



RAPPORT

JUIN 2019

Activité juridique de la CRE en 2018

RAPPORT

JUIN 2019

Activité juridique de la CRE
en 2018



ÉDITORIAL

“ *Le secteur de l'énergie est assis sur un droit en constante évolution.* ”



Si chaque service de la CRE, chaque collaborateur a à cœur de respecter le droit et de le faire respecter, cette tâche revient principalement à la direction des affaires juridiques. Alors, qu'il me soit permis dans cet éditorial, dans ce premier rapport que j'ai souhaité, de saluer publiquement Alexandra Bonhomme, Directrice des affaires juridiques, et ses collaborateurs.

Ils assurent, outre le secrétariat du collège et la publication de notre lettre d'information « L'énergie du droit », la qualité et la rigueur des délibérations, le fonctionnement du CoRDIS, la défense des décisions de la CRE. Leurs travaux placés sous le contrôle du Conseil d'État et de la Cour de cassation apportent aux services du Parlement, des acteurs de l'énergie et parfois du gouvernement, une expertise qui permet de faire progresser le droit de l'énergie, en tout cas sa compréhension. Pour cette contribution, qu'ils en soient remerciés.

Le secteur de l'énergie (production, transport, distribution, consommation), du fait de sa mutation incroyable due à la technique, à la concurrence, aux transformations de nos sociétés et à la nécessité de lutter contre le changement climatique, est assis sur un droit en constante évolution. C'est également un secteur intégré au sein de l'Union européenne. Nous sommes partenaires, acteurs, bâtisseurs de l'Europe de l'énergie, véritable réalité qui garantit notamment la sécurité de l'approvisionnement de notre pays.

Porter un regard attentif sur les questions du droit de l'énergie, c'est nécessairement faire émerger un sentiment en faveur de la construction européenne. C'est en tout cas une conviction forte que je souhaite faire partager.

Bonne lecture à tous.

Jean-François CARENCIO
Président de la CRE

INTRODUCTION

Le secteur de l'énergie a connu ces dernières années des évolutions majeures tant dans le fonctionnement des marchés, avec l'apparition de nouveaux usages et de nouveaux acteurs, que dans la production et la fourniture d'énergie, soumises à de nouvelles obligations et attentes de la société.

Si le droit doit s'adapter afin d'accompagner ces évolutions, il est aussi à la source de transformations du secteur.

L'activité juridique au sein de la Commission de régulation de l'énergie (ci-après, « la CRE ») illustre l'importance croissante du droit européen et national dans le secteur de l'énergie, confronté tant à une inflation législative et réglementaire que contentieuse.

Au sein de la CRE, la Direction des affaires juridiques (ci-après, « la DAJ ») a pour mission principale de veiller à la sécurité et à la régularité juridique des délibérations du collège de la CRE. Elle assure également l'instruction des règlements de différends soumis au comité de règlement des différends et des sanctions (ci-après, « le CoRDIS ») et suit les recours contentieux formés contre les décisions des deux organes collégiaux de la CRE.

L'activité juridique de la CRE s'enrichit des travaux réalisés avec les directions juridiques des autres régulateurs nationaux et européens. Cette concertation assure une plus grande harmonisation de l'activité des régulateurs nationaux. Au niveau européen, la contribution active de la DAJ aux travaux du CEER et de l'ACER permet de porter la vision nationale de la construction du marché européen de l'énergie.

La part toujours plus importante des questions juridiques relatives au développement des ENR, la hausse du nombre d'opérateurs sur les marchés, la complexification des enjeux relatifs aux missions des opérateurs de réseaux et d'infrastructures ainsi que l'augmentation du nombre de contentieux sont autant d'éléments qui ont marqué l'activité juridique de la CRE en 2018, conduisant la DAJ de la CRE à se réorganiser pour gagner en agilité.

L'année 2018 a été marquée par les premières décisions de sanction adoptées par le CoRDIS, ce qui constitue un tournant dans la pratique de la régulation sectorielle. Fort de l'exercice de ses pleines compétences, le CoRDIS apporte ainsi plus de poids à son action, mais aussi à celle de la CRE prise dans son entièreté.

L'activité juridique de la CRE s'exerce également au travers de la construction d'une doctrine du droit de l'énergie, par l'inscription dans le temps de positions robustes du régulateur mais aussi par un effort de clarification des textes adoptés par la CRE. La CRE participe aussi à une meilleure information des acteurs sur l'actualité de la régulation de l'énergie au travers d'une veille juridique sectorielle.

Cette veille juridique mensuelle, « L'énergie du droit », lancée en décembre 2017 sur le blog de la CRE, rencontre un vrai succès dans le secteur et permet à l'ensemble des intéressés (notamment les entreprises, avocats, associations de consommateurs, personnes publiques et étudiants) de se tenir informés des principales décisions du collège et du comité mais également de l'actualité des autres autorités de régulation ainsi que de la jurisprudence des juridictions nationales et européennes relatives à l'énergie.

Ce premier rapport contribue au projet de construction d'une doctrine du régulateur tout en présentant l'activité juridique de la CRE. Il reprend notamment les indicateurs permettant de suivre l'activité du collège et du CoRDIS, ainsi que les contentieux.

Ce rapport approfondit quatre dossiers thématiques qui ont marqué l'activité juridique de la CRE et qui illustrent la complexification du droit du secteur :

- **La prestation de gestion de clients en contrat unique (appelée par abus de langage « le commissionnement »)**

Sujet de nombreux contentieux depuis une dizaine d'années, la question de la nature et de la rémunération des prestations de gestion de clients en contrat unique effectuées par les fournisseurs pour le compte du gestionnaire de réseau de distribution, trouve progressivement des réponses à la suite de l'introduction de nouvelles dispositions dans le code de l'énergie et de plusieurs décisions de la CRE.

- **La certification des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité et de gaz naturel**

La CRE a été amenée à réexaminer la certification de plusieurs gestionnaires de réseaux de transport d'électricité et de gaz naturel depuis 2017 et a adapté ses méthodes pour répondre aux nouveaux enjeux soulevés par l'entrée d'acteurs financiers dans l'actionnariat des gestionnaires de réseaux de transport français.

- **Les ZNI**

Les zones non interconnectées « ZNI » se sont fixées des objectifs ambitieux de transition énergétique. La péréquation territoriale, illustration de la solidarité nationale, prévoit que les surcoûts de production d'électricité dans ces territoires sont compensés au titre des charges de service public. Dans ce contexte particulier et dans un objectif de maîtrise des dépenses publiques, la CRE met en œuvre un mode de régulation dynamique fondé sur le recours au droit souple et sur l'appréciation *ex ante* des contrats conclus entre les fournisseurs historiques et les entreprises du secteur.

- **Le CoRDIS**

Après plus de dix ans d'activité, le comité de règlement des différends et des sanctions de la CRE continue de préciser son domaine de compétences au gré des affaires portées devant lui en matière de règlement de différends.

Ces quatre dossiers thématiques ne reflètent pas l'exhaustivité de l'actualité juridique de l'année 2018. D'autres sujets juridiques ont également marqué l'activité de la CRE, comme la question du périmètre du monopole des gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité ou encore le contentieux de masse relatif à la contribution au service public de l'électricité.

SOMMAIRE

- 7** PARTIE 1 : PRÉSENTATION DE L'ACTIVITÉ JURIDIQUE DE LA CRE
- 8** 1. L'ORGANISATION DE LA DIRECTION DES AFFAIRES JURIDIQUES
- 9** 2. STATISTIQUES DU COLLEGE ET DU CORDIS EN 2018
 - 9** 2.1 Activité du collège
 - 10** 2.2 Activité du CoRDIS (règlement des différends et sanctions)
- 11** 3. STATISTIQUES CONTENTIEUSES DE LA CRE EN 2018
 - 11** 3.1 Recours devant les juridictions administratives
 - 13** 3.2 Recours contre les décisions du CoRDIS
- 14** 4. L'ACTIVITÉ DE LA CRE SOUS LE CONTRÔLE DU JUGE

- 17** PARTIE 2 : LES GRANDS DOSSIERS
- 18** 1. LA RÉGULATION DES PRESTATIONS DE GESTION DE CLIENTS EN CONTRAT UNIQUE
 - 22** 1.1 Les responsabilités respectives du fournisseur et du distributeur dans le cadre du contrat unique
 - 24** 1.2 La rémunération des prestations de gestion de clientèle
- 29** 2. LA CERTIFICATION DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ ET DE GAZ NATUREL : NOUVELLE PROCÉDURE « SIMPLIFIÉE » ET NOUVEAUX ENJEUX
 - 29** 2.1 La procédure de certification : une compétence partagée entre la CRE et la Commission européenne
 - 35** 2.2 Les nouveaux enjeux associés à la certification des GRT
- 37** 3. LA RÉGULATION DYNAMIQUE DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE DANS LES ZNI
 - 38** 3.1 L'organisation particulière des systèmes électriques dans les ZNI
 - 40** 3.2 La régulation au service d'une transition énergétique à moindre coût dans les ZNI
- 44** 4. LA COMPÉTENCE DU CORDIS EN MATIÈRE DE RÈGLEMENT DE DIFFÉRENDS

- 47** PARTIE 3 : PRINCIPALES DÉCISIONS ET DÉLIBÉRATIONS
- 48** 1. SYNTHÈSES DES PRINCIPALES DÉLIBÉRATIONS DU COLLÈGE EN 2018
- 53** 2. SYNTHÈSES DES PRINCIPALES DÉCISIONS CONTENTIEUSES EN 2018 CONCERNANT L'ACTIVITÉ DU COLLÈGE
- 57** 3. SYNTHÈSES DES PRINCIPALES DÉCISIONS DU CORDIS EN 2018
- 61** 4. SYNTHÈSES DES PRINCIPALES DÉCISIONS CONTENTIEUSES EN 2018 CONCERNANT L'ACTIVITÉ DU CORDIS



- 1. L'ORGANISATION DE LA DIRECTION DES AFFAIRES JURIDIQUES**
- 2. STATISTIQUES DU COLLÈGE ET DU CORDIS EN 2018**
- 3. STATISTIQUES CONTENTIEUSES DE LA CRE EN 2018**
- 4. L'ACTIVITÉ DE LA CRE SOUS LE CONTRÔLE DU JUGE**

PARTIE 1

PRÉSENTATION DE L'ACTIVITÉ JURIDIQUE DE LA CRE

La DAJ a pour mission principale de veiller à la sécurité et à la régularité juridique des décisions du collège de la CRE.

Sous l'autorité du Président du CoRDIS, elle assure l'instruction des règlements de différends soumis au comité.

Elle est par ailleurs en charge de la définition de la stratégie contentieuse, de l'instruction des recours et de la défense des décisions des deux organes collégiaux de la CRE. Elle fournit également un appui juridique dans le cadre des procédures de sanctions.

CHIFFRES-CLÉS

EN 2018



276

délibérations du collège



15

consultations publiques



10

décisions du CoRDIS

AU SEIN DE LA DAJ AU 1^{ER} MAI 2019



21

collaborateurs



4

départements

1. L'ORGANISATION DE LA DIRECTION DES AFFAIRES JURIDIQUES

Le renforcement des compétences de la CRE depuis 2013 et la démultiplication des contentieux ces dernières années ont conduit à augmenter les effectifs de la DAJ de manière significative. La direction compte ainsi une vingtaine d'avocats et de juristes aux expériences professionnelles diversifiées.

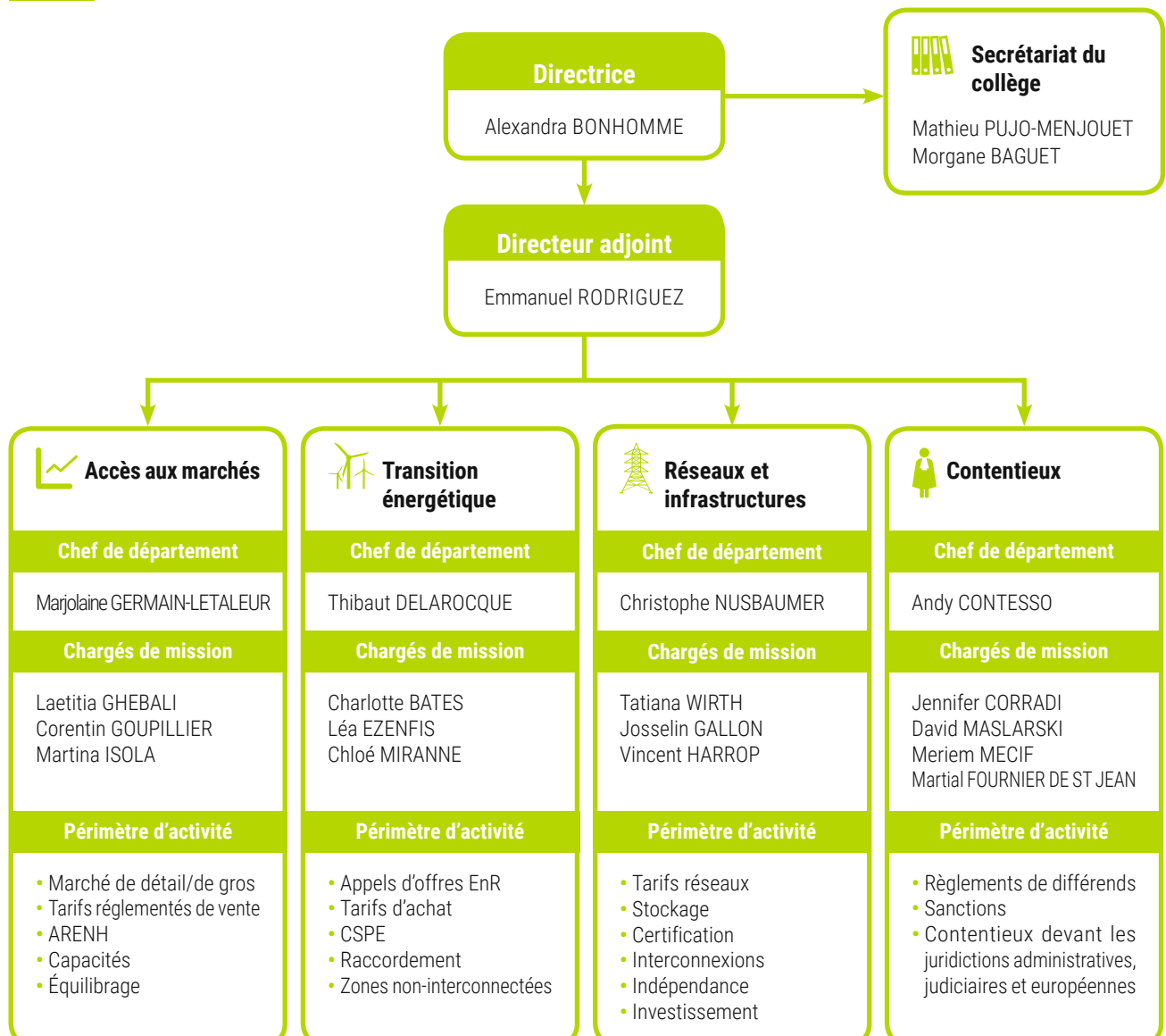
L'organisation de la DAJ a par ailleurs été redéfinie courant de l'année 2018. Cette nouvelle organisation permet de piloter au plus près les sujets et les calendriers associés mais aussi de renforcer l'équipe managériale.

La DAJ de la CRE est désormais organisée en quatre départements qui répondent aux problématiques du secteur de l'énergie d'aujourd'hui :

- Réseaux et infrastructures ;
- Accès aux marchés ;
- Transition énergétique ;
- Contentieux.

Cette réorganisation permet notamment d'isoler l'activité contentieuse pour la décorrélérer du calendrier de l'activité régulatoire.

Figure 1 Organigramme au 1^{er} mai 2019



2. STATISTIQUES DU COLLÈGE ET DU CORDIS EN 2018

2.1. Activité du collège

Par ses décisions, le collège de la CRE définit les grandes orientations et adopte les décisions et avis permettant de concourir au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel au bénéfice du consommateur final. Ses délibérations la conduisent notamment à réguler les réseaux de gaz naturel et d'électricité, à veiller à la bonne information des consommateurs, à mettre en œuvre les dispositifs de soutien aux énergies renouvelables en instruisant les appels d'offres et à participer à la construction du marché intérieur de l'énergie.

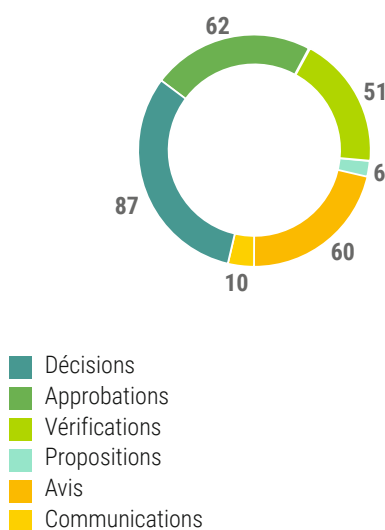
Le nombre de décisions du collège a augmenté de plus de 50 % depuis 2013 (182 délibérations). Cette évolution s'explique notamment par la hausse du nombre de compétences et missions – environ 70 – conférées par les différents textes européens et nationaux à la CRE depuis 2013.

En 2018, le collège a été amené à se prononcer notamment sur les modalités de commercialisation des capacités de stockage de gaz naturel, le TURPE, les tarifs réglementés de vente d'électricité et de gaz naturel, et le fonctionnement de la zone de marché unique du gaz en France. Pour plus d'éléments s'agissant des principales délibérations de la CRE, voir les synthèses page 48.

EN 2018, LE COLLÈGE DE LA CRE

s'est réuni **66** fois ;
a adopté **276** délibérations et
15 consultations publiques ;
a auditionné **92** acteurs du marché.

Figure 2 Délibérations du collège en 2018



2.2. Activité du CoRDIS (règlement des différends et des sanctions)

Les quatre membres titulaires qui composent le comité de règlement des différends et des sanctions sont deux conseillers d'État et deux conseillers à la Cour de cassation. Ils sont notamment chargés de régler les différends portant sur l'accès aux réseaux publics d'électricité et de gaz naturel et leur utilisation entre gestionnaires de réseaux et utilisateurs¹, et de sanctionner les infractions au code de l'énergie².

Depuis la loi n° 2013-312 du 15 avril 2013, le comité comprend quatre membres suppléants désignés selon les mêmes règles que les membres titulaires.

La fin de l'année 2018 et le premier trimestre de 2019 ont été marqués par la nomination d'un nouveau Président du comité, Monsieur Thierry TUOT et de deux nouveaux membres titulaires, Madame Hélène VESTUR et Monsieur Henri de LAROSIERE de CHAMPFEU qui succèdent respectivement à Monsieur le Président Bruno LASSERRE, Madame Marie-Laure DENIS et Monsieur Claude GRELLIER.

En 2018, le CoRDIS a notamment tranché des litiges relatifs aux contrats d'acheminement sur le réseau de distribution de gaz naturel, à la conclusion d'un contrat de prestations de gestion de clientèle en contrat unique en électricité, ou encore aux conditions de raccordement d'un projet d'installation photovoltaïque au réseau public de distribution d'électricité.

En outre, le CoRDIS a prononcé ses deux premières sanctions pour non-respect d'une de ses décisions (contre la société Enedis) et infraction au règlement REMIT (contre la société Vitol).

Pour plus d'éléments s'agissant des principales décisions du CoRDIS, voir les synthèses page 57.

¹ Les différends qui entrent dans la compétence du CoRDIS sont listés à l'article L. 134-19 du code de l'énergie.

² Articles L. 134-25 à L. 134-34 du code de l'énergie

Figure 3 Activité du CoRDIS

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Total
Saisines	15	13	260*	34	19	36	16	23	13	11	440
Décisions collégiales	7	9	31	122*	59	20	18	12	12	10 (dont 2 sanctions)	300
Désistements	1	1	1	22	5	0	38	7	12	1	88
Décision d'incompétence	5	2	3	1	2	1	0	7	2	1	24

* Cette forte augmentation du nombre (i) de saisines du CoRDIS en 2011 et (ii) de décisions du CoRDIS en 2012 était liée au moratoire sur le bénéfice de l'obligation d'achat pour les installations photovoltaïques.

3. STATISTIQUES CONTENTIEUSES DE LA CRE EN 2018

3.1. Recours devant les juridictions administratives

Les recours liés à l'activité de la CRE relèvent de la compétence de différentes juridictions administratives selon les domaines concernés : le Conseil d'État, les tribunaux administratifs et les cours administratives d'appel. Le contentieux est important avec des effets de séries de recours, notamment s'agissant des missions qui ne relèvent pas à proprement parler de la régulation telles que les demandes de remboursement de CSPE et, jusqu'au 22 février 2016³, les recours des candidats aux appels d'offres pour le développement des énergies renouvelables.

Il convient en outre de distinguer les recours contre les décisions de sanction du CoRDIS, les recours contre les décisions du collège de la CRE et les recours contre les décisions prises par le ministre après avis ou proposition de la CRE.

Le Conseil d'État est compétent pour connaître en premier et dernier ressort des recours dirigés contre les délibérations prises par le collège au titre de ses missions de régulation ou de contrôle ainsi que des recours dirigés contre des actes réglementaires des ministres pour lesquels la CRE a rendu un avis et émis une proposition. Les recours contre les décisions des tribunaux administratifs jugeant des actes non réglementaires du ministre ou des autres délibérations du collège peuvent aussi être jugés en dernier ressort devant le Conseil d'État.

En matière de sanctions, l'article L. 134-34 du code de l'énergie prévoit que les décisions du CoRDIS puissent faire l'objet d'un recours de pleine juridiction et d'une demande de sursis à exécution devant le Conseil d'État.

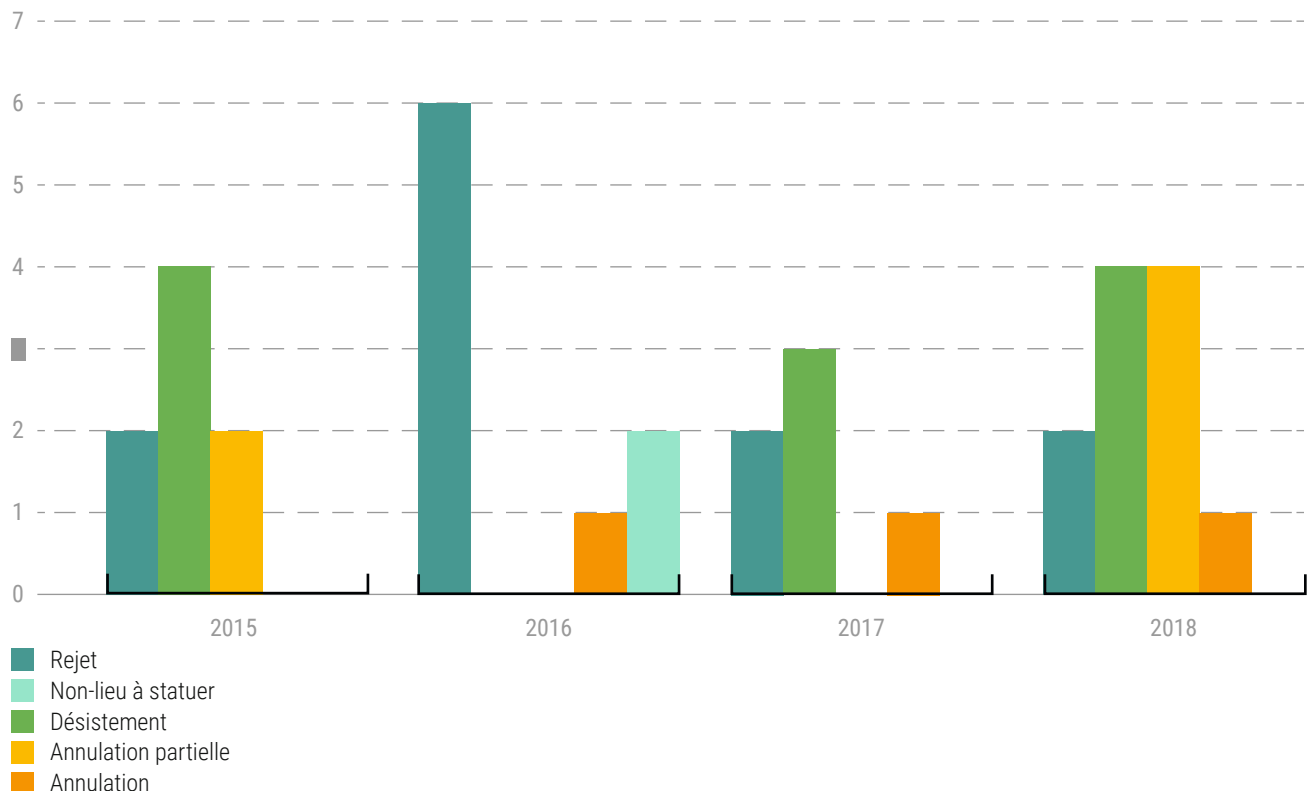
³ Décret n° 2016-170 du 18.02.2016 relatif à la procédure d'appel d'offres pour les installations de production d'électricité.

Figure 4 Nombre de recours contentieux déposés devant le Conseil d'État contre les décisions de la CRE et les décisions ministérielles

2010	3
2011	11
2012	15
2013	2
2014	27
2015	8
2016	5
2017	23
2018	14

Figure 5 Nombre de recours contentieux en cours d'instruction au 31 décembre 2018 contre les décisions de la CRE

Tribunal administratif de Paris	16.000 (CSPE) + 188 (CSPE-GO)
Cour administrative d'appel de Paris	5
Conseil d'État	22 (dont 5 contre des décisions ministérielles)

Figure 6 Nature des décisions rendues par le Conseil d'État relatives aux recours contre les décisions de la CRE

L'activité contentieuse de la CRE n'a cessé de progresser ces dernières années en raison d'une part de l'élargissement de ses compétences et d'autre part de la vitalité du secteur de l'énergie.

Les recours formés contre les décisions de la CRE sont structurants à la fois pour l'activité du régulateur ainsi que pour les acteurs du marché de l'énergie.

Une attention particulière est portée par les requérants sur les décisions relevant de la compétence tarifaire de la CRE. La plus grande part de l'activité contentieuse concerne ainsi les tarifs d'utilisation des réseaux d'énergie, la tarification des prestations annexes ou encore les modalités tarifaires d'accès aux réseaux avec notamment le traitement d'un contentieux topique lié à la tarification de la prestation de gestion de clientèle en contrat unique assurée par les fournisseurs pour le compte des gestionnaires de réseaux au profit du consommateur final. La compétence tarifaire de la CRE a également fait l'objet d'une question prioritaire de constitutionnalité en 2017 posée par un opérateur de réseau et rejetée par le juge⁴.

Le Conseil d'État a également été sollicité sur les tarifs réglementés de vente d'énergie (TRV). Les décisions rendues ont eu une incidence concrète sur l'existence de ces tarifs au regard du droit européen. Les TRV gaz naturel ont ainsi été supprimés pour l'avenir, et les TRV électricité ont vu leur cadre précisé.

En 2018, le Conseil d'État a confirmé une décision relative aux données de comptage et à la transmission de courbes de mesure⁵ et une décision en matière de certification des gestionnaires de réseaux de transport⁶.

Par ailleurs, le Conseil d'État a validé la décision relative au TURPE 5 sauf en ce qui concerne un point de la méthodologie permettant de déterminer le coût du capital investi⁷. Par une décision d'assemblée du 18 mai 2018, le Conseil d'État a admis la compatibilité des TRVE avec le droit européen tout en annulant partiellement les tarifs adoptés en 2017⁸. Cette solution a été confirmée par une décision du 3 octobre 2018⁹. En outre, le Conseil d'État a annulé partiellement une prestation annexe définie par la CRE relative à la pré-étude de raccordement¹⁰.

Enfin le Conseil d'État a jugé qu'une fraction minimale (7,42 %) de la CSPE acquittée au titre de l'année 2009 par la société requérante devait lui être restituée¹¹.

⁴ CE, 9^{ème} chambre, 28.07.2017, req. n° 411454

⁵ CE, 9^{ème} et 10^{ème} chambres réunies, 28.09.2018, req. n° 411454.

⁶ CE, 21.08.2018, req. n° 418126

⁷ CE, 9^{ème} et 10^{ème} chambres réunies, 09.03.2018, req. n° 407516.

⁸ CE, Ass., 18.05.2018, req. n° 413688.

⁹ CE, 03.10.2018, req. n° 403502.

¹⁰ CE, 26.04.2018, req. n° 404611.

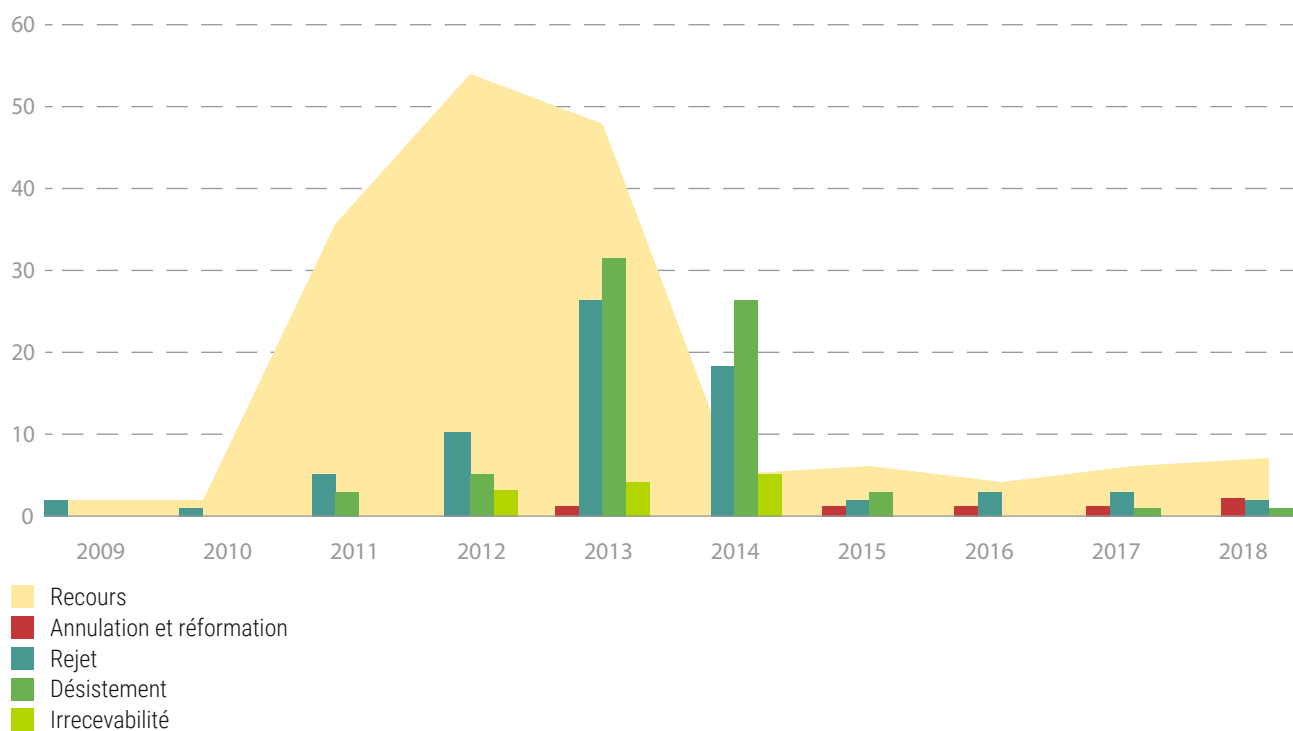
¹¹ CE, 9^{ème} et 10^{ème} chambres réunies, 03.12.2018, req. n° 399115.

3.2. Recours contre les décisions du CoRDIS

Les décisions du CoRDIS peuvent faire l'objet de recours devant les juridictions administratives ou judiciaires. Ainsi la cour d'appel de Paris est compétente pour connaître des recours contre les décisions et mesures conservatoires prises par le CoRDIS en matière de règlement de différends. L'article L. 134-21 du code de l'énergie précise que ces décisions « sont susceptibles de recours en annulation ou en réformation ».

L'exercice de sa compétence en matière de sanction par le CoRDIS devrait avoir une incidence sur l'activité contentieuse du régulateur. Les deux décisions de sanction¹² rendues en 2018 ont toutes deux fait l'objet d'un recours devant le Conseil d'État.

Figure 7 Synthèse des contentieux relatifs à l'activité du CoRDIS devant la cour d'appel de Paris



En 2009 et 2018, alors que 167 recours ont été enregistrés, la cour d'appel de Paris a annulé ou réformé seulement 6 décisions du CoRDIS. Dans le même temps, la cour d'appel a rejeté le recours présenté à 72 reprises. On notera enfin que, sur la période, 83 recours ont fait l'objet d'un désistement par les parties.

Depuis 2009, les arrêts de la cour d'appel de Paris relatifs à des décisions de règlement de différends du CoRDIS ont fait l'objet de 21 pourvois devant la Cour de cassation.

La Cour de cassation a rejeté à 8 reprises ces pourvois, 4 pourvois ont fait l'objet d'un désistement.

Les 6 arrêts de cassation concernaient des litiges relatifs au raccordement du réseau public de distribution d'électricité (affaires *Fibre excellence Tarascon*¹³ en 2012, *Folli*¹⁴ et *Corsosoleil*¹⁵ en 2015, *Panaco* en 2015¹⁶ et 2017¹⁷ et *Retzvolt*¹⁸ en 2016).

3 affaires sont encore pendantes devant la Cour de cassation.

En matière de sanction, 4 recours ont été enregistrés devant le Conseil d'État de 2009 à fin décembre 2018. Un arrêt de rejet a été rendu par le Conseil d'État en 2018, relatif à une décision de non-lieu à statuer sur une demande de sanction rendue par un membre désigné du CoRDIS en matière de raccordement et d'obligation d'achat¹⁹ (voir les synthèses page 61).

¹² CoRDIS, 11.06.2018, n° 03-40-16 et CoRDIS, 05.10.2018, n° 02-40-16

¹³ Cass. com., 12.06.2012, pourvoi n° 11-17.344.

¹⁴ Cass. com., 09.06.2015, pourvoi n° 14-16.979.

¹⁵ Cass. com., 09.06.2015, pourvoi n° 14-16.980.

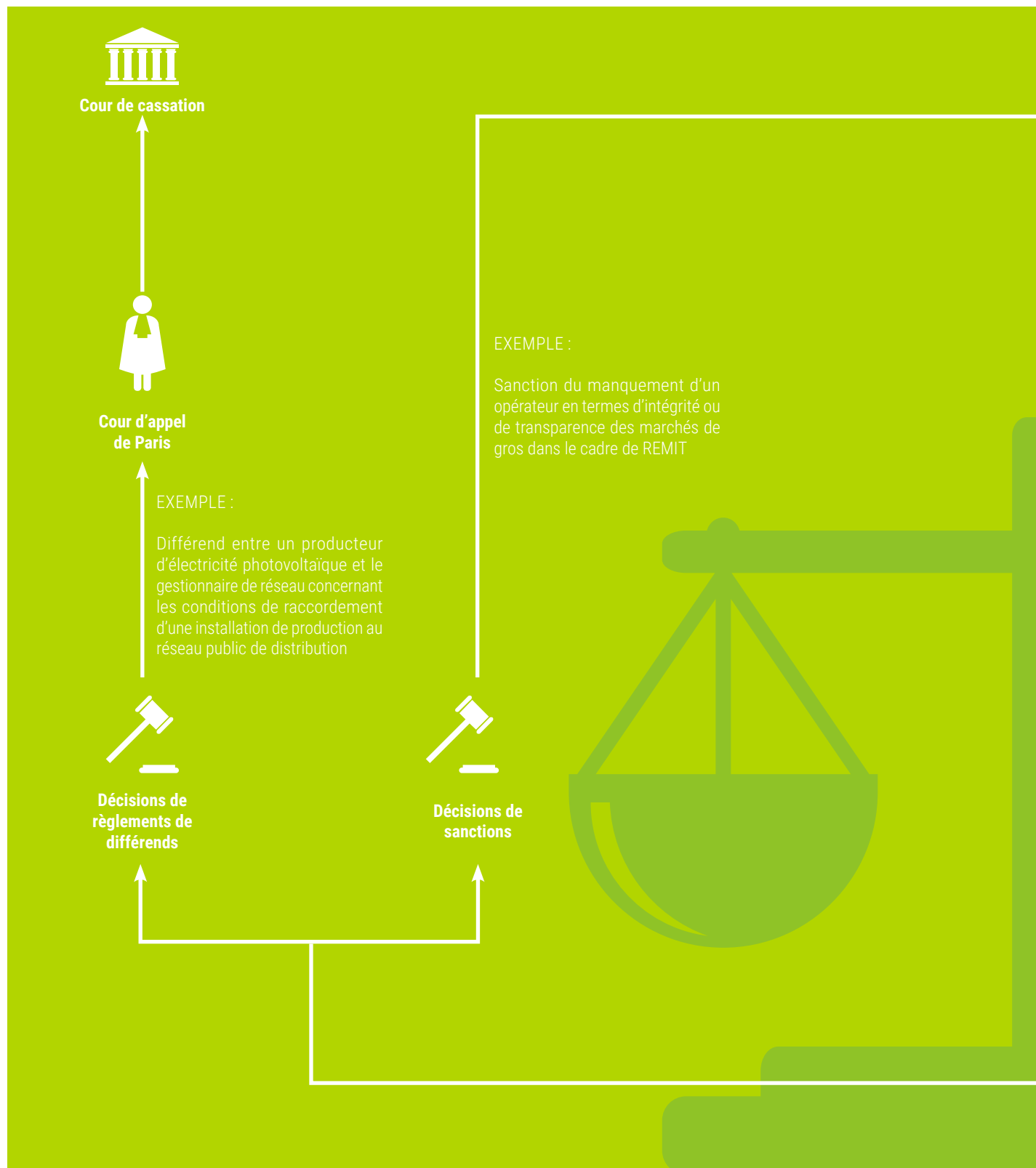
¹⁶ Cass. com., 27.05.2015, pourvoi n° 13-18.790.

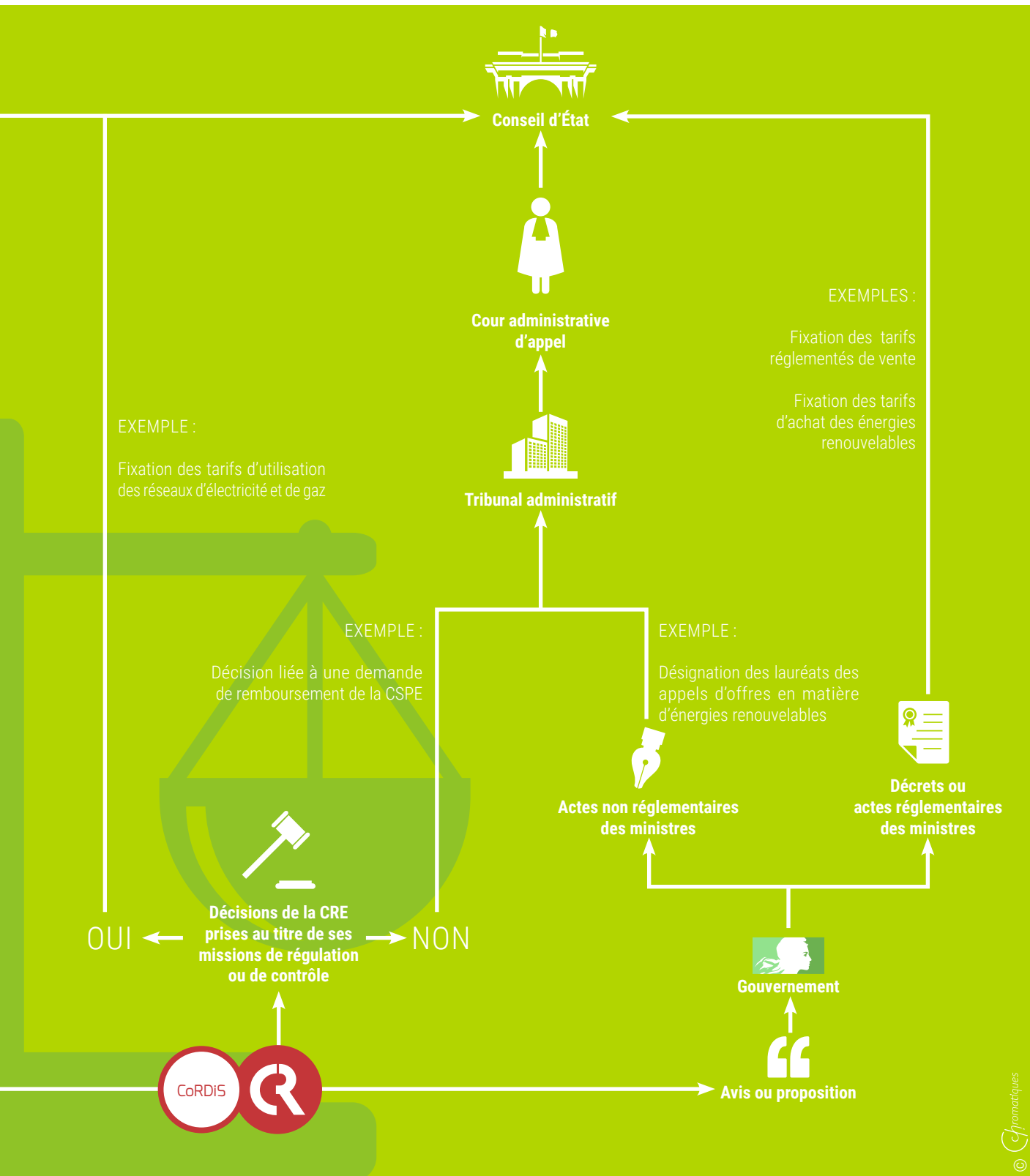
¹⁷ Cass. civ. 3, 15.06.2017, pourvoi n° 16-16.838.

¹⁸ Cass. com., 03.05.2016, pourvoi n° 14-25.830.

¹⁹ CE, 07.02.2018, req. n° 399683.

4. L'ACTIVITÉ DE LA CRE SOUS LE CONTRÔLE DU JUGE







- 1. LA RÉGULATION DES PRESTATIONS DE GESTION DE CLIENTS EN CONTRAT UNIQUE**
- 2. LA CERTIFICATION DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ ET DE GAZ NATUREL : NOUVELLE PROCÉDURE « SIMPLIFIÉE » ET NOUVEAUX ENJEUX**
- 3. LA RÉGULATION DYNAMIQUE DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE DANS LES ZNI**
- 4. LA COMPÉTENCE DU CORDIS EN MATIÈRE DE RÈGLEMENT DE DIFFÉRENDS**

PARTIE 2

LES GRANDS DOSSIERS



L'année 2018 a été marquée par des sujets structurants qui ont animé les travaux du collège et l'activité juridique de la CRE.

Par les nouveaux enjeux qu'ils posent, ils illustrent la complexification du droit de l'énergie et mettent en lumière l'importance de l'adaptabilité de la régulation.



1. LA RÉGULATION DES PRESTATIONS DE GESTION DE CLIENTS EN CONTRAT UNIQUE

La question des prestations de gestion de clientèle a émergé il y a près de dix ans. De nombreux litiges ont émaillé ce sujet inédit dans le secteur de l'énergie, dont il résulte une ramification complexe de décisions juridictionnelles et de dispositions législatives et réglementaires. Il est ainsi proposé de donner un éclairage sur cette thématique sibylline qui revêt des enjeux majeurs pour le bon fonctionnement des marchés.

Source d'interrogations et de contestations, les relations qu'entretiennent le gestionnaire de réseau de distribution (ci-après, « GRD ») et le fournisseur pour effectuer leurs activités auprès des clients finals à la suite de l'ouverture des marchés de l'énergie, ont été clarifiées à l'issue d'une série de contentieux apparus d'abord en électricité, puis en gaz naturel. Progressivement, les responsabilités respectives des opérateurs et les charges financières qui en découlent ont été clarifiées (1.1.).

Pour les mettre en œuvre, il a été nécessaire de créer un cadre dédié à la rémunération des prestations de gestion de clientèle liées à la distribution (1.2.).

Afin de mieux appréhender ces questions, il est proposé, à titre liminaire, de revenir brièvement sur la notion de « contrat unique »,

sur les schémas contractuels proposés dans les deux énergies, ainsi que sur le contenu des prestations de gestion de clientèle réalisées par les fournisseurs dans le cadre du contrat unique.

Qu'est-ce que le contrat unique ?

Le « contrat unique » représente une modalité pratique visant à faciliter l'ouverture du marché de l'énergie, tout en continuant d'assurer un haut degré de protection du consommateur final. Il s'agit d'un contrat conclu, par l'intermédiaire du fournisseur, entre celui-ci, le client final et le gestionnaire de réseau de distribution, qui porte à la fois sur la fourniture et la distribution d'électricité ou de gaz naturel.

Le contrat unique a été introduit par la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003²⁰, dont l'article 52 a modifié l'article 23 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000²¹, afin de prévoir que lorsqu'un fournisseur qui a conclu un contrat relatif à l'accès au réseau avec le GRD assure la fourniture exclusive d'un site de consommation, le consommateur concerné n'est pas tenu de conclure lui-même un contrat d'accès au réseau pour ce site. Il était ainsi question de permettre la conclusion, par les fournisseurs, des contrats d'accès aux réseaux pour le compte de leurs clients en offre de marché, comme dans le cadre des clients au tarif réglementé de vente (ci-après, « TRV »).

Par conséquent, seul le fournisseur conclut directement avec le GRD un contrat d'accès au réseau. Ce contrat (ou protocole) permet ensuite aux fournisseurs de proposer aux consommateurs des offres de marché et, pour le fournisseur historique, des offres au TRV.

Le « contrat unique » renvoie aujourd'hui principalement aux dispositions de l'article L. 224-8 (ancien article L. 121-92) du code de la consommation, qui ont fait obligation aux fournisseurs de proposer un tel contrat aux petits consommateurs, en étendant son application au marché du gaz naturel²². Le périmètre des consommateurs finals pour lesquels les fournisseurs ont l'obligation de proposer ce type de contrat a été progressivement élargi jusqu'à inclure la totalité des clients dont la puissance n'excède pas 36 kVA en électricité, ou la consommation ne dépasse pas 30 MWh par an en gaz naturel.

L'article L. 121-86 du code de la consommation, dans sa rédaction issue de la loi du 7 décembre 2006, visait les contrats souscrits entre un « consommateur » et un fournisseur, tandis que l'article 43 de cette même loi étendait l'obligation du fournisseur de proposer sa conclusion aux « consommateurs finals non domestiques » souscrivant une puissance électrique égale ou inférieure à 36 kVA, ou consommant moins de 30 MWh de gaz naturel par an. La loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010²³ (dite « loi NOME ») a par la suite complété l'article L. 121-86 afin d'y inclure les « non-professionnels » dont la puissance souscrite ou la consommation n'excédait pas les seuils susmentionnés.

Le périmètre encadrant l'obligation des fournisseurs de proposer un contrat unique est actuellement défini par l'article L. 224-1 du code de la consommation et par les articles L. 332-1 à L. 332-3 (pour l'électricité) et L. 442-1 à L. 442-3 (pour le gaz naturel) du code de l'énergie.

Par extension, les références au « contrat unique » renvoient à la fois au contrat prévu par le code de la consommation et au contrat de fourniture d'électricité au TRV, dès lors que, dans l'un et l'autre cas, le contrat du client final porte à la fois sur la fourniture et la distribution d'énergie et que le rôle d'intermédiaire entre le GRD et le client final est assuré par le fournisseur d'énergie.

“ Le « contrat unique » représente une modalité pratique visant à faciliter l'ouverture du marché de l'énergie, tout en continuant d'assurer un haut degré de protection du consommateur final.

²⁰ Loi n° 2003-8 du 03.01.2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie.

²¹ Loi n° 2000-108 du 10.02.2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité.

²² Loi n° 2006-1537 du 07.12.2006 relative au secteur de l'énergie, introduisant l'article L. 121-92 du code de la consommation, devenu article L. 224-8.

²³ Loi n° 2010-1488 du 07.12.2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité.

Les schémas contractuels types du contrat unique dans chaque énergie

En électricité

En application des dispositions de la loi du 10 février 2000, figurant désormais à l'article L. 111-92 du code de l'énergie, les GRD d'électricité concluent donc avec tout fournisseur qui le souhaite, un contrat relatif à l'accès au réseau pour l'exécution des contrats de fourniture conclus par ce fournisseur avec ses clients. Il s'agit ici d'une exigence similaire à celle prévue pour l'exécution des contrats de fourniture au TRV, aujourd'hui prévue à l'article L. 111-91 du code de l'énergie.

Le fournisseur et le GRD d'électricité sont ainsi liés par un contrat dénommé « gestionnaire de réseau de distribution – fournisseur » (ci-après, le « contrat GRD-F ») qui énonce leurs droits et devoirs en matière d'accès au réseau, d'utilisation de ce réseau et d'échange des données nécessaires, relativement aux points de livraison des clients raccordés au réseau de distribution.

La conclusion d'un tel contrat est une condition préalable pour tout fournisseur qui conclut un contrat unique avec un client se situant sur le territoire d'un GRD donné.

En application des dispositions de l'article L. 224-8 du code de la consommation, les stipulations du contrat GRD-F qui règlent les relations entre le fournisseur et le GRD doivent être reproduites en annexe du contrat unique du client. Pour ce faire, une « synthèse des dispositions générales relatives à l'accès et à l'utilisation du réseau public de distribution » est annexée au contrat de fourniture des clients en contrat unique et reprend l'ensemble des clauses du contrat GRD-F qui explicitent les engagements du GRD et du fournisseur vis-à-vis du client, ainsi que les obligations de ce dernier (voir Figure 8).

En gaz naturel

De la même manière en gaz naturel, les GRD doivent garantir un droit d'accès aux ouvrages de distribution aux clients ainsi qu'aux fournisseurs et à leurs mandataires, en application de l'article L. 111-97 du code de l'énergie.

Les conditions d'accès au réseau pour les fournisseurs sont définies par le contrat « distributeur de gaz – fournisseur » (ci-après, le « contrat CDG-F », anciennement dénommé « contrat d'acheminement sur le réseau de distribution » – « CAD »). Ce contrat définit les conditions d'acheminement et de livraison du gaz sur le réseau de distribution jusqu'au point de livraison du consommateur final.

En application de l'article L. 224-8 du code de la consommation, le contrat CDG-F détermine également les engagements des parties permettant la réalisation

de la distribution et de la fourniture du gaz pour les clients en contrat unique.

Les clients en contrat unique souscrivent, auprès de leur fournisseur, les « conditions de distribution » du GRD (anciennement dénommées « conditions standards de livraison » – « CSL »), qui sont annexées à leur contrat de fourniture. Elles reprennent les clauses du contrat CDG-F déterminant les engagements respectifs du distributeur et du fournisseur à l'égard du client, les obligations du client, ainsi que les clauses réglant les relations entre le fournisseur et le GRD dans le cadre de l'accès et de l'utilisation du réseau (voir Figure 8).

Antérieurement, les clients dont les sites étaient en relève mensuelle ou quotidienne et dont le débit maximum du compteur était supérieur à 100 m³/h, ou les clients qui souhaitaient disposer de prestations du GRD relatives à la maintenance ou à la pression du gaz livré, devaient souscrire un « contrat de livraison direct » (ci-après, le « CLD ») auprès du distributeur.

Toutefois, par une décision du 18 juin 2018²⁴, le comité de règlement des différends et des sanctions (ci-après, le « CoRDiS ») de la Commission de régulation de l'énergie (ci-après, la « CRE ») a relevé que la souscription d'un CLD n'avait pas pour objet de définir les conditions d'accès au réseau et de réalisation des interventions du GRD, mais qu'il se limitait à établir les modalités d'exécution de prestations annexes relatives à la maintenance ou à la pression du gaz livré à l'utilisateur. Il en a déduit que le CLD plaçait les utilisateurs qui y souscrivaient « dans la situation d'un client en contrat unique, dès lors qu'aucun autre contrat [que le CAD] n'encadre la prestation d'accès au réseau pour les utilisateurs en CLD. »

Le comité a néanmoins constaté qu'aucune clause réglant les relations entre le fournisseur et le gestionnaire de réseau n'était alors annexée au contrat de fourniture, contrairement à ce que prescrit l'article L. 224-8 du code de la consommation. Il a ainsi enjoint à la société GRDF, de mettre en conformité ses contrats d'accès aux réseaux, ainsi que la souscription des CLD, avec les dispositions du code de la consommation et du code de l'énergie.

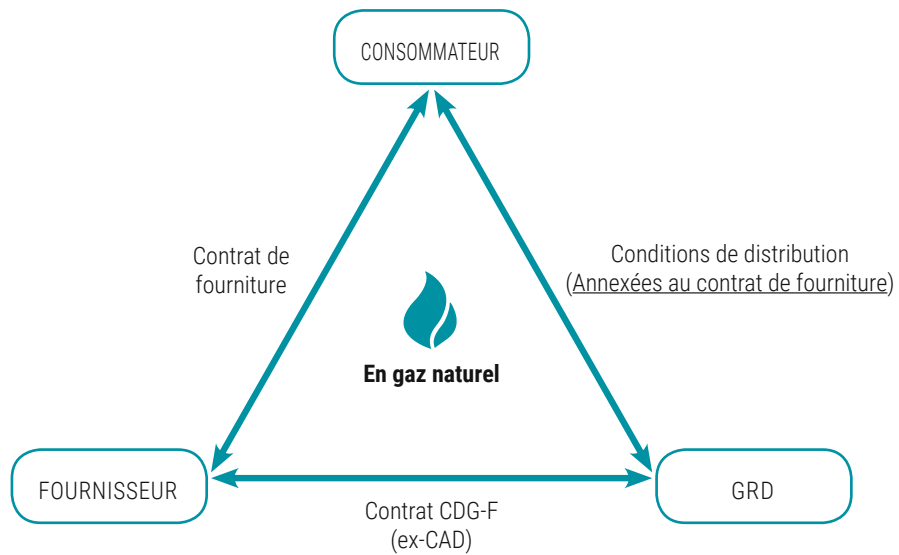
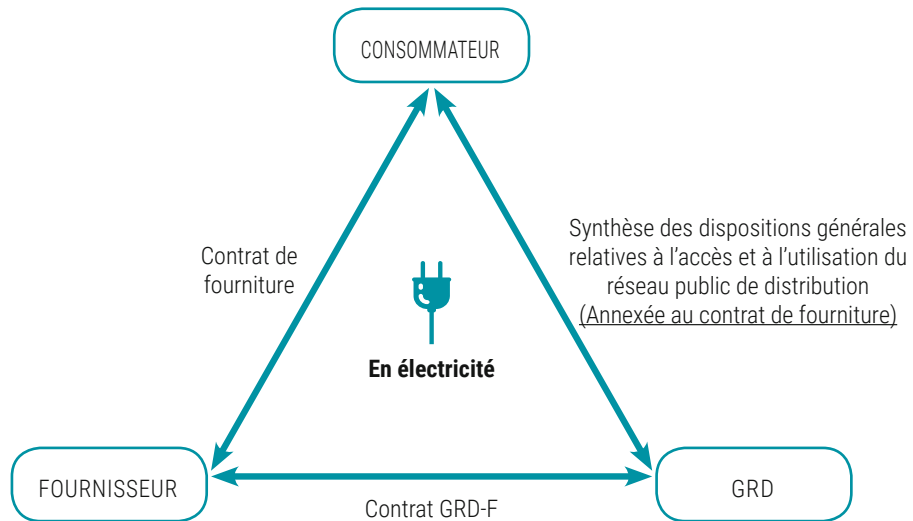
Tirant les conséquences de cette décision, la société GRDF a soumis à l'approbation de la CRE un nouveau modèle de contrat d'accès au réseau²⁵, aux termes duquel les « conditions de distribution » (ex-CSL) intègrent certaines stipulations contractuelles applicables aux clients en CLD²⁶. Les CLD seront ainsi progressivement résiliées, jusqu'à ce que l'ensemble des clients relèvent exclusivement des « conditions de distribution ». Ces clients continueront en parallèle à bénéficier des services de maintenance ou de pression non standard qu'ils ont souscrits.

²⁴ Décision du CoRDiS en date du 18.06.2018 sur le différend qui oppose la société DIRECT ENERGIE et la société ENI GAS & POWER à la société GRDF, dans le cadre de l'exécution de l'arrêt CA Paris, 02.06.2016, n° 11-38-13.

²⁵ En application des dispositions des articles L. 134-3 et L. 111-97-1 introduites par la loi n° 2017-1839 du 30.12.2017 mettant fin à la recherche ainsi qu'à l'exploitation des hydrocarbures et portant diverses dispositions relatives à l'énergie et à l'environnement.

²⁶ Délibération de la CRE n° 2018-249 du 05.12.2018 portant approbation du modèle de contrat d'accès aux réseaux publics de distribution de GRDF pour les clients en contrat unique.

Figure 8 Les schémas contractuels du contrat unique



En électricité et en gaz naturel

Dans les deux énergies, l'une des spécificités des contrats d'accès aux réseaux conclus avec les fournisseurs (contrats CGD-F et GRD-F) est de conférer à ces derniers le rôle d'« interlocuteur privilégié du client », ou d'« interlocuteur principal », y compris pour l'accès et l'utilisation des réseaux de distribution. En application du

cadre législatif et réglementaire en vigueur, le fournisseur doit en effet, dans le cadre du contrat unique, accomplir pour le compte du GRD des prestations dites « de gestion de clientèle », qui ont fait l'objet de multiples controverses. Le présent article se propose de revenir sur le traitement de ces prestations.

Le contenu des prestations de gestion de clientèle

La volonté du législateur, à travers la mise en place du contrat unique, était de simplifier pour les clients qui le souhaitent, l'exercice de leur éligibilité. Le contrat unique recrée ainsi les conditions d'un contrat intégré pour les clients ayant changé de fournisseur ou souscrit une offre de marché. Dans ce cadre, il revient nécessairement au fournisseur d'accomplir des prestations de gestion de clientèle pour le compte du gestionnaire de réseau.

À cet effet, la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 avait complété la loi du 10 février 2000, afin de rappeler qu'en application des dispositions relatives au contrat unique, le fournisseur d'électricité facture simultanément au consommateur la fourniture d'énergie et l'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution²⁷ le client bénéficiant ainsi d'une seule et même facture pour ces deux services.

Cette modalité essentielle du contrat unique apparaît également aux termes (i) des dispositions législatives traitant de la contribution tarifaire sur les prestations de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel (autrement appelée « contribution tarifaire d'acheminement » – « CTA »)²⁸ et des textes pris pour leur application²⁹, (ii) des dispositions réglementaires relatives aux tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité (« TURPE »)³⁰, (iii) et des dispositions du code de la consommation portant sur le contrat unique³¹.

Des dispositions analogues régissent la facturation des clients en contrat unique sur le marché du gaz naturel³².

Suivant cette logique, le fournisseur qui facture les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité et, le cas échéant, des prestations techniques proposées par le GRD, doit également les recouvrer et les reverser au gestionnaire de réseau³³.

Au-delà de ces dispositions, qui explicitent une partie des modalités de mise en œuvre du contrat unique, c'est bien l'ensemble de la relation avec le client qui est géré par le fournisseur dans le cadre du contrat unique. Il en va ainsi non seulement de la simplicité du système, vis-à-vis du client, mais également de l'efficacité intrinsèque du marché, sans laquelle les opérateurs auraient été contraints de dupliquer certaines activités dont le surcoût aurait finalement été supporté par le consommateur.

C'est ce qu'a rappelé le CoRDIS dans sa décision du 18 juin 2018, en considérant que « *la mise en œuvre de ces dispositions [relatives au contrat unique] suppose nécessairement que le fournisseur accomplisse au nom et pour le compte du GRD certaines prestations de gestion de clientèle auprès du client final (...)* ».

Par conséquent, en plus de ses activités liées à la fourniture, certaines prestations sont réalisées par le fournisseur pour son propre compte et pour le compte du GRD, ou même parfois pour le compte exclusif du GRD. Il en va ainsi, nous l'avons vu, de la facturation, de l'encaissement, du recouvrement et du reversement au GRD de la part de la facture liée à la distribution, mais aussi de la gestion de certaines demandes du client, telles que le changement de puissance souscrite qui concerne exclusivement le GRD, ou la modification des informations administratives du client qui intéresse les deux opérateurs³⁴.

²⁷ Loi n° 2004-803 du 09.04.2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières, article 33 (codifié à l'article L. 332-4 du code de l'énergie).

²⁸ Loi n° 2004-803 du 09.04.2004, article 18.

²⁹ Décret n° 2005-123 du 14.02.2005 relatif à la contribution tarifaire sur les prestations de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel, article 3.

³⁰ Article 5 du décret n° 2001-365 du 26.04.2001 relatif aux tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, tel que modifié par le décret n° 2005-1750 du 30.12.2005 (codifié à l'article R. 341-2 du code de l'énergie).

³¹ Article L. 121-92, devenu article L. 224-8.

³² Article 18 de la loi du 09.04.2004 ; Article 7 du décret du 14.02.2005.

³³ Décret du 14.02.2005 relatif à la CTA – article 3, en électricité, et article 7, en gaz naturel ; Décret modifié du 26.04.2001 relatif aux TURPE – article 5.

³⁴ Rapport de synthèse sur l'« Évaluation des coûts relatifs aux prestations de gestion de clientèle effectuées par les fournisseurs pour le compte des GRD de gaz naturel et d'électricité auprès des utilisateurs en contrat unique », 05.01.2017, version publique.

1.1. Les responsabilités respectives du fournisseur et du distributeur dans le cadre du contrat unique

Lorsqu'il assure la fourniture d'un client en contrat unique, le fournisseur réalise des prestations de gestion de clientèle pour le compte du GRD. Ces activités ont un coût dont la responsabilité et la charge financière ont donné lieu à de nombreux contentieux.

1.1.1. Le gestionnaire de réseau comme le fournisseur demeurent responsables des activités qui leur incombent

En introduisant le contrat unique, le législateur n'a pas opéré concomitamment une modification des droits et obligations des parties. Le GRD, à qui il a été confié une mission de service public, doit ainsi assurer pour l'ensemble des utilisateurs un accès au réseau dans des conditions non discriminatoires, les textes ne distinguant pas les utilisateurs selon leur situation contractuelle³⁵. Il en va de même des dispositions précitées du code de la consommation relatives au contrat unique, qui se limitent à imposer la reproduction en annexe de ce contrat des clauses réglant les relations entre le fournisseur et le gestionnaire de réseau, notamment les clauses précisant les responsabilités respectives de ces opérateurs, sans les modifier.

Il revient donc bien au GRD d'assumer la responsabilité des activités se rapportant à l'accès au réseau, suivant les prescriptions figurant dans la loi et les textes pris pour son application, y compris en présence d'un client en contrat unique. À l'inverse, il est exclu que le rôle particulier du fournisseur dans le cadre du contrat unique, interlocuteur privilégié du client final, conduise à transférer sur celui-ci des obligations relatives à l'accès au réseau. Les responsabilités des cocontractants (fournisseur, GRD et consommateur), tenant d'une part à la fourniture, et d'autre part à la distribution, sont ainsi analogues quel que soit le schéma contractuel qui les lie.

Le CoRDIS a par conséquent considéré, dans une première décision du 7 avril 2008³⁶ relative au contrat GRD-F, que « le gestionnaire de réseaux ne peut, à travers une stipulation contractuelle, transférer sur un tiers ou un cocontractant, directement ou indirectement, tout ou partie des obligations précitées » ayant trait à l'accès au réseau. Plus précisément, s'agissant du contrat unique, le comité a relevé que ce contrat n'a « ni pour objet, ni pour effet, de modifier les responsabilités contractuelles respectives du gestionnaire de réseaux, du fournisseur et du client final. Ce dernier bénéficie des mêmes droits et obligations que s'il avait conclu un contrat d'accès au réseau ».

Transposable en matière de gaz naturel, cette solution a été reprise à l'identique dans une décision du CoRDIS du 19 septembre 2014³⁷.

1.1.2. Les contrats d'accès aux réseaux ne peuvent par conséquent transférer aux fournisseurs la charge des coûts supportés par eux pour le compte du gestionnaire de réseau, ni la responsabilité financière de ce dernier

La réaffirmation des responsabilités respectives des cocontractants trouve des implications directes dans les relations courantes qu'entretiennent les opérateurs. Ainsi, lorsqu'il facture à son client en contrat unique simultanément la fourniture et la distribution d'énergie, le fournisseur fait face à des coûts et se trouve exposé à un risque d'impayés, qui ont trait pour partie à la distribution de cette énergie. Plus largement, la gestion d'une partie de la relation clientèle pour le compte du GRD engendre inévitablement un surcoût pour le fournisseur, par rapport aux coûts qui correspondent aux seules activités liées à la fourniture.

Cette charge financière a été la source de nombreux litiges entre les fournisseurs et les GRD dans le cadre de l'exécution des contrats GRD-F et CAD. Plusieurs décisions du CoRDIS et des juridictions des deux ordres juridictionnels ont rappelé les obligations incombant respectivement aux GRD et aux fournisseurs, ainsi que les conséquences financières qui devaient en résulter.

Dans le cadre d'un litige circonscrit à la charge des impayés en électricité, le CoRDIS a considéré dans une décision du 22 octobre 2010³⁸, confirmée en tout point par un arrêt de la cour d'appel de Paris du 29 septembre 2011³⁹, que « les droits et obligations du gestionnaire de réseau à l'égard du fournisseur ne peuvent, sous couvert de la mission confiée au fournisseur auprès du client dans le cadre de la conclusion du contrat unique, être aménagés de telle sorte qu'ils aboutiraient à faire supporter au seul fournisseur l'intégralité d'un risque qui s'attache à l'exercice par le gestionnaire de réseau de sa mission de service public. »

Le comité en a déduit qu'en l'espèce, « pour reverser au gestionnaire de réseau les sommes dues au titre de l'utilisation du réseau, le fournisseur doit les avoir préalablement recouvrées auprès du client final (...) ».

Eu égard aux dispositions applicables en gaz naturel, tant s'agissant du contrat unique que du périmètre de la mission de service public confiée au GRD, la décision

³⁵ Voir notamment : article 2 de la loi du 10.02.2000 (codifié à l'article L. 121-4 du code de l'énergie) ; article 2 de la loi du 03.01.2003 (codifié aux articles L. 111-97 et L. 111-100 du code de l'énergie) ; article 23 de la loi du 10.02.2000 (codifié à l'article L. 111-93 du code de l'énergie) ; article 13 de la loi du 09.08.2004, tel que modifié par la loi du 07.12.2006 (codifié aux articles L. 322-8 et L. 432-8 du code de l'énergie).

³⁶ Décision du CoRDIS en date du 07.04.2008 sur les différends qui opposent respectivement les sociétés Direct Energie, Gaz de France, Electabel France et Poweo, à la société Electricité Réseau Distribution France (ERDF), relatifs à la signature d'un contrat GRD-F, n° 08-38-05.

³⁷ Décision du CoRDIS en date du 19.09.2014 sur le différend qui oppose la société POWEO DIRECT ENERGIE à la société GRDF relatif au contrat d'acheminement sur le réseau de distribution de gaz naturel, n° 11-38-13.

³⁸ Décision du CoRDIS en date du 22.10.2010 sur le différend qui oppose la société DIRECT ENERGIE à la société ELECTRICITE RESEAU DISTRIBUTION FRANCE, relatif au contrat GRD-F, n° 05-38-10.

³⁹ CA Paris, pôle 5 – ch. 5-7, 29.09.2011, n° 10/24020.

du CoRDIS précitée du 19 septembre 2014 rendue à propos de l'exécution du CAD, reprend ici encore un principe analogue à celui énoncé en électricité : « (...) le gestionnaire du réseau public de distribution ne peut imposer aux fournisseurs des stipulations dans le contrat d'acheminement sur le réseau de distribution de gaz naturel visant à le rendre redevable en son nom et pour son compte, du paiement du tarif ATRD et de toute autre somme non couverte par ce tarif. »

Il en résulte que la charge des impayés de la part de la facture liée à la distribution incombe au GRD, dès lors que le fournisseur a effectué toutes les diligences requises pour recouvrer les sommes concernées.

Le risque d'impayés ne représente cependant qu'une partie des coûts que le fournisseur expose pour le compte du gestionnaire de réseau. La gestion par le fournisseur d'une partie de la relation client correspondant aux activités de distribution génère également un surcoût qu'il ne lui revient pas de supporter, même dans le cadre du contrat unique, les droits et obligations des parties restant inchangés.

En conséquence, en électricité, certains opérateurs ont soumis au collège de la CRE en 2012 un projet de contrat de prestations de services dit de « gestion de clientèle » ayant pour objet d'encadrer les modalités opérationnelles et financières de ces prestations. Aux termes de ce contrat, il était prévu que le fournisseur facture au GRD la gestion des clients en contrat unique qu'il réalise pour son compte.

Mais cette rémunération était également accompagnée d'un dispositif contractuel poursuivant d'autres finalités. Il avait vocation à pallier le « handicap concurrentiel » des fournisseurs nouveaux entrants qui, du fait de l'absence d'effet d'échelle dont bénéficient les fournisseurs historiques, faisaient face à des coûts de gestion de clientèle plus importants. Ainsi, le projet de contrat prévoyait que la rémunération du fournisseur devait être limitée dans le temps et, en tout état de cause, ne pourrait être versée qu'à un opérateur nouvel entrant n'atteignant pas le seuil de 1 750 000 clients en contrat unique en électricité.

Après avoir saisi le Président de l'Autorité de la concurrence sur ce dernier point, la CRE a considéré, par une délibération portant communication du 26 juillet 2012⁴⁰, que ce mécanisme « asymétrique » pouvait contribuer à l'ouverture à la concurrence sur le marché de détail de la fourniture d'électricité, sans méconnaître le principe de non-discrimination entre les fournisseurs.

Toutefois, ce dispositif contractuel revenait *in fine* à priver certains fournisseurs de toute contrepartie financière pour les surcoûts exposés dans le cadre de la gestion de clientèle liée à la distribution, et non à la fourniture. Dès lors, par une décision du 13 juillet 2016⁴¹, le Conseil d'État a d'abord repris la solution qui avait été dégagée par le CoRDIS en ce qui concerne les responsabilités des parties au contrat unique, avant d'en tirer les conséquences en censurant le mécanisme « asymétrique » qui avait été mis en place :

« (...) En prévoyant ainsi la souscription par le consommateur d'un "contrat unique" auprès du fournisseur, qui agit au nom et pour le compte du gestionnaire de réseau de distribution, [le législateur] n'a pas entendu modifier les responsabilités respectives de ces opérateurs envers le consommateur d'électricité. Dès lors, les stipulations des contrats conclus entre le gestionnaire de réseau et les fournisseurs d'électricité ne doivent pas laisser à la charge de ces derniers les coûts supportés par eux pour le compte du gestionnaire de réseau.

(...) en prévoyant que ce type d'accord ne pouvait être que "transitoire", et en en réservant le bénéfice à certains fournisseurs, alors qu'il prévoit le versement au fournisseur d'une compensation financière au titre de coûts supportés par lui pour le compte du gestionnaire, la CRE a méconnu les dispositions de l'article L. 121-92 du code de la consommation. »

Ce droit à rémunération des fournisseurs, en contrepartie des prestations de gestion de clientèle accomplies pour le compte du GRD, a également été reconnu en matière de gaz naturel. Dans sa décision du 19 septembre 2014 relative à l'exécution du CAD, le CoRDIS a en effet précisé que ce contrat « ne peut avoir pour objet ou pour effet de faire supporter au seul fournisseur les sommes correspondant à la mission de distribution dévolue au gestionnaire de réseaux de distribution ». Saisie de plusieurs recours à l'encontre de cette décision, la cour d'appel de Paris a confirmé ce raisonnement dans un arrêt du 2 juin 2016⁴².

Désormais, la rémunération des fournisseurs est prévue par les articles L. 341-4-3 et L. 452-3-1 du code de l'énergie, introduits par la loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017⁴³, dite loi « Hydrocarbures ».

“ Ce contrat « ne peut avoir pour objet ou pour effet de faire supporter au seul fournisseur les sommes correspondant à la mission de distribution dévolue au gestionnaire de réseaux de distribution. »

⁴⁰ Délibération de la CRE du 26.07.2012 portant communication relative à la gestion de clients en contrat unique.

⁴¹ CE, 13.07.2016, société GDF Suez, n° 388150, Publié au recueil Lebon.

⁴² CA Paris, pôle 5 – ch. 5-7, 02.06.2016, n° 2014/26021.

⁴³ Loi n° 2017-1839 du 30.12.2017 mettant fin à la recherche ainsi qu'à l'exploitation des hydrocarbures et portant diverses dispositions relatives à l'énergie et à l'environnement.

1.2. La rémunération des prestations de gestion de clientèle

Une fois le principe de cette rémunération acté, restait encore à en définir le régime. Cette problématique a pour partie été abordée à l'occasion des décisions juridictionnelles précitées. Ce régime a par la suite été harmonisé et stabilisé par des décisions ultérieures, ainsi que par l'intervention de la CRE et du législateur.

1.2.1 La fixation de cette rémunération

Dans un premier temps, l'initiative est venue des parties elles-mêmes.

En électricité, une première saisine de la CRE datant de 2012, portait sur un projet de contrat de prestations de services de gestion de clientèle entre les sociétés ERDF (devenu Enedis) et Direct Énergie (ci-après, « DE ») duplicable pour tout fournisseur placé dans la même situation. Elle a donné lieu à la délibération susmentionnée du 26 juillet 2012. Puis une seconde saisine est intervenue en 2016 afin de soumettre à la CRE un projet d'avenant au contrat initial, ayant pour effet de prolonger son application et ainsi la rémunération du fournisseur qu'il prévoyait. Elle a donné lieu à une délibération portant communication du 3 mai 2016⁴⁴.

À la suite de la décision du Conseil d'État du 13 juillet 2016, censurant le dispositif contractuel asymétrique et transitoire repris dans la délibération du 26 juillet 2012, la CRE a abrogé cette délibération ainsi que celle du 3 mai 2016, par une délibération du 12 janvier 2017⁴⁵. À cette occasion, elle a rappelé qu'« [e]n l'absence de recommandation spécifique ou d'encadrement par la CRE de cette rémunération, il appartient aux GRD et aux fournisseurs concernés de déterminer contractuellement le versement au fournisseur d'une compensation financière au titre des coûts qu'il supporte du fait des prestations effectuées pour le compte du GRD ».

Dans l'attente d'un cadre plus prescriptif, la mise en place de cette rémunération par les parties s'est néanmoins effectuée sous le contrôle du CoRDiS et du juge judiciaire.

Ainsi, en gaz naturel, la complexité de cette tâche et ses enjeux financiers ont conduit les acteurs concernés à saisir le comité dans le cadre d'un litige portant à la fois sur la charge du risque d'impayés et sur la rémunération des prestations de gestion de clientèle effectuées pour le compte du gestionnaire de réseau. Or, si le CoRDiS, dans sa décision du 19 septembre 2014, a pu rappeler qu'elles étaient les responsabilités respectives du fournisseur et du GRD, ainsi que les charges financières afférentes, la détermination du

montant de ces charges paraissait plus délicate. Elle se heurtait selon le CoRDiS à d'autres questions sous-jacentes, telles que la qualification juridique du rôle d'intermédiation du fournisseur dans le cadre du contrat unique, qui ne relèvent pas de la compétence du comité. Toutefois, dans son arrêt du 2 juin 2016, la cour d'appel de Paris a écarté ces doutes et a réaffirmé la pleine compétence du CoRDiS en la matière, indépendamment des questions relevant du juge du contrat.

Dans un deuxième temps, la CRE est également intervenue, par deux délibérations du 26 octobre 2017⁴⁶. Ces délibérations ont défini, dans chaque énergie, une « composante d'accès aux réseaux publics de distribution » pour la gestion de clients en contrat unique. Cette composante correspond à la contrepartie financière due à chaque fournisseur pour les prestations qu'il réalise pour le compte des GRD.

La loi « Hydrocarbures » du 30 décembre 2017 a par la suite explicité la compétence de la CRE, en modifiant les articles L. 134-1 et L. 134-2 du code de l'énergie, et en y insérant deux nouveaux articles aux termes desquels la CRE fixe les éléments et le montant de cette rémunération (articles L. 341-4-3 et L. 452-3-1). La CRE a ainsi, sur ce fondement, repris l'ensemble des éléments et les niveaux qu'elle avait définis le 26 octobre 2017, dans deux nouvelles délibérations du 18 janvier 2018⁴⁷.

1.2.2. Les modalités de cette rémunération

Les délibérations de la CRE adoptées le 26 octobre 2017, auxquelles ont succédé celles du 18 janvier 2018, fixent la méthodologie et les niveaux des contreparties financières versées aux fournisseurs par les GRD à compter du 1^{er} janvier 2018. Ces délibérations s'appuient sur des travaux engagés en 2016, comprenant notamment une étude externe évaluant les coûts relatifs à la gestion de clientèle effectuée par les fournisseurs pour le compte des GRD auprès des clients en contrat unique⁴⁸. Ces travaux ont permis d'établir, à partir des données collectées auprès des opérateurs et des hypothèses retenues par le consultant externe, un modèle de calcul ayant servi à définir les valeurs exposées dans les délibérations.

Parmi les hypothèses qui ont permis d'évaluer le surcoût du fournisseur et le coût évité du GRD relatifs à la gestion de clientèle, il était notamment nécessaire de déterminer une situation contrefactuelle. Dans cette situation, le contrat unique n'existe pas. Chaque opérateur opère séparément, réalise lui-même les activités de gestion de clientèle liées à son activité, et conclut ainsi un

⁴⁴ Délibération de la CRE du 03.05.2016 portant communication relative à la gestion de clients en contrat unique.

⁴⁵ Délibération de la CRE du 12.01.2017 portant abrogation des délibérations portant communication du 26.07.2012 et du 03.05.2016 et communication sur les travaux relatifs à la rémunération des prestations de gestion de clientèle effectuées par les fournisseurs pour le compte des gestionnaires de réseaux de distribution auprès des clients en contrat unique.

⁴⁶ Délibération de la CRE n° 2017-236 du 26.10.2017 portant décision sur la composante d'accès aux réseaux publics de distribution d'électricité pour la gestion de clients en contrat unique dans les domaines de tension HTA et BT à compter du 01.01.2018. Délibération de la CRE n° 2017-237 du 26.10.2017 portant décision sur la composante d'accès aux réseaux publics de distribution de gaz naturel pour la gestion de clients en contrat unique à compter du 01.01.2018.

⁴⁷ Délibération de la CRE n° 2018-011 du 18.01.2018 portant décision sur la composante d'accès aux réseaux publics de distribution d'électricité pour la gestion de clients en contrat unique dans les domaines de tension HTA et BT. Délibération de la CRE n° 2018-012 du 18.01.2018 portant décision sur la composante d'accès aux réseaux publics de distribution de gaz naturel pour la gestion de clients en contrat unique.

⁴⁸ Rapport de synthèse sur l'« Évaluation des coûts relatifs aux prestations de gestion de clientèle effectuées par les fournisseurs pour le compte des GRD de gaz naturel et d'électricité auprès des utilisateurs en contrat unique », 05.01.2017, version publique.

contrat spécifique avec le client final : un contrat de fourniture d'énergie avec le fournisseur, un contrat d'accès au réseau avec le GRD. Ces hypothèses ont ensuite été appliquées aux paramètres de fournisseurs types préalablement définis, afin de déterminer l'écart entre le coût des activités de gestion de clientèle dans la situation de marché actuelle et le coût de ces mêmes activités dans la situation contrefactuelle, et ainsi le surcoût de ces fournisseurs types.

À partir de ce modèle de calcul, la CRE a appliqué sa propre méthodologie, guidée par les principes issus du droit de la régulation économique, au premier rang desquels se trouve l'impératif d'efficacité des acteurs économiques. Ainsi, elle a fait le choix de retenir un fournisseur type dont les caractéristiques déterminent les coûts d'un « fournisseur normalement efficace ». La CRE précise à cet effet que « *les niveaux retenus ne prennent pas en compte les caractéristiques individuelles de chaque fournisseur* », qui peuvent dépendre de leur stratégie commerciale. Au regard des données de marché de l'ensemble des fournisseurs, elle a retenu le niveau d'efficacité d'un fournisseur alternatif actif sur un seul marché (en électricité ou en gaz naturel, sur le marché de masse ou sur le marché d'affaires) et disposant d'une part de marché de 10 %. Il est à noter que ce niveau d'efficacité ne correspond pas nécessairement à une situation uniforme pour les opérateurs. En pratique, la CRE indique qu'un fournisseur ne disposant pas de cette part de marché peut raisonnablement atteindre un même niveau d'efficacité, en opérant par exemple sur plusieurs marchés.

Suivant les mêmes principes, la CRE a également considéré que le montant de la contrepartie qui en résultait pour les fournisseurs ne devait pas excéder le niveau des coûts évités par les GRD. Elle rappelle à ce titre que les contreparties financières versées par les GRD aux fournisseurs sont prises en compte dans les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution, qui sont eux-mêmes supportés par les clients finals. Or, les dispositions du code de l'énergie précisent expressément que les coûts couverts par ces tarifs doivent correspondre à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace (articles L. 341-2 et L. 452-1-1 du code de l'énergie). Ainsi, la CRE en a déduit que « *[l]e niveau de la composante d'accès aux réseaux publics de distribution d'électricité pour la gestion de clients en contrat unique ne saurait donc être supérieur aux coûts que seraient amenés à supporter les GRD dans le cas où ils gèreraient eux-mêmes la relation clientèle en totalité (coûts évités)* ».

La CRE a ensuite segmenté le niveau de coûts obtenu en fonction des types de clients finals : par domaine de tension en électricité et par option tarifaire en gaz naturel.

Au regard des résultats de l'étude externe, elle a en outre décidé d'appliquer une différenciation transitoire entre les montants versés pour la gestion des clients du marché de masse en offre de marché et ceux aux TRV. En effet, elle a observé « *une différence significative de taux de contact entre les clients du fournisseur historique dans son énergie "historique" et les autres clients* », qui s'explique en grande partie par le caractère plus « passif » des clients aux TRV. Estimant que cet avantage résulte majoritairement des caractéristiques de ces clients hérités de l'ancienne situation monopolistique des fournisseurs historiques, et non de leur efficacité propre, la CRE a par conséquent appliqué une réduction transitoire aux montants versés pour la gestion des clients aux TRV.

Parallèlement, en exécution de l'arrêt de la cour d'appel de Paris du 2 juin 2016, réaffirmant la compétence du CoRDiS pour déterminer la rémunération des fournisseurs au titre de la réalisation des prestations de gestion de clientèle liées à la distribution, le comité a également eu à se prononcer sur la méthodologie à appliquer, pour la période antérieure à l'entrée en vigueur des délibérations de la CRE du 26 octobre 2017 et du 18 janvier 2018. Après avoir sollicité l'avis du collège de la CRE, le CoRDiS a déterminé les sommes dues aux fournisseurs pour cette période, dans une décision du 18 juin 2018⁴⁹ qui témoigne d'une convergence des principaux éléments méthodologiques utilisés par les deux organes de la CRE.

À cette occasion, l'analyse du CoRDiS a en outre permis d'étayer les fondements juridiques qui sous-tendent certaines notions méthodologiques. Il en va ainsi de la référence à un fournisseur type « normalement efficace ». Le comité a en effet relevé que cette notion, « *si elle est propre au droit de la régulation économique qui ne poursuit pas exactement les mêmes objectifs que le droit de la concurrence, qui, en ce qui concerne les pratiques des opérateurs, s'inscrit dans un cadre répressif consistant à délimiter ce qui est licite et illicite, peut notamment être rapprochée de la référence au "concurrent aussi efficace" utilisée en matière de pratiques tarifaires abusives susceptibles d'exclure les concurrents du marché. Cette référence n'impose pas au régulateur de rechercher quels seraient les coûts d'un opérateur "idéalement efficace", mais de prendre en compte à partir de la réalité des modèles de coûts constatés sur le marché, une efficacité normalement attendue pour ce type d'opérateur.* »

Il a ajouté que « *s'agissant de prestations liées aux activités de distribution de gaz naturel, la référence au "fournisseur normalement efficace" doit s'analyser comme le corollaire de la référence au "gestionnaire de réseau normalement efficace", dégagée par le Conseil*

⁴⁹ Décision du CoRDiS en date du 18.06.2018 sur le différend qui oppose la société DIRECT ENERGIE et la société ENI GAS & POWER à la société GRDF, dans le cadre de l'exécution de l'arrêt de CA Paris, 02.06.2016, n° 11-38-13.

d'État dans une décision du 9 mars 2018 relative aux tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité, et traduit la nécessité de ne pas compenser un fournisseur au-delà du surcoût qu'il devrait normalement supporter pour assurer les prestations de gestion de clientèle pour le compte du GRD. »

Construit progressivement, le cadre régissant les relations entre les GRD et les fournisseurs a permis de concilier les droits et obligations de chacune des parties, tout en garantissant un bon fonctionnement des marchés de l'énergie. En pratique, les charges relatives à la rémunération, précédemment supportées par les fournisseurs, sont désormais financées par les GRD

via le tarif de réseau et ne devraient pas entraîner de conséquences financières pour le client final.

Toutefois, la transition vers ce nouveau cadre donne lieu à de nouveaux contentieux. En effet, plusieurs fournisseurs cherchent à obtenir devant différentes juridictions l'application rétroactive du droit à rémunération depuis le début de l'ouverture des marchés.

Enfin, il faut noter que de nombreux pays européens, qui ont opté comme la France pour la généralisation des contrats uniques, n'ont pas décidé de rémunérer les prestations rendues par les fournisseurs aux gestionnaires de réseaux de distribution.

Et depuis...

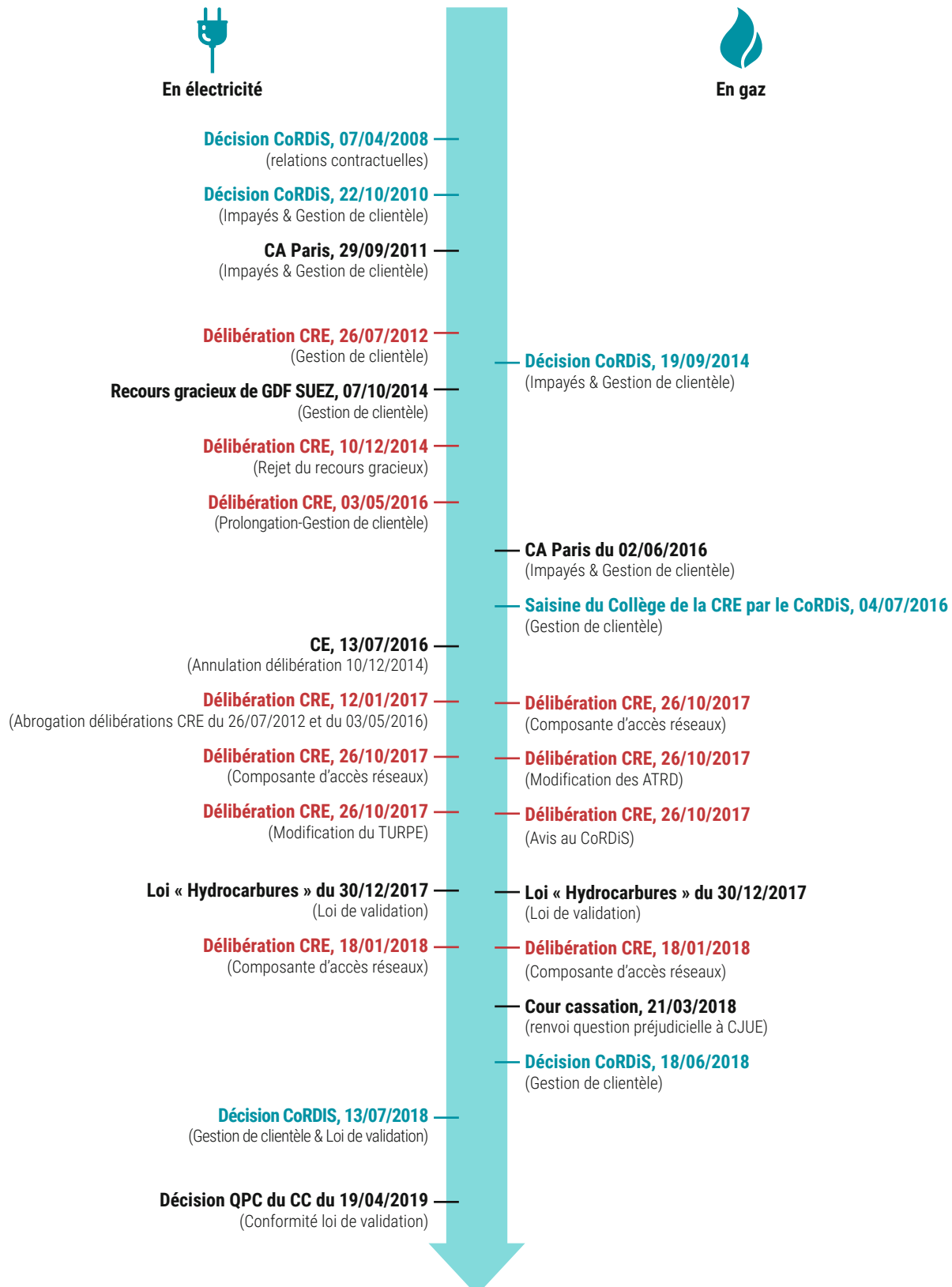
Le II de l'article 13 de la loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017, dite loi « Hydrocarbures », prévoit que :

« Sous réserve des décisions de justice passées en force de chose jugée, sont validées les conventions relatives à l'accès aux réseaux conclues entre les gestionnaires de réseaux de distribution mentionnés à l'article L. 111-52 du code de l'énergie et les fournisseurs d'électricité, en tant qu'elles seraient contestées par le moyen tiré de ce qu'elles imposent aux fournisseurs la gestion de clientèle pour le compte des gestionnaires de réseaux ou laissent à la charge des fournisseurs tout ou partie des coûts supportés par eux pour la gestion de clientèle effectuée pour le compte des gestionnaires de réseaux antérieurement à l'entrée en vigueur de la présente loi. Cette validation n'est pas susceptible de donner lieu à réparation. »

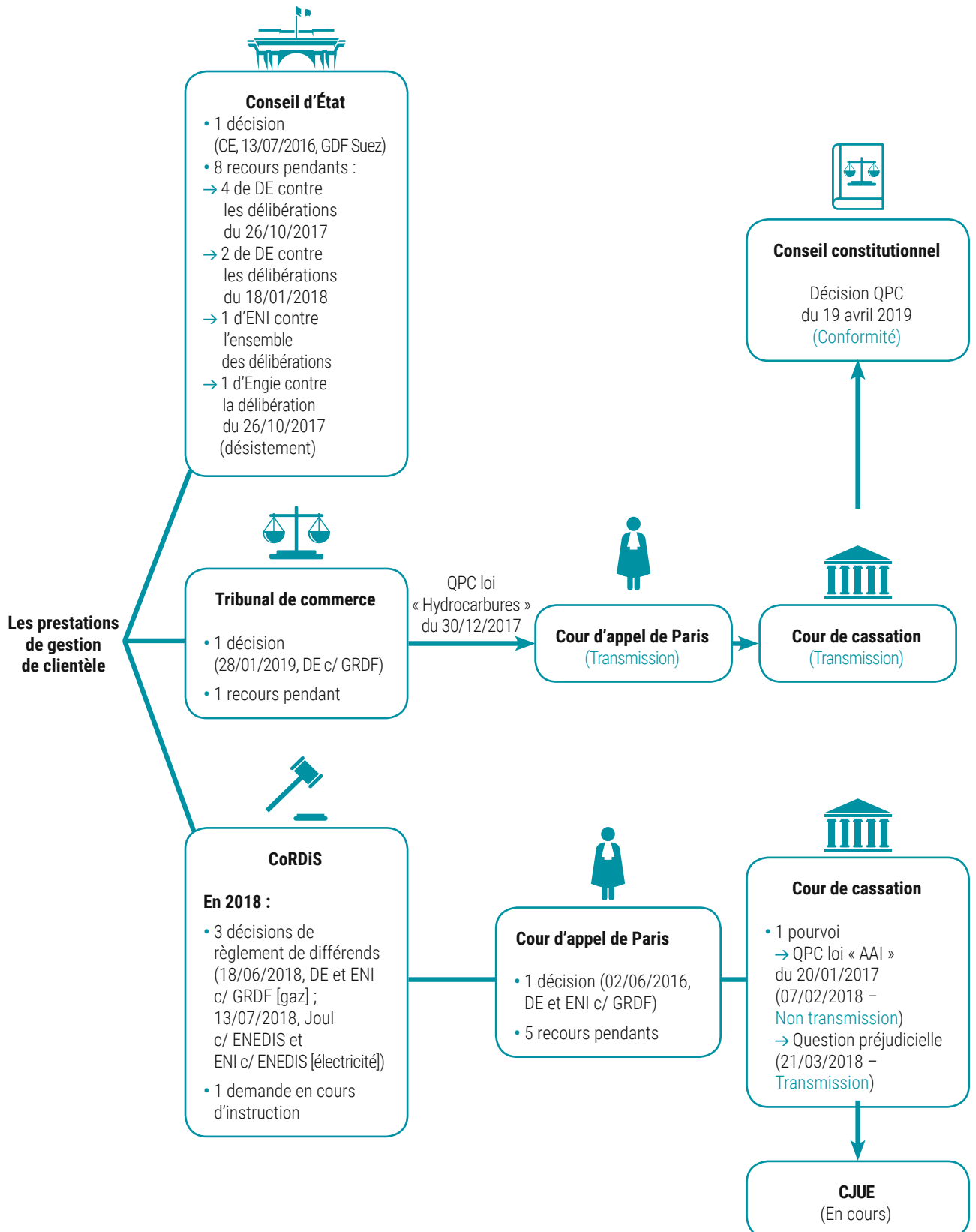
Cette disposition, qui valide les conventions relatives à l'accès au réseau conclues entre les GRD et les fournisseurs d'électricité (qui a son pendant en gaz naturel au III du même article), a fait l'objet d'une question prioritaire de constitutionnalité (QPC) posée par la société Engie dans le cadre d'un litige l'opposant à la société Enedis devant le Tribunal de commerce de Paris.

Par une décision n° 2019-776 QPC du 19 avril 2019, le Conseil constitutionnel a déclaré la disposition contestée conforme à la Constitution dans la mesure où elle est justifiée par un motif impérieux d'intérêt général.

CHRONOLOGIE DE LA RÉGULATION DES PRESTATIONS DE GESTION DE CLIENTÈLE



LE CONTENTIEUX DES PRESTATIONS DE GESTION DE CLIENTÈLE : UNE PLURALITÉ DE JUGES



2. LA CERTIFICATION DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ ET DE GAZ NATUREL : NOUVELLE PROCÉDURE « SIMPLIFIÉE » ET NOUVEAUX ENJEUX

Les années 2017 et 2018 ont connu un regain d'activité du « volet certification » des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité et de gaz naturel (ci-après, « GRT »), accompagné de nouvelles problématiques en partie liées à l'apparition d'acteurs financiers dans l'actionariat de certains GRT français. Cet article apporte notamment un éclairage sur ces questions.

Les années 2017 et 2018 ont connu un regain d'activité du « volet certification » des GRT. La Commission de régulation de l'énergie (ci-après, la « CRE ») a en effet été saisie du réexamen de la certification de RTE à la suite de l'entrée de la Caisse des Dépôts (ci-après, la « CDC ») et CNP Assurances (ci-après, « CNP ») au capital de Co-entreprise Transport Electricité (ci-après, « CTE »), société holding qui détient 100 % du capital de RTE. La CRE a également été saisie pour la première fois d'une demande de certification d'une nouvelle interconnexion exemptée conformément à l'article 17 du règlement (CE) n° 714/2009⁵⁰. Enfin, la CRE s'est prononcée à plusieurs reprises sur le maintien des certifications de GRTgaz et de Teréga. Ce faisant, elle a appliqué une procédure *ad hoc* visant à accélérer son processus décisionnel, afin de ne pas retarder les évolutions notifiées.

Si la certification initiale des GRT français en 2011-2012 soulevait essentiellement des questions de désimbrication des GRT vis-à-vis de leur société-mère producteur et/ou fournisseur d'énergie, l'instruction des dossiers de certification traités par la CRE en 2017 et 2018 a mis au jour de nouveaux enjeux et problématiques. Ces nouvelles problématiques trouvent leur origine dans les changements d'actionnaires des GRT français. RTE et Teréga, auparavant détenus exclusivement par des acteurs industriels, sont désormais détenus en partie par des investisseurs financiers qui ont vocation à réaliser des investissements dans de nombreux secteurs de l'économie française, et plus particulièrement celui de l'énergie.

2.1. La procédure de certification : une compétence partagée entre la CRE et la Commission européenne

2.1.1. Rappel des différents modèles de certification et les obligations d'indépendance en résultant

L'un des principaux objectifs du 3^{ème} paquet est de garantir la séparation entre les activités de transport et les activités de production et de fourniture des entreprises verticalement intégrées (ci-après, « EVI »).

Trois modèles de séparation ont été définis par les directives européennes 2009/72⁵¹ et 2009/73⁵² (ci-après, les « Directives ») et laissés au choix des États membres (voir les Figures 9 et 10).

Le premier modèle, posé comme principe par les Directives, repose sur la séparation patrimoniale entre le GRT et toute entreprise exerçant une activité de production ou de fourniture (modèle *Ownership Unbundling* dit « OU » - voir la Figure 11). Dans ce cas, le GRT n'appartient pas à une EVI. Deux autres modèles étaient proposés au choix des États membres dans l'hypothèse où le réseau de transport appartenait à une EVI :

- soit renforcer l'indépendance du GRT vis-à-vis des activités de fourniture et de production de l'EVI à laquelle le GRT appartient (modèle Gestionnaire de transport indépendant dit « ITO » pour *Independent Transmission Operator* - voir la Figure 12) ;
- soit confier la gestion et l'exploitation du réseau à une société tierce, l'EVI conservant cependant la propriété du réseau de transport (modèle *Independent System Operator* dit « ISO » - voir la Figure 12) (ce modèle n'a pas été transposé en droit français) ;

Si les trois GRT français ont été initialement certifiés en modèle ITO, Teréga est depuis 2014⁵³ certifié en modèle OU à la suite de sa cession par Total à un consortium composé de Snam, GIC et EDF⁵⁴.

⁵⁰ Règlement (CE) n° 714/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13.07.2009 concernant les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité.

⁵¹ Directive 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil du 13.07.2009 concernant les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité.

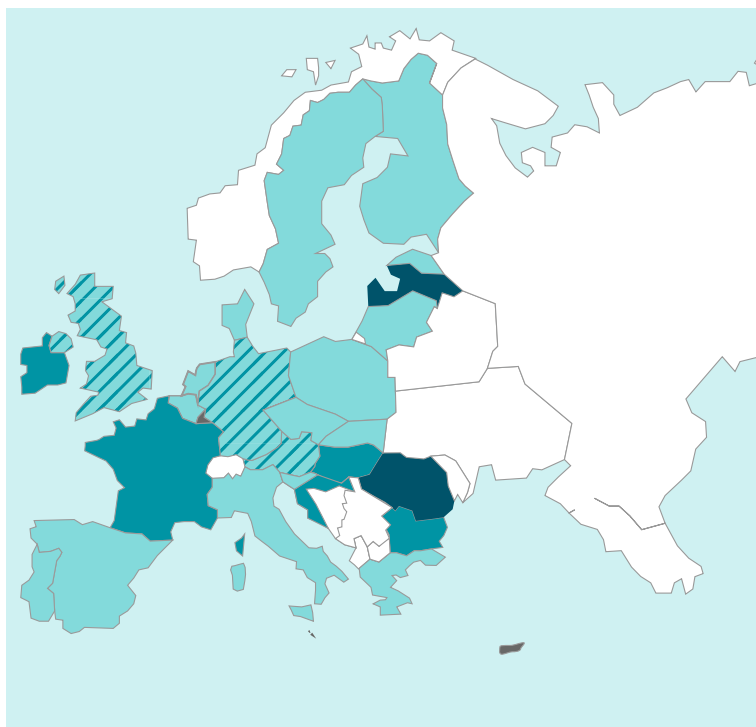
⁵² Directive 2009/73/CE du Parlement européen et du Conseil du 13.07.2009 concernant les règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel.

⁵³ Délibération de la CRE du 03.07.2014 portant décision de certification de la société TIGF.

⁵⁴ Le groupe Crédit Agricole est également actionnaire de Teréga depuis 2016 (voir Délibération de la CRE du 04.02.2016 portant décision sur le maintien de la certification de la société TIGF à la suite de l'entrée de la société Predica dans le capital de TIGF Holding).

Figure 9 Modèles de certification – Électricité

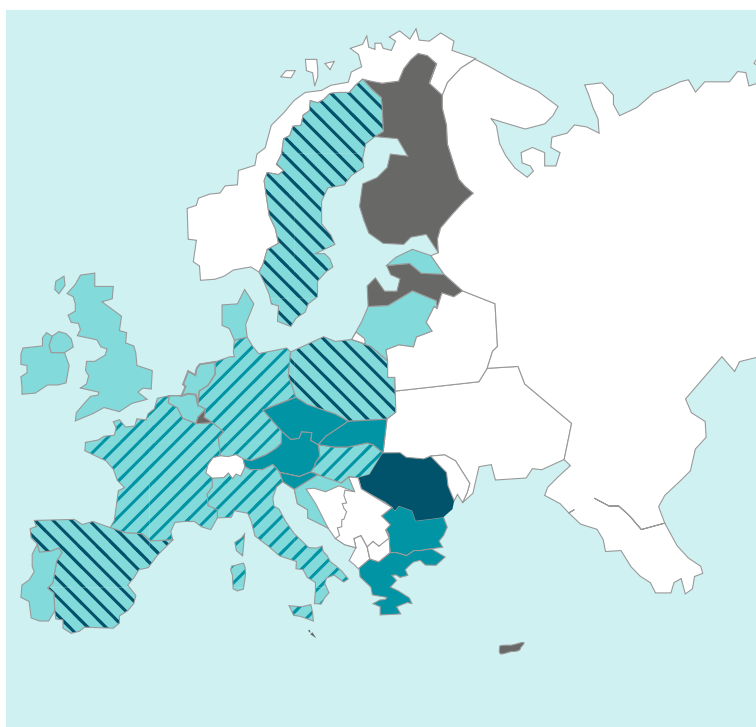
- | | |
|---|---|
| <p>Modèle ITO</p> <ul style="list-style-type: none"> Bulgarie Croatie France Irlande Hongrie <p>Modèle OU</p> <ul style="list-style-type: none"> Belgique Danemark Espagne Estonie Finlande Grèce Italie Lituanie Pays-Bas Pologne Portugal République Tchèque Slovaquie Slovénie Suède | <p>Modèle ISO</p> <ul style="list-style-type: none"> Lettonie Roumanie <p>Coexistence modèles ITO/OU</p> <ul style="list-style-type: none"> Allemagne Autriche Royaume-Uni <p>Dérogations⁽¹⁾</p> <ul style="list-style-type: none"> Chypre⁽¹⁾ Luxembourg⁽¹⁾ Malte⁽¹⁾ |
|---|---|



⁽¹⁾ En raison de ses spécificités, ce pays bénéficie d'une dérogation à l'obligation de dissociation, inscrite à l'article 44 de la directive 2009/72/CE.

Figure 10 Modèles de certification – Gaz

- | | |
|--|--|
| <p>Modèle ITO</p> <ul style="list-style-type: none"> Autriche Bulgarie Grèce République Tchèque Slovaquie Slovénie <p>Modèle OU</p> <ul style="list-style-type: none"> Belgique Croatie⁽²⁾ Danemark Estonie Irlande Lituanie Pays-Bas Portugal Royaume-Uni | <p>Coexistence modèles ITO/OU</p> <ul style="list-style-type: none"> Allemagne France Hongrie Italie <p>Modèle ISO</p> <ul style="list-style-type: none"> Roumanie <p>Coexistence modèles ISO/OU</p> <ul style="list-style-type: none"> Pologne Espagne Suède <p>Dérogations⁽¹⁾</p> <ul style="list-style-type: none"> Chypre Finlande Lettonie Luxembourg Malte |
|--|--|



⁽¹⁾ Dérogation inscrite à l'article 49 de la directive 2009/72/CE.

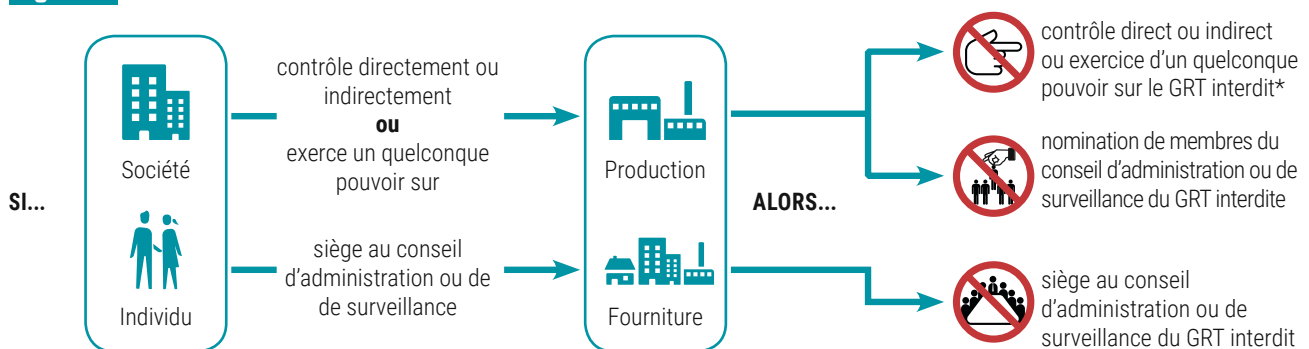
⁽²⁾ Le processus de certification du GRT est encore en cours.

2.1.1.1. Le modèle OU : des exigences accrues en termes de séparation patrimoniale et un contrôle « a minima » de la CRE s'agissant de l'organisation du GRT

Le modèle OU prévoit une séparation totale entre production et fourniture, d'une part, et transport, d'autre part. Ainsi, la procédure de certification des GRT en modèle OU vise essentiellement à vérifier le respect des obligations suivantes :

- une même personne ne peut exercer un contrôle direct ou indirect sur une entreprise de production ou de fourniture et un contrôle direct ou indirect ou un « quelconque pouvoir » sur un GRT (et vice-versa) ;
- une même personne ne peut désigner les membres des organes représentant légalement le GRT et exercer un contrôle direct ou indirect ou un quelconque pouvoir sur une entreprise de production ou de fourniture ;
- une même personne ne peut être membre des organes représentant légalement une entreprise de production ou de fourniture et des organes représentant légalement un GRT.

Figure 11 Modèles de dissociation issus de la directive 2009/72/CE – Modèle OU



*Au regard de l'article L.111-8-3 du code de l'énergie, il est cependant possible pour une même personne morale ou physique de détenir simultanément un quelconque pouvoir sur une entreprise de production et/ou de fourniture d'une part, et sur un GRT, d'autre part.

Qu'entend-on par « quelconque pouvoir » ?

La notion de « quelconque pouvoir » est spécifique au droit de l'énergie. Le code de l'énergie, en son article L. 111-8-1-2, donne trois exemples :

- le pouvoir d'exercer des droits de vote ;
- le pouvoir de désigner les membres du conseil de surveillance, du conseil d'administration ou des organes représentant légalement l'entreprise ;
- la détention d'une part majoritaire dans le capital de l'entreprise.

Dans sa communication interprétative relative à la directive 2009/72/CE⁵⁵, la Commission européenne précise que les droits de vote, en assemblée générale des actionnaires ou au sein des organes représentant légalement l'entreprise, peuvent être indirects.

C'est ainsi que la CRE a considéré que la société Predica, actionnaire indirect de Teréga (via Teréga S.A.S), et qui dispose d'un représentant au conseil d'administration de Teréga S.A.S., bénéficie d'un quelconque pouvoir sur Teréga dans la mesure où ledit conseil d'administration a le pouvoir de prendre des décisions stratégiques relatives à l'activité de Teréga.

⁵⁵ Commission Staff Working Paper, Interpretative note on directive 2009/72/EC concerning common rules for the internal market in electricity and directive 2009/73/EC concerning common rules for the internal market in natural gas, The unbundling regime, 22.01.2010.

2.1.1.2. Le modèle ITO : une absence de séparation patrimoniale totale mais un contrôle renforcé de la CRE s'agissant de l'organisation du GRT

Selon le modèle ITO, le GRT peut faire partie d'une EVI, c'est-à-dire d'un groupe actif dans la production ou la fourniture d'énergie. En contrepartie de cette possibilité, le modèle ITO prévoit des règles strictes d'indépendance du GRT vis-à-vis de l'EVI à laquelle il appartient. Ces règles strictes ont pour corollaire un contrôle renforcé de la CRE dans l'organisation des GRT.

Entre autres, la CRE doit s'assurer que le GRT dispose, de manière autonome, des ressources humaines, techniques, matérielles et financières nécessaires à l'exercice de son activité de transport. À cet égard, la CRE veille à ce que les relations commerciales et financières du GRT avec les autres sociétés de l'EVI

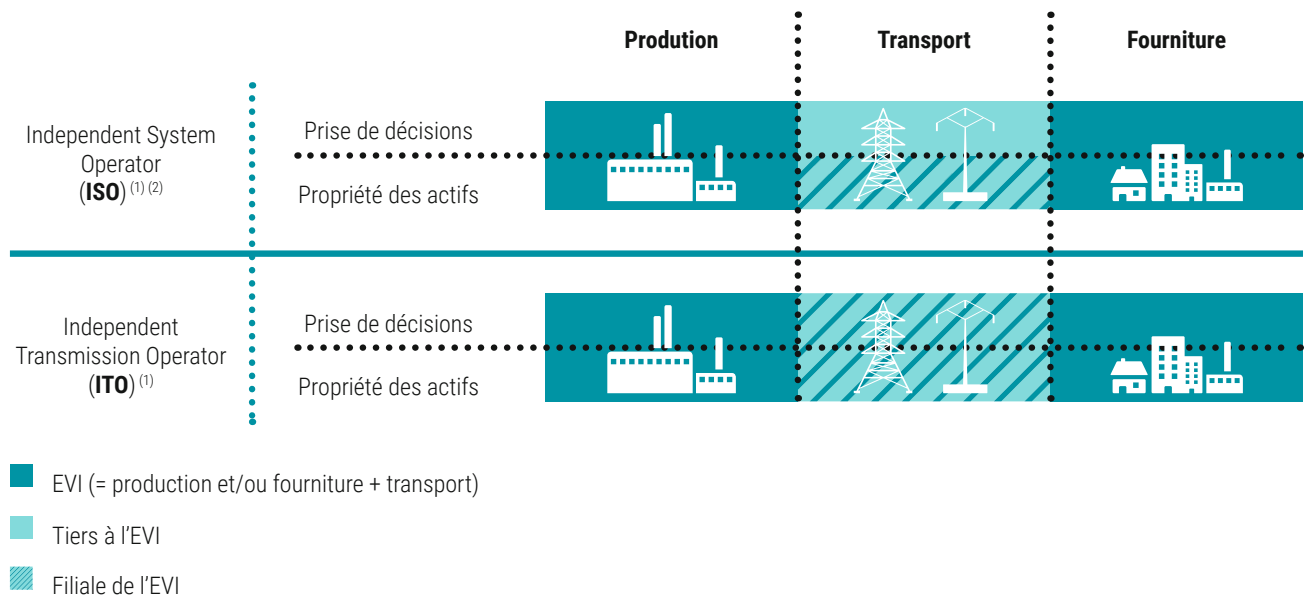
soient les plus limitées possibles et, en tout état de cause, conformes aux conditions de marché.

En outre, le modèle ITO pose un certain nombre de règles déontologiques applicables aux dirigeants, à certains membres des organes de surveillance et à l'ensemble des salariés des gestionnaires de réseaux de transport, là encore sous le contrôle de la CRE.

Enfin, les règles de gouvernance sont précisées et clarifient les rôles respectifs de la direction du gestionnaire de réseau de transport, d'une part, et du conseil d'administration ou du conseil de surveillance, d'autre part.

L'analyse de la CRE dans le cadre de la procédure de certification porte ainsi sur de nombreux éléments assurant l'indépendance des GRT en matière de gouvernance et de fonctionnement.

Figure 12 Les modèles de dissociation issus de la directive 2009/72/CE – Modèles ISO et ITO



⁽¹⁾ Les modèles ISO et ITO ne sont ouverts qu'aux GRT faisant partie d'une EVI au 3 septembre 2009.

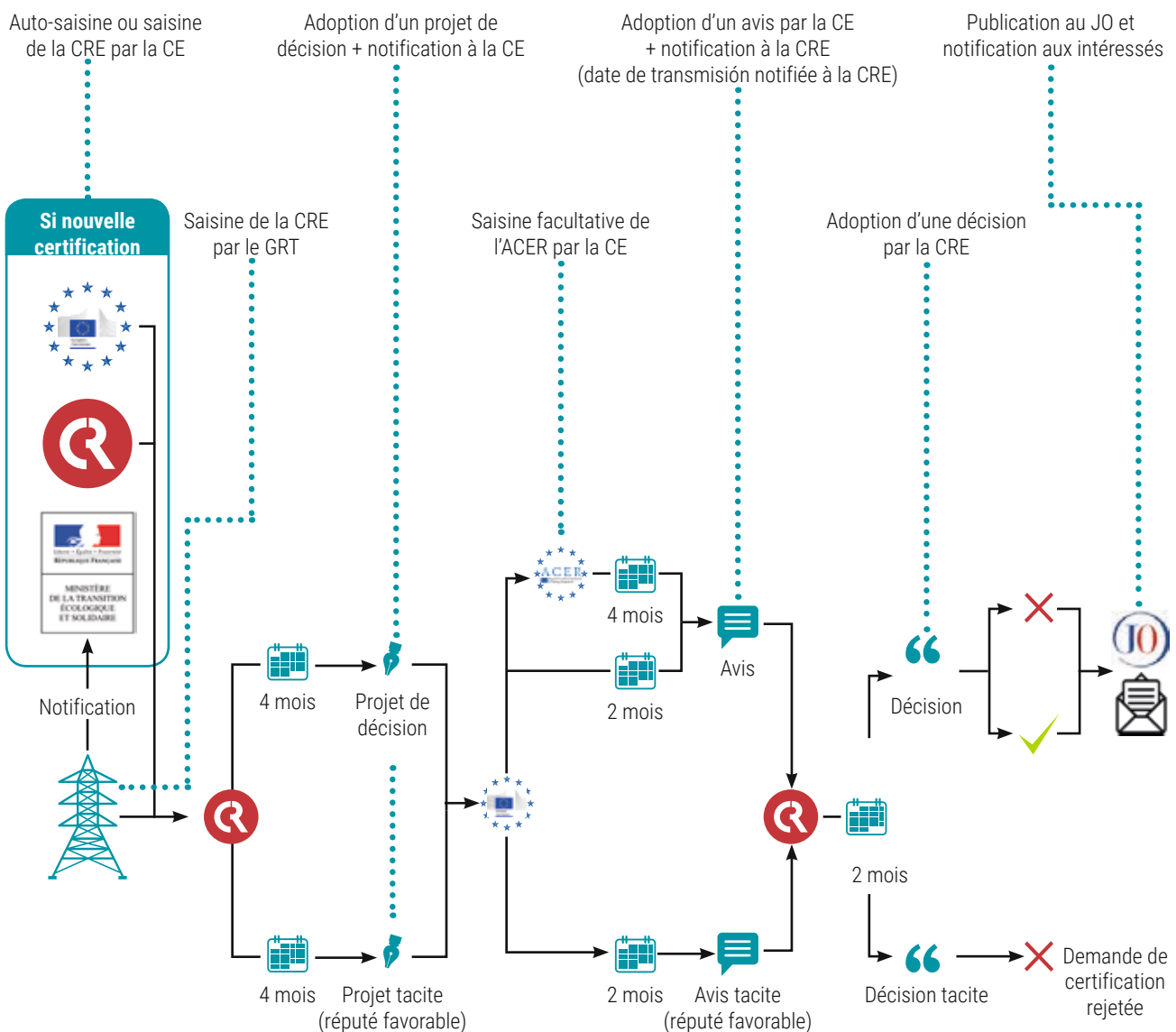
⁽²⁾ Le modèle ISO n'a pas fait l'objet d'une transposition en droit français.

2.1.2. La procédure « classique » prévue par le code de l'énergie : une procédure longue permettant d'analyser l'indépendance d'un GRT « sous toutes ses coutures »

Comme indiqué précédemment, la procédure de certification (voir la Figure 13) doit permettre à la CRE et à la Commission européenne de s'assurer du respect par les GRT et leurs actionnaires de l'ensemble des obligations d'indépendance. Pour ce faire, le code de l'énergie prévoit un délai de 4 mois⁵⁶ au plus entre la réception d'une demande complète de certification du GRT et le projet de décision de la CRE.

⁵⁶ Article R. 111-3 du code de l'énergie.

Figure 13 Procédure de certification



Le projet de décision de la CRE, ainsi que l'ensemble du dossier communiqué par le GRT, sont ensuite adressés à la Commission européenne, qui dispose d'un délai de 2 mois (délai porté à 4 mois si elle décide de saisir l'ACER)⁵⁷, pour rendre son avis sur le projet de décision de la CRE. Cette compétence donnée à la Commission européenne lui permet de veiller à une application harmonisée des obligations d'indépendance par les autorités de régulation nationales (ci-après, les « ARN »).

“ En pratique, en amont de l'adoption d'un projet de décision, les services de la CRE échangent de manière informelle avec ceux de la DG ENER de la Commission européenne pour éviter autant que possible les éventuelles divergences entre elles.

L'avis de la Commission européenne ne s'impose pas à l'ARN concernée, qui doit néanmoins en tenir « le plus grand compte »⁵⁸ dans sa décision finale de certification (prise dans un délai maximum de 2 mois à compter de la réception de l'avis de la Commission

européenne⁵⁹). En pratique, en amont de l'adoption d'un projet de décision, les services de la CRE échangent de manière informelle avec ceux de la DG ENER de la Commission européenne pour éviter autant que possible les éventuelles divergences entre elles.

2.1.3. La procédure dite « simplifiée » : nouvelle procédure mise en place par la CRE

L'article L. 111-4 du code de l'énergie prévoit que le GRT est tenu de notifier à la CRE « tout élément susceptible de justifier un nouvel examen de sa certification » et que la CRE peut « procéder à un nouvel examen de la situation [d'un GRT] lorsqu'elle estime que des événements affectant son organisation ou celle de ses actionnaires sont susceptibles de porter significativement atteinte aux obligations d'indépendance mentionnées à l'article L. 111-3 ».

La procédure « classique » de certification décrite ci-dessus est longue. Si elle est en théorie d'une durée de 8 mois, en pratique, les procédures de certification sont généralement bien plus longues dans la mesure où les GRT doivent communiquer un nombre très important de données à la CRE⁶⁰.

Ainsi, la procédure « classique » paraît peu adaptée à des situations dans lesquelles l'évolution notifiée par le GRT à la CRE ne nécessite pas un réexamen complet du respect des obligations d'indépendance applicables au GRT. La CRE a par exemple considéré que les prises de participations par plusieurs actionnaires de Teréga dans des actifs de production d'énergie ne nécessitaient pas l'ouverture d'une procédure « classique » de réexamen de la certification de Teréga⁶¹.

La CRE a ainsi décidé de mettre en place une procédure allégée tout en y associant la Commission européenne. Plutôt que de procéder à un réexamen complet, la CRE s'assure que les évolutions notifiées ne sont pas de nature à remettre en cause la certification du GRT. Les services de la CRE informent ensuite les services de la DG ENER des évolutions concernées et s'assurent qu'ils partagent la position de la CRE. Le cas échéant, la CRE prend une délibération portant maintien de la certification du GRT.

Cette procédure présente l'avantage d'une prise de décision plus rapide du régulateur tout en effectuant une analyse détaillée du respect des obligations d'indépendance applicables aux GRT et à leurs actionnaires. Elle permet par ailleurs à la CRE de développer sa doctrine en la matière et de la partager avec les opérateurs.

“ Ainsi, la procédure « classique » paraît peu adaptée à des situations dans lesquelles l'évolution notifiée par le GRT à la CRE ne nécessite pas un réexamen complet du respect des obligations d'indépendance applicables au GRT.

⁵⁷ Article R. 111-4 du code de l'énergie.

⁵⁸ Article 3.2 des règlements (CE) 714/2009 (électricité) et 715/2009 (gaz naturel).

⁵⁹ Article R. 111-5 du code de l'énergie.

⁶⁰ Voir Délibération de la CRE du 12.05.2011 portant décision sur la composition du dossier de demande de certification des sociétés gestionnaire d'un réseau de transport d'électricité ou de gaz.

⁶¹ Voir Délibération n° 2017-176 de la CRE du 20.07.2017 portant décision sur le maintien de la certification de la société TIGF à la suite de deux prises de participation du groupe Crédit Agricole dans des entreprises de production ou de fourniture d'énergie ; Délibération n° 2018-079 de la CRE du 12.04.2018 portant décision sur le maintien de la certification de Teréga à la suite de deux prises de participation du groupe Crédit Agricole dans des entreprises de production ou de fourniture d'énergie ; Délibération n° 2018-203 de la CRE du 27.09.2018 portant décision sur le maintien de la certification de Teréga à la suite d'une prise de participation du groupe GIC dans une entreprise de production d'énergie.

2.2. Les nouveaux enjeux associés à la certification des GRT

2.2.1. Le réexamen de la certification de RTE : la nécessaire prise en compte du statut particulier de la CDC pour une application adaptée des obligations d'indépendance en modèle ITO

Comme indiqué précédemment, la CRE a été saisie par RTE du réexamen de sa certification à la suite de l'entrée, en mars 2017, de la CDC et de CNP au capital de CTE, société holding qui détient 100 % du capital de RTE. Cette opération a notamment eu pour effet l'extension du périmètre de l'EVI à laquelle appartient RTE à la CDC et à l'ensemble des sociétés de production et de fourniture d'électricité placées sous son contrôle. La CRE a toutefois considéré qu'une extension « mécanique » des obligations d'indépendance de RTE vis-à-vis de la CDC n'était ni pertinente ni souhaitable. En effet, les risques de conflits d'intérêts sont nécessairement moindres vis-à-vis d'un actionnaire financier pour lequel les participations dans des sociétés de production et/ou de fourniture d'électricité représentent à peine 0,1 % du Résultat Net Part du Groupe⁶² que vis-à-vis d'un actionnaire industriel dont la quasi-totalité de l'activité est en lien avec la production et la fourniture d'énergie. Ainsi, compte-tenu des spécificités de la CDC (groupe public au service de l'intérêt général ; investisseur

financier dont les missions sont réalisées au travers de prises de participations ; activités très diversifiées dans l'ensemble des secteurs de l'économie française), la CRE a adapté l'application de certaines obligations d'indépendance prévues par le code de l'énergie, tout en s'assurant qu'une telle approche n'était pas de nature à créer des risques de conflit d'intérêt. Il en va notamment ainsi pour :

- la validation de la composition de la minorité du conseil de surveillance de RTE, en acceptant que deux membres représentant la CDC en fassent partie⁶³ ;
- les accords commerciaux et financiers conclus entre RTE et une société contrôlée par la CDC qui n'exerce pas d'activité de production ou de fourniture d'électricité, qui sont exclus du champ d'application de l'article L. 111-17 du code de l'énergie ;
- l'absence de nécessité de communiquer à la CRE les contrats passés par RTE avec des prestataires en vue d'intervenir sur ses systèmes de traitement automatisés d'informations lorsque ceux-ci procèdent à des opérations de même nature avec d'autres sociétés de l'EVI.

⁶² Délibération n° 2018-005 de la CRE du 11.01.2018 portant décision sur le maintien de la certification de la société RTE.

⁶³ Cet aménagement n'a pas été étendu aux dirigeants de RTE dans la mesure où le directoire joue un rôle bien plus important que le conseil de surveillance dans la gestion opérationnelle et quotidienne de RTE.

Les règles d'indépendance applicables aux membres du conseil de surveillance/d'administration d'un GRT certifié en modèle ITO

Le code de l'énergie prévoit des règles de déontologie de nature à garantir l'indépendance de la moitié moins un des membres du conseil de surveillance/d'administration du GRT (ci-après, la « minorité »).

Aux termes de l'article L. 111-26 dudit code, les membres de la minorité du GRT ne peuvent avoir exercé d'activités/responsabilités professionnelles ou détenu des intérêts dans les autres sociétés de l'EVI, ni avoir exercé de responsabilités dans une société dont l'essentiel des relations contractuelles s'effectue avec ces sociétés, pendant une durée de trois ans avant leur nomination. De plus, pendant leur mandat, ils ne peuvent exercer d'activités/responsabilités professionnelles dans les autres sociétés composant l'EVI. En outre, les membres de la minorité du GRT sont soumis aux règles fixées par l'article L. 111-33 du code de l'énergie aux termes duquel ils ne peuvent posséder, pendant la durée de leur mandat, aucun intérêt dans les autres sociétés composant l'EVI ni recevoir directement ou indirectement aucun avantage financier de la part de ces sociétés.

Enfin, l'article L. 111-27 du code de l'énergie prévoit qu'après la cessation de leur mandat, les membres de la minorité du GRT ne peuvent exercer d'activités/responsabilités professionnelles, ni détenir des intérêts dans les autres sociétés composant l'EVI, ni exercer de responsabilités dans une société dont l'essentiel des relations contractuelles s'effectue avec ces sociétés, pendant une période de quatre ans.

2.2.2. La certification de Teréga : une analyse au cas par cas des prises de participation des actionnaires financiers de Teréga

En modèle OU, le principe est qu'une même personne ne peut exercer un contrôle direct ou indirect sur une entreprise de production ou de fourniture et un contrôle direct ou indirect ou un « quelconque pouvoir » sur un GRT et vice-versa. L'objectif de ce principe est de supprimer les conflits d'intérêts entre les producteurs/fournisseurs, d'une part, et les GRT, d'autre part.

Dans son document de travail sur le modèle de séparation patrimoniale⁶⁴, la Commission européenne rappelle toutefois qu'une même personne peut détenir des participations dans des actifs de production/fourniture, d'une part, et dans un GRT, d'autre part, lorsqu'il est démontré que ladite personne n'a pas d'incitation à influencer la prise de décision du GRT en faveur de ses activités de production/fourniture. La Commission européenne invite donc les ARN à mener une analyse au cas par cas de la compatibilité de prises de participation d'actionnaires de GRT certifiés en modèle OU dans des activités de production/fourniture. Une telle position est dictée par la nécessité de ne pas désinciter les groupes financiers à investir dans le secteur de l'énergie.

Ainsi, la CRE, dans le cadre de plusieurs prises de participation du groupe Crédit Agricole (actionnaire indirect de Teréga) dans des actifs de productions d'électricité, a considéré que ces prises de participations étaient compatibles avec les dispositions de l'article L. 111-8-3 du code de l'énergie⁶⁵. En effet, dans la mesure où les actifs considérés produisaient de faibles quantités d'électricité à partir de sources non gazières et renouvelables, par ailleurs soumises à ce jour à des

obligations d'achats, les décisions prises par Teréga ne pouvaient avoir un impact sur la gestion de ces actifs.

En outre, dans le cadre d'une prise de participation du groupe GIC (actionnaire indirect contrôlant de Teréga) dans une entreprise de production d'énergie⁶⁶, la CRE a mené une analyse approfondie des caractéristiques de chacune des unités de production détenues par l'entreprise concernée pour s'assurer de l'absence de risque de conflits d'intérêts.

La nouvelle directive électricité, adoptée dans le cadre du paquet « Energie propre », ne modifie pas les équilibres mis en place dans le cadre du 3^{ème} paquet en ce qui concerne la certification des GRT. Plus particulièrement, le modèle ITO n'est pas remis en cause.

Toutefois, l'opportunité pour les GRT certifiés en modèle ITO de rester dans ce régime pourrait de nouveau se poser à l'avenir. En effet, les nombreux garde-fous associés à ce modèle, contreparties de la possibilité pour l'actionnaire du GRT d'exercer des activités de production et/ou fourniture, rendent ce modèle contraignant en pratique. À ces contraintes s'ajoute l'impossibilité pour un GRT en modèle ITO de prendre des participations dans des GRT certifiés en modèle OU. Dans le contexte d'une possible consolidation des marchés européens du transport de l'électricité et du transport du gaz naturel dans les années à venir, cette impossibilité pourrait s'avérer de plus en plus problématique pour les GRT français concernés dans la mesure où la majorité des GRT européens⁶⁷ est certifiée en modèle OU.

⁶⁴ Commission Staff Working Document, Ownership Unbundling, The Commission's practice in assessing the presence of a conflict of interest including in case of financial investors, 08.05.2013.

⁶⁵ Délibération n° 2017-176 de la CRE du 20.07.2017 précitée ; Délibération n° 2018-079 de la CRE du 12.04.2018 précitée.

⁶⁶ Délibération n° 2018-203 de la CRE du 27.09.2018 précitée.

⁶⁷ En électricité et en gaz.

3. LA RÉGULATION DYNAMIQUE DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE DANS LES ZNI

Les zones non interconnectées, territoires isolés du système électrique métropolitain, doivent répondre à des objectifs ambitieux de transition énergétique. Dans ce cadre, la Commission de régulation de l'énergie a un rôle essentiel d'accompagnement de la transition énergétique dans ces territoires. Le code de l'énergie lui confie, à ce titre, des compétences particulièrement étendues. Parallèlement, pour garantir aux acteurs transparence et prévisibilité de son action, le régulateur a entendu utiliser un outil de droit souple, l'élaboration de méthodologies d'examen des projets, pour encadrer les contrats de gré à gré dans ces territoires.

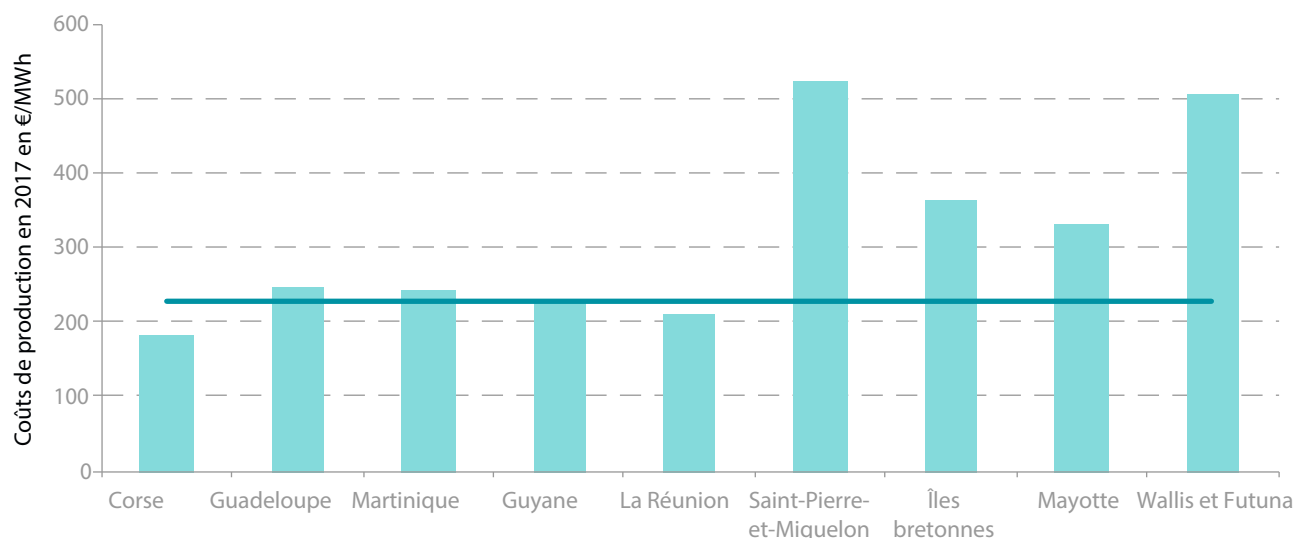
Les zones non interconnectées (ci-après, « ZNI ») ne bénéficient pas – ou très peu – d'interconnexions à un réseau électrique continental. Le mix énergétique des ZNI est encore essentiellement thermique (production locale à partir de fioul et de charbon), et complété sur certains territoires par des ouvrages hydrauliques. Les coûts de production, variables selon les territoires, sont beaucoup plus élevés qu'en métropole du fait des caractéristiques climatiques et géographiques et de la petite taille des systèmes électriques. En outre, la croissance démographique et l'augmentation du taux d'équipement des ménages ont entraîné ces dernières années une hausse de la consommation énergétique de ces territoires.

Pour ces territoires, la transition d'un système carboné à un système fondé sur des énergies renouvelables soulève d'importantes questions à la fois techniques, juridiques et économiques.

Dans ce contexte particulier, le code de l'énergie charge la Commission de régulation de l'énergie (ci-après, la « CRE ») d'exercer des compétences étendues s'agissant des ZNI. La CRE a en effet pour mission :

- de calculer les charges de service public de l'énergie ;
- d'analyser la pertinence des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables ;
- d'évaluer le niveau de compensation de chaque nouvelle unité de production, action de maîtrise de la demande de l'énergie (ci-après, « MDE ») ou de stockage d'électricité.

Figure 14 Illustration des coûts moyen de production par territoire en 2017 en €/MWh



Dans le cadre de son évaluation du niveau de compensation des charges de service public correspondant au coût normal et complet de l'installation ou de l'action concernée, le régulateur est amené à s'intéresser de façon approfondie aux accords contractuels encadrant l'achat d'électricité et/ou la mise en œuvre d'actions de MDE et d'installations de stockage. Cet examen conduit la CRE, une fois saisie des projets de contrats, à exercer sa compétence en amont de leur conclusion, mais également en cours d'exécution lorsque ces derniers font l'objet d'une révision.

Par ailleurs, le régulateur, en publiant ses méthodologies d'examen des coûts des projets, garantit ainsi aux acteurs la transparence et la prévisibilité de son action. De par ses méthodologies, le régulateur s'intéresse au contenu des clauses contractuelles, encadrant leur détermination ainsi que leur mise en œuvre.

La CRE répond ainsi à un objectif de maîtrise des charges de service public et son intervention dans les ZNI révèle les limites de la distinction traditionnelle entre contrats de droit public et de droit privé.

3.1. L'organisation particulière des systèmes électriques dans les ZNI

3.1.1. La notion de ZNI

Bien que cette notion apparaisse à plusieurs reprises dans le code de l'énergie, le droit français ne donne aucune définition des « zones non interconnectées ».

Le I de l'article L. 141-5 du code de l'énergie liste les territoires qui, en tant que ZNI, doivent faire l'objet d'une programmation pluriannuelle de l'énergie (ci-après, « PPE ») distincte de celle de la métropole. Il s'agit de la Corse, la Guadeloupe, la Guyane, la Martinique, Mayotte, La Réunion, Saint-Pierre-et-Miquelon et les îles Wallis et Futuna.

Cette liste n'est pas exhaustive, dans la mesure où le II de cet article évoque également l'existence de « [...] zones non interconnectées au réseau métropolitain continental, à l'exception de Saint-Martin, de Saint-Barthélemy et des zones mentionnées au I du présent article », qui doivent faire l'objet d'un volet annexé à la PPE.

En somme, lorsque l'on évoque les ZNI, il s'agit des territoires insulaires français et de la Guyane, des territoires dont l'éloignement géographique empêche ou limite les interconnexions au réseau électrique métropolitain continental.

Quelques chiffres clés des PPE ZNI

Les PPE des ZNI fixent des objectifs ambitieux en terme de substitution du thermique par de l'électricité produite à partir d'énergies renouvelables ou de récupération. Elles fixent également des objectifs en matière d'amélioration de l'efficacité énergétique et de maîtrise de la demande de l'énergie.

Ainsi, la Guyane prévoit de dépasser 85 % de part des énergies renouvelables dans la production d'électricité à l'horizon 2023, contre 54 % aujourd'hui. En parallèle, elle a pour objectif de réduire la consommation d'électricité de 17 % en 2023 (pour atteindre le scénario MDE volontariste). Les objectifs de réduction de la consommation portent notamment sur la climatisation et l'eau chaude sanitaire, tant dans le secteur résidentiel que dans le secteur tertiaire et industriel.

La Réunion prévoit de porter la part des EnR dans le mix énergétique à 69 % en 2023, notamment grâce à la conversion des centrales charbons en centrales « biomasse ». Elle se fixe également des objectifs volontaristes en matière de maîtrise de la demande de l'énergie, notamment grâce à des projets innovants dans les secteurs tertiaire et industriel tel que le projet de climatisation par eau de mer (SWAC).

Mayotte se fixe pour objectif de multiplier par près de 10 la part des énergies renouvelables dans le mix électrique d'ici 2023.

La PPE de la Martinique prévoit une augmentation de 805 % de la production d'électricité à partir d'énergie renouvelable pour 2023 par rapport à 2015, afin que cette production représente une part de 55,6 % du mix électrique.

L'objectif en terme de baisse de la consommation électrique en 2023 par rapport à 2015 est fixé à -19 % (pour atteindre le scénario MDE volontariste).

La notion de ZNI n'existe pas en droit européen, mais les notions de « micro réseau isolé » et de « petit réseau isolé », définies par le 3^{ème} paquet énergie⁶⁸, permettent d'appréhender les caractéristiques spécifiques de ces territoires.

Le « petit réseau isolé » est défini comme « *tout réseau qui a une consommation inférieure à 3 000 GWh en 1996, et qui peut être interconnecté avec d'autres réseaux pour une quantité inférieure à 5 % de sa consommation annuelle* ». Le « micro réseau isolé » est défini comme n'étant pas connecté à d'autres réseaux, et ayant eu une consommation inférieure à 500 GWh en 1996. Ces réseaux sont donc caractérisés par un taux d'interconnexion faible (voire nul) et une faible consommation d'électricité.

Il faut noter que, dans le cadre de l'adoption du 4^{ème} paquet énergie, des négociations ont eu lieu sur l'introduction de la notion de « petit réseau connecté ». Cette nouvelle notion, ajoutée par le Conseil à l'article 2(36a) de la proposition de directive du Parlement européen et du Conseil concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, est définie comme « *un réseau qui a une consommation inférieure à 3000 GWh en 1996, et qui peut être interconnecté avec d'autres réseaux pour une quantité supérieure à 5 % de sa consommation annuelle* ». Les possibilités de dérogation seraient limitées dans le temps et réduites par rapport aux dérogations permises pour les « petits réseaux isolés ».

3.1.2. Des territoires soumis à de fortes contraintes, justifiant un cadre juridique dérogatoire

Outre le caractère insulaire de ces territoires et la petite taille de ces réseaux, les ZNI sont caractérisées par de fortes spécificités géographiques, des conditions climatiques parfois extrêmes, et des contraintes logistiques en terme d'infrastructures routières et portuaires qui justifient des coûts de production d'électricité plus élevés qu'en métropole.

Le principe de péréquation tarifaire, illustration de la solidarité nationale, impose que ces surcoûts de production d'électricité ne soient pas supportés par les consommateurs des ZNI, et leur permet de bénéficier de tarifs de l'électricité comparables à ceux de la métropole. Les surcoûts de production et d'achat d'électricité non couverts par les recettes tarifaires sont donc intégralement compensés par l'Etat au titre des charges de service public de l'énergie.

Les ZNI, en vertu de leur statut de « petit réseau isolé » ou de « micro réseau isolé », bénéficient également en application de l'article 26 de la directive 2009/72/CE

d'une dérogation au principe de séparation entre les activités de production, de transport, de distribution et de fourniture de l'électricité.

Ainsi, sont chargés de la mission de développement et d'exploitation des réseaux publics de transport et de distribution : à Mayotte, Électricité de Mayotte (EDM)⁶⁹, à Wallis et Futuna, Eau et Électricité de Wallis et Futuna (EEWF)⁷⁰ et dans les autres ZNI, Électricité de France (EDF SEI)⁷¹.

Les opérateurs historiques assurent donc les fonctions de gestionnaire de réseau, producteur et fournisseur d'électricité au tarif réglementé de vente (ci-après, « TRV ») sur leurs territoires. Toutefois, ces opérateurs ne bénéficient pas du monopole de la production électrique sur ces territoires : d'autres acteurs possèdent et exploitent des installations de production d'électricité.

S'agissant de la fourniture, les opérateurs historiques bénéficient d'un monopole de la fourniture au TRV. Or, la situation particulière de ces territoires induit un surcoût important par rapport aux coûts de production obtenus sur le territoire métropolitain : le prix de revient de l'électricité est très supérieur aux tarifs de vente garantis par la péréquation tarifaire. Cette situation ne permet pas aujourd'hui l'émergence d'une concurrence pour la fourniture aux clients.

3.1.3. Un mix énergétique en transition

L'électricité consommée dans les ZNI est nécessairement produite sur place à partir de ressources fossiles importées massivement (fuel, charbon), complétées par des énergies renouvelables (hydraulique, biomasse, géothermie, photovoltaïque et éolien avec stockage), pour certaines variables (éolien, photovoltaïque sans stockage...).

Si le mix énergétique dans les ZNI repose aujourd'hui encore majoritairement sur les combustibles fossiles, l'article 1 de la loi du 17 août 2015 pour la transition énergétique et la croissance verte fixe pour les départements d'outre-mer un objectif d'autonomie énergétique à l'horizon 2030, ainsi qu'un objectif intermédiaire de 50 % d'énergies renouvelables dans les consommations finales d'énergie en 2020.

Les PPE de la Corse, la Guadeloupe, la Guyane, la Martinique, Mayotte, la Réunion, et de Wallis et Futuna ont par ailleurs été adoptées et établissent les priorités d'actions pour toutes les énergies sur ces territoires. Elles couvrent une première période de trois ans (2016-2018) et une seconde période de cinq ans (2019-2023).

“ Le principe de péréquation tarifaire, illustration de la solidarité nationale, impose que ces surcoûts de production d'électricité ne soient pas supportés par les consommateurs des ZNI.

⁶⁸ Directive 2009/72/CE du Parlement Européen et du Conseil du 13.07.2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 2003/54/CE.

⁶⁹ En application de l'article L. 151-2 du code de l'énergie.

⁷⁰ En application de l'article L. 152-4 du code de l'énergie.

⁷¹ En application de l'article L. 121-4 du code de l'énergie.

3.2. La régulation au service d'une transition énergétique à moindre coût dans les ZNI

3.2.1. La CRE gardienne des surcoûts de production dans les ZNI

Le rôle de la CRE est primordial s'agissant de l'évaluation de la compensation des surcoûts de production dans les ZNI prévue au a) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie.

En application de l'article R. 121-28 du code de l'énergie, la CRE est saisie de projets de contrats d'achat d'électricité conclus entre les fournisseurs historiques et les producteurs tiers (dits « contrats de gré à gré »), et évalue le coût normal et complet pour le type d'installation considérée. La CRE étudie l'opportunité du projet d'installation à travers son inscription dans les PPE concernées et notifie ensuite aux parties le résultat de son évaluation, sur la base de laquelle est calculée la compensation versée au fournisseur historique. La CRE n'est donc

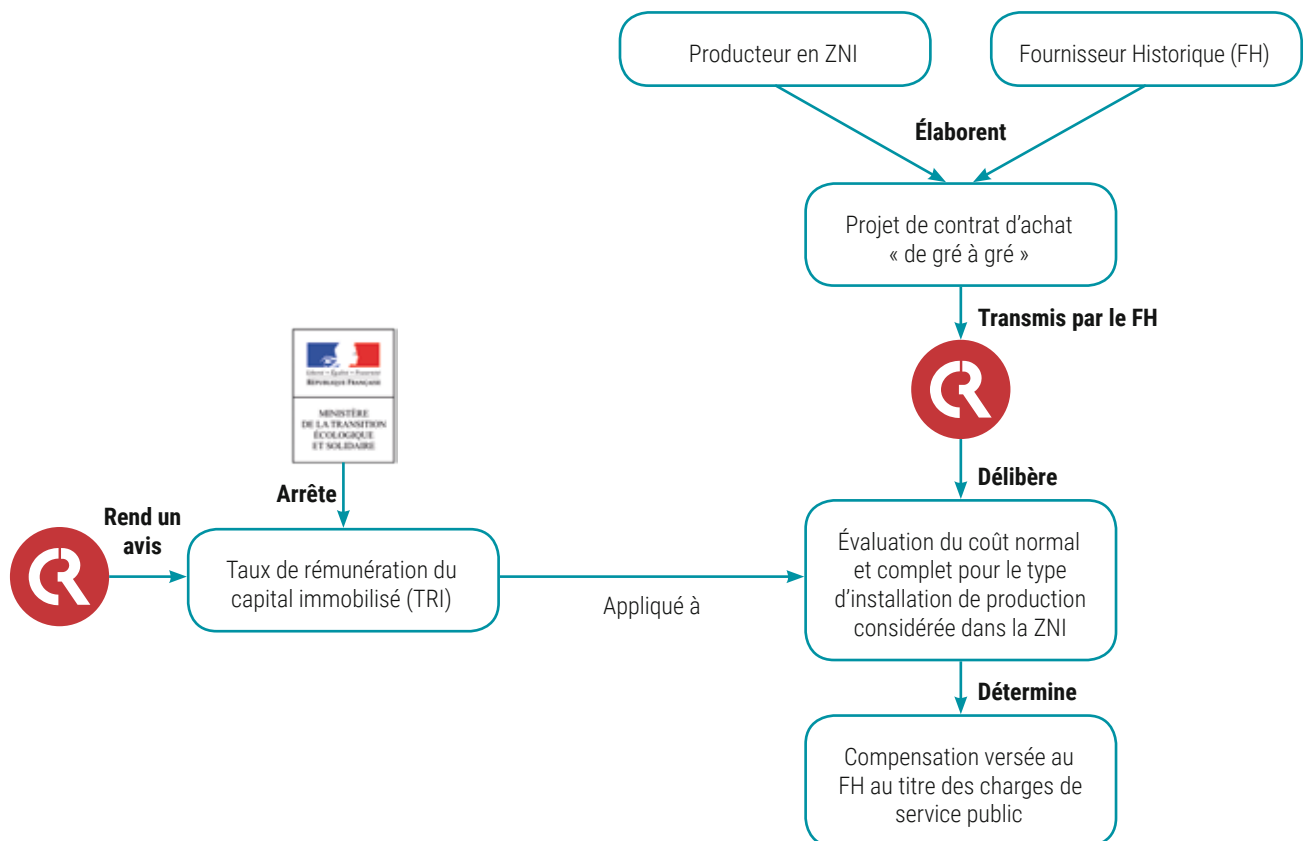
pas partie au contrat d'achat d'électricité, mais il lui est communiqué préalablement à sa conclusion entre le producteur et le fournisseur historique, afin qu'elle évalue *ex ante* le montant de la compensation, qui doit correspondre au coût normal et complet de production de l'installation considérée.

L'article 60 de la loi de finances rectificative pour 2012⁷² a étendu le périmètre des coûts relevant des charges de service public de l'énergie, en modifiant la rédaction de l'article L. 121-7 du code de l'énergie.

Jusqu'à l'entrée en vigueur de cette disposition, les charges imputables aux missions de service public en matière de production d'électricité ne comprenaient, s'agissant des ZNI, que les surcoûts de production non couverts par la part relative à la production dans les tarifs réglementés de vente.

⁷² Loi n° 2012-1510 du 29.12.2012 de finances rectificative pour 2012.

PROCÉDURE D'ÉVALUATION DE LA COMPENSATION DES CONTRATS D'ACHAT « DE GRÉ À GRÉ » EN ZNI



Au titre des charges de service public compensées aux fournisseurs historiques dans les ZNI figurent désormais les coûts des ouvrages de stockage d'électricité gérés par le gestionnaire du système électrique ainsi que les coûts supportés par les fournisseurs d'électricité en raison de la mise en œuvre d'actions de maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité et diminués des recettes éventuellement perçues à travers ces actions.

L'article L. 121-7 du code de l'énergie précise que ces coûts sont pris en compte « *dans la limite des surcoûts de production qu'ils contribuent à éviter* ».

Le rapport de la commission des finances du Sénat⁷³ élaboré à l'occasion de l'adoption de la loi précise que « *par construction, cette extension ne peut donc aboutir à une augmentation globale des charges de service public – et donc, par ricochet, de la CSPE* » et juge ce dispositif vertueux dans la mesure où il est « *incitatif pour des actions qui, à terme, devraient diminuer les charges de service public de l'électricité, sans pour autant les augmenter à court terme, du fait des limites qu'il prévoit* ».

La CRE est chargée d'évaluer la compensation des projets d'ouvrages de stockage d'électricité, de la même manière que pour les installations de production : saisie de dossiers de projets d'ouvrages de stockage d'électricité, elle évalue le coût normal et complet de l'installation de stockage dans la zone considérée. Elle applique un taux de rémunération du capital

immobilisé qu'elle fixe⁷⁴, compris entre une valeur plafond et une valeur plancher arrêtée par le ministre chargé de l'énergie après avis de la CRE.

La CRE dispose également de la compétence d'évaluer le coût normal et complet des actions de MDE entreprises par un fournisseur ou par un tiers avec lequel il contracte.

3.2.2. Le droit souple, outil de transparence et de prévisibilité dans l'évaluation des surcoûts

Afin d'assurer l'homogénéité des analyses des coûts des projets d'investissement dans les moyens de production d'électricité dans les ZNI, la CRE a élaboré et publié une méthodologie⁷⁵. Elle applique cette méthodologie lors de l'examen de chaque contrat de gré à gré qui lui est soumis.

Établie après consultation publique, cette méthodologie, qui constitue une directive opposable aux opérateurs concernés, assure une égalité de traitement entre tous les acteurs et permet de garantir un maximum de transparence et de prévisibilité pour les fournisseurs historiques comme pour les producteurs tiers souhaitant investir dans les ZNI. Ces lignes directrices permettent en effet aux acteurs de connaître précisément la procédure à suivre en vue d'obtenir la compensation des surcoûts de production, ainsi que la démarche adoptée par la CRE pour évaluer ce qui constitue des coûts « normaux ». Elle est susceptible d'être mise à jour au fur et à mesure de la pratique décisionnelle de la CRE.

⁷³ Rapport n° 213 (2012-2013) de M. François MARC, fait au nom de la commission des finances, déposé le 12.12.2012.

⁷⁴ Délibération de la CRE du 03.05.2018 relative au taux de rémunération des projets d'ouvrages de stockage d'électricité dans les zones non interconnectées, ainsi qu'au taux d'actualisation de référence majoré pour ces mêmes installations.

⁷⁵ Délibération de la CRE du 23.04.2015 portant communication relative à la méthodologie modifiée appliquée à l'examen des coûts d'investissement et d'exploitation dans des moyens de production d'électricité situés dans les zones non interconnectées et portés par EDF SEI ou Électricité de Mayotte ou qui font l'objet de contrats de gré-à-gré entre les producteurs tiers et EDF SEI ou Électricité de Mayotte.

Un exemple de révision de la compensation : la conversion de la centrale Albioma Caraïbes à la biomasse

Par une délibération du 8 novembre 2018, la CRE a évalué la compensation relative au projet d'avenant au contrat d'achat entre la société EDF et la société Albioma Le Moule pour la conversion à la biomasse de l'installation de production d'électricité Albioma Caraïbes en Guadeloupe.

La centrale Albioma Caraïbes, fonctionnant actuellement au charbon, possède une puissance installée de 34 MW pour une production annuelle correspondant à environ 15 % de la consommation du territoire. La conversion de cette centrale s'inscrit pleinement dans les objectifs de la loi pour la transition énergétique et la croissance verte ainsi que de la PPE Guadeloupe.

Saisie du projet d'avenant par la société EDF, la CRE a évalué la compensation des coûts d'investissement et des surcoûts d'exploitation induits par la conversion à la biomasse de la centrale.

Elle a ainsi vérifié la pertinence des investissements, et s'est assurée que le producteur a bien eu recours à des procédures de mise en concurrence pour la construction des différentes installations nécessaires à la conversion, toujours dans un objectif de réduction des surcoûts à compenser.

Il ressort de l'évaluation de la CRE que les charges de service public supportées par EDF au titre du contrat d'achat tel que modifié par le projet d'avenant seront compensées.

“ La méthodologie de la CRE constitue un encadrement des contrats de gré à gré, tant au stade de la détermination de leur contenu qu’au stade de leur exécution.

La méthodologie de la CRE constitue un outil de droit souple au service de l’encadrement des contrats de gré à gré, non seulement au stade de la détermination de leur contenu mais également au stade de leur exécution.

La CRE a notamment encadré dans cette méthodologie les modalités d’examen des demandes de révision de la compensation, qui prennent

la forme d’avenants aux contrats d’achat ayant déjà fait l’objet d’une évaluation par la CRE.

Ainsi, le niveau de compensation peut faire l’objet d’une réévaluation par la CRE si les conditions suivantes sont cumulativement remplies :

- survenance d’un évènement indépendant de la volonté du porteur de projet ;
- qui ne pouvait pas faire l’objet d’une couverture, notamment par un contrat d’assurance ;
- et qui entraîne une modification substantielle de l’économie du contrat.

La révision du prix d’achat fixé au contrat ne peut donc résulter que de la survenance d’un évènement extérieur aux parties, imprévisible et d’une ampleur telle qu’il bouleverse l’économie du contrat initialement conclu. La méthodologie de la CRE prévoit également la présence dans les contrats d’un régime de bonus/malus et de pénalités, pour inciter le producteur à se conformer aux objectifs contractuels en matière de disponibilité de l’installation.

La CRE s’intéresse donc à la fois :

- au contenu des contrats d’achat d’électricité dans les ZNI en veillant à la présence dans les projets de contrats dont elle est saisie de clauses conformes aux principes dégagés dans sa méthodologie ;
- à la vie du contrat pour mettre en œuvre ces clauses lorsque, sollicitée par l’un des cocontractants, elle se prononce sur la révision du niveau de la compensation.

Cette utilisation du droit souple par la CRE ne se limite pas aux actifs de production. La CRE a ainsi défini dans une délibération⁷⁶ la méthodologie qu’elle appliquera à l’examen des projets d’ouvrages de stockage dans les ZNI destinés à être appelés en injection et en soutirage par le gestionnaire de réseau de distribution (ci-après, le « GRD »), qu’ils soient portés par le GRD lui-même ou par des tiers.

La CRE a également encadré, par deux méthodologies, les modalités d’examen des projets de MDE dans les ZNI : une méthodologie concerne les projets nécessitant des dépenses d’investissement d’au-moins un million d’euros⁷⁷, et l’autre méthodologie concerne les projets de « petites »⁷⁸ actions de MDE⁷⁹.

3.2.3. Les contrats de gré à gré en ZNI, illustration de l’encadrement par le régulateur des rapports contractuels de droit privé

Alors que les contrats d’obligation d’achat sont des contrats administratifs par détermination de la loi⁸⁰, les contrats de gré à gré conclus entre le fournisseur historique et des producteurs tiers en ZNI ne font pas l’objet d’une qualification législative.

Or, ces contrats ne répondent pas à la définition jurisprudentielle des contrats administratifs.

En effet, un contrat conclu entre deux personnes privées est en principe un contrat de droit privé, sauf dans le cas où l’une des parties au contrat agit pour le compte d’une personne publique.

Le Conseil d’État⁸¹ a jugé, s’agissant des contrats d’obligation d’achat, que la société EDF ne pouvait être considérée comme agissant « pour le compte de l’État » et que, dès lors, ces contrats ne pouvaient être considérés comme des contrats administratifs. Le Conseil d’État a ainsi rappelé que la production d’électricité « ne relève de l’État ou d’une autre personne publique, ni par nature, ni par détermination de la loi, et est au contraire une activité économique exercée par des entreprises privées ». Il a également précisé qu’« à supposer que le contrat soit soumis à un régime exorbitant du droit commun, ce qui ne peut résulter des seules conditions relatives à sa passation, cette circonstance serait en tout état de cause sans incidence, s’agissant d’un contrat entre deux personnes privées ».

Cette jurisprudence est transposable aux contrats de gré à gré conclus entre les fournisseurs historiques et les entreprises privées exerçant leur activité sur le marché concurrentiel de la production d’électricité dans les ZNI.

Le législateur est intervenu depuis lors pour requalifier en contrats administratifs les contrats « conclus en application de la présente section »⁸². Cependant, la section concernée du code de l’énergie étant relative à l’obligation d’achat, cette modification législative n’emporte pas requalification des contrats de gré à gré en contrats administratifs.

⁷⁶ Délibération de la CRE du 30.03.2017 portant communication relative à la méthodologie d’examen d’un projet d’ouvrage de stockage d’électricité dans les zones non interconnectées.

⁷⁷ Délibération de la CRE du 10.06.2015 portant communication relative à la méthodologie appliquée pour l’examen d’un projet d’infrastructure visant la maîtrise de la demande portant sur les consommations d’électricité dans les zones non interconnectées.

⁷⁸ Les actions de « petite » MDE se présentent sous la forme d’aides financières à l’achat d’équipements performants et économes en énergie (chauffe-eaux solaires, appareils électroménagers très efficaces énergétiquement, ampoules basses consommation, climatiseurs performants...) ainsi que des aides à la rénovation et à l’isolation thermique des bâtiments.

⁷⁹ Délibération de la CRE du 02.02.2017 portant communication relative à la méthodologie d’examen des petites actions visant la maîtrise de la demande portant sur les consommations d’électricité dans les zones non interconnectées.

⁸⁰ Article L. 314-7 du code de l’énergie, issu de l’article 88 de la loi n° 2010-788 du 12.07.2010 modifiant l’article 10 de la loi du 10.02.2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l’électricité.

⁸¹ CE, 01.07.2010, Sté Bioenerg, n° 333275.

⁸² Article L. 314-7 du code de l’énergie.

Les contrats de gré à gré sont donc de droit privé et relèvent de la compétence du juge judiciaire en cas de litige, ainsi que de l'application du régime de droit commun des obligations.

Toutefois, le régime juridique de ces contrats peut poser question. Comme il a été vu, le contenu et l'exécution de ces contrats font l'objet d'un encadrement fort par le régulateur. Leurs conditions de prix sont déterminées par le régulateur et certaines clauses de ces contrats s'inspirent du droit administratif des contrats. Ainsi par exemple la théorie administrative de l'imprévision est-elle transposée dans les contrats de gré à gré en application de la méthodologie de la CRE. À la lumière des éléments qui précèdent, la question se pose de savoir si compte-tenu d'une part, de l'encadrement qui est mis en place par le régulateur et d'autre part de l'esprit de la loi « Grenelle II⁸³ », ces contrats d'achat d'électricité de gré à gré ne devraient pas être qualifiés de contrats administratifs. La question se pose également pour les contrats conclus à l'issue d'un appel

d'offres. Une telle qualification permettrait d'unifier le régime juridique et la compétence juridictionnelle des contrats d'obligation d'achat d'électricité.

Des solutions nouvelles sont donc développées pour tenir compte des particularités de chaque ZNI. L'intégration d'énergies renouvelables intermittentes aux systèmes électriques particuliers des ZNI appelle en effet une régulation dynamique et des solutions adaptées pour assurer le maintien de l'équilibre entre l'offre et la demande, tels que le développement d'installations de stockage ou d'actions de MDE.

Dans l'exercice de ses missions et au regard du contexte particulier propre à ces territoires, la CRE a un rôle essentiel : accompagner la transition énergétique tout en maîtrisant l'impact sur les charges de service public.

⁸³ Loi n° 2010-788 du 12.07.2010.

4. LA COMPÉTENCE DU CoRDiS EN MATIÈRE DE RÈGLEMENT DE DIFFÉRENDS

Plus de dix ans après sa création, la question du périmètre de la compétence du CoRDiS continue encore de se poser, comme en témoigne la récente pratique décisionnelle du comité.

La compétence du CoRDiS en matière de règlement de différends est une compétence d'attribution fixée à l'article L. 134-19 du code de l'énergie.

Cette compétence est relative aux différends entre les gestionnaires de réseaux de gaz naturel ou d'électricité (ou d'infrastructures comme les opérateurs de stockage ou les terminaux méthaniers) et leurs utilisateurs s'agissant des réseaux publics et, depuis l'entrée en vigueur de l'ordonnance du 15 décembre 2016, des réseaux fermés de distribution. Ces différends peuvent porter sur l'accès ou l'utilisation des réseaux, notamment en cas de refus d'accès ou de désaccord sur la conclusion, l'interprétation ou l'exécution des contrats correspondants, ou sur le respect des règles d'indépendance entre le gestionnaire de réseaux de transport et une des sociétés appartenant à l'entreprise verticalement intégrée à laquelle il appartient.

Dans le cadre de sa pratique décisionnelle, le CoRDiS définit sa compétence dans les termes suivants :

« Il ressort des termes mêmes de la loi qu'un différend n'entre dans la compétence du CoRDiS, laquelle est une compétence d'attribution, qu'à une double condition, tenant, l'une à la qualité des personnes qu'un différend oppose, et l'autre à l'objet du différend. Il ne suffit donc pas qu'un différend oppose un gestionnaire de réseau à un utilisateur pour que le comité soit compétent pour le trancher. Encore faut-il que l'objet du différend corresponde à l'une des catégories limitativement énoncées par la loi. » (CoRDiS, 21 janv. 2011, société Nicodis c. ERDF).

Toutefois, la question de la compétence du CoRDiS continue de se poser dans certaines demandes de règlement de différends.

Les derniers mois ont ainsi été l'occasion pour le CoRDiS de préciser l'étendue de son champ de compétence en matière de règlement de différends.

Le CoRDiS s'est reconnu compétent pour :

- se prononcer sur un différend entre un fournisseur et un gestionnaire du réseau public de transport de gaz naturel relatif aux conditions d'utilisation par le gestionnaire de réseau d'une modulation des flux apportés par le fournisseur à un point d'interconnexion (CoRDiS, 08 déc. 2017, n° 12-38-16, Engie c. GRTgaz) ;

- connaître d'une demande relative à l'interruption de l'accès au réseau public de distribution d'électricité et à un désaccord sur l'interprétation et l'exécution d'un contrat d'accès mentionné à l'article L. 111-91 du code de l'énergie conclu entre un gestionnaire de réseau et une installation de production d'électricité éolienne (CoRDiS, 16 fév. 2018, n° 16-38-16, SFE Parc Eolien de Saint Crépin c. Enedis).

À l'inverse, entre 2018 et début de l'année 2019, le CoRDiS a estimé qu'il n'était pas compétent pour :

- connaître d'un différend qui n'oppose pas des gestionnaires à des utilisateurs des réseaux publics de transport ou de distribution d'électricité. En l'espèce « *la circonstance qu'une collectivité publique accepte de prendre à sa charge tout ou partie des coûts exposés pour l'extension du réseau public dans le cadre du raccordement d'une zone d'aménagement concerté ne peut conférer à cette collectivité la qualité d'utilisateur du réseau* » (CoRDiS, 16 mars 2018, n° 09-38-15, CAPBP et CCLB c. Enedis) ;
- statuer sur les demandes tenant à la réparation d'un préjudice ou tendant à attribuer à une partie une somme à titre indemnitaire (CoRDiS, 16 fév. 2018, n° 16-38-16, SFE Parc Eolien de Saint Crépin c. Enedis ; 22 juin 2018, n° 02-38-17, Consorts R. c. Enedis) ;
- se prononcer sur la conformité de l'implantation d'un support du réseau public de distribution d'électricité à haute tension et partant, prononcer une injonction tendant à son déplacement assortie d'une astreinte (Président du CoRDiS, 18 janv. 2019, n° 02-38-18, Monsieur B. c. Commune de NUEIL-SOUS-FAYE, société SRD et Syndicat ENERGIES VIENNE).



- 1. SYNTHÈSES DES PRINCIPALES DÉLIBÉRATIONS DU COLLÈGE EN 2018**
- 2. SYNTHÈSES DES PRINCIPALES DÉCISIONS CONTENTIEUSES EN 2018 CONCERNANT L'ACTIVITÉ DU COLLÈGE**
- 3. SYNTHÈSES DES PRINCIPALES DÉCISIONS DU CORDIS EN 2018**
- 4. SYNTHÈSES DES PRINCIPALES DÉCISIONS CONTENTIEUSES EN 2018 CONCERNANT L'ACTIVITÉ DU CoRDIS**

PARTIE 3

PRINCIPALES DÉCISIONS ET DÉLIBÉRATIONS



Au cours de l'année 2018, de nombreuses délibérations et décisions ont été rendues par le collège de la CRE, le CoRDIS et les juridictions de contrôle. Dans leurs domaines respectifs, elles ont permis de faire évoluer la jurisprudence et de préciser le cadre de régulation d'accès aux marchés et aux réseaux.

Pour la première fois, le CoRDIS a prononcé deux sanctions relatives à des manquements au code de l'énergie.

1. SYNTHÈSES DES PRINCIPALES DÉLIBÉRATIONS DU COLLÈGE EN 2018

1.1. Tarifs

Délibération portant décision sur la composante d'accès aux réseaux publics de distribution d'électricité pour la gestion de clients en contrat unique dans les domaines de tension HTA et BT (n° 2018-011 du 18 janvier 2018)

Délibération portant décision sur la composante d'accès aux réseaux publics de distribution de gaz naturel pour la gestion de clients en contrat unique (n° 2018-012 du 18 janvier 2018)

La loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017 dite loi « Hydrocarbures » a explicité la compétence de la CRE concernant la rémunération des fournisseurs pour les prestations de gestion de clientèle qu'ils réalisent pour le compte des gestionnaires de réseaux de distribution.

La CRE reprend le niveau et les mêmes éléments que ceux fixés dans sa délibération n° 2017-236 du 26 octobre 2017 portant décision sur la composante d'accès aux réseaux publics de distribution d'électricité pour la gestion de clients en contrat unique dans les domaines de tension HTA et BT à compter du 1^{er} janvier 2018 et dans sa délibération n° 2017-237 du 26 octobre 2017 portant décision sur la composante d'accès aux réseaux publics de distribution de gaz naturel pour la gestion de clients en contrat unique à compter du 1^{er} janvier 2018.

Délibération portant orientations et recommandations sur l'autoconsommation (n° 2018-027 du 15 février 2018)

Dans le cadre de cette délibération, la CRE distingue l'autoconsommation individuelle de l'autoconsommation collective.

Pour l'autoconsommation individuelle, qui recouvre des situations très diverses, la CRE n'envisage pas à ce stade une évolution complémentaire du TURPE (tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité). Elle considère en effet que le tarif doit refléter les coûts de réseaux quel que soit l'usage de l'électricité.

Pour l'autoconsommation collective, la CRE interroge les acteurs de l'énergie sur la façon de refléter dans les tarifs les coûts évités sur les réseaux par la production locale d'électricité.

Les recommandations de la CRE sur le cadre technique et contractuel et sur les dispositifs de soutien répondent à un double objectif :

- le développement optimal et maîtrisé de l'autoconsommation d'énergie renouvelable pour atteindre les objectifs de la transition énergétique au meilleur coût pour la collectivité ;
- le respect des règles indispensables à la sécurité et au bon fonctionnement du système électrique comme par exemple la déclaration obligatoire des installations de production.

Délibération portant décision relative aux modalités de commercialisation des capacités de stockage dans le cadre de mise en œuvre régulé des tiers aux stockages de gaz naturel en France (n° 2018-039 du 22 février 2018)

Délibération portant décision d'introduction d'un terme tarifaire stockage dans le tarif d'utilisation des réseaux de transport de GRTgaz et TIGF (n° 2018-069 du 22 mars 2018)

Délibération portant décision sur le tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, TIGF et Géométhane à compter de 2018 (n° 2018-068 du 22 mars 2018)

Délibération fixant le niveau du terme tarifaire stockage dans le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et TIGF à partir du 1^{er} avril 2018 (n° 2018-074 du 27 mars 2018)

La mise en œuvre de la réforme du stockage de gaz naturel par la CRE permet de garantir la sécurité d'approvisionnement de la France en assurant le bon remplissage des stockages. Le coût total du stockage en 2018 s'élève à environ 715 M€, soit une baisse de près de 30 % des coûts unitaires du stockage.

Les délibérations de la CRE définissent le mécanisme en deux temps prévu par la réforme de l'accès régulé aux stockages de gaz naturel :

- elles fixent les modalités de la commercialisation, via des enchères, des capacités de stockage. La CRE retient en particulier un prix de réserve nul dans le but de maximiser les capacités souscrites. Les enchères ont été clôturées le 29 mars 2018 ;

- elles établissent en outre le revenu autorisé garanti à chaque opérateur de stockage, ainsi qu'un mécanisme de compensation entre ce revenu et leurs recettes, majoritairement perçues via les enchères.

Pour la détermination du revenu autorisé, la CRE s'est fondée sur les comptes des opérateurs et la méthode dite « Hourri », notamment utilisée dans la régulation des gestionnaires de réseaux de transport.

Afin d'inciter les opérateurs à la meilleure performance possible, la CRE prévoit une régulation incitative sur la commercialisation, en accordant un bonus aux capacités les plus attractives pour le marché.

Délibération portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines HTA et BT (n° 2018-148 du 28 juin 2018) [TURPE 5 bis HTA-BT]

À la suite de la décision du Conseil d'État du 9 mars 2018, la CRE publie la délibération du 28 juin 2018 portant décision sur de nouveaux tarifs de distribution d'électricité (dits « TURPE 5 bis HTA-BT »).

Compte-tenu, d'une part, de la mise en œuvre de la décision du Conseil d'État du 9 mars 2018 et, d'autre part, de la prise en compte des montants résultant de l'évolution au titre de l'inflation et de l'apurement du solde du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) au 1^{er} janvier 2018, le TURPE évolue en moyenne de - 0,21 % au 1^{er} août 2018.

Délibération portant proposition des tarifs réglementés de vente d'électricité (n° 2018-157 du 12 juillet 2018)

Par une décision du 18 mai 2018, le Conseil d'État a annulé la décision du 27 juillet 2017 par laquelle le ministre de la transition écologique et solidaire et le ministre de l'économie et des finances ont fixé les TRVE, « en ce qu'elle est applicable à tous les consommateurs finals, domestiques et non domestiques, pour leurs sites souscrivant une puissance inférieure ou égale à 36 kilovoltampères ».

Dans le cadre de ses travaux préparatoires en amont de la présente délibération, la CRE a consulté à plusieurs reprises les acteurs de marché notamment au sujet de :

- la méthode de calcul des coûts d'approvisionnement en énergie ;

- la référence de coûts commerciaux.

La CRE considère sur le fondement de ces échanges qu'il n'est pas justifié pour ce mouvement tarifaire de revoir la méthodologie de construction qu'elle a retenue lors de ses précédentes propositions. La CRE considère en particulier que cette méthodologie ne remet pas en cause, à date, la contestabilité des TRVE.

Dans le respect de la décision du Conseil d'État du 18 mai 2018 et afin de prendre en compte, l'augmentation des risques pesant sur les fournisseurs, en particulier ceux relatifs à la prévision de portefeuille, en raison notamment de l'accroissement de la volatilité des prix sur le marché de gros, la CRE propose d'augmenter la marge retenue dans les TRVE en la rehaussant de 3,0 % à 3,5 % du tarif hors taxes.

Sur ce fondement, le mouvement tarifaire proposé consiste en une évolution du niveau moyen de :

- - 0,5 % pour les tarifs bleus résidentiels ;
- + 1,1 % pour les tarifs bleus professionnels.

1.2. CSPE

Délibération relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2019 (n° 2018-156 du 12 juillet 2018)

Le montant prévisionnel au titre de l'année 2019 s'élève à 7 788,0 M€, soit 12 % de plus que le montant constaté des charges au titre de l'année 2017.

La CRE évalue le montant des charges à compenser en 2019 à 8 970,0 M€. Cette évaluation prend en compte le montant prévisionnel des charges qui seront supportées par les opérateurs au titre de 2019, la régularisation des charges au titre des années 2017 et 2018 ainsi que l'échéancier de remboursement à EDF du déficit de compensation accumulé par le mécanisme de la contribution au service public de l'électricité au 31 décembre 2015.

1.3. Indépendance

Délibération portant décision sur le maintien de la certification de la société RTE (n° 2018-005 du 11 janvier 2018)

La CRE maintient la certification de RTE à la suite de l'entrée de la Caisse des dépôts (ci-après, la « CDC ») et de CNP Assurances à hauteur de 49,9 % dans le capital

de la société holding qui détient 100 % du capital de RTE, dénommée « Coentreprise de transport d'électricité » (CTE). Cette prise de participation a pour principal effet d'élargir le périmètre de l'entreprise verticalement intégrée (ci-après, « EVI ») à laquelle appartient RTE, à la CDC et les sociétés de production et de fourniture d'électricité placées sous son contrôle.

Compte tenu des spécificités de la CDC (groupe public au service de l'intérêt général ; investisseur financier dont les missions sont réalisées au travers de prises de participations ; activités très diversifiées dans l'ensemble des secteurs de l'économie française), la CRE adapte l'application de certaines obligations d'indépendance prévues par le code de l'énergie, tout en s'assurant qu'une telle approche n'est pas de nature à créer de risques de conflit d'intérêts. Il en va notamment ainsi pour :

- la validation de la composition de la minorité du conseil de surveillance, malgré la présence de deux membres représentant la CDC ;
- les accords commerciaux et financiers conclus entre RTE et une société contrôlée par la CDC qui n'exerce pas d'activité de production ou de fourniture d'électricité, qui sont exclus du champ d'application de l'article L. 111-17 du code de l'énergie ;
- l'absence de nécessité de communiquer à la CRE les contrats passés par RTE avec des prestataires en vue d'intervenir sur ses systèmes de traitement automatisés des informations lorsque ceux-ci procèdent à des opérations de même nature avec la CDC ou d'autres sociétés de l'EVI qu'elle contrôle.

1.4. Marchés de gros

Délibération portant communication sur l'intégrité et la transparence des marchés de gros de l'énergie (n° 2018-073 du 22 mars 2018)

Le 22 mars 2018, la CRE a publié une délibération portant communication sur l'intégrité et la transparence des marchés de gros de l'énergie.

Depuis le 28 décembre 2011, la mission de surveillance des marchés de gros de l'énergie assurée par la CRE s'inscrit dans le cadre du règlement européen n° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (ci-après, « REMIT ») dont certaines modalités d'application sont précisées dans le code de l'énergie.

REMIT établit des règles qui interdisent les pratiques abusives affectant les marchés de gros de l'énergie. Elles visent de façon spécifique à assurer l'intégrité des marchés de gros de l'énergie en :

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

Par cette délibération, la CRE entend rappeler aux acteurs de marché les principales obligations leur incombant et qui visent à assurer l'intégrité et la transparence du marché de gros français de l'électricité et du gaz naturel.

1.5. Accès au marché

Délibération relative au fonctionnement de la zone de marché unique du gaz en France (n° 2018-171 du 24 juillet 2018)

Par une délibération du 24 juillet 2018, la CRE détermine les conditions opérationnelles de fonctionnement de la zone de marché unique du gaz en France, au 1^{er} novembre 2018. Elle précise le traitement des restrictions de capacités, notamment dans le cadre des opérations de maintenance des ouvrages, le fonctionnement des mécanismes de levée des congestions et les modalités de suivi du niveau de remplissage des stockages à l'aval des fronts de congestion.

Cette délibération s'inscrit dans le cadre d'une concertation menée avec les acteurs de marché, qui a permis de passer de sept zones de marché en 2003 à deux zones en 2015 puis à une zone unique, conformément à l'objectif fixé en 2012.

Délibération portant décision relative aux modalités de commercialisation des capacités de stockage de gaz naturel à compter d'octobre 2018 (n° 2018-202 du 27 septembre 2018)

Dans la continuité des enchères de mars 2018, qui ont permis de vendre la quasi-totalité des capacités de stockage 2018-2019 et dont le succès a été salué par les acteurs, et à l'issue de la concertation organisée par Storengy et Teréga au sein de laquelle les acteurs concernés ont pu exprimer leurs positions, la CRE fixe les modalités de commercialisation des capacités de stockage pour les prochaines années.

Délibération portant décision sur la méthode de répartition des volumes d'ARENH en cas de dépassement du plafond prévu par la loi et portant orientation sur les modalités de calcul du complément de prix (n° 2018-222 du 25 octobre 2018)

La CRE fixe également, par une délibération du 25 octobre 2018, la méthode de répartition des volumes d'Accès régulé à l'énergie nucléaire historique (ci-après, « ARENH ») en cas de dépassement du plafond prévu par la loi et partage ses orientations sur les modalités de calcul du complément de prix.

En cas de dépassement du plafond d'ARENH au guichet de novembre 2018, la CRE a décidé que :

- l'écrêtement ne s'appliquerait qu'aux nouvelles demandes d'ARENH formulées lors de ce guichet ;
- les filiales contrôlées par EDF seraient écrêtées intégralement pour les seuls volumes conduisant à un dépassement du plafond.

Les éventuels contrats mis en place avec la société mère devront répliquer les conditions d'approvisionnement à l'ARENH, notamment le taux d'écrêtement des fournisseurs alternatifs. Ces contrats seront communiqués à la CRE. EDF ne sera tenu d'offrir de tels contrats qu'aux seules filiales qu'elle contrôle.

En outre, la CRE a adopté les orientations suivantes, qu'elle déclinera pour l'année de livraison 2019, une fois le projet de décret entré en vigueur, concernant les modalités de calcul du complément de prix en cas de dépassement du plafond :

- une correction du calcul du CP2 pour inciter les fournisseurs à transmettre à la CRE la meilleure estimation de leur besoin, en comparant la « quantité théorique » calculée *ex post* et la « quantité demandée » par les fournisseurs ;
- une adaptation des flux financiers associés au CP1, lorsque cela est nécessaire, pour compenser les fournisseurs lésés par un écrêtement trop important conséquence de la mauvaise prévision d'autres fournisseurs demandeurs d'ARENH.

Délibération portant décision d'octroi d'une dérogation jusqu'au 1^{er} janvier 2025 pour la mise en œuvre d'un pas de règlement des écarts à 15 minutes en France (n° 2018-229 du 14 novembre 2018)

Parmi les évolutions devant faciliter l'intégration des

marchés en Europe figure l'harmonisation du pas de règlement des écarts, pas qui définit la précision à laquelle les responsables d'équilibre sont financièrement incités à équilibrer leur périmètre, les injections et achats d'électricité devant être égaux aux soutirages et aux ventes sur ce pas de temps. Il est actuellement fixé à 30 minutes en France et le règlement (UE) 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique prévoit une harmonisation à 15 minutes d'ici fin 2020. Les autorités de régulation compétentes peuvent toutefois, à leur propre initiative, octroyer une dérogation pour la mise en œuvre d'un pas de règlement des écarts de 15 minutes, à une échéance plus tardive et au plus tard le 1^{er} janvier 2025.

La CRE a mené une étude pour, d'une part, déterminer l'année pertinente de mise en œuvre d'un pas de règlement de 15 minutes en France au regard des coûts et des bénéfices engendrés par l'ensemble des évolutions sous-jacentes et, d'autre part, établir une vision de ses impacts réglementaires et un calendrier de mise en œuvre permettant à l'ensemble des acteurs d'anticiper les adaptations réglementaires nécessaires. Sur cette base, elle a décidé d'octroyer une dérogation jusqu'au 1^{er} janvier 2025.

Elle a par ailleurs demandé aux gestionnaires de réseaux publics d'électricité de prévoir dès janvier 2019 des concertations techniques et réglementaires avec l'ensemble des parties prenantes.

Délibération portant approbation d'une proposition concernant l'échange d'énergie d'équilibrage à partir de réserves tertiaires complémentaires (n° 2018-267 du 20 décembre 2018)

La CRE a approuvé les modalités de mise en œuvre d'une plateforme européenne d'échanges d'énergie d'équilibrage à partir de réserves tertiaires complémentaires, proposées conjointement par les gestionnaires de réseaux de transport utilisant ce type de réserves. Cette décision est prise à l'identique par l'ensemble des régulateurs concernés conformément au règlement européen relatif à l'équilibrage.

Le couplage des marchés a déjà été mis en œuvre aux échéances journalière et infra journalière ; cette plateforme permettra d'instaurer le couplage des marchés aux échéances d'équilibrage.

La CRE et ses homologues ont estimé que la proposition est un compromis pragmatique entre les exigences des gestionnaires de réseaux de transport et les besoins

des acteurs de marché. Cette plateforme constitue la première réalisation de l'intégration européenne des marchés de l'équilibrage prévue par le règlement (UE) 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique, qui sera complétée par la mise en œuvre de plateformes d'échanges des autres produits de réserves d'équilibrage d'ici 2025.

1.6. Raccordement

Délibération portant proposition d'arrêté sur les principes généraux de calcul de la contribution versée au maître d'ouvrage des travaux de raccordement aux réseaux publics de distribution d'électricité (n° 2018-024 du 8 février 2018)

Le 8 février 2018, la CRE a proposé aux ministres chargés de l'énergie et de l'économie un projet d'arrêté modifiant les conditions financières de raccordement aux réseaux publics de distribution d'électricité. Ce projet a vocation à remplacer l'arrêté du 28 août 2007 existant. Les modifications associées concernent notamment la transparence des devis et apportent des précisions sur les barèmes de raccordement. Ce projet introduit également les opérations de raccordement intelligentes (ORI) très attendues par les acteurs. Cette nouveauté faciliterait l'accueil des énergies renouvelables et offrirait une alternative à de coûteux travaux sur les réseaux électriques. En échange de modalités plus favorables de raccordement, les producteurs acceptent des limitations ponctuelles d'injection d'électricité, pour satisfaire aux contraintes du réseau.

Délibération portant approbation du modèle de conditions particulières relatives à la « Réalisation et financement des ouvrages de raccordement » de la convention de raccordement au réseau public de transport d'électricité des installations de production issues de sources d'énergie renouvelable en mer ayant fait l'objet d'une procédure de mise en concurrence mentionnée à l'article L. 311-10 du code de l'énergie dont les candidats retenus ont été désignés avant le 1^{er} janvier 2015 (n° 2018-227 du 8 novembre 2018)

Le gouvernement a retenu six projets d'installation d'éoliennes de production d'électricité en mer en 2011 et 2013. Début 2018, il a décidé d'engager un processus de renégociation, avec les lauréats, des conditions économiques applicables à ces projets. Dans ce cadre, la loi du 10 août 2018 pour un État au service d'une société de confiance (dite ESSOC) fait désormais porter le coût du raccordement à RTE. À la suite de la promulgation de cette loi, la CRE a approuvé le 8 novembre 2018 le modèle de convention de raccordement au réseau public de transport d'électricité des installations concernées. Cette délibération fixe les conditions pour le raccordement des parcs éoliens en mer au réseau de transport d'électricité. Elle résulte d'une large concertation associant notamment les porteurs de projets et RTE. Pour ce qui est du raccordement, les conditions sont donc à présent réunies pour permettre la réussite de ces projets ambitieux en matière de transition énergétique et de développement des énergies renouvelables.

1.7. Zones non interconnectées

Délibération portant décision sur la compensation des projets de stockage centralisé dans les zones non interconnectées dans le cadre du guichet d'octobre 2017 (n° 2018-207 du 4 octobre 2018)

La CRE a organisé en 2017 le premier guichet stockage dans ces territoires. Sur les 46 projets qu'elle a instruits, 11 sont éligibles à la compensation au titre des charges de service public de l'énergie. Le financement de ceux-ci engendre des charges de service public de l'énergie de l'ordre de 80 M€ sur leurs durées de vie. La CRE a estimé les surcoûts de production évités par ces projets à environ 450 M€, soit une économie de charges de service public d'électricité de 370 M€ sur les 25 années à venir.

2. SYNTHÈSES DES PRINCIPALES DÉCISIONS CONTENTIEUSES EN 2018 CONCERNANT L'ACTIVITÉ DU COLLÈGE

2.1. Tarifs

Décision du Conseil d'État annulant partiellement la méthode de calcul des tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (Conseil d'État, 9 mars 2018, req. n° 407516)

Le Conseil d'État a été saisi de plusieurs recours formés par les sociétés Enedis et EDF, par le ministre chargé de l'énergie et par la fédération CFE-CGC Energies contre deux délibérations de la CRE du 17 novembre 2016 et du 19 janvier 2017 fixant la méthode de calcul des tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité à compter du 1^{er} août 2017 (TURPE 5).

Par une décision rendue le 9 mars 2018, le Conseil d'État rejette l'essentiel des nombreux griefs, de forme et de fond, adressés par les requérants à ces deux délibérations. Les griefs concernant notamment le délai de convocation du collège de la CRE, les modalités de consultation des acteurs et la prise en compte des orientations de politique énergétique sont rejetés. De la même manière, la Haute juridiction a confirmé le bien-fondé de l'ensemble des mécanismes de régulation incitative contestés, tant dans leur principe que dans leurs modalités d'application. Les charges d'exploitation retenues par la CRE pour définir la trajectoire prévisionnelle de l'opérateur, ainsi que la structure du tarif, ont également été validées dans leur intégralité.

En application des dispositions de l'article L. 341-2 du code de l'énergie, dans sa version issue de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, le Conseil d'État indique que si la CRE peut se fonder, pour déterminer le niveau du coût du capital investi que les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité ont vocation à couvrir, sur un coût moyen pondéré du capital établi à partir d'une structure normative de passif, il s'agit, pour l'autorité de régulation, d'une simple faculté et non d'une obligation. Ainsi, le Conseil d'État précise que la CRE peut légalement se fonder sur une autre méthodologie permettant d'assurer, ainsi que l'exige le premier alinéa de l'article L. 341-2 du code de l'énergie, la couverture complète des coûts effectivement supportés par les gestionnaires de réseaux.

Ensuite, il juge notamment que la CRE pouvait légalement retenir, à l'occasion de la détermination du coût du capital investi devant être couvert, un modèle d'évaluation des actifs financiers tenant compte de la spécificité du régime

d'exploitation du réseau de distribution d'électricité et, partant, de la spécificité de certains des éléments du passif de la société Enedis permettant d'assurer une couverture complète des coûts effectivement supportés par ce gestionnaire de réseau.

S'agissant de la détermination des tarifs dits TURPE 2 qui ont été appliqués entre 2006 et 2008, le Conseil d'État précise que la CRE avait appliqué une méthodologie d'évaluation du coût du capital investi qui reposait sur une base d'actifs régulés et non plus sur la seule compensation des coûts comptables. Pour la détermination des charges de capital, cette méthodologie impliquait, d'une part, de ne plus tenir compte des provisions pour renouvellement passées par le gestionnaire du réseau dans la perspective du renouvellement d'une partie des ouvrages du domaine concédé et, d'autre part, de déduire des charges compensées la contrevaletur des ouvrages remis chaque année, gratuitement, par les autorités concédantes. Il en résulte que le coût des actifs correspondant, d'une part, aux immobilisations ayant donné lieu à reprise, au moment du renouvellement effectif des ouvrages, de provisions constituées lors de la période tarifaire couverte par les tarifs dits TURPE 2 et, d'autre part, aux ouvrages remis par les autorités concédantes au gestionnaire de réseau au cours de cette même période tarifaire, pour leur valeur nette comptable dans l'un et l'autre cas, a été supporté, sur ses capitaux propres et sans compensation tarifaire, par la société Enedis.

En conséquence, il juge que la délibération de la CRE du 17 novembre 2016 est illégale en ce qu'elle n'a pas, pour déterminer le coût du capital investi par le gestionnaire de réseaux, fait application, en plus de la prime de risque, du taux sans risque à deux catégories d'actifs : (i) immobilisations ayant donné lieu à reprise de provisions pour renouvellement et (ii) ouvrages remis par les autorités concédantes. Le Conseil d'État indique qu'il appartiendra à la société Enedis, « pour permettre à la [CRE] de statuer à nouveau en conséquence de cette annulation, de produire l'ensemble des documents, notamment comptables, attestant de la nature et du montant comptabilisé pour chacun de ces éléments d'actif, auxquels devra être appliqué le taux "sans risque" en plus de la "prime de risque" ». Le Conseil d'État ajoute que « pour la détermination de ce montant, il sera tenu compte des économies d'impôt réalisées par le gestionnaire de réseau ».

Décision du Conseil d'État admettant la compatibilité des TRVE avec le droit européen tout en annulant partiellement les tarifs adoptés en 2017 (Conseil d'État, Ass., 18 mai 2018, req. n° 413688 et 414656, Engie et Anode)

Dans le cadre d'un recours pour excès de pouvoir introduit par la société Engie et l'Association nationale des opérateurs détaillants en énergie, le Conseil d'État s'est prononcé sur la compatibilité avec le droit de l'Union européenne des tarifs réglementés de vente d'électricité, dans une décision du 18 mai 2018.

Le Conseil d'État considère tout d'abord que la réglementation des prix de vente de l'électricité figurant aux articles L. 337-4 à L. 337-9 du code de l'énergie doit être regardée comme constituant, par sa nature même, une entrave à la réalisation d'un marché de l'électricité concurrentiel prévue par la directive 2009/72/CE.

Il estime ensuite que la réglementation relative aux tarifs réglementés de vente d'électricité est justifiée par la poursuite de l'objectif d'intérêt économique général de stabilité des prix mais qu'elle n'est pas proportionnée à l'objectif poursuivi, en ce qu'elle prévoit un dispositif de caractère permanent et qu'elle est applicable, à tous les consommateurs finals, domestiques et non domestiques, pour leurs sites souscrivant une puissance inférieure ou égale à 36 kilovoltampères. Sur ce dernier point, le Conseil d'État considère que les sites non résidentiels appartenant à une grande entreprise ne devraient pas bénéficier des tarifs réglementés de vente d'électricité.

En conséquence, le Conseil d'État annule la décision du 27 juillet 2017 par laquelle le ministre de la transition écologique et solidaire et le ministre de l'économie et des finances ont fixé les tarifs réglementés de vente d'électricité seulement « *en ce qu'elle est applicable à tous les consommateurs finals, domestiques et non domestiques, pour leurs sites souscrivant une puissance inférieure ou égale à 36 kilovoltampères* ».

Décision du Conseil d'État confirmant la délibération de la CRE portant sur la tarification des prestations annexes réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de réseaux d'électricité s'agissant de l'accès aux données de comptage et à la transmission de courbes de mesures au pas de 10 minutes (Conseil d'État, 28 septembre 2018, req. n° 411454)

Le Conseil d'État a été saisi par la société Eveler d'une demande d'annulation de la délibération de la CRE du 16 novembre 2016 portant décision sur la tarification des prestations réalisées à titre exclusif par les gestionnaires

de réseaux d'électricité en tant qu'elle portait sur l'accès aux données de comptage (point 3.3.18) et la transmission de courbes de mesure au pas de 10 minutes (point 3.3.27).

Sur le fond, le Conseil d'État rejette les arguments relatifs à l'atteinte portée à la liberté d'entreprise et à la liberté du commerce et de l'industrie. En effet, le juge considère que la fixation par la CRE de la méthodologie utilisée pour établir les tarifs des prestations annexes réalisées à titre exclusif par les gestionnaires des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité ne confère pas un droit exclusif à ces derniers. Selon le Conseil d'État, la CRE « *se borne à encadrer la tarification des prestations dont elle constate, sous le contrôle du juge, d'une part, qu'elles sont annexes aux missions de service public confiées aux entreprises ayant la qualité de gestionnaire de réseau, d'autre part, qu'elles ne sont pas susceptibles d'être proposées par des entreprises n'ayant pas cette qualité* ».

En l'espèce, le Conseil d'État relève que les prestations en litige, qui portent sur l'accès des utilisateurs à des données de comptage constituent bien des prestations annexes aux missions de service public confiées aux gestionnaires de réseaux. Il considère en outre que ces prestations ne sont pas susceptibles d'être proposées par des entreprises n'ayant pas la qualité de gestionnaire de réseau. À cet égard, le Conseil d'État souligne que les services de télé-relève et de traitement des informations générées par les compteurs d'électricité en utilisant la technologie du réseau téléphonique commuté proposées par la société Eveler se distinguent des prestations annexes en litige, qui consistent à fournir aux utilisateurs les données brutes de comptage que seuls les gestionnaires de réseaux sont en mesure de recueillir directement à partir des compteurs évolués.

Décision du Conseil d'État annulant partiellement la décision ministérielle « TRVE » du 28 juillet 2016 (Conseil d'État, 3 octobre 2018, req. n° 403502)

Le Conseil d'État a partiellement fait droit à la demande de l'Association nationale des opérateurs détaillants en énergie (ci-après, « ANODE ») tendant à l'annulation de la décision du 28 juillet 2016 par laquelle le ministre de l'environnement, de l'énergie et de la mer et le ministre de l'économie, de l'industrie et du numérique ont fixé les tarifs réglementés de vente d'électricité (ci-après, « TRVE »).

Le Conseil d'État reprend pour l'essentiel la solution de principe dégagée dans sa décision d'Assemblée rendue le 18 mai 2018 pour conclure, s'agissant des TRVE 2016, à leur annulation partielle.

Toutefois, le Conseil d'État rejette le surplus des conclusions de la requête formée par l'ANODE.

Le Conseil d'État estime que la CRE n'avait pas méconnu l'obligation de prise en compte des coûts des fournisseurs historiques. Ainsi, les tarifs dont la CRE proposait l'adoption « *assuraient la couverture des coûts comptables complets de la fourniture de l'électricité aux tarifs réglementés par les fournisseurs historiques, y compris les frais financiers, hors la rémunération des capitaux propres engagés et, [...] que les tarifs proposés couvraient effectivement ces coûts* ».

Le Conseil d'État estime également que la méthode de construction par empilement des tarifs fixée par l'article L. 337-6 ne prévoyait pas de tenir compte :

- de la compensation des avantages immatériels dont bénéficient les fournisseurs historiques (ancienneté, notoriété, portefeuille de clientèle) ;
- de la prise en compte des autres coûts de production des fournisseurs historiques ;
- que la rémunération des capitaux propres soit garantie.

Enfin la CRE pouvait légalement se fonder, pour le calcul du coût d'approvisionnement au marché, sur un approvisionnement effectué au cours des deux années précédant sa délibération.

Dès lors que les tarifs ont été fixés conformément à la méthode « par empilement », le Conseil d'État estime que l'ANODE ne peut soutenir que les tarifs placent les fournisseurs historiques en situation d'abuser automatiquement de leur position dominante, conduisant à un effet de ciseau tarifaire.

Enfin, la décision ne méconnaît pas le principe d'interdiction des subventions croisées entre l'activité de fourniture aux tarifs réglementés et celle de la fourniture à des conditions de marché par les fournisseurs historiques.

2.2. CSPE

Décision de la CJUE sur la compatibilité de la CSPE avec les directives harmonisant les droits d'accises (CJUE, 25 juillet 2018, C-103/17, Messer France)

Par un arrêt du 22 février 2017, le Conseil d'État a invité la CJUE à se prononcer sur la compatibilité de la contribution au service public de l'électricité (ci-après, « CSPE ») avec les directives harmonisant les droits d'accises.

La Cour indique que la CSPE ne peut être considérée comme une accise, mais rappelle que la directive 92/12 du Conseil, du 25 février 1992, relative au régime général, à la détention, à la circulation et aux contrôles des produits soumis à accise, permet aux États membres d'introduire ou de maintenir une imposition indirecte autre que l'accise si (i) elle respecte les règles de taxation en matière de détermination de la base imposable, de calcul et d'exigibilité de l'impôt et (ii) elle poursuit une finalité spécifique au sens des directives et de la jurisprudence de la Cour.

S'agissant de la première condition, la Cour considère que la CSPE respecte les règles de taxation applicables pour les besoins des accises.

S'agissant de la seconde condition, la Cour estime que, pour ce qui est de sa finalité environnementale (paiement des surcoûts résultant de l'obligation d'achat, par les fournisseurs, de l'électricité obtenue à partir de sources d'énergie renouvelable et par cogénération), la CSPE poursuit bien une finalité spécifique. En revanche, les coûts inhérents au fonctionnement administratif du médiateur national de l'énergie, de la caisse des dépôts et consignations et la péréquation tarifaire géographique ainsi que la réduction de prix de l'électricité pour les ménages en situation de précarité ne sont pas considérés comme poursuivant une finalité spécifique.

Selon la Cour, la requérante au principal pourra prétendre au remboursement des sommes indûment versées au titre de la CSPE « *à condition que cette taxe n'ait pas été répercutée par ces contribuables sur leurs propres clients, ce qu'il incombe à la juridiction de renvoi de vérifier* » et uniquement à compter du 1^{er} janvier 2009, date à laquelle les effets de la directive 2003/96/CE du Conseil du 27 octobre 2003 restructurant le cadre communautaire de taxation des produits énergétiques et de l'électricité sont devenus obligatoires à l'égard de la France.

Décision du Conseil d'État jugeant que seule une fraction minimale de la CSPE acquittée peut être restituée (Conseil d'État, 3 décembre 2018, req. n° 399115)

Éclairé par la décision de la Cour de justice de l'Union européenne du 25 juillet 2018 (Messer France), le Conseil d'État applique la grille de lecture délivrée par la CJUE et règle l'affaire au fond, qui ne concernait que l'année 2009.

Le Conseil d'État relève qu'il ressort de la délibération de la CRE portant proposition relative aux charges de service public de l'électricité (ci-après, « CSPE ») et à la

contribution unitaire pour 2011 que les charges à finalité environnementale, qui incluent les surcoûts résultant des contrats d'achat liés aux énergies renouvelables en métropole continentale et dans les zones non interconnectées, représentent 92,58 % du produit de la CSPE pour l'année 2009.

Aussi, la fraction restituable s'élève donc seulement à 7,42 % de la contribution acquittée au titre de l'année 2009, pour un montant de 4 430 euros.

Le Conseil d'État considère que la société requérante ne fait état d'aucun litige né et actuel avec le comptable compétent pour procéder au paiement des intérêts moratoires dus.

Enfin, le Conseil d'État juge que l'État n'est pas, pour l'essentiel, la partie perdante à l'instance, faisant ainsi obstacle à la demande de versement de frais irrépétibles.

3. SYNTHÈSES DES PRINCIPALES DÉCISIONS DU CORDIS EN 2018

3.1. Flux de gaz B

Possibilité pour GRTgaz de moduler les flux de gaz B au point d'interconnexion Taisnières B – Blaregnies L (CoRDIS, Engie c. GRTgaz, 8 décembre 2017)

Le CoRDIS a été saisi d'un différend entre la société GRTgaz et la société Engie dans le cadre de l'approvisionnement en gaz à bas pouvoir calorifique (gaz B) pour les consommateurs finals de la zone Nord.

En particulier, le différend portait sur l'existence et le montant de la rémunération d'une « prestation de flexibilité », réalisée par la société Engie au bénéfice de la société GRTgaz via l'importation de volumes de gaz B au point d'interconnexion Taisnières B – Blaregnies L, aux fins de garantir l'équilibre du réseau.

Aux termes de sa décision, le CoRDIS constate d'abord l'utilisation par la société GRTgaz d'une modulation des flux de gaz B, apportés par la société Engie au point d'interconnexion Taisnières B-Blaregnies L, pour équilibrer, à tout instant, le réseau de transport de gaz naturel.

Le CoRDIS constate que tant dans le contrat d'acheminement que dans le contrat de conversion de gaz H en gaz B, il existe une possibilité de modulation des quantités journalières de gaz B, enlevées au point d'entrée Taisnières B-Blaregnies L, au bénéfice de la société GRTgaz, pour permettre l'équilibre résiduel de la zone B, qui concourt *in fine* à la réalisation de l'équilibre à tout instant du réseau de transport de gaz naturel en zone B.

Par conséquent, le CoRDIS considère qu'il résulte de la lecture combinée du contrat d'acheminement et du contrat de conversion de gaz H en gaz B conclus avec la société GRTgaz, que la société Engie a une obligation particulière, liée à la situation singulière de l'alimentation en gaz B de la zone B. Cette singularité est caractérisée à la fois par l'existence d'un unique point d'interconnexion Taisnières B – Blaregnies L et par le fait que la société Engie est la seule à disposer d'un contrat d'approvisionnement en gaz B et à détenir la quasi-totalité des capacités d'entrée en ce point.

Le CoRDIS constate que cette obligation permet à la société GRTgaz de moduler les flux de gaz B qui lui sont apportés au point d'interconnexion Taisnières B-Blaregnies L.

Enfin, le CoRDIS constate que la société Engie n'apporte pas la preuve suffisante qu'une telle utilisation des flux de gaz B par la société GRTgaz doit fait l'objet d'un encadrement contractuel spécifique, autre que celui

qui résulte du contrat d'acheminement et du contrat de conversion de gaz H en gaz B.

Il est constaté que la société Engie n'apporte pas la preuve qu'elle a effectivement supporté des surcoûts au-delà de la rémunération contractuelle dont elle bénéficie, alors même qu'elle fait valoir que sous la menace de pénalités, dont elle ne justifie ni la réalité ni le montant, elle aurait dû renégocier certaines clauses.

Dans ces conditions, le CoRDIS décide qu'il n'y a pas lieu de faire droit aux demandes de la société Engie tendant à modifier les conditions de cette rémunération.

3.2. Indisponibilités

Non-respect de la durée maximale des indisponibilités et méconnaissance de l'obligation de concertation (CoRDIS, Sté SFE Parc Eolien de Saint Crépin c. Enedis, 16 février 2018)

Le CoRDIS a été saisi d'une demande de règlement de différend à la suite d'une intervention de renouvellement au poste source où est raccordé l'installation éolienne de la société SFE Parc éolien de Saint Crépin. Cette dernière a contesté auprès du gestionnaire de réseau l'absence d'indemnisation des pertes subies du fait du dépassement de la durée maximale des indisponibilités garanties par le contrat d'accès au réseau public de distribution d'électricité en injection (contrat CARD-I). Elle a également contesté la méconnaissance par Enedis de ses obligations contractuelles en matière d'information et de concertation préalable à la réalisation des travaux.

Dans sa décision, le CoRDIS rappelle en premier lieu qu'il ne lui appartient pas de statuer sur les demandes tendant à la réparation d'un préjudice.

Ensuite, le CoRDIS constate que les travaux réalisés par Enedis, qui constituent des travaux de renouvellement, ont eu pour conséquence de ne pas pouvoir évacuer la totalité de la production de la société SFE Parc éolien de Saint Crépin pour une période qui excède la durée maximale des indisponibilités prévues dans le CARD-I. Dès lors, la société Enedis n'a pas respecté la durée maximale d'indisponibilités telle que prévue dans le contrat CARD-I.

S'agissant de l'obligation de concertation qui incombe au gestionnaire de réseau au titre du contrat CARD-I, le CoRDIS précise que la concertation préalable à la réalisation des travaux « ne peut être initiée, sous la forme qu'il appartient au distributeur de définir, qu'à

l'invitation de ce dernier ». Il précise également qu'elle ne peut se limiter à « *la simple annonce des travaux planifiés* ».

En l'espèce, le CoRDiS constate que la société Enedis avait méconnu l'obligation de concertation qui lui incombe au titre du contrat CARD-I.

Première sanction pour non-exécution d'une injonction de modification du contrat CARD-I permettant d'assurer une totale transparence dans l'application des régimes de responsabilité en cas d'interruption du réseau (CoRDiS, Enedis, 11 juin 2018)

En juillet 2014, la société Parc Éolien Lislet 2 avait saisi le CoRDiS d'une demande de règlement du différend qui l'opposait à la société Enedis relatif à l'exécution du contrat CARD-I de son installation de production. Elle demandait notamment au CoRDiS d'enjoindre à la société Enedis de proposer une modification des clauses contractuelles du contrat CARD-I relatives aux différents régimes de responsabilité en cas d'interruption du réseau.

Par une décision du 25 novembre 2015, le CoRDiS a enjoint à la société Enedis de transmettre à la société Parc Éolien Lislet 2 un nouveau contrat CARD-I dans un délai de six mois à compter de la notification de la décision, « *permettant d'assurer une totale transparence dans l'application des régimes de responsabilité en cas d'interruption du réseau* ».

En août 2016, sur le fondement de l'article L. 134-28 du code de l'énergie, la société Parc Éolien Lislet 2 a demandé au comité de règlement des différends et des sanctions de constater que la société Enedis ne s'était pas conformée dans les délais requis à la décision de règlement de différend du 25 novembre 2015.

Dans sa décision du 11 juin 2018, le CoRDiS considère que la société Enedis n'a pas communiqué dans le délai de six mois imparti par sa décision de règlement de différend du 25 novembre 2015, un contrat produisant tous ses effets au moment de sa transmission.

Le CoRDiS relève également que la société Enedis a manqué à son obligation de transmettre un contrat qui garantisse une totale transparence dans l'application des régimes de responsabilité en cas d'interruption du réseau dans la mesure où certaines stipulations du contrat CARD-I relatives au régime de responsabilité de la société Enedis ne sont pas suffisamment précises ou sont incomplètes.

Le CoRDiS sanctionne par conséquent la société Enedis à hauteur de 3 millions d'euros.

3.3. Raccordement au réseau de distribution

Preuve des autorisations d'urbanisme des projets (CoRDiS, Sté PYRENERGIE c. Enedis, 16 mars 2018)

Le CoRDiS a été saisi d'un différend entre la société Pyrenergie et la société Enedis relatif à la non réalisation des travaux de raccordement par la société Enedis, entraînant la perte du bénéfice du contrat d'obligation d'achat pour la société Pyrenergie.

Le CoRDiS rappelle que la vérification des accords préalables à la réalisation des travaux incombe au demandeur de raccordement et à la société Enedis, et, qu'au nombre des accords nécessaires figure un certificat de non-opposition de la commune au projet. Il constate que la société demanderesse n'a pas fourni la preuve de son obtention. Dès lors, elle « *ne peut reprocher à la société Enedis de ne pas avoir réalisé les travaux de raccordement en violation de la procédure de traitement de raccordement applicable au cas d'espèce* ». En conséquence, le CoRDiS rejette les demandes de la société Pyrenergie.

Communauté d'agglomération prenant en charge le coût du raccordement au réseau : absence de qualité d'utilisateur (CoRDiS, Sté CCLB c. Enedis, 16 mars 2018)

Le CoRDiS a été saisi d'un différend opposant la communauté d'agglomération Pau-Béarn-Pyrénées (CAPBP) et la communauté de communes des Luys en Béarn (CCLB) à la société Enedis dans le cadre de la création d'un nouveau transformateur au niveau du poste source de Pau Nord en raison du besoin de raccordement d'un projet de zone d'aménagement concerté sur le territoire d'une des communes desservies par ce même poste source.

Le CoRDiS rappelle qu'il ne peut être saisi qu'en cas de différend entre les gestionnaires et les utilisateurs des réseaux publics de transport ou de distribution d'électricité. Il ajoute que « *la circonstance qu'une collectivité publique accepte de prendre à sa charge tout ou partie des coûts exposés pour l'extension du réseau public dans le cadre du raccordement d'une zone d'aménagement concerté ne peut conférer à cette collectivité la qualité d'utilisateur du réseau* ». Dès lors, CAPBP et CCLB ne peuvent être considérées comme des utilisateurs du réseau. En conséquence, le comité n'est pas compétent pour connaître du différend et rejette les demandes de la CAPBP et de la CCLB.

Modalités de prescription des demandes de règlement de différends (CoRDiS, Gauthier Finance et Gauthier Solar System c. Enedis, 22 juin 2018)

Saisi d'une demande de règlement d'un différend relatif aux conditions de raccordement d'un projet d'installation photovoltaïque au réseau public de distribution d'électricité, le CoRDiS constate que la société Enedis a méconnu sa procédure de traitement de demandes de raccordement en ce qu'elle n'a pas respecté le délai de trois mois pour l'instruction de la demande de raccordement des sociétés Gauthier Finance et Gauthier Solar Système.

Dans le cadre de ce différend, le CoRDiS précise les modalités de prescription des demandes de règlement de différends, considérant que les règles de prescriptions issues du code civil sont applicables.

En l'espèce, le CoRDiS considère que la première saisine de la demanderesse a bien interrompu les délais de prescription, même si elle a été suivie d'une ordonnance donnant acte de son désistement, dans la mesure où l'auteur avait annoncé son intention de poursuivre l'action engagée.

3.4. Prestation de gestion de clients en contrat unique

Précisions sur les conditions financières des prestations de gestion de clientèle effectuées par les fournisseurs pour le compte des GRD auprès des clients en contrat unique (CoRDiS, DE/ENI c. GRDF, 18 juin 2018)

Le CoRDiS rend une décision de règlement de différend relatif aux contrats d'acheminement sur le réseau de distribution de gaz naturel (CAD) conclus, d'une part, entre les sociétés Direct Energie et GRDF, et d'autre part, entre les sociétés Eni Gas & Power (ENI) et GRDF.

Par une décision de renvoi en date du 2 juin 2016, la cour d'appel de Paris avait considéré qu'il appartenait bien au CoRDiS de préciser quelles étaient les conditions financières des prestations de gestion de clientèle liées à l'accès et à l'utilisation du réseau.

Le CoRDiS a sollicité au préalable l'avis du collège de la CRE, le 4 juillet 2016, tant en ce qui concernait la détermination de la rémunération des fournisseurs que le montant du versement rétroactif dû à la société Direct Energie.

Sur le fond, le CoRDiS précise d'abord que la mise en œuvre du contrat unique supposait nécessairement que le fournisseur accomplisse au nom et pour le compte

du GRD les prestations de gestion de clientèle auprès du client final, tout en rappelant que le fournisseur ne devait pas pour autant en supporter les coûts.

Il enjoint à la société GRDF de proposer un nouvel avenant au CAD prévoyant notamment une rémunération des fournisseurs par la société GRDF égale aux montants suivants :

- 91,00 euros par an pour la gestion de chaque point de livraison en offre de marché ayant choisi les options tarifaires T3 ou T4 ou TP ;
- 8,10 euros par an pour la gestion de chaque point de livraison en offre de marché ayant choisi les options tarifaires T1 ou T2 ou ne disposant pas de compteur individuel.

S'agissant du versement rétroactif dû à la société Direct Energie, le CoRDiS a considéré que la cour d'appel de Paris n'a pas entendu différencier les montants à appliquer au titre des périodes antérieures et postérieures à son arrêt.

Validité de l'offre transmise et application de la loi de validation (CoRDiS, ENI c. Enedis, 13 juillet 2018 ; CoRDiS, Joul c. Enedis, 13 juillet 2018)

Le CoRDiS a rendu deux décisions relatives à la conclusion d'un contrat de prestations de gestion de clientèle en contrat unique en électricité.

En premier lieu, dans la décision n° 01-38-17 sur le différend opposant la société ENI à la société Enedis, le CoRDiS fait droit à la demande d'ENI tendant à ce qu'il constate que le contrat de prestations de gestion de clientèle avait été valablement formé le 2 novembre 2016 avec la société Enedis.

Le CoRDiS précise notamment que l'intervention de la décision du Conseil d'État du 13 juillet 2016 entre l'émission de l'offre de contrat de prestations pour la gestion de clientèle en contrat unique et son acceptation ne constitue pas un changement de circonstances de droit de nature à remettre en cause la validité de l'offre transmise.

Pour rappel, dans sa décision du 13 juillet 2016, le Conseil d'État a jugé que la loi, d'une part, implique que les coûts de gestion des clients en contrat unique ne sont pas supportés par les fournisseurs d'électricité et, d'autre part, ne permet pas de limiter dans le temps, ni de limiter à certains fournisseurs, la rémunération de ces prestations par le gestionnaire de réseau.

En second lieu, dans la décision n° 08-38-17 sur le différend opposant la société Joul à la société Enedis, le CoRDIS considère qu'en refusant de faire droit à la demande de la société Joul tendant au versement d'une rémunération au titre des coûts financés par lui pour le compte du gestionnaire de réseau, alors qu'il ressortait de l'instruction qu'à cette date, six autres fournisseurs en bénéficiaient, la société Enedis a méconnu son obligation de traitement non-discriminatoire au sens de l'article L. 322-8 du code de l'énergie.

Toutefois, le CoRDIS rejette la demande d'injonction de transmettre un projet de contrat de prestation de services équivalent aux contrats déjà signés avec d'autres fournisseurs rétroactivement à compter du 1^{er} juin 2016, dans la mesure où cette demande se heurte aux dispositions de l'article 13 de la loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017 mettant fin à la recherche ainsi qu'à l'exploitation des hydrocarbures validant expressément les stipulations des contrats conclus entre le gestionnaire de réseau et les fournisseurs d'électricité en ce qu'ils laissent à la charge de ces derniers les coûts supportés par eux pour le compte du gestionnaire de réseau avant l'entrée en vigueur de la loi.

3.5. Marchés de gros

Première sanction de manipulations de marché sur un marché de gros de l'énergie (CoRDIS, Vitol, 5 octobre 2018)

Le CoRDIS sanctionne pour la première fois des faits de manipulations de marché sur un marché de gros de l'énergie.

En décembre 2016, le Président de la CRE a saisi le comité d'une demande de sanction sur le fondement des dispositions de l'article L. 134-25 du code de l'énergie. Cette demande repose sur les conclusions d'une enquête ouverte en avril 2014 qui avait constaté un comportement

de la société VITOL S.A. susceptible d'enfreindre les règles définies par le règlement européen du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie, dit « règlement REMIT ».

Dans sa décision du 5 octobre 2018, le CoRDIS retient que la société VITOL S.A. a procédé à des manipulations de marché au PEG Sud de la France en méconnaissance de l'article 5 du règlement REMIT.

En effet, le CoRDIS constate que la société VITOL S.A. a suivi au cours de 65 cas répartis sur 54 journées de trading entre le 1^{er} juin 2013 et le 31 mars 2014 le mode opératoire consistant :

- dans un premier temps, à empiler les ordres à la vente, généralement en début de journée de trading (notamment avant 15h00) lorsque la liquidité est très faible. Au fur et à mesure de la journée, les ordres à la vente de la société VITOL S.A. étaient insérés à des prix de plus en plus bas. Cet empilement diminuait ensuite après 16h00 au cours de la période la plus liquide de la journée ;
- dans un deuxième temps, lorsque les prix avaient baissé, à procéder à des achats importants ;
- enfin, dans un troisième temps, une fois ses achats réalisés, à annuler ses ordres de vente pour finir la journée avec un bilan acheteur.

Le mode opératoire de la société VITOL S.A. était, d'une part, de nature à envoyer au marché des indications trompeuses quant à l'état de l'offre et de la demande au PEG Sud et, d'autre part, faute de démonstration contraire de la part de la société VITOL S.A., ce comportement ne répondait pas à une logique économique rationnelle.

Le CoRDIS sanctionne par conséquent la société VITOL S.A. à hauteur de 5 millions d'euros.

4. SYNTHÈSES DES PRINCIPALES DÉCISIONS CONTENTIEUSES EN 2018 CONCERNANT L'ACTIVITÉ DU CoRDIS

4.1. Indisponibilités

Requalification de la nature des travaux ayant entraîné l'interruption de l'accès au réseau public de distribution d'électricité d'une installation éolienne (Cour d'appel de Paris, 5 juillet 2018, n° 2017/13601, Elicio Bretagne)

La cour d'appel de Paris annule la décision CoRDIS du 2 juin 2017 sur le différend opposant la société Enedis à la société Elicio Bretagne, relatif à un différend concernant l'interruption de l'accès au réseau public de distribution d'électricité d'une installation éolienne du fait de travaux réalisés sur le poste source auquel elle était raccordée. Par cette décision, le CoRDIS avait considéré que les travaux en question correspondaient à des opérations de maintenance et que la société Enedis n'avait pas respecté la durée maximale d'indisponibilité de 96 heures prévue par les conditions particulières du contrat CARD-I.

La cour d'appel rejette dans un premier temps tous les moyens de légalité externe présentés par la société Enedis et confirme la procédure suivie par le CoRDIS.

Néanmoins, la cour d'appel estime que, contrairement à la qualification retenue par le CoRDIS sur la base des pièces produites par les parties, les travaux litigieux relèvent de la catégorie des travaux de renouvellement et non de maintenance.

Statuant à nouveau, la Cour conclut également à la violation par la société Enedis des dispositions du contrat CARD-I, considérant que la société Enedis est responsable des dommages causés du fait de la coupure et ne pouvait dès lors refuser à la société Elicio toute indemnisation de son préjudice éventuel consécutif à la coupure.

4.2. Raccordement au réseau de distribution

Subordination de l'élaboration et de l'envoi d'une proposition de raccordement à la bonne complétude d'une demande de raccordement (Cour d'appel de Paris, 25 janvier 2018, n° 2017/07972, Communauté d'agglomération de Châteauroux)

La cour d'appel de Paris confirme la décision du CoRDIS en date du 21 novembre 2016 sur la demande de règlement de différends présentée par la Communauté d'agglomération de Châteauroux (ci-après, « CAC ») dans le cadre du différend qui l'oppose à la société

Enedis relatif aux conditions de raccordement d'une zone d'aménagement concertée, en rappelant que « *la contribution financière au coût du raccordement ne peut être définie qu'au stade de l'émission de la [proposition de raccordement], puisque le gestionnaire de réseau ne peut chiffrer un tel coût avant de connaître précisément les besoins du demandeur, estimés par ce dernier dans le formulaire de demande de raccordement et ses documents annexes et que tout différend sur la prise en charge du coût de raccordement ne peut naître qu'à ce stade de la procédure.* »

Elle ajoute qu'il ne peut être fait grief à la société Enedis d'avoir adressé à la CAC un projet de convention de raccordement, avant la réception de la demande de raccordement dès lors que cela « *traduit simplement la volonté de faire avancer un projet, dans l'attente d'une régularisation par la CAC de sa demande de raccordement.* »

Dès lors, la Cour juge qu'en l'absence de transmission du formulaire de raccordement accompagné des documents annexes et qu'en l'absence d'une telle demande, la société Enedis ne pouvait ni qualifier la demande ni émettre une proposition de raccordement, de sorte qu'aucun différend ne pouvait naître quant à la nature des travaux qu'impliquait ce raccordement et à l'identité de la partie qui devait en supporter le coût.

Première décision du Conseil d'État en matière de sanctions (Conseil d'État, 7 février 2018, req. n° 399683, Société Ateliers de construction mécanique de Marigny (ACMM))

Le Conseil d'État se prononce pour la première fois sur une décision du CoRDIS prise en matière de sanction. Dans le cadre d'un recours pour excès de pouvoir, le Conseil d'État rejette la requête par laquelle la société ACMM a demandé l'annulation d'une décision de non-lieu à statuer sur une demande de sanction rendue par un membre désigné du CoRDIS en matière de raccordement et d'obligation d'achat.

Le Conseil d'État estime qu'il résulte de l'article L. 134-25 du code de l'énergie que le CoRDIS est compétent pour examiner la demande de sanction formée par une société en raison d'un non-respect par la société EDF, laquelle est un utilisateur du réseau en sa qualité de fournisseur d'électricité, de l'obligation d'achat à laquelle elle est tenue.

Le Conseil d'État précise qu'« il résulte des articles 1^{er} et 3 du décret n° 2010-1510 du 9 décembre 2010 suspendant l'obligation de d'achat de l'électricité produite par certaines installations utilisant l'énergie radiative du soleil pour une durée de trois mois à compter de son entrée en vigueur, soit le 10 décembre 2010, que l'obligation de conclure un contrat d'achat prévue par l'article 10 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 a été suspendue pour une durée de trois mois à compter du 10 décembre 2010 et qu'on notamment été exclues du champ de cette suspension les installations pour lesquelles l'acceptation de la proposition technique et financière a été notifiée au gestionnaire du réseau avant le 2 décembre 2010 ». Il juge que « la suspension instituée par le décret ne saurait davantage s'appliquer au cas où une convention de raccordement a été proposée par le gestionnaire de réseau sans formalisation préalable d'une proposition technique et financière et où cette convention a été signée et notifiée au gestionnaire du réseau avant le 2 décembre 2010 ».

Le Conseil d'État conclut que « le membre désigné du CoRDIS n'a pas commis d'erreur de droit en estimant, pour refuser de donner suite à la demande de sanction à l'encontre d'EDF, que la suspension de l'obligation d'achat d'électricité prévue par le décret du 9 décembre 2010 était applicable à la société ACMM ».

Raccordement indirect (Cour de cassation, 4 septembre 2018, pourvoi n° 17-13.015, Valsophia)

La société Valsophia avait saisi le CoRDIS d'un différend qui l'opposait à la société ERDF (devenue Enedis), sur les conditions de raccordement d'un ensemble immobilier en construction. En résumé, la société Valsophia demandait à la société Enedis de ne disposer que d'un seul point de raccordement pour l'alimentation de l'ensemble immobilier projeté, dans une optique d'autoproduction et d'autoconsommation d'une partie de l'énergie sur le site.

Par une décision du 6 mai 2015, le CoRDIS avait considéré qu'il n'existait aucun obstacle juridique au raccordement indirect d'une installation de consommation au réseau public de distribution et avait enjoint à la société Enedis de communiquer à la société Valsophia une proposition technique et financière avec un seul point de raccordement pour l'ensemble du projet immobilier, assortie d'une prestation de comptage en décompte.

Par un arrêt du 12 janvier 2017, la cour d'appel de Paris avait annulé la décision du CoRDIS, considérant que la solution de raccordement que la décision du CoRDIS avait imposée à Enedis avait pour effet de confier à Valsophia la gestion d'un réseau de distribution

d'électricité, méconnaissant ainsi le monopole de gestion des réseaux de distribution d'électricité prévu dans le code de l'énergie.

Par un arrêt du 4 septembre 2018, la Cour de cassation a rejeté le pourvoi formé par la société Valsophia contre cette dernière décision.

En premier lieu, la Cour de cassation considère que, eu égard au fait que la directive 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité a laissé les États membres libres de fixer la consistance de leurs réseaux comme leurs modalités de raccordement, c'est à bon droit que la cour d'appel a considéré que seules les entreprises visées par l'article L. 111-52 du code de l'énergie étaient autorisées à gérer un réseau de distribution d'électricité.

En deuxième lieu, la Cour de cassation retient que l'article 28 de la directive susmentionnée qui autorisait les États membres à qualifier un « réseau fermé de distribution » n'était pas transposé en droit interne à la date à laquelle la décision du CoRDIS a été rendue et que, par conséquent, il ne pouvait être reproché à la cour d'appel de ne pas avoir interprété le droit interne à la lumière de ce texte.

En dernier lieu, la Cour de cassation considère qu'en soumettant l'exploitation d'un réseau de distribution d'électricité à une désignation ou autorisation préalable, le code de l'énergie ne porte pas une atteinte disproportionnée au droit de propriété de la société Valsophia, dans la mesure où (i) il poursuit un but d'intérêt général et (ii) il n'est pas démontré qu'il fait peser sur cette dernière une charge spéciale et disproportionnée.

4.3. Prestation de gestion de clients en contrat unique

Non-lieu à renvoyer une QPC relative aux effets dans le temps des décisions du CoRDIS (Cour de cassation, 7 février 2018, n° 16-19.851)

ENI a soulevé une question prioritaire de consitutionnalité (QPC) relative à la conformité des dispositions des alinéas 4 et 5 de l'article L. 134-20 du code de l'énergie (qui prévoient la possibilité pour le CoRDIS, à la demande de la partie qui le saisit, de décider que sa décision produise un effet à une date antérieure à sa saisine, sans que cette date soit antérieure de plus de deux ans à sa saisine) aux articles 2, 16 et 17 de la Déclaration des droits de l'Homme et du citoyen et à l'article 64 de la Constitution.

La Cour juge qu'il n'y a pas lieu à renvoyer la QPC au Conseil constitutionnel au motif que « pour décider si la décision qui lui est déférée a violé la loi, la Cour de cassation ne tient compte que de la législation en vigueur au moment où cette décision a été rendue et ne peut appliquer un texte postérieur que lorsque celui-ci le prévoit expressément ; que tel n'étant pas le cas en l'espèce, l'article L. 134-20 du code de l'énergie, dans sa rédaction issue de la loi du 20 janvier 2017, n'est pas applicable au litige ».

4.4. Réserves rapides et complémentaires

Détermination des dates à prendre en compte pour l'application de pénalités de défaillance à la suite d'un retrait d'agrément technique d'une entité d'ajustement (Cour d'appel de Paris, 18 octobre 2018, n° 2018/00782, RTE c. SGE)

La cour d'appel confirme la décision du CoRDIS du 8 décembre 2017 sur le différend qui opposait la société SGE à la société RTE relatif à l'interprétation et l'exécution d'un contrat de mise à disposition de réserves rapide et complémentaire.

Par cette décision, le CoRDIS avait fait droit à la demande principale de la société SGE et considéré qu'il n'y avait pas lieu de lui appliquer des pénalités contractuelles relatives à une défaillance à la suite d'un retrait d'agrément technique d'une de ses entités d'ajustement.

Dans sa décision du 18 octobre 2018, la cour d'appel juge que le CoRDIS a fait une exacte appréciation des éléments du dossier en déterminant les dates auxquelles devaient être pris en compte le retrait de l'agrément et l'obtention du nouvel agrément, au vu desquelles il a été considéré qu'aucune pénalité n'était due par la société SGE.

La Cour écarte également la seconde demande principale de la société RTE, tendant en la « confirmation » de l'article 2 de la décision du CoRDIS, qui rejette la demande de la société SGE de remboursement des pénalités versées, au motif que, dans le cadre du recours en annulation ou réformation, « il ne lui ne lui appartient pas de « confirmer » les chefs de cette décision contre lesquels le requérant n'a pas dirigé son recours ».

Enfin, la Cour rejette aussi la demande de la société SGE de condamnation de la société RTE à lui verser une somme d'argent en remboursement des pénalités payées et précise que son arrêt constituait un « titre en exécution duquel la société RTE devra restituer à la société SGE les sommes indûment versées par elle au titre des pénalités, lesdites sommes étant assorties des intérêts au taux légal à compter de la notification de l'arrêt, valant mise en demeure ».



15, Rue Pasquier - 75379 Cedex 08 Paris - France
Tél. : +33 (0)1 44 50 41 00 - Fax : +33 (0)1 44 50 41 11
www.cre.fr