accordée au projet le 2 octobre 2019 au titre du Mécanisme pour l'interconnexion en Europe. Celtic devrait entrer en service en 2026.

→ Visionner notre [vidéo « Les interconnexions : choix, sécurité, fluidité »](#).

→ Consulter la carte du réseau sur www.rte-france.com/fr/la-carte-du-reseau

L'IMPÉRATIF DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

Fin 2016, alors que la production et la consommation d'énergie contribuent à plus des trois quarts des émissions de CO₂ de l'UE, la Commission présente le paquet « Une énergie propre pour tous les Européens ». Il propose de rénover la politique européenne de l'énergie pour répondre aux exigences de l'accord de Paris sur le changement climatique et de définir, pour la décennie 2020-2030, un cadre afin d'accompagner la transition énergétique à un coût maîtrisé et de fournir une énergie propre et accessible à tous les Européens.

Il fixe trois priorités : donner la primauté à l'efficacité énergétique, parvenir au premier rang mondial pour les énergies renouvelables, et mettre les consommateurs au cœur du système énergétique.

LE PAQUET « ÉNERGIE PROPRE » : UNE NOUVELLE IMPULSION

Après trois ans de négociations et une participation active de la CRE qui rédige notamment

13 fiches de position, ce paquet législatif donne une nouvelle impulsion à la transition énergétique et à la lutte contre le réchauffement climatique. Il fixe de nouveaux objectifs : d'ici à 2030, l'UE devra réduire d'au moins 40 % ses émissions de gaz à effet de serre, couvrir 32 % de sa consommation d'énergie à partir de sources renouvelables, améliorer son efficacité énergétique de 32,5 %, et atteindre un niveau d'interconnexion de 15 %.

L'organisation du marché de l'électricité est aussi adaptée pour fournir des signaux d'investissement améliorés et apporter davantage de flexibilité aux marchés, en particulier via l'utilisation accrue des interconnexions et la fluidification des échanges électriques intra-européens. L'enjeu : augmenter de 30 à 50 % la part des énergies renouvelables dans la production électrique d'ici à 2030.

→ Consulter le [Décryptages n°60 "Paquet énergie propre pour tous les européens"](#)

FOCUS

LA CRE, ACTEUR DE LA COOPÉRATION INTERNATIONALE DES RÉGULATEURS SOUTENUE PAR LA COMMISSION EUROPÉENNE

L'UE souhaite rapprocher les cadres réglementaires des pays voisins pour fluidifier les échanges, et la Commission européenne finance des actions de partage d'expériences et de soutien institutionnel. Levier de choix pour expliquer le modèle régulateur européen et contribuer à la montée en compétence des autorités étrangères dans une optique d'aide au développement et d'enrichissement mutuel, la CRE participe activement aux actions de coopération internationale au sein des entités de coopération multilatérales que sont MedReg et RegulaE.Fr ou encore en contribuant à des actions de jumelage.

Participation aux structures multilatérales de coopération

La CRE contribue aux travaux des structures multilatérales de coopération associant

des régulateurs non européens, qui sont financées par la Commission européenne. Dès 2007, la CRE s'est impliquée au sein de MedReg qui réunit les régulateurs méditerranéens de l'énergie et est actuellement coprésidée par M^{me} Christine Chauvet. La CRE est également très active dans l'animation du Réseau de régulateurs francophone, RegulaE.Fr, qui a été créé en 2016 dont elle assure le secrétariat depuis son origine et la présidence pour l'année 2020 avec M^{me} Catherine Edwige. L'implication de la CRE dans ces structures poursuit le même objectif de mise à disposition de son expertise pour répondre aux demandes des membres. Les travaux de ces instances réunissent les régulateurs européens et non européens dans des ateliers thématiques et des groupes de travail qui leur permettent de construire ensemble la régulation de demain.

Jumelages de la CRE au Maroc et en Géorgie

Les jumelages permettent aux candidats à l'adhésion européenne de mettre leur système législatif et réglementaire en phase avec le droit de l'UE. D'une durée de deux ans, ils s'adressent aussi aux pays du voisinage et de la pré-adhésion. En 2019, la CRE s'est investie dans deux jumelages : l'un initié au Maroc en 2018 au bénéfice du ministère de l'Énergie (assistance à la préparation de textes réglementaires), l'autre en Géorgie au bénéfice du régulateur (régulation incitative sur la qualité de service et déploiement des compteurs intelligents).

→ Consulter le [Décryptages n°61 «Coopération internationale, la CRE en pointe»](#)



FOCUS

COOPÉRATION AVEC L'ÉGYPTE

En juin 2019, M. Tarek El Molla, ministre égyptien du Pétrole et des Ressources minérales, a rencontré M. Jean-François Carenco. En Égypte, gaz et électricité sont gérés par deux ministères et deux autorités de régulation : EgyptERA (électricité depuis 2000) et GasReg (présidé par M. Tarek El Molla depuis sa création, en 2017). Au centre des échanges : la coopération entre régulateurs et le rôle de GasReg dans la stratégie visant

à faire de l'Égypte le hub gazier de la Méditerranée orientale. Les échanges se sont poursuivis dans un cadre bilatéral avec la signature d'un MoU (Memorandum of Understanding) entre la CRE et GasReg, et dans le cadre de MedReg, association des régulateurs méditerranéens de l'énergie. La CRE a accueilli en septembre une formation dédiée à GasReg et financée par MedReg.



Entrepôt équipé de panneaux solaires sur le toit. © Istock, Bim

VERS UN PACTE VERT POUR L'EUROPE

Dans son Quatrième rapport sur l'état de l'Union de l'énergie, la Commission européenne constate en avril 2019 que l'UE est en bonne voie pour atteindre son objectif 2020 de baisse des émissions de gaz à effet de serre (GES). De 1990 à 2017, sa croissance économique s'est établie à 58 % et la baisse de ses émissions à 22 %, selon des données préliminaires de ses États membres. De plus, la part des énergies renouvelables dans la consommation intérieure de l'UE -28 (Union européenne des 28 membres) a considérablement augmenté depuis 2004, passant de 8,5 % à 18 % en 2018.

DES PROGRÈS SATISFAISANTS AU BÉNÉFICE DES CONSOMMATEURS

Pour la Commission, « *des progrès satisfaisants ont été accomplis sur la voie d'un marché européen de l'énergie plus intégré. L'énergie se vend plus librement (même si sa vente n'est pas encore assez libre) par-delà les frontières, grâce aux directives relatives aux marchés de l'électricité et du gaz, et au contrôle de l'application des règles relatives aux pratiques anticoncurrentielles* ». Elle note aussi qu'en 2019, 26 pays, représentant plus de 90 % de la consommation d'électricité européenne et plus de 400 millions de personnes, ont couplé leurs marchés journaliers d'électricité. Selon l'ACER, ce couplage a entraîné pour les consommateurs européens un bénéfice d'environ 1 Md€ par an de 2012 à 2019. Il a aussi favorisé la convergence des prix dans certaines régions : elle s'est établie à 80 % dans la région de la Baltique et à 41 % en Europe du Centre-ouest.

RÉGULATION DE L'ARENH, STOCKAGE DU GAZ, MÉCANISMES DE CAPACITÉS : LA CRE AGIT ET STRUCTURE

En France, la CRE a gagné en compétence, au-delà des exigences européennes, en mettant en œuvre la régulation *ex ante* de la production nucléaire avec l'accès régulé à l'énergie nucléaire historique (Arenh), la régulation du stockage de gaz et l'encadrement des mécanismes de capacité. Au 31 décembre 2019, sur le marché français, 68 % de la consommation d'électricité est fournie par des offres de marché, dont 38 % auprès d'un fournisseur alternatif. En gaz, 91 % de la consommation et 66 % des sites sont en offre de marché, dont 34 % auprès d'un fournisseur alternatif.

FAIRE DE L'EUROPE LE PREMIER CONTINENT CLIMATIQUEMENT NEUTRE D'ICI 2050

La Commission a présenté le 11 décembre 2019 un Pacte vert pour l'Europe qui formule l'ambition de faire de l'Europe le premier continent climatiquement neutre d'ici à 2050. Elle propose une baisse de 50 à 55 % des émissions de GES d'ici à 2030 et des mesures de réduction dans tous les secteurs émettant des GES (énergie, industrie, mobilité, agriculture et commerce). Des instruments financiers existants ou à créer (fonds de transition juste, Banque européenne d'investissement, cadre financier pluriannuel, etc.) seront mobilisés afin d'accompagner cette transition.

Pour alimenter ces prochaines mesures, partager son expérience de vingt ans de régulation et contribuer à inventer le système énergétique européen de demain, la CRE a élaboré 10 fiches de position sur l'avenir de la réglementation européenne.

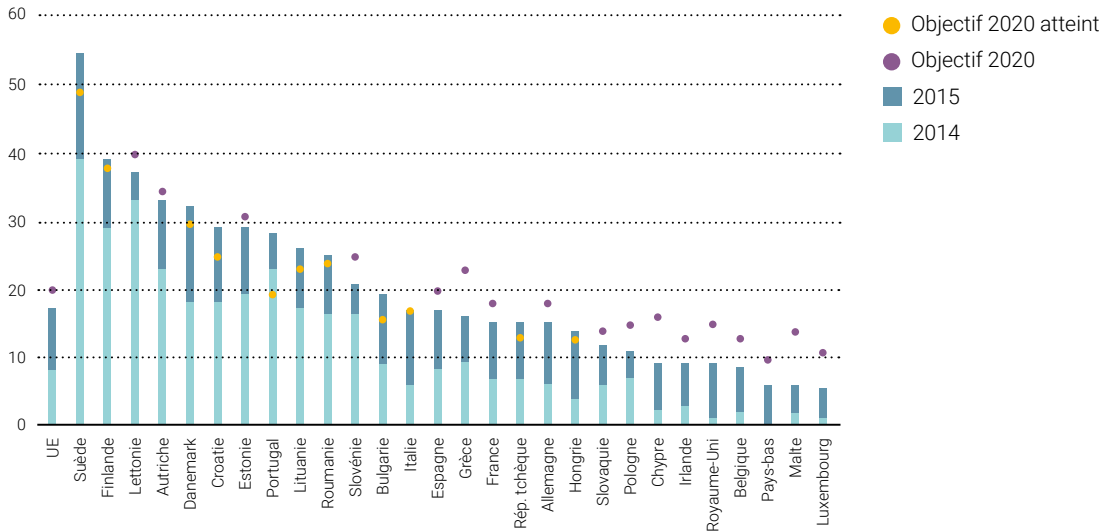
→ Consulter le [cadre législatif européen](#)

→ Consulter le [Pacte vert européen : la contribution de la CRE pour construire le monde énergétique de demain](#)

→ Visionner les [interviews des acteurs publics](#) recueillies lors du colloque « La France dans l'Europe de l'énergie » en février 2019

Part de l'énergie provenant de sources renouvelables dans les États membres de l'UE

(en pourcentage de la consommation finale brute d'énergie – Source: Eurostat, 2018)



INTERVIEW

CHRISTIAN ZINGLERSSEN, DIRECTEUR DE L'ACER



Question 1 : Vous avez pris vos fonctions en tant que directeur de l'ACER en janvier dernier, quelles ont été vos premières impressions et quels sont vos chantiers prioritaires ?

Mes impressions initiales sont fortement liées au fait que je ne viens pas du monde de la régulation. J'ai été marqué en premier lieu par les fondations solides sur lesquelles repose l'Agence : l'ACER est une organisation d'une grande technicité, avec des professionnels déterminés et dévoués à son service. En deuxième lieu, notre communauté de régulateurs européens est plus collégiale qu'il n'y paraît, et le sentiment d'appartenance commun permet de transcender les différences de points de vue entre les autorités ou avec l'Agence. En lien avec ces deux impressions initiales, je ressens beaucoup de respect pour le travail de l'Agence face aux nombreux défis qu'elle doit relever.

Comme chantiers prioritaires, je tiens à revoir la manière dont l'Agence communique avec les régulateurs, mais aussi avec les parties prenantes au sens large, même non expertes, et ce, même si nos ressources sont limitées. Notre mission, en cette période à la fois passionnante et difficile, nous oblige à nous engager et à les informer davantage sur ce qui leur tient fondamentalement à cœur. Je souhaite également que l'Agence déploie ses vastes connaissances au service des « efforts de demain ». L'Agence doit jouer un rôle prospectif, aux côtés des régulateurs, en identifiant les opportunités et les défis futurs pour donner aux décideurs les bons éléments de réflexion. En effet, le secteur subit d'importants changements, issus de nouveaux objectifs politiques ou d'évolutions technologiques. Les solutions d'hier ne sont pas toutes applicables aux enjeux de demain. L'ACER doit trouver ici un équilibre. Sur le plan de ses ressources d'abord : nous devons être prudents et ne pas dédier aux défis de demain des ressources qui nous empêcheraient de relever ceux d'aujourd'hui. Attention également à ne pas outrepasser notre mandat, nous n'avons pas vocation à faire des plaidoyers ou à nous aventurer dans des domaines politiques qui iraient au-delà de notre champ de compétence réglementaire.

Question 2 : À l'heure de la transition énergétique et du Green Deal, comment percevez-vous le rôle de l'ACER ?

En premier lieu, l'Agence a pour but de contribuer, d'un point de vue réglementaire, aux objectifs fixés au plus haut niveau politique en Europe en matière d'énergie et de décarbonation, tel le récent Pacte vert européen. En particulier, le renforcement de la coopération transfrontalière et régionale permet de favoriser

la transition énergétique à moindre coût. La coopération permet « d'en avoir pour son argent » et l'ACER en est la garante. Il faut bien sûr trouver un équilibre entre approches paneuropéennes et flexibilité locale, entre cadre de marché et planification gouvernementale. Quelle que soit notre position sur ces questions, un élément doit faire consensus : l'approvisionnement énergétique européen doit rester sûr et abordable pour les particuliers et les industriels. À cet égard, le bon fonctionnement des marchés européens intégrés et fiables est essentiel. Contribuer à cette mission, dans le cadre du Pacte vert, est la raison d'être de l'ACER.

Question 3 : Comment les régulateurs européens, parmi lesquels figure la CRE, peuvent-ils vous aider ?

Les régulateurs ont depuis toujours été la colonne vertébrale de l'Agence, et favoriser leur coopération est au cœur de ma mission. En travaillant en étroite collaboration, nous veillons à ce que l'intégration des marchés et la mise en œuvre de la législation nationale soient en phase avec la politique énergétique et la réglementation de l'Union. Une communauté de régulateurs forte, partageant une approche commune et un respect mutuel : tels sont les atouts que je tiens à préserver. La CRE, en particulier, a grandement contribué aux travaux de l'ACER, notamment en étant active au sein des groupes de travail qui préparent et informent le conseil des régulateurs sur les principales décisions à prendre. La CRE est un régulateur fort en Europe ! J'ai une suggestion très concrète : que davantage d'experts nationaux de la CRE puissent nous rejoindre dans nos locaux à Ljubljana [Slovénie] pour travailler à nos côtés : un appel à candidatures est actuellement ouvert !

L'OUVERTURE DES MARCHÉS

L'ouverture à la concurrence sur les marchés de l'énergie a enclenché une véritable dynamique, plus marquée pour le gaz que pour l'électricité. Dans le cadre de sa mission de surveillance des marchés, la CRE s'assure de la protection des consommateurs.



2020
02 020202
0202020202
020202020
0202020202
02020202
2020

À SA CRÉATION, LA CRE PARTAIT D'UNE PAGE BLANCHE

pour élaborer les règles – juridiques, économiques, techniques – équitables et transparentes afin d'amorcer et de faire progresser une ouverture des marchés soumis historiquement à des monopoles. Au fil des directives européennes et des lois françaises, les missions de la CRE sur les marchés de l'énergie se sont étoffées. En particulier, avec la surveillance des marchés de détail et des marchés de gros, elle est garante de leur bon fonctionnement et de leurs évolutions.

Ses observatoires trimestriels et ses rapports annuels de surveillance de ces marchés rendent compte du rythme de leur ouverture et pointent les freins qui en ralentissent l'évolution.

La loi NOME du 7 décembre 2010 a confié à la CRE la responsabilité de construire les tarifs réglementés d'électricité. C'est sur sa proposition que le gouvernement publie ses arrêtés tarifaires. Pour le gaz, elle est également au cœur du dispositif puisqu'elle analyse les coûts d'approvisionnement des fournisseurs historiques intégrés au mode de calcul des tarifs.





© Istock gorodenkoff

GAZ ET ÉLECTRICITÉ : DES CONTEXTES ET DES RYTHMES D'OUVERTURE DIFFÉRENTS

Près des trois quarts de la production électrique française proviennent des centrales nucléaires d'EDF, une situation inédite dans le monde.

UNE PRODUCTION ÉLECTRIQUE FORTEMENT CONCENTRÉE

Largement amorti, le parc nucléaire d'EDF contribue à assurer l'indépendance énergétique du pays à un coût de production compétitif malgré de lourdes dépenses de jouvence. Non émetteur de CO₂, il concourt aussi à la réussite d'une transition énergétique économiquement soutenable vers un système neutre en carbone.

La programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) fixe une trajectoire de réduction à 50 % de la part du nucléaire en France, en 2035, par la fermeture de 14 réacteurs à leurs 50 ans, sauf deux fermés par anticipation en 2027-2028. Cette trajectoire laisse entrevoir à terme un mix de production davantage intégré au marché, avec une part plus importante de la production

assurée par des installations développées selon des processus concurrentiels.

GAZ : DES CONDITIONS PLUS FAVORABLES À L'OUVERTURE DES MARCHÉS

Depuis l'ouverture à la concurrence des marchés de détail pour les petits consommateurs le 1^{er} juillet 2007, la dynamique sur le marché du gaz naturel est plus intense que sur celui de l'électricité.

Une différence structurelle distingue les fournisseurs de gaz des fournisseurs d'électricité : alors que l'électricité consommée en France est majoritairement produite sur le territoire français, notamment en raison de l'impossibilité de la stocker ou d'importer des volumes suffisants, et avec un producteur largement dominant, l'approvisionnement en gaz naturel dépend uniquement d'importations. Très concurrentiel, le marché mondial du gaz contribue à faciliter l'accès des fournisseurs alternatifs (FA) au marché de détail.



MARCHÉS DE GROS : UNE ORGANISATION PAR ÉTAPES

En Europe, le développement des bourses d'échange des produits énergétiques de gros a été de pair avec la libéralisation, la financiarisation et le couplage des marchés entre les pays. Ce triple mouvement a apporté de la liquidité sur les marchés, pour des transactions aux prix les plus compétitifs possibles.

LA FIN DU MODÈLE INTÉGRÉ

Engagée en France en 1999, l'ouverture des marchés de gros de l'énergie à la concurrence a fait évoluer le modèle intégré du secteur énergétique, jusque-là géré en quasi-totalité par les monopoles publics EDF et GDF-Suez qui produisaient, transportaient, distribuaient et fournissaient électricité ou gaz à leurs clients. Le besoin d'échanger de l'énergie avec d'autres acteurs était donc très faible. Des échanges avec les autres monopoles énergétiques étrangers existaient, mais via des accords bilatéraux et des infrastructures d'interconnexions peu développées.

La libéralisation des marchés a conduit à séparer les activités de production, de transport, de distribution et de fourniture d'énergie et à créer un nouveau système énergétique où de nouveaux fournisseurs et producteurs peuvent concurrencer les acteurs historiques. Les fournisseurs, qui n'ont pas nécessairement d'actifs de production, jouent un rôle d'intermédiaires entre producteurs et clients finals.

LA CRÉATION DES BOURSES DE L'ÉNERGIE

La création des bourses de l'énergie a facilité les échanges entre ces acteurs, assurant la formation de prix de gros transparents, publics, issus de l'équilibre entre l'offre et la demande. La transaction de gré à gré, bilatérale ou intermédiée par un courtier, reste une alternative au recours aux bourses : elle donne aux acteurs la flexibilité de déterminer librement les modalités d'un contrat, en prix et en volume.

L'histoire des bourses de l'énergie en France commence en 2001 avec la création de la bourse de l'électricité Powernext opérant sur le marché Day-Ahead. Le prix de gros de l'électricité devient un indicateur fort et structurant pour la création d'autres mécanismes nécessaires au bon fonctionnement des marchés.

L'ouverture, en juin 2004, de Powernext futures permet aux acteurs de marché de se couvrir avec des contrats à terme, face aux risques à court terme. Les acteurs financiers cherchant à diversifier leurs portefeuilles se tournent vers ce marché en généralisant les produits dérivés (contrats financiers dont la valeur fluctue selon le prix du produit énergétique de gros sous-jacent). Les marchés se financient, apportant liquidité et débouchés aux producteurs, aux fournisseurs, ainsi qu'aux plus gros consommateurs industriels.

LES COUPLAGES DES MARCHÉS EUROPÉENS

Les couplages des marchés européens se développent et améliorent la confrontation entre l'offre et la demande. Initié en 2006, le couplage des marchés de la France avec les Pays-Bas et la Belgique s'étend ensuite au Luxembourg et à l'Allemagne. Ce mouvement aboutit en 2008 à la création d'Epex Spot, la bourse européenne de l'électricité qui reprend la gestion des échanges à court terme.

Dès lors, Powernext se réoriente en 2008 vers le marché du gaz marqué par une forte croissance du nombre d'opérateurs intervenant en France. À partir de deux plateformes d'échanges ainsi créées – l'une pour le comptant, l'autre pour les contrats à terme – s'organise la plateforme paneuropéenne PEGAS de négociation de gaz. Détenue par l'opérateur allemand des marchés de gros de l'European Energy Exchange (EEX), elle est opérée par Powernext. En janvier 2020, EEX absorbe Powernext en conservant son bureau parisien.

LA SURVEILLANCE DES MARCHÉS DE GROS PAR LA CRE

Depuis 2006, la CRE surveille les marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel en France. Elle publie un rapport annuel de surveillance sur le fonctionnement de ces marchés et des observatoires trimestriels. En cas de suspicion d'abus de marché, elle exerce ses pouvoirs d'enquête et de sanction.

TROIS ENQUÊTES EN COURS FIN MARS 2020

Le président de la CRE peut nommer un agent enquêteur en cas de soupçon de manquement au règlement REMIT du 25 octobre 2011, relatif à l'intégrité et à la transparence du marché de gros de l'énergie. L'enquête peut, le cas échéant, aboutir à la saisine du comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS) par le président de la CRE.

Fin mars 2020, deux enquêtes étaient en cours sur le marché de gros de l'électricité, et une sur celui du gaz naturel.

Quatre enquêtes ont donné lieu à la saisine du CoRDIS, respectivement en 2016, 2018, 2019 et 2020. Deux d'entre elles ont abouti à des sanctions.

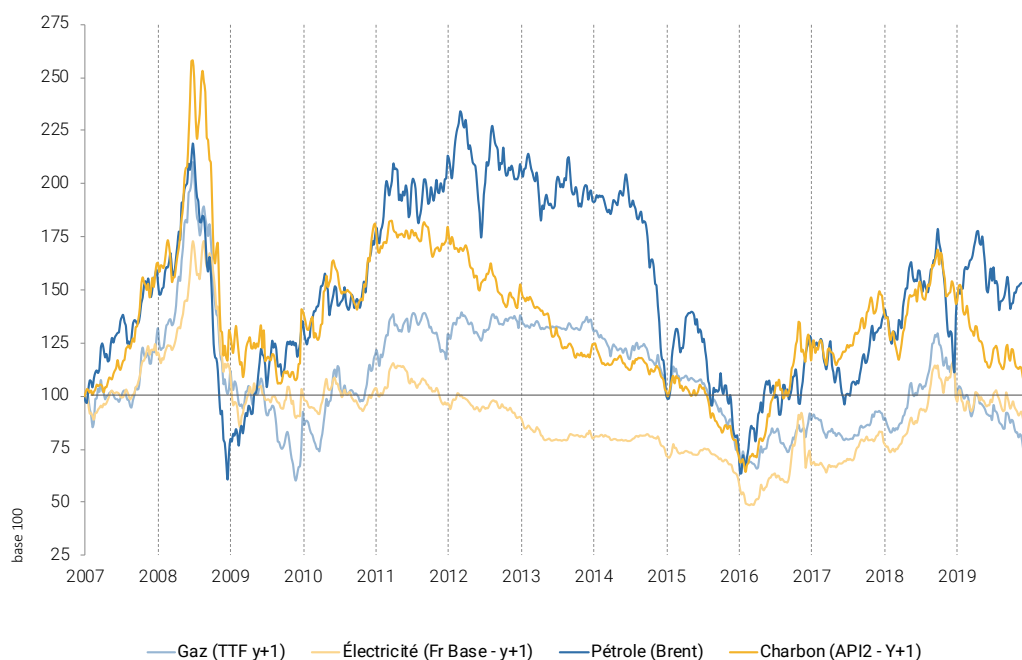
SECONDE SANCTION DU CORDIS

Après une première sanction en 2018 contre la société Vitol, le CoRDIS a prononcé une seconde sanction le 19 décembre 2019 : celle-ci concernait la société BP Gas Marketing Limited (BPGM) à hauteur de 1 M€ pour des manipulations de marché de gros du gaz au PEG (point d'échange de gaz) Sud en infraction à l'article 5 du REMIT.



Évolution des prix des matières premières en 2007-2019

(Source: Refinitiv)





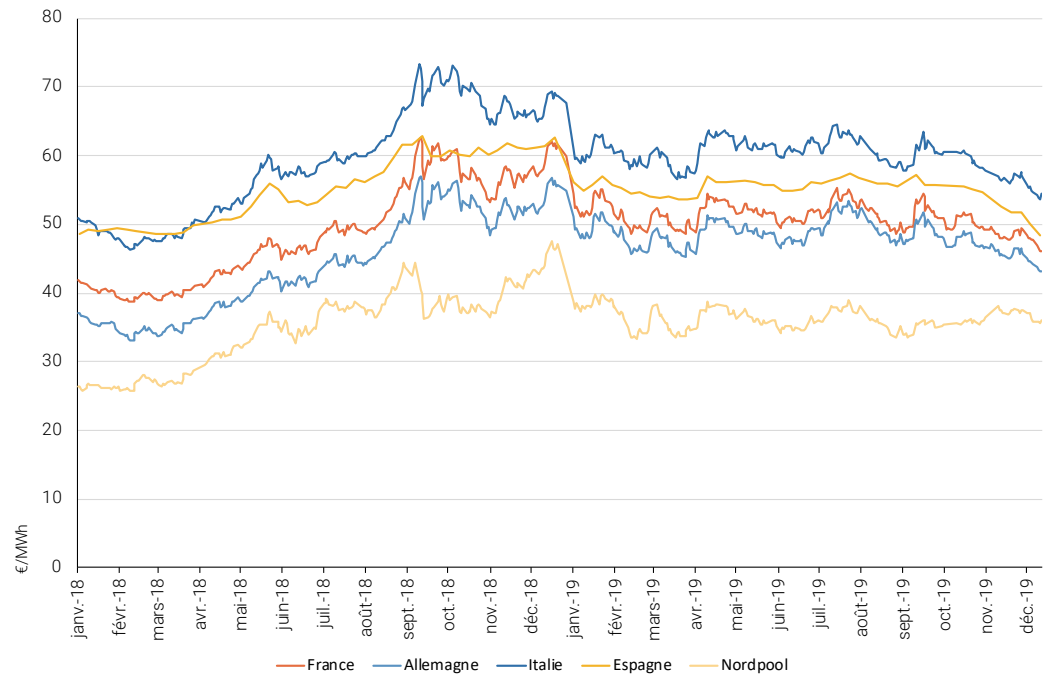
© Istock Zuraisham Salleh

DES ÉCHANGES POUR PROGRESSER

Il est essentiel, au regard de l'obligation de transparence et d'intégrité des marchés de gros, que les informations privilégiées soient publiées efficacement et en temps utile. À cet effet, la CRE agit auprès des producteurs majeurs d'électricité notamment, afin de mieux connaître leurs chaînes de circulation et de publication de ces informations et d'explorer les pistes potentielles d'amélioration.

La CRE entend aussi renforcer sa coopération avec les personnes organisant professionnellement des transactions sur les marchés de gros de l'énergie (PPAT) : au titre de l'article 15 du règlement REMIT, celles-ci doivent organiser un système de surveillance et avertir le régulateur de tout soupçon sur leurs marchés.

Évolution des prix calendaires à échéance un an en Europe
(Source : EPD, ICE Endex, Heren)



LES MARCHÉS DE GROS EN 2019

Reflets des particularités nationales, les prix de gros sont, avec le développement des interconnexions et le couplage des marchés, exposés à la conjoncture européenne et internationale. Cette caractéristique se retrouve dans la cyclicité de leur évolution sur une longue période. Dans la perspective historique des douze dernières années, le niveau des prix observés en 2019 reste dans la moyenne.

BAISSE PROGRESSIVE DES PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ

En France, les prix spot (de court terme) sur les marchés de gros de l'électricité ont baissé de -21 % en moyenne par rapport à 2018. Comme en 2018, les centrales électriques à gaz ont été très sollicitées en 2019, année marquée par la faible disponibilité des centrales nucléaires et les bas niveaux des barrages hydroélectriques. Depuis la fin de l'année 2018, la baisse du prix du gaz s'est transposée dans les prix spot de l'électricité qui ont ainsi suivi la tendance baissière.

Quant aux prix de long terme (pour livraison l'année suivante), après une forte croissance en 2018, ils ont commencé l'année à un niveau élevé (environ 54,4 €/MWh début 2019 pour livraison en 2020), puis ont baissé progressivement pour finir l'année à environ 44 €/MWh. Observée aussi dans les autres pays européens, cette évolution tient principalement aux répercussions des cours du charbon et du gaz dans le sillage du ralentissement de l'économie mondiale.

FORTE BAISSSE DES PRIX DU GAZ

En France et en Europe, les prix spot du gaz (de court terme) sur les marchés de gros ont baissé de près de 41 % en moyenne sur l'année par rapport à 2018. Dans le contexte d'une baisse généralisée des prix des matières premières et de tensions géopolitiques, surtout entre les États-Unis et la Chine, l'abondance mondiale de l'offre de gaz naturel liquéfié (GNL) a fait chuter les prix jusqu'à 7,88 €/MWh en septembre 2019, niveau minimum annuel.

Les prix de long terme (livraison l'année suivante) ont baissé tout au long de l'année 2019, passant de 20,5 €/MWh en janvier à 16,4 €/MWh en décembre.

PIC HISTORIQUE DES PRIX DU QUOTA DE CO₂

La poursuite de la hausse des prix du CO₂ en 2019 a principalement résulté de l'anticipation de la mise en service de la réserve de stabilité de marchés limitant le nombre de permis d'émissions en circulation et aussi des incertitudes sur le Brexit. Les prix se sont stabilisés autour de 24 €/t avec quelques fortes volatilités, dont un pic historique de 29,95 €/t le 24 juillet.

→ Consulter le [rapport de surveillance 2019](#)

→ Consulter le [rapport de surveillance portant sur le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel en 2018](#)

LES PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ

Spot	À terme (Y + 1)
39,4 €/MWh	50,9 €/MWh
en moyenne en 2019	en moyenne en 2019

Prix à terme (Y+1) début d'année	Prix à terme (Y+1) fin d'année
53 €/MWh	46,4 €/MWh
en moyenne début 2019	en moyenne fin 2019

LES PRIX DU GAZ

Spot	À terme (Y + 1)
13,6 €/MWh	18,1 €/MWh
en moyenne en 2019	en moyenne en 2019

Prix à terme (Y+1) début d'année	Prix à terme fin d'année
20,6 €/MWh	14,4 €/MWh
en moyenne début 2019	en moyenne fin 2019

Nombre de transactions : 942 000
Nombre de TWh : 1639

Nombre d'euros : 57 M€
Nombre de demandes d'information : 29

MARCHÉ DE DÉTAIL DE L'ÉLECTRICITÉ : INTENSIFICATION DE L'OUVERTURE DEPUIS 2012

Portée par l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (Arenh) et la construction des tarifs réglementés de vente d'électricité (TRVE) par empilement des coûts, la lente ouverture des marchés de détail de l'électricité s'est amplifiée à partir de 2012. Cette dynamique s'est accélérée depuis 2015 avec la baisse des prix de gros et la fin des TRVE pour les grands consommateurs.

L'ARENH ET L'EMPILEMENT DES COÛTS

Prévu par la loi NOME de 2010, l'Arenh permet, depuis le 1^{er} juillet 2011, aux fournisseurs alternatifs (FA) de s'approvisionner en électricité de base dans des conditions économiques équivalentes à celles de l'opérateur historique EDF, favorisant le développement de la concurrence sur le marché de détail.

Ces conditions d'approvisionnement sont prises en compte depuis 2014 dans les TRVE construits par « empilement » de façon à refléter correctement les coûts de fourniture, ainsi que dans les offres de marché d'EDF pour des

raisons de droit de la concurrence. Ces deux éléments assurent que les FA peuvent construire des offres compétitives sur l'ensemble des segments de la clientèle.

La CRE fixe les TRVE par addition de quatre composantes : le coût d'approvisionnement en énergie et en capacité, le coût d'acheminement (TURPE), le coût de commercialisation, la rémunération de l'activité de fourniture.

LA FIN DES TRVE POUR MOYENNES ET GRANDES ENTREPRISES

La fin des TRVE le 1^{er} janvier 2016 pour les consommateurs de puissances souscrites supérieures à 36 kVA a donné aux FA l'opportunité de conquérir de nouveaux clients sur le segment non résidentiel.

La loi Énergie climat du 8 novembre 2019 met fin aux TRVE pour les consommateurs professionnels employant plus de 10 salariés ou dont le chiffre d'affaires excède 2 M€, au plus tard le 1^{er} janvier 2021.

FOCUS

PASSAGE EN OFFRES DE MARCHÉ : NOUVELLES ÉTAPES AVEC LA LOI ÉNERGIE-CLIMAT

La loi énergie-climat du 8 novembre 2019 modifie les catégories de consommateurs éligibles aux tarifs réglementés de vente (TRV) en gaz et en électricité.

Pour le gaz naturel

Les TRV disparaîtront le 1^{er} décembre 2020 pour les consommateurs finals non domestiques consommant moins de 30 MWh/an et le 1^{er} juillet 2023 pour les consommateurs finals domestiques consommant

moins de 30 MWh/an, les propriétaires uniques d'un immeuble à usage principal d'habitation consommant moins de 150 MWh/an et les syndicats des copropriétaires d'un tel immeuble.

Pour l'électricité

Les consommateurs professionnels employant plus de 10 personnes ou dont le chiffre d'affaires, les recettes ou le total de bilan excèdent 2 M€/an ne bénéficieront plus de TRV à partir du 1^{er} janvier 2021.

Garante du bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel, la CRE accompagne ces échéances en s'assurant de la bonne information des consommateurs. Elle a notamment créé un groupe de travail dédié pour permettre aux différents acteurs d'échanger et de s'informer.

→ Consulter la [vidéo](#) et le [guide à destination des professionnels](#)

MARCHÉ DE DÉTAIL DU GAZ NATUREL : UN DÉVELOPPEMENT PLUS PRONONCÉ DE LA CONCURRENCE

Au début des années 2010, une part significative de l'approvisionnement gazier d'Engie provenait de contrats à long terme indexés sur le prix du pétrole qui, certaines années, se sont avérés plus coûteux que le gaz naturel disponible sur les places de marché. Cette situation a conduit à un fort développement de la part de marché des fournisseurs alternatifs (FA), particulièrement sur le haut de portefeuille.

VERS LA FIN DES TRVG POUR TOUS

La formule d'indexation des tarifs réglementés de vente de gaz (TRVG) a été progressivement revue. Aujourd'hui, elle est fondée seulement sur les prix de marché du gaz, ce qui assure sa contestabilité.

Au-delà de l'évolution de la formule d'indexation des TRVG, le marché de détail du gaz est marqué par la progression régulière des offres de marché et la réduction de la part des TRVG. Cela a conduit le législateur à prévoir la fin progressive des TRVG pour les différents seg-

ments de clientèle, ce qui impose aux consommateurs ne l'ayant pas encore fait de basculer vers des offres de marché.

Pour les grandes et moyennes entreprises, la suppression des TRVG s'est réalisée en trois étapes : le 19 juin 2014 pour les consommateurs raccordés au réseau de transport, le 31 décembre 2014 pour les consommateurs non domestiques consommant plus de 200 MWh/an de gaz, et, enfin, le 31 décembre 2015 pour les consommateurs non domestiques consommant plus de 30 MWh/an de gaz et pour les immeubles à usage principal d'habitation consommant plus de 150 MWh/an.

La loi Énergie climat prévoit la fin des TRVG pour tous les consommateurs et a introduit deux nouvelles échéances : le 1^{er} décembre 2020 pour les consommateurs finals non domestiques consommant moins de 30 MWh/an et le 30 juin 2023 pour les consommateurs finals domestiques et les propriétaires d'un immeuble consommant moins de 150 MWh/an.

NOMBRE DE SITES RÉSIDENTIELS ET VOLUME DE CONSOMMATION

ÉLECTRICITÉ ⚡

33

millions de sites, 151,9 TWh (soit 35% de la consommation totale en France)

GAZ 🔥

10,7

millions de sites, 120 TWh (soit 26% de la consommation totale en France)

NOMBRE DE SITES RÉSIDENTIELS EN OFFRE DE MARCHÉ ET CHEZ UN FOURNISSEUR ALTERNATIF

ÉLECTRICITÉ ⚡

9 159 000

sites, dont 8 489 000 chez un fournisseur alternatif (soit 38,7 TWh vs 3,2 TWh fournis en offre de marché par les fournisseurs historiques)

GAZ 🔥

6 903 000

sites, dont 3 559 000 chez un fournisseur alternatif (soit 37,3 TWh vs 39,9 TWh fournis en offre de marché par les fournisseurs historiques)



MATHILDE LAVOINE, CHARGÉE DE MISSION AU DÉPARTEMENT MARCHÉS DE DÉTAIL DE LA CRE

Quelles sont les conséquences de la disparition des TRV pour les consommateurs concernés ?

Les consommateurs concernés par la fin des TRV, notamment les petits consommateurs professionnels pour les échéances les plus proches, disposent de plusieurs mois pour choisir l'offre la mieux adaptée à leur besoin et à leur profil de consommation. C'est pour eux l'occasion d'étudier leur consommation et de faire jouer la concurrence entre

les fournisseurs d'énergie, ce qui peut aboutir à une baisse de leur facture annuelle.

Quelles démarches les consommateurs doivent-ils suivre ?

Ils peuvent dès à présent souscrire une offre de marché chez le fournisseur de leur choix. Pour connaître les offres, les comparer et choisir la plus adaptée à leur besoin, ils peuvent utiliser le comparateur accessible sur le site du médiateur national de l'énergie (MNE) www.energie-info.fr/Pro. La date de démarrage de l'offre choisie est à convenir avec le nouveau fournisseur qui effectue gratuitement toutes les démarches. En particulier, le consommateur ne doit pas résilier lui-même son contrat

en cours. Le changement de fournisseur n'entraîne aucune coupure d'alimentation.

Que fait la CRE ?

La CRE et le MNE informent les consommateurs concernés sur la disparition de leurs tarifs et ont créé un groupe de travail pour informer les parties prenantes. Ce dernier travaille notamment à élaborer un guide d'information pédagogique. Destiné aux consommateurs professionnels et, dans un second temps, aux particuliers, ce guide a vocation à être diffusé auprès des associations, des collectivités, etc. De plus, la CRE a mis en ligne sur son site internet des pages d'information dédiées et une courte vidéo pédagogique.



MARCHÉS DE DÉTAIL : UNE DYNAMIQUE PORTÉE PAR L'INNOVATION COMMERCIALE ET TECHNOLOGIQUE

La qualité et l'innovation des offres sont aussi des leviers pour faire jouer la concurrence et convaincre le consommateur. Au-delà de la concurrence sur l'approvisionnement en énergie (environ un tiers de la facture des consommateurs résidentiels), les nouvelles technologies et la digitalisation ont été des relais de croissance du marché de détail.

LES INITIATIVES COMMERCIALES DES FA

Le développement de la concurrence sur les marchés de détail de l'électricité et du gaz résulte aussi d'une meilleure connaissance par les consommateurs de leur droit de choisir leur fournisseur. En 2017, 50 % des consommateurs savaient pouvoir changer de fournisseur. En 2019, ils sont 87 %, selon le 13^e baromètre annuel énergie-info du médiateur national de l'énergie. Ce progrès tient, en partie, à la multiplication des campagnes de communication lancées par les FA (fournisseurs alternatifs) et les associations de consommateurs, et au déploiement de campagnes d'achats groupés.

DES OFFRES POUR LE SUIVI ET LA MAÎTRISE DES CONSOMMATIONS

Avec le déploiement massif des compteurs évolués (Linky pour l'électricité, Gazpar pour le gaz), les fournisseurs d'énergie ont développé des

offres adaptées aux besoins de leurs clients. Ceux-ci peuvent dorénavant adapter précisément leur niveau d'abonnement, suivre finement leur consommation ou asservir plusieurs usages simultanément : recharge de véhicule électrique, chauffage, climatisation, etc. D'autres offres s'appuient sur le développement d'applications et de capteurs pour suivre 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 sur le week-end ou piloter leurs usages flexibles.

Les offres 100 % online et les parcours clients digitaux se généralisent, simplifiant l'accès des consommateurs aux services proposés par les fournisseurs.

S'y ajoutent les offres vertes et les offres à prix fixes qui, répondant au besoin de stabilité, de visibilité et de participation des consommateurs à la transition énergétique, constituent des relais importants de l'ouverture des marchés de détail.

→ Consulter l'[Observatoire des marchés de détail du 4^e trimestre 2019](#)

→ Consulter le [rapport « État des lieux des marchés de détail de l'électricité et du gaz naturel en 2017 »](#)



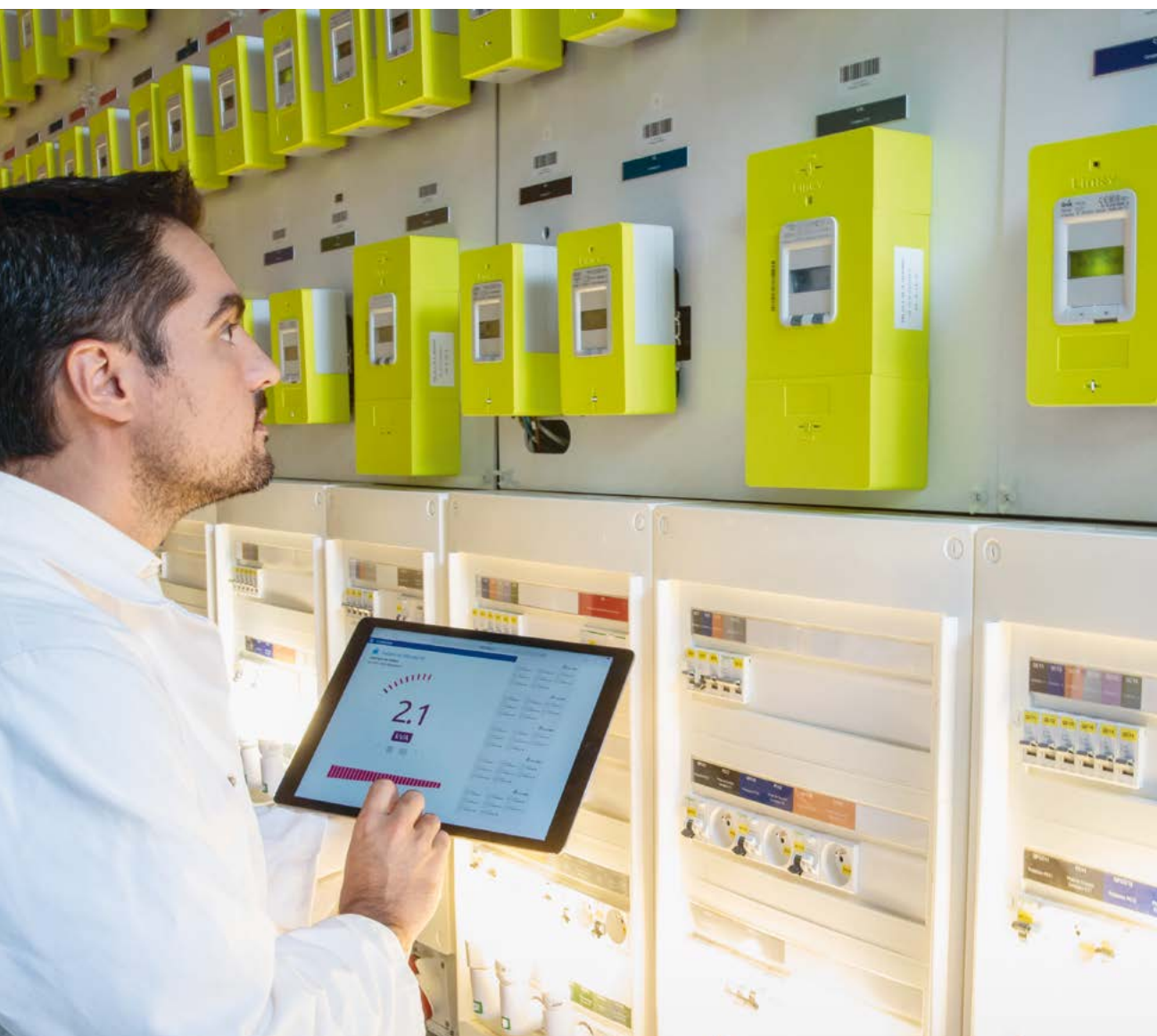
FOCUS

DES OUTILS POUR TOUT SAVOIR SUR LE FONCTIONNEMENT DES MARCHÉS DE DÉTAIL

La CRE concourt au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel, au bénéfice des consommateurs finals. Depuis 2004, elle mesure le développement de la concurrence via des indicateurs publiés dans ses observatoires trimestriels. Elle publie aussi un rapport annuel sur le fonctionnement

des marchés de détail, avec un état des lieux de la dynamique concurrentielle, incluant les parts de marché des fournisseurs, les flux de ventes et les divers types d'offres proposées et souscrites par les consommateurs. De plus, elle réalise tous les deux ans une campagne de consultation auprès des acteurs des marchés

de détail pour recueillir leurs visions et suggestions. Lors des entretiens de 2019, elle a identifié plusieurs enjeux importants : offres vertes, développement de l'intermédiation digitale (comparateurs d'offres et autres apporteurs d'affaires), dispositions sur les TRV prévues par la loi Energie-climat.



Laboratoire de Performances en Conditions Terrain (LPCT) du Linky Lab, laboratoire de qualification du matériel Linky, Nanterre.
© Enedis / Meignieux Romuald

LES ÉVOLUTIONS TARIFAIRES

Dans sa délibération du 7 février 2019, la CRE a proposé une augmentation des TRVE de +7,7% HT (+5,9% TTC) qui résulte de trois facteurs. D'abord la forte hausse en 2018 des prix de marché dont l'impact est toutefois limité par le choix de la CRE de lisser les approvisionnements sur les 24 mois précédant l'année de livraison. Ensuite, l'atteinte du plafond de l'Arenh en 2018 (132,98 TWh demandés pour un plafond légal de 100 TWh) qui a nécessité d'écarter les droits alloués aux fournisseurs. La CRE a considéré que les volumes non fournis par l'Arenh ont été approvisionnés une fois l'écarterement connu, soit en décembre 2018. Enfin, des prix très élevés en décembre 2018 amplifiant les effets dus à l'atteinte du plafond de l'Arenh.

Cette hausse des TRVE a été appliquée au 1^{er} juin 2019 par décision du gouvernement, ce qui a entraîné une sous-couverture des coûts en 2019. La CRE a proposé de la rattraper en deux ans dans sa délibération du 16 janvier 2020 (+3,1% HT, soit +2,4% TTC, dont +1,5% TTC au titre du rattrapage). À cette occasion, la CRE a estimé que le système de l'Arenh n'était plus adapté et qu'il devrait évoluer.

Enfin, la CRE a proposé le 25 juin 2019 de faire évoluer les TRVE pour prendre en compte les modifications des tarifs d'acheminement (+1,5% HT, soit +1,2% TTC). Ceci a été effectif le 1^{er} août 2019 par décision du gouvernement.

VALIDATION PAR LE CONSEIL D'ÉTAT DE LA MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE DE LA CRE

Les grands principes de la construction des TRVE ont été validés par deux décisions du Conseil d'État rendues le 6 novembre 2019.

Dans sa première décision, le Conseil d'État a validé la méthodologie de la CRE dans la construction des diverses briques de coûts des TRVE et rejette les recours de la société Engie et de l'Association nationale des opérateurs détaillants en énergie (Anode) contre les TRVE applicables à partir du 1^{er} août 2018 aux consommateurs résidentiels en France métropolitaine.

Dans sa seconde décision, le Conseil d'État rejette le recours formé par les associations UFC-Que Choisir et Consommation logement et cadre de vie (CLCV) contre la décision ayant fixé les TRVE applicables à partir du 1^{er} juin 2019. Le juge valide la méthode de la CRE pour prendre en compte l'atteinte du volume global maximal d'électricité nucléaire historique susceptible d'être cédé par la société EDF (le plafond d'Arenh).

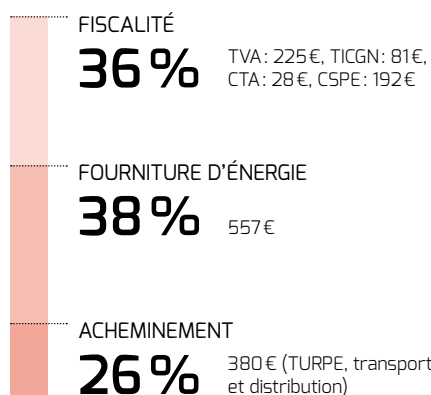
→ Consulter le [communiqué de presse « Tarif réglementé de vente d'électricité : Les grands principes de la construction tarifaire sont validés par le Conseil d'État »](#)

RÉPARTITION DE LA FACTURE

ÉLECTRICITÉ ⚡

1 463 € TTC/AN

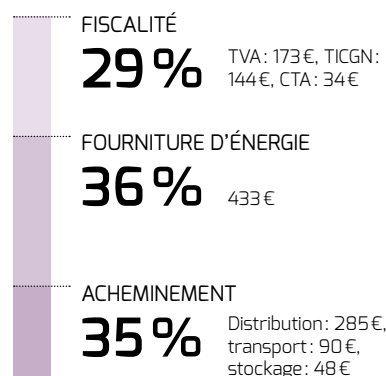
pour un client 9 kVA habitant à Paris et consommant 8 500 kWh, (répartis en 54% heures pleines et 46% heures creuses)



GAZ 🔥

1 207 € TTC/AN

pour un client au tarif B1, habitant Paris et consommant 17 MWh (usage chauffage)



MARC BENAYOUN
DIRECTEUR EXÉCUTIF
DU GROUPE EDF,
EN CHARGE DU PÔLE
CLIENTS, SERVICES
ET TERRITOIRES



NAIMA IDIR
PRÉSIDENTE
DE L'ASSOCIATION
NATIONALE
DES OPÉRATEURS
DÉTAILLANTS
EN ÉNERGIE (ANODE)



Vingt ans après, quel bilan dresser de l'ouverture des marchés de l'électricité et du gaz ?

MB Le libre choix du fournisseur et l'accrochage des offres à un marché de gros de l'électricité, permettant la fixation d'un prix jusqu'à trois années « forward », ont certainement profité aux consommateurs des marchés d'affaires : clients industriels ou tertiaires de grande taille.

La performance et la sophistication des offres des fournisseurs se sont accrues.

En revanche, les clients de petite taille, clients résidentiels ou petites entreprises, sont nombreux à se plaindre de la complexité de la structure du marché : la différence entre fournisseur et distributeur, d'une part, et celle entre fournisseurs (par exemple EDF et Engie), d'autre part, sont mal comprises. Cette situation peut constituer un terrain fertile pour la multiplication d'intermédiaires et pour le développement du démarchage, téléphonique ou en porte-à-porte, dont certaines formes sont clairement abusives.

NI On est encore loin du compte pour le secteur de l'électricité ! L'ouverture des marchés doit faire face à d'insondables forces contraires, comme en témoigne la confusion entretenue en permanence par EDF entre ses activités en monopole (production nucléaire, tarifs de vente réglementés et distribution d'électricité) et son activité de fourniture sur le marché concurrentiel. L'ouverture des marchés est pourtant une étape importante à la transformation du secteur de l'énergie français, qui a besoin de toutes les initiatives en termes d'innovation et d'investissements pour relever le défi de la transition énergétique et préparer le monde de demain.

Quel sera l'impact des dispositions de la loi énergie-climat relatives aux tarifs réglementés ?

MB La fin des tarifs réglementés de gaz va certainement augmenter le nombre de fournisseurs sur le marché du gaz naturel, et plusieurs d'entre eux vont atteindre la taille critique. Quant au marché de l'électricité, la fin des TRV pour les petits professionnels, hors microentreprises, va certainement augmenter les démarches commerciales, parfois agressives, des concurrents d'EDF. Ensuite, les obligations relatives à l'information des clients sur la possibilité de quitter le tarif réglementé, avec indication d'un comparateur de prix, pourront amener nombre de clients à challenger leur fournisseur. Dans ce contexte, EDF ne doit pas être pénalisé. À ce titre, nous rappellerons que le prix ne doit pas être le seul critère de choix. En effet, tous les fournisseurs

n'offrent pas le même niveau de service.

NI La fin des tarifs réglementés permettra aux consommateurs concernés de choisir librement leur fournisseur et l'offre la plus adaptée à leur besoin. C'est une opportunité à saisir afin d'étudier toutes les possibilités proposées et lever les obstacles à exercer leur choix, tels que le manque d'information ou encore l'accès limité aux données de consommation pour les fournisseurs alternatifs. Anticiper ce changement évitera de souscrire par défaut à une offre non souhaitée. Les consommateurs ne doivent pas rester captifs d'un héritage monopolistique qui gêne le développement d'offres innovantes (offres vertes, offres pluriannuelles à prix fixes) ou de nouveaux services (autoconsommation, maîtrise de la consommation). La fin des tarifs réglementés obligera l'ensemble du marché à se réinventer et à innover au bénéfice des consommateurs.

Quelle est votre perception du rôle de la CRE dans l'accompagnement de cette ouverture ?

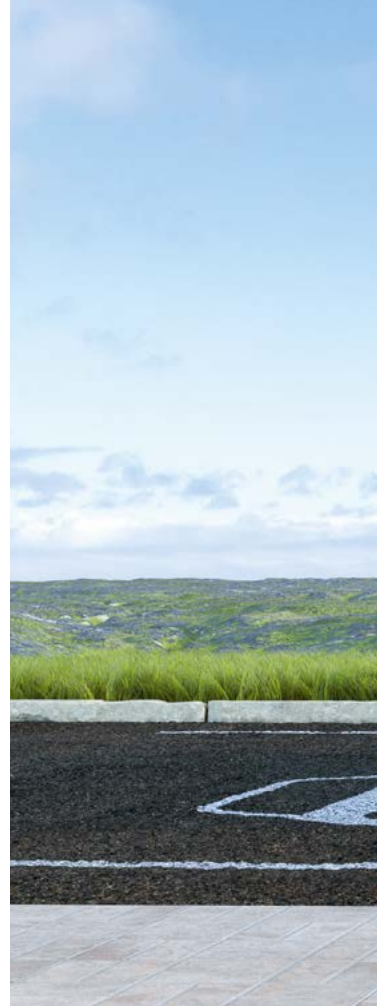
MB La CRE joue un rôle absolument essentiel en ce qui concerne la fixation des prix (TRV, TURPE), et joue également un rôle clé quant à la surveillance du marché et des pratiques commerciales. En complément, le médiateur national de l'énergie donne aux clients des éléments de comparaison factuels sur les niveaux de service, notamment le nombre des réclamations et la qualité de leur traitement par les fournisseurs.

NI La CRE doit être le référent indépendant et intransigeant de l'ouverture à la concurrence afin de s'assurer qu'aucune entrave ne vienne contrarier l'émergence du marché concurrentiel de l'énergie français. Il lui revient la mission de garantir le respect des règles par tous les acteurs. Elle doit se situer au-dessus de toute idéologie partisane pour toutes ses décisions. Par ailleurs, la CRE est désormais un vecteur indispensable de pédagogie pour le consommateur final, qui peine souvent à trouver une information claire et neutre. Ce rôle informatif, malgré des moyens contraints, devra être accru dans le cadre de la fin des tarifs réglementés.

L'ADAPTATION DES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES À LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

Le modèle vertical de transport et de distribution d'électricité évolue pour intégrer davantage de productions renouvelables, intermittentes, réparties sur tout le territoire et en majorité reliées aux réseaux de distribution.

Répondre aux enjeux de la transition énergétique suppose de développer et de renforcer les infrastructures de réseaux. Leurs gestionnaires doivent toutefois veiller à optimiser leurs décisions d'investissement afin de maîtriser les coûts associés, supportés par les utilisateurs des réseaux. Lorsque cela est pertinent, la CRE s'attend notamment à ce qu'ils recourent à la flexibilité des utilisateurs, consommateurs comme producteurs. La CRE accompagne les gestionnaires des réseaux dans ces évolutions, en particulier dans le cadre de l'examen de leurs projets d'investissement.



2020
02 02 02 02
02 02 02 02 02
2020 2020 2020
02 02 02 02 02
02 02 02 02
2020

DÈS SA CRÉATION, LA CRE PUBLIAIT SA PREMIÈRE DÉLIBÉRATION

portant proposition tarifaire au gouvernement pour l'utilisation des réseaux publics d'électricité, dite TURPE 1. Une compétence élargie en 2011, puisqu'elle fixe désormais ces tarifs. En 2019, elle s'est attelée à la nouvelle génération des tarifs de transport, de distribution et de stockage de gaz. Forte de cette compétence

tarifaire, la CRE examine les décisions d'investissement et les choix d'exploitation des gestionnaires de réseaux avec une attention particulière au respect de l'équilibre entre la qualité de service et la soutenabilité à long terme des factures d'acheminement. Elle approuve les programmes annuels d'investissement de RTE et, plus largement, accompagne les opérateurs dans leur adaptation à la transition énergétique (comptage évolué, autoconsommation, véhicule

électrique, stockage, etc.). En 2019, elle a publié sa feuille de route sur le stockage de l'électricité, qui faisait suite aux rapports de 2018 sur l'autoconsommation et la mobilité électrique. La CRE vérifie aussi que les gestionnaires de réseaux garantissent un accès non discriminatoire à leurs infrastructures et publie un rapport bisannuel sur leur indépendance et le respect du code de bonne conduite. La dernière édition de ce rapport est parue en 2019.



L'IMPACT DE LA MUTATION DU PAYSAGE ÉNERGÉTIQUE



Historiquement, les flux d'électricité ont principalement été descendants, depuis des moyens de production centralisés, d'origine nucléaire, hydraulique ou à base de combustibles fossiles, raccordés en très haute tension, jusqu'aux centres de consommation, raccordés majoritairement aux réseaux de distribution. Portés par la hausse continue de la consommation durant plusieurs décennies, ces flux quasi unidirectionnels n'ont cessé d'augmenter. De ce fait, les infrastructures de réseaux étaient d'abord dimensionnées pour permettre l'acheminement de la demande anticipée sur leur durée de vie. S'il y avait incertitude pour le dimensionnement, celle-ci portait avant tout sur le niveau de croissance prévisionnelle de la demande.

UNE NOUVELLE LOGIQUE POUR LES RÉSEAUX

L'essor de la production d'électricité renouvelable a bouleversé cette logique. Répondre à une demande d'électricité stable, avec une part croissante de sources de production décentralisées, implique de recourir à des gisements inégalement répartis en France et sur la plaque synchrone européenne. La logique du dimensionnement des infrastructures de réseaux est aussi bousculée par le caractère variable et difficilement prévisible des productions renouvelables, par nature intermittentes. Plus que jamais au cœur de l'équilibre entre l'offre et la demande, les réseaux adaptent leur

gestion à cette nouvelle logique pour collecter, distribuer, transporter l'électricité et garantir la sûreté du système électrique.

LE DÉPLOIEMENT DES PRODUCTIONS RENOUVELABLES DÉCENTRALISÉES

Aujourd'hui, une part croissante de l'électricité consommée en France est produite par des sources renouvelables décentralisées.

D'après le *Panorama de l'électricité renouvelable*, les parcs de production éolienne et solaire, pour la plupart raccordés aux réseaux de distribution, ont respectivement augmenté de 9 % et de 10,4 % en 2019, atteignant une puissance installée de 16,5 GW et de 9,4 GW. Toutes filières confondues¹, la puissance du parc de production d'énergies renouvelables s'établit à 53,6 GW au 31 décembre 2019.

Cette tendance à la hausse est appelée à se poursuivre : la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), publié pour consultation le 20 janvier 2020, intègre une capacité cible de 24,1 GW en 2023, puis comprise entre 33,2 et 34,7 GW en 2028 pour l'éolien terrestre et, pour la filière photovoltaïque, une capacité cible de 20,1 GW en 2023, puis comprise entre 35,1 et 44,0 GW en 2028.

L'ACCOMPAGNEMENT DE LA CRE

La CRE accompagne ces évolutions vers la transition énergétique. Elle a notamment encadré le déploiement des compteurs évolués



Éolienne près d'Ally, en Haute-Loire. © Enedis / Chevreau François

Linky d'Enedis et institué une régulation incitative spécifique afin d'assurer son efficacité. Cette régulation a été renforcée en 2019 pour prendre en compte la bonne performance d'Enedis en début de déploiement et exiger une qualité de service toujours croissante en réponse aux attentes légitimes des consommateurs. Le parc de compteurs Linky installés s'élève à fin 2019 à 23,1 millions : ces derniers simplifient la relève, ouvrent de nouvelles possibilités de tarification et sont à même de faire des consommateurs des parties prenantes actives du système électrique.

Par ailleurs, en plus de ses échanges réguliers avec les opérateurs pour s'assurer de l'avancée de leurs travaux, la CRE a formulé des recommandations aux gestionnaires de réseaux dans ses feuilles de route relatives aux réseaux intelligents (ou « smart grids ») (2017) et au stockage d'électricité (2019), et a produit deux documents de réflexion sur l'autoconsommation (2018) et le véhicule électrique (2018).

¹ La filière éolienne et la filière solaire contribuent à hauteur de 96 % à la croissance des énergies renouvelables électriques au dernier trimestre 2019. Avec près de 25,6 GW installés, la filière hydraulique demeure stable. Le parc de production d'électricité à partir des bioénergies dépasse 2,1 GW.

FOCUS

TERRITOIRES : UN RÔLE RENFORCÉ PAR LA DÉCENTRALISATION ÉNERGÉTIQUE

Coprésidé par Frédéric Gonand, professeur d'économie à l'université Paris-Dauphine, et Bernard Boucault, préfet de région honoraire, le groupe de travail n° 2 du comité de prospective a restitué ses travaux en octobre 2019. L'occasion de souligner les nouvelles dynamiques locales du système électrique français.

Étroitement associée à une dispersion croissante de la production d'électricité, la transition énergétique renforce le rôle des territoires dans la planification énergétique : de plus en plus compétents, ils viennent superposer leurs orientations de développement territorial aux programmations nationales. Les syndicats d'énergie seront aussi des acteurs importants pour harmoniser les différents niveaux de planification et les solidarités énergétiques interrégionales.

La question

de la péréquation tarifaire

Avec la nouvelle répartition de la production énergétique, les réseaux de distribution évoluent vers des réseaux de collecte et d'acheminement. Des choix structurants seront donc incontournables dans la prochaine décennie afin de rendre pleinement compte de la déclinaison territoriale de la transition énergétique. La flexibilité du réseau est au cœur de la réflexion technique pour accompagner les territoires. Si la décentralisation des objectifs énergétiques soulève des questions sur la péréquation tarifaire, le modèle historique français est toutefois suffisamment souple pour s'adapter sans que ne soit remise en cause la solidarité de son système électrique, garante de l'équité entre les territoires.

→ Consulter les [rapports du comité de prospective](#)

UNE GESTION PLUS COMPLEXE

ENEDIS : SEPT FOIS PLUS D'INSTALLATIONS BASSE TENSION RACCORDÉES EN DIX ANS

Les installations de production renouvelable (principalement éolienne et solaire) sont réparties sur le territoire sous forme de très nombreuses unités de faible puissance : fin 2019, plus de 5 200 installations sont raccordées au réseau moyenne tension (HTA) géré par Enedis, deux fois plus qu'en 2010, pour une puissance de 24 GW. En basse tension, moins de 60 000 installations étaient raccordées au réseau géré par Enedis en 2010. En 2019, elles sont sept fois plus nombreuses : 436 000, pour une puissance de 4,4 GW.

BASSE DES SOUTIRAGES D'ENEDIS SUR LE RÉSEAU DE TRANSPORT...

Conséquence directe de la hausse de la production directement raccordée au réseau de distribution, les soutirages sur le réseau de transport stagnent, voire décroissent. Et cela, malgré la légère croissance de la consommation électrique des utilisateurs raccordés en basse tension due à l'électrification des usages : chauffage et eau chaude sanitaire, transport, développement d'usages spécifiques.

Ainsi, le niveau d'injection du Réseau de transport d'électricité (RTE) vers le réseau d'Enedis baisse de -1,1 % en 2019 par rapport à 2018 (hors effets climatiques et calendaires).

... ET AUGMENTATION DES REFOULEMENTS

La décentralisation de la production affecte aussi le réseau de transport géré par RTE. Si la consommation locale ne suffit pas à absorber la production, les flux d'électricité sont refoulés des réseaux de distribution vers le réseau de transport. C'est le cas pendant les nuits venteuses d'été ou d'intersaison quand la consommation, au plus bas, est localement moins importante que la production éolienne.

En forte hausse, le refoulement d'Enedis vers RTE s'établit à 16,6 TWh en 2019 (+29 % par rapport à 2018), soit le quart du volume de la production décentralisée. Une pointe historique de 8,5 GW a été atteinte en septembre 2019 : à l'avenir, de plus en plus de postes sources

pourraient être dimensionnés par la production à évacuer en lieu et place de la consommation à acheminer en aval.

FORTE CROISSANCE DES INVESTISSEMENTS

Ces évolutions ne sont pas synonymes de moindres besoins de dimensionnement des réseaux de transport, au contraire. La situation actuelle de l'Allemagne, qui investit massivement dans les réseaux de transport pour relier la production éolienne du Nord aux centres de consommation du Sud, en est un exemple. Ainsi, le développement des énergies renouvelables et la décentralisation du système électrique ne supposent pas un moindre recours aux réseaux, mais leur donnent, au contraire, une importance accrue afin qu'offre et demande se rencontrent en toute sûreté pour le système électrique.

D'où la hausse des trajectoires d'investissements prévisionnels de RTE et d'Enedis, qui ont annoncé en 2019 qu'ils envisageaient d'investir respectivement 33 Md€ dans le réseau de transport et 69 Md€ dans le réseau de distribution d'ici à 2035.

HAUSSE PRÉVISIBLE DU TURPE

Toutes choses égales par ailleurs, l'impact de ces trajectoires d'investissements entraînera une hausse des factures du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) pour tous les consommateurs.

Selon le cadre de régulation fixé par la CRE, les dépenses d'investissements des gestionnaires de réseaux, qui s'amortissent sur des décennies, doivent être couvertes par le TURPE. Il est donc essentiel pour la CRE, qui approuve les programmes d'investissements annuels des gestionnaires de réseaux de transport, de s'assurer du caractère efficace dans la durée des montants ainsi engagés. Enjeu de régulation majeur, la maîtrise de leurs volumes d'investissements par les gestionnaires de réseaux fait l'objet d'échanges constants avec la CRE, en particulier via les travaux engagés en 2020 pour les prochains tarifs de transport et de distribution d'électricité, dits TURPE 6.





La ligne 400 000 volts reliant Villarodin, près de Modane, en Savoie, à Vénau, près de Turin, en Italie. C'est l'une des quatre lignes stratégiques entre la France et l'Italie. © Seignette Lafontan

FOCUS

Le caractère variable et difficilement prévisible des flux sur les réseaux de transport et de distribution pose, pour leur dimensionnement et leur exploitation, des questions centrales qu'aborde notamment le rapport *Schéma décennal de développement du réseau de transport* (SDDR), publié par RTE fin 2019.

Le traitement de ces sujets par les gestionnaires des réseaux de distribution gagnera en visibilité après la transposition de l'article 32 de la directive européenne du 5 juin 2019 en droit français, soit avant décembre 2020. Il prévoit que les gestionnaires de réseaux de distribution soumettent à l'autorité de régulation un plan de développement du réseau, qui aura fait l'objet d'une concertation.

La CRE a initié des travaux avec Enedis afin qu'il précise ses méthodes de planification et de dimensionnement des réseaux, en préalable à toute approbation des futurs plans de développement du réseau de distribution.

FOCUS

RACCORDEMENTS : DES OFFRES ALTERNATIVES

La CRE facilite l'insertion des énergies renouvelables en proposant notamment l'adoption de nouvelles formes de raccordement.

La solution de raccordement de référence fournie aux producteurs par le gestionnaire de réseaux de distribution est dimensionnée pour que les installations d'énergie renouvelable puissent injecter à tout moment leur production à la puissance active maximale demandée lors du raccordement. En pratique, cela implique fréquemment des travaux de renforcement des réseaux,

pouvant engendrer des coûts importants pour le producteur, un délai pour la mise en service ou des limitations temporaires d'injection.

Or, dans les faits, un site de production d'énergies renouvelables n'injecte à la puissance maximale au moment d'une congestion sur le réseau que quelques heures par an. Pour résoudre ce paradoxe, des offres de raccordement alternatives ont été testées depuis plusieurs années par Enedis. Le raccordement se fait :

- soit à une puissance de raccordement inférieure à

la puissance de raccordement demandée, tout en permettant des injections ou des soutirages complémentaires sur certaines périodes ;

- soit à une puissance de raccordement égale à la puissance de raccordement demandée, tout en limitant les injections et les soutirages sur certaines périodes.

Le producteur se voit proposer l'offre de raccordement de référence et l'offre alternative et choisit celle qui lui paraît la plus pertinente.

LA FLEXIBILITÉ POUR RÉDUIRE LES COÛTS ÉCONOMIQUES ET ENVIRONNEMENTAUX

Recourir à la flexibilité des utilisateurs des réseaux, consommateurs et producteurs, peut constituer une solution pertinente à la fois pour répondre aux enjeux de la transition énergétique en maîtrisant l'évolution des coûts et pour optimiser les décisions d'investissement des gestionnaires de réseaux.

UNE APPROCHE NOUVELLE

Il peut en effet se révéler économiquement plus pertinent d'utiliser les ressources de flexibilité d'un utilisateur afin de résoudre une contrainte que de réaliser un investissement dans le réseau selon les pratiques historiques. Nouvelle pour les gestionnaires de réseaux, cette approche suppose un transfert de risque du développement des réseaux vers la phase d'exploitation : là où le niveau du risque de congestion était porté lors du choix du dimensionnement de l'ouvrage, l'opérateur y est désormais exposé lors de l'appel de la flexibilité.

Nécessité par la hausse future des investissements, le développement des flexibilités est rendu possible par les évolutions technologiques (solutions de pilotage des capacités et de stockage, compteurs intelligents, etc.) et par la digitalisation des réseaux, laquelle permet aux gestionnaires de réseaux d'acquérir une connaissance plus fine de leurs réseaux et de caractériser plus subtilement les contraintes.

→ Consulter le [document de réflexion et de propositions](#) : « Le stockage d'électricité en France »

DES PROJETS EXPERIMENTÉS EN FRANCE

Le recours aux solutions de flexibilité est fortement encouragé par le paquet "Énergie propre" européen, notamment pour les gestionnaires des réseaux de distribution. L'article 32 de la directive du 5 juin 2019 est très explicite : « Les États membres fournissent le cadre réglementaire nécessaire pour autoriser et inciter les gestionnaires des réseaux de distribution à acquérir des services de flexibilité, y compris en ce qui concerne la gestion de la congestion dans leurs zones, de manière à améliorer l'efficacité de la gestion et du développement du réseau de distribution. » La directive précise les conditions de *sourcing* de ces flexibilités : le processus d'achat doit être fondé sur le marché, transparent et non discriminatoire.

En complément des mécanismes de réserves et de capacité existants, qui visent à répondre à des besoins d'équilibrage et de sécurité d'approvisionnement, les gestionnaires de réseaux français ont, sous l'impulsion de la CRE, initié des projets de recours aux différentes sources de flexibilité pour réduire des congestions sur les réseaux.

RACCORDEMENT INTELLIGENT DANS LA DISTRIBUTION

Expérimentées par Enedis depuis 2018 en production et en consommation, les offres de raccordement intelligentes (ORI) consistent à identifier la flexibilité des utilisateurs lors de leur

FOCUS

LES PROCÉDURES DE MISE EN CONCURRENCE DES SITES DE PRODUCTION D'ENR POUR UNE MEILLEURE EFFICACITÉ ÉCONOMIQUE DU SOUTIEN PUBLIC

Les procédures de mise en concurrence sont un levier du développement des énergies renouvelables et de la maîtrise des charges de service public. En 2019, elles ont permis à la CRE de proposer de retenir une puissance de 3 188 MWe pour 1 245 projets, répartis sur douze appels d'offres-dialogue concurrentiel et cinq filières : solaire photovoltaïque, éolien terrestre et en mer, biomasse et petite hydraulique. En 2019, après des défauts de concurrence pour l'appel d'offres Photovoltaïque sur

bâtiment, la CRE a recommandé d'appliquer une clause de compétitivité pour simuler une pression concurrentielle, en éliminant 20 % des projets les moins bien notés si la puissance appelée n'était pas atteinte. Objectif : inciter les porteurs de projet à candidater au plus près de leurs coûts. Cette proposition a été mise en œuvre par les pouvoirs publics. La CRE a instruit en 2019 des offres pour un projet éolien en mer au large de Dunkerque. Inédite pour les énergies renouvelables, la procédure

de dialogue concurrentiel permet de définir un cahier des charges dont les prescriptions réduisent les risques supportés par le lauréat sans le déresponsabiliser. Le haut niveau de concurrence entre des candidats robustes a entraîné, pour le projet lauréat, l'obtention d'un prix record de 44 €/MWh, ce qui pourrait aboutir à des recettes nettes pour les charges de service public de l'énergie, en fonction des prix de gros de l'électricité qui seront constatés.





Véhicule électrique en charge sur le parking de la base Enedis de Marly (59). © Enedis / De Bengy Raphaël

3 QUESTIONS À

BASILE NICOLSKY, CHARGÉ DE MISSION À LA DIRECTION DES RÉSEAUX DE LA CRE

Recourir aux flexibilités, est-ce une nouveauté pour les gestionnaires de réseaux ?

RTE recourt déjà au pilotage des centrales conventionnelles de production dans le cadre du mécanisme d'ajustement : la plupart des appels ont pour but d'équilibrer l'offre et la demande mais certains visent à résoudre des congestions, donc à éviter des investissements de renforcement des ouvrages aux plus hauts niveaux de tension. La CRE attend de RTE et d'Enedis qu'ils élargissent le gisement de flexibilité à leur disposition aux différents niveaux de tension (effacement, producteurs EnR, stockage, etc.) et qu'ils en tirent profit pour résoudre davantage de contraintes, jusqu'alors résolues par un recours systématique à l'investissement.

Que fait RTE pour faciliter la mobilisation des gisements de flexibilité ?

À la demande de la CRE, RTE mettra en ligne en 2020 une cartographie des congestions prévisionnelles sur le réseau de transport. Elle concernera dans un premier temps les Hauts-de-France. Elle donnera de la visibilité aux acteurs désireux de valoriser leur flexibilité au service du réseau, qu'ils soient déjà raccordés ou non. À RTE maintenant de créer le cadre contractuel nécessaire à la participation de ces sources de flexibilité.

Qu'en est-il du recours aux flexibilités pour traiter les contraintes sur le réseau de distribution ?

Après un recensement d'intérêts sur six sites, Enedis lancera en 2020 des appels d'offres expérimentaux pour différents cas d'usage : report d'investissement, optimisation des coûts associés à la programmation de travaux et gestion d'incidents sur le réseau. Ces premières contractualisations de flexibilités locales devraient être opérationnelles dès l'hiver 2020-21. Un retour d'expérience ouvrira la voie aux prochaines étapes.

raccordement au réseau et visent à résoudre les problèmes de congestion sur les ouvrages des demandeurs de raccordement. En contrepartie de limitations ponctuelles de production ou de consommation, coûts et délais de raccordement sont réduits.

Dans sa délibération du 12 décembre 2019, la CRE a intégré les ORI aux principes d'élaboration des procédures de traitement des demandes de raccordement aux réseaux publics de distribution d'électricité. Une fois mise en conformité la documentation technique de référence d'Enedis, ces offres pourront être proposées dans un premier temps aux capacités de production.

→ Consulter le www.smartgrids-cre.fr

→ Consulter le [module pour découvrir les Smartgrids](#)

ÉCRÈTEMENT DES PRODUCTIONS RENOUVELABLES

Seconde solution de flexibilité : l'écrêtement de la production des installations renouvelables raccordées dans le cadre des S3REnR, schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables. L'écrêtement permet d'éviter, dans les zones de forte production renouvelable, de construire des infrastructures de réseau dont l'utilité ne serait avérée que quelques heures dans l'année.

Les premières études de gains réalisées par les gestionnaires de réseaux en 2019 ont identifié des économies prévisionnelles considérables.

Selon RTE, un recours aux écrêtements inférieur à 0,3 % de la production d'électricité renouvelable sur le réseau HTB1 pourrait réduire d'environ 7 Md€ sur quinze ans les coûts d'infrastructures. Dans la distribution, Enedis évalue à 250 M€ les économies nettes permises par les écrêtements des producteurs raccordés en HTA, pour un volume d'écrêtement estimé à 0,06 % de la production. À la demande de la CRE, ces études seront suivies en 2020 d'expérimentations.

→ Consulter le [rapport Coûts et rentabilités du grand photovoltaïque en métropole continentale](#)

RECOURS AUX FLEXIBILITÉS LOCALES

Enedis a lancé en 2019 une expérimentation de recours aux flexibilités locales. Dans le cadre d'une concertation dédiée, Enedis a publié un recensement d'intérêt fin 2019 et lancera au printemps 2020 six appels d'offres locaux ouverts à tous types de capacités flexibles, sans discrimination. L'utilisation de ces flexibilités locales pourra servir à répondre à différents cas d'usage : par exemple, report d'investissement, optimisation des coûts associés à la programmation de travaux ou gestion d'incident sur le réseau.

À partir du retour d'expérience fait par Enedis, la CRE s'assurera que celui-ci adopte un modèle pérenne et efficace de contractualisation, permettant à un maximum d'acteurs de valoriser leur flexibilité au bénéfice de tous les utilisateurs des réseaux.

INTERVIEW

PHILIPPE BARBE, DIRECTEUR DU DÉVELOPPEMENT, NW JOULES



Selon vous, que peut offrir le stockage d'électricité pour les réseaux dans le contexte de la transition énergétique ? Quelle évolution de cette offre est à prévoir dans les dix prochaines années ?

La PPE prévoit un doublement de la production d'énergie renouvelable d'ici à 2028. La croissance de cette production intermittente et décentralisée d'électricité risque de déstabiliser les réseaux. Dans ce contexte, NW est persuadé que les infrastructures de stockage d'électricité ont un rôle primordial à jouer à différentes échelles. Tout d'abord, à l'échelle nationale, elles contribuent à assurer l'équilibre permanent entre production et consommation d'électricité, mis à mal par l'insertion croissante d'énergie intermittente sur les réseaux. Elles remplacent dans cette mission

les centrales thermiques classiques et participent ainsi à la réduction d'émission de GES.

À l'échelle locale, le stockage est un véritable couteau suisse. Il peut notamment relever la tension en bout de ligne et accroître ainsi la capacité d'accueil des postes sources pour le raccordement de nouvelles installations de production d'énergie renouvelable.

Enfin, la transition énergétique s'accompagnera certainement d'un développement conjoint de la mobilité électrique. Le stockage est indispensable pour piloter la recharge des véhicules afin de préserver le réseau des probables pointes de consommation liées à ce nouvel usage.

En France, pendant longtemps, les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) ont assumé





Ferme photovoltaïque de Brach, Gironde. © Enedis / Goldstein Julien

seules et avec succès ces services de stabilité et de flexibilité des réseaux. Mais aujourd'hui la multiplication des contraintes liées au réseau, notamment à l'échelon local, nécessite une augmentation et une diversification de l'offre de stockage d'électricité. L'augmentation de l'offre sera particulièrement forte dans les ZNI où les réseaux plus fragiles doivent faire face à une intégration massive des énergies renouvelables assurant l'autonomie énergétique de ces territoires.

Avez-vous rencontré des freins pour développer votre activité ?

La particularité du développement de projets de stockage est qu'il s'agit d'un secteur très jeune en pleine croissance. Le cadre réglementaire et les marchés sont en constante

évolution. Tous les acteurs sont amenés à contribuer à la construction du secteur en participant à la définition des enjeux et des mécanismes de marchés potentiels. Cela ralentit aussi le développement de nos projets. En particulier, les démarches de raccordement ne prennent pas en compte la flexibilité du stockage et les études conçoivent alors l'installation comme un site amenant à la fois des contraintes de soutirage et d'injection.

Quel est le partage des rôles entre stockeurs et gestionnaires de réseaux ?

Il faut développer une véritable collaboration entre stockeurs et gestionnaires de réseaux, leurs travaux sont complémentaires. Les gestionnaires de réseaux

définissent et ciblent les besoins de flexibilité afin que les stockeurs, tels que NW Joules, puissent y apporter des réponses pertinentes. Les expérimentations communes, comme celle que NW Joules a pu mener sur le site de Ferrières avec Enedis, sont très enrichissantes, et nous espérons qu'elles se multiplieront par la suite. Elles visent à tester l'intérêt du stockage sur des problématiques nouvellement identifiées et donnent un axe de développement au stockeur et au gestionnaire de réseau.

LES MUTATIONS DU SECTEUR GAZIER

Depuis 2003, la CRE accompagne l'activité des opérateurs d'infrastructures gazières au rythme des mutations du secteur.

Au terme d'une large consultation, elle a élaboré en 2019 la nouvelle génération des tarifs des infrastructures gazières (réseaux de transport et de distribution, stockage) applicables dès 2020. Dans un contexte en forte évolution, ces nouveaux tarifs encouragent l'innovation et incitent les opérateurs à maintenir à haut niveau la sécurité de leurs infrastructures, à maîtriser leurs coûts et à s'affirmer comme des acteurs forts de la transition énergétique du secteur.

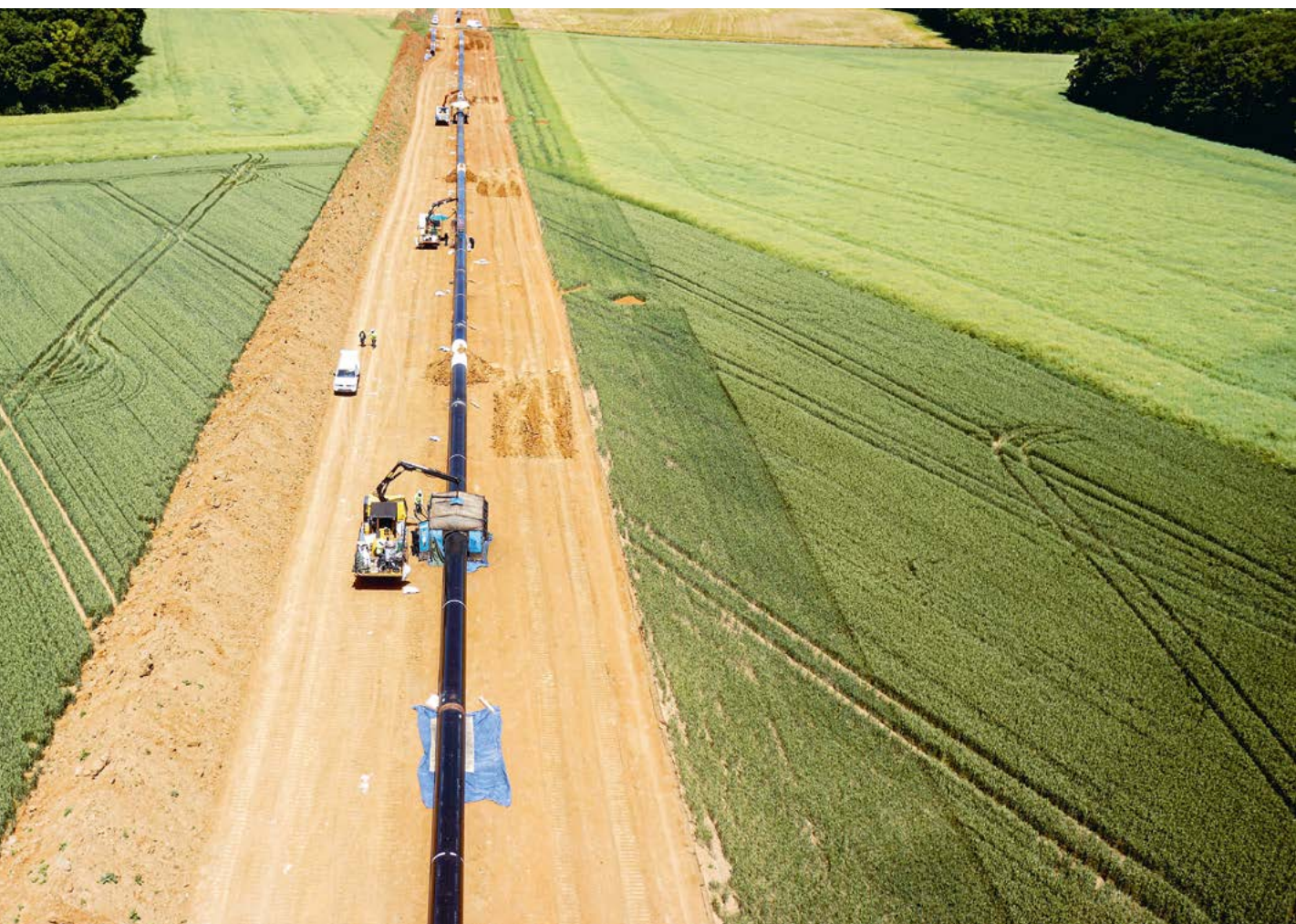


2020
02 2020 2020
02 2020 2020
02 2020 2020
02 2020 2020
02 2020 2020
02 2020 2020
2020

MOBILISÉE, AU BÉNÉFICE DES CONSOMMATEURS,

sur l'amélioration continue du fonctionnement du marché gazier et de la sécurité d'approvisionnement, la CRE accompagne depuis 2003 les opérateurs de transport de gaz dans le développement de capacités aux interconnexions. Objectifs : diversifier les sources d'approvisionnement et mieux intégrer la France dans le marché gazier européen. Elle a procédé dans cette période, avec l'appui de GRTgaz et Teréga, à la simplification

progressive du marché français aboutissant à la réalisation en 2018 de la Trading Region France, zone de marché unique qui fait bénéficier tous les consommateurs d'un prix unique du gaz sur un marché plus liquide et compétitif. Autre évolution majeure : l'aboutissement de la réforme de l'accès aux stockages de gaz qui, depuis 2018, sécurise à un coût maîtrisé la consommation hivernale en France. Maîtrise des coûts, sécurité élevée des infrastructures, transition énergétique : les enjeux futurs du secteur gazier sont aujourd'hui au cœur des travaux de la CRE.



UNE OUVERTURE DES MARCHÉS BÉNÉFIQUE AUX CONSOMMATEURS

Organisation simplifiée, capacités d'entrée de GNL renforcées, meilleure intégration au marché européen : le fonctionnement du marché français du gaz est désormais conforme aux objectifs fixés par la CRE depuis 2003. C'est l'aboutissement de travaux menés depuis plus de quinze ans avec les opérateurs d'infrastructures gazières.

Après d'importants travaux, notamment pour réduire les congestions et accueillir de nouvelles infrastructures, le réseau de transport a été significativement renforcé.

Ainsi, via des investissements réalisés avec les pays frontaliers, les interconnexions gazières ont été développées. Depuis 2005, la CRE a accompagné cette dynamique en s'appuyant sur les procédures d'appels au marché (*open seasons*) qui sécurisent le financement des projets. D'importantes capacités fermes d'interconnexion, en entrée et en sortie, ont ainsi été créées avec l'Allemagne, la Belgique et l'Espagne. La mise en service des terminaux de Fos-Cavaou en 2010 et de Dunkerque en 2016 a, en outre, accru et diversifié les sources d'entrée de gaz naturel liquéfié (GNL) sur le réseau de transport.

Désormais, le système gazier français est flexible et bien intégré au marché européen. Les acteurs de marché peuvent arbitrer entre différentes sources de gaz et faire face efficacement aux modifications éventuelles des schémas de flux.

UNE ZONE DE MARCHÉ UNIQUE AU BÉNÉFICE DU CONSOMMATEUR

La fusion des places de marché Trading Region South (TRS) et point d'échange de gaz (PEG Nord) le 1^{er} novembre 2018 a abouti à la création de la Trading Region France (TRF), zone de marché unique du gaz en France; objectif fixé par la CRE en 2014 après une large concertation.

Elle marque l'étape finale de quinze ans d'investissements majeurs conduits par GRTgaz et Teréga, grâce au renforcement des artères Val-de-Saône et Gascogne-Midi. Le programme Val-de-Saône a augmenté de 250 GWh/j les capacités de transit de gaz entre le Nord et le Sud de la France. Quant au renforcement Gascogne-Midi,

avec 62 km de canalisations et de nouvelles capacités de compression, il assure une capacité de 140 GWh/j du Sud-Ouest vers le Sud-Est.

La zone de marché unique signifie un prix unique sur les marchés de gros français du gaz au bénéfice de tous les consommateurs, en particulier ceux du Sud, pénalisés auparavant par les écarts de prix avec le Nord. Elle rend aussi le marché français moins volatil, plus liquide, plus compétitif et mieux intégré au marché européen, y compris à la place de marché la plus liquide, le TTF aux Pays-Bas. Enfin, en améliorant l'accès aux différentes sources de gaz, elle renforce la sécurité d'approvisionnement de la France. Alimentés en partie par du gaz transitant par la France, l'Espagne et le Portugal en bénéficient également.

→ Consulter le [Décryptages numéro 57 : Parole à Thierry Trouvé & Dominique Mockly](#)

UN STOCKAGE RÉGULÉ POUR UNE SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT À UN COÛT MAÎTRISÉ

Depuis le 1^{er} janvier 2018, l'accès des tiers aux stockages de gaz est régulé. La programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) liste les infrastructures de stockage nécessaires pour garantir la sécurité d'approvisionnement, la CRE fixe le revenu autorisé des opérateurs pour ce périmètre et les capacités de stockage sont commercialisées aux enchères.

La CRE a déterminé les modalités de mise en œuvre de ces enchères en vue de maximiser les souscriptions de capacités pour sécuriser l'approvisionnement des consommateurs. Objectif atteint avec, depuis 2018, la souscription de la totalité des capacités de stockage.



STOCKAGE : PLEIN SUCCÈS DES CAMPAGNES D'ENCHÈRES DE CAPACITÉS

En France, une grande part du gaz naturel est utilisée pour le chauffage, d'où de fortes variations de consommation entre l'été et l'hiver.

Les stockages souterrains couvrent cette saisonnalité, avec une alternance entre des périodes de remplissage estival, puis de soutirage hivernal.

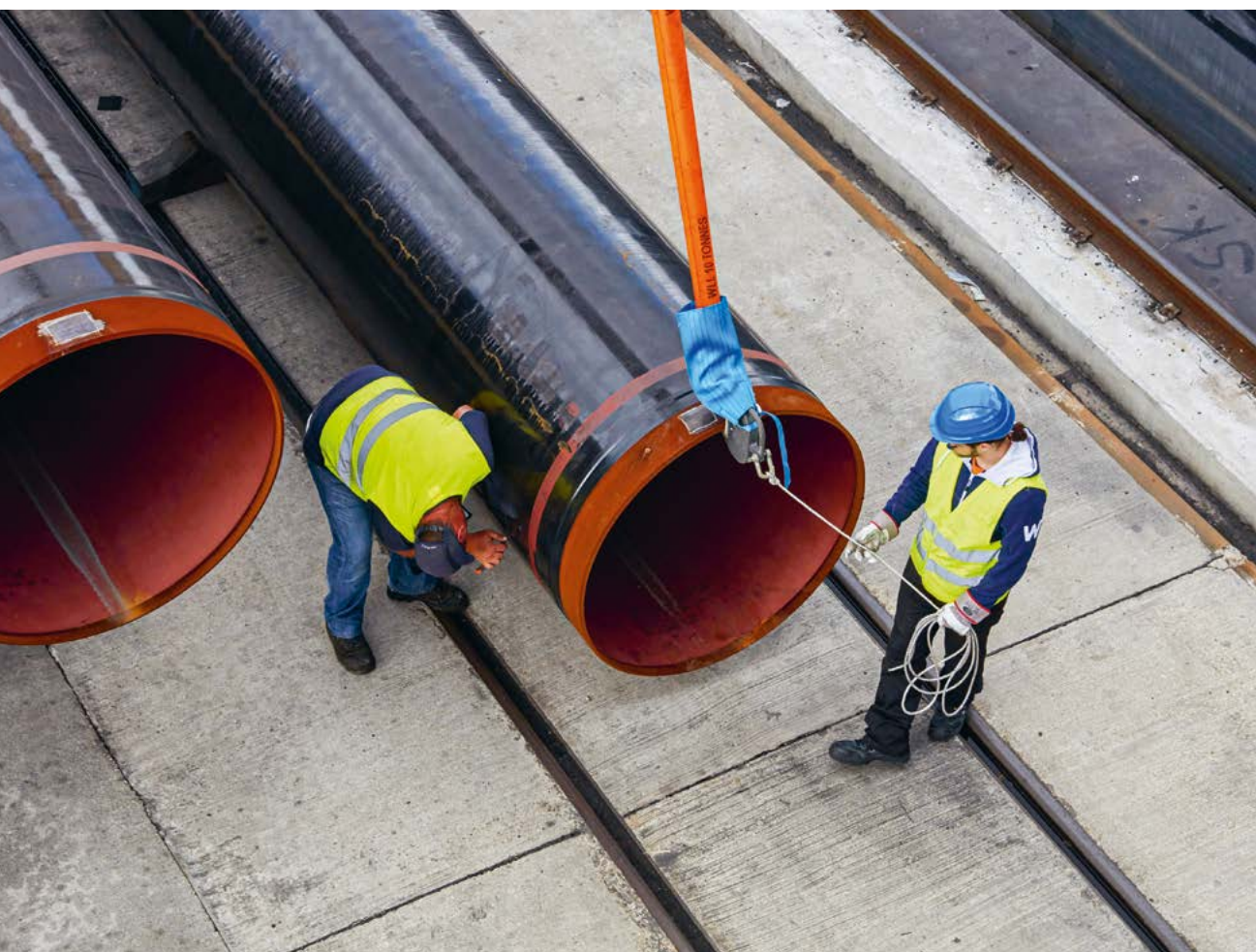
La loi du 30 décembre 2017 mettant fin à la recherche et à l'exploitation des hydrocarbures en France a régulé l'accès des tiers aux stockages de gaz naturel pour garantir le remplissage

des stockages nécessaires à la sécurité d'approvisionnement en hiver, tout en apportant de la transparence sur les coûts. Dans ce cadre régulé, les capacités de stockage sont commercialisées aux enchères, selon des modalités fixées par la CRE sur proposition des opérateurs de stockage. Les campagnes d'enchères menées depuis l'entrée en régulation ont été des succès, avec la souscription de toutes les capacités de stockage des opérateurs Storengy, Teréga et Géométhane.

Le nouveau système assure

aux consommateurs une sécurité d'approvisionnement à un coût maîtrisé (5,35 €/MWh en 2020, 6,1 €/MWh en 2016) pendant l'hiver et aux acteurs de marché un accès transparent et non discriminatoire. Les stockages français participent aussi à la robustesse et à l'attractivité du système gazier français au sein du marché européen.

→ Consulter le [communiqué de presse](#) [La totalité des capacités de stockage de gaz naturel ont été souscrites](#) : un succès de la réforme de 2018



NOUVEAU CONTEXTE, NOUVEAUX ENJEUX

Fin des grands projets d'investissement, baisse prévisible de la consommation : les évolutions du secteur créent de nouveaux défis pour les opérateurs d'infrastructures gazières. La CRE les prend en compte dans ses travaux : tarifs, investissements et règles d'accès au marché.

Pour la CRE, le réseau de transport français est à présent suffisamment dimensionné pour garantir le fonctionnement efficace du marché du gaz, ce qui doit entraîner pour les gestionnaires de réseau de transport (GRT) une baisse des grands projets d'investissements. Ce dimensionnement satisfaisant s'accompagne d'une perspective de baisse de la consommation de gaz à moyen et à long terme, portée notamment par les actions de maîtrise de la demande d'énergie et par l'objectif de neutralité carbone en 2050, confirmé par loi Energie-climat du 8 novembre 2019.

LA MAÎTRISE DES COÛTS DES INFRASTRUCTURES GAZIÈRES, UN ENJEU ESSENTIEL

À l'avenir, la CRE examinera donc avec une vigilance particulière tout nouveau projet d'investissement soumis par les GRT : il devra faire l'objet d'analyses coûts-bénéfices robustes, à la fois pour ne pas faire subir aux consommateurs de charges excessives et pour éviter à terme tout risque de coûts échoués. La maîtrise des coûts des infrastructures gazières devient ainsi un enjeu essentiel pour la soutenabilité du gaz.

GAZ VERTS : UNE MONTÉE EN PUISSANCE SOUS CONDITIONS

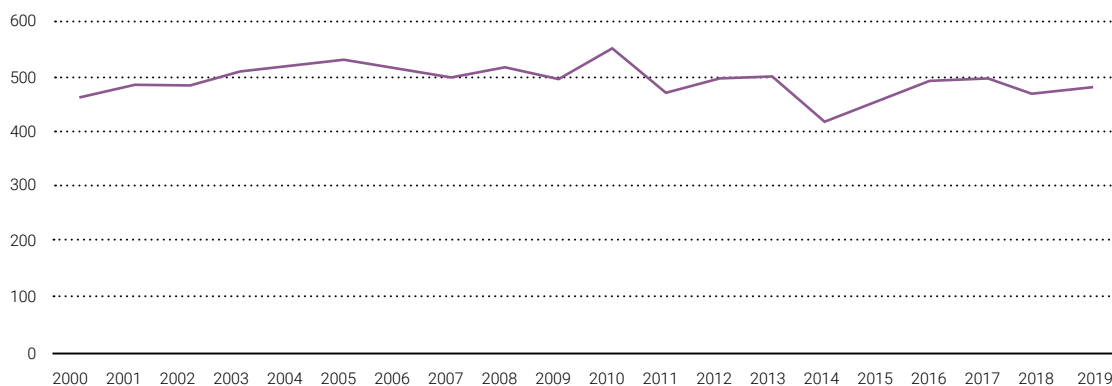
La méthanisation est actuellement la seule filière mature de production de gaz d'origine renouvelable. Le biogaz produit par méthanisation peut être valorisé en chaleur et en électricité (cogénération), utilisé directement sous forme de gaz naturel véhicule (bioGNV) ou injecté dans les réseaux de distribution et de transport de gaz naturel. Soumis à consultation en janvier 2020, le projet de décret relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) prévoit un objectif de 6 TWh de biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel en 2023 et de 14 à 22 TWh d'ici à 2028.

Outre une disponibilité suffisante des ressources pour la production de biométhane, atteindre ces objectifs suppose de nouveaux investissements afin d'adapter les réseaux de transport et de distribution de gaz naturel. En effet, ces réseaux ne couvrent pas le territoire de manière homogène et leur capacité d'accueil varie fortement selon les régions.

→ Consulter les [interviews des acteurs publics du 9 juillet 2019](#)



Consommation de gaz en France 2000-2019





Biométhane Bassée. © GRTgaz, Jennifer Do Couto

FOCUS

LE VERDISSEMENT DU GAZ : LE RAPPORT DU COMITÉ DE PROSPECTIVE

Méthanisation, pyrogazéification, technologies du power-to-gas : le groupe de travail n° 1 du Comité de prospective de la CRE a consacré une partie de ses travaux de 2019 au développement des trois principales filières de gaz renouvelable à l'horizon 2035. En essor rapide, la méthanisation présente de multiples avantages pour le climat, l'indépendance énergétique et le développement des territoires où les unités de méthanisation initient des dynamiques d'économie circulaire, d'agroécologie et de traitement des déchets, en particulier au profit du monde agricole. Technologie la plus mature, elle dispose du modèle

économique le plus crédible pour assurer la production de biométhane de première génération, sous réserve d'une baisse des coûts de production et d'une intervention publique afin d'intégrer les externalités de cette technologie dans l'approche des acteurs. Le gisement de ressources disponibles suffit pour atteindre 10 % de gaz renouvelable consommé en 2030. Au-delà, il faudra développer des cultures intermédiaires à vocation énergétique sur l'ensemble du territoire, en tenant compte du changement climatique et des ressources en eau disponibles.

Moins mature, la filière de pyrogazéification pourrait constituer un relais de développement pour le gaz vert à partir de 2030.

Les technologies de power-to-gas sont encore plus prospectives, mais présentent des atouts forts, en particulier l'intégration de proportions élevées d'énergies renouvelables dans le système énergétique.

→ Consulter le rapport du comité de prospective sur eclairerlavenir.fr/rapports/

À NOUVEAUX ENJEUX, NOUVELLE GÉNÉRATION DE TARIFS (2020-2023)

Après une large consultation et des analyses approfondies, la CRE a élaboré en 2019 la nouvelle génération des tarifs des infrastructures gazières (réseaux de transport et de distribution, stockage), applicable dès 2020. Ces nouveaux tarifs représentent un chiffre d'affaires de 5,8 milliards d'euros en 2020. Ils visent à répondre à des enjeux multiples.

Pour le transport et la distribution, la CRE a reconduit, en les améliorant à la marge, les principaux mécanismes de régulation incitative en vigueur, relatifs à la maîtrise des charges d'exploitation et des dépenses d'investissement, à la qualité de service et à la couverture *a posteriori* de certains écarts *via* le compte de régularisation des produits et des charges. Elle a étendu ces mécanismes aux opérateurs d'infrastructures de stockage, après une première période tarifaire limitée à deux ans avec un cadre de régulation simplifié dans le contexte d'entrée en régulation de l'activité. En outre, pour la distribution, elle a pris en compte les orientations ministérielles de politique énergétique et a supprimé le mécanisme de bonus/malus du précédent tarif ATRD5, relatif à l'incitation en faveur du raccordement des consommateurs.

INCITER LES OPÉRATEURS À L'INNOVATION

La transition énergétique nécessite de transformer les réseaux. La CRE a souhaité encourager l'innovation et les avancées offertes par la révolution numérique, leviers d'optimisation des coûts. Le cadre de régulation des nouveaux tarifs gaziers incite les opérateurs à recourir à des solutions innovantes qui contribuent à réduire les coûts totaux pour la collectivité et/ou les risques de surinvestissements, voire de coûts échoués. Il leur donne aussi les moyens de mener à bien leurs projets d'innovation afin d'anticiper les besoins de modernisation de leurs outils et de leur permettre de fournir un service efficace et de qualité à leurs utilisateurs dans un secteur en mutation.

RÉPONDRE À L'ENJEU DE LA MAÎTRISE DES CHARGES

Comme souligné par le bilan établi par la CRE dans sa consultation publique du 14 février 2019, les charges d'exploitation des GRT de gaz ont augmenté plus vite que l'inflation durant la dernière décennie. Cela résulte principalement des investissements importants qui ont accompagné l'ouverture des marchés (développement des interconnexions, renforcement du réseau pour créer la zone de marché unique) et de la séparation totale entre des GRT et leurs maisons mères avec lesquelles ils ne partagent plus ni fonctions supports, ni systèmes d'information, ni activités en recherche et développement (R&D).

Le principal distributeur de gaz, GRDF, a vu au contraire ses charges d'exploitation diminuer depuis dix ans en euros constants, ce qui témoigne de gains de productivité importants, alors qu'il a dû, lui aussi, faire face à des transformations : séparation avec la maison-mère et développement des systèmes d'information pour gérer les processus de marché de masse, notamment.

Le cycle des grands investissements dans le transport de gaz est terminé et la consommation de gaz est orientée à la baisse à l'horizon 2030. Dans ce contexte, la maîtrise des charges devient un enjeu essentiel pour les opérateurs de gaz. Les nouveaux tarifs gaziers y répondent en fixant notamment les trajectoires des dépenses d'exploitation des opérateurs, sur la base des dépenses de 2018 et des enjeux de la nouvelle période tarifaire.

DES DISPOSITIFS INCITATIFS POUR LES ENJEUX PRIORITAIRES

En continuité avec les tarifs précédents, la CRE a prévu des incitations autour des thématiques prioritaires de qualité de service. Ainsi, le tarif ATRD prévoit le suivi de 15 indicateurs dédiés au déploiement de compteurs évolués Gazpar. Tous les tarifs prévoient des indicateurs de suivi de la qualité de service offerte aux utilisateurs des infrastructures.

DONNER AUX OPÉRATEURS LES MOYENS D'ÊTRE ACTEURS DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE...

Dans un contexte de transition énergétique, la baisse de la consommation est contrebalancée par la montée en puissance des gaz renouvelables, qui oblige les acteurs des systèmes gaziers – opérateurs et régulateur – à penser autrement. Les nouveaux tarifs d'infrastructures de gaz prennent ainsi en compte deux tendances contraires : baisse des consommations de gaz, portée notamment par les actions de maîtrise de la demande d'énergie, d'une part et apparition de nouveaux coûts d'adaptation des réseaux pour y insérer des gaz renouvelables, d'autre part. Les nouveaux tarifs donnent aux opérateurs les moyens de mener cette transition, en particulier au regard des ressources allouées à l'accueil du biométhane dans les réseaux et à la R&D, tout en les incitant à maîtriser leurs charges, via notamment une mobilisation optimale des ressources existantes.

... DE GARDER UN NIVEAU ÉLEVÉ DE SÉCURITÉ...

La sécurité des personnes et des biens est un enjeu majeur pour les opérateurs et pour la CRE. Les tarifs de gaz contribuent au maintien d'un niveau de sécurité élevé dans les infrastructures gazières, par exemple pour la cybersécurité ou la prise en compte du vieillissement des réseaux physiques. Ils donnent aussi aux opérateurs les moyens de conduire une politique d'investissements dans les réseaux qui concourt à cet objectif.

... ET DE MAINTENIR L'ATTRACTIVITÉ DES INFRASTRUCTURES

Le niveau du coût moyen pondéré du capital, fixé respectivement à 4,25 %, 4,1 % et 4,75 % pour les activités de transport, de distribution et de stockage, tout en prenant en compte la baisse des coûts de financement observée depuis quatre ans, assure une rémunération raisonnable des capitaux investis, permettant de maintenir l'attractivité des infrastructures d'énergie en France au regard des autres pays européens.

→ Consulter le [Bilan sur 10 ans du cadre de régulation tarifaire applicable aux opérateurs d'infrastructures régulées en France – Février 2019](#)



DES STRUCTURES TARIFAIRES STABLES ET SIMPLES, REFLÉTANT LES COÛTS ET L'ÉVOLUTION DES USAGES

POUR LE GRAND TRANSPORT DE GAZ

La structure du tarif ATRT7 reflète les coûts engendrés par les utilisateurs, notamment pour éviter les subventions croisées entre les catégories d'utilisateurs. La CRE apporte en outre un soin particulier à satisfaire aux exigences du code de réseau Tarif et à prendre en compte l'avis de l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER, *Agency for the Cooperation of Energy Regulators*).

Elle retient une grille tarifaire globalement dans la continuité du précédent tarif ATRT6, alignant notamment les coûts unitaires du transit et de l'alimentation des consommateurs nationaux. Cette structure tarifaire a été validée par le Conseil d'État dans sa décision du 18 mars 2019. Après étude des réponses à la consultation publique et avis de l'ACER, la CRE a approfondi ses travaux sur les scénarios de flux afin de s'assurer que les flux retenus correspondent à la meilleure réalité physique possible. Ses travaux montrent que, bien que souscrit, le point d'entrée Pirineos est très peu utilisé pour alimenter la France. La CRE retient donc dans sa décision un rééquilibrage entre les coûts portés par les usages de transit et les usages domestiques se traduisant par une baisse des termes tarifaires en sortie aux PIR Oltingue (−6 %) et PIR Pirineos (−7 %).

Pour mieux prendre en compte les caractéristiques des différents utilisateurs, elle a aussi modifié la tarification sur le réseau domestique de transport (suppression du terme de proximité et de l'offre IAPC d'interruption d'acheminement à préavis court, amélioration de la pro-

gressivité des tarifs infra-annuels), ainsi que le calcul de la modulation hivernale du terme tarifaire stockage.

POUR LE TRANSPORT RÉGIONAL DE GAZ

Après la réforme importante menée pour le tarif ATRT6, avec un plafonnement des niveaux de tarif régional (NTR) à 10, la CRE a choisi de ne pas faire évoluer la structure tarifaire sur les réseaux régionaux pour le tarif ATRT7.

POUR LA DISTRIBUTION DE GAZ

La CRE a retenu depuis plusieurs exercices tarifaires une structure tarifaire simple et stable, et a reconduit, pour la période ATRD6 (2020-2023), les grands principes en vigueur avec quelques adaptations justifiées par l'évolution des usages de ces réseaux. Ainsi, le seuil entre les options T1 et T2 est abaissé (de 6 à 4 MWh/an) à compter de 2022 afin de refléter la baisse des consommations moyennes affectées à l'usage du chauffage et les évolutions prévues des profils. De plus, le calcul de la continuité entre options tarifaires ne tient plus compte de la contribution tarifaire d'acheminement (CTA) et la tarification de la capacité de l'option T4 est dégressive pour assurer une plus grande continuité entre les tarifs des réseaux de distribution et de transport.

Enfin, pour inciter les porteurs de projets d'injection de biométhane à intégrer les coûts induits par leur choix de localisation, la CRE a introduit, dans les tarifs ATRT7 et ATRD6, un terme tarifaire d'injection. Son niveau dépend des adaptations nécessaires prévues dans le zonage de raccordement.

COÛT MOYEN PONDÉRÉ DU CAPITAL

-0,9%

pour l'ATRD

-1%

pour l'ATRT et l'ATS,

reflétant notamment la baisse des taux d'intérêt



LES NOUVEAUX TARIFS

ATRT7 pour les réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga à partir du 1^{er} avril 2020, pour quatre ans environ.

+1,4% pour GRTgaz

ET

+0,7% pour Teréga en moyenne par an

ATRD6 pour les réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF à partir du 1^{er} juillet 2020, pour quatre ans environ.

-0,3% en moyenne par an

ATS2 pour les infrastructures de stockage de gaz naturel régulées de Storengy, Teréga et Géométhane, pour la période 2020-2023.

CHARGES À COUVRIR :

+1,4% pour Storengy

+1,3% pour Teréga

+4,7% pour Géométhane en moyenne par an de 2018 à 2023

CONCERTATION

7

consultations publiques

6

audits (demandes des opérateurs régulés en termes de charges d'exploitation)

1

table ronde avec les fournisseurs et les consommateurs

264

pages de délibération

370

réponses reçues

3

audits (demandes de taux de rémunération des actifs régulés)

16

auditions (opérateurs et actionnaires)



3 QUESTIONS À

SARA RAMI, CHARGÉE DE MISSION À LA DIRECTION DES RÉSEAUX DE LA CRE

La CRE a publié trois tarifs gaziers. Comment se sont déroulés ses travaux ?

L'année 2019 a été une année particulièrement gazière ! Les tarifs devaient être publiés début 2020, avec une marge de flexibilité très limitée. En amont des décisions, plusieurs audits internes et externes ont été lancés et ont servi de base pour les sept consultations publiques. Une table ronde a été organisée et les six opérateurs et leurs actionnaires ont été auditionnés.

Un septième tarif pour le transport... Rendez-vous classique pour la CRE ?

Oui et non. Les tarifs sont depuis toujours préparés sur la base d'une

large consultation du marché, mais l'application du code de réseau Tarif et les échanges avec l'ACER sont une nouveauté. Ils ont permis de s'assurer de la conformité du tarif ATRT avec ce code de réseau qui vise à harmoniser les tarifs de transport de gaz en Europe et à garantir la non-discrimination, la transparence et le reflet des coûts. De plus, le secteur évolue vite et les tarifs doivent prendre en compte de nouveaux enjeux. Le biométhane, par exemple, a pris une nouvelle place.

Les tarifs sont publiés.

Quelle est la prochaine étape ?

Elle consiste pour la CRE à faire « exister » ces tarifs, notamment en accompagnant les opérateurs dans la mise en œuvre des évolutions, à la fois de cadre et de structure, ou en s'assurant que ces évolutions et leurs conséquences sont connues de tous les acteurs.

→ Consulter le [module « Le gaz, comment ça marche ? »](#)

DOMINIQUE MOCKLY PRÉSIDENT-DIRECTEUR GÉNÉRAL TERÉGA



Dans le contexte de la transition énergétique, quels sont les principaux défis auxquels font face les acteurs du secteur gazier ?

Fort de nombreux atouts sur le plan environnemental et sur le plan économique, et grâce à l'existence d'un réseau maillé au niveau des territoires et intégré à l'échelle européenne, le gaz est une énergie d'avenir indispensable pour accélérer la transition énergétique et respecter l'objectif de neutralité carbone en 2050, en France. Le secteur doit cependant opérer une transformation réelle pour se verdier et substituer progressivement au gaz d'origine fossile les nouvelles sources de gaz verts – biométhane, pyrogazéification, méthanation, hydrogène ou power-to-gas. Si sur le plan technique, l'intégration de ces nouveaux gaz dans les infrastructures est possible, le principal défi est de démontrer la rentabilité économique de ces solutions et de minimiser le soutien budgétaire public nécessaire à leur déploiement. Les acteurs de la filière sont pleinement engagés en faveur d'une industrialisation massive de ces gaz renouvelables. Au-delà de ses effets sur la décarbonation du secteur énergétique, le déploiement de ces gaz accroît les revenus des agriculteurs, favorise la ré-industrialisation des territoires, permet de relocaliser des activités productives en France et de créer des emplois. Tous ces bénéfices prennent évidemment une dimension accrue dans le contexte actuel de crise sanitaire, qui impose de repenser nos modèles de croissance économique.

Comment ces défis se traduisent-ils dans la gestion de l'activité d'un gestionnaire de réseaux de gaz ou d'un opérateur de stockage ?

Dès 2017, Teréga a mis en place une feuille de route stratégique pour faire de l'entreprise un acteur

incontournable de la transition énergétique au niveau des territoires et en Europe à l'horizon 2025. Ce plan de transformation (Impacts 2025) place les clients au cœur de la culture d'entreprise, afin d'anticiper au mieux les besoins énergétiques futurs des consommateurs. Pour répondre aux enjeux de compétitivité, nous sommes dans une quête continue de maîtrise des coûts de développement et d'exploitation de nos infrastructures, en misant sur un programme interne d'excellence opérationnelle. Cette démarche s'inscrit également dans la mise en place de règles efficaces de prévention des accidents et des risques industriels. L'entreprise déploie aussi une politique volontariste afin de réduire son empreinte environnementale et d'atteindre la neutralité carbone à l'échelle de ses activités fin 2020 (programme BE Positif).

Résolument engagé dans un plan de diversification de ses métiers et fort du soutien de la CRE, des régions Nouvelle-Aquitaine et Occitanie, Teréga mise en particulier sur les systèmes multiénergies (Impulse 2025) et sur un programme ambitieux de recherche et innovation. Enfin, une mutation interne de nos modes de travail accompagne tous ces changements, en tirant pleinement profit des outils digitaux, afin de gagner en agilité et de développer les compétences de nos collaborateurs pour les préparer aux métiers de demain.

Comment travaillez-vous avec la CRE autour de ces enjeux (travaux tarifaires, investissements, biométhane...) ?

La CRE a toujours répondu présente pour accompagner Teréga afin de relever ces défis. Les exemples de soutien de la CRE à nos projets sont nombreux. Nous pouvons citer la mise en place de la zone unique Trading Region France, qui a permis au marché gazier français de gagner en fluidité et en compétitivité et d'accroître son intégration au système européen.

De la même manière, les opérateurs d'infrastructures gazières ont pu s'engager pleinement en 2019 dans un schéma de développement du biométhane qui minimise le coût pour le consommateur final et qui a permis d'identifier les zones les plus favorables à l'injection du biométhane dans les réseaux.

Enfin, la publication en 2019 par la CRE des tarifs ATRT7 et ATS2 des infrastructures de transport et de stockage de gaz naturel permet à Teréga de poursuivre son plan de transformation et de renforcer son positionnement d'acteur innovant au service de la transition énergétique dans les territoires.





Poste de sectionnement. © GRTgaz/AGENCE COM'AIR

Base d’actifs régulés et revenu autorisé des opérateurs gaziers.

EN MOYENNE SUR LA PÉRIODE 2020-2023	BASE D'ACTIFS RÉGULÉS DES OPÉRATEURS (M€)	REVENU AUTORISÉ DES OPÉRATEURS (M€)
GRDF	15 602	3 209
GRTgaz	8 955	1 794
Teréga-transport	1 699	277
Storengy	3 840	514
Teréga-stockage	1 283	152
Géométhane	253	46
Total	31 632	5 992

LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE À L'ŒUVRE DANS LES ZNI

Les zones non interconnectées (ZNI) à un réseau électrique continental ont mis le cap sur la valorisation de leurs ressources locales renouvelables et sur l'autonomie énergétique. Une dynamique à laquelle participe la CRE.



2020
02 02 02 02
02 02 02 02
2020 2020 20
02 02 02 02
02 02 02 02
2020

CALCUL DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC DE L'ÉNERGIE,

analyse de la pertinence des dispositifs de soutien aux énergies renouvelables, évaluation du niveau de compensation des unités de production électrique et des installations de stockage, pilotage du déploiement des actions de maîtrise de la demande, définition des tarifs réglementés de vente d'électricité, régulation des activités de réseau : la CRE est, depuis sa création,

très impliquée dans les ZNI. Depuis 2015, en cohérence avec les objectifs de la loi, elle accompagne ces territoires dans leur transition énergétique, avec une intensité redoublée, en portant une attention particulière à la sûreté du système électrique et à la maîtrise des dépenses publiques. Elle joue notamment un rôle de plus en plus moteur pour l'efficacité énergétique et la maîtrise de la demande électrique, le développement du stockage et l'élaboration des programmations pluriannuelles de l'énergie.



DES ZONES CONTRAINTES

Dans les zones non interconnectées (ZNI) au réseau électrique continental, l'électricité consommée est nécessairement produite sur place.

DES COÛTS DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ PLUS ÉLEVÉS

Dans ces territoires, l'électricité est encore essentiellement produite à partir de ressources fossiles importées (fioul, gaz et charbon), complétées le cas échéant par des énergies renouvelables locales à puissance garantie (hydraulique, biomasse et géothermie) ou intermittentes (éolien, photovoltaïque, hydraulique au fil de l'eau, biogaz et incinération).

Les caractéristiques climatiques et géographiques, 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 qu'en France continentale (239 €/MWh en moyenne en 2018).

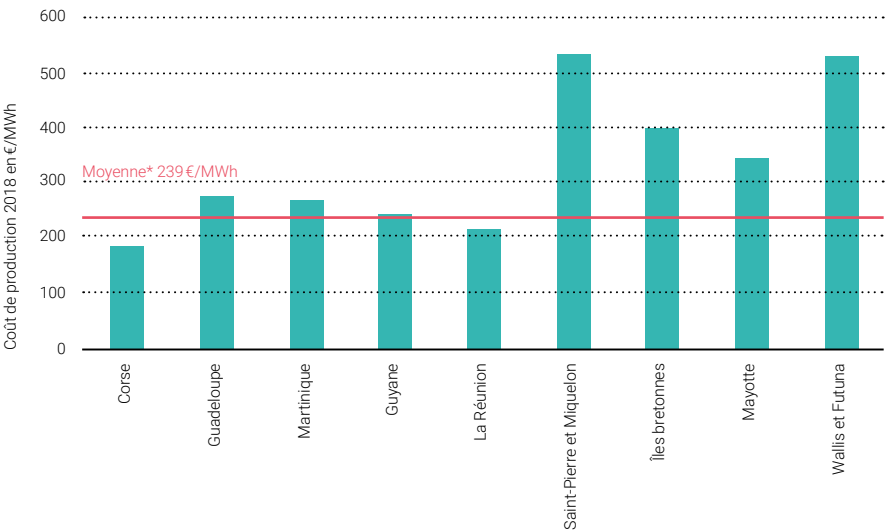
LA PÉRÉQUATION TARIFAIRE POUR ASSURER LA SOLIDARITÉ NATIONALE

Toutefois, selon le principe de péréquation nationale, les consommateurs paient un niveau de facture d'électricité identique à celui de la France continentale. Les surcoûts structurels entre les coûts de production et les recettes tarifaires provenant de la vente d'électricité 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 fioul mises en service au milieu des années 2010 et le déploiement de plus en plus rapide des énergies renouvelables (EnR), les charges liées à la péréquation tarifaire dans les ZNI hors EnR vont passer de 1 Md€ en 2009 à plus de 2 Md€ en 2020 (prévision).

Coûts de production d'électricité en 2018 dans les ZNI (en €/MWh)

*Moyenne pondérée par la quantité d'électricité injectée.





Éolienne de Morne-Carrière en Martinique. © CRE

3 QUESTIONS À

OPHÉLIE PAINCHAULT, CHARGÉE DE MISSION À LA CRE

Quels sont les enjeux, notamment énergétiques, liés aux déchets ?

Dans les ZNI, presque tous les déchets ménagers sont enfouis. Les collectivités s'emploient à les réduire à la source, à les recycler et à développer des alternatives au stockage des ordures ménagères. Leur valorisation énergétique constitue une solution très intéressante dans les îles. D'abord, parce que l'espace pour le stockage est très contraint. Ensuite, parce que la valorisation énergétique réduit le recours aux énergies fossiles et tire parti d'une ressource locale. C'est une solution d'autant plus pertinente que les ZNI disposent d'un mix électrique encore très carboné et que la loi fixe un objectif d'autonomie énergétique en 2030.

Quels sont les projets en cours ?

Aujourd'hui, seule la Martinique dispose d'une unité de valorisation énergétique des déchets. À La Réunion, le syndicat mixte Ileva développe un projet de centrale électrique (16,7 MW) qui valorisera des combustibles solides de récupération (CSR) préparés avec la part non recyclable des déchets. Au nord de l'île, une autre unité de préparation de CSR est en construction. En Guadeloupe et en Guyane, plusieurs projets sont à l'étude.

Que fait la CRE dans le développement de ces projets ?

Elle analyse ces projets de gré à gré et évalue leur coût normal et complet, qui sert de base pour déterminer le prix d'achat de l'électricité payé par le fournisseur historique au producteur. L'enjeu majeur est de parvenir à un partage équilibré des coûts entre les activités relevant du traitement des déchets et celles liées à la production d'électricité. Ceci, pour ne pas faire peser les coûts de la politique des déchets sur les charges de service public de l'énergie.

CAP SUR LES ÉNERGIES RENOUVELABLES ET L'AUTONOMIE ÉNERGÉTIQUE

En 2018, les énergies renouvelables couvrent 31 % environ de la production électrique des ZNI. La place encore prépondérante des moyens thermiques et le constat que les ZNI représentent 2 % de la consommation française d'électricité mais 20 % environ des émissions de CO₂ du secteur électrique national rendent primordial le développement des énergies renouvelables. La production d'électricité des ZNI a engendré 5,3 Mt de CO₂ en 2018.

La loi de transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) de 2015 a fixé le cap : atteindre l'autonomie énergétique en 2030 selon les objectifs déclinés dans les programmations pluriannuelles de l'énergie (PPE). Outils de pilotage de la politique énergétique, ces PPE sont élaborées conjointement par les autorités locales et le gouvernement. Leur révision doit être finalisée en 2020. Elles affichent des objectifs ambitieux de développement des différentes filières d'énergies renouvelables – photovoltaïque, éolien, biomasse, géothermie, biogaz, déchets et petite hydroélectricité – qui se substitueront à la production des moyens carbonés, centrales à fioul et au charbon.

DEUX PROJETS DE STOCKAGE RETENUS À MAYOTTE EN 2019

Développer ces sources décentralisées de production renouvelable, souvent non synchrones et fatales (les centrales photovoltaïques et éoliennes sont interfacées par électronique de puissance et leur production est non pilotable), et incorporer correctement cette production dans les systèmes électriques nécessite de faire évoluer les modalités de gestion du système. Dans les ZNI, le stockage d'électricité peut s'avérer particulièrement intéressant pour gérer, à moindre coût pour la collectivité, l'inter-

mittence des énergies renouvelables et améliorer leur insertion dans le système électrique.

La CRE a publié une méthodologie d'instruction des projets de stockage centralisé en mars 2017, afin de sélectionner les plus efficaces. En 2019, elle a retenu deux projets de stockage à Mayotte, à la suite de l'organisation d'un guichet spécifique à ce territoire. Ce guichet mahorais succédait à un premier guichet organisé sur les autres territoires en 2017-2018, où la CRE avait retenu 11 projets de stockage pour une puissance totale d'environ 50 MW.

UN PROGRAMME AMBITIEUX DE MAÎTRISE DES CONSOMMATIONS

Autre levier efficace de baisse des émissions de CO₂ du secteur électrique sur des territoires au mix très carboné : les actions de maîtrise de la demande en électricité (MDE). En réduisant les consommations, ces actions limitent le recours aux moyens de production les plus coûteux et les investissements futurs. Elles sont donc essentielles pour limiter les charges de service public.

En janvier 2019, la CRE a fixé les cadres de compensation pour des programmes très ambitieux de MDE, élaborés pour chaque territoire par les comités MDE. Cela représente une aide à l'investissement de plus de 500 M€ sur cinq ans. Les dispositifs de MDE installés réduiront la consommation d'électricité et contribueront à faire baisser 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 service public de l'énergie (SPE) sont estimées à plus de 1 600 M€. Réaliser l'ensemble des actions réduira d'environ 8 % les émissions de gaz à effet de serre liées à la production d'électricité.





Parc photovoltaïque de L'Étang-Salé à la Réunion © CRE

FOCUS

PREMIERS APPELS D'OFFRES TERRITORIALISÉS POUR ATTEINDRE LES OBJECTIFS DE LA FILIÈRE PHOTOVOLTAÏQUE

Deux appels d'offres ont été lancés dans les ZNI pour développer la filière photovoltaïque : l'un porte sur des installations en autoconsommation, l'autre sur des installations en injection totale, éventuellement couplées à des dispositifs de stockage. Rejoignant une recommandation de longue date de la CRE, ces appels d'offres présentent la particularité d'être territorialisés : la puissance recherchée est définie pour chacun des territoires en vue

d'atteindre les ambitions de développement de cette filière pour chaque ZNI, en lien avec sa PPE.

La CRE a reçu les offres en décembre 2019. Après instruction, ces deux appels d'offres aboutiront à développer près de 100 MWc sur 75 sites, toutes ZNI confondues. Plus de 80 % des projets au sol retenus concernent des terrains dégradés. Dans des territoires où l'étalement foncier représente une contrainte forte, cela facilitera

l'acceptabilité de la croissance massive du photovoltaïque. Afin de soutenir le développement des projets au sol qui présentent l'avantage d'avoir des coûts attractifs, la CRE est favorable à l'augmentation de la puissance maximale éligible pour les projets situés sur des terrains dégradés, aujourd'hui bridés à 5 MWc. Pour donner de la visibilité à la filière, elle recommande en outre de définir au plus vite les dates des prochaines périodes.

PPE : ASSURER UNE COHÉRENCE ENTRE LES TRAJECTOIRES DE TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

Les programmations pluriannuelles de l'énergie (PPE) fixent les trajectoires pour développer les filières renouvelables à différents horizons temporels et renforcer le parc de centrales électriques thermiques, en cas de besoins supplémentaires, afin de garantir la sécurité d'approvisionnement.

Les PPE portant sur les objectifs 2023 ont toutes été adoptées. En application du code de l'énergie, elles doivent être révisées pour ajuster les objectifs 2019-2023 et ajouter une période de programmation de cinq ans, 2024-2028.

Associée à ce travail de révision, la CRE réalise des études d'impact économique des projets de PPE dont les trajectoires influent directement sur les charges de service public de l'énergie (SPE). En particulier, elle les analyse au regard des critères de sécurité d'approvisionnement et de sollicitation optimale des moyens.

L'ACCOMPAGNEMENT DE LA CRE POUR UNE TRANSITION ÉNERGÉTIQUE À COÛTS EFFICACES

Les moyens thermiques des ZNI, pour certains en service depuis seulement cinq ans, généreront un coût pour la collectivité, quel que soit leur taux d'appel sur leur durée de vie. Tout en définissant un rythme ambitieux de développement des énergies renouvelables, les PPE doivent tenir compte de ces moyens thermiques : même en étant faiblement appelés, ils peuvent en effet contribuer à la sécurité d'approvisionnement et leur conversion aux biocombustibles constitue une option de

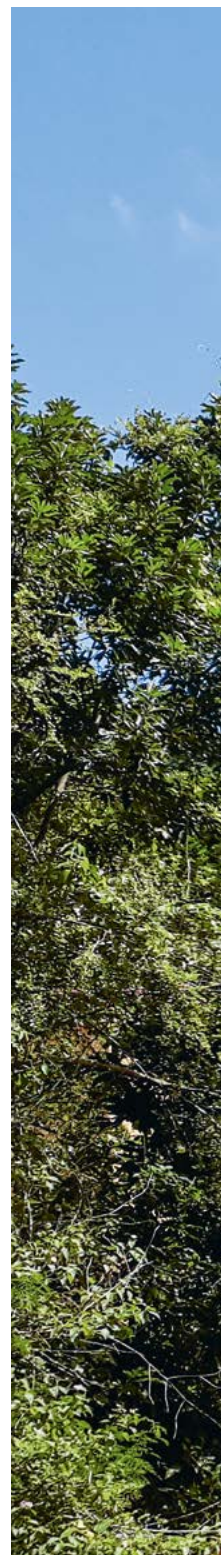
verdissement du mix. Réduire les coûts de la transition énergétique suppose notamment de privilégier les technologies renouvelables robustes et, autant que possible, dont les coûts complets sont inférieurs aux coûts variables des centrales thermiques auxquelles leur production renouvelable se substituera dans les parcs en situation de surcapacité.

Autre point d'attention pour toutes les parties prenantes : le bon dimensionnement des nouveaux moyens de production. À cet égard, le développement de nouveaux moyens, en particulier fossiles s'ils constituent la seule solution pour assurer la sécurité d'approvisionnement électrique, requiert une analyse très attentive afin d'éviter, dans l'avenir, de créer des coûts échoués.

INTÉGRER LES ÉNERGIES RENOUVELABLES INTERMITTENTES AUX RÉSEAUX

Passer d'un système centralisé, où la fourniture est surtout assurée par des combustibles fossiles, à un système plus flexible, basé sur des énergies renouvelables 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.

Certaines de ces solutions sont déjà en cours de déploiement, notamment les moyens de stockage, développés dans le cadre des guichets organisés par la CRE. La mise en œuvre par les gestionnaires de réseau de certains





Centrale électrique de Longoni à Mayotte. © CRE

dispositifs techniques pour relever le seuil de pénétration instantanée des énergies renouvelables doit faire l'objet d'efforts volontaristes. Si les solutions les plus matures doivent être prises en compte afin de définir des objectifs ambitieux et équilibrés pour les énergies renouvelables non synchrones, il convient de noter que des objectifs disproportionnés par rapport aux avancées en la matière conduiraient à un écrêtement massif d'énergie renouvelable pesant alors sur les charges de SPE.

DES RECOMMANDATIONS PAR TERRITOIRE

Dans le cadre des révisions des PPE, la CRE a formulé des recommandations par territoire sur les objectifs proposés.

En 2019, ses analyses ont ainsi permis de revoir le dimensionnement des nouveaux investissements dans des moyens thermiques en Corse, à l'aune des avancées sur la maîtrise de la consommation et de la dynamique de déploiement des énergies renouvelables et du stockage.

En Guadeloupe, la CRE a analysé les ambitions du projet de révision de la PPE et a souligné le risque de surdimensionnement en moyens de production renouvelable, lesquels seraient sous-appelés ou largement écrêtés, conduisant à un coût de production anormalement élevé.

Elle a conduit un travail similaire à Mayotte en avril 2019 et a publié en février 2020 ses conclusions et ses recommandations.

LA MISSION DE LA CRE À MAYOTTE

En avril 2019, la CRE a mené une mission d'expertise à Mayotte afin d'apprécier le chemin parcouru depuis sa première mission, en octobre 2014, et accompagner les acteurs dans la révision de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE).

DES ANALYSES POUR ÉVALUER LES BESOINS FUTURS

Alimentée par de nombreux échanges avec les acteurs, cette mission a permis à la CRE de mieux appréhender les problématiques et les enjeux du territoire et d'affiner ses hypothèses pour évaluer les futurs besoins du parc de production électrique à partir des modèles d'équilibre offre/demande qu'elle a développés. Dans son rapport de février 2020, la CRE a dressé l'état des lieux des problématiques énergétiques à Mayotte et a formulé plusieurs recommandations.

À COURT TERME, DÉVELOPPER LE PHOTOVOLTAÏQUE

Elle recommande des mesures fortes pour développer le solaire à Mayotte, dont la production électrique actuelle repose essentiellement sur les moyens thermiques fossiles. La part des énergies renouvelables dans le mix électrique, 5 % en 2018, y est faible en comparaison avec les autres ZNI. Eu égard au faible potentiel identifié pour les autres filières, l'énergie photovoltaïque apparaît comme le principal levier de développement des énergies renouvelables. La

CRE recommande ainsi de donner de la visibilité à la filière en fixant rapidement les objectifs des prochaines périodes de l'appel d'offres et en garantissant à l'avenir des appels d'offres réguliers. Autres recommandations : réaliser une étude sur le potentiel solaire de l'île et rendre obligatoire l'installation de panneaux solaires sur les bâtiments publics et tertiaires privés.

En parallèle, la CRE conseille d'explorer des solutions à plus long terme, en approfondissant les analyses sur le potentiel géothermique, l'opportunité de convertir les centrales existantes au biocarburant ou de construire une station de transfert d'énergie par pompage (STEP) sur une retenue collinaire.

RENFORCER LA MDE

Second axe pour atteindre les objectifs de la loi de transition énergétique par la croissance verte (LTECV) : la maîtrise de la consommation. La CRE recommande plusieurs mesures pour accompagner la maîtrise de la consommation et la renforcer par des réglementations sur la performance énergétique de certains équipements et des bâtiments.

Par ailleurs, la CRE a formulé un certain nombre de recommandations, notamment à destination d'Électricité de Mayotte (EDM) qu'elle est chargée de réguler.

→ Consulter le [rapport Orientations de la CRE sur la programmation pluriannuelle de l'énergie de Mayotte](#)

FOCUS

LE MIX ÉLECTRIQUE DANS LES ZNI

Un mix encore très carboné

En 2018, le mix électrique des ZNI est couvert à 31 % par les énergies renouvelables et la part des moyens thermiques reste prépondérante. La contribution des énergies renouvelables ne cesse de progresser depuis le début des années 2000, mais à un rythme encore insuffisant pour atteindre les objectifs ambitieux fixés par la LTECV.

Des mix disparates selon les territoires

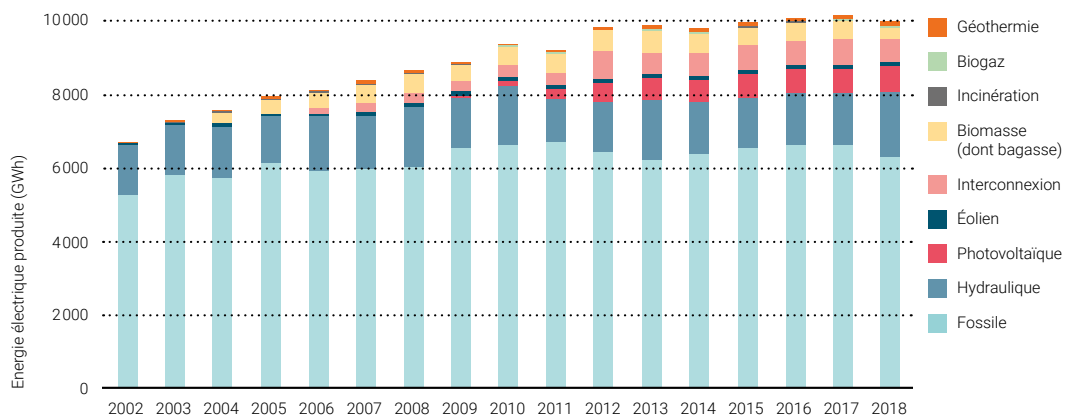
En raison notamment des spécificités géographiques de chaque territoire, les mix électriques des ZNI présentent de fortes disparités. Ainsi, en 2018, le mix guyanais est couvert à près de 65 % par des énergies renouvelables grâce à une production hydraulique élevée : à lui seul, le barrage de Petit Saut a assuré 55 % de la fourniture électrique. À l'inverse, les énergies renouvelables ont représenté 5 % du mix électrique à Mayotte et 11 % en Martinique.

Le soutien de la CRE

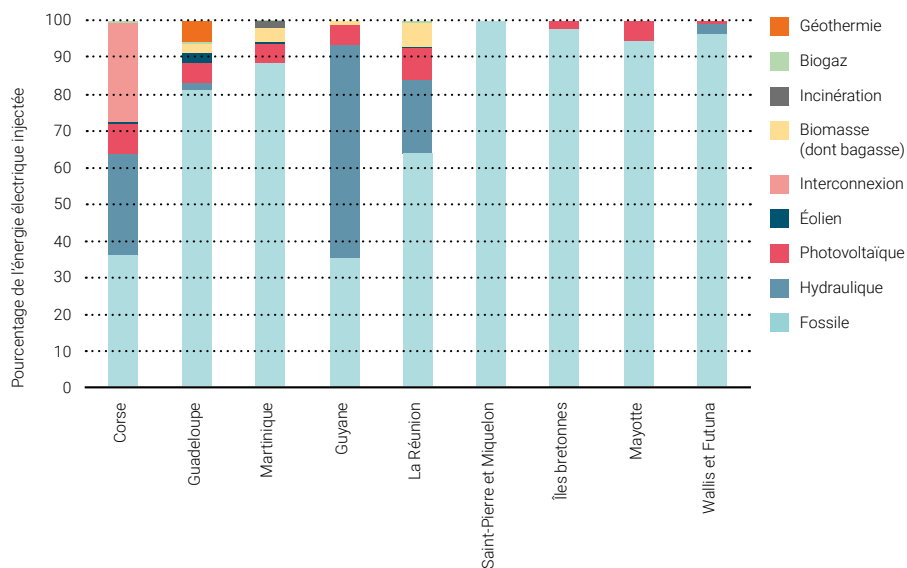
La CRE accompagne les territoires dans leur transition énergétique, notamment en mettant en œuvre les dispositifs de soutien aux énergies renouvelables, aux ouvrages de stockage et aux actions de MDE et en apportant son expertise pour la rédaction des PPE.

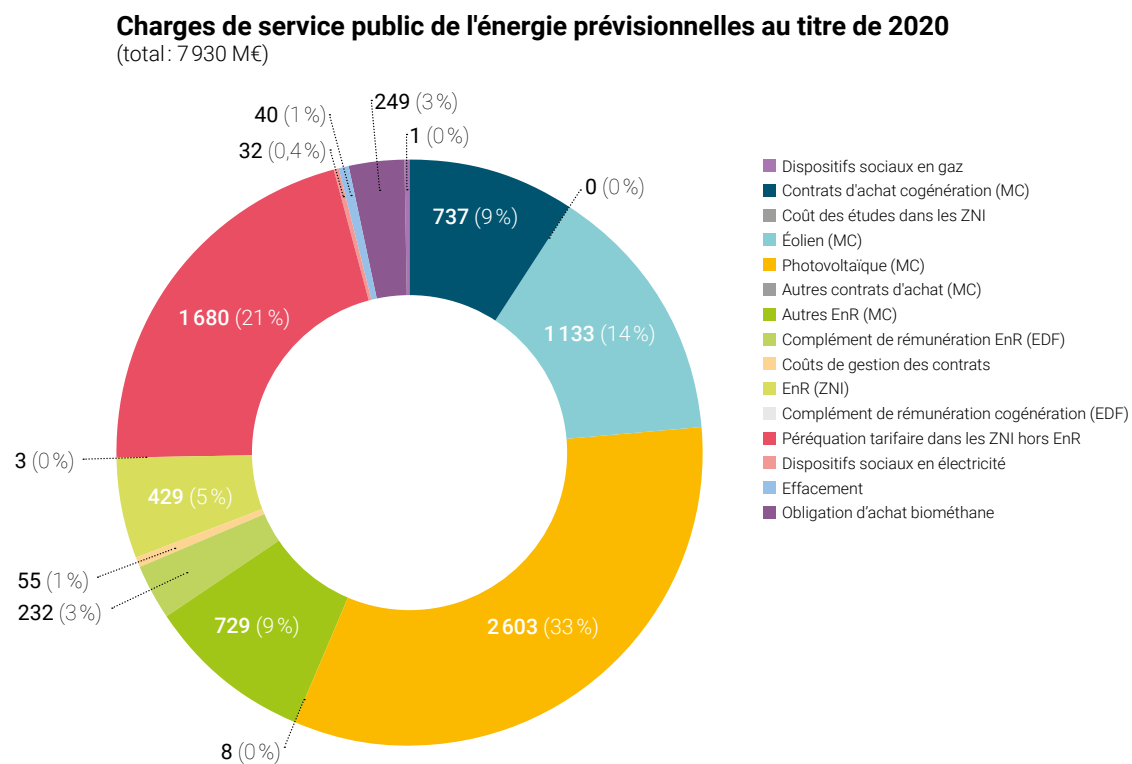
(hors Saint-Pierre et Miquelon, îles bretonnes et Wallis et Futuna)

(hors Saint-Pierre et Miquelon, îles bretonnes et Wallis et Futuna)



Un mix électrique encore très carboné en 2018





Parc éolien de Sainte-Rose en Guadeloupe. © CRE

OLIVIER SERVA, DÉPUTÉ DE GUADELOUPE



M. le député, vous êtes président de la délégation aux outre-mer de l'Assemblée nationale.

Quels sont pour vous les enjeux communs des territoires d'outre-mer à intégrer dans les (futurs) PPE ?

Les effets de la crise sanitaire provoquée par la pandémie mondiale de Covid-19 sur l'environnement rappellent la nécessité de lutter contre le changement climatique en infléchissant de manière sensible les activités humaines nocives. Ce mouvement passe par l'accroissement de la démarche d'autonomie énergétique des territoires d'outre-mer. Malgré l'ambition qui est portée par et pour nos territoires, je constate que des efforts supplémentaires doivent être déployés afin d'atteindre une économie décarbonée pour la préservation de notre environnement et diversifier plus encore le mix énergétique, notamment compte tenu de la multitude des énergies renouvelables disponibles en outre-mer. En conséquence, un soutien plus poussé aux énergies renouvelables (notamment thermiques et biomasse), et une baisse de la consommation d'énergie primaire fossile devront être prioritaires. De plus, le développement des véhicules électriques et des dispositifs de recharge constituent également un enjeu crucial afin de parvenir à une autonomie énergétique dans les outre-mer en 2030.

Pour les transports, le véhicule électrique apparaît comme une solution si le mix électrique est suffisamment décarboné.

En tant que membre de la Commission des finances de l'Assemblée nationale, quels sont les éventuels impacts sur le financement des collectivités territoriales ?

La multiplication des véhicules

électriques au sein des territoires ultramarins constitue un véritable enjeu.

En Guadeloupe, l'objectif d'autonomie énergétique à 2030 imposé par la loi de transition énergétique pour la croissance verte du 17 août 2015 suppose de réduire la dépendance énergétique (94 %) aux combustibles fossiles importés. En 2018, ces importations de produits pétroliers, charbon et gaz ont coûté 454 millions d'euros (5 % du PIB) au territoire pour fonctionner. Dans le même temps, ces importations génèrent chaque année près de 130 millions d'euros de recettes fiscales (octroi de mer, octroi de mer région et taxe spéciale sur les carburants) qui alimentent directement le budget des collectivités locales.

La transition écologique conduira donc forcément à une baisse des recettes fiscales pour les collectivités territoriales ultramarines, notamment celles issues de la taxe spéciale sur les carburants (TSC).

La taxe spéciale de consommation sur les carburants a été créée dans les DOM par une loi du 31 décembre 1951 pour contribution complémentaire pour l'équipement du réseau routier en lieu et place de la taxe intérieure sur les produits pétroliers qui s'applique en métropole.

L'augmentation du taux de pénétration de véhicules électriques sur les territoires, notamment sur celui de la Guadeloupe, impliquera donc forcément la nécessité de doter les collectivités locales de nouvelles ressources en substitution des recettes locales qui seront amenées à fortement diminuer. Il s'agit là d'un travail de concertation nécessaire qui doit être mené avec les pouvoirs publics et les représentants des collectivités territoriales, en étroite collaboration avec les parlementaires ultramarins.

En tant que député de la Guadeloupe, avez-vous des points prioritaires pour sa stratégie énergétique ?

Cette révision doit tenir compte de l'objectif législatif d'autonomie énergétique fixé à 2030 pour la Guadeloupe. Le travail du conseil régional de la Guadeloupe, dont je suis membre en tant que président de la Commission du développement économique, vise donc à garantir une politique ambitieuse en matière de développement durable à travers, d'une part, une maîtrise de la demande énergétique et, d'autre part, l'essor durable des énergies renouvelables dans une perspective d'autonomie énergétique. C'est la raison pour laquelle, sur la méthode, la procédure d'élaboration de la PPE doit continuer de s'appuyer sur un travail conjoint et

un copilotage par la Région et l'État, comme le prévoit la loi de transition énergétique pour la croissance verte. En cohérence avec le positionnement de l'État dans le cadre du processus d'élaboration, comme priorités stratégiques, l'ensemble des dispositions et objectifs prévus dans le projet de PPE révisée doit donc être le fruit d'un travail de coconstruction entre l'État, la Région et les acteurs économiques présents sur le territoire.

Sur le fond, il faudra en améliorer le contenu, garantir la concrétisation de la trajectoire de transition énergétique qui s'impose à la Guadeloupe et veiller à optimiser son impact sur l'évolution des charges de service public de l'énergie. Parmi les points prioritaires, il est important de mettre en exergue la maîtrise et la baisse de la consommation d'électricité, qui reste un objectif ambitieux mais atteignable.

En matière d'énergies renouvelables, l'objectif est d'atteindre 50 % d'EnR dans la consommation finale d'ici à 2020.

Enfin, la Région a pour objectif d'atteindre 30 % de véhicules électriques dans le parc auto local d'ici à 2030.

D'autres secteurs seront également à privilégier, tels que la valorisation énergétique de la biomasse et des déchets.

Et ce, d'autant qu'en contexte insulaire, la transition énergétique impacte directement l'économie, l'emploi et le financement de l'action publique locale. Enfin, la crise sanitaire majeure que nous traversons, qui impacte particulièrement l'économie insulaire fragile de la Guadeloupe, demande d'anticiper les stratégies qui permettront à la fois une reprise des activités et une réduction de la dépendance du territoire à tous les niveaux.

La PPE fait partie des plans et des programmes permettant de valoriser en priorité les atouts du territoire pour en accroître la résilience aux divers aléas qui peuvent l'impacter, comme l'histoire récente nous l'a montré : phénomènes naturels extrêmes, ruptures d'approvisionnement induites par le contexte social ou économique national ou mondial, crises sanitaires...

Les orientations et les objectifs inscrits dans la PPE révisée ont certes un coût. Il s'agit aujourd'hui de l'assumer pour à la fois répondre aux exigences réglementaires de transition énergétique prises par la France en cohérence avec ses engagements internationaux en faveur du climat et pour permettre à la Guadeloupe de s'adapter au monde décarboné qui s'annonce.

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 européenne (UE) 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).

■ 3X20

Voir Paquet énergie-climat.

■ 4^e PAQUET ÉNERGIE

Publié par la Commission européenne le 30 novembre 2016, le paquet « Une énergie propre pour tous les européens » vise la mise en œuvre de l'union de l'énergie en vue d'encourager l'efficacité énergétique, parvenir au premier rang mondial dans le domaine des énergies renouvelables ou encore renforcer le pouvoir des consommateurs. Ce paquet est composé de sept textes législatifs et réglementaires, et de communications. Il comprend la révision des directives Efficacité énergétique et Performance énergétique des bâtiments (directive [UE] 2018/844), la révision de la directive Énergies renouvelables (directive [UE] 2018/2001) et la révision des textes régissant l'organisation du marché de l'électricité comprenant la directive relative aux règles communes régissant le marché de l'électricité (directive [UE] 2019/944), la révision de deux règlements sur le marché de l'électricité (règlement [UE] 2019/943) et relatif à l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (règlement [UE] 2019/942) et un nouveau règlement (UE) 2019/941 sur la préparation aux risques dans le secteur de l'électricité. Enfin, il comprend un nouveau règlement (UE) 2018/1999 relatif à la gouvernance de l'union de l'énergie, instaurant l'obligation de plans nationaux énergie climat sur la période 2020-2030.

■ 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 réseaux 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'énergie 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 de 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 quinze 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. La loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat permet au gouvernement de relever par décret ce plafond à 150 TWh.

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 et 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 les utilisateurs de ces réseaux.

En France, GRTgaz et RTE sont certifiés sous le modèle « gestionnaire de réseau 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 l'énergie 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 des 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 naturel 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 (FA)

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

Le Réseau de transport d'électricité (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 (réserve primaire et

réserve secondaire) et le mécanisme d'ajustement (réserve tertiaire). La réserve primaire et la réserve 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 qui permet de résoudre les déséquilibres du type « production inférieure à la consommation », il rémunère l'acteur qui a proposé cette offre. *A contrario*, lorsque RTE active une offre d'ajustement à la baisse, il perçoit de l'acteur le prix de l'offre, l'acteur achetant à RTE l'énergie qu'il aurait dû produire lui-même pour rééquilibrer son portefeuille. Les charges et les 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 pourcentage, des énergies primaires dans la consommation d'un pays.

■ OBLIGATION D'ACHAT

Dispositif législatif et réglementaire obligeant EDF, les entreprises locales de distribution (ELD) et les organismes agréés mentionnés à l'article L. 314-6-1 du code de l'énergie à acheter l'électricité produite par certaines filières de production (éolien, photovoltaïque, biomasse, etc.) 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'UE et au renforcement de sa sécurité énergétique et de sa compétitivité grâce au développement des sources d'énergie renouvelables. Il est communément associé à l'objectif « 3x20 d'ici à 2020 » : l'accroissement du recours aux énergies renouvelables à 20 % de la consommation d'énergie primaire de l'UE, 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 à 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 à améliorer de 32,5 % l'efficacité énergétique de l'UE d'ici 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 existait 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 est inspirée 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'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 mesures, 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 des services lui permettant de connaître sa consommation personnelle, et donc d'agir sur elle.

■ SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT

Capacité du système électrique et du système 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 sur les réseaux, les utilisateurs doivent payer aux gestionnaires de réseaux de transport et de distribution un tarif d'utilisation. 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 des réseaux dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau 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'UE. 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.

La loi énergie-climat du 8 novembre 2019 prévoit la suppression des TRV du gaz naturel au 30 juin 2023 et le maintien des TRV d'électricité pour les seuls consommateurs résidentiels et les microentreprises.

■ TERMINAL MÉTHANIER

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

SIGLES

ACER

Agence de coopération
des régulateurs de l'énergie
« Agency for the Cooperation
of Energy Regulators »

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
(Corse, Guadeloupe, Réunion,
Mayotte, Martinique, Guyane,
Saint-Pierre-et-Miquelon,
Saint-Barthélemy, Saint-Martin,
Wallis et Futuna, les îles d'Ouessant,
Molène, Sein et Chausey)

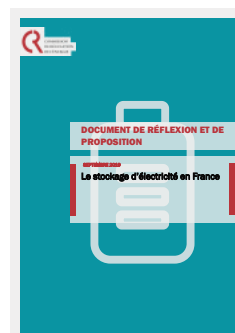
LES RAPPORTS DE LA CRE



RAPPORT SUR LES ORIENTATIONS DE LA CRE SUR LA PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE DE MAYOTTE



RAPPORT SUR LES COÛTS ET LA RENTABILITÉ DE LA PETITE HYDROÉLECTRICITÉ EN MÉTROPOLITAINNE CONTINENTALE



RAPPORT SUR LE STOCKAGE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE



RAPPORT DE SURVEILLANCE PORTANT SUR LE FONCTIONNEMENT DES MARCHÉS DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ NATUREL EN 2018



RAPPORT ANNUEL DE L'ACTIVITÉ JURIDIQUE EN 2018



RAPPORT SUR L'ÉTAT DES LIEUX DES MARCHÉS DE DÉTAIL DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ NATUREL EN 2017



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



RAPPORT SUR LE COÛT ET LA RENTABILITÉ DU GRAND PHOTOVOLTAÏQUE EN MÉTROPOLITAINNE CONTINENTALE



RAPPORT 2017-2018 SUR LE RESPECT DES CODES DE BONNE CONDUITE ET L'INDÉPENDANCE DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX D'ÉLECTRICITÉ ET DE GAZ NATUREL

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 : **www.cre.fr**

Vous pouvez suivre l'actualité de la CRE grâce au compte Twitter **[@cre_energie](https://twitter.com/cre_energie)**

Direction de la communication de la CRE

Conception graphique et réalisation :
Agence Bastille

Crédits photo :
CRE : Enedis (© Laporte Thierry, Goldstein Julien, Abib Lahcène), RTE, GRTgaz
Istock : © zhongguo, Oleksandr, pedrosala, Jules_Kitano, Bim, Halfpoint, Kamisoka, 3alex, Naeblys

Impression :
Imprimerie Chauveau

Fin de rédaction des textes en avril 2020
Achévé d'imprimer en juin 2020
ISSN : 1771-3188





**RÉPUBLIQUE
FRANÇAISE**

*Liberté
Égalité
Fraternité*



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