



**Restitution du
Colloque bisannuel**

du 1^{er} décembre 2016

à l'Université Paris-Dauphine

**"Réseaux et Territoires :
du local à l'international"**

Cette synthèse de recherche a été élaborée sur la base des débats qui se sont tenus le 1er décembre 2016 à l'Université Paris-Dauphine à l'occasion du colloque bisannuel de l'Association Française de Droit de l'Énergie (AFDEN)¹.

Il s'agit d'un travail collectif entrepris par cinq étudiants du Master 291 Droit et Régulation des Marchés de l'Université Paris-Dauphine : François AUBIN, Antonin BIABA, Lucas GRENARD, Guillaume LAURENT et Romain QUINET

Le contenu de ce document n'engage leurs auteurs qu'à titre particulier et non leurs entreprises ou l'Université Paris-Dauphine.

¹ Site internet de l'Association : <http://www.afden.org/> ;

Remerciements

Intervenants au colloque de l'AFDEN du 1^{er} décembre 2016

- **Thierry Tuot**, Président d'honneur de l'AFDEN
- **Philippe Terneyre**, Professeur de droit public à l'université de Pau et des Pays de l'Adour
- **Gilles Nativel**, Chef du département Relations avec l'administration, Pôle régulation, Direction de la régulation et des affaires juridiques d'ENEDIS
- **Jean-Baptiste Morel**, Chef du département national de droit public, Direction de la régulation et des affaires juridiques d'ENEDIS
- **Yann Padova**, Membre du collège de la Commission de régulation de l'énergie (CRE)
- **Marina De Focatiis**, Senior Counsel, Edison, représentante de l'Association Italienne de Droit de l'Énergie (AIDEN)
- **Aldo Travi**, Professeur à l'Université catholique de Milan, représentant de l'AIDEN
- **Martha Roggenkamp**, Professeur de droit à l'Université de Groningen, Directrice du Centre de droit de l'énergie
- **Hanaan Marwah**, Consultant, Africa-Infra
- **Philippe Jeunet**, Directeur de l'Audit et des risques et Conseiller du Président Directeur Général d'ENGIE
- **François Brottes**, Président de RTE
- **Catharina Sikow-Magny**, chef d'unité à la DG ENERGY à la Commission européenne
- **Jean-Luc Roy**, Alstom Grid Partnership Director
- **Alain Fiquet**, Directeur général adjoint de RTE
- **Susanne Nies**, Directrice des affaires publiques d'ENTSO-E
- **Philippe Redaelli**, Secrétaire général d'EPEXSPOT
- **Jean-Paul Tran Thiet**, Président d'honneur de l'AFDEN
- **Claudie Boiteau**, Présidente de l'AFDEN

Liste des principales abréviations utilisées

ACER Agence de coopération des régulateurs de l'énergie
AJCT Actualités Juridique Collectivité territoriales (Daloz)
AJDA Actualité juridique de droit administratif
Aff. Affaire
Al. Alinéa
AMF Autorité des Marchés Financiers
AODE Autorités organisatrices de la distribution d'électricité
anc. ancien
ARENH Accès régulé à l'électricité nucléaire historique
Art. Article
Arr. Arrêté
ATR Accès des tiers au réseau
ATRD Accès des tiers au réseau de distribution
Aut.Conc Autorité de la concurrence
Bull. Bulletin
CA Cour d'appel
CAA Cour administrative d'appel
CADA Commission d'accès aux documents administratifs
Cass.com. Arrêt de la chambre commerciale et financière de la Cour de cassation
CE Conseil d'Etat
C.énergie Code de l'énergie
chron. Chronique
Chap. chapitre
CJCE Cour de justice des Communautés européennes
CJEG Cahiers juridiques de l'électricité et du gaz
CJUE Cour de justice de l'Union européenne
CGCT Code général des collectivités territoriales
Cne Commune
CNIL Commission nationale de l'informatique et des libertés
CPCE Code des postes et communications électroniques
comm. Commentaire
concl. Conclusion
Cons.const. Conseil Constitutionnel

Contra En sens contraire
c/ contre
CoRDIS Comité de règlement des différends et des sanctions de la Commission de Régulation de l'énergie
CRE Commission de Régulation de l'énergie
D. Recueil Dalloz, analytique, critique, hebdomadaire et périodique, Dalloz-Sirey
Décr. Décret
Délib. Délibération
dir. directeur éditorial
Dir. directive
Dr.adm. Droit administratif
EDCE Etudes et documents du Conseil d'Etat
EDF Electricité de France
ELD Entreprise locale de distribution (anciennement : distributeur non nationalisé ou DNN)
Énergie-Env.-Infrastr Revue Energie, Environnement, Infrastructures (depuis janvier 2015)
ENR Énergie(s) Renouvelable(s)
ENTSO European Network of Transmission System Operators (RE-GRT Réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport)
ENTSO-E Réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité
ENTSO-G Réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport de gaz
EPEX European Power Exchange
GAJA Les grands arrêts de la jurisprudence administrative
GRD Gestionnaire de réseau de distribution
GRDF Gaz Réseau Distribution France
GRT Gestionnaire de réseau de transport
GRTgaz Gestionnaire de réseau de transport de Gaz
ibid. Au même endroit
ICS Informations commercialement sensibles
ITO Independent Transmission Operator (gestionnaire de réseau de transport indépendant)
JCP JurisClasseur Périodique (Semaine Juridique)
JORF Journal Officiel de la République Française
JOUE Journal Officiel de l'Union Européenne
JurisData, JurisData, banque de données juridiques
L. Loi
LPRN Loi n° 2016-1321 du 7 octobre 2016 pour une République numérique
LTECV Loi n°2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour une croissance verte
Mod. modifié(e)
not. notamment
nouv. nouveau
Ord.
p. page
préc. précité
pt. point
Règl. Règlement
Soc. société
suiv. suivants
RJEP Revue juridique de l'économie publique
RTE Réseau de transport d'électricité
TA Tribunal Administratif
TIGF Transport Infrastructures Gaz France
TFUE Traité sur le fonctionnement de l'Union Européenne
TURPE Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité
UE Union Européenne
V. Voir

Table des matières

Remerciements	2
Intervenants au colloque de l'AFDEN du 1 ^{er} décembre 2016	3
Liste des principales abréviations utilisées	4
INTRODUCTION	10
§1. Qu'est-ce qu'un territoire ? Qu'est-ce qu'un réseau ?	11
§2. Quels réseaux, quels territoires ?	13
§3. Démarche adoptée et annonce de plan	13
PARTIE 1 : UN MAILLAGE TERRITORIAL DENSE	14
Section 1. Une organisation et une gestion des réseaux énergétiques de plus en plus complexes	14
§1. Les principaux acteurs et l'organisation des réseaux d'électricité et de gaz	14
A. Un réseau d'acteurs opérant dans un environnement concurrentiel	14
1°) L'ouverture à la concurrence de la production de gaz et d'électricité	15
2°) L'ouverture à la concurrence de la fourniture de gaz et d'électricité	16
B. Un réseau d'acteurs bénéficiant de monopoles légaux	18
1°) Le transport de l'énergie sur l'ensemble du territoire par les gestionnaires de réseau de transport	18
a) Le transport de l'électricité : RTE	18
b) Le transport du gaz naturel : GRTgaz et TIGF	19
2°) Le caractère local de la distribution d'énergie	19
a) La distribution d'électricité : ENEDIS et les entreprises locales de distribution	19
b) La distribution de gaz naturel : GRDF	20
§2. La maîtrise des réseaux énergétiques par les collectivités territoriales et le gestionnaire de réseau de distribution	20
A. La propriété publique des réseaux	20
1°) Le réseau, un bien collectif	20
2°) Le réseau au service des politiques énergétique locales	21

B.	Un concessionnaire local aux perspectives nationales	22
1°)	Le gestionnaire du réseau de distribution, un acteur local et national	22
2°)	Les spécificités du modèle concessif	23
Section 2. La contribution des réseaux énergétiques transeuropéens à l'intégration européenne		24
Introduction - Pourquoi une coordination et une interconnexion des réseaux européens?		24
§1. Les interconnexions		25
A.	Les infrastructures énergétiques transeuropéennes	25
1°)	La contribution des projets d'intérêt commun à l'intégration des marchés européens de l'énergie	25
2°)	La substance des projets d'intérêt commun	26
3°)	Les retombées positives des projets d'intérêt commun	27
4°)	Les difficultés ponctuelles d'articulation entre intérêts nationaux et politique énergétique européenne	28
B.	Les codes de réseau	29
1°)	La contribution des codes de réseau à l'interconnexion des marchés européens de l'énergie	29
2°)	La constitution des codes de réseau au terme d'une procédure de collaboration multidimensionnelle au niveau européen.	30
§2. Les bourses		30
A.	Le négoce, élément majeur du fonctionnement du marché de l'énergie et de l'intégration européenne	31
B.	Un rôle d'équilibrage du réseau : l'exemple d'EPEX SPOT	32
PARTIE 2 : DES RÉSEAUX EN MUTATION		33
Section 1. Un modèle classique d'organisation mis à l'épreuve		33
§1. Les nouvelles modalités des échanges transfrontaliers : Vers une remise en cause du modèle régulé ?		34
A.	Les exemptions bénéficiant aux nouvelles interconnexions	34
1°)	Une prise en charge par la réglementation européenne	34
2°)	Une capacité de blocage des autorités de régulation nationales sur l'attribution des exemptions	35
3°)	Le cas du projet ElecLink	36
B.	Le régime d'attribution des licences d'exploitation des gestionnaires de réseaux de transport et les dispositions du Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne relatives à la concurrence	37
§2. Les réseaux fermés de distribution d'électricité, nouvelle catégorie juridique dans les schémas historique de distribution		38
A.	La définition de la notion de réseaux fermés de distribution d'électricité	38

1°) Les réseaux fermés de distribution d'électricité en France	38
a) Définition du réseau fermé de distribution	39
b) Un régime juridique d'autorisation et d'approbation	39
c) L'application de dispositions transitoires aux réseaux fermés existants	40
2°) Les réseaux fermés de distribution en Italie	40
a) La distinction entre réseaux internes d'utilisateurs et réseaux privés, schéma historique de distribution d'électricité au même titre que les réseaux publics	40
b) La difficile compréhension des modalités de transposition de la notion de réseaux fermés de distribution d'électricité ("sistemi di distribuzione chiusi")	41
B. Les réseaux fermés de distribution d'électricité, nouvelle exception au monopole de droit du gestionnaire du réseau public de distribution	41
1°) L'impossibilité de la société Valsophia de se voir attribuer la gestion d'un réseau d'électricité	41
2°) L'appréciation limitative de la notion d'opération de distribution d'électricité (directive 2009/72/CE)	42
3°) L'ignorance par le droit français de la notion de « réseau privé de distribution d'électricité »	42
Section 2. L'influence des données sur le fonctionnement des réseaux	42
§1. Le « mille-feuilles » juridique des données énergétiques	43
§2. Les enjeux émergents de la gestion des données de consommation	44
A. Un développement général de l'Open Data influant sur le secteur énergétique	44
B. Des développements spécifiques au secteur énergétique en matière d'Open Data	46
1°) Des dispositions législatives spécifiques	46
2°) Des initiatives spécifiques	46
3°) Une nouvelle gouvernance pour les données ?	47
Section 3. L'influence de la transition énergétique sur les réseaux	48
§1. L'influence sur les réseaux de la production décentralisée des énergies renouvelables	48
A. Quel rôle pour les réseaux dans la transition énergétique ?	49
B. Les enjeux liés au raccordement de la production décentralisée d'énergie renouvelable	49
1°) L'introduction des schémas régionaux de raccordement des énergies renouvelables au réseau	49
2°) L'introduction d'exigences relatives aux délais de raccordement des producteurs d'énergie renouvelable	50
3°) Une incitation tarifaire favorable aux producteurs d'énergies renouvelables	51
4°) Les discussions relatives à la prise en charge tarifaire du raccordement des énergies renouvelables	51

C.	La mutation des réseaux dans la mise en œuvre de la transition énergétique	52
1°)	Les objectifs des gestionnaires de réseau dans le développement de la production décentralisée accompagnant la transition énergétique	52
2°)	L'approche concrète des problématiques liées à la production décentralisée par le développement des réseaux intelligents ou « <i>smart grids</i> » :	52
§2.	L'approche locale des distributeurs d'électricité résultant de la transition énergétique	53
A.	Les territoires à énergie positive pour la croissance verte : les apports de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte	54
B.	Les nouvelles dispositions relatives à l'autoconsommation	54
C.	Les expérimentations locales sur les flexibilités	55
D.	L'approche locale à travers la gestion des données de consommation	56
§3.	L'adaptation des gestionnaires de réseaux de distribution de gaz à la transition énergétique	56
A.	Les précédentes adaptations aux différents usages du gaz	56
B.	Les enjeux de la transition énergétique appliqués au gaz	57
1°)	Le développement de nouveaux usages liés au GNV et au Biogaz	57
2°)	Les enjeux relatifs à la gestion des données de consommation : le projet Gazpar et les dispositions du décret n° 2016-973 du 18 juillet 2016	58

INTRODUCTION

En ouverture de ce colloque, le président Thierry Tuot soulignait que l'histoire moderne de l'énergie, et, tout spécialement celle des réseaux, s'inscrit dans celle des territoires². Ainsi, Augustin Hébert a créé en 1886 un réseau pour électrifier sa ville. En reliant Saint-Philbert sur Risle à Montfort

² L'histoire du droit administratif en est l'illustration, l'énergie ayant joué un rôle "*non négligeable*" dans sa construction (V. C. Barthélémy et L. Vidal, "*Le droit de l'énergie- Présentation*", RFDA 2017 p.229) C'est ce dont témoigne les arrêts CE *Compagnie nouvelle du gaz de Deville-lès-Rouen*, 10 janvier 1902 et CE, 30 mars 1916, *Compagnie générale d'éclairage de Bordeaux* (Rec. 125, concl. Chardenet ; D. 1916.3.25, concl. ; RD publ. 1916.206 et 388, concl., note Jèze ; S. 1916.3.17, concl., note Hauriou ; GAJA 20ème éd. n°29 p.170-177)

sur Risle, il met en place ce qui est présenté comme le premier réseau de distribution d'électricité de France³. Ces petites communes de l'Eure s'enorgueillissent ainsi d'avoir été électrifiées avant Paris.

Le développement des réseaux sur les territoires ne se fait toutefois pas sans difficultés, bien plus d'ordre politique ou juridique que technique. Ainsi, lorsque Augustin Hébert développe son réseau, il se heurte non seulement à des résistances liées à son omission de déposer un permis de voirie auprès de l'administration des Ponts et Chaussées, mais également à un contentieux avec la compagnie de Gaz de Pont-Audemer qui voit d'un mauvais œil l'apparition d'un redoutable concurrent.

Le colloque « Réseaux et territoires, du local à l'international » conduisait à questionner ce lien entre réseaux et territoires. Avant de restituer les développements qui ont pu y avoir lieu, on s'attardera sur une définition des concepts **(I)** et sur une identification des réseaux et territoires concernés **(II)** avant d'expliquer la démarche de cette synthèse et le plan retenu **(III)**.

§1. Qu'est-ce qu'un territoire ? Qu'est-ce qu'un réseau ?

Le territoire fait l'objet de nombreuses approches, qu'elles soient historiques, géographiques, anthropologiques, juridiques ou encore sociologiques. Le territoire peut se définir, de prime abord, comme une « *étendue sur laquelle vit un groupe humain* »⁴. La notion de territoire est donc rattachée à celle d'un espace et, partant, d'une distance ; le terme de territoire a d'ailleurs progressivement supplanté en géographie le concept d'espace, qui avait lui-même remplacé la notion de « région »⁵. Mais le territoire est également un espace appropriable, pourvu de limites et portant un nom. C'est « *un espace pensé, dominé, désigné* »⁶ ; il s'agit d'un « *produit culturel* »⁷ et non le fruit d'un relief ou d'une donnée physico-climatique⁸. Le territoire est le plus souvent un espace limité, c'est à-dire pourvu de frontières, qui assurent une délimitation des compétences entre différentes autorités ou « *juridictions* »⁹. Néanmoins, il ne faudrait pas surestimer le rôle des frontières : outre l'émergence d'un « *ordre juridique spatial, libéré de tout ancrage territorial* »¹⁰, il faut bien admettre que, d'une part, les frontières n'empêchent pas des pouvoirs concurrents et divergents sur un même territoire et que, d'autre part, comme l'affirmait le président Thierry Tuot, les frontières éloignent mais peuvent également rapprocher.

³ Pour quelques informations sur Augustin Hébert, <http://www.amcp27.fr/post/2008/07/Montfort-sur-Risle-un-des-premiers-villages-electrifie-de-France> ; http://www.amcp27.fr/public/histoire_locale/Augustin_Hebert/Augustin_Hebert_et_le_centenaire_de_l_electrification.pdf ;

⁴ Alain Rey, *Dictionnaire historique de la langue française*, Paris, Le Robert, 1992 ;

⁵ Pour une analyse des évolutions des concepts maniés en géographie, V. F. Ripoll et V. Veschambre « *Le territoire des géographes. Quelques points de repère sur ses usages contemporains* », in B. Cursente et M. Mousnier (dir.), *Les territoires du médiéviste*, Rennes, PUR (coll. Histoire), 2005, p. 271-291 ;

⁶ D. Nordman in, L. Bely (dir.) *Dictionnaire de l'Ancien Régime*, Paris, PUF, 1996 ;

⁷ *Ibid* ;

⁸ En ce sens, T. Paquot, « *Qu'est-ce qu'un territoire ?* », *Vie Sociale*, 2/2011 (n°2), p.23-32 ;

⁹ Pierre Larousse, dans son *Grand dictionnaire universel du XIXème siècle (1875)* définissait d'ailleurs le territoire comme « *une étendue de pays qui ressortit à une autorité ou à une juridiction quelconque* » ;

¹⁰ En ce sens, A. Supiot, « *L'inscription territoriale des lois* », *Esprit*, novembre 2008, p.151-170 ; V. également E. Goffman dans *La mise en scène de la vie quotidienne*, Paris, Ed. de Minuit, 1973, qui souligne que « *les territoires varient selon leur organisation* » et peuvent être fixes et délimités ou mobiles et aux frontières changeantes ;

Le réseau, de la même façon que le territoire, est une notion polysémique¹¹. Ce terme fait plus l'objet d'une pratique que d'une véritable théorisation¹² ; il n'est toutefois pas inintéressant de s'y attarder. En effet, des enjeux entourent la notion de réseau : le directeur-général Alain Fiquet a pu ainsi affirmer qu'une ligne ne pouvait être constitutive d'un réseau ; le réseau étant, à son sens, un ensemble d'infrastructures, contestant ainsi la position prise par la Commission Européenne. Le terme de réseau tire son étymologie du latin *rētis*, c'est-à-dire le filet, « *ouvrage formé d'un entrelacement de fils* » ; on retrouve donc, dès l'origine, cette idée du maillage dans le terme de réseau.

Le réseau est donc formé « *d'une pluralité de points (sommets) reliés entre eux par une pluralité de ramifications* »¹³. Parmi ces nombreuses acceptions, lorsqu'on parle de réseaux ferroviaires, de télécommunications ou d'énergie, « *le réseau désigne une forme d'inscription particulière sur un territoire : canaux enchevêtrés connectant des points disséminés dans un espace déterminé* »¹⁴ ; dès sa définition, le réseau d'électricité ou de gaz est donc indissociablement lié au territoire. Un autre élément important dans la notion de réseau, est l'idée que « *par définition aucun point n'est privilégié par rapport à un autre, aucun n'est univoquement subordonné à tel ou tel (...) il existe sinon autant de chemins qu'on veut pour aller d'un point à un autre, du moins, en très grand nombre, tant qu'est fini le nombre de sommets* »¹⁵.

Indubitablement, s'agissant des industries dites de réseau, le réseau est en étroite corrélation avec le marché¹⁶. Ainsi, le Secrétaire général d'EPEXSPOT, Philippe Redaelli, prenait l'exemple d'une autoroute : plus l'autoroute est chère, moins les usagers sont nombreux ; corollairement, le tarif d'utilisation d'un réseau a une influence sur les prix proposés sur les marchés du gaz ou de l'électricité. De cette façon, on conçoit que le réseau est une condition d'accès au marché¹⁷ ; le réseau en lui-même ne serait en revanche, pas un marché¹⁸.

Même si, dès le IV^{ème} siècle les Chinois utilisaient des réseaux de tuyaux en bambou pour transporter le gaz¹⁹, Philippe Jeunet soulignait l'émergence récente des réseaux. Le monde du XIX^{ème} siècle était un monde sans réseaux ; ce n'est véritablement qu'à la fin du XIX^{ème} siècle qu'est apparu le réseau, comme bien collectif²⁰. La création du premier réseau de distribution d'électricité en 1886

11 V. not. J. Katuszewski et R. Ogien, « *A quoi sert la notion de réseau ?* » in Réseaux, volume 1, n°3, 1983. La communication au quotidien, pp. 27-36 ; P. Bantman, « *Le concept de réseau* » VST - Vie sociale et traitements, 1/2004 (n°81), p. 18-19 ;

12 P. Bantman, *op préc* ;

13 M. Serres, *La communication*, Ed. de Minuit, 1968, p.11 ;

14 J. Katuszewski et R. Ogien, *op préc*, p. 30 ; Traverses n°13, *Réseaux, le modèle ferroviaire* (1978) ;

15 M. Serres, *op préc*, p.12 ;

16 Que l'on définira brièvement ici comme « *l'ensemble des offres et des demandes concernant une catégorie (ou un ensemble) de biens, de services ou de capitaux* » (*Le Petit Robert*, juin 2000) ;

17 V. not. en ce sens A. Fiquet « *Vers une réconciliation entre l'Europe et les services publics : l'exemple de l'électricité* », AJDA 1998.864 qui souligne que « *l'infrastructure du réseau constitue le seul vecteur des échanges et le seul moyen de réaliser les contrats conclus entre les producteurs et les consommateurs éligibles.* »

18 V. not. A. Fiquet « *Concessions et servitudes au regard des missions du gestionnaire du réseau de transport d'électricité* », RFDA 2017 p.254 qui opère une telle distinction en évoquant la « *régulation des réseaux et des marchés* »

19 L'utilisation du gaz naturel comme combustible et source d'éclairage en Chine débute au IV^{ème} siècle av. JC ; cependant cette utilisation s'accroît au I^{er} siècle av. JC, avec le forage systématique de puits pour l'extraction de la saumure qui conduisit à la découverte de « puits à feu », produisant du gaz naturel, dans la province du Sichuan. Dès le II^{ème} siècle av. JC, les Chinois procèdent à une recherche systématique du gaz naturel ;

20 V. pour une illustration hors du secteur de l'énergie, G. Ribeill. *Aspects du développement du réseau ferré français sur la longue durée. L'approche historique*. In: Cahier / Groupe Réseaux, n°1, 1985. pp. 10-25 datant de 1830 l'émergence des premiers réseaux ferroviaires ;

en est une illustration. Pour connaître un développement certain et complet des réseaux, il faudra attendre la fin de la Seconde Guerre mondiale²¹. L'histoire des réseaux et de leur rapport avec les territoires n'est donc que balbutiante et est, très certainement, amenée à évoluer.

§2. Quels réseaux, quels territoires ?

On ne s'intéressera ici qu'aux réseaux d'énergie²², et, de façon plus spécifique aux réseaux d'électricité et de gaz. Le pluriel est ainsi amplement justifié : non seulement en raison de la présence de deux « énergies »²³ différentes, mais également du fait de l'existence de deux réseaux différents : le réseau de transport et le réseau de distribution. Quatre réseaux différents nous concernent donc : les réseaux de distribution d'électricité et de gaz ; les réseaux de transport d'électricité et de gaz. Ces réseaux présentent tout à la fois des éléments communs et des éléments divergents²⁴.

De même, les territoires sont pluriels : l'intitulé du colloque est, à ce titre, évocateur de cette pluralité : « *du local à l'international* ». Les territoires concernés sont nationaux, au premier chef le territoire français mais également, au titre des approches comparatives, les territoires italiens et hollandais ; ils sont également internationaux avec les territoires européens et africains ; ils sont également infranationaux²⁵ ou locaux²⁶.

§3. Démarche adoptée et annonce de plan

Plutôt que de suivre le déroulement des débats du colloque, nous proposons une structuration différente qui se dégage des différentes interventions. Il nous est apparu à ce titre que l'on pouvait rassembler les développements du colloque en deux parties. Le maillage territorial des réseaux d'électricité et de gaz (**Partie 1.**) constitue une approche plutôt statique du sujet et doit être complétée par une approche plus dynamique en mettant en évidence les mutations à l'œuvre en matière de réseaux d'électricité et de gaz (**Partie 2.**)

21 Dans le domaine de l'énergie, la L. n° 46-628 du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz (*JORF du 9 avril 1946 p. 2951*) consacre cette émergence ; dans le secteur ferroviaire, G. Ribeill, *op préc.*, p.20 évoque une « *deuxième révolution ferroviaire* » entre 1949 et 1967 ;

22 Une approche plus globale du rapport entre Réseaux et territoires qui auraient englobé les réseaux de télécommunications, les réseaux ferroviaires et routiers et les réseaux énergétiques n'aurait toutefois pas été dépourvue d'intérêt, mais aurait dépassé très largement le champ du colloque ;

23 Cette terminologie reste simplificatrice, en effet, à la différence du gaz qui est un produit énergétique, l'électricité est, quant à elle, une forme d'énergie à proprement parler. V. en ce sens, P. Sablière, *Droit de l'énergie*, Dalloz, Paris, 2014, p. 2078, pt 801.42 ;

24 On rappellera, à cet égard, que la distinction entre le réseau de distribution et de transport est fondée : en matière d'électricité sur une répartition entre un réseau de transport à haute tension (400 kV ou 225 kV) et des réseaux de distribution à basse tension (20 kV ou 400 V) ; en matière de gaz, le réseau de transport comprend des grosses canalisations où le gaz est alors en haute pression (30 à 70 bars) et le réseau de distribution des canalisations de plus petite taille où le gaz circule en moyenne pression (4 bars) et en basse pression (entre 300 mBar et 20 mBar) ;

25 Pour éviter les confusions avec les régions administratives françaises, l'expression « territoires régionaux » n'a pas été utilisée ;

26 V. sur la notion de local, J-M. Pontier "Qu'est-ce que le local ?", AJDA 2017 p.1093

PARTIE 1 : UN MAILLAGE TERRITORIAL DENSE

L'organisation et la gestion des réseaux énergétiques en France se révèle de plus en plus complexe, par l'effet de phénomènes tels que l'ouverture à la concurrence, la dissociation entre propriété et gestion des réseaux mais également des tensions pouvant exister entre les différents acteurs (**section 1**). Par ailleurs, il n'est désormais plus possible d'envisager les réseaux seulement dans une perspective locale et nationale puisque la dimension internationale prend une place de plus en plus importante dans leur configuration : l'Union européenne les a explicitement intégrés à sa politique énergétique pour mener à bien son objectif d'intégration du marché européen (**section 2**).

Section 1. Une organisation et une gestion des réseaux énergétiques de plus en plus complexes

§1. Les principaux acteurs et l'organisation des réseaux d'électricité et de gaz

Il existe une multitude d'acteurs présents sur toutes les échelles géographiques des différents segments du secteur de l'énergie. Nombre d'entre eux étaient présents lors du colloque. Peuvent être notamment cités : ENGIE (producteur/fournisseur), RTE (gestionnaire du réseau de transport d'électricité), ENEDIS (gestionnaire du réseau de distribution d'électricité).

En fonction de leurs activités, ces opérateurs peuvent être intégrés à un groupe d'acteurs opérant dans un environnement concurrentiel (**A**) ou à un réseau d'acteurs bénéficiant de monopoles légaux (**B**).

A. Un réseau d'acteurs opérant dans un environnement concurrentiel

1°) L'ouverture à la concurrence de la production de gaz et d'électricité

Sous réserve de l'obtention d'une autorisation administrative, le principe est celui de la liberté de la production d'électricité, consacré à l'article L.311-1 du Code de l'énergie.²⁷ Les acteurs nationaux participant à cette production sont nombreux et bénéficient de sources diverses. En effet, la France dispose de centrales nucléaires, de centrales thermiques fonctionnant au fioul, au gaz naturel ou au charbon, de centrales hydrauliques, d'éoliennes, de panneaux solaires et de nombreuses autres sources d'énergie renouvelable (ENR).

Une des particularités de l'électricité est le caractère inabouti des solutions de stockage. Les installations doivent donc être en mesure de produire en permanence les quantités nécessaires, à injecter sur les réseaux, pour répondre aux demandes des consommateurs.

L'installation de panneaux solaires sur le toit d'habitations fait de ménages moyens des producteurs d'électricité au même titre que l'exploitant d'une petite centrale hydroélectrique. Néanmoins, l'acteur principal sur le segment de la production demeure EDF. C'est le seul opérateur exploitant des centrales nucléaires : il bénéficie *ipso facto* d'un monopole. La part du nucléaire dans le volume d'électricité produite est aujourd'hui de 80%. A ce propos, le nouveau Président de la République a repris l'objectif de ramener cette part à 50% à l'horizon 2025. EDF doit s'inscrire dans la perspective d'une baisse de la part du nucléaire et en est conscient²⁸. Cependant, l'entreprise publique défend une vision de plus long terme. Elle souhaiterait dialoguer avec l'Etat dans la mesure où elle préférerait viser l'horizon 2050.

Toutefois, la multiplication de sources d'ENR, toujours plus diverses et innovantes, fait émerger des solutions alternatives au nucléaire. C'est donc d'autant plus de producteurs à raccorder aux réseaux de distribution et de transport. C'est un véritable défi pour les gestionnaires de réseaux dont lesdits réseaux n'avaient pas été initialement conçus pour fonctionner avec une diversité de sources.

En matière de gaz, l'exploitation des gisements gaziers terrestres ou marins relève d'une problématique différente. En effet, ces sources sont exploitées par des producteurs situés hors des frontières nationales²⁹. Le gaz est principalement importé de Norvège, d'Algérie, de Russie et du Nigéria. Cette dépendance constitue potentiellement un obstacle à la sécurité d'approvisionnement. L'obligation de service public³⁰ consiste en la capacité du système gazier à satisfaire de façon continue la demande prévisible du marché. Cette sécurité est menacée par deux types d'aléas majeurs : les aléas climatiques (hivers rugueux, épisodes de grand froid) et les ruptures d'approvisionnement dues

²⁷ Ces dispositions sont issues de la L. n°2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité (*JORF n°35 du 11 février 2000 p. 2143*) procédant à la transposition de la Dir. 96/92/CE du 19 décembre 1996 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité (*JOUE n°L027 du 30/01/1997 p. 0020-0029*), et plus spécialement ici les arts. 4 et 5. Elles ont été codifiées par l'Ord. n° 2011-504 du 9 mai 2011 (*JORF n°0108 du 10 mai 2011 p. 7954*) et renumérotées par la L. n°2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour une croissance verte (LTECV) (*JORF n°0189 du 18 août 2015 p.14263*)

²⁸ A ce propos voir l'interview de Jean-Bernard Lévy V. Le Billon et D. Barroux *"il faut aligner la trajectoire définie par l'Etat et l'intérêt social de EDF"*, le 6 juin 2017, lesechos.fr,

²⁹ Ils existent toutefois des gisements de gaz naturel en France, mais ils ne représentent aujourd'hui qu'environ 2% de la consommation totale : <https://www.gazprom-energy.fr/gazmagazine/2014/07/gaz-naturel-france/>. En vertu de l'art. L.411-1 du C.énergie, la recherche et l'exploitation de ces rares sites sont soumises à la réglementation du Code des mines qui se caractérise par un fort interventionnisme étatique.

³⁰ Art. L. 121-32 C.énergie

à des facteurs politiques (tensions diplomatiques). Tous les acteurs gaziers sont concernés, et particulièrement les fournisseurs. Ces derniers ont une obligation de diversifier leurs sources³¹.

La fourniture, comme la production d'électricité et de gaz, a intégré le champ concurrentiel. En effet, de nombreux fournisseurs sont apparus au rythme de l'ouverture à la concurrence de ce segment,

2°) L'ouverture à la concurrence de la fourniture de gaz et d'électricité

Désormais, tout consommateur peut librement choisir son fournisseur d'électricité³² et de gaz³³. Cette ouverture de marché pour les particuliers fêtera ses dix ans le 1er juillet. Pour le Président-Directeur Général d'EDF, Jean-Bernard Lévy, *“la concurrence chez les clients finaux a atteint la maturité”*³⁴. Autour des opérateurs historiques, EDF et ENGIE, se sont multipliés des concurrents, fournisseurs alternatifs, dont l'un d'entre eux est même devenu un grand acteur (Direct Energie).

Un fournisseur commercialise l'énergie qu'il produit ou achète, à un producteur ou sur le marché de gros ; il l'injecte ensuite dans le réseau de transport. C'est avec le fournisseur que chaque consommateur passe un contrat : il envoie la facture d'électricité et/ou de gaz (à laquelle s'ajoute le prix de l'acheminement), il propose des services additionnels et un service clientèle pour des conseils au quotidien.

L'ouverture à la concurrence du marché aval de la fourniture a pour corollaire nécessaire la réorganisation du secteur de l'énergie par l'effet des trois paquets énergie successifs³⁵ ayant notamment imposé la séparation des activités (*“unbundling”*). L'*unbundling* conduit à la création de gestionnaires de réseaux indépendants, qu'il s'agisse du transport ou de la distribution. La mise en œuvre de ce principe de séparation s'est faite par étapes. Ainsi, les gestionnaires de réseaux de transport (GRT) et les gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) ont été visés par différents textes ayant établi des règles de séparation beaucoup plus strictes à l'égard des GRT.

31 Art. R. 121-1 C.énergie

32 L'art. L. 331-1 C.énergie issu de la L. du 10 février 2000 *préc.* (mod. par la L. n°2006-1357 du 7 décembre 2006) a transposé les exigences résultant des Dirs.96/92/CE *préc.* et 2003/54/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abr. la dir. 96/92/CE (JOUE L 176, 15.7.2003, p. 37-56)

On parle à ce titre de clients éligibles pour désigner les consommateurs ayant le droit d'établir un nouveau contrat de fourniture en offre de marché avec le fournisseur de leur choix ou bien de conserver leur ancien contrat au tarif réglementé avec le fournisseur historique. (V. CE, avis 8 juillet 2004, *Section des travaux publics* : RJEP 2004, p.444, note L. Richer)

33 Art. L441-1 du C.énergie issu de la L. n°2003-8 du 3 janvier 2003 (mod. par la L. du 7 décembre 2006 *préc.*) transposant les exigences résultant de la Dir. 98/30/CE (JOUE n° L 204 du 21/07/1998 p. 0001 - 0012) (abr. par Dir. 2003/55/CE (JOUE n° L 176 du 15/07/2003 p. 0057 - 0078)) concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz

34 V. V. Le Billon et D. Barroux *préc.*

35 Chacun contenant deux dir. cadre: Pour le premier paquet, Dir.1996/92/CE *préc.* et Dir.98/30/CE *préc.* Pour le second paquet, Dirs. 2003/54/CE *préc.* et 2003/55/CE *préc.* ; Pour le troisième paquet Dirs. 2009/72 (JOUE L 211, 14/08/2009, p. 55-93) et 2009/73 (JOUE L 211, 14/08/2009, p. 94-136) du 13 juillet 2009 ; un quatrième paquet dit *“Clean energy package”* est actuellement en préparation. L'ensemble des textes relatifs à ce quatrième paquet sont accessibles sur le site de la Commission : <https://ec.europa.eu/energy/en/news/commission-proposes-new-rules-consumer-centred-clean-energy-transition>

Le premier paquet a établi une séparation comptable fonctionnelle³⁶ et le troisième paquet conduit à une séparation patrimoniale³⁷. Si, pour le GRD, la séparation juridique et fonctionnelle était considérée comme suffisante³⁸, le troisième paquet a tout de même introduit un principe de dissociation d'activités³⁹.

En matière de transport, une séparation juridique des entités et de leurs activités doit être au minimum garantie. Il existe toutefois des nuances dans le degré de séparation, selon que le gestionnaire ou le propriétaire du réseau de transport appartient ou non à l'entreprise verticalement intégrée.

Cette séparation se décline en trois régimes⁴⁰ :

- ❖ **Modèle *Ownership Unbundling (OU)*** : C'est le modèle de référence qui fixe la norme de séparation patrimoniale des gestionnaires de réseau de transport. Le propriétaire du réseau de transport est le gestionnaire du réseau. Ici les mêmes personnes ne peuvent exercer :
 - Ni un contrôle direct/indirect sur une entreprise assurant les fonctions de production ou de fourniture et simultanément, exercer un contrôle direct/indirect ou quelconque pouvoir sur un gestionnaire de réseau de transport ou un réseau de transport ;
 - Ni un contrôle direct/indirect sur un gestionnaire de réseau de transport ou un réseau de transport et, simultanément, exercer un contrôle direct/indirect ou un quelconque pouvoir sur une entreprise assurant des fonctions de production ou de fourniture.
- ❖ **Modèle *Independent System Operator (ISO)*** : Le gestionnaire est ici indépendant car il est distinct du propriétaire du réseau de transport qui fait partie de l'entreprise verticalement intégrée et son indépendance est assurée par des règles de fonctionnement et de gouvernance qui garantissent une séparation effective entre ses activités et celles de production ou de fourniture.
- ❖ **Modèle *Independent Transmission Operator (ITO)*** : Le gestionnaire du réseau de transport appartient à l'entreprise verticalement intégrée et son indépendance est assurée par des règles de fonctionnement et de gouvernance qui garantissent une séparation effective entre ses activités et celles de production ou de fourniture

³⁶ Dir. 1996/92/CE *préc.* art. 7§6 a imposé au GRT électricité une séparation fonctionnelle. L'article 14.3 du même texte prescrivait aux entreprises verticalement intégrées, une séparation comptable de leurs différentes activités (production, fourniture, négoce, transport, distribution). Dans le secteur du gaz, la directive 1998/30/CE concernant les règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel n'imposait pas de séparation fonctionnelle au GRT et se bornait à prévoir une séparation comptable (art. 13§3)

³⁷ Art. 9§1 et 9§12 des dirs. 2009/72 et 2009/73 *préc.*

³⁸ Cf. Dir. 2009/72 *préc.* Cons. 26 ; et Dir. 2009/73 *préc.* Cons. 25, directive 2009/73 *préc.*

³⁹ Cf. Directive 2009/72 *préc.* Cons. 12 et Directive 2009/73 *préc.* Cons. 9

⁴⁰ V. C. le Bihan-Graf et L. Rosenblieh « *La séparation des activités dans le secteur de l'énergie : des modèles sous contraintes ?* », RFDA 2017, p.231

La France a fait le choix de faire cohabiter deux modèles⁴¹, à savoir l'ITO et l'OU. RTE et GRTgaz ont été certifiés modèle ITO⁴². TIGF est quant à lui certifié modèle OU⁴³.

B. Un réseau d'acteurs bénéficiant de monopoles légaux

1°) Le transport de l'énergie sur l'ensemble du territoire par les gestionnaires de réseau de transport

Le transport d'énergie est une activité désormais établie⁴⁴, mais les acteurs sont peu nombreux : il s'agit de RTE pour le transport d'électricité (a) et de GRTgaz et TIGF pour le gaz (b)

a) Le transport de l'électricité : RTE

Jusqu'à décembre 2016, RTE était une filiale à 100% d'EDF. Désormais c'est une société dont le capital est détenu à 50.1% par EDF et à 49.9% par la Caisse des dépôts et des consignations ainsi que par CNP Assurances. Le nombre d'acteurs pouvant entrer au capital de RTE était limité par l'article L. 111-42 du code de l'énergie⁴⁵. Cette cession partielle n'a pas remis en cause le statut d'entreprise publique de RTE, qui est un acteur stratégique dans le secteur de l'électricité.

En effet, avec près de 105 660 km de lignes, plus de 1200 transformateurs, plus de 2700 postes électriques et plus de 3500 points de livraisons vers le réseau de distribution, RTE est à la tête du plus important réseau d'Europe. L'entreprise dispose du monopole⁴⁶ sur le transport d'électricité à haute et très haute tension en France métropolitaine et continentale. Elle fournit notamment en électricité les plus gros consommateurs⁴⁷ mais surtout elle transporte l'électricité des points de production vers les points de livraison pour distribution par 32 distributeurs, qui comptent parmi ses plus importants clients.

De plus, le rôle de RTE va bien au-delà de ce qu'évoque le terme "réseau de transport d'électricité". A l'inverse du gaz, l'électricité se stocke assez difficilement. Par conséquent, aussitôt

⁴¹ Art. L. 111-7 à L. 111-50 C.énergie

⁴² Délib. CRE, du 26 janvier 2012 portant décision de certification de la société RTE ; Délib. CRE du 26 janvier 2012 portant décision de certification de la société GRTgaz

⁴³ Délib. CRE du 3 juillet 2014 portant décision de certification de la société TIGF ;

Délib. CRE du 4 février 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.

⁴⁴ La notion d'activité de transport d'électricité est ainsi apparue pour la première fois dans la L. du 19 juillet 1922 (*JORF du 21 juillet 1922 p.7622*) avec l'autorisation de création de réseaux de transport d'énergie à haute tension (art. 3bis)

⁴⁵ Art. L. 111-42 C.énergie dispose que « le capital de RTE doit être détenu en totalité par EDF, l'Etat ou d'autres entreprises ou organismes appartenant au secteur public. » Conformément à ces dispositions, l'Etat ou d'autres entreprises ou organismes appartenant au secteur public peuvent entrer au capital de RTE en lieu et place d'EDF ou à ses côtés.

⁴⁶ Art. L.111-40 C.énergie

⁴⁷ 54 producteurs d'électricité, 296 consommateurs industriels et 15 entreprises ferroviaires : chiffres clés RTE 2016, www.rte-france.com

produite, il faut la consommer. En cela, RTE est au cœur du système électrique et doit assurer l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité.

b) Le transport du gaz naturel : GRTgaz et TIGF

Le marché français fait apparaître deux opérateurs en charge de l'activité de transport de gaz naturel : GRTgaz, qui couvre la majorité du territoire métropolitain, et TIGF, qui exerce son activité dans le sud-ouest de la France. Grâce aux 3500 km de canalisations, les GRT permettent l'importation du gaz depuis les interconnexions terrestres avec les pays adjacents et les terminaux méthaniers. Les GRT sont un maillon essentiel à l'intégration du marché français avec le reste du marché européen.

2°) Le caractère local de la distribution d'énergie

Les réseaux de distribution sont les plus « *capillaires* », selon l'expression de Jean-Baptiste Morel ; ils sont les plus intimement liés aux collectivités.

a) La distribution d'électricité : ENEDIS et les entreprises locales de distribution

Les réseaux de distribution permettent d'acheminer l'énergie vers les consommateurs finaux. Ce sont les collectivités locales qui, depuis 1906⁴⁸, sont propriétaires de ces réseaux. Ces dernières peuvent déléguer la gestion de leur réseau de distribution à ENEDIS⁴⁹, pour l'électricité ou confier la gestion à une Entreprise Locale de Distribution (ELD).

Les missions des GRD sont plurielles et consistent notamment à garantir la qualité et la continuité de l'énergie livrée aux consommateurs ; à assurer les services de dépannage électricité et gaz et à réaliser diverses prestations techniques, comme l'entretien et la relève des compteurs.

Ces missions sont assurées pour le compte de tous les fournisseurs d'énergie. Enedis est situé en aval de RTE qui gère les « *autoroutes* » de l'électricité. L'entreprise assure, l'acheminement d'énergie électrique à moyenne et basse tension, la gestion du Réseau Public de Distribution (RPD) et assure le branchement au réseau des utilisateurs qui le sollicitent.

Depuis l'ouverture à la concurrence pour la fourniture en 2007, il y a environ 20 opérateurs assurant la fourniture. Trente-cinq millions de clients sont desservis. De plus, il y a aujourd'hui plus de 300 000 producteurs raccordés au réseau ainsi que plus de 30 000 demandes de raccordements traitées annuellement

⁴⁸ L. du 15 juin 1906 sur les distributions d'électricité (*JORF du 17 juin 1906 p. 4105*)

⁴⁹ ENEDIS est, à ce jour, titulaire de 570 contrats de concessions

b) La distribution de gaz naturel : GRDF

Seules 9200 communes sont raccordées aux réseaux de distribution de gaz naturel. Il existe beaucoup moins de GRD en gaz qu'en électricité. GRDF est le principal GRD et exploite près de 200 000 km de canalisations et dessert 11 millions de clients. GRDF achemine sous moyenne et basse pression le gaz depuis les réseaux de transport jusqu'aux consommateurs finals qui ne sont pas directement raccordés aux réseaux de transport.

§2. La maîtrise des réseaux énergétiques par les collectivités territoriales et le gestionnaire de réseau de distribution

- *Philippe Jeunet, Directeur de l'Audit et des risques et Conseiller du Président Directeur Général d'ENGIE*
- *Philippe Terneyre, Professeur de droit public à l'université de Pau et des Pays de l'Adour*
- *Jean-Baptiste Morel, Chef du département national de droit public, Direction de la régulation et des affaires juridiques d'ENEDIS, et Gilles Nativel, Chef du département Relations avec l'administration, Pôle régulation, Direction de la régulation et des affaires juridiques d'ENEDIS.*

Les réseaux publics de distribution sont la propriété des collectivités concédantes **(A)**. Ces dernières ont donc la maîtrise des réseaux dont elles confient, localement, l'exploitation, à des opérateurs présents sur la totalité du territoire et ayant par conséquent des perspectives nationales **(B)**.

A. La propriété publique des réseaux

1°) Le réseau, un bien collectif

Selon Philippe Jeunet, le réseau doit être appréhendé comme un bien collectif. De ce fait, les réseaux ne sauraient faire l'objet d'une appropriation privée. En effet, les réseaux de distribution ainsi que les ouvrages qui les composent, à l'exception des postes sources, sont la propriété des autorités organisatrices de la distribution d'énergie et non pas celle des GRD.

Les Autorités Organisatrices de la Distribution d'Énergie (ci-après AODE) sont les collectivités territoriales, qui ont hérité des réseaux issus de la nationalisation de 1946⁵⁰. Cette précision du Professeur Philippe Terneyre permet de mettre en lumière le fait que les collectivités n'ont pas le

50 L. du 8 avril 1946 *préc.*

même rapport aux réseaux lorsque ceux-ci sont hérités ou lorsqu'elles les ont créés elles-mêmes (réseaux de chauffage).

Cet héritage est constitutif d'un patrimoine conséquent qui ne cesse de s'étendre. En ce sens, la décision du Conseil d'Etat *Société ERDF c/ Commune de Douai* du 11 mai 2016⁵¹ a été bien reçue du côté des collectivités, toujours plus attentives aux biens de retour de la concession.

Par définition, les collectivités entretiennent un rapport particulier avec cet élément de leur patrimoine. La majorité des collectivités ont fait le choix de confier l'exploitation des réseaux via un contrat de concession. Aux termes des articles L. 2224-31 du Code général des collectivités territoriales (CGCT), L. 322-8 et L. 432-8 du Code de l'énergie, les organismes de distribution sont tenus de tenir à disposition des autorités concédantes les informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier et technique utiles à l'exercice des compétences ou encore de communiquer à l'autorité concédante un compte-rendu de la politique d'investissement et de développement des réseaux. Ce document est une "véritable photographie" de l'activité de la concession⁵².

Collectivités et GRD travaillent ensemble au développement des réseaux. Ceux-ci sont des éléments majeurs du patrimoine des collectivités et ne servent pas uniquement à l'acheminement de l'énergie. En effet, ils jouent un rôle essentiel dans la politique énergétique locale.

2°) Le réseau au service des politiques énergétique locales

De la même façon qu'elles peuvent favoriser le développement de la production d'ENR⁵³, les collectivités ont la possibilité de mettre en place une politique d'aménagement énergétique⁵⁴ prenant appui sur les réseaux de distribution. Néanmoins, l'hétérogénéité des réseaux d'énergie, dans leur organisation et leur gestion, contrarie l'émergence d'une vision d'ensemble, de la collectivité sur son territoire dans la définition de sa politique énergétique.

Pour Philippe Jeunet, une "approche holistique" est nécessaire à la réussite de la transition énergétique. Elle doit être commune à tous les acteurs du secteur.

En effet, dans la mesure où les interactions sont nombreuses, ne pas adopter une vision holistique des réseaux réduit la capacité des collectivités et opérateurs énergétiques à coordonner

⁵¹ CE 11 mai 2016, *Soc. ERDF c/ Cne de Douai* n° 375533 ; AJDA 2016. 982, obs. Pastor ; *Énergie-Env.-Infrastr.* n° 7, juill. 2016, comm. Boda ; BJCP 2016. 273, concl. Henrard ; *Contrats Marchés publ.* 2016, n° 183, note Eckert.

V. précédemment CE, 21 déc. 2012, n° 342788, *Cne de Douai, Lebon avec les conclusions* ; AJDA 2013. 7 ; *ibid.* 457, chron. X. Domino et A. Bretonneau ; *ibid.* 724, étude E. Fatôme et P. Terneyre ; D. 2013. 252, obs. D. Capitant ; AJCT 2013. 91, obs. O. Didriche ; RFDA 2013. 25, concl. B. Dacosta ; *ibid.* 513, étude L. Janicot et J.-F. Lafaix

I. plus généralement sur la notion de biens de retour : L. Rapp et P. Terneyre (dir.) *Lamy - Droit public des affaires : réglementation publique des affaires, aides publiques, contrats et marchés publics, propriété publique, contentieux publics*, Lamy Rueil-Malmaison, 2014, pp. 1736-1737 et 1960-1961 ;

⁵² Expression tirée du site web de GRDF : <http://www.grdf.fr/collectivites-territoriales/mes-services/notre-accompagnement-de-concessionnaire>

⁵³ V. not. sur ce point P. Terneyre, "Domaines publics et énergies renouvelables" *Environnement* n°2, Février 2011, dossier 3

⁵⁴ Eco-quartier, rénovation, amélioration performance énergétique etc.

les réseaux ainsi que leur capacité à intégrer de façon optimale les réseaux d'énergies dans l'aménagement de la ville. ENGIE témoigne pour sa filiale GRDF et affirme que lorsqu'un opérateur s'engage sur un territoire, l'adoption de cette vision est constitutive d'un avantage dans la réalisation des objectifs de la transition énergétique.

Du côté des concédants et des concessionnaires, la prise de conscience en ce sens est collective. Toutefois, pour toutes les questions relatives au réseau, le GRD-concessionnaire ne saurait limiter sa vision au niveau local. Il dispose d'un monopole national l'obligeant à porter sa vision à cette échelle.

B. Un concessionnaire local aux perspectives nationales

1°) Le gestionnaire du réseau de distribution, un acteur local et national

La structure de l'intervention de Jean-Baptiste Morel et Gilles Nativel a illustré le rôle que joue Enedis, le gestionnaire du réseau de distribution d'électricité, en tant qu'acteur local et national.

En effet, c'est à l'échelle nationale que sont désignés les gestionnaires de réseaux⁵⁵. Nombre des obligations qui pèsent sur eux sont également définis à cette même échelle nationale. C'est notamment le cas pour les exigences de qualité⁵⁶ et pour les procédures de réalisation du réseau⁵⁷. De la même façon, la régulation se veut nationale. C'est un tarif unique d'utilisation du réseau (TURPE) qui est fixé. La CRE décide du niveau tarifaire et des incitations à la performance.

GRDF, GRD de gaz naturel, est autant un acteur local que national. Il faut cependant nuancer dans la mesure où toutes les communes de France ne disposent pas d'un réseau public de distribution du gaz. A cet effet, la loi du 3 janvier 2003⁵⁸ a ouvert la possibilité aux communes ou à leurs groupements soit de créer un réseau et d'avoir recours à une régie pour la distribution de gaz, soit comme pour l'électricité de concéder la distribution publique de gaz à un GRD.

Les concessions ont une existence historique désormais codifiée⁵⁹. Le contrat de concession est l'acte qui légitime l'action des GRD, d'électricité et de gaz, qui travaillent localement avec les collectivités, dans leurs zones de desserte exclusive. Toutefois, ces contrats locaux n'ont pas d'équilibre économique propre car ils dépendent du TURPE/ATRD et donc de considérations nationales. Cette absence d'équilibre est une spécificité du modèle concessif.

⁵⁵ Art. L 111-52 C.énergie

⁵⁶ Décr. n° 2007-1826, dit "décret qualité" du 24 décembre 2007 (*abr. par Décr. n°2015-1823 du 30 décembre 2015*)

⁵⁷ Décr. n° 2011-1697, dit "décret procédure" du 1er décembre 2011 (*mod. par le Décr. n° 2014-541 du 26 mai 2014*)

⁵⁸ Art. 26-1 L. n° 2003-8 du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie (*JORF du 4 janvier 2003 p. 265*) mod. le III de l'article L 2224-31 CGCT

⁵⁹ Arts. L. 2224-31 CGCT et L. 322-1 C.énergie

2°) Les spécificités du modèle concessif

Le modèle concessif s'articule autour de l'idée selon laquelle ENEDIS n'est pas propriétaire du réseau, propriété des collectivités locales. Néanmoins, les actifs figurent dans les comptes d'ENEDIS et donnent lieu à une rémunération au titre de ses charges de capital. Par ailleurs, le contrat est certes négocié, mais il y a une absence totale de mise en concurrence du fait de l'existence d'un monopole légal. Ce contrat respecte un modèle national établi avec les fédérations représentant les AODE (FNCCR/ France Urbaine) et, fonctionne toujours avec deux concessionnaires, ENEDIS et EDF.⁶⁰

Les concessions d'ENEDIS présentent plusieurs spécificités au regard du droit commun des délégations de service public⁶¹ (DSP).

D'abord, alors qu'en principe l'attribution du contrat s'effectue à la suite d'une publicité préalable, d'une sélection des candidatures et de négociations⁶² le contrat de concession est ici confié à un opérateur économique titulaire de droits exclusifs échappant à la mise en concurrence.⁶³ En effet, ENEDIS et les ELD sont désignés par la loi comme titulaires de droits exclusifs⁶⁴.

En droit commun le tarif est négocié localement et est différent pour chaque contrat de concession. Les contrats de concession signés par ENEDIS prévoient un tarif régulé fixé nationalement selon une méthode définie par la CRE.

En outre, le droit commun veut que la rémunération soit substantiellement liée aux résultats d'exploitation, ce qui implique un transfert des risques d'exploitation avec les risques liés à l'offre et à la demande. Or, dans les concessions ENEDIS, la couverture des principaux risques est assurée par le mécanisme du Compte de Régulation des Charges et des Produits (CRCP) permettant de corriger les écarts entre les charges et les produits prévisionnels et ceux réellement constatés. Pour le concessionnaire, les risques sont limités aux écarts sur les OPEX maîtrisables, aux modifications législatives et aux contentieux.

De nombreux enjeux semblent être associés à ces spécificités. La volonté de remettre en cause les éléments structurants de l'activité, l'attribution sans mise en concurrence ou encore le renforcement du contrôle des AODE pourraient constituer des éléments de réflexion.

Dans l'hypothèse où des AODE rencontreraient des difficultés de performance au regard de l'interaction avec d'autres acteurs au niveau local, la question de l'évolution de leur relations avec ces autres acteurs pourraient être posée.

⁶⁰ Art. L. 334-3 C.énergie

⁶¹ V. not. sur le droit commun des DSP L. Rapp et P. Terneyre (dir.) *op. préc.* p. 1552-1875

⁶² La procédure était détaillée dans la L. n° 93-122 du 29 janvier 1993 relative à la prévention de la corruption et à la transparence de la vie économique et des procédures publiques, dite loi Sapin. Elle est aujourd'hui encadrée par les arts. L. 1411-1 et suivants CGCT ainsi que par l'Ord. n° 2016-65 du 29 janvier 2016 relative aux contrats de concession.

⁶³ Arts 13 et 14 de l'Ord. du 29 janvier 2016

⁶⁴ Art. L.111-52 C.énergie

Section 2. La contribution des réseaux énergétiques transeuropéens à l'intégration européenne

Introduction - Pourquoi une coordination et une interconnexion des réseaux européens?

La politique de développement des interconnexions⁶⁵ promue par l'UE a vocation à renforcer la sécurité d'approvisionnement énergétique dans l'ensemble des Etats membres⁶⁶. L'objectif est en effet de garantir que les consommateurs puissent avoir un accès permanent à l'énergie. La sécurité d'approvisionnement revêt une dimension forte en gaz parce que la France dispose de très peu de gisements en gaz naturel sous son sol et est dès lors largement dépendante des importations. Les tensions géopolitiques qui peuvent exister avec les principaux pays exportateurs (Russie, Qatar...) représentent un danger pour la France et l'Europe en général. La sécurité d'approvisionnement revêt une dimension encore plus forte en électricité car les technologies de stockage dans ce domaine sont plus difficiles et plus complexes qu'en gaz, même si elles tendent aujourd'hui à se développer⁶⁷. Cet enjeu pèse constamment sur le transporteur d'électricité. Le président de RTE, François Brottes, affirme ainsi que RTE doit exercer son activité "*en temps réel*" et assurer un équilibre permanent du réseau. Philippe Readalli quand à lui rappelle qu'une consommation marginale supplémentaire peut entraîner un black-out. Chaque gestionnaire de réseau de transport d'électricité dans l'Union doit ainsi garantir vingt-quatre heures sur vingt-quatre un équilibre maximal entre l'offre et la demande d'électricité sur les territoires nationaux.

Le risque pour les gestionnaires de réseaux de transport est la survenance d'une situation dans laquelle la demande de gaz ou d'électricité est supérieure à la quantité disponible à un instant "T" sur le territoire. Du fait de l'importance de ces enjeux sur le plan financier et humain, l'Union s'est saisie des questions d'interconnexion des réseaux européens de l'énergie afin de prévenir tout risque de « coupe » ou de « rupture ». L'intégration des réseaux permet de s'assurer qu'en cas d'insuffisance de l'offre énergétique dans un Etat membre, celui-ci pourra être approvisionné le temps nécessaire par un Etat ou plusieurs Etats membres voisins. Les infrastructures transeuropéennes contribuent ainsi à la sécurité d'approvisionnement. A titre d'exemple, le président François Brottes indique que la France dispose de cinquante points d'interconnexion avec ses pays voisins.⁶⁸

Le développement des interconnexions (I) mais également des bourses (II) contribue à l'intégration des marchés de l'énergie.

⁶⁵ V. sur la gestion des interconnexions P. Sablière, *Droit de l'énergie*, Dalloz, Paris, 2013, Chap..662 "*Gestion des réseaux interconnectés*" p. 1652-1661 et Chap.842 "*Gestion des interconnexions*" p. 2415-2429 ; V. également CRE, Rapport, *Les interconnexions électriques et gazières en France, un outil au service de la construction d'un marché européen intégré*, Paris, Juin 2016 et plus anciennement, Interconnecter l'Europe : nouvelles perspectives pour les réseaux transeuropéens de l'énergie, Luxembourg, Office des publications officielles des Communautés européennes, 2008 ;

⁶⁶ Dir. 2009/72/CE préc. Art. 38§2 a) ; Dir. 2009/73/CE préc. Art. 42§2 a) ;

⁶⁷ On note qu'il existe une entreprise de stockage en gaz (Storengy) mais pas en électricité ;

⁶⁸ V. not sur ce point CRE, Rapport, *Les interconnexions électriques et gazières en France, un outil au service de la construction d'un marché européen intégré*, Paris, Juin 2016 ;

§1. Les interconnexions

Le thème des interconnexions recouvre principalement la question des infrastructures énergétiques transeuropéennes (A) mais également celle des codes de réseau qui prend une importance certaine (B).

A. Les infrastructures énergétiques transeuropéennes

- Catharina Sikow-Magny, chef d'unité, Réseaux et Initiatives régionales, DG ENERGY de la Commission européenne.

Les infrastructures énergétiques transeuropéennes⁶⁹ sont promues par l'Union dans le cadre de sa stratégie "Union de l'énergie"⁷⁰; la Commission Européenne estime d'ailleurs qu'il s'agit de "l'épine dorsale" de cette politique⁷¹. Les "projects of common interest" (PCI) ou projets d'intérêt commun désignent les projets visant à développer ces infrastructures. Une partie d'entre eux a vocation à recevoir des financements européens. Ils ont été initiés en 1996⁷² mais la première liste n'a été établie qu'en 2013.

Ne seront traités ici que les PCI portant sur les interconnexions.⁷³

1°) La contribution des projets d'intérêt commun à l'intégration des marchés européens de l'énergie

Les PCI sont prévus dans le TFUE (Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne). Celui-ci dispose que la politique énergétique européenne⁷⁴ se fait « dans un esprit de solidarité entre les Etats membres »⁷⁵. Parmi les objectifs qu'elle doit remplir se trouvent la « sécurité de l'approvisionnement énergétique dans l'Union » et l'« interconnexion des réseaux énergétiques ». D'autres dispositions du TFUE confirment cette orientation de la politique énergétique européenne⁷⁶.

⁶⁹ V.not. sur ce point P. Sablière, *op. préc.*, "Chap.661 Développement des réseaux européens et internationaux" p.1645-1651 ;

⁷⁰ V. Les deux rapports de la Commission sur l'état de l'union de l'énergie, COM (2017) 53 final et COM (2015) 80 ;

⁷¹ COM (2017) 53 final *préc.* ;

⁷² Déc. n°96/391/CE "déterminant un ensemble d'actions en vue d'établir un contexte plus favorable au développement des réseaux transeuropéens dans le secteur de l'énergie" abr. et rempl. par Déc. n°1229/2003/CE du 26 juin 2003 (abr. et rempl. par Déc. n°1364/2006/CE du 6 septembre 2006) V. pour un historique de la politique d'interconnexion en matière de gaz S.Nies, *Gaz et pétrole vers l'Europe : perspectives pour les infrastructures, Paris-Bruxelles*, Ifri, 2008, p. 71-76 ;

⁷³ Certains concernent en effet des terminaux méthaniers ou des capacités de stockage ;

⁷⁴ Titre XXI, « Énergie », art. 194 TFUE ;

⁷⁵ Art. 194§1 TFUE ;

⁷⁶ Titre XVI, « Réseaux transeuropéens », arts. 170 à 172 TFUE ;

Il est question de “réseaux transeuropéens”. Un élément important de cette politique est la nécessité de relier les régions en situation d'isolement énergétique⁷⁷ aux régions du centre de l'Europe⁷⁸.

L'action de l'UE relative au développement des infrastructures énergétiques ne peut se faire sans le volontarisme des Etats membres. La réalisation d'un marché européen intégré de l'énergie est également le fait des Etats, qui doivent se coordonner sur leurs politiques nationales. Tout PCI touchant le territoire d'un Etat membre doit recueillir l'approbation de ce dernier pour être réalisé.

Les PCI peuvent être envisagés sous deux volets. Un volet politique : ils sont promus par le troisième paquet énergie (2009). Les directives « *électricité* »⁷⁹ et « *gaz* »⁸⁰ prévoient une coopération étroite entre les autorités de régulation nationales, qui doit permettre de réaliser un niveau adéquat de capacités d'interconnexion. Un volet technique : la réglementation centrale en matière de PCI est le règlement du 17 avril 2013⁸¹. Les PCI sont identifiés grâce à des indicateurs définis dans le plan décennal de développement du réseau (“*TYNDP*”) et dans une analyse coût-recettes (“*CBA*”).

Les PCI participent fortement de la dynamique de construction d'un marché unique européen. Or, le besoin d'interconnexion des pays d'Europe de l'Est avec le reste du marché européen est élevé, et ce pour deux raisons. La première est que ces pays ont longtemps été sous influence soviétique et qu'ils sont encore aujourd'hui très largement dépendants du gaz russe. Ce facteur historique pèse lourdement sur la sécurité d'approvisionnement des Etats membres de l'Europe de l'Est, tels que les Etats baltes. La seconde raison est que ces pays sont entrés plus récemment dans l'UE que les pays d'Europe de l'Ouest. Leurs réseaux énergétiques ne sont donc pas encore suffisamment interconnectés au reste du marché européen.⁸²

2°) La substance des projets d'intérêt commun

Elle est détaillée dans le règlement précité n°347/2013. Il y a des critères généraux et des critères spéciaux qui permettent d'identifier les PCI. Certains sont plus essentiels que d'autres : ainsi de l'impact transfrontalier, qui se manifeste par exemple lorsque le projet traverse une frontière commune à deux Etats membres de l'UE. Catharina Sikow-Magny montre cependant qu'il n'est pas nécessaire que le projet traverse une frontière interétatique, en prenant l'exemple du projet de Val-de-Saône qui permet la connexion des deux zones gazières de la France. Un autre critère important est que le projet doit répondre à un réel besoin. Il doit réduire les goulets d'étranglement et les congestions et/ ou contribuer à réduire l'isolement énergétique d'au moins un Etat membre.

L'élaboration des PCI relève essentiellement des Etats membres. C'est là le témoignage d'une Union européenne qui se veut participative. L'élaboration est en effet confiée à douze groupes régionaux. Ils correspondent à des corridors et domaines prioritaires. L'organe de décision de chacun

⁷⁷ Telle que la péninsule ibérique ;

⁷⁸ Art. 170 TFUE ;

⁷⁹ Dir. 2009/72/CE *préc.* ;

⁸⁰ Dir. 2009/73/CE *préc.* ;

⁸¹ Règl. n°347/2013 du 17 avril 2013 concernant les orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes (*JOUE L 115, 25.4.2013, p. 39–75*) (Chap. II) ;

⁸² V.not sur ce point S.Nies, *op préc.*

de ces groupes adopte une liste régionale de proposition de PCI. Chaque PCI doit recueillir l'avis de tous les Etats membres qui sont concernés par celui-ci, et tenir compte de l'avis de la Commission européenne. Celle-ci peut fixer la liste des PCI de l'Union. Cette liste est renouvelée tous les deux ans. La première liste avait été fixée en 2013⁸³ et la deuxième en 2015⁸⁴. La nouvelle liste fait actuellement l'objet de négociations avec l'ensemble des parties prenantes à Bruxelles. Le processus d'élaboration implique l'ensemble des parties prenantes : les *European Network of Transmission System Operators* (ENTSO), les autorités de régulation nationales, les entreprises du secteur (transporteurs, fournisseurs, stockeurs, exploitants de terminaux...), les associations de consommateurs, les lobbyistes. La troisième liste en préparation comprend 195 projets.

3°) Les retombées positives des projets d'intérêt commun

Les procédures de planification et d'octroi des autorisations sont accélérées et améliorées. Comme le souligne Catharina Sikow-Magny, l'obtention d'un permis de construire nécessite traditionnellement un délai de dix ou douze ans, ce qui est souvent trop long. Les coûts administratifs sont ensuite moindres pour les promoteurs de projets et les autorités. Il y a également un système de "one stop shop" : une seule autorité nationale est compétente pour les procédures d'octroi des autorisations. La transparence est accrue et la participation du public est améliorée.

Les PCI peuvent bénéficier d'une aide financière de l'UE. En raison du caractère limité des ressources de l'UE, la sélectivité du financement s'impose. Cette aide financière peut passer non seulement par le versement de subventions, mais également par la mise à disposition d'instruments financiers en coopération avec les institutions financières. La Banque européenne d'investissement (BEI) peut faciliter le financement des PCI au travers de l'octroi de prêts et de garanties⁸⁵. Un Fonds de cohésion peut être créé par le Parlement européen et le Conseil⁸⁶. Sur la période 2014-2020, l'UE a décidé d'allouer un budget de 25 milliards d'euros aux PCI. Le règlement du 11 décembre 2013⁸⁷ a établi un mécanisme pour l'interconnexion en Europe (MIE) qui concerne notamment les infrastructures énergétiques. Selon la Commission⁸⁸, depuis sa mise en œuvre, ce mécanisme a apporté un financement à 75 actions pour plus de 1,2 milliards d'euros⁸⁹.

⁸³ Règl. délégué de la Commission n°1391/2013 du 14 octobre 2013

⁸⁴ Règl. délégué de la Commission n°2016/89 du 18 novembre 2015 (*JOUE L 19, 27.1.2016, p. 1-21*)

⁸⁵ Art. 309 TFUE

⁸⁶ Art. 171 TFUE

⁸⁷ Règl. n°1316/2013 du 11 décembre 2013 établissant le mécanisme pour l'interconnexion en Europe, mod. règl. (UE) n°931/2010 et abrog. les règl. (CE) n°680/2007 et (CE) n°67/2010 ; ce règl. a été complété par le Règl. délégué de la Commission n°257/2014 du 7 janvier 2014, mais en raison de la violation de l'art. 290 TFUE, la Cour de justice a annulé ce règl. mais maintenu ses effets en attendant l'entrée en vigueur dans un délai raisonnable d'un nouvel acte. (*CJUE, 5e ch., 17/03/2016, aff. C-286/14, Parlement Européen c/ Commission européenne*, V. Michel, Europe n°5, Mai 2016, comm. 152 ; D. Dero-Bugny et C.Nourissat, Clunet n°2, Avril 2017, chron.4) En conséquence, la Commission a adopté le règlement délégué n°2016/1649 du 8 juillet 2016

⁸⁸ V. COM (2017) 53 final *prés.* p.10

⁸⁹ V. not pour les années 2016 et 2017 : Commission Européenne Communiqués de presse, IP/16/94 ; IP/16/2526 ; IP/17/280 annonçant respectivement des investissements de 217, 263 et 444 millions d'euros au titre du MIE

4°) Les difficultés ponctuelles d'articulation entre intérêts nationaux et politique énergétique européenne

Les intérêts impliqués dans la préparation et l'élaboration des PCI sont divers et variés⁹⁰. Il arrive que des désaccords apparaissent sur la pertinence de certains projets, ce qui peut contribuer à freiner la dynamique de l'intégration du marché européen de l'énergie. C'est notamment le cas lorsqu'un projet concerne deux ou plusieurs Etats membres. Pour qu'il puisse se réaliser, il faut recueillir l'approbation des États impactés. Or, des difficultés apparaissent lorsque le projet suscite la méfiance voire la désapprobation d'un des Etats, tandis que le ou les autres poussent à la construction de la ou les infrastructures en question. Ainsi du projet *Midcat*, qui porte sur la construction d'un pipeline de gaz de 173 km de long à la frontière franco-espagnole. Ce projet est activement promu par les Espagnols, qui militent pour qu'il soit inscrit sur la troisième liste PCI qui sera publiée fin 2017 par la Commission européenne. Il suscite néanmoins une certaine méfiance de l'industrie gazière française qui ne voit pas d'un bon œil la réalisation d'un projet qui coûterait majoritairement à la France et dont le bénéfice reviendrait principalement à l'Espagne. Cet exemple montre que la mise en place de certains projets d'infrastructures énergétiques transeuropéennes n'est pas toujours aussi aisée qu'il n'y paraît.

De manière générale, la Commission fait preuve d'une grande vigilance quant à la sélection des projets devant bénéficier de ces subventions. Ainsi, nombre d'entre eux sont très pertinents. Par exemple, plusieurs projets PCI visent ainsi à relier la partie nord de l'Allemagne, qui bénéficie d'une bonne sécurité d'approvisionnement en électricité grâce aux parcs éoliens situés en mer du Nord, à la partie sud, qui souffre d'une sécurité d'approvisionnement moindre.

Toutefois, on est en droit de s'interroger sur l'efficacité dans l'utilisation des subventions européennes pour certains projets. Il arrive en effet parfois que des infrastructures construites sous le label PCI perdent de leur utilité initiale, lorsqu'elles avaient été décidées à une date où le besoin était réel mais que ce besoin est aujourd'hui beaucoup moins important, du fait par exemple de la baisse de la demande de gaz. Entre autres, les pipelines transportant le gaz russe vers l'Europe de l'Ouest et traversant l'Ukraine (couloir "*Brotherhood*") sont nettement moins utilisées aujourd'hui à cause des tensions entre la Russie et l'Ukraine ; c'est cette "désertion" qui justifie d'ailleurs le projet de gazoduc "*North Stream II*" qui devrait constituer une voie "alternative" pour la Russie pour transporter son gaz vers l'Europe de l'Ouest à travers la mer Baltique.

B. Les codes de réseau

- *Susanne Nies, Directrice des affaires publiques d'ENTSO-E.*

1°) La contribution des codes de réseau à l'interconnexion des marchés européens de l'énergie

⁹⁰ On estime à environ 50 000 le nombre d'organisations de lobbying immatriculées à Bruxelles.

Même s'ils font l'objet d'une très faible publicité, les codes de réseau, prévus par les règlements n°714/2009 pour l'électricité⁹¹ et n°715/2009 pour le gaz⁹², sont un élément essentiel de la mise en place d'un marché intérieur de l'énergie⁹³. Ils portent sur les questions transfrontalières dans le domaine de l'énergie. Ils visent à garantir un accès transfrontalier effectif et transparent aux réseaux de transport et à assurer la création de capacités d'interconnexion⁹⁴.

Susanne Nies subdivise les codes de réseau en trois catégories⁹⁵ : les codes "de connexion" qui constituent les standards minimums pour assurer un marché intégré⁹⁶, les codes opérationnels⁹⁷ qui sont le centre de coopération des GRT en Europe, et les codes « marché » qui établissent le fonctionnement des zones de calcul de capacité⁹⁸.

Les codes de réseau répondent à des objectifs précis. Chaque orientation-cadre, sur la base de laquelle sont adoptés les codes de réseau, doit contribuer à garantir un traitement non-discriminatoire, une concurrence effective et un fonctionnement efficace du marché⁹⁹.

Une distinction est faite par le troisième paquet énergie entre les codes de réseau européens, portant sur des questions transfrontalières, et les codes de réseau nationaux, portant sur des questions non transfrontalières. Les codes de réseau élaborés par l'ENTSO-E n'ont pas vocation à remplacer les codes de réseau nationaux nécessaires concernant les questions non transfrontalières¹⁰⁰. Les codes de réseau européens sont sans préjudice du droit des Etats membres d'établir des codes de réseau nationaux n'affectant pas les échanges transfrontaliers¹⁰¹.

91 Règl. n°714/2009 du 13 juillet 2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité et abrogeant le règl. (CE) n°1228/2003 (*JOUE L 211 13.07.2009 p.15-35*)

92 Règl. n°715/2009 du 13 juillet 2009 concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel et abrogeant le règl. (CE) n°1775/2005

93 V.not. Communication de la Commission, Enquête menée en vertu de l'art.17 du règl. (CE) n° 1/2003 sur les secteurs européens du gaz et de l'électricité (rapport final), 10 janvier 2007, COM (2006) 851 final et Conseil Européen, Concl. du 4 février 2011 2011, EUCO 2/1/11

94 Règl. n°714/2009 et n°715/2009 *préc.* art. 8§7 ;

95 V. pour une autre typologie : https://clients.rte-france.com/htm/fr/journalistes/telecharge/communiqués/salon2012/5_Les_codes_reseaux_-_quelles_evolution_quels_impacts.pdf qui évoque les codes "raccordement", "exploitation" et "marché"

96 Ils visent à s'assurer que les capacités techniques des installations qui seront raccordées aux réseaux permettent une exploitation sûre des systèmes électriques dans le contexte futur résultant de la politique énergétique européenne. Les codes « raccordement » ont pour objectif la sûreté d'exploitation. Les codes « connexion » ont pour objectif une énergie plus verte, une consommation plus intelligente.

97 Ils définissent des standards paneuropéens pour l'exploitation sûre, coordonnée et efficace du système électrique européen, notamment dans la perspective d'une part importante d'ENR raccordées aux réseaux. Les codes « exploitation » participent donc de l'objectif de limitation du réchauffement climatique. Les codes « opérationnels » ont pour but un renforcement de la sécurité d'approvisionnement.

98 Ils établissent des règles paneuropéennes pour la définition des zones de marché et le calcul coordonné des capacités d'échanges d'énergie entre elles, pour le fonctionnement des marchés depuis le long-terme jusqu'à l'infra-journalier (règles d'allocation des capacités d'échanges d'énergie), et pour le fonctionnement des mécanismes d'ajustement de l'équilibre entre l'offre et la demande. Les codes « marché » visent à améliorer l'intégration du marché, grâce à plus de concurrence et une optimisation des ressources.

99 Règl. n°714/2009 *préc.* et Règl. n°715/2009 *préc.* Art. 6§2 ;

100 Règl. n°714/2009 *préc.* pour l'électricité pt 7 et Règl. n°715/2009 *préc.* pt. 16 pour le gaz ;

101 Règl. n°714/2009 *préc.* et Règl. n°715/2009 *préc.* Art. 8§7 ;

2°) La constitution des codes de réseau au terme d'une procédure de collaboration multidimensionnelle au niveau européen.

L'élaboration des codes de réseau est le fruit d'une collaboration entre des acteurs multiples au niveau européen.¹⁰² Elle est principalement confiée aux associations européennes regroupant les gestionnaires de réseaux de transport (GRT)¹⁰³ Il s'agit de l'ENTSO-E pour l'électricité et de l'ENTSOG pour le gaz. La Commission européenne remplit toutefois un rôle non négligeable en la matière dans la mesure où elle définit les priorités auxquelles doivent répondre les codes de réseau et où elle chapeaute l'ensemble de la procédure. Enfin, l'ACER établit les orientations-cadres sur la base desquelles l'ENTSO va élaborer le code de réseau.

L'orientation-cadre sur la base de laquelle est élaboré le code de réseau est non-contraignante¹⁰⁴. Mais les codes de réseau deviennent obligatoires après leur passage en comitologie¹⁰⁵. Ils acquièrent alors le même statut que tout autre réglementation européenne à valeur obligatoire et les Etats membres doivent s'y conformer.

§2. Les bourses

- *Philippe Redaelli, Secrétaire général d'EPEX SPOT.*

EPEX (*European Power Exchange*) SPOT est la bourse des marchés spot de l'électricité européens¹⁰⁶. Il existe également des bourses dans le secteur du gaz, tel que Powernext¹⁰⁷.

Créée en 2008, EPEX SPOT recouvre l'Allemagne, la France, le Royaume-Uni, la Belgique, les Pays-Bas, l'Autriche et la Suisse, soit une part considérable de la consommation électrique en Europe. Elle comprend plus de trois cent membres. Son siège est à Paris et elle dispose d'antennes dans plusieurs grandes villes européennes.

¹⁰² V. not. C. Vlachou "The adoption of Network Codes in the Field of Energy : Availability of Judicial Review in a Multi-Stage procedure" EUI Working Papers RSCA 2012/39 Robert Schuman Centre For Advanced Studies, Florence, September 2012

¹⁰³ En anglais les "transmission system operators" (TSOs) ;

¹⁰⁴ Règl. n°714/2009 Pt 6 et Art. 6§2 ; Règlement n°715/2009 Pt 15 et Art. 6§2

¹⁰⁵ Ensemble des procédures utilisées par les pays de l'UE pour contrôler la manière dont la Commission met en oeuvre la législation de l'UE (implication de comités de représentants des pays de l'UE notamment dans les procédures d'élaboration de mesures d'exécution par la Commission). V. Règl. n°182/2011 du 16 février 2011 établissant les règles et principes généraux relatifs aux modalités de contrôle par les États membres de l'exercice des compétences d'exécution par la Commission (*JOUE L 55, 28.2.2011, p. 13-18*).

¹⁰⁶ Elle est détenue à parts égales par Powernext et l'EEX. Powernext avait été créée en juillet 2001 (V. B.Andriani et P. Zagury "Powernext : vers un marché mature de l'électricité en France", Les Echos, 26 novembre 2001, accessible en ligne : https://www.lesechos.fr/26/11/2001/LesEchos/18538-136-ECH_powernext---vers-un-marche-mature-de-l-electricite-en-france.htm) et l'EEX en 2002 à la suite de la fusion entre la Leipzig Power Exchange (LPX) et EEX de Francfort (V. sur ce point P.Sablière, *op. préc.* p. 2462-2463)

¹⁰⁷ En matière de gaz, "les marchés organisés faisant appel à des bourses d'échange de gaz correspondent correspondent à une très faible pourcentage des volumes de gaz échangés sur le marché de gros en Europe" (P. Sablière, *op. préc.* pt 664.21). Néanmoins, un certain nombre de plateformes existent, tel que Powernext, désormais fusionné avec l'acteur allemand European Energy Exchange (EEX) afin de concurrencer le britannique National Balancing Point (NBP) (https://www.lesechos.fr/22/10/2014/LesEchos/21798-132-ECH_fusion-dans-les-bourses-europeennes-de-l-energie.htm)

La bourse de l'énergie est un acteur peu connu mais dont le rôle est fondamental comme facilitateur du commerce de gros de l'énergie. La bourse contribue aussi au bon équilibre des réseaux d'énergie.

A. Le négoce, élément majeur du fonctionnement du marché de l'énergie et de l'intégration européenne

EPEX SPOT est une plateforme de négociation digitale réglementée qui permet la formation transparente d'un prix de l'électricité échangée entre producteurs, fournisseurs et consommateurs¹⁰⁸.

La bourse est un marché de gros. Les transactions produites sur en bourse sont des accords conclus entre acheteurs et vendeurs sur la livraison d'une quantité d'énergie déterminée sur une zone géographique donnée au prix du marché. Ses membres envoient leurs ordres d'achat ou de vente d'électricité. La bourse détermine le prix auquel coïncident l'offre et la demande d'électricité en rapprochant les ordres acheteurs et vendeurs qui forment des transactions. Ces contrats d'achat / vente d'électricité font l'objet d'une livraison sur le réseau de transport d'électricité et d'un paiement via la chambre de compensation ECC, organisme de nature bancaire réglementé et sécurisé. Par son implantation européenne, la bourse contribue à l'intégration des marchés européens de l'électricité¹⁰⁹

Les bourses de l'électricité se sont ainsi progressivement vues reconnaître un statut dans la législation européenne. Le règlement REMIT de 2011 dispose qu'*il importe que la Commission européenne et l'ACER coopèrent étroitement dans la mise en œuvre du présent règlement et consultent dûment [...] les diverses parties intéressées, telles que les places de marchés organisées (bourses de l'énergie par exemple) et les acteurs du marché.*¹¹⁰

B. Un rôle d'équilibre du réseau : l'exemple d'EPEX SPOT

Les modalités d'achat de l'énergie sur la bourse permettent de concilier sécurité et flexibilité. Elles permettent en effet d'échanger de l'électricité presque en temps réel de la veille de l'injection / sous tirage ("*day ahead market*") à une heure avant ("*intraday market*").¹¹¹ En permettant aux producteurs, fournisseurs et consommateurs de s'équilibrer avant l'injection et le

¹⁰⁸ C'est ce qui fait l'originalité des bourses d'électricité en comparaison avec les marchés réglementés, v. sur ce pt. S. Wormser et P. Zagury "*Le trading d'électricité en France*", JCP E n°25, 20 juin 2002, 949

¹⁰⁹ V. pour une approche économique F. Boisseleau, *The role of power exchanges for the creation of a single European electricity market market design and market regulation*, Delft University Press, 2004

¹¹⁰ Règl. n°1227/2011 du 25 octobre 2011 relatif à l'intégrité et à la transparence des marchés de gros de l'énergie (*JOUE L 326, 8.12.2011, p. 1-16*)

¹¹¹ Pour une présentation plus détaillée, v. not. https://clients.rte-france.com/htm/fr/journalistes/telecharge/communiqués/salon2012/5_Les_codes_reseaux_-_quelles_evolution_quels_impacts.pdf

soutirage, la bourse soulage le réseau de transport d'énergie qui peut se consacrer à sa mission première de transport en temps réel.

Les bourses de l'énergie participent d'une utilisation efficiente des infrastructures énergétiques transeuropéennes et d'une *"intensification de la concurrence"*¹¹² sur les marchés énergétiques. Elles contribuent à l'intégration européenne grâce au *"market coupling"*, mécanisme par lequel les bourses des pays sont reliées les unes aux autres. Philippe Redaelli affirme que la connexion des bourses entre elles contribue à l'utilisation maximale des capacités d'interconnexion.

Les bourses ont ainsi dans la réglementation européenne le statut de NEMO (*"Nominated Electricity Market Operators"*) et sont des entités désignées par les autorités compétentes pour accomplir des tâches relatives au couplage. Les deux modèles-cibles pour l'intégration du marché européen sont le *"day-ahead market coupling"* et le *"intraday market coupling"*.

Enfin, le mécanisme du *"flow-based"* contribue également à l'intégration européenne. C'est une méthodologie de couplage qui prend en compte les impacts des échanges transfrontaliers d'électricité sur les contraintes de sécurité du réseau lorsque les flux de marché sont optimisés.

¹¹² Communication de la CRE relative à la liberté du négoce d'électricité, 6 septembre 2001 ; v. pour une approche critique de cette communication C. Clarenc, *"Régime du négoce d'électricité en France : imbroglio à la française"* LPA n°44, p.4

PARTIE 2 : DES RÉSEAUX EN MUTATION

L'emprise des réseaux d'énergie sur l'échelon local se traduit aujourd'hui par une évolution en profondeur de leur mode de gestion et d'organisation. Cette mutation des réseaux s'effectue à de nombreux égards liés à la libéralisation "*inéluçtable*"¹¹³ du marché européen de l'énergie et à l'accroissement des échanges entre les Etats membres de l'Union européenne (**section 1**). Outre la transition économique dont le secteur énergétique doit faire l'objet, les réseaux sont également confrontés à de nouveaux enjeux liés au progrès technologique et à l'adaptation des énergies face au changement climatique. Ainsi, le besoin de clarté du régime de gestion des données de consommation prend une part importante dans la riche évolution normative de ces dernières années (**section 2**). Enfin, la mutation profonde de l'implantation locale des réseaux doit beaucoup à l'enjeu environnemental et aux dispositions juridiques prises dans l'objectif de transition énergétique (**section 3**).

Section 1. Un modèle classique d'organisation mis à l'épreuve

Le modèle classique d'organisation des réseaux fondé sur l'existence de monopoles historiques attribués à des entreprises verticalement intégrées connaît, depuis quelques années, des exceptions. Bien qu'elles aient existé dans les faits depuis le développement des réseaux de distribution et de transport au début du XXème siècle, ces exceptions ne sont apparues dans le cadre juridique européen qu'avec le troisième paquet énergie et la directive 2009/72/CE. Ces problématiques concernent notamment réseau de transport et sont relatives au traitement des gestionnaires de ce réseau dans l'Union européenne (I). Des exceptions sont également applicables aux réseaux fermés de distribution d'électricité qui ont pendant longtemps posé des difficultés en raison de l'absence de cadre juridique (II)

113 H. Kazzi, "*La politique communautaire de l'énergie : à la recherche d'un équilibre*", Contrats Concurrence Consommation ; Août 2007 ;

§1. Les nouvelles modalités des échanges transfrontaliers : Vers une remise en cause du modèle régulé ?

- Alain Fiquet, Directeur général adjoint de RTE.

Si, selon les termes du directeur-général Alain Fiquet, la coopération des régulateurs nationaux contribue à l'émergence du marché européen intégré de l'électricité, il demeure des incertitudes quant aux modalités d'exploitation des réseaux de transport d'électricité. Le cadre réglementaire mis en œuvre par le troisième paquet en 2009 prévoit en effet un certain nombre d'exemptions à la modélisation des réseaux posée par les directives. Ainsi, le modèle monopolistique des gestionnaires de réseaux de transport peut connaître des exceptions au profit de nouvelles modalités de gestion des interconnexions promues par le règlement du 13 juillet 2009.¹¹⁴

Outre la problématique particulière des interconnexions, qui est traitée par la réglementation européenne en vigueur, le modèle classique des GRT fondé sur le monopole semble s'éroder face à une pression de la concurrence encouragée par la Commission européenne.

A. Les exemptions bénéficiant aux nouvelles interconnexions

1°) Une prise en charge par la réglementation européenne

La problématique de l'exemption applicable aux nouvelles interconnexions était déjà présente dans la réglementation préparant le deuxième paquet énergie¹¹⁵. Elle a été reprise dans la réglementation applicable au troisième paquet énergie¹¹⁶. Le règlement n°714/2009 précise les conditions dans lesquelles les autorités de régulation nationales peuvent accorder, aux nouvelles lignes d'interconnexion, des exemptions à la régulation en vigueur en ce qui concerne "l'accès des tiers à l'infrastructure, l'approbation des méthodologies de tarification et l'affectation des revenus générés par l'attribution des capacités de la ligne"¹¹⁷. Le but de ces exemptions est de favoriser la rentabilité des investissements nécessaires à la construction de nouvelles interconnexions en permettant à l'initiative privée de participer à ces investissements¹¹⁸.

Ces dérogations aux principes applicables aux réseaux publics sont attribuées de façon temporaire et concernent les lignes en courant continu. Elles peuvent néanmoins être accordées exceptionnellement à des ouvrages en courant alternatif. Leurs conditions d'octroi sont détaillées par le règlement¹¹⁹. Le cas échéant, les régulateurs nationaux des deux Etats concernés par

¹¹⁴Règl. n°714/2009 préc.. En revanche, le règl. n°715/2009 préc. ne comporte pas de telles dispositions relatives aux nouvelles interconnexions.

¹¹⁵ Règl. 1228/2003 préc. art. 3

¹¹⁶ Règl. n° 714/2009 préc. art. 17

¹¹⁷ P. Sablière, *op. préc.*, p. 2426 ;

¹¹⁸P.Sablière, "Les interconnexions électriques européennes dites « exemptées »", étude ; Énergie-Env.-Infrastr n° 7, Juillet 2016 ;

¹¹⁹ Règl. n° 714/2009 préc. art. 17§1 : " a) L'investissement doit accroître la concurrence en matière de fourniture d'électricité ; b) Le degré de risque associé à l'investissement est tel qu'il ne serait pas effectué si la dérogation n'était pas accordée ; c) L'interconnexion doit être la propriété d'une personne physique ou morale distincte des gestionnaires de réseau

l'interconnexion peuvent parvenir à un accord pour octroyer l'exemption ainsi que pour fixer les conditions de durée, d'accès non discriminatoire des tiers à l'interconnexion et d'attribution des capacités. L'accord est ensuite notifié à l'ACER qui publiera la décision d'attribution. En l'absence d'accord, l'ACER devra consulter les régulateurs et les demandeurs en vue d'obtenir une décision des régulateurs. La décision issue de cette consultation sera transmise à la Commission européenne qui peut la confirmer ou en demander la modification ou la révocation.

2°) Une capacité de blocage des autorités de régulation nationales sur l'attribution des exemptions

Si le cadre réglementaire en vigueur a permis d'introduire des dérogations au modèle classique de gestion des réseaux de transport d'électricité, il reste que les conditions d'attribution des dérogations sont très encadrées par les autorités nationales de régulation. Ainsi, en France, le Code de l'énergie attribue à la CRE la compétence pour préciser « *les règles concernant les conditions d'accès et de raccordement aux réseaux publics des nouvelles interconnexions mentionnées à l'article 17 du règlement (CE) n° 714/2009 (...)* »¹²⁰. La CRE a d'ailleurs précisé en 2010¹²¹ que l'opportunité d'accorder des dérogations s'appréciait au regard de la protection des intérêts des clients finals et des autres utilisateurs du réseau ; de la nécessité de créer un cadre réglementaire stable, transparent et non discriminatoire ; et enfin au regard de la nécessité de favoriser l'intégration des marchés européens de l'électricité.

Il convient ainsi de constater que la CRE constitue un important filtre à l'attribution des dérogations visées par le règlement n° 714/2009. Le cadre réglementaire fixé par la CRE exige par ailleurs que les gestionnaires de nouvelles interconnexions doivent s'associer aux autres gestionnaires de transport concernés pour élaborer des méthodes coordonnées de calcul des capacités d'interconnexion¹²².

Ce filtre n'empêche toutefois pas de valider des exemptions ayant une certaine ampleur comme le projet ElecLink entre la France et la Grande-Bretagne.

3°) Le cas du projet ElecLink

Le projet ElecLink prévoyant une interconnexion dans le tunnel sous la Manche entre la France et la Grande-Bretagne est un exemple typique d'interconnexion pouvant être exemptée. La société ElecLink, chargée de la gestion de cette interconnexion, a déposé en 2013, auprès de la CRE et

dans les réseaux desquels cette interconnexion sera construite ;d) Les redevances sont perçues auprès des utilisateurs de cette interconnexion ;e) Depuis l'ouverture partielle du marché (...), il n'a été procédé au recouvrement d'aucune partie du capital ou des coûts d'exploitation de l'interconnexion au moyen d'une fraction quelconque des redevances prélevées pour l'utilisation des réseaux de transport ou de distribution reliés par cette interconnexion ;et f) La dérogation ne doit pas porter atteinte à la concurrence, ni au bon fonctionnement du marché intérieur de l'électricité, ni au bon fonctionnement du réseau réglementé auquel l'interconnexion est reliée.” ;

120 Art. L. 134-1 8°) C.énergie ;

121 Consultation publique de la CRE du 3 mai 2010 sur l'application de l'article 7 du règl. (CE) n° 1228/2003 du 26 juin 2003 et les modalités d'accès au réseau public de transport d'électricité français de nouvelles interconnexions exemptées ;

122 Délibération de la CRE du 9 mai 2012 portant décision sur les conditions de raccordement et d'accès au réseau public de transport des nouvelles interconnexions mentionnées à l'art. 17 du règl. (CE) n° 714/2009 du 13 juillet 2009 ;

de l'OFGEM, une demande d'exemption sur le fondement de l'article 17 du règlement n° 714/2009 pour une durée de 25 ans. ElecLink demandait notamment à ce que sa dérogation porte sur l'accès des tiers à l'infrastructure. La CRE et l'OFGEM ont rendu un avis conjoint¹²³ ne satisfaisant pas aux exigences de la société ElecLink dans la mesure où les régulateurs ont imposé à l'opérateur d'importantes restrictions afin de garantir « *une utilisation efficace des capacités d'interconnexion, un accès facilité pour les acteurs du marché et la protection des données commercialement sensibles* »¹²⁴.

L'avis a été notifié à la Commission européenne qui a pris un autre parti et a demandé aux régulateurs de revoir l'autorisation d'exemption. En effet, par une décision rendue le 28 juillet 2014¹²⁵, la Commission a estimé que la dérogation à l'article 9 de la directive 2009/72/CE relatif à la dissociation des structures de propriété ne peut être accordée que dès lors que sont respectés les articles 13 et 14, ainsi que le chapitre V de ladite directive relatifs à l'indépendance des gestionnaires de réseaux de transport vis-à-vis des entités chargées des activités de production, de distribution et de fourniture d'électricité. Ainsi, l'indépendance de toute entreprise chargée de la gestion d'une interconnexion doit être garantie au même titre que celle des GRT, ce qui relativise la spécificité des exemptions accordées aux nouvelles interconnexions.

Toutefois, ce régime d'exemption se distingue par la volonté de l'Union européenne d'accroître l'investissement privé pour la gestion des infrastructures essentielles du réseau électrique et d'utiliser lesdites infrastructures afin de favoriser la concurrence. Cette volonté d'accroître la concurrence se manifeste y compris sur l'attribution des droits des gestionnaires d'infrastructures utilisées pour le transport d'électricité.

B. Le régime d'attribution des licences d'exploitation des gestionnaires de réseaux de transport et les dispositions du Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne relatives à la concurrence

Le troisième paquet a prévu les procédures selon lesquelles les gestionnaires des réseaux de transport d'électricité doivent être certifiés par les autorités nationales. Les autorités de régulation nationales certifient les entreprises qui possèdent un réseau de transport répondant aux exigences de l'article 9 de la Directive¹²⁶. Cette certification est notifiée à la Commission européenne qui vérifie, dans un délai de deux mois, sa compatibilité avec les dispositions de la directive. A la suite de cet avis, les autorités de régulation nationales rendent leur décision définitive sur la certification avant que l'entreprise concernée soit agréée et désignée comme GRT.

L'économie de ce régime de certification consiste essentiellement à renforcer la concurrence dans le secteur de l'électricité, notamment en assurant l'indépendance GRT¹²⁷.

¹²³ Avis conjoint de la CRE et de la Gas and Electricity Markets Authority sur la demande de dérogation d'Eleclink au titre de l'art. 17 du règl. (CE) n° 714/2009 concernant une interconnexion d'électricité entre la France et la Grande-Bretagne ;

¹²⁴ P. Sablière, *étude.préc*

¹²⁵ Décision de la Commission du 28 juillet 2014 relative à la dérogation accordée à ElecLink Limited en vertu de l'article 17 du règl. (CE) n° 714/2009 pour une interconnexion d'électricité entre la France et la Grande-Bretagne ;

¹²⁶ Dir. 2009/72/CE *préc.* art. 10 et règl. n°714/2009 *préc.* art. 3 / Arts. L. 111-2 à L. 111-6 C.énergie relatifs à la désignation des GRT ;

¹²⁷ Art. 18 de la Dir. 2009/72/CE / Art. L. 111-7 C.énergie ;

La certification est également requise pour les gestionnaires des réseaux de transport du gaz¹²⁸, une activité pouvant être librement exercée dès lors que l'opérateur qui souhaite l'entreprendre bénéficie de la certification susmentionnée et d'une autorisation¹²⁹. Ainsi, en France, deux opérateurs assurent la gestion et l'exploitation du réseau de transport de gaz : GRTgaz, qui est issue de l'ancien monopole historique, et TIGF.

Il reste que l'attribution d'un monopole légal au profit des GRT ne semble pas entrer en contradiction avec les règles relatives aux services d'intérêt économique général (SIEG)¹³⁰. En effet, un tel monopole légal est possible dès lors qu'il n'entre pas en contradiction avec les règles du Traité. C'est ce modèle qui a été retenu en France pour la gestion du réseau de transport d'électricité, qui a été confiée à l'opérateur RTE sous la forme d'une concession de l'Etat prévue par la loi¹³¹.

Toutefois, les modalités de mise en œuvre de ce modèle de gestion monopolistique des réseaux de transport a récemment fait l'objet de critiques par la Commission européenne. En effet, la Commission a ouvert une procédure d'infraction à l'encontre de la France pour ne pas avoir transposé correctement la directive 2009/72/CE, estimant que « *la législation française empêche les entreprises autres que le gestionnaire de réseau de transport d'électricité historique national de créer et d'exploiter des interconnexions avec d'autres États membres de l'UE* »¹³².

L'UE favorise ainsi l'accès des opérateurs de marché à la gestion des infrastructures de transport, notamment en ce qui concerne les interconnexions de transport. En cela, le tribunal administratif de la ville de Sofia, en Bulgarie, a posé une question préjudicielle à la Cour de justice, afin de l'interroger sur la compatibilité de l'attribution de monopoles nationaux avec les dispositions du TFUE, et notamment l'article 106 § 1¹³³.

En tout état de cause, qu'ils soient en monopole légal ou non, les GRT qui demeurent au sein d'une entreprise verticalement intégrée doivent respecter le principe d'indépendance prévu aux articles 9 et 18 des Directives précitées relatives aux marchés de l'électricité et du gaz. En effet, ce modèle dit de *independent transmission operator* (ITO) utilisé en France permet de concilier le maintien d'une propriété de l'infrastructure au profit d'une entreprise publique verticalement intégrée et l'indépendance du GRT dans le respect « *des règles de fonctionnement et de gouvernance qui garantissent une séparation effective entre les activités de transport et celles de production ou de fourniture* »¹³⁴.

128 Art. 10 de la Dir. 2009/73/CE ;

129 Art. L. 431-1 et L. 431-2 C.énergie ;

130 Art. 106 § 2 du TFUE : « *Les entreprises chargées de la gestion de services d'intérêt économique général ou présentant le caractère d'un monopole fiscal sont soumises aux règles des traités, notamment aux règles de concurrence, dans les limites où l'application de ces règles ne fait pas échec à l'accomplissement en droit ou en fait de la mission particulière qui leur a été impartie* » ;

131 Art. L. 111-40 et L. 321-1 C. énergie ;

132 Avis motivé de la Commission européenne du 22 juillet 2016 (http://europa.eu/rapid/press-release_MEMO-16-2490_fr.htm) ;

133 Pour rappel, cet article prévoit que « *les États membres, en ce qui concerne les entreprises publiques et les entreprises auxquelles ils accordent des droits spéciaux ou exclusifs, n'édicte ni ne maintiennent aucune mesure contraire aux règles des traités* », et notamment aux règles concernant la libre concurrence ;

134 Ch. Le Bihan-Graf, « *La séparation des activités dans le secteur de l'énergie : des modèles sous contraintes ?* » ; RFDA 2017 p.231 ;

§2. Les réseaux fermés de distribution d'électricité, nouvelle catégorie juridique dans les schémas historique de distribution

- *Thème abordé dans le cadre de l'intervention de Marina De Focatiis (MDF), Senior Counsel, Edison et Aldo Travi, Professeur à l'Université catholique de Milan, Représentants de l'Association Italienne de Droit de l'Énergie (AIDEN).*

A. La définition de la notion de réseaux fermés de distribution d'électricité

La notion de réseaux fermés de distribution ("*closed distribution system*") est issue de l'article 28 des directives européennes 2009/72/CE et 2009/73/CE, et peut concerner aussi bien la distribution d'électricité que celle du gaz. Les Etats membres ont principalement transposé cette notion en matière d'électricité.¹³⁵

1°) Les réseaux fermés de distribution d'électricité en France

L'ordonnance du 15 décembre 2016¹³⁶ (non publié à la date de la tenue du colloque) a transposé la notion de réseau fermé de distribution d'électricité en droit français, dont le régime est codifié aux articles L. 344-1 et suivants du Code de l'énergie. Cette ordonnance n'était pas publiée à la date du colloque. Un décret d'application est également attendu.¹³⁷

a) Définition du réseau fermé de distribution

Un réseau fermé de distribution d'électricité est "*un réseau de distribution qui achemine de l'électricité à l'intérieur d'un site géographiquement limité et qui alimente un ou plusieurs consommateurs non résidentiels exerçant des activités de nature industrielle, commerciale ou de partages de services*"¹³⁸. Pour être considéré comme tel, le réseau doit remplir l'une des deux conditions alternatives suivantes :

- "*l'intégration dans ce réseau des opérations ou du processus de production des utilisateurs est justifiée par des raisons spécifiques ayant trait à leur technique ou à leur sécurité ;*

¹³⁵ C'est le cas de la France

¹³⁶ Ord. n°2016-1725 du 15 décembre 2016, prise sur le fondement de l'art. 167 de la LTECV ;

¹³⁷ A la date de la publication de ce document, le décret d'application n'est toujours pas publié.

¹³⁸ Art. L344-1 Al. 1 nouv. C.énergie ;

- *“ce réseau distribue de l'électricité essentiellement au propriétaire ou au gestionnaire de réseau ou à des entreprises qui leur sont liées au sens de l'article L. 233-3 du code de commerce”*.¹³⁹

S'il dessert essentiellement des clients non-résidentiels, un tel réseau *“peut distribuer, à titre accessoire, de l'électricité à des clients résidentiels”* sous réserve qu'ils soient *“employés par le propriétaire du réseau ou associés à lui de façon similaire et résident dans la zone desservie par le réseau”*¹⁴⁰.

b) Un régime juridique d'autorisation et d'approbation

L'autorisation d'exploiter d'un réseau fermé de distribution d'électricité est délivrée *“par l'autorité administrative”*. Cette dernière, en plus des critères de l'article L. 344-1 nouveau du Code de l'énergie doit s'assurer que le gestionnaire *“dispose des capacités techniques et financières requises”*¹⁴¹.

Concernant, *“les tarifs des redevances d'utilisation”*, ils *“sont approuvés par la CRE, qui dispose d'un délai de quatre mois à compter de la date de réception d'un dossier complet pour rendre sa décision. A l'expiration de ce délai, les tarifs sont réputés approuvés”*¹⁴². Le gestionnaire peut demander à être exempté de cette obligation auprès de la CRE¹⁴³.

c) L'application de dispositions transitoires aux réseaux fermés existants

Les réseaux fermés de distribution d'électricité existant *“à la date de publication de la présente ordonnance déposent une demande d'autorisation dans les conditions fixées à l'article L. 344-7 dans un délai de six mois à compter de la date de publication du décret prévu à l'article L. 344-13”*.

~~La lettre de l'ordonnance mentionne des raisons spécifiques relatives à l'intégration d'opérations ou du processus de production, alors que la note interprétative de la directive précise que ces raisons concernent plus largement le système de distribution. Les utilisateurs du réseau fermés doivent s'assurer que leurs opérations respectives sur le réseau peuvent coexister, dans l'objectif d'assurer une interopérabilité plutôt qu'une interdépendance.~~

~~En ce sens, l'interprétation téléologique de la directive européenne tend à considérer que peuvent prétendre à la qualification de réseau fermé : un site industriel où, par exemple, la chaleur issue de la production d'électricité est réutilisée dans le processus de production d'autres utilisateurs du système ; lorsque les utilisateurs du site doivent nécessairement avoir recours à des~~

¹³⁹ Art. L344-1 Al. 2 nouv. C.énergie ;

¹⁴⁰ Art. L. 344-2 nouv. C.énergie ;

¹⁴¹ Art. L. 344-7 nouv. C.énergie ;

¹⁴² Art. L. 344-9 nouv. C.énergie ;

¹⁴³ Art. L. 399-10 nouv. C.énergie ;

~~standards différents de ceux en vigueur sur le réseau public de distribution : par exemple en cas d'utilisation d'une fréquence particulière¹⁴⁴.~~

~~La mise en place d'un réseau fermé de distribution est subordonnée à l'autorisation de « l'autorité administrative », qui doit notamment s'assurer des « capacités techniques et financières » suffisantes du candidat gestionnaire. La gestion d'un tel réseau ne peut être assurée que par un opérateur économique performant.~~

~~Il est possible de noter l'absence de critères objectifs permettant à l'autorité administrative compétente de faire une appréciation de ces conditions, laissant ainsi à sa discrétion les critères d'appréciation. Reste qu'il est courant que ces critères ne soient pas explicités dans d'autres secteurs, notamment en matière de transport.~~

~~Concernant la procédure destinée aux réseaux existants, rien n'est pas prévu en cas d'issue négative de cette procédure. Quel devenir pour un réseau fermé existant ne remplissant pas les conditions des articles L. 344 1 et suivants du Code de l'énergie ? L'imprévisibilité suscite des difficultés car cette réglementation a pour objet de pallier l'absence de cadre juridique.~~

2°) Les réseaux fermés de distribution en Italie

a) *La distinction entre réseaux internes d'utilisateurs et réseaux privés, schéma historique de distribution d'électricité au même titre que les réseaux publics*

Les réseaux internes d'utilisateurs¹⁴⁵ ont été introduits en droit italien par la loi 23 juillet 2009.¹⁴⁶ Sont considérés comme tels :

- les réseaux existants ou en cours de réalisation à la date d'entrée en vigueur de la loi ;
- qui relie des unités industrielles de consommation de l'énergie, ou une unité industrielle de consommation de l'énergie et une unité de production ;
- sous réserve que ces réseaux soient compris au plus dans le territoire de trois Communes contiguës, ou de trois Provinces contiguës¹⁴⁷ dans le cas où l'unité de production est alimentée par une source d'ENR.

Le gestionnaire du réseau interne d'utilisateurs est responsable de la qualité de service du réseau, ainsi que de l'activité de dispatching.

¹⁴⁴ *“This is particularly common in industrial sites where, for example, heat from electricity generation is used in the production process of other users of the system. Another reason could be where it is necessary for the users of the site to operate to different reliability standards than those applying on the public grid, for example in relation to frequency.”*

¹⁴⁵ “reti interne di utenza” - RIU ;

¹⁴⁶ L. du 23 juillet 2009, n. 99 (art. 33, al. 1)

¹⁴⁷ Soit l'équivalent des départements

Les réseaux privés comprennent par effet de miroir ce qui n'est pas considéré comme des réseaux internes d'utilisateurs.¹⁴⁸

Le décret du 10 décembre 2010 avait réglé les rapports entre les gestionnaires des réseaux privés et les gestionnaires des réseaux publics, afin de permettre l'achat de l'énergie par les premiers. Le décret établit également que ne peut être qualifié de réseau privé une ligne électrique qui va simplement relier un établissement industriel à sa propre usine de production d'énergie.

En principe, les gestionnaires de réseaux de distribution privés ne sont pas tenus de relier d'autres usagers (qui en feraient la demande) que ceux historiquement présents sur le réseau. Parallèlement, les utilisateurs des réseaux privés sont redevables, d'une manière limitée, des frais généraux de fonctionnement du système électrique.

b) *La difficile compréhension des modalités de transposition de la notion de réseaux fermés de distribution d'électricité ("sistemi di distribuzione chiusi")*

Le décret législatif du 1^{er} juin 2011¹⁴⁹ a considéré que les réseaux fermés de distribution étaient les réseaux internes d'utilisateurs, ainsi que les autres réseaux privés.¹⁵⁰

Les juridictions italiennes et l'Autorité de régulation l'énergie¹⁵¹ privilégient aujourd'hui l'utilisation de la définition issue de la directive 2009/72/CE, au regard des incertitudes de définition des réseaux privés de distribution (autres que les réseaux internes d'utilisateurs). L'Autorité de la concurrence italienne est convaincue que le développement des réseaux privés en Italie tend à renforcer l'efficacité des gestionnaires des réseaux de distribution d'électricité, aussi bien publics que privés.

B. Les réseaux fermés de distribution d'électricité, nouvelle exception au monopole de droit du gestionnaire du réseau public de distribution

Dans une décision préjudicielle *Citiworks*¹⁵², la Cour de justice estimait qu'un réseau de distribution mis en place par l'exploitant d'un aéroport est un "réseau de distribution installé dans une zone d'exploitation présentant, sur le plan spatial, une unité fonctionnelle et qui est principalement affecté au transport d'énergie à l'intérieur de l'entreprise ou vers les entreprises apparentées". Peu importait alors la petite taille du réseau ou la faible consommation d'électricité de celui-ci.

148 L. du 23 juillet 2009 *préc.* art. 30, al. 27

149 Qui avait vocation à transposer l'art. 28 de la Dir. 2009/72/CE *préc.* ;

150 Décr. législatif du 1 juin 2011, n. 93 art. 38, al. 5,

151 Délibération n. 539/2015/R/eel ;

152 CJUE, *Citiworks*, 22 mai 2008, aff. C-439/06 ;

C'est dans cette optique qu'un arrêt récent de la Cour d'appel de Paris (dit Valsophia)¹⁵³, a réaffirmé le monopole de droit du gestionnaire du réseau public de distribution (RPD) d'électricité.

1°) L'impossibilité de la société Valsophia de se voir attribuer la gestion d'un réseau d'électricité

La décision prise par le CoRDIS imposait à la société ERDF (devenue ENEDIS) de confier la gestion du réseau à la société Valsophia, qui ne pouvait pas être considérée comme un gestionnaire de réseau de distribution d'électricité. En effet, la société :

- n'est pas le consommateur final de la totalité de l'électricité soutirée à l'unique point de raccordement de l'ensemble immobilier au réseau public
- transporte l'électricité en aval du point de raccordement sur des installations électriques privatives, ce qui constitue un réseau de distribution d'électricité

2°) L'appréciation limitative de la notion d'opération de distribution d'électricité (directive 2009/72/CE)

La Cour d'appel rappelle qu'un réseau de distribution d'électricité se définit à la fois par ses caractéristiques techniques – la capacité à assurer la circulation de l'électricité sur le réseau – et par sa finalité – l'acheminement aux fins de fourniture à des clients. En ce sens, elle estime que n'est pas un réseau de distribution le raccordement indirect de producteur¹⁵⁴, c'est-à-dire le fait pour un opérateur de mettre ses installations privatives de raccordement au réseau public à la disposition d'un producteur d'électricité tiers, en vue de l'injection de l'électricité produite dans le réseau public. A contrario, tel serait le cas si les installations privatives de raccordement transportaient l'électricité du producteur au client sans passer par le réseau public de distribution.

3°) L'ignorance par le droit français de la notion de « réseau privé de distribution d'électricité »

L'article L. 111-52 du code de l'énergie, bien qu'il vise les « réseaux publics d'électricité », doit être interprété comme s'appliquant, non pas aux seuls réseaux qui sont la propriété de l'État, de collectivités territoriales ou d'entreprises publiques, mais à toutes les installations électriques situées sur le territoire français qui répondent à la définition de réseau de distribution d'électricité.

En principe, en dehors de ce que cet article entend implicitement par gestionnaire de réseau, personne n'est susceptible d'être en contradiction avec le monopole de la gestion de ces réseaux. Deux exceptions au monopole légal du GRD sont citées par le juge : l'exploitation d'une ligne directe¹⁵⁵, l'exploitation d'un réseau fermé de distribution. La Cour précise à ce titre que sa décision a

¹⁵³ CA Paris, 12 janvier 2017, n°2015/15157; Sté Valsophia ; JurisData 2017-000389

V. antérieurement CA Paris, Pôle 5, chambre 7, 18 Avril 2013, n° 2012/02114 ; JurisData 2013-008237

¹⁵⁴V. l'affaire Tembec/Bioenerg (Com. 12 juin 2012, n° 11-17.344.Sté Tembec Tarascon) JurisData 2012-012788 ; JCP E n° 26, 28 Juin 2012, act. 415 ; cassant partiellement CA Paris, 7 avr. 2011, n° 2009/22783.)

¹⁵⁵ Au sens des arts. L. 343-1 à L. 343-6 C.énergie

été prononcée “au vu de la législation applicable à la date de la décision entreprise, ne préjuge pas de la possibilité que l’ordonnance n°2016-1725 autorise, depuis son entrée en vigueur, des solutions de raccordement telles que celle retenue par la décision entreprise”¹⁵⁶.

C. ~~Une modification potentielle des schémas historiques de distribution d’électricité~~

~~1°) Les réseaux de distribution d’électricité sont des instruments techniques au service de la solidarité nationale~~

~~La catégorie juridique des réseaux fermés de distribution français ne semble pas se dissocier de manière trop marquée des réseaux publics de distribution d’électricité historiques. En effet, les gestionnaires de réseaux fermés de distribution d’électricité sont soumis à de lourdes obligations. Par ailleurs, le libre choix du fournisseur des utilisateurs du réseau et le principe de péréquation s’appliquent également aux réseaux fermés.~~

156 CA Paris, 12 janvier 2017 préc.

2°) Vers le développement d'infrastructures non publiques de réseau de distribution d'électricité ?

a) *Une perspective contrariée de privatisation*¹⁵⁷

Y a-t-il une distinction entre « réseau fermé » et « réseau privé » ? C'est ce que semble penser le juge dans l'arrêt Valsophia, affirmant que le droit français ne connaît pas la notion de « réseau privé de distribution d'électricité ». Si l'inexistence de réseaux privés permet l'émergence des réseaux fermés, il pourrait être possible de considérer que le second est un sous-ensemble du premier. A première vue, cette distinction pourrait n'avoir qu'un intérêt limité. Il est probable que la précision de la Cour d'appel ne soit motivée que par l'utilisation des termes « *closed distribution system* » et non « *private distribution system* » dans la directive, ou simplement parce que la notion était utilisée par l'une des parties dans la procédure écrite.

Cette discussion terminologique reste importante. La préférence du terme « fermé » à « privé » empêche-t-elle nécessairement de parler d'un phénomène de privatisation ? N'y a-t-il pas une similarité entre le passage d'une activité d'un secteur public à un secteur privé et la création de réseaux fermés, permettant à des acteurs privés d'en devenir propriétaire ou gestionnaire ?

b) *Les réseaux fermés de distribution, prémisse d'une évolution future de l'activité de distribution*

L'ensemble de ces réflexions pourrait-il annoncer un changement futur des schémas historiques de distribution ? Une chose est sûre, l'activité de distribution doit être aujourd'hui pensée avec cette nouvelle catégorie de réseau, qui introduit un *stimulus* concurrentiel tendant à l'amélioration des réseaux publics de distribution et des services proposés. Dans le cadre d'une perspective de long terme, l'ordonnance réseaux fermés constitue-t-elle une première étape à l'émergence de réseaux privés de distribution d'électricité ? La question mérite d'être posée pour l'avenir.

Alors que les réseaux fermés concernent désormais, en principe, des consommateurs finals non résidentiels, les clients résidentiels ne pouvant bénéficier du schéma fermé qu'à titre exceptionnel, pourrait-on imaginer la création future de réseaux privés de distribution à destination de clients résidentiels ?

Il convient de faire attention à ce que cette future évolution ne constitue pas un retour en arrière, en ce qu'elle reviendrait de manière trop importante sur des principes acquis, tels que la péréquation, le libre choix du fournisseur par l'utilisateur ou la séparation des activités de fourniture et de distribution. Interrogation d'autant plus légitime au regard de l'éventuelle complexité de l'introduction de l'autoconsommation dans les schémas de réseaux fermés ou privés.

157 G. Laurent, "Le réseau public de distribution d'électricité à l'épreuve des 'réseaux fermés'", article à paraître.

Section 2. L'influence des données sur le fonctionnement des réseaux

- Par Yann Padova, membre du collège de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE).

L'intervention du Commissaire Yann Padova a mis en évidence l'influence considérable des données sur la gestion des réseaux d'énergie. Le régulateur, conscient du caractère essentiel de cette question, a ainsi mis en place un comité d'études sur les données recueillies par les gestionnaires de réseaux et d'infrastructures¹⁵⁸.

Cette influence nouvelle se traduit par l'émergence d'une nouvelle gouvernance pour les données (III) ; principalement liée à l'apparition de nouveaux enjeux autour des données de consommation (II). Ces modifications ne se font toutefois pas sans difficultés et complexités, au regard du véritable « mille-feuilles » juridique que constitue les données énergétiques (I).

§1. Le « mille-feuilles » juridique des données énergétiques

La complexité de la gestion des données dans le secteur de l'énergie est liée, d'abord, à la superposition de différentes catégories juridiques de données. Les données énergétiques peuvent, en effet, se rattacher aux données à caractère personnel¹⁵⁹ ; aux informations commercialement sensibles¹⁶⁰ (ICS) ; aux données administratives¹⁶¹, ou encore aux données statistiques¹⁶². Cette catégorisation des différents types de données n'est toutefois pas la seule possible : il est également possible de classer les données à travers une approche fonctionnelle ou par métier.

Certaines catégories de données peuvent, toutefois, appartenir à plusieurs catégories juridiques. A titre d'illustration, les données de consommation¹⁶³, nouvelle catégorie issue de la LTECV¹⁶⁴ sont d'une double nature juridique. Du point de vue des entreprises, il s'agit d'ICS ; par conséquent, afin de permettre leur communication aux collectivités territoriales, sans violer l'interdiction de communication prévue par le Code de l'énergie, la LTECV, a prévu une dérogation

¹⁵⁸ Délibération CRE du 31 mai 2016 portant création d'un comité d'études relatif aux données dont disposent les gestionnaires de réseaux et d'infrastructures d'énergie ;

¹⁵⁹ Arts. 2 et 6 de la L. n°78-17 du 6 janvier 1978 relative à l'informatique, aux fichiers et aux libertés, dite L. « Informatique et libertés » ;

¹⁶⁰ En matière de gaz, ce sont les arts. L111-76 à L111-83, R111-31 à R111-35, D. 111-52 à D. 111-58 C.énergie qui concernent les ICS ; en matière d'électricité, ce sont les arts. L111-72 à L111-75, R111-22 à R111-30, D. 111-52 à D. 111-58 C.énergie ;

¹⁶¹ L. n°78-753 du 17 juillet 1978 portant diverses mesures d'amélioration des relations entre l'administration et le public et diverses dispositions d'ordre administratif, social et fiscal, dite L. « CADA » ;

¹⁶² L. n° 51-711 du 7 juin 1951 sur l'obligation, la coordination et le secret en matière de statistiques ;

¹⁶³ La Délib. CNIL n°2012-404 du 15 novembre 2012 portant recommandation relative aux traitements des données de consommation détaillées collectées par les compteurs communicants liste un certain nombre de données de consommation : « les données mesurant la qualité de l'alimentation électrique fournie à l'abonné ; les index de consommation (...) [qui] permettent de calculer la consommation d'électricité ; la courbe de charge (...) ». Il n'y a toutefois pas de définition juridique des données de consommation ;

¹⁶⁴ LTECV préc. art. 179 ;

législative expresse pour la communication, par le gestionnaire du réseau public, des informations nécessaires au bon accomplissement des missions des personnes publiques. Du point de vue des particuliers, les données de consommation sont des données personnelles, c'est pourquoi la CNIL recommande que la courbe de charge¹⁶⁵ ne puisse être collectée « *qu'avec le consentement exprès des personnes concernées* »¹⁶⁶.

A cette pluralité de catégories juridiques répond, d'autre part, la diversité des régulateurs concernés par les données énergétiques. C'est, assurément, un facteur accroissant la complexité du mille-feuilles juridique des données dans le secteur de l'énergie, dans la mesure où il oblige à une interrégulation¹⁶⁷, nécessaire en cas d'intervention de plusieurs régulateurs mais source possible de difficultés dans la cohérence de la régulation. A cet égard, la CNIL, la CADA, la CRE et l'Institut national de la statistique et des études économiques (INSEE)¹⁶⁸, interviennent dans la régulation des données énergétiques. La présence du Commissaire Yann Padova à la CRE, du fait de sa grande expérience à la CNIL¹⁶⁹ en tant que secrétaire général, illustre la nécessité d'un dialogue entre les régulateurs.

§2. Les enjeux émergents de la gestion des données de consommation

Le cadre juridique précédemment mentionné s'inscrit dans le contexte d'un développement exponentiel des données et des enjeux y afférents. Le commissaire Yann Padova estime ainsi que le volume de données a été multiplié par deux en vingt-quatre mois¹⁷⁰ et que ce mouvement est inévitablement amené à s'amplifier du fait du déploiement des compteurs intelligents, en gaz comme en électricité.

Les enjeux relatifs à la gestion des données de consommation sont diverses, mais on s'attardera essentiellement sur le développement de l'Open Data¹⁷¹. On constate d'abord que le développement général de l'Open Data influe sur les réseaux énergétiques (**A**) mais que des développements spécifiques aux réseaux énergétiques apparaissent (**B**)

165 « Une nouvelle fonctionnalité offerte par les compteurs communicants qui permet d'avoir une connaissance plus précise de la consommation des ménages afin de leur fournir de nouveaux services (bilan énergétique par exemple). » Délibération CNIL n°2012-404 du 15 novembre 2012 portant recommandation relative aux traitements des données de consommation détaillées collectées par les compteurs communicants ;

166 Délibération CNIL n°2012-404 du 15 novembre 2012 préc. ;

167 Sur la notion d'interrégulation, pour une synthèse H. Delzangles, « Fiche 39. Interrégulation », in Dictionnaire des régulations 2016, Lexis-Nexis; V. également, parmi tant d'autres études consacrées à cette question, M-A. Frison-Roche, « L'hypothèse de l'interrégulation » in M.A Frison-Roche, *Droit et économie de la régulation*. 3, Presses de Sciences Po (PFNSP) « Hors collection », 2005 (), p.67-80 ;

168 Le commissaire Yann Padova a assimilé la CNIL, la CADA et l'INSEE à des régulateurs. Cependant, si la CNIL peut être, dans une conception extensive de la notion d'autorité de régulation (V. en ce sens, D. Labre, « Fiche 27. Données personnelles », in Dictionnaire des régulations 2016, Lexis-Nexis), il nous semble que l'on peut difficilement considérer la CADA et l'INSEE à des autorités de régulation.

169 <http://www.cre.fr/presentation/organisation/la-commission/yann-padova/> ;

170 Il estime également qu'il existe environ 15 milliards d'objets connectés mais il devrait y en avoir 75 milliards en 2020. <http://digital-strategy.info/big-data-lenergie-yann-padova-cre/> ;

171 Le concept d'Open Data remonterait à une publication du Nation Research Council relative à l'ouverture des données géophysiques et environnementales (*On the Full and Open Exchange of Scientific Data (1995) National Research Council, Washington, DC*). La définition de ce concept est encore relativement incertaine. V. not. en ce sens, G.Gorce et F. Pillet, *Rapport d'information n°469 du Sénat sur l'Open data et la protection de la vie privée*.

A. Un développement général de l'Open Data influant sur le secteur énergétique

La loi pour une République numérique (LPRN)¹⁷² renverse la logique en matière de communication de documents et de données. Désormais, a contrario de ce qui existait sous l'empire de la loi dite CADA, où les documents sont communicables à la demande de l'intéressé¹⁷³, le principe est celui de l'Open Data¹⁷⁴, c'est-à-dire de la libre accessibilité¹⁷⁵. Désormais, seuls les documents et données comprenant des informations protégées, comme les données à caractère personnel¹⁷⁶ ou les données secret défense, ne peuvent être rendus publics qu'après avoir fait l'objet d'un traitement permettant d'occulter ces mentions. Selon le Commissaire Yann Padova, c'est le passage d'une logique de « demande » par l'administré, à une logique « d'offre » par l'administration. Cette nouvelle tendance procède de cette idée exprimée par le président du directoire de RTE, François Brottes que l'ouverture large des données publiques se fait au bénéfice global de la collectivité. Dans la mesure où il s'agit d'une tendance générale à l'ensemble des services publics¹⁷⁷, elle influe sur la gestion des réseaux d'énergie, notamment parce qu'elle exige une gouvernance interne des données qui soit robuste.

Par ailleurs, dans l'hypothèse d'une délégation de service public, l'article 17 de la LPRN prévoit que le concessionnaire fournit à l'autorité concédante les données collectées ou produites à l'occasion de l'exploitation du service public qui sont indispensables à son exécution. L'autorité concédante ou un tiers désigné par celle-ci peut extraire et exploiter librement tout ou partie de ces données et bases de données, notamment en vue de leur mise à disposition à titre gratuit à des fins de réutilisation à titre gratuit ou onéreux. Cette nouvelle disposition prend en compte la potentialité des données en termes de création de richesses : l'exploitant du service public produit de la donnée ; la collectivité territoriale concédante en a besoin afin de faire émerger des services urbains plus innovants. Cela permettra également le développement de plateformes de données « multi fluides », telles que le *Lyon Living Lab* qui se veut opérateur territorial neutre de données¹⁷⁸.

¹⁷² L. n° 2016-1321 du 7 octobre 2016 pour une République numérique ;

¹⁷³ A l'exception des documents qui étaient énumérés aux arts. L.311-5 et L.311-6 du Code des relations entre le public et l'administration ;

¹⁷⁴ L'art. 6 de la LPRN dispose que les administrations et personnes morales de droit privé chargées d'une mission de service public « publient en ligne les documents administratifs suivants :

1° Les documents qu'elles communiquent ; 2° Les documents qui figurent dans le répertoire mentionné au premier alinéa de l'article L. 322-6 ; 3° Les bases de données, mises à jour de façon régulière, qu'elles produisent ou qu'elles reçoivent et qui ne font pas l'objet d'une diffusion publique par ailleurs ; 4° Les données, mises à jour de façon régulière, dont la publication présente un intérêt économique, social, sanitaire ou environnemental. » ;

¹⁷⁵ Pour une opinion contraire, V.not. M. Cornu « Ouverture des données : les trompes-l'œil de la loi » Dalloz IP/IT 2016 p.515 ;

¹⁷⁶ Sur ce point, V.not. T.Dautieu et E. Gabrié « Données publiques-Analyse de la loi pour une République numérique à la protection des données à caractère personnel (1^{re} partie) L'ouverture de l'accès aux données publiques et sa conciliation avec la protection des données à caractère personnel », Communication Commerce électronique n°12, Décembre 2016, étude 22 ;

¹⁷⁷ Cette tendance s'inscrit plus généralement dans les questionnements sur l'exploitation des actifs immatériels des personnes publiques. V. P. Terneyre, « Actifs immatériels - Les actifs immatériels des personnes publiques », RJEP n°714, Décembre 2013, étude 16, plus spécialement §§ 33-52

¹⁷⁸ <http://blog.bouygues-construction.com/construire-durablement/lyon-living-lab-projet-urbain-exemplaire/> : « Déployé dans le quartier de la Confluence, territoire d'exception et d'opportunités au cœur de la métropole innovante de Lyon, Lyon Living Lab Confluence prévoit la mise en place d'un opérateur global de services urbains, garant de la performance du quartier, qui pilotera une plate-forme numérique de gestion des services de l'éco-quartier. Il assurera notamment la collecte des données de consommation et de production de toutes les ressources afin de permettre leur optimisation (énergie, eau, transport, chauffage, éclairage public, etc.). Ce démonstrateur concret vise à concevoir un quartier durable et innovant qui dépasse la performance globale des projets urbains classiques. » ;

B. Des développements spécifiques au secteur énergétique en matière d'Open Data

1°) Des dispositions législatives spécifiques

Au-delà des dispositions législatives générales traduisant la mise en place d'un Open Data généralisé, des dispositions législatives spécifiques au secteur énergétique ont été introduites ces dernières années.

L'article 179 de la LTECV a ainsi prévu que, dans le cadre de leurs missions, les gestionnaires des réseaux publics de transport ou de distribution de gaz et d'électricité sont « *chargés de mettre à disposition des personnes publiques, à partir des données issues de leur système de comptage d'énergie, les données disponibles (...) dont il[s] assure[nt] la gestion, dès lors que ces données sont utiles à l'accomplissement des compétences exercées par ces personnes publiques* ». Deux décrets¹⁷⁹ et un arrêté¹⁸⁰ ont précisé ce dispositif, notamment s'agissant des « *personnes publiques bénéficiaires des données, la nature des données mises à disposition ainsi que la maille territoriale à laquelle les données sont mises à disposition et les modalités de leur mise à disposition.* »

Ce dispositif a été complété par l'article 23 de la LPRN qui prévoit que, dans le cadre des missions qui leur sont confiées, les GRD et le GRT, sont chargés¹⁸¹ d'assurer la mise à disposition du public en Open Data des données détaillées de consommation et de production. Afin que cette disposition soit pleinement applicable, un décret d'application devra être pris après avis de la CNIL, afin de déterminer la nature des données détaillées concernées et les modalités de leur traitement¹⁸².

2°) Des initiatives spécifiques

Le secteur énergétique s'illustre par la mise en œuvre d'initiatives spécifiques dans l'Open Data, manifestant ainsi le dynamisme et le volontarisme des acteurs de l'énergie.

En matière de réseaux d'électricité, le président François Brottes a ainsi indiqué que RTE est favorable au développement de l'Open Data. Il considère que cela permettra d'inventer et d'initier de nouveaux services, et constate la nécessité d'une certaine flexibilité et d'une plus grande inventivité. Il estime également que la compilation des données permettra de déterminer les pics de production, de prévoir la propagation d'un incendie, d'assurer le refroidissement des réseaux. Cet intérêt pour l'Open Data s'est traduit par l'ouverture, début 2016, d'[une plateforme Open Data](#)¹⁸³. Les vingt-et-un jeux de données qui y sont disponibles couvrent un très large éventail de natures et à des mailles géographiques variables : la consommation, la production par filière, les échanges d'électricité

¹⁷⁹ Décr. n°2016-973 du 18 juillet 2016 relatif à la mise disposition des personnes publiques de données relatives au transport, à la distribution et à la production d'électricité, de gaz naturel et de biométhane, de produits pétroliers et de chaleur de froid ; Décr. n°2016-972 du 18 juillet 2016 relatif à la confidentialité des informations détenues par les opérateurs gaziers et par les gestionnaires de réseaux publics de transport ou de distribution d'électricité ;

¹⁸⁰ Arr. du 18 juillet 2016 fixant les modalités de transmission des données de transport, distribution et production d'électricité, de gaz naturel et de biométhane, de produits pétroliers et de chaleur et de froid ;

¹⁸¹ « *En vue de permettre la réutilisation des données détaillées de consommation et de production issues de leur système de comptage d'énergie, dans l'objectif de favoriser notamment le développement d'offres d'énergie, d'usages et de services énergétiques* » ;

¹⁸² A l'heure où nous rédigeons ces lignes, ce décret n'a pas encore été publié, alors même que le calendrier prévu par le ministère de l'Économie indiquait une date de publication début janvier 2017. Ce calendrier est accessible au lien suivant : <http://www.economie.gouv.fr/republique-numerique> ;

¹⁸³ Accessible au lien suivant : <https://opendata.rte-france.com/page/accueil/> ;

en Europe, les bilans électriques régionaux, ... L'origine de l'électricité consommée est également détaillée ainsi que les pays de destination des exportations. On peut également y suivre les jeux de données les plus sollicités : la production annuelle par filière, la consommation annuelle finale régionale d'électricité, les parcs annuels de production éolien et solaire¹⁸⁴.

De la même façon, ENEDIS a mis en place une plateforme Open Data avec seize jeux de données disponibles, en téléchargement et par le biais d'une interface de programmation (API). Cette plateforme permet de suivre l'usage qui est fait des jeux de données¹⁸⁵. Avec 23 771 téléchargements, le Bilan Électrique au pas journalier arrive en tête des jeux de données les plus « populaires », suivi par le Parc des installations de production raccordées sur le réseau ENEDIS par région, le bilan électrique au pas demi-heure) et le bilan électrique – puissance installée¹⁸⁶.

En matière de réseaux de gaz, GRDF vient également de lancer, fin 2016, sa plateforme d'Open Data¹⁸⁷. De son côté, GRTgaz avait mis en place, dès 2013, une première plateforme¹⁸⁸; un nouvel Open Data a été créé en 2016, permettant un accès à un plus grand nombre de données.¹⁸⁹

3°) Une nouvelle gouvernance pour les données ?

Le commissaire Yann Padova juge nécessaire la mise en place d'une « gouvernance » des données. Cela apparaît d'autant plus indispensable que l'écosystème entourant la gestion des données énergétiques est complexe et fait intervenir une pluralité de protagonistes : gestionnaires de réseaux producteurs de données ; collectivités territoriales chargées de réaliser les schémas régionaux (SRCAE) ou de définir les plans climat air énergie territoriaux (PCAET) ; autorités concédantes ; Etat ; fournisseurs d'énergie ; régulateurs.

Dans un premier temps, l'obligation de mise à disposition des données du GRD oblige celui-ci à modifier son organisation en interne pour assurer cette mise à disposition. Elle conduit, dans un second temps, à s'interroger sur le schéma de transmission des données. Enfin, le développement des données nécessite que la CRE se penche sur la nature et les modalités techniques des nouvelles missions de mise à disposition des données, qui constituent une évolution des missions de service public des opérateurs de réseau ; à ce titre, la CRE sera amenée à déterminer pour quelle part ces nouvelles missions devront être couvertes par les tarifs d'utilisation du réseau.

Cette nouvelle « gouvernance » des données se fait selon des modalités différentes selon les pays européens. Il n'existe donc pas, à l'heure actuelle, de modèle européen de gouvernance des données. Ainsi, au Royaume-Uni, c'est une entreprise privée, DCC qui est en charge de la gestion des données. Au contraire, aux Pays-Bas, dès 2005, a été mise en place une plateforme commune entre distributeurs et transporteurs, avec une interface unique et standardisée. La Belgique fonctionne

184 <http://www.thinksmartgrids.fr/actualites/toujours-plus-de-donnees-en-open-data-pour-les-acteurs-des-smart-grids/> ;

185 <https://www.etalab.gouv.fr/erdf-poursuit-son-avancee-dans-lopen-data-au-cote-detalab> : « Par cette mise à disposition, ENEDIS (...) souhaite permettre à tout un chacun de disposer des données et informations dont il a besoin pour ses démarches, actions et engagements au service de la transition énergétique. Les publics intéressés sont nombreux : acteurs du marché de l'électricité, clients et producteurs, collectivités locales, acteurs de l'innovation, citoyens » ;

186 Chiffres accessibles sur <https://data.enedis.fr/page/accueil/> ;

187 <https://opendata.grdf.fr/pages/accueil/>

188 <http://smart.grtgaz.com/fr>

189 <https://opendata.grtgaz.com/pages/accueil/>

également sur un système de plateforme commune mais uniquement entre les cinq plus grands distributeurs. Enfin, dans les pays nordiques, l'activité d'opérateur de données est centralisée par le gestionnaire de transport. Ces différentes modalités de gestion ont nécessairement une certaine influence sur la gestion des réseaux ; il sera donc important d'examiner le modèle de gestion des données qui sera choisi en France.

Section 3. L'influence de la transition énergétique sur les réseaux

- La transition énergétique exerce une influence certaine sur les réseaux publics d'énergie en ce qu'elle rend nécessaire le renforcement de l'implantation locale des gestionnaires de ces réseaux. Les productions d'énergie de plus en plus décentralisées nécessitent, en effet, une attention particulière de ces gestionnaires de réseaux afin de s'adapter aux nouveaux besoins d'un système énergétique en mutation **(I)**. De plus, un certain nombre de mécanismes juridiques provoqués par la transition énergétique associent plus ou moins directement la compétence des gestionnaires de réseau **(II)**. Enfin, le développement de nouveaux usages d'énergies fossiles nécessite l'implication des gestionnaires de réseaux acheminant ces énergies **(III)**.

§1. L'influence sur les réseaux de la production décentralisée des énergies renouvelables

- *Gilles Nativel et Jean-Baptiste Morel (précités).*

La production décentralisée des énergies renouvelables est confrontée à un enjeu majeur qui est celui de l'accès au réseau de distribution. L'infrastructure essentielle que constitue ce réseau se situe au cœur de considérations allant bien au-delà du respect de la libre concurrence au sein du marché ouvert de l'énergie. Il s'agit en effet, pour les GRD, de permettre non seulement l'accès des tous les opérateurs autorisés au réseau mais également de favoriser l'implantation et l'accès des producteurs d'ENR afin de répondre aux enjeux environnementaux en contribuant à la transition énergétique.

Ainsi il conviendra de définir brièvement le rôle des réseaux dans la transition énergétique **(A)** avant d'évoquer les enjeux liés au raccordement de la production décentralisée d'ENR **(B)** et la mutation des réseaux face à la transition énergétique **(C)**.

A. Quel rôle pour les réseaux dans la transition énergétique ?

La récente émergence¹⁹⁰ de la notion de transition énergétique en France traduit l'importance de la mobilisation de tous les acteurs du secteur énergétique afin de soutenir une mutation durable des usages en la matière. Cette évolution concerne également les gestionnaires de réseaux.

A ce titre, la LTECV prévoit que les GRD ont désormais pour mission de « *favoriser l'insertion des énergies renouvelables sur le réseau* »¹⁹¹.

La transition énergétique, c'est aussi la « *combinaison des réseaux et des usages* », pour reprendre l'expression de Philippe Jeunet. Les réseaux vont être des éléments clés dans la transition énergétique. Ils vont ainsi permettre d'intégrer les différentes énergies pour assurer le meilleur mix. Dans un monde pleinement décarboné, ce sont les réseaux qui vont pallier l'intermittence et s'intégrer au sein d'un paysage renouvelé et décentralisé de la production d'énergie.

B. Les enjeux liés au raccordement de la production décentralisée d'énergie renouvelable

1°) L'introduction des schémas régionaux de raccordement des énergies renouvelables au réseau

-

Le développement des ENR, a rendu nécessaire le développement d'une logique de planification, ainsi que le soulignait l'intervention de Gilles Nativel et Jean-Baptiste Morel. En effet, l'absence d'une planification efficace conduit à la mise en place d'une liste d'attente pour toute entité s'adressant au GRD. Il peut alors arriver qu'il n'y ait plus de place pour accueillir un nouveau producteur, celui-ci devra, dès lors, supporter le coût des travaux et des extensions, ce qui n'incite pas à développer des ENR. Or, depuis la loi dite « Grenelle »¹⁹², on cherche à favoriser l'insertion locale des producteurs d'énergies renouvelables en facilitant leur accès au réseau de distribution. Ce mouvement d'adaptation des réseaux d'électricité a été poursuivi par la loi « Grenelle 2 »¹⁹³ avec l'introduction de schémas régionaux de raccordement au réseau des ENR (S3REnR), élaborés par le GRT en accord avec les GRD et après avis des AOD. Ce document, approuvé par la suite par le préfet de région, a pour but de définir les ouvrages à renforcer ou à créer afin de parvenir aux objectifs fixés par les schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie.

190 V. en ce sens S. Di Manno « *La transition énergétique entre histoire politique et politique de l'histoire* » *Ecole thématique de l'Institut Francilien Recherche Innovation Société, Automne 2014, La transition comme question politique et objet de recherche pour les SHS* : il relève que le terme de transition énergétique a connu une nette envolée en France à partir de 2012 afin de « *marquer une rupture symbolique avec la politique menée par le précédent gouvernement* » ; cette notion n'apparaissait en effet pas dans les documents du Grenelle de l'environnement ;

191 Arts. L.322-8 8° *in fine* et L.432-8 8° *in fine* C.énergie respectivement pour l'électricité et le gaz ;

192 L. n° 2009-967 du 3 août 2009 de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement dont l'art. 19 - III prévoyait que « *l'adaptation des réseaux de transport et de distribution d'électricité sera envisagée afin d'accueillir les nouvelles capacités de production d'électricité à partir de sources renouvelables* » ;

193 L. n° 2010-788 du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement, dite « *loi Grenelle 2* », art. 71 – III 1°), (cod. à l'art. L. 321-7 al. 1 C.énergie depuis l'Ord.n°2011-504 du 9 mai 2011) « *le gestionnaire du réseau public de transport élabore, en accord avec les gestionnaires des réseaux publics de distribution et après avis des autorités organisatrices de la distribution concernés dans leur domaine de compétence, un schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables* » ;

Un tel schéma s'inscrit dans une volonté d'améliorer l'approche locale des gestionnaires de réseaux. En effet, « *c'est [...] la structuration par région d'un potentiel énergétique durable de proximité avec, pour les énergies renouvelables électriques, une organisation efficace des raccordements au réseau* »¹⁹⁴.

Toutefois, ce rapprochement de la mission du gestionnaire de réseau avec la production décentralisée d'énergie renouvelable a dû faire l'objet d'une adaptation aux difficultés relatives aux raccordements, notamment en termes de délai.

2°) L'introduction d'exigences relatives aux délais de raccordement des producteurs d'énergie renouvelable

Poursuivant un mouvement entamé par la loi dite Grenelle 2¹⁹⁵, le législateur a manifesté son souci de promouvoir et de faciliter le raccordement, dans un premier temps des petits producteurs d'ENR, et, dans un second temps, lors de la LTECV, les producteurs de plus grande taille¹⁹⁶ en introduisant des exigences relatives aux délais de raccordement des producteurs d'ENR.

Ces exigences pèsent sur le GRD et leur méconnaissance est susceptible de sanctions¹⁹⁷ ; elles ont, en conséquence, une influence sur le fonctionnement des réseaux de distribution. Cependant, une certaine souplesse a été introduite, du fait des aménagements aux délais de raccordement prévus par le pouvoir réglementaire. Il apparaissait en effet nécessaire de prendre en compte les cas dans lesquels des retards de raccordement ne sont pas imputables au gestionnaire du réseau, notamment en raison de la localisation du réseau par rapport à l'unité de production à raccorder ou en raison de sujétions administratives imposées pour l'exécution des travaux¹⁹⁸.

Ces dispositions issues des changements incarnés par la LTECV traduisent une sensibilité accrue des pouvoirs publics à l'égard des délais de raccordement des producteurs ENR. Cette sensibilité se manifeste également en ce qui concerne les coûts de raccordement.

194 Intervention de Jean-Louis Borloo au Sénat lors de la discussion sur le projet de loi, le 15 septembre 2009 ;

195 En 2010, l'art. 88 de la L. Grenelle 2 *préc.* avait déjà introduit un délai de raccordement de deux mois pour les producteurs d'énergie renouvelable produisant une puissance inférieure ou égale à trois kilovoltampères ;

196 La LTECV a modifié l'art. L. 342-3 C.énergie afin d'y introduire un délai de raccordement de dix-huit mois pour les producteurs d'énergie renouvelable souscrivant une puissance supérieure à trois kilovoltampères (KVa) ;

197 En ce qui concerne les producteurs souscrivant à une puissance inférieure ou égale à trois kilovoltampères, l'art. R. 342-3 C.énergie prévoit une indemnité de 50 euros pour le dépassement du délai de raccordement de deux mois. En ce qui concerne les autres producteurs l'art. R. 342-4-7 C.énergie prévoit, à la charge du gestionnaire de réseau de transport ou de distribution, une indemnité :

- de 0,25 % du coût de raccordement pour les raccordements effectués en très haute tension ;
- de 0,35 % du coût de raccordement pour les raccordements effectués en haute tension ;
- de 0,45 % du coût du raccordement pour les raccordements effectués en moyenne tension ;
- de 0,55 % du coût du raccordement pour les raccordements effectués en basse tension ;

198 Arts. D.342-4-2 et suivants C.énergie ;

3°) Une incitation tarifaire favorable aux producteurs d'énergies renouvelables

Les évolutions normatives encouragées par la LTECV tendent également à favoriser le développement des ENR par une réduction des coûts investis par les producteurs desdites énergies pour leur raccordement au réseau. Ainsi, la réfaction tarifaire applicable aux raccordements au réseau de distribution, autrefois réservée aux seuls consommateurs finals, a été étendue au bénéfice des producteurs d'ENR.

En effet, il résulte de l'article 14 de la loi du 24 février 2017¹⁹⁹ que le raccordement au réseau public de distribution d'électricité des producteurs d'ENR peut maintenant être compensé jusqu'à hauteur de 40 % du coût total de raccordement par le gestionnaire du réseau²⁰⁰. L'implantation des ENR est ainsi financièrement facilitée, bien que les ambitions initiales du projet de loi sur ce point n'aient pas été satisfaites.

-

4°) Les discussions relatives à la prise en charge tarifaire du raccordement des énergies renouvelables

Le projet de loi visant à adapter certaines dispositions relatives aux réseaux d'électricité et de gaz et aux ENR prévoyait initialement un taux de réfaction tarifaire au profit des producteurs ENR pouvant aller jusqu'à 50 % du coût total de raccordement²⁰¹. Un tel projet était ambitieux dans la mesure où il aurait permis un taux de réfaction au profit des ENR supérieur à celui prévu pour les consommateurs. De plus, ce taux de réfaction à 50 % aurait été une contrainte pour les gestionnaires de réseau chargé du raccordement, et notamment pour les entreprises locales de distribution qui n'auraient pas eu les moyens financiers pour soutenir un tel taux. C'est la raison pour laquelle le taux de réfaction finalement retenu ne peut dépasser 40 % du coût de raccordement. En effet, lors des discussions pour l'adoption du projet de loi, les sénateurs ont estimé qu'en «*demandant que soit fixé un taux maximal de 40 %, la commission des affaires économiques du Sénat a voulu éviter que le dispositif ne soit trop lourd pour les ELD* » et qu'en «*baissant de 50 % à 40 % le plafond maximum de prise en charge, nous faisons passer la dépense maximale pour toute la France de 110 millions d'euros à 70 millions* »²⁰².

Malgré la réduction du taux de réfaction initialement prévu, l'introduction du principe de réfaction pour le raccordement des producteurs d'énergie renouvelable constitue une avancée considérable visant à favoriser l'implantation de telles productions d'électricité.

En outre, il convient de préciser que l'effort des gestionnaires de réseaux pour accompagner la transition énergétique va au-delà des mesures prises pour favoriser le développement des ENR car les réseaux doivent connaître des mutations profondes dans leurs modalités de fonctionnement et favoriser l'émergence de réseaux « *intelligents* ».

199 L. n° 2017-227 du 24 février 2017 ratifiant les Ords. n° 2016-1019 du 27 juillet 2016 relative à l'autoconsommation d'électricité et n° 2016-1059 du 3 août 2016 relative à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables et visant à adapter certaines dispositions relatives aux réseaux d'électricité et de gaz et aux énergies renouvelables ;

200 Art. L. 341-2 C.énergie ;

201 Projet de loi initial n° 4122, art. 3 ;

202 Intervention au Sénat de M. Ladislav Poniatowski, rapporteur du projet de loi, lors de la séance du 24 janvier 2017 ;

C. La mutation des réseaux dans la mise en œuvre de la transition énergétique

1°) Les objectifs des gestionnaires de réseau dans le développement de la production décentralisée accompagnant la transition énergétique

Dans le cadre du développement de la production décentralisée des ENR accompagnant la transition énergétique, les gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité et de gaz naturel sont directement concernés par la mise en œuvre de solutions innovantes afin de soutenir un objectif d'augmentation des capacités d'accueil des énergies renouvelables au sein du réseau.

Afin de parvenir à cet objectif, les gestionnaires de réseaux doivent développer l'observabilité en temps réel du système de distribution et prévoir des modalités de vérification de l'état du système, notamment sur les puissances injectées sur le réseau de distribution.

L'accroissement de la visibilité du système par les gestionnaires de réseaux, bien que nécessaire, ne sera pas suffisante. Cet objectif devra donc s'accompagner d'un renforcement du commandement du gestionnaire de réseau sur le système de distribution, permettant ainsi à ce gestionnaire d'agir sur la production afin de garantir la sécurité, la sûreté et l'efficacité du système. Dans ce contexte, le gestionnaire de distribution pourra adapter la protection du réseau afin d'assurer la sécurité des biens et des personnes et maîtriser les incidents sur le réseau en présence de multiples sources de production décentralisée. Ainsi, la mission du gestionnaire du réseau de distribution d'électricité notamment sera de jauger les capacités d'injection des producteurs d'ENR et, si besoin est, d'accompagner le pilotage de l'alimentation du réseau.

La mise en œuvre de ces mécanismes se manifeste concrètement par l'apparition des réseaux intelligents ou « *smart grids* ».

2°) L'approche concrète des problématiques liées à la production décentralisée par le développement des réseaux intelligents ou « *smart grids* » :

Les objectifs auxquels doivent répondre les gestionnaires de réseaux face au développement de la production décentralisée nécessitent le développement de réseaux intelligents appelés plus fréquemment « *smart grids* ».

Ce concept vise à introduire des innovations sur le système de distribution d'énergie permettant de rendre le réseau entièrement pilotable et de favoriser l'anticipation de la gestion des épisodes de surtension ou de sous-tension sur le système afin de trouver un équilibre entre le niveau de la production décentralisée et la consommation locale.

Dans ce cadre, les réseaux intelligents, par leur gestion décentralisée et coordonnée, doivent “permettre à chaque territoire d’échanger au sein et par delà de son espace et de se compléter entre eux de leurs différences”²⁰³.

Ainsi, pour la distribution d’électricité, plusieurs projets liés aux « *smart grids* » sont mis en place à travers différents démonstrateurs permettant d’accroître les capacités d’accueil des ENR sur le réseau et de favoriser l’implantation d’unités de production décentralisées d’énergie en milieu rural, conformément aux objectifs de la transition énergétique. Dans le cadre de ces projets, ENEDIS est, par exemple, responsable de la gestion des bornes de rechargement des véhicules électriques dans la ville de Lyon²⁰⁴ et est le principal contributeur au financement du premier démonstrateur « *smart grid* » rural au sein d’un territoire à énergie positive²⁰⁵.

En outre, le développement des compteurs communicants s’intègre également dans le développement des « *smart grids* » pour la distribution d’électricité. En effet, le projet Linky, pour la distribution d’électricité, et le projet Gazpar, pour la distribution de gaz naturel, s’inscrivent dans une volonté de favoriser le pilotage des réseaux, dans la mesure où leur fonctionnement intégrera, pour les clients raccordés au réseau, des ordres de consommation temporaires en cas de surtension ou de sous-tension. Si le déploiement de ces compteurs s’inscrit dans le cadre de projets industriels nationaux, il n’en reste pas moins que leurs modalités de fonctionnement avec les « *smart grids* » doivent permettre au GRD de s’adapter à une gestion plus locale du système et d’intégrer les nouveaux usages liés à la production décentralisée des ENR dans le cadre de la transition énergétique.

Ce besoin d’adaptation des gestionnaires de réseaux à la transition énergétique dans les territoires s’est traduit dans un certain nombre de textes récents.

§2. L’approche locale des distributeurs d’électricité résultant de la transition énergétique

Les avancées normatives permises par la LTECV ont pour objet de favoriser des expérimentations en privilégiant les ENR et dont les considérations vont au-delà des problématiques économiques relatives à l’accès au réseau. Cette approche plus globale, qui implique néanmoins les gestionnaires de réseau, se fonde sur quatre piliers et doit permettre de définir les nouvelles modalités de l’implantation locale des réseaux au service des ENR²⁰⁶.

203 M. Derdevet, “Repenser la mission d’ERDF à l’heure de la transition énergétique”, Energie-Environnement-Infrastructures ; Janvier 2016 ;

204 Projet Smart Electric Lyon : <http://www.enedis.fr/smart-electric-lyon> ;

205 Projet SMAP qui expérimente le développement des ENR en zone rurale : <http://www.enedis.fr/smap> ;

206 Sur ce point, V. not. J-M. Pastor “Quelle place pour les territoires dans la transition énergétique ?” AJDA 2014. 1580 ;

A. Les territoires à énergie positive pour la croissance verte : les apports de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte

L'article 1^{er} de LTECV ²⁰⁷ prévoit qu'un territoire à énergie positive est « *un territoire qui s'engage dans une démarche permettant d'atteindre l'équilibre entre la consommation et la production d'énergie à l'échelle locale en réduisant autant que possible les besoins énergétiques et dans le respect des équilibres des systèmes énergétiques nationaux* ». Dans cet objectif, un tel territoire doit « *favoriser l'efficacité énergétique, la réduction des émissions de gaz à effet de serre et la diminution de la consommation des énergies fossiles et viser le déploiement d'énergies renouvelables dans son approvisionnement* ».

De telles expérimentations constituent une opportunité considérable pour les gestionnaires de réseau de distribution d'accroître leur lien avec les territoires. En effet, leur participation aux instances de concertation de tels projets, avec les collectivités territoriales, les entreprises et les consommateurs concernés, permettra de rationaliser et de prioriser le traitement des demandes de raccordement des producteurs d'ENR. En cela, ENEDIS est le premier contributeur au financement du projet SMAP, territoire à énergie positive qui vise à développer des ENR en zone rurale au sein du premier démonstrateur *smart grids* rural.

Si la participation du gestionnaire du réseau de distribution d'électricité n'est pas explicitement prévue par les textes en ce qui concerne les territoires à énergie positive, d'autres mécanismes locaux peuvent associer directement ce gestionnaire aux autres acteurs, comme c'est le cas pour l'autoconsommation d'électricité.

B. Les nouvelles dispositions relatives à l'autoconsommation

L'ordonnance du 27 juillet 2016²⁰⁸ a introduit dans le Code de l'énergie les dispositions relatives à l'autoconsommation. Ainsi, l'autoconsommation individuelle est définie par le Code de l'énergie comme « *le fait pour un producteur, dit auto producteur, de consommer lui-même et sur un même site tout ou partie de l'électricité produite par son installation* »²⁰⁹. Une telle opération s'inscrit dans les pratiques promues dans le cadre de la transition énergétique, dans la mesure où cela permet de réaliser l'économie de l'utilisation d'infrastructures de réseau et de favoriser une production de proximité plus écologique.

Toutefois, le gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité n'est pas étranger à ce mécanisme. Il y est, au contraire, directement associé dans la mesure où la présence d'ouvrages du réseau permet de définir une opération d'autoconsommation collective. En effet, l'autoconsommation collective, qui consiste à utiliser le mécanisme en impliquant un ou plusieurs producteurs et un ou plusieurs consommateurs réunis au sein d'une personne morale, est

²⁰⁷ Mod. l'art. L. 100-2 C.énergie ;

²⁰⁸ Ord. n°2016-1019 du 27 juillet 2016 relative à l'autoconsommation d'électricité

²⁰⁹ Art. L. 315-1 C.énergie

caractérisée par la présence de points de soutirage et d'injection sur le même poste public de transformation de l'électricité de la moyenne à la basse tension²¹⁰.

De plus, l'ordonnance précitée a permis des aménagements au TURPE dans le cadre de cette opération²¹¹.

Enfin, les dispositions juridiques relatives au mécanisme de l'autoconsommation sont profitables au gestionnaire du réseau de distribution d'électricité dans la mesure où les surplus d'électricité non consommée dans le cadre de l'autoconsommation sont, à défaut d'être vendus à un tiers, transférés à titre gratuit au gestionnaire du réseau de distribution²¹².

Si le gestionnaire du réseau se manifeste *de jure* et en raison de ses caractéristiques techniques dans le cadre de l'autoconsommation, il existe également des mécanismes où ce gestionnaire bénéficie d'un pouvoir de décision directement reconnu par les textes. C'est le cas en ce qui concerne les expérimentations locales sur les flexibilités.

C. Les expérimentations locales sur les flexibilités

L'article 199 de la LTECV a prévu un mécanisme permettant aux collectivités territoriales, en association avec les producteurs et les consommateurs, de proposer au gestionnaire du réseau de distribution d'électricité de réaliser un service de flexibilité locale.²¹³

Le rôle du gestionnaire du réseau de distribution d'électricité dans ces expérimentations locales a été précisé par le décret du 30 mai 2016²¹⁴. Le gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité bénéficie d'un important pouvoir de décision dans la mise en œuvre de ces expérimentations locales. En effet l'article 3 du décret du 30 mai 2016 prévoit que le projet n'est mis en œuvre que sous réserve d'un avis favorable du gestionnaire de réseau. Ce dernier doit rendre son avis motivé dans un délai de trois mois suivant la réception de la proposition du porteur du projet. L'absence de réponse vaut acceptation de la proposition. Une fois la proposition acceptée, le gestionnaire du réseau bénéficiera d'un délai de quatre mois pour proposer un projet de convention qui précisera « *l'organisation, les échéances, les engagements réciproques et les responsabilités des acteurs concernés, les conditions techniques et financières dans lesquelles est réalisé le service de flexibilité local* ». La convention signée sera ensuite approuvée par la CRE, le silence gardé pendant trois mois valant acceptation²¹⁵.

Ces expérimentations constituent une illustration de l'implication des gestionnaires de réseau dans la production décentralisée d'électricité et dans l'approche locale dans la mesure où ces gestionnaires ont un pouvoir de décision permettant l'engagement des projets d'expérimentation.

210 Art.L. 315-2 C.énergie dans sa rédaction résultant de la L. n° 2017-227 *préc.* ;

211 Ainsi, l'art. L. 315-3 C.énergie prévoit que : « *la CRE établit des tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité spécifiques pour les consommateurs participants à des opérations d'autoconsommation, lorsque la puissance installée de l'installation de production qui les alimente est inférieure à 100 kilowatts* » ;

212 Art. L. 315-5 C.énergie ;

213 Aux termes de l'article, « *ce service a pour objet d'optimiser localement la gestion des flux d'électricité entre un ensemble de producteurs et un ensemble de consommateurs raccordés au réseau public de distribution d'électricité* ».

214 Décr.n° 2016-704 du 30 mai 2016 ;

215 Décr. n° 2016-704 *préc.* art. 4;

Leur implication et les résultats des expérimentations se verront détaillés par un rapport établi au plus tard au 18 mai 2019, conjointement avec RTE et la CRE.

Cette approche locale des gestionnaires de réseau se renforce également dans le cadre des activités courantes de ces gestionnaires, notamment en ce qui concerne la gestion des données de consommation.

D. L'approche locale à travers la gestion des données de consommation

Renvoi au § 2 de la Section 2 de la seconde partie relatif à la gestion des données de consommation.

§3. L'adaptation des gestionnaires de réseaux de distribution de gaz à la transition énergétique

- Par Philippe Jeunet (précité).

Ainsi que l'exprimait M. Philippe Jeunet, les réseaux de gaz sont ceux qui connaissent le plus fortement les mutations engendrées par la transition énergétique. En effet, contrairement aux idées reçues, le gaz n'est pas qu'une énergie fossile en voie d'extinction, il s'agit d'une énergie qui a pu s'adapter à de nombreux changements au cours de son utilisation (A) et qui a su répondre aux besoins d'innovations engendrés plus récemment par la transition énergétique (B).

A. Les précédentes adaptations aux différents usages du gaz

Philippe Jeunet définit la transition énergétique comme la « *combinaison des réseaux et des usages* ». En cela, les réseaux de gaz sont les premiers à être impactés par la transition énergétique en ce qu'ils doivent s'adapter aux différents usages que cette énergie a connu au cours du temps.

En effet, le gaz a connu trois transformations majeures au cours du XX^{ème} siècle, avant même que la problématique de la transition énergétique ne se pose. Ainsi, la ressource de production a évolué car le charbon a laissé la place au gaz naturel. De même, l'usage du gaz a évolué dans la mesure où son utilisation pour l'éclairage public a été remplacée par la consommation personnelle des clients raccordés au réseau de distribution pour leurs besoins propres. Enfin, l'organisation de l'industrie gazière a connu des changements majeurs avec l'arrivée du gaz naturel et l'apparition de réseaux de transport et de distribution interconnectés devant répondre à des obligations de service public et aux besoins permanents des consommateurs selon une organisation comparable à celle des réseaux électriques.

La mutation des usages du gaz et l'adaptation des réseaux à ces évolutions se poursuivent avec la transition énergétique.

B. Les enjeux de la transition énergétique appliqués au gaz

1°) Le développement de nouveaux usages liés au GNV et au Biogaz

Malgré ses caractéristiques particulières, le gaz naturel s'inscrit parfaitement dans les schémas tracés par l'objectif de transition énergétique, notamment en ce qu'il constitue l'énergie fossile la moins riche en CO₂ et connaît une forte capacité de complémentarité avec des ENR intermittentes²¹⁶.

Avec la transition énergétique, le gaz a connu de nombreuses évolutions selon la logique des trois D, désormais prônée par ENGIE : Décarbonisation, Décentralisation et Digitalisation.

Philippe Jeunet a eu l'occasion de souligner que la transition énergétique a permis de développer un nouvel usage du gaz naturel avec l'apparition du Gaz naturel pour véhicules (GNV). Ce nouvel usage du gaz s'intègre dans l'objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre et d'adaptation de l'utilisation des carburants à la transition énergétique. Ce nouvel usage du gaz permettra ainsi d'intégrer l'industrie gazière parmi les acteurs apportant des solutions innovantes face aux enjeux de la transition énergétique et de s'inscrire dans l'objectif de décarbonisation.

En outre, l'objectif de parvenir à 20 % de biogaz produit dans la production totale de gaz d'ici à 2020 ne peut se réaliser sans l'accroissement des capacités de raccordement au réseau des producteurs de gaz renouvelable à l'échelle locale. La transition énergétique pour le gaz ne peut se réaliser sans accroître les liens des gestionnaires de réseaux de distribution, et notamment de GRDF, avec les producteurs locaux d'ENR. Ainsi, les gestionnaires de réseaux doivent de plus en plus intégrer la décentralisation dans le cadre de leurs missions. Mais à l'instar de ce qui s'observe pour le système électrique, l'accroissement de l'approche locale ne peut se réaliser sans l'amélioration des capacités de pilotage du réseau par la digitalisation.

L'évolution des réseaux vers la digitalisation intègre ainsi des besoins de définition d'une gestion efficaces des données et de création de réseaux intelligents.

-

2°) Les enjeux relatifs à la gestion des données de consommation : le projet Gazpar et les dispositions du décret n° 2016-973 du 18 juillet 2016

Renvoi au § 2 de la Section 2 de la seconde partie relatif à la gestion des données de consommation et au 2°)- C du § 1 de la Section 3 de la seconde partie relatif aux « smart grids ».

²¹⁶ D. Conté, Entretien avec Jérôme Ferrier, président de l'Union internationale du gaz et de l'Association française du gaz : "Le projet de loi sur la transition énergétique pour la croissance verte ne reconnaît pas le gaz à sa juste valeur" ; Energie-Environnement-Infrastructures ; mars 2015 ;

Principales références bibliographiques

1. Ouvrages

- P. Sablière, *Droit de l'énergie*, Dalloz, Paris, 2014
- M. Bazex, G. Eckert, R. Lanneau, C. Le Berre, B. du Marais, A. Sée (dir.), *Dictionnaire des régulations 2016*, Lexis-Nexis, Paris, 2015
- CRE, Rapport, *Les interconnexions électriques et gazières en France, un outil au service de la construction d'un marché européen intégré*, Paris, Juin 2016
- S. Nies, *Gaz et pétrole vers l'Europe : perspectives pour les infrastructures*, Paris-Bruxelles, Ifri, 2008
- L. Rapp et P. Terneyre (dir.) *Lamy - Droit public des affaires : réglementation publique des affaires, aides publiques, contrats et marchés publics, propriété publique, contentieux publics*, Lamy, Rueil-Malmaison, 2014,
- P. Sablière, *La loi du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz commentée*, CJEG, Hors-Série, Février 1993
- M. Long, P. Weil, G. Braibant, P. Delvolvé, B. Genevois, *Les grands arrêts de la jurisprudence administrative*, 20ème éd., Dalloz, Paris, 2015

2. Codes

- M. Guénaire (dir.), *Code de l'énergie 2017*, Lexis-Nexis, Paris, 2016
- C. Boiteau et G. Le Chatelier (dir.) *Code de l'énergie 2017*, Dalloz, Paris, 2016

3. Articles

- P. Sablière, "Les interconnexions électriques européennes dites « exemptées »", étude ; *Énergie-Env.-Infrastr* n° 7, Juillet 2016
- T. Paquot, « Qu'est-ce qu'un territoire ? », *Vie Sociale*, 2/2011 (n°2)
- C. Barthélémy et L. Vidal (dir.) "Le droit de l'énergie", *RFDA* 2017 p.229-268
- C. Vlachou "The adoption of Network Codes in the Field of Energy : Availability of Judicial Review in a Mutli-Stage procedure" *EUI Working Papers RSCA 2012/39* Robert Schuman Centre For Advanced Studies, Florence, September 2012
- C. Le Bihan-Graf, "La séparation des activités dans le secteur de l'énergie : des modèles sous contraintes ?" ; *RFDA* 2017 p.231
- M. Deverdet, "Repenser la mission d'ERDF à l'heure de la transition énergétique", *Energie-Environnement-Infrastructures* ; Janvier 2016 ;
- D. Conté, Entretien avec Jérôme Ferrier, président de l'Union internationale du gaz et de l'Association française du gaz : "Le projet de loi sur la transition énergétique pour la croissance verte ne reconnaît pas le gaz à sa juste valeur" ; *Energie-Environnement-Infrastructures* ; mars 2015 ;
- H. Kazzi, "La politique communautaire de l'énergie : à la recherche d'un équilibre", *Contrats Concurrence Consommation* ; Août 2007 ;