



Les entreprises locales de distribution à Grenoble et Metz : des outils de gouvernement énergétique urbain partiellement appropriés

Pauline Gabillet

► To cite this version:

Pauline Gabillet. Les entreprises locales de distribution à Grenoble et Metz : des outils de gouvernement énergétique urbain partiellement appropriés. Gestion et management. Université Paris-Est, 2015. Français. [〈NNT : 2015PESC1178〉](#). [〈tel-01357860〉](#)

HAL Id: tel-01357860

<https://pastel.hal.science/tel-01357860v1>

Submitted on 30 Aug 2016

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.



HAL Authorization



ÉCOLE DOCTORALE VILLE, TRANSPORTS ET TERRITOIRES

Thèse de doctorat
Aménagement de l'espace et Urbanisme

Pauline GABILLET

Les entreprises locales de distribution à Grenoble et Metz
des outils de gouvernement énergétique urbain partiellement appropriés

Thèse dirigée par Sylvie JAGLIN
et co-encadrée par François-Mathieu POUPEAU

Soutenance le 21 septembre 2015

Composition du jury :

Cyria EMELIANOFF, Professeure de l'Université du Maine, ESO Le Mans (rapporteur)

Alain FAURE, Directeur de recherche au CNRS, PACTE (rapporteur)

Sylvie JAGLIN, Professeure de l'Université Paris-Est, LATTS (directrice)

Dominique LORRAIN, Directeur de recherche émérite au CNRS, LATTS

Jochen MONSTADT, Professeur, Technische Universität Darmstadt

François-Mathieu POUPEAU, Chargé de recherche au CNRS, LATTS (co-encadrant)

Livier VENNIN, Délégué Mission Grand Paris, EDF

Résumé

L'action publique comme la recherche développent un intérêt croissant pour les relations entre ville et énergie. Cette thèse porte sur la manière dont les opérateurs énergétiques de réseaux participent à l'élaboration et à la mise en œuvre de politiques énergétiques locales et sur la capacité des acteurs politiques urbains à les piloter en ce sens.

La question est abordée à partir d'acteurs alternatifs de la distribution d'énergie en France, les entreprises locales de distribution (ELD). Celles-ci assurent depuis plus de cent ans la distribution et la fourniture d'électricité et parfois de gaz et de chaleur dans les territoires de communes qui les possèdent. Elles apparaissent aujourd'hui comme des leviers d'action innovants à la disposition des villes pour développer des politiques énergétiques urbaines. Centrée sur les opérateurs urbains, la thèse examine les situations de GEG à Grenoble et d'UEM à Metz.

Malgré leur implantation locale, les ELD accordent depuis quelques années seulement une place importante à l'échelle urbaine dans leurs stratégies d'entreprises. L'organisation sectorielle et centralisée du service public de l'électricité a pendant longtemps happé les ELD, freinant l'émergence d'une approche spécifique de leurs territoires de concession. Les recompositions du modèle économique qu'impose la libéralisation amènent toutefois les ELD à rechercher de nouveaux relais de croissance. Se saisissant d'opportunités liées à la mise à l'agenda de politiques énergie-climat, elles font preuve d'une forte adaptabilité et élaborent de nouvelles stratégies valorisant davantage leur ancrage urbain. Longtemps dominées par des logiques sectorielles d'ordre national, les entreprises locales participent ainsi de plus en plus au développement d'actions énergétiques urbaines.

Cet ancrage urbain ne fait pas pour autant des ELD des outils de gouvernement d'une politique énergétique urbaine, qui supposerait une capacité d'initiative et de pilotage des acteurs politiques municipaux en fonction d'objectifs propres. Par l'analyse des exemples de Grenoble et Metz, nous montrons que la construction de l'énergie comme enjeu politique local est à la fois progressive et hétérogène, remettant en cause une approche jusque-là essentiellement économique et industrielle du pilotage des ELD. La politisation en cours se heurte cependant à une expertise limitée des communes sur l'énergie, qui ne parviennent que très imparfaitement à intégrer leurs préoccupations énergético-climatiques dans le pilotage stratégique de leurs entreprises locales. Les changements sont en revanche beaucoup plus importants sur le plan opérationnel, dans des projets qui impliquent des relations partenariales autour d'enjeux énergétiques : plans climat-énergie territoriaux, réponses à appels d'offres nationaux et européens, coordination des réseaux de distribution...

L'analyse du modèle énergétique territorial alternatif des ELD proposée dans la thèse montre que le statut local des opérateurs ne suffit pas au développement d'un gouvernement énergétique urbain, lequel procède aussi de la politisation des questions énergétiques et de la construction d'une expertise adaptée au sein des systèmes politico-administratifs urbains.

Mots-clés : politiques énergétiques urbaines, entreprises locales de distribution, sociétés d'économie mixte locales, gouvernement urbain

Thesis summary

Local public utilities in Grenoble and Metz: Partially appropriate urban energy tools

Public action, like research, is becoming increasingly interested in the relationship between cities and energy. This thesis focuses on the ways in which energy network operators participate in the development and implementation of local energy policies and in the capacity of urban political stakeholders to drive these operators in this sense.

The question is approached through local public utilities (LPU) as alternative energy distribution stakeholders in France. These companies have ensured supply and distribution of electricity and sometimes gas and heat in the areas where they are present for over one hundred years. They appear today to be innovative levers to action available to cities to develop urban energy policies. Centred on urban operators, this thesis examines the cases of GEG in Grenoble and UEM in Metz.

Despite their local roots, LPUs have only in recent years granted an important place in their business strategies to the urban scale. The sectoral and centralised organisation of the electricity public services have for a long time limited the capacities of the LPUs, impeding the emergence of approaches specific to their particular areas. Reconfigurations of the economic model which impose liberalisation cause the ELDs to constantly search for new growth sources. Seizing opportunities from emerging energy-climate policies, they are proving their great adaptability and have devised new strategies valorising to a greater extent their urban roots.

These urban roots alone are not enough to make the LPUs governmental tools for urban energy policy, which supposes a capacity for initiative and control by the political stakeholders of their own objectives. Through analysis of the Grenoble and Metz examples, we demonstrate that presenting energy as a local political issue is both progressive and heterogeneous, calling into question an approach to LPU control which until now has been essentially economic and industrial. Politicisation is being hindered by the lack of energy expertise in the communes, which only very infrequently manage to integrate their energy-climate concerns into strategic plans for their local businesses. In contrast, changes in operational plans are much greater in projects which involve partnerships around energy issues: regional climate-energy plans, responses to national and European calls for public tenders, coordination of distribution networks...

The analysis of an alternative regional energy model from the LPUs proposed in this thesis demonstrates that the local status of operators is insufficient for the development of urban energy governance, which also operates in the politicisation of energy issues and the development of specially adapted expertise within urban political and administrative systems.

Key words: urban energy policy, local distribution utilities, local semi-public companies, urban government

Remerciements

La thèse n'est heureusement pas l'exercice solitaire que l'on imagine. Je suis très reconnaissante à de nombreuses personnes que je voudrais remercier ici.

Je voudrais tout d'abord remercier Éric Verdeil, mon directeur de mémoire de master 2. Par son suivi bienveillant de mes recherches sur les modes de régulation des réseaux de générateurs électriques au Liban, il m'a ouvert les portes de la recherche.

Sylvy Jaglin et François-Mathieu Poupeau m'ont par la suite accordé leur confiance en me proposant de poursuivre mes travaux sur les questions énergétiques urbaines, mais cette fois dans le contexte européen et avec un objet de recherche qui m'était totalement inconnu : les entreprises locales de distribution. Sylvy Jaglin, ma directrice de thèse, a suivi ce travail en amenant toujours un point de vue stimulant et exigeant intellectuellement. Je lui suis aussi très reconnaissante pour son impressionnant travail de relecture. Je remercie également François-Mathieu Poupeau, mon co-encadrant, pour sa rigueur scientifique et son suivi régulier. Les lignes de recherche qu'il a tracées sur les évolutions du service public de l'électricité et sur les entreprises locales de distribution ont été essentielles dans la réalisation de ce travail.

Mon objet de recherche a été une vraie découverte. Le monde des ELD m'a très bien accueillie malgré mon profil de sciences humaines qui y est méconnu. Je remercie l'ensemble de mes interlocuteurs, principalement à GEG, UEM et dans les villes de Grenoble et Metz, qui m'ont énormément appris lors d'entretiens, de réunions et de conférences tout au long de cette thèse. Plus particulièrement, je tiens à remercier Claude Bourdet, qui m'a fait confiance et m'a ouvert les portes du monde des ELD dès le début de mes recherches, et Nicolas Fléchon pour nos nombreux échanges. Leur générosité et leur soutien m'ont été particulièrement précieux.

ERDF a financé mes terrains de recherche par le biais d'une convention doctorale avec l'École des Ponts ParisTech. Dans ce cadre, je remercie Marc Duchassin et Nicolas Clodong qui ont suivi mon travail et contribué à enrichir mes questionnements. L'AARHSE m'a quant à elle attribué une bourse doctorale en 2014. Ce soutien m'a permis de terminer le travail de rédaction dans de bonnes conditions.

Je remercie aussi l'institut de recherche EIFER, et plus particulièrement Benoit et Pascal, qui m'ont accueillie quelques mois à Karlsruhe, ainsi que le groupe de recherche Topologie der Technik de la Technische Universität de Darmstadt, notamment Jochen Monstadt, ainsi que Robert, Silke, Gül, Sophie et Manuel, qui ont été de très agréables compagnons de fin de rédaction, entre pauses au bureau, bières et balades.

J'ai bénéficié au LATTS d'un environnement de travail très agréable. L'équipe administrative, et plus particulièrement Valérie, a suivi mes différents terrains de recherche avec une efficacité et une gentillesse à toute épreuve. Merci à l'ensemble des membres du laboratoire pour nos échanges au cours des séminaires et des projets de recherche, et notamment à Olivier Coutard, Jonathan Rutherford et Valérie November.

J'ai partagé de très bons moments avec les doctorants et post-docs du LATTS. Plus particulièrement, je tiens à remercier Francesca, Anastasia, Sophie, Hélène N., Louise, Hortense, Juliette, Simon, Daniel, Catalina, Hélène S., Thomas, Laurence et bien sûr Rémi, Lucie et Anna (quasiment du LATTS) pour l'esprit d'équipe, les regonflages de moral et les belles amitiés qu'on a créées. La thèse, au-delà de l'exercice académique, a donc aussi été l'occasion de toutes ces rencontres qui me sont très précieuses.

Gaëlle, Noémie, Sophie, Marie, Béné, Omar, Gwen, Guilhem, Hanna, Emma, Adrien, Flo et Delphine ont aussi été d'une très grande importance, en supportant mes pérégrinations au long de ces années et parfois en relisant mes chapitres. Je pense aussi au groupe Yolande do Brasil et à nos concerts qui m'ont souvent permis de décompresser et de retrouver de l'énergie !

Mes parents, mes frères et sœur, Blandine, mes grands-parents et Michel et Maguy ont aussi été des alliés essentiels pour la conservation de mon équilibre au long de cet exercice périlleux. Ils m'ont permis de mettre à distance les nombreuses difficultés qui ont émaillé ce travail.

Enfin et bien sûr, je remercie Sylvère. L'intense relation que l'on a construite au fil des années, son amour et sa patience ont constitué le principal pilier qui m'a permis de tenir bon jusqu'à la fin de ce travail. Je lui passe le flambeau de la rédaction !

Sommaire

Liste des sigles et abréviations utilisés	10
Introduction	13
1 Les entreprises locales de distribution d'énergie comme objet de recherche	17
2 Construire un cadre d'analyse de l'action énergétique urbaine	19
3 Démarche de la recherche	42
Première partie: Les ELD : des structures locales, mais un fonctionnement technico-économique contraint par l'échelle nationale	49
Chapitre 1: La gestion directe, un choix local progressivement enserré dans des dynamiques sectorielles nationales (fin 19^e siècle – 1946)	53
1 La gestion directe dans le développement des réseaux d'électricité, un choix minoritaire.....	53
2 Des structures en gestion directe insérées dans des dynamiques sectorielles régionales et nationales.....	73
3 La gestion directe perdure en dépit de la nationalisation.....	79
Conclusion	89
Chapitre 2: Réorganisation du système électrique et nouvelles formes de dépendance (1946 – 1996)	91
1 Les ELD et le système décisionnel national du service public de l'électricité	91
2 La tarification, enjeu central de la régulation du service public de l'électricité	108
3 La réduction des capacités d'action des ELD conduit à la disparition d'une partie d'entre elles.....	124
Conclusion	131
Chapitre 3: La libéralisation : des risques accrus pour les ELD (1996 – 2015)	133
1 L'ambition d'un marché unique de l'électricité à l'échelle européenne	134
2 Une centralisation maintenue malgré la recomposition de la régulation du service public de l'électricité	151
3 Vers une centralisation moins protectrice pour les ELD	175
Conclusion	187
Conclusion de partie.....	188

Deuxième partie : L'adaptabilité stratégique des ELD, vers une valorisation de leur ancrage territorial 189

Chapitre 4: Une forte plasticité des stratégies d'entreprises de GEG et d'UEM en réponse aux recompositions de leur environnement 191

1 Trois lignes directrices structurant le positionnement des ELD	191
2 GEG, d'une initiative expansive à un recentrage à l'échelle régionale	202
3 UEM, assurer son indépendance et se positionner par les systèmes d'information...	223
Conclusion	240

Chapitre 5 : Les appels à projets européens et nationaux sur l'énergie-climat, leviers de financement et de structuration des projets des ELD..... 241

1 Une légitimation progressive de la dimension locale dans l'articulation entre énergie et climat	241
2 Les appels à projets européens et nationaux sur l'énergie-climat, leviers de financement et de structuration	253
Conclusion	272

Chapitre 6 : Des collaborations émergentes aux différentes échelles d'action publique territoriale 273

1 L'intercommunalité, échelle la plus prometteuse à court terme pour les ELD.....	274
2 Le département et la région, autres échelles d'action en émergence.....	284
Conclusion	294

Conclusion de partie..... 295

Troisième partie : Les interactions croissantes entre ELD et communes, un levier partiel de territorialisation urbaine des questions énergétiques..... 297

Chapitre 7 : L'urbanisation des questions énergétiques à Metz et Grenoble.. 301

1 Une mise à l'agenda différenciée de la dimension énergie-climat dans les systèmes politico-administratifs messins et grenoblois.....	303
2 Un approfondissement des politiques énergétiques locales messine et grenobloise depuis 2008	314
Conclusion	326

Chapitre 8 : Un pilotage des ELD par les villes maintenu dans sa dimension économique et industrielle	328
1 Jusqu'en 2008, des ELD gouvernées selon une rationalité économique et industrielle	330
2 Entre 2008 et 2014 : les résistances à l'émergence de politiques énergétiques urbaines.....	347
Conclusion	369
Chapitre 9 : L'intégration de l'approche urbaine des questions énergétiques par les projets opérationnels.....	370
1 Les projets partenariaux comme vecteurs d'intégration énergéto-urbaine	371
2 La coordination des réseaux comme nouveau cadre d'interactions entre ville et ELD	373
Conclusion	398
Conclusion de partie.....	399
Conclusion générale	402
1 Les stratégies des opérateurs comme marqueurs des évolutions sectorielles	403
2 Qui gouverne l'énergie dans les villes ?	405
3 Ouverture	409
Annexe 1 : Liste des entretiens réalisés	416
Bibliographie.....	420
Sources.....	439
Index des cartes.....	452
Index des figures	452
Index des tableaux	453
Index des encadrés.....	453
Table des matières	455

Liste des sigles et abréviations utilisés

ADEeF	Association des distributeurs d'électricité en France
ALE	agence locale de l'énergie
ANROC	Association nationale des régies de service public et des organismes constitués par les collectivités locales ou avec leur participation
ARENH	accès régulé à l'électricité nucléaire historique
ATRD	accès des tiers aux réseaux de transport de gaz
CCIAG	Compagnie de chauffage intercommunale de l'agglomération grenobloise
CDC	Caisse des dépôts et consignations
CEDEC	Confédération européenne des distributeurs publics locaux d'énergie
CLER	Comité de liaison des énergies renouvelables
CNR	Compagnie nationale du Rhône
CO ₂	dioxyde de carbone
CRE	Commission de régulation de l'énergie
CSE	Conseil supérieur de l'énergie
CSEG	Conseil supérieur de l'électricité et du gaz
DGEC	direction générale de l'Énergie et du Climat
DIGEC	direction du Gaz, de l'Électricité et du Charbon
DNN	distributeur non nationalisé
EDF	Électricité de France
ELD	entreprise locale de distribution
ELE	Entreprises locales d'énergie
ELISE	Énergie Locale en ISèrE
EPRD	établissement public régional de distribution
ERDF	Électricité réseau distribution France
ES	Électricité de Strasbourg
ESG	Électricité Services Gironde
FACE	fonds d'amortissement des charges d'électrification
FNCCR	Fédération nationale des collectivités concédantes et des régies
FNSICAE	Fédération nationale des sociétés d'intérêt collectif agricole d'électricité
FPE	fonds de péréquation de l'électricité

GDF	Gaz de France
GEG	Gaz Électricité de Grenoble
GEODE	Groupement européen des entreprises et organismes de distribution d'énergie
GRD	Gestionnaire de réseau de distribution
IEG	industries électriques et gazières
PCET	plan climat énergie territorial
RGE	Régie municipale autonome Gaz et Électricité de Grenoble
RTE	Réseau de transport d'électricité
SEML	société d'économie mixte locale
SICAE	société d'intérêt collectif agricole d'électricité
SPEGNN	Syndicat des entreprises gazières non nationalisées
SRCAE	schéma régional climat air énergie
TEPCV	territoire à énergie positive pour la croissance verte
TURPE	tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité
UEM	Usine d'électricité de Metz (jusqu'en 2008)
UFE	Union française de l'électricité
UNEMIG	Union nationale des employeurs des entreprises gazières
UNELEG	Union nationale des entreprises locales d'électricité et de gaz
ZAC	zone d'aménagement concerté

Introduction

L'énergie est abordée dans l'action publique selon trois dimensions difficiles à concilier : la sécurité d'approvisionnement, son coût pour les usagers et les conséquences du changement climatique (Bradshaw 2010; Verbong et Loorbach 2012). Il est en effet délicat de conjuguer un approvisionnement énergétique assuré d'une forte stabilité pour des coûts réduits tout en limitant les émissions de gaz à effet de serre. Face à cet « *energy trilemma* », l'injonction à l'adaptation des systèmes énergétiques se renforce, avec pour illustration l'usage de plus en plus fréquent du terme de « *transition énergétique* », dans l'action publique comme dans la littérature académique. Ce terme renvoie au changement dans la composition de l'approvisionnement énergétique primaire, avec un passage progressif d'un modèle spécifique de système énergétique à un autre (Smil 2010, p. 7)¹. Un système énergétique, défini comme « *any arrangement whereby the humans use the Earth's resources to improve their chances of survival and to enhance their quality of life (and, less admirably, also to increase their individual and collective power and to dominate, and to kill, others)* », présente trois composantes principales: des sources d'énergie naturelles, leur conversion et une variété d'usages des flux énergétiques disponibles (*Ibid.*, p. 1).

Cette question de l'évolution des systèmes énergétiques est essentiellement construite aux échelles internationale et nationale, mais interroge de manière croissante la place des échelles locales. Les régions et plus largement les différents échelons d'action publique territoriale apparaissent comme pertinents pour conduire des projets allant dans le sens d'une adaptation des systèmes énergétiques, par exemple des installations de production d'énergie renouvelable ou des réseaux intelligents². Plus particulièrement, cet intérêt pour l'échelle locale concerne les villes, qui concentrent une part importante des consommations d'énergie et des émissions de gaz à effet de serre : l'Agence internationale de l'énergie indique ainsi en 2008 que les villes représentent les deux tiers de la consommation énergétique globale, soit 70 % des émissions de CO₂³. C'est à cette échelle que peuvent être actionnés des leviers pour réduire les consommations et transformer les systèmes énergétiques⁴. En effet, les villes agissent sur plusieurs champs qui impactent les systèmes et les consommations énergétiques, notamment la mobilité, la planification urbaine et l'habitat. Un véritable défi se construit donc

¹ Vaclav Smil emploie ce terme pour désigner des changements historiques majeurs aux échelles globale et nationale. Il distingue quatre transitions énergétiques successives : la domestication du feu, l'ajout de la traction animale à la forme musculaire humaine, l'utilisation du charbon et des grappes d'innovation comme l'électricité et le moteur à combustion (Smil 2010). Le terme de transition énergétique est cependant fréquemment employé de manière normative, comme l'observent Sylvie Jaglin et Alain Dubresson (Jaglin et Dubresson 2013). Ainsi, pour Alexandre Rojey, la transition énergétique renvoie à l'augmentation de la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique pour réduire la dépendance aux énergies fossiles et les émissions de gaz à effet de serre (Rojey 2008).

² On l'a vu par exemple en France au cours du débat national sur la transition énergétique de 2013, dans lequel les collectivités locales ont été associées et où des débats ont été impulsés au niveau régional.

³ International Energy Agency, *World Energy Outlook 2008*, 2008, Paris, International Energy Agency and Organisation for Economic Cooperation and Development, p. 179.

⁴ Comme on peut le voir avec des rapports produits par différentes organisations internationales, par exemple: Greenpeace, *Decentralising Power: An Energy Revolution for the 21st Century*, 2005, London, 76 p; International Energy Agency, *Cities, Towns and Renewable Energy. Yes In My Front Yard*, 2009, Paris, 194 p; World Bank, *Eco2 Cities: Ecological Cities as Economic Cities*, 2010, Washington, 392 p.

autour de l'action des villes dans la « *transition énergétique* », défi qui contribue à interroger sous un angle nouveau l'intersection entre ville et énergie.

En France, alors que les villes ne constituent pas historiquement l'échelle d'action principale sur l'énergie, elles disposent d'instruments pour peser sur ces systèmes énergétiques et promouvoir des politiques favorisant leur adaptation. Les infrastructures de distribution d'énergie, au centre de l'articulation entre l'offre et la demande en énergie, constituent l'un d'entre eux. Contrairement à ce que l'on pourrait croire, les communes ont un rôle concernant ces infrastructures, car elles en sont propriétaires depuis 1906. Elles peuvent exercer ce rôle directement ou – comme c'est généralement le cas – en déléguer la gestion au travers de concession. Les infrastructures énergétiques, principalement celles d'électricité et de gaz, sont structurées à l'échelle nationale et essentiellement gérées par des opérateurs nationaux et leurs filiales, les groupes EDF pour l'électricité et GDF pour le gaz. Cette organisation des infrastructures et des opérateurs à l'échelle nationale va de pair avec une intervention publique construite à cette même échelle, pendant la période monopolistique – de la nationalisation en 1946 à la fin des années 1990 –, qui n'a pas été remise en cause par la libéralisation. Freine-t-elle l'intervention des villes dans le domaine énergétique ? Comment la politisation urbaine de la question énergétique impacte-t-elle l'échelle nationale d'organisation du service public de l'énergie ?

Nous avons choisi dans cette thèse d'interroger la montée en puissance des villes sur les questions énergétiques au prisme d'un modèle alternatif de distribution d'énergie existant en France depuis plus d'un siècle, celui des entreprises locales de distribution (ELD). Notre recherche est ainsi focalisée sur des villes françaises ayant la spécificité de posséder un opérateur public local assurant la distribution d'électricité, et parfois de gaz et de chaleur dans leur territoire. Nous avons fait le pari que l'analyse de ce modèle de distribution énergétique alternatif nous permettrait d'élucider ce qui se joue dans l'évolution de la relation entre ville et énergie, l'hypothèse sous-jacente étant qu'un tel modèle crée des fenêtres d'opportunités pour l'émergence de politiques énergétiques à l'échelle urbaine et que les ELD sont un objet heuristique pour en interroger le développement.

Ce pari prend racine dans l'observation d'un paradoxe. Les ELD – que nous allons présenter par la suite – sont des structures très anciennes. Lors de la nationalisation et tout au long de la période monopolistique, les acteurs nationaux portant les politiques énergétiques les ont considérées comme clairement obsolètes au regard des progrès que représentait la rationalisation à l'échelle nationale du secteur électrique français avec notamment la création d'EDF. Or, ces opérateurs publics locaux apparaissent aujourd'hui comme susceptibles de contribuer au rôle croissant que les villes sont amenées à jouer pour répondre à la transition énergétique. À ce titre, ils suscitent un regain d'intérêt.

Il est légalement impossible à l'heure actuelle de créer de nouvelles ELD, mais cette situation est contestée par certaines collectivités territoriales et associations. En 2009, la ville de Paris a cherché à évaluer la pertinence de la création d'une régie au lieu de renouveler le

contrat de concession par lequel elle délèguait la distribution d'électricité à ERDF¹. Ce projet s'inscrivait dans la continuité de la création de la régie Eau de Paris². Le Comité de liaison des énergies renouvelables (CLER), une association influente défendant une approche davantage décentralisée des questions énergétiques, soutient quant à elle depuis 2011 une question prioritaire de constitutionnalité qui conteste le monopole sur la distribution attribué à ERDF. Dans ce recours, il est reproché au service public de la distribution d'électricité, tel qu'il est organisé, de ne pas permettre une appropriation citoyenne, ce que la création d'opérateurs énergétiques locaux pourrait favoriser³. En 2011, la Fédération nationale des collectivités concédantes et des régies (FNCCR), association qui représente les collectivités territoriales dans leur rôle d'autorité organisatrice de l'énergie, a évoqué la possibilité de créer des régies d'électricité lorsque le distributeur national ne remplit pas ses obligations en termes d'investissement et de transparence des comptes à l'égard des autorités concédantes⁴. Outre ces trois exemples, les ELD sont de plus en plus valorisées dans les réseaux de collectivités sur l'énergie. On a pu le voir par exemple en janvier 2013 aux Assises de l'énergie des collectivités territoriales à Grenoble où, en plus d'une intervention du maire de Grenoble, une plénière rassemblait les maires de Montdidier et Metz⁵. Tous trois disposent d'une ELD dans leur circonscription et ont présenté ces structures comme des leviers de leur politique énergétique. Depuis quelques années, les ELD apparaissent donc comme des outils innovants pour les collectivités territoriales, en mesure de contribuer à une approche locale de l'énergie.

Cet intérêt pour des opérateurs publics locaux n'est pas spécifique aux ELD françaises. En Allemagne, les communes valorisent leurs *Stadtwerke*⁶ depuis quelques années (Libbe, Hanke et Verbücheln 2011; Berlo et Wagner 2011; Becker, Gailing et Naumann 2012)⁷. Les opérateurs publics locaux européens sont partout considérés comme un levier d'action local important sur l'énergie⁸. De plus en plus d'acteurs défendant une approche décentralisée de l'énergie mobilisent ces structures dans leur argumentaire. La plupart de nos échanges initiaux avec des représentants de collectivités territoriales et d'ELD semblaient en effet conforter cette approche. À partir de cette intuition initiale, nous avons cherché à comprendre les

¹ *Énergie 2007*, « Concession de la Ville de Paris: entretien avec Denis Baupin », 22 décembre 2009, http://www.energie2007.fr/actualites/fiche/2269/denis_baupin_erdf_edf_paris.html, consulté le 5 novembre 2014.

² Cette régie – créée en janvier 2010 – est en charge de la production et de la distribution d'eau dans Paris.

³ CLER, « Pour le rétablissement d'un contrôle démocratique local des réseaux de distribution d'électricité : un citoyen saisit le Tribunal Administratif », *communiqué et dossier de presse*, 17 janvier 2011.

⁴ FNCCR, *Quel mode de gestion pour les services publics locaux de l'électricité ?*, novembre 2011, 71 p.

⁵ Assises de l'énergie et du climat, « Quels nouveaux pouvoirs aux collectivités territoriales pour réussir la transition énergétique », Table ronde, Grenoble, janvier 2013.

⁶ Les *Stadtwerke* sont des opérateurs locaux aux capitaux détenus en totalité ou en partie par les communes. Multi-activités, ils assurent la gestion de plusieurs services urbains, notamment l'énergie et les transports en commun.

⁷ Le terme employé pour qualifier ce mouvement est celui de *Rekommunalisierung*.

⁸ Nous y reviendrons, mais notons dès à présent que la réponse aux défis de la transition énergétique n'est pas le seul argument de leur valorisation et qu'elle s'accompagne d'une volonté de reprise en main des services publics locaux.

conditions et l'ampleur réelle de la mobilisation de ces opérateurs locaux par les collectivités territoriales. Les recherches sur l'évolution des ELD restent en effet à ce jour très limitées, notamment en ce qui concerne leur rôle par rapport aux politiques des collectivités locales (Bouvier 2005; Poupeau 2007; Marchais-Roubelat et Roubelat 2007)¹. L'adéquation entre l'échelle d'organisation de l'opérateur et celle de la collectivité territoriale facilite-t-elle l'élaboration et la mise en œuvre de politiques énergétiques urbaines ? Dans quelle mesure les municipalités qui s'intéressent à l'énergie dans le cadre de politiques environnementales, de développement durable ou climatique, peuvent-elles piloter leur ELD ?

1 Les entreprises locales de distribution d'énergie comme objet de recherche

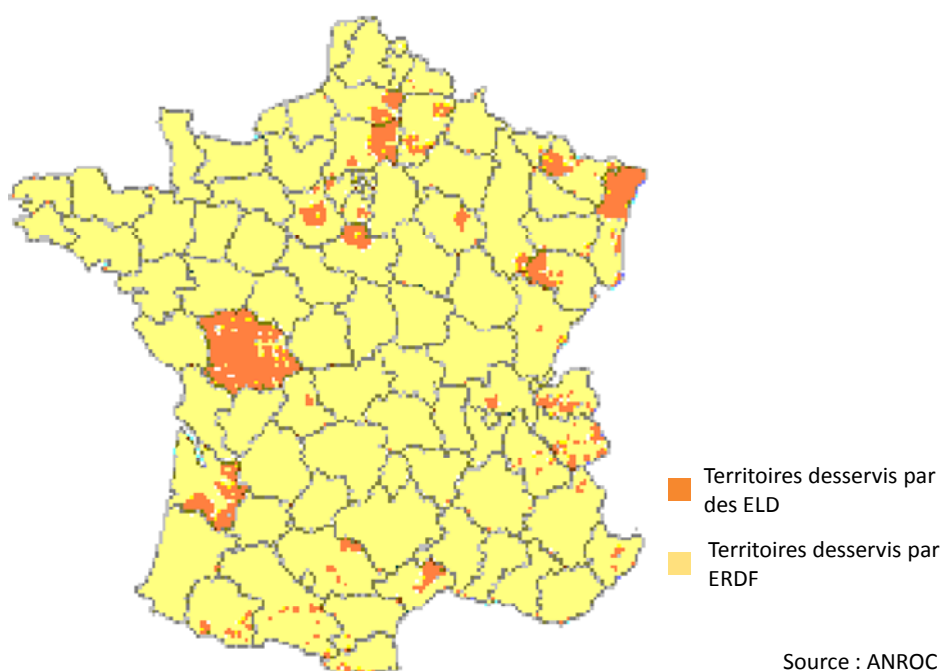
Les ELD constituent l'objet de recherche de cette thèse, l'analyseur à partir duquel nous allons interroger les évolutions de l'action énergétique urbaine. Contrairement à l'idée très répandue d'un service public de l'électricité entièrement assuré par le groupe EDF, il existe en France pas moins de 158 autres distributeurs. Vestiges de l'organisation historique du service public de l'électricité, les ELD ont été créées entre la fin du 19^e siècle et le début du 20^e siècle. Elles préexistent bien sûr à la libéralisation, mais aussi de plus de cinquante ans à la nationalisation qui a conduit à la création d'EDF.

Ces entreprises publiques locales d'infrastructures sont chargées de la distribution d'électricité – c'est-à-dire du transport de l'électricité du point de livraison en haute tension au compteur du client – dans le territoire de certaines communes françaises, qui leur ont délégué la gestion de leurs réseaux. La grande majorité des communes délègue la distribution d'électricité à ERDF, filiale à 100 % d'EDF, mais pour 5 % de l'électricité, la distribution est gérée par une ELD. Autrement dit, un client présent dans le territoire d'une ELD voit son électricité distribuée par cette dernière et non par le distributeur national ERDF. Nous caractériserons dans le chapitre 1 l'ensemble très hétérogène que constituent les ELD, mais notons pour l'instant que ces opérateurs locaux distribuent de l'électricité à 3,5 millions d'habitants dans 2 800 communes, réparties sur une part significative du territoire national².

¹ Cet intérêt est plus important dans le cas allemand, où les services publics en réseau sont davantage organisés à l'échelle locale, dans une logique multi-activités (Fender 2003; Fender et Poupeau 2007; Monstadt 2007; Berlo et Wagner 2011; Becker, Gailing et Naumann 2012), mais y reste là aussi limité.

² Une réaction fréquente lors de la découverte de ces opérateurs consiste à les confondre avec les fournisseurs alternatifs qui se sont implantés en France suite à la libéralisation du marché de l'électricité, comme Direct Energie ou Enercoop. Les ELD sont pourtant très différentes de ce type d'opérateurs par leur ancienneté, ainsi que leur rôle de distributeur d'énergie et la composition de leur capital.

Carte 1: Les territoires desservis par des ELD en France



Au-delà de ce cœur d'activités dans la distribution, les ELD assurent un ensemble de fonctions plus large au sein du service public de l'électricité – vente d'électricité aux différents clients et parfois production –, mais aussi dans la distribution de gaz, la production et la distribution de chaleur voire, hors du secteur énergétique, dans le domaine des télécommunications. Ces opérateurs locaux ont principalement un statut de régie et sont des émanations directes des collectivités territoriales, mais certains ont choisi de transformer leur ELD en société d'économie mixte locale (SEML). Les ELD concernées passent ainsi d'un statut public à un statut privé. Leur capital est majoritairement détenu par une ou plusieurs collectivités territoriales – pour un total entre 50 % +1 et 85 % –1, le reste appartenant à des actionnaires privés. En 2015, dix-neuf des ELD les plus importantes en taille disposaient d'un statut de SEML. Les spécificités de ce statut placent les ELD à la croisée de deux problématiques. D'une part, ce sont des opérateurs énergétiques : les ELD sont ainsi parties prenantes des enjeux énergétiques nationaux et très présentes sur les questions de régulation sectorielle. D'autre part, ces entreprises appartiennent en totalité ou en majorité aux collectivités territoriales et apparaissent comme des leviers d'action à leur disposition. Les ELD constituent donc des opérateurs agissant à l'échelle locale, mais inscrits dans des interactions fortes avec les acteurs nationaux du secteur énergétique comme avec les collectivités territoriales.

Dans cette thèse, notre parti pris est donc d'aborder le sujet de l'implication des villes dans l'énergie à partir des opérateurs locaux. En effet, bien qu'organisées à l'échelle locale, les ELD ont été intégrées depuis plus d'un siècle à un secteur qui s'est progressivement structuré à l'échelle nationale et dont l'articulation avec les villes est aujourd'hui interrogée.

Elles ont traversé ces recompositions de l'action publique dont elles constituent un analyseur pour en comprendre les tensions. Il ne s'agit donc pas d'analyser l'évolution du modèle économique et des stratégies des opérateurs énergétiques pour eux-mêmes, mais davantage d'appréhender leurs évolutions comme un révélateur des recompositions de l'action publique sur l'énergie.

2 Construire un cadre d'analyse de l'action énergétique urbaine

Ce positionnement initial et les questions de départ qui en résultent nous amènent à construire notre cadre d'analyse à partir de trois grands courants de recherche. Dans un premier temps, nous nous saisissons des différentes manières de traiter de l'articulation entre ville et énergie. Nous questionnerons ensuite cette articulation au prisme de la territorialisation de l'action publique et de la relation entre secteur et territoire qu'elle amène à construire. Enfin, nous nous appuierons sur les travaux portant sur le contrôle des entreprises publiques locales et sur les approches du gouvernement urbain pour interroger la capacité des villes à piloter leur ELD.

2.1 Évolution de l'articulation entre ville et énergie dans l'analyse

Les travaux qui traitent plus ou moins directement de l'articulation entre ville et énergie abordent cette question de manière diversifiée¹. Certains partent d'un regard par les villes et interrogent la manière dont ces dernières se saisissent de la question climatique dans leur territoire, abordant la réduction des consommations énergétiques carbonées comme un point central d'intervention et les infrastructures énergétiques comme un outil potentiel. D'autres prennent pour point de départ l'évolution des grands systèmes techniques, notamment énergétiques. La ville ne constitue pas un objet central dans ces travaux, mais y a progressivement trouvé une place accrue. Des travaux plus récents font de cette intersection entre ville et énergie le cœur de l'analyse pour comprendre les changements énergétiques.

2.1.1 Des travaux sur les gouvernances climatiques et énergétiques urbaines

À la fin des années 1990, mais surtout au cours des années 2000, différents travaux sur les gouvernances urbaines du changement climatique interrogent l'action des villes, qui apparaissent comme des acteurs importants pour atteindre les objectifs de réduction des consommations énergétiques et des émissions de gaz à effet de serre. Ces travaux analysent la

¹ Jonathan Rutherford et Olivier Coutard ont proposé une typologie (Rutherford et Coutard 2014) sur laquelle nous allons en partie nous appuyer.

manière dont les collectivités territoriales se réapproprient les enjeux climatiques et les intègrent dans leurs politiques d'urbanisme et de développement durable. À partir d'approches comparatives, par exemple entre des collectivités locales britanniques et suédoises (Collier et Löfstedt 1997) ou britanniques et allemandes (Bulkeley et Kern 2006) qui développent des politiques climatiques, ils mettent en évidence les opportunités et les obstacles de l'action locale à partir de la diversité des compétences des villes. On trouve des travaux similaires sur la situation des villes états-uniennes, avec la volonté de comprendre le processus de priorisation politique de la lutte contre le changement climatique (Rutland et Aylett 2008). Cette émergence de gouvernances climatiques à l'échelle urbaine se structure selon Harriet Bulkeley et al autour de trois axes principaux : l'adaptation au changement climatique et à ses risques, notamment en termes de sécurité d'approvisionnement, le développement de projets urbains auto-suffisants concernant leurs consommations d'énergie et la structuration de réseaux de connaissances entre villes (Bulkeley, Castan Broto et Marvin (eds.) 2010).

En France, différents travaux s'intéressent aussi aux politiques climatiques urbaines, analysant notamment la structuration progressive de cette thématique d'action publique par rapport aux questions environnementales et de développement durable et son impact sur les formes d'action publique (Béal 2009; Béal 2010; Rocher 2011; Bertrand et Rocher 2011; Béal et Pinson 2014). D'autres travaux s'intéressent plus spécifiquement aux instruments de planification climatique que les collectivités territoriales pionnières proposent dans leur territoire (Emelianoff 2005; Boutaud 2009; Godinot 2011) et à l'implication des acteurs politiques urbains pour atteindre les objectifs qu'ils se sont fixés en termes de réduction des émissions de gaz à effet de serre. Il s'agit donc d'un regard centré sur les villes, qui réinterroge la manière de structurer l'action publique énergétique à travers l'analyse des politiques climatiques urbaines.

Ces travaux insistent fréquemment sur l'importance d'une dynamique multi-échelles, structurée autour de l'importance du soutien des acteurs étatiques ou fédéraux et des réseaux municipaux transnationaux. Ces derniers apparaissent comme un soutien fort aux villes et un moyen de diffusion transnationale des expériences pionnières, dans une logique de valorisation de bonnes pratiques (Bulkeley et Betsill 2003; Kern et Bulkeley 2009; Emelianoff 2014). Cette importance des autres échelles reste cependant construite dans une logique horizontale de collaboration entre collectivités territoriales et ne prend par exemple pas en compte les interactions avec les opérateurs.

Dans ce même ensemble de travaux, on peut ajouter ceux de Mike Hodson et Simon Marvin, qui s'intéressent aux transitions sociotechniques dans le cas de villes globales¹. Ils analysent la manière dont ces villes travaillent à remodeler leurs infrastructures en réseau pour assurer leur sécurité d'approvisionnement et leur compétitivité, en réponse à diverses tensions sur les ressources notamment liées au changement climatique (Hodson et Marvin 2009;

¹ Ici Londres, New York, Tokyo, San Francisco, Shanghai et Melbourne.

Hodson et Marvin 2010a; Hodson et Marvin 2010b). Les priorités des pouvoirs locaux – notamment la sécurité d’approvisionnement, la croissance économique et la réduction des émissions de gaz à effet de serre – sont stratégiquement liées aux systèmes sociotechniques des infrastructures, qui ne sont pas organisés à l’échelle urbaine (Hodson et Marvin 2009; Hodson et Marvin 2010a, p. 481) et sur lesquels les élus ont une capacité de contrôle limitée, plus encore dans le cas de gestions privatisées et libéralisées. Cette disjonction entre l’échelle d’organisation des infrastructures et celles des pouvoirs urbains entraîne le développement de stratégies visant la consolidation des capacités de contrôle et d’influence locales sur les infrastructures en réseaux, pour ré-articuler leurs priorités de gouvernance territoriale avec celles des services en réseaux (*Ibid.*, p. 481).

Bien qu’ils s’intéressent davantage aux dimensions infrastructurelles des transitions sociotechniques, Mike Hodson et Simon Marvin choisissent la focale des intermédiaires stratégiques, des coalitions d’acteurs publics et privés à l’échelle métropolitaine, qui contribuent à développer des visions partagées des transitions infrastructurelle dans les territoires urbains (*Ibid.*, p. 482). Cette focale les amène à s’intéresser aux différents intérêts économiques et sociaux parties prenantes de ces transitions, ce qui les rapproche des travaux sur les gouvernances climatiques urbaines. Cependant, comme le note Éric Verdeil, cet objectif est plus programmatique qu’étayé par des preuves empiriques. Ce regard sur les coalitions d’acteurs métropolitains pose en effet la question de la capacité des acteurs à développer une approche concertée, car les divergences d’intérêts sont peu traitées dans l’analyse et à s’accorder sur l’intérêt d’une primauté de l’approche métropolitaine de l’approvisionnement énergétique au détriment d’une approche nationale, voire internationale (Verdeil 2012). Il nous apparaît nécessaire de construire une approche plus empirique et d’analyser les logiques et tensions internes aux collectivités territoriales, en entrant au cœur des organisations.

La focale de ces travaux est principalement celle de la politisation des questions climatiques et énergétiques et de leur gouvernance. Ils s’intéressent aux nouveaux outils qu’entraîne cette politisation, aux différents acteurs qui s’y engagent et à leur coordination. Certains aspects des choix que nous avons faits dans cette thèse sont proches de ceux de cet ensemble de travaux : l’importance accordée aux acteurs, à leurs décisions et aux objectifs programmatiques qu’ils se définissent. Centrés sur l’enjeu climatique, ces travaux appréhendent les infrastructures comme des instruments de la gouvernance climatique urbaine dont les collectivités doivent se saisir pour réduire les émissions de gaz à effet de serre. Pour autant, ils ne prennent pas en compte la matérialité des flux énergétiques, les caractéristiques sociotechniques des réseaux et les concurrences politiques qu’ils peuvent engendrer (Rutherford et Coutard 2014, p. 1358). Plus largement, dans les études urbaines, le rôle des infrastructures de réseaux est peu analysé (Marvin, Graham et Guy 1999; Monstadt 2007; Mac Farlane et Rutherford 2008; Monstadt 2009). Ces dernières n’apparaissent pas comme un enjeu des recompositions à l’œuvre autour des politiques climatiques urbaines et sont en ce sens fortement « naturalisées ». Peu de travaux se sont intéressés à l’impact sur la

gouvernance urbaine de la restructuration des services en réseaux (Monstadt 2007, p. 327-328), qui constituent pourtant le support de la performance économique, de la cohésion sociale et de la préservation environnementale des villes et des régions (Marvin, Graham et Guy 1999, p. 93; Monstadt 2007, p. 326-327).

Les travaux sur les gouvernances climatiques et énergétiques sont donc peu sensibles aux dispositifs techniques concrets et aux effets des évolutions des gouvernances analysées. Ceci s'explique en partie par la difficulté, que nous avons aussi rencontrée, à distinguer les effets des politiques énergéto-climatiques d'une part parce que ceux-ci sont difficiles à isoler d'autres processus et d'autre part parce qu'ils ne sont pas toujours perceptibles à court terme. Cependant, cette sur-représentation des acteurs et de leurs intentions dans l'analyse semble écraser la matérialité des évolutions. Les infrastructures énergétiques et leurs opérateurs constituent le cœur de notre recherche, tandis que les enjeux climatiques sont considérés comme un nouvel enjeu de l'action publique qui infléchit la manière dont celle-ci s'empare de l'énergie localement.

2.1.2 Des infrastructures à la ville : réformes des services en réseaux et intégration des spécificités urbaines

Les travaux sur les grands systèmes techniques (*Large technical systems*) s'interrogent depuis les années 1980 sur l'évolution des infrastructures de réseaux. S'intéressant à l'électrification des sociétés occidentales, Thomas Hughes met en avant l'influence des différentes configurations politiques locales et le rôle des inventeurs entrepreneurs pour expliquer les spécificités des modes d'électrification de trois villes, Berlin, Chicago et Londres (Hughes 1983). Mais pas plus les réseaux que les villes ne constituent le cœur de ses questionnements, qui portent davantage sur l'évolution des interactions entre sociétés humaines et technologies. L'approche en termes de grands systèmes techniques s'intéresse en premier lieu aux infrastructures et à leurs dynamiques de déploiement à grande échelle et intègre la ville comme un lieu privilégié d'observation des évolutions. Dans la continuité de ces travaux, les questionnements sur les évolutions des grands systèmes techniques sont centrés sur la manière dont les infrastructures sont recomposées, notamment en réaction à la libéralisation (Summerton (ed.) 1994; Coutard (ed.) 1999). Bien que ces travaux portent sur des territoires urbains, l'ancrage spatial est longtemps resté absent de leurs réflexions. Tant Denis Bocquet que Jochen Monstadt – qui tous deux ont dressé des revues de la littérature très complètes sur l'articulation entre infrastructures de réseaux et villes – mettent en évidence l'intégration limitée de la dimension urbaine de l'évolution des grands systèmes techniques dans ces approches à dominante technologique et historique (Bocquet 2006; Monstadt 2009)¹.

¹ On note des exceptions, notamment (Tarr et Dupuy (eds.) 1988).

Au début des années 2000, un ensemble de travaux sur l'évolution de ces systèmes sociotechniques interroge plus directement les interactions entre réseaux et territoires urbains, par exemple à travers la notion de fragmentation socio-spatiale dans un contexte de libéralisation. L'ouvrage *Splintering Urbanism*, de Stephen Graham et Simon Marvin, lie ainsi la fragmentation socio-spatiale des villes et les réformes des infrastructures de réseaux (Graham et Marvin 2001). Les auteurs défendent l'idée que l'évolution des logiques économiques – et principalement les réformes de libéralisation et de privatisation – qui encadrent le fonctionnement des services en réseaux remettent en cause un modèle monopolistique intégré et standardisé au profit d'infrastructures segmentées (*unbundling*). Cette recomposition entraîne un processus de segmentation croissante des services, par des stratégies de *bypass*, valorisant le raccordement des espaces et des usagers les plus rentables et puissants au détriment d'espaces et d'usagers qui le sont moins. Les auteurs considèrent ainsi que les fonctions d'universalisation et de solidarisation des infrastructures de réseaux tendent à s'effacer au profit de la logique de fragmentation socio-spatiale (*Ibid.*). Cet ouvrage a entraîné des débats importants¹, notamment sur la définition de l'idéal infrastructurel moderne, les aspects politiques des réformes d'infrastructures, le postulat de l'universalité des notions d'*unbundling* et de *bypass* et les effets urbains de ces modèles de services en réseaux (Coutard 2008, p. 1816). Ces débats ont enrichi une réflexion intégrant étroitement fonctionnement et régulation des services en réseaux, d'une part, dynamiques urbaines, d'autre part.

Les espaces urbains restent cependant perçus comme le réceptacle des évolutions sectorielles des services en réseaux, sur lesquelles ils n'ont pas de prise. Pour Olivier Coutard et Jonathan Rutherford, ces travaux conçoivent l'énergie comme un secteur impacté par des réformes de privatisation et de libéralisation tandis que la ville est abordée tantôt comme un ensemble multi-acteurs, tantôt comme un territoire exposé à des processus de fragmentation socio-spatiale (Rutherford et Coutard 2014, p. 1359-1360). Cette littérature focalisée sur les conséquences de la libéralisation sur les services en réseaux est moins d'actualité. La libéralisation apparaît aujourd'hui plutôt comme un élément de contexte, par rapport à la montée en puissance des aspects environnementaux, qui amène les travaux sur les grands systèmes techniques à intégrer plus fortement les enjeux urbains.

Olivier Coutard et Jonathan Rutherford s'intéressent aux remises en cause des grands réseaux centralisés par l'importance croissante des enjeux environnementaux et la mise à l'agenda de la réduction des consommations d'énergie et des émissions de gaz à effet de serre. Ils mettent en évidence des formes de contestation de la gestion centralisée et linéaire au profit d'alternatives décentralisées et durables, basées sur un métabolisme plus circulaire (Coutard 2010; Coutard et Rutherford 2011; Coutard et Rutherford 2013). Ces évolutions s'observent notamment à travers des formes d'urbanisme « *post-réseaux* », qui questionnent le modèle des grands réseaux au fonctionnement historique centralisé et descendant et dont ils

¹ Marqué par la confrontation de cette hypothèse aux études de terrains, voir à cet égard (Coutard 2008).

proposent une typologie¹. Ces technologies alternatives ouvrent la voie à des systèmes composites, articulant dimensions centralisées et décentralisées (Coutard et Rutherford 2009; Coutard 2010). Leur analyse est centrée sur l'articulation entre ville et infrastructures de réseaux d'une part, sur l'impact des questions environnementales sur ces dernières d'autre part. Les différents acteurs urbains apparaissent à l'origine de recompositions des infrastructures de réseaux.

Il est intéressant de voir qu'émerge depuis quelques années tout un pan de travaux sur l'intersection entre ville et énergie à travers le chauffage urbain (Summerton 1992; Grohnheit et Gram Mortensen 2003; Späth 2005; Holmgren 2006; Kelly et Pollitt 2010; Hawkey, Webb et Winskel 2013; Rocher 2013; Webb 2015), dont certains interrogent plus spécifiquement le rôle des collectivités territoriales vis-à-vis de ces réseaux (Summerton 1992; Rocher 2013). Ces travaux prennent davantage en compte le modèle sectoriel et les caractéristiques des infrastructures pour comprendre comment elles interagissent avec les villes. On peut supposer que la question urbaine est plus prégnante parce que ces réseaux s'organisent à cette échelle et dépendent des politiques et des formes urbaines pour assurer leur équilibre technico-économique. En cela, ces travaux sont proches de notre posture, qui consiste à analyser l'intersection entre villes et infrastructures énergétiques à travers les opérateurs locaux.

Les travaux centrés sur les infrastructures focalisent donc de manière croissante leur intérêt sur l'articulation avec les villes. Ils ont progressivement intégré la spécificité des enjeux urbains, d'abord pour examiner l'impact des infrastructures sur la structuration des villes puis pour interroger l'influence des enjeux urbains, notamment la sécurité d'approvisionnement et les formes urbaines plus durables, sur les infrastructures. Cependant, la sous-représentation des acteurs urbains dans leur analyse centrée sur l'évolution des grands systèmes techniques conduit à ce que les pouvoirs locaux et la construction de leurs choix politiques restent des boîtes noires.

2.1.3 Vers une analyse articulant acteurs et infrastructures

Selon Olivier Coutard et Jonathan Rutherford, la difficulté à penser conjointement acteurs politiques urbains et infrastructures énergétiques s'explique par la profonde ambivalence de leurs relations: « *It is striking that, while nearly all aspects of urban functioning inherently depend on access to flows and circulations of energy, the production, organization, management and regulation of these flows are seldom central tasks or competencies of urban actors and local authorities. Concomitantly, while cities are sites of*

¹ La forme « *hors réseau* » correspond à une sortie radicale des réseaux centralisés pour des îlots de tailles plus ou moins importantes avec la construction de réseaux alternatifs opérant en autonomie. La forme « *boucler la boucle* » vise à dépasser un modèle linéaire de réseaux pour aller vers davantage de circularité. Les projets « *au-delà du réseau* » sont moins urbains et consistent à développer un réseau parallèle dans les zones où les réseaux traditionnels ne se sont pas encore étendus. Enfin, la logique d'« *injection dans le réseau* » correspond à une production décentralisée qui est injectée dans le réseau traditionnel (Coutard et Rutherford 2009; Coutard et Rutherford 2013).

tremendous levels of energy consumption, and therefore (would appear to) have a direct influence on the nature and form of energy systems as a whole, the actors responsible for these systems tend to neglect the urban dimension, seeing cities strictly as the end points of a supply chain to which one merely has to deliver the flows. » (Rutherford et Coutard 2014, p. 1356-1357). Ils incitent à étudier « *the co-production of energy systems in transition and systemic urban change* » (*Ibid.*, p. 1358) en intégrant dans l'analyse les relations imbriquées des villes et de l'énergie. « *The energy question is inherently an urban question, and vice versa : the intricate relations between cities and energy are (once again) revealed by the current processes and strategies of urban energy transition and by the ways in which the various technologies, systems, regulations and forms of management/governance and of consumption associated with energy are mobilised in the contradictory and conflictual processes and practices of urbanisation in the North and South ; the choices, trade-offs and compromises involved ; and the inevitable tensions, struggles and conflicts which result.* » (*Ibid.*, p. 1371). Cette articulation de l'analyse croisant évolution des systèmes énergétiques et changement urbain est d'autant plus nécessaire que différents enjeux politiques et sociaux urbains émergent et ne peuvent être compris strictement à travers la notion de transition énergétique et par des analyses sectorielles à l'échelle nationale (*Ibid.*, p. 1354).

Dans le même sens, on n'observe pas une transitivité directe des objectifs de transition énergétique de l'échelle internationale à l'échelle urbaine. Sylvie Jaglin et Éric Verdeil réfutent l'existence d'une convergence vers un modèle unique de transition énergétique (Jaglin et Verdeil 2013). Plus qu'une application uniforme de la transition énergétique dans les territoires urbains, ils mettent en évidence des mouvements distincts en fonction des contingences locales. Cette diversité dans les manières d'aborder la question énergétique localement est liée au fait que les préoccupations d'échelle internationale telles que le changement climatique ou la raréfaction des ressources fossiles, sont traitées en fonction des enjeux spécifiques à chaque territoire urbain (*Ibid.*). C'est ainsi que l'« *energy in a variety of guises is bound up technically, economically and politically with our societies, communities and livelihoods in diverse ways* » (Rutherford et Coutard 2014, p. 1354). On ne peut ainsi pas parler d'un, mais bien de plusieurs « *changements énergétiques* », spécifiques aux territoires urbains dont il faut prendre en compte les enjeux tant spatiaux que politiques, ce qui va dans le sens d'une intégration dans l'analyse des acteurs et des infrastructures énergétiques.

Les acteurs politiques urbains sont de plus en plus engagés sur les questions énergétiques et leur rôle dans la gouvernance de ces changements doit être questionné (Jaglin et Dubresson 2013; Jaglin et Verdeil 2013). C'est pourquoi il est nécessaire de construire une approche prenant en compte les dimensions urbaines et politiques des changements énergétiques, ce que Jonathan Rutherford et Sylvie Jaglin qualifient de gouvernance énergétique urbaine : « *This notion is used broadly to capture the multitude of ways in which urban actors engage with energy systems, flows and infrastructures in order to meet particular collective goals and needs, as framed or expressed in policymaking processes, but*

also in debates, contestations and conflicts over policy orientations, resources and outcomes. » (Rutherford et Jaglin 2015, p. 174). Analyser les gouvernances énergétiques urbaines conduit à dépasser une analyse strictement concentrée sur les acteurs officiels des politiques énergétiques pour s'interroger sur l'étendue des acteurs engagés dans les recompositions des systèmes énergétiques et sur leurs instruments. Ceci implique aussi de sortir d'une conception sectorisée, pour analyser les différentes actions stratégiques locales dans lesquelles se construit aussi la gouvernance urbaine de l'énergie. Enfin, ceci suppose de considérer les villes non pas comme un réceptacle passif de projets énergétiques, mais comme des acteurs stratégiques dans des systèmes multi-échelles (*Ibid.*). L'analyse des gouvernances énergétiques à l'échelle urbaine apparaît donc comme un enjeu important, qui nécessite de comprendre l'évolution conjointe des systèmes énergétiques et de l'action publique urbaine. Nous nous inscrivons dans la continuité de cette approche articulant, d'une part, analyse des formes d'implication des villes sur le climat, l'énergie, et plus largement sur les changements urbains, et, d'autre part, la matérialité des infrastructures énergétiques et de leur évolution.

2.2 Une territorialisation des politiques énergétiques ?

2.2.1 Le poids de l'organisation sectorielle des politiques énergétiques

Pour étudier les gouvernances énergétiques urbaines en articulant analyse des acteurs et des infrastructures, il est indispensable de comprendre la structuration des politiques énergétiques. Bien que notre objet d'étude soit les ELD – c'est-à-dire des opérateurs énergétiques organisés à l'échelle locale et appartenant en majorité aux collectivités territoriales – celles-ci sont fortement impactées par le fonctionnement du « *secteur énergétique* », dont elles sont partie intégrante.

Derrière cette notion de « *secteur énergétique* », on trouve la construction progressive – notamment dans l'après-Seconde Guerre mondiale – de politiques publiques au caractère sectoriel qui sont au cœur de la transformation de l'action de l'État. L'organisation du modèle politico-administratif français qui suit la Libération s'inscrit selon Pierre Muller dans un « *référentiel modernisateur* », qui correspond à une « *représentation globale de la société et du rôle de l'État fondée sur l'idée de modernisation* » (Muller 1990, p. 20). Ce modèle politico-administratif est marqué par une approche technicienne des politiques publiques, portée par des représentants des grands corps de l'État. L'action étatique est fortement valorisée, au détriment de l'initiative privée (*Ibid.*). « *Chaque politique publique se constitue comme un secteur d'intervention correspondant à un découpage spécifique de la société pour en faire un objet d'action publique.* » (Muller 2013, p. 10-11). Les acteurs de ces différents secteurs de politique publique fonctionnent de manière verticale et distincte les uns des autres. « *Chaque secteur érige ses objectifs sectoriels (augmenter le revenu des agriculteurs, développer l'encadrement médical de la population, améliorer l'équipement des armées) en fins ultimes. Produits de la division du travail, les différents ensembles sectoriels sont à la*

fois dépendants les uns des autres et antagonistes pour l'obtention de ressources rares. » (Ibid.).

L'énergie est clairement concernée par cette sectorisation des politiques publiques. La forme du secteur énergétique construit et régulé à l'échelle nationale est le résultat d'une construction historique. Centré autour des infrastructures de réseaux dans une logique d'offre, il n'inclut pas des enjeux relatifs par exemple à la planification urbaine ou au logement. Les principaux objectifs de ce secteur réduits à sa dimension infrastructurelle – et plus particulièrement dans sa composante principale qui est le service public de l'électricité – sont l'universalité de l'accès au service, adossés à une péréquation instaurée progressivement. S'y articule au cours des années 1970 la volonté de conforter l'indépendance énergétique, avec notamment le programme électronucléaire. Ce secteur organisé à l'échelle nationale influence fortement le fonctionnement des opérateurs et leurs relations avec les collectivités locales. Interroger cette influence sur les ELD conduit donc à mobiliser les nombreux travaux qui portent sur la régulation de ce secteur.

En lien avec cette organisation sectorielle des politiques énergétiques, le service public de la distribution d'électricité est formellement organisé à l'échelle locale, comme nous le verrons dans la première partie, mais il est régulé essentiellement à l'échelle nationale autour des interactions entre l'État et EDF depuis la nationalisation de 1946. La libéralisation du service public de l'énergie au cours des années 1990 n'a pas entraîné une augmentation significative du rôle des communes (Poupeau 1999; Poupeau 2004). Très étudiée, la régulation nationale des grandes entreprises publiques, incluant EDF (Rivero 1956; Chenot 1983; Anastassopoulos 1980; Anastassopoulos et Nioche (eds.) 1982; Mangolte 1986; Stoffaës (ed.) 1994; Stoffaës 1995), a connu un renouveau avec la libéralisation tant en économie (Baumol, Panzar et Willig 1982; Curien 1995; Defeuilley 1998; Glachant 2001; Glachant 2007) qu'en droit (Laget-Annamayer 2002; Chebel-Horstmann 2006). Ces travaux s'intéressent notamment à l'accès au marché des nouveaux opérateurs et à la capacité à développer une concurrence dans un système marqué par le monopole et la tutelle étatique. Ces évolutions interrogent aussi les recompositions des rôles des acteurs aux différentes échelles d'action publique, et plus particulièrement la place des collectivités territoriales, en lien avec des enjeux économiques et sociaux de plus en plus territorialisés. *« Qu'il s'agisse des services traditionnels ou des technologies nouvelles, la question centrale reste la même : quels rôles respectifs et quels outils d'intervention pour les multiples acteurs des systèmes de régulation ? Entre directives européennes et délibérations locales, entre États modestes et 'entreprises citoyennes', entre usagers représentatifs des consommateurs vindicatifs, quelles définitions des 'services universels', quels degrés de diversifications qualitatives et quantitatives des services locaux ? »* (Offner, Lorrain et Coutard 1998, p. 6). Ces questions valent aussi pour les ELD, intégrées dans un service public régulé à l'échelle nationale.

2.2.2 Vers un mouvement de territorialisation de l'action publique à l'échelle urbaine ?

L'organisation sectorisée des politiques publiques est remise en cause avec la décentralisation initiée au début des années 1980. Pierre Muller explique que se développe alors une action publique davantage « *territorialisée* », organisée autour d'enjeux locaux (Muller 1990). Cette importance croissante de logiques territoriales va à l'encontre du modèle antérieur de politique publique, qui les avait justement évacuées au profit d'une approche sectorielle à l'échelle nationale. Patrice Duran et Jean-Claude Thoenig font aussi ce constat d'une transformation de modes de régulation des affaires publiques territoriales. Ils mettent en évidence le passage d'une régulation pilotée de manière centralisée avec des ajustements locaux à un mode de pilotage « *pluraliste, ouvert et différencié, dont l'épicentre se situe autour du traitement territorialisé des problèmes* » (Duran et Thoenig 1996, p. 590). Le territoire devient alors le lieu de définition des problèmes publics, ce qui amène une appréhension plus transversale et décloisonnée de l'action publique (Duran et Thoenig 1996).

L'hypothèse d'une « *territorialisation de l'action publique*¹ » suscite un débat animé dans les années 2000 (Faure et Douillet (eds.) 2005; Faure et Négrier (eds.) 2007; Faure et al. (eds.) 2007; Douillet et al. (eds.) 2012). L'hypothèse générale de ces travaux est la suivante : « *la force des logiques territoriales à l'œuvre dans l'action publique serait relativement inédite et correspondrait à une transformation en profondeur de la façon de traiter les problèmes publics. Les traditionnels secteurs d'action publics seraient remis en cause et, autre volet de la problématique, ce n'est plus l'organisation sectorielle de la société qui permettrait de comprendre l'action publique, mais plutôt la façon dont les relations sociales et politiques s'organisent localement, à l'échelle infranationale, ces relations localisées pouvant produire des politiques publiques relativement différenciées d'un territoire à l'autre.* » (Douillet 2005, p. 271). Ainsi, les travaux qui interrogent une éventuelle territorialisation de l'action publique analysent « *la territorialité potentiellement émergente de l'action publique, dans un modèle d'administration publique historiquement construit sur le monopole de la violence légitime par l'État et la segmentation sectorielle des demandes et des publics* » (Faure 2005, p. 12).

Dans la suite de la thèse, nous discuterons la distinction proposée par Anne-Cécile Douillet entre deux sens de la territorialisation qui s'alimentent l'un l'autre (Douillet 2005, p. 273-275). Dans un premier sens, la territorialisation est synonyme de localisation. L'hypothèse alors interrogée est celle d'un changement d'échelle dans l'action publique qui peut être basé sur un transfert de compétences de l'État vers les collectivités territoriales, mais aussi sur une implication davantage localisée des acteurs étatiques. La territorialisation correspond dans ce sens à un principe d'action publique selon lequel « *les problèmes publics doivent être traités de façon moins centralisée* » (Ibid., p. 274). Dans un second sens, la

¹ Dans ces travaux de science politique, le terme de territorialisation est entendu comme une territorialisation à l'échelle locale, dans une logique de plus forte proximité par rapport à l'échelle nationale.

territorialisation est synonyme de déssectorisation et renvoie à la prise en compte croissante d'une logique de problème public davantage que de secteur pour penser l'action publique, ce qui apparaît comme un vecteur de transversalité de l'action publique. Cette approche territoriale déssectorisée se concentre à une échelle locale « *dans la mesure où l'approche globale ne pourra être mise en œuvre qu'à une échelle où les effets d'interdépendance peuvent être facilement appréhendés* » (Ibid., p. 275). Dans le même sens, Olivier Mériaux parle de la territorialisation comme « *débordement* » par la « *reformulation profonde de la nature même des politiques* » par les collectivités locales (Mériaux 2005, p. 28). Anne-Cécile Douillet ne conclut pas pour autant à la fin des secteurs, mais à leur redéfinition du fait des dynamiques portées par la localisation, ce qui la conduit à éviter d'opposer logiques territoriales et logiques sectorielles, tout en réfutant une prédominance croissante des premières sur les secondes (Douillet 2005, p. 275-278). Ainsi, « *le principal changement concernant l'action publique apparaît donc être l'importance croissante prise par les autorités politiques infranationales, ce qui fait qu'à côté des normes et des programmes d'action publique élaborés à l'échelle nationale, il existe aussi des politiques publiques qui s'inscrivent dans d'autres cadres territoriaux, régionaux, départementaux, communaux, intercommunaux.* » (Ibid., p. 277).

Si l'on repart de cette distinction de la territorialisation de l'action publique entre localisation et déssectorisation, celle-ci nous invite à réinterroger le rôle croissant des villes sur les questions énergétiques. Cette montée en puissance se fait-elle au détriment des acteurs étatiques qui étaient jusque-là prédominants ? Nous verrons que le secteur énergétique ne passe pas d'un fonctionnement centralisé à décentralisé, mais conserve de fortes dimensions nationales. Il est donc nécessaire de déconstruire l'idée d'une dualité entre centralisation et décentralisation pour penser l'interdépendance croissante des échelles d'action publique. Ces évolutions ne constituent pas un jeu à sommes nulles, car la montée en puissance des villes n'est pas strictement une perte pour les acteurs nationaux. Il s'agit donc d'examiner ce qui relève d'une localisation dans les politiques énergétiques et ce qui reste piloté à l'échelle nationale.

Comme nous le montrerons, la relation entre territorialisation et déssectorisation n'est pas systématique, mais elle interroge la nature de l'action publique énergétique à l'échelle locale. Le contenu de cette action publique est-il similaire à celui qui prévaut à l'échelle nationale ou implique-t-il un fonctionnement plus transversal ? Cette question conduit à définir l'ampleur que l'on donne au terme de déssectorisation. Cette dernière peut être entendue comme une approche plus systémique au sein du secteur énergétique, c'est-à-dire entre électricité, gaz et chaleur. Nous verrons que l'on observe de plus en plus de transversalité et de projets intégrant les différents réseaux énergétiques dans les territoires étudiés. Ce que l'on peut entendre plus largement par déssectorisation est une intégration croissante de l'énergie dans les politiques d'urbanisme, de transport ou encore d'habitat, c'est-à-dire entre politiques publiques construites de manière sectorielle. Cette hypothèse d'une

hybridation des préoccupations sectorielles au profit d'une approche plus transversale et systémique se retrouve dans l'analyse des gouvernances énergétiques urbaines, avec l'idée qu'analyser les transitions énergétiques à l'échelle urbaine « *offers a break with purely sectoral logics and national visions, and highlights the diversity of forms of energy governance at the local level in urbanizing societies. Energy here always means something more, or other, than direct intervention in an easily definable energy sector, suggesting that energy policy cannot be dissociated from wider planning, transport, environmental, social and economic development (policy) questions. This systemic, joined-up view reflects inherited and emerging configurations in terms of the spatial organization of cities and infrastructure [...]* » (Rutherford et Jaglin 2015, p. 177). Nous verrons que les exemples de déssectorisation dans ce second sens sont beaucoup plus limités en pratique et que le poids de la logique sectorielle dans l'action énergétique urbaine reste très important.

Les travaux sur la territorialisation de l'action publique constituent un socle pour construire nos questions de recherche. En effet, alors qu'étudier des structures implantées dans des territoires réduits semble au premier abord conduire à une analyse très localisée, il apparaît que les ELD sont à l'intersection de jeux multi-échelles qu'il est indispensable d'intégrer dans l'analyse. Dans la continuité de ces travaux, notre objectif est donc de comprendre l'articulation de ces dimensions sectorielles et territoriales dans les stratégies respectives des ELD et des communes. Cette question relative à l'évolution des rapports de force dans le cadre de reconfigurations de l'action publique existe dans les travaux de science politique dans le débat relatif à l'intérêt d'adapter les territoires institutionnels à la réalité des problèmes socio-économiques que l'action publique territoriale est censée résoudre (Offner 2006). Nous nous appuyons cependant sur des travaux ayant construit cette question sur les systèmes énergétiques et qui proposent des outils pour en distinguer les éléments constitutifs.

2.2.3 Distinguer les éléments constitutifs des systèmes énergétiques

Nous avons vu que la territorialisation de l'action publique ne se traduit pas par le transfert d'une échelle à l'autre, mais plutôt par l'enchevêtrement des échelles et des acteurs impliqués dans l'action publique dans une logique multi-niveaux.

La recherche d'une approche plus urbanisée et politisée des changements énergétiques tout comme la réalité de la régulation des systèmes énergétiques impliquent de dissocier les questionnements relatifs à l'organisation des systèmes énergétiques et ceux relevant de la répartition des pouvoirs qui leur sont liés. Autrement dit, la décentralisation énergétique en matière d'infrastructures est-elle concomitante d'une décentralisation des lieux de pouvoir ? François-Mathieu Poupeau s'interroge sur la place que les villes françaises prennent dans la gouvernance multi-niveaux de l'énergie. Il montre que le modèle de régulation caractérisant le système énergétique français reste largement centralisé, les villes peinant à assumer une place

centrale effective dans ce système (Poupeau 2013). « *Mais de quoi parle-t-on au juste lorsque l'on évoque l'importance des villes ? Les villes en tant que territoires, espaces de concentration économique et démographique qui en font des lieux particulièrement stratégiques en matière de consommation et de production énergétique ? La réponse (par l'affirmative) à cette question ne fait guère débat. Les villes en tant qu'acteurs institutionnels qui, de par leurs atouts (connaissance des territoires et de leur potentiel productif, proximité avec les citoyens, synergies entre politiques publiques...) ont un rôle particulièrement important à jouer dans les mutations actuelles. La réponse à cette seconde question mérite qu'on s'y attarde davantage, car, derrière un apparent consensus sur la nécessité d'associer les villes au processus de transition énergétique, les ambitions diffèrent quant à la place qu'il convient de leur accorder.* » (Ibid., p. 75). Les outils proposés par la géographie (Bridge et al. 2013) nous aident à construire cette distinction.

Un premier point consiste à s'intéresser aux formes d'organisation des infrastructures énergétiques et aux différentes échelles auxquelles elles sont déployées. « *Scale here refers to the material size and areal extent of phenomena. It describes the different geographical forms in which different energy technologies can be deployed – from micro-scale applications of wind turbines and solar PV at the household scale to macro-scale deployments across entire landscapes for example. It also describe the varying geographical reach of different political structures – such as local, regional and national government; and forms of economic organization – differentiating, for example, a business operating in only one locality from a transnational corporation.* » (Ibid., p. 337-338). En termes matériels, le système électrique français est principalement organisé à l'échelle nationale – avec un réseau et des installations de production centralisées, par exemple les centrales nucléaires – voire à l'échelle continentale – avec le développement d'un réseau de transport européen. Il comprend aussi des éléments organisés à l'échelle locale, comme certaines installations de production d'énergie renouvelable¹.

Nous analysons ensuite la territorialité² du système énergétique et la place des ELD, la notion de territorialité renvoyant à la manière dont les pouvoirs politiques et sociaux sont organisés et exercés spatialement (Ibid., p. 336). Appliqué à l'énergie, il s'agit plus particulièrement de s'intéresser aux différentes échelles et lieux de l'action politique qui gouvernent les systèmes énergétiques (Ibid.). « *Amongst the range of choices that exist in rescaling current energy systems, we question the nature and extent of the movement of urban territorialization, i.e. not only the relative importance of the material urban infrastructure but also the processes whereby the decentralized parts of the energy system (small scale generation, end use supply and technology, the local determinants of urban demand...) are demarginalized or strategically reintegrated.* » (Jaglin et Dubresson 2013, p. 2).

¹ Ces installations ne sont toutefois pas nécessairement locales. Elles peuvent aussi être centralisées. Pour une typologie des différentes formes d'énergies renouvelables, voir (Walker et Cass 2007).

² Les termes de territoire et territorialisation sont utilisés dans la recherche de manière très polysémique. Pour une clarification de ces concepts, voir (Jaglin 2008).

La territorialité des systèmes énergétiques diffère donc de leur organisation matérielle et les deux mouvements ne sont pas nécessairement concomitants. « *In terms of rescaling, it would seem that the different components of energy systems do not necessarily converge in their consequences : the dominant players incorporate and embrace changes, for example the introduction of renewables into the national energy mix, in order to reproduce themselves more effectively.* » (Ibid., p. 19). On peut faire l'analogie avec les processus de déconcentration et de décentralisation. Sylvie Jaglin et Alain Dubresson distinguent ainsi d'une part la déconcentration géographique des méthodes de production et d'autre part la décentralisation des pouvoirs. « *We therefore see different kinds of rescaling at work, for example a deconcentration of the material production infrastructure (renewables), which inevitably requires an in-depth reorganization of a previously highly integrated and concentrated system of management and transmission. However, we see no equivalent rescaling in the forms of control and government of the electrical system, which remains highly centralized* » (Ibid.). Dans le cas où les installations matérielles sont en partie locales, mais où le pouvoir reste organisé à l'échelle nationale, il s'agit de déconcentration plus que de décentralisation du système énergétique.

Les infrastructures des ELD sont matériellement organisées et gérées localement, à l'échelle de leur territoire de concession¹ et sont connectées à celles d'EDF, organisées à l'échelle nationale. La présence d'ELD dans le territoire de certaines communes n'implique pas pour autant un pouvoir social et politique organisé à cette échelle. En effet, nous avons vu que le système électrique français est territorialisé à l'échelle nationale, essentiellement du fait du rôle central de la régulation à cette échelle et du poids des acteurs dominants du système que sont l'État et EDF. Depuis les années 1990, l'ouverture des marchés conduit à une recomposition des leviers de régulation et à l'ajout d'un centre de pouvoir à l'échelle européenne, qui contribue à maintenir la territorialité nationale du système énergétique dans lequel s'inscrivent les ELD. Les communes qui possèdent totalement ou en majorité leurs ELD ne disposent donc en réalité que de marges de manœuvre restreintes pour gouverner l'énergie en fonction d'objectifs politiques locaux. La faiblesse de la décentralisation du pouvoir dans le domaine de l'énergie semble ainsi contredire le fait que les villes apparaissent de plus en plus comme des acteurs centraux dans la transformation des systèmes énergétiques.

Pourtant, on observe une tendance des villes à intégrer de plus en plus ces questions d'énergie (Bulkeley, Castan Broto et Marvin (eds.) 2010; Hodson et Marvin 2010a), ce que Sylvie Jaglin et Éric Verdeil qualifient d'urbanisation de la question énergétique. Cette notion renvoie, d'une part, à l'incorporation des enjeux énergétiques dans les politiques urbaines et, d'autre part, à l'émergence de l'électricité comme enjeu politique local (Jaglin et Verdeil 2013, p. 10-11). Les villes font de l'énergie un enjeu politique. On observe une mise à l'agenda locale de l'énergie, dans une dynamique de recomposition du modèle énergétique

¹ Nous verrons dans le chapitre 4 que l'ouverture des marchés a partiellement remis en cause ce cantonnement des ELD à leur territoire de concession.

carboné et d'une baisse des émissions de gaz à effet de serre. Cette urbanisation peut-elle amener à une « redécouverte » des ELD et à une recomposition des pouvoirs à leur échelle ?

Analyser les formes de gouvernance énergétique urbaine revient donc à distinguer les processus de *scaling*, de *territorialisation* et d'*urbanisation* et à en étudier les articulations. Cette distinction nous apparaît comme particulièrement stimulante, car elle répond en partie aux reproches d'Olivier Coutard et Jonathan Rutherford à l'égard des travaux sur les interactions entre villes et énergie. Ils insistent sur l'importance de politiser et d'urbaniser la question des changements énergétiques. Ceci nous amène à interroger la capacité des villes à politiser la question énergétique, c'est-à-dire à l'urbaniser (Jaglin et Verdeil 2013; Jaglin et Dubresson 2013), et à territorialiser à leur échelle des outils de pilotage du secteur énergétique. Dans cette thèse, ce questionnement général nous conduit plus précisément à examiner la capacité des communes disposant d'une ELD à gouverner une entreprise organisée dans une logique sectorielle. Cette distinction entre les différentes composantes des systèmes énergétiques est un outil particulièrement stimulant qui complète les questionnements mis en évidence à l'aide de la littérature sur la territorialisation de l'action publique. Elle nous permettra d'analyser les gouvernances énergétiques urbaines émergentes en intégrant clairement dans l'analyse le rôle des opérateurs énergétiques locaux.

2.3 Interroger la capacité de pilotage des ELD par les villes

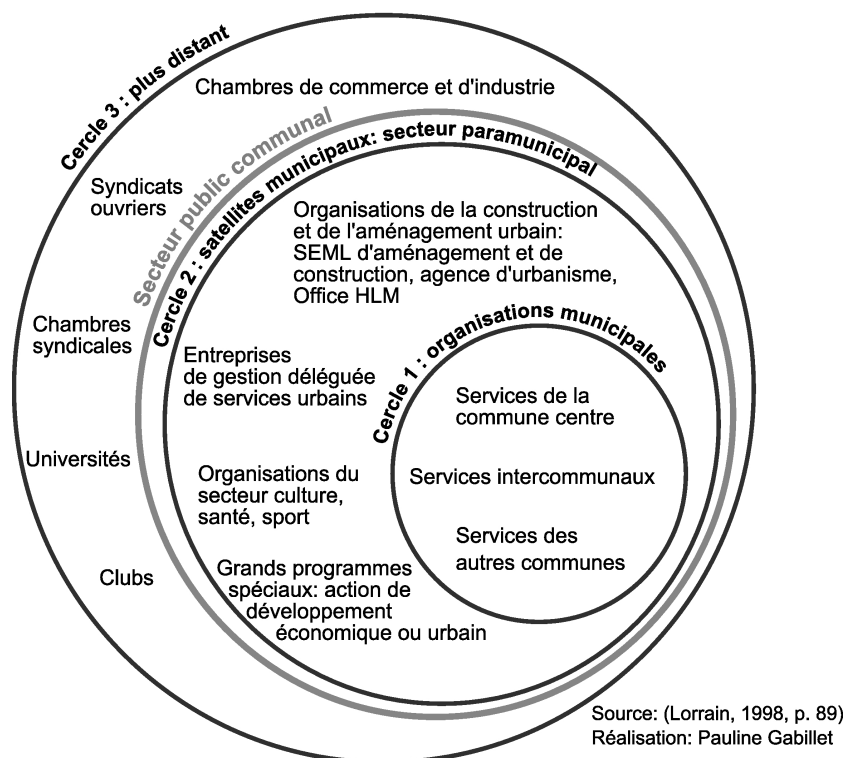
Le rôle de régulation des communes concernant le service public de l'électricité est limité et cette limitation concerne aussi les communes disposant d'ELD. Dans ce cadre d'un service public essentiellement régulé à l'échelle nationale, quel contrôle les communes peuvent-elles exercer sur leur ELD ? Par exemple, de quelles marges de manœuvre disposent-elles dès lors qu'elles ne peuvent pas déterminer les tarifs de l'électricité fournie par leur ELD, comme c'est pourtant le cas pour les services publics locaux ? Après avoir interrogé cet enjeu du contrôle, nous l'incluons dans une analyse de la capacité des gouvernements urbains à piloter les politiques énergétiques.

2.3.1 L'appartenance des ELD au secteur public communal : une évidence à déconstruire

Les ELD sont des entreprises publiques locales – ensemble qui comprend les régies, les sociétés publiques locales et les SEML –, c'est-à-dire des structures possédées en totalité ou en majorité par les communes. Elles s'inscrivent dans ce que Dominique Lorrain qualifie de secteur public communal (Lorrain 1990). Cette notion renvoie à l'idée que la commune comprend un secteur paramunicipal composé de l'ensemble de ses satellites – ses entreprises publiques locales et les entreprises privées auxquelles sont délégués des services urbains – qui doit être objectivé et analysé. Il s'agira donc pour nous d'étudier le positionnement des ELD

dans le secteur public communal, leur niveau d'intégration et leurs relations avec d'autres satellites, d'en réaliser une « *pesée globale* » pour apprécier leur poids, notamment en termes d'effectifs, de budget et de retours financiers à la ville (Lorrain 2000).

Figure 1: Le secteur public local



Peu de publications traitent directement des entreprises publiques locales et plus particulièrement des SEML en science politique et en urbanisme (Caillousse, Le Gales et Loncle Moriceau 1997; Da Rold 2008; Sintomer, Herzberg et Houdret 2010; Citroni, Lippi et Profeti 2014)¹, ce qui est d'autant plus surprenant qu'elles participent pleinement à l'action publique urbaine et sont au centre de nombreux projets d'aménagement, de développement économique ou encore de services. « *Instruments de l'action publique locale* », elles peuvent contribuer à l'émiettement du pouvoir local ou à son intégration selon la manière dont les élus s'en emparent (Caillousse, Le Gales et Loncle Moriceau 1997, p. 26). Ce faible intérêt de la

¹ Les SEML sont étudiées dans leurs rapports aux échelles nationale et locale. À l'origine, elles sont des leviers d'action relativement souples de la Caisse des dépôts et consignations et de l'État surtout sur des enjeux d'aménagement et d'urbanisme (Caillousse, Le Gales et Loncle Moriceau 1997; Lorrain 2000; Da Rold 2008, p. 49-103). La position de ces structures d'économie mixte évolue avec la décentralisation et leur appropriation progressive par les collectivités territoriales (Caillousse, Le Gales et Loncle Moriceau 1997; Da Rold 2008, p. 104-267). Plus que le rapport entre dynamiques nationales et locales, la question abordée est alors celle de l'articulation entre logiques privées et publiques. De nombreuses SEML sont créées à partir de la décentralisation des années 1980 essentiellement dans le domaine des services urbains (Caillousse, Le Gales et Loncle Moriceau 1997, p. 35-38; Da Rold 2008, p. 188-216), en lien avec la privatisation de ces derniers (Lorrain et Stoker (eds.) 1995). « *Les SEML ont été tiraillées depuis une dizaine d'années entre deux perspectives : celle du rapprochement avec l'entreprise privée, tout en bénéficiant de privilèges de puissance publique et celle d'un service aux collectivités locales capable d'offrir une alternative aux privatisations.* » (Caillousse, Le Gales et Loncle Moriceau 1997, p. 28).

science politique et de l'urbanisme¹ pour les SEML nous apparaît comme un manque important pour comprendre l'action publique locale et la capacité des organisations municipales à agir dans leur territoire, d'autant que les travaux réalisés mettent peu l'accent sur l'enjeu du contrôle et du pilotage. Pourtant, pour Renaud Payre, l'analyse des SEML permettrait de comprendre la légitimité et l'expertise sur lesquelles les acteurs politiques locaux s'appuient pour maîtriser politiquement les différents opérateurs impliqués dans l'action publique (Payre 2008, p. 63-64). Bien que les ELD soient régulées à l'échelle nationale dans le cadre du service public de l'électricité, elles sont aussi parties prenantes du secteur public local et participent à l'action publique locale. À ce titre, elles doivent donc être intégrées à son analyse.

Cette approche doit cependant rester attentive à ne pas présupposer qu'une entreprise publique locale est nécessairement et directement pilotée par la commune. Ainsi, bien qu'entreprises publiques locales, les ELD ont bien davantage articulé leur stratégie d'entreprise avec les évolutions sectorielles nationales qu'avec les demandes – principalement économiques comme nous le verrons – des communes. Avec la libéralisation et l'intérêt croissant des communes pour l'énergie, les ELD voient leur environnement d'action recomposé. La libéralisation du secteur de l'énergie leur permet de sortir de leur territoire de desserte historique pour certaines de leurs activités ouvertes à la concurrence, principalement la production et la fourniture d'énergie en offre de marché. Ces possibilités conduisent à de nouvelles stratégies d'entreprises (Poupeau 2007), en contradiction potentielle avec la logique du secteur public communal, dont les satellites municipaux sont caractérisés par une histoire d'intervention dans le territoire de desserte de leur actionnaire. Ceci confirme l'importance d'une analyse multi-scalaire des différentes composantes des systèmes énergétiques pour comprendre la construction et l'évolution de la relation entre les ELD, les communes et plus largement le service public de l'électricité.

Il est ainsi nécessaire de dénaturaliser la capacité de contrôle des communes sur leur ELD et de considérer ces dernières comme des organisations dont il faut évaluer la proximité avec les communes. Autrement dit, nous ne présupposons pas la proximité des ELD et des communes du fait du statut d'entreprise publique locale des premières. Analytiquement, nous considérerons les ELD comme extérieures aux communes pour pouvoir ensuite caractériser les facteurs déterminants de leurs actions selon qu'ils relèvent plutôt de la nature de l'actionnaire dominant communal ou plutôt de logiques sectorielles liées à la régulation d'échelle nationale.

Le contrôle des opérateurs énergétiques locaux a été peu traité en France, mais l'analyse peut s'inspirer de travaux examinant les instances décisionnelles des entreprises publiques locales. Ces dernières – qu'elles aient le statut de régies ou de sociétés d'économie mixte locale – sont contrôlées par un conseil d'administration ou un conseil de surveillance.

¹ Ce type d'entreprise publique locale est principalement abordé par le droit public (Devès et Bizet 1991; Durand 1995).

Bien que les administrateurs soient des élus municipaux en totalité ou en majorité selon les cas, le conseil municipal n'est pas directement impliqué dans les décisions. Ces aspects de la gouvernance amènent à s'interroger sur la forme du contrôle démocratique de ces structures.

Différents politistes défendent la thèse d'une « *oligarchisation* » croissante de la démocratie locale (Citroni, Lippi et Profeti 2014; Sintomer, Herzberg et Houdret 2010), en lien avec l'accès limité aux conseils de surveillance et d'administration. Ils montrent que les choix de corporatisation – c'est-à-dire de création de sociétés anonymes au capital détenu par des acteurs publics et privés – ne conduisent pas à une perte de pouvoir des acteurs politiques, mais davantage à une concentration du contrôle de ces structures par un nombre restreint d'entre eux. Des évolutions structurelles de la composition des conseils d'administration sont en effet observables concernant les compétences valorisées et le nombre d'élus, ce qui permet de constater que, malgré la corporatisation, les acteurs politiques comptent encore et peuvent exercer une régulation importante (Christensen et Pallesen 2001). Cette thèse est par exemple défendue par Giulio Citroni, Andrea Lippi et Stefania Profeti, qui étudient les corporations intercommunales concernant le service public de l'eau en Italie. Ils montrent que le développement de telles structures à l'échelle locale permet aux élus d'obtenir des ressources politiques importantes. « *Private-law companies have in practice become something other than pure and simple for-profit organizations or firms devoted to service delivery; they also become attractive places for bargaining and coalitions, recruiting élites among private and public milieus, and gaining consensus and support from key local stakeholders.* » (Citroni, Lippi et Profeti 2014, p. 13). S'appuyant sur l'analyse de la composition du capital des sociétés et de la représentation des différents actionnaires dans les conseils d'administration ou de surveillance, ils affirment que ce sont de nouveaux espaces de discussion à dimension plus exclusive entre acteurs politiques et actionnaires privés, au détriment de nombreux autres acteurs, notamment les syndicats et les associations représentant les citoyens et les usagers. On observerait ainsi une « *oligarchisation* » profitant à un nombre réduit d'acteurs (Citroni, Lippi et Profeti 2014).

Yves Sintomer et al observent aussi ce processus d'oligarchisation et montrent que les conseils municipaux ne peuvent pas assurer le contrôle des sociétés d'économie mixte de services urbains, ce contrôle étant effectué uniquement par les élus siégeant au conseil d'administration. Ces derniers, soumis au devoir de discrétion, ne peuvent établir un rapport public sur ces entreprises au conseil municipal et leur rôle leur impose de privilégier le bien de l'entreprise et non l'intérêt général de la commune. On voit là aussi que le rôle des acteurs politiques ne va pas toujours dans le sens de l'intérêt de la commune, car ces acteurs sont eux-mêmes « *dépassés par leur fonction de contrôle* ». Les auteurs distinguent un « *surmenage temporel* » – le temps dont ils disposent pour assurer ce contrôle étant généralement limité au regard de leurs autres fonctions –, un « *surmenage au niveau des connaissances* » – l'expertise requise pour assurer ce contrôle étant très étendue – et une « *infériorité structurelle* » – les membres des conseils de surveillance n'étant pas en mesure de contrôler l'entreprise (Sintomer, Herzberg et Houdret 2010, p. 93). Adrien Fender et François-Mathieu

Poupeau font un constat similaire dans l'analyse de l'impact de la libéralisation sur les relations entre une commune allemande et son *Stadtwerk*. Ils montrent qu'une formalisation progressive de ces relations tend à mettre à distance les demandes politiques émanant des conseillers municipaux et que dans le même temps, le maire est renforcé dans une fonction de pilotage stratégique et financier (Fender et Poupeau 2007). Ces différents travaux montrent donc que plus qu'une disparition des acteurs politiques concernant les entreprises publiques locales, on observe une profonde transformation de leur rôle.

Un autre aspect de cette question du contrôle des opérateurs publics locaux porte sur la place des usagers (Pflieger 2003). Le caractère hybride des services de réseaux – à la fois services marchands et services publics – implique en effet que l'utilisateur est conjointement consommateur et citoyen. La libéralisation de ces services conduit à une marchandisation accrue et à une représentation dominante de l'utilisateur consommateur (Coutard et Pflieger 2002). On observe, en dépit de nombreuses expériences de participation des usagers au contrôle des services publics locaux en Europe, par exemple dans le service public de l'eau (Sintomer, Herzberg et Houdret 2010)¹. Cependant, nous n'avons à aucun moment de notre travail observé des expériences de participation dans le contrôle des ELD, qui restent paradoxalement éloignées des citoyens et usagers. On peut faire l'hypothèse que cette situation résulte du mode de construction des tarifs électriques en France, unifiés à l'échelle nationale, qui limite l'intérêt des citoyens pour le contrôle démocratique de l'électricité. À la différence de l'eau, dont les tarifs sont établis à l'échelle des concessions, l'électricité apparaît comme un enjeu national, par exemple dans les débats sur la production d'origine nucléaire (Topçu 2009). Le service public de l'électricité étant considéré comme national, les acteurs locaux demeurent marginalisés et nos travaux de terrain attestent que l'enjeu de la place des usagers et des citoyens est, dans ce service et à l'échelle locale, très secondaire. Pour cette raison, il ne sera pas traité en tant que tel dans la thèse.

Les travaux dont nous venons de rendre compte sont principalement centrés sur le rôle des conseils d'administration et peu sur les réalisations effectives des entreprises et la matérialité des infrastructures. Pourtant, le contrôle des entreprises publiques locales, comme plus largement des firmes d'infrastructures, impacte l'action publique urbaine. Les firmes d'infrastructures sont en effet des acteurs majeurs de la production urbaine. D'où l'intérêt de déplacer le regard sur leurs stratégies pour appréhender leur chevillage avec les projets des gouvernements locaux et la manière dont ces derniers sont en mesure de les réguler dans le cadre de rapports fondamentalement asymétriques (Lorrain 1998, p. 98; Lorrain 2002)².

¹ Depuis 2011 à Berlin, des initiatives visent à faire des citoyens des acteurs centraux des politiques énergétiques urbaines en poussant à la remunicipalisation des réseaux d'énergie ou à la création d'une coopérative d'utilisateurs pour participer directement à la politique énergétique berlinoise. Sur ces initiatives, voir (Blanchet 2015).

² L'intérêt de Dominique Lorrain porte principalement sur les firmes de services urbains qui se structurent à l'échelle internationale. On le voit par exemple avec la série des portraits d'entreprise, initiée en 1999 et publiée dans la revue *Flux*. Elle est rassemblée sur le site de la Chaire Ville de l'École des Ponts ParisTech : <http://www.enpc.fr/node/7946>, consulté le 5 novembre 2014.

Jochen Monstadt s'intéresse quant à lui aux évolutions des *Stadtwerke* allemands – avec Berlin pour étude de cas – et analyse la manière dont l'évolution du statut de ces opérateurs locaux impacte leurs interactions avec les communes dans un cadre sectoriel en recomposition (Monstadt 2007). Il constate une diminution de la capacité de régulation publique des communes sur leurs entreprises publiques locales depuis la libéralisation. Parmi les raisons avancées, les fonctions de contrôle des *Länder* (les gouvernements régionaux) sur les investissements et les tarifs de l'énergie ont été fortement réduites. S'y ajoute que la capacité de régulation liée à la possession d'une part du capital par les communes a été amputée, car la pression accrue de la concurrence et de la nécessaire compétitivité des opérateurs locaux force leurs propriétaires à prendre en compte leurs intérêts économiques (*Ibid.*, p. 335). Cette idée, défendue notamment dans un ouvrage sur l'évolution des stratégies des entreprises publiques allemandes par rapport à la libéralisation (Edeling, Stölting et Wagner 2004), montre que la stratégie des opérateurs n'est pas uniquement liée à leur statut public ou privé, mais dépend aussi de l'environnement plus ou moins concurrentiel dans lequel ils sont positionnés.

Cette démarche est proche de ce que nous souhaitons mettre en œuvre dans cette thèse. Nous considérons les stratégies des opérateurs et leurs interactions avec les collectivités locales comme un volet essentiel de l'analyse de l'action publique urbaine, mais également comme un levier de compréhension de ses recompositions. Pour notre part, nous nous intéressons à des entreprises publiques locales appartenant en majorité aux communes et nous proposons de creuser davantage les relations entre acteurs urbains et villes. Nous plaçons les opérateurs énergétiques au cœur de notre analyse en interrogeant à la fois la manière dont les ELD mobilisent leur territoire de concession pour repositionner leurs activités sectorielles et celle dont les collectivités locales s'appuient, ou pas, sur leurs ELD pour « équiper » leurs actions dans le secteur énergétique. Les recompositions des opérateurs publics locaux nous semblent apporter un éclairage nouveau sur les articulations entre ville et énergie, car elles permettent de questionner l'hypothèse d'une importance croissante de l'échelle urbaine dans les questions énergétiques. Il est donc nécessaire de croiser ces approches du contrôle des entreprises publiques avec une analyse du gouvernement urbain.

2.3.2 Les villes, leurs ELD et le gouvernement urbain

L'évolution des relations que les communes entretiennent avec leurs opérateurs énergétiques s'inscrit dans la continuité de nombreux travaux de science politique, qui interrogent la capacité des autorités publiques urbaines à gouverner les villes, et plus précisément leurs relations avec les acteurs économiques.

Cette question trouve ses origines dans la science politique américaine des années 1950 et 1960 dans laquelle s'opposent les approches élitiste et pluraliste. L'approche élitiste défend l'idée que les villes sont gouvernées par une élite restreinte composée

notamment d'hommes d'affaires (Hunter 1953). L'approche pluraliste souligne à l'inverse le rôle d'un ensemble de groupes, notamment économiques, en concurrence dans les processus de décision concernant les villes (Dahl 1961). Au-delà de leurs divergences, ces travaux font entrer les acteurs économiques privés dans l'analyse de la régulation des sociétés urbaines. De son côté, la science politique française – très institutionnaliste et stato-centrée – a eu des difficultés à penser la question du gouvernement des villes indépendamment de l'État jusqu'à la décentralisation des années 1980¹.

On trouve cependant une réflexion sur l'objet local en sociologie. La sociologie urbaine marxiste s'intéresse à la place des acteurs économiques et aux logiques de pouvoir sous l'angle des conflits de classe (Castells et Godard 1974; Topalov 1974; Lojkine 1977), ce qui la conduit à une prise en compte limitée des spécificités de l'échelle urbaine, laquelle est appréhendée comme le reflet et le réceptacle de conflits économiques dont les déterminants se sont pas spécifiquement urbains². La sociologie des organisations s'intéresse quant à elle au local pour caractériser un fonctionnement de l'administration applicable à l'ensemble du territoire (Crozier et Thoenig 1975; Grémion 1976). L'échelle locale est analysée ici dans le cadre de ses interactions avec l'échelle nationale, dans un questionnement essentiellement structuré autour de la dépendance centre-périphérie.

Les travaux qui abordent l'échelle locale comme un lieu de recherche prennent progressivement en compte sa spécificité et le constituent en objet de recherche (Briquet et Sawicki 1989). Par exemple, Albert Mabileau et Claude Sorbets étudient les « *systèmes d'action municipaux* » de vingt-deux villes moyennes entre 1977 et 1983 (Mabileau et Sorbets (eds.) 1989), tandis que Philippe Garraud analyse la carrière politique des maires urbains (Garraud 1989) et Dominique Lorrain la structuration des organisations politico-administratives municipales (Lorrain 1977; Lorrain 1987; Lorrain 1990). La sociologie des organisations contribue alors à ce renouveau de l'échelle locale et interroge la fragmentation des acteurs impliqués dans l'action publique territoriale et l'hétérogénéité des enjeux et des territoires. On peut inscrire les travaux d'Olivier Borraz dans cette démarche, qui montre que pour comprendre l'évolution du gouvernement municipal, celui-ci ne doit pas être appréhendée comme un bloc monolithique, mais au contraire comme un ensemble éclaté et traversé de tensions (Borraz 1994; Borraz 1995). Dans un article datant de 1977, Bruno Jobert et Michèle Sellier mettent en évidence la spécificité de l'administration des grandes villes au regard de la nécessité accrue de coordination liée au mouvement d'urbanisation. Ils distinguent trois types de gestion : un type bureaucratique en crise et deux formes de réaction,

¹ Par une approche socio-historique, Renaud Payre explique que l'absence de travaux sur l'objet du pouvoir urbain dans la science politique française ne relève pas d'une nouveauté de l'objet en lui-même, mais d'une tradition stato-centrée de la discipline. Plus largement, il présente la structuration progressive des travaux de gouvernement urbain (Payre 2008). La sociologie des organisations a dès la fin des années 1960 démontré que les acteurs locaux étaient parties prenantes de la décision dans des jeux complexes de prise de décision et de légitimité à toutes les échelles. Olivier Borraz démontre que le gouvernement municipal ne date pas de la décentralisation et que l'on observe une capacité politique dans les villes dès la fin du 19^e siècle (Borraz 2000).

² On peut noter des nuances dans la manière d'aborder la question dans cet ensemble. Pour une présentation de ces différences, voir (Preteceille 1989).

par une dépendance accrue aux normes nationales ou par une logique innovante marquée par une autonomisation des communes de la tutelle étatique (Jobert et Sellier 1977). Dans cette continuité, Dominique Lorrain met en évidence la montée en puissance des villes à partir des années 1960. Les services municipaux se développent alors fortement et l'administration républicaine décrite par la sociologie des organisations cède la place à une nouvelle gestion inédite, contractuelle et décentralisée qui s'impose dans les années 1980, avec des élus coproducteurs des politiques publiques et adossés à de grandes organisations publiques locales (Lorrain 1991).

Cette évolution rend nécessaire de décrire finement les structurations institutionnelles. Les communes ont différents rôles vis-à-vis de leur ELD, portés par des acteurs distincts. L'ouverture de la boîte noire des systèmes politico-administratifs est indispensable pour comprendre la manière dont les communes abordent leur ELD et sont en mesure de contrôler et de les piloter. Premièrement, un rôle d'actionnaire unique ou majoritaire. Les communes disposant d'ELD en sont propriétaires, ou actionnaires majoritaires lorsqu'elles ont un statut de SEML. Ceci implique, d'une part, qu'elles nomment le président du conseil d'administration de l'ELD, souvent un élu municipal, et disposent d'une majorité d'administrateurs qui valident les décisions stratégiques de l'entreprise et, d'autre part, un intérêt pour les résultats financiers et le versement des dividendes. Deuxièmement, un rôle d'autorité organisatrice de leur ELD. Les communes possèdent les réseaux d'énergie, dont elles délèguent la gestion à l'entreprise contre une redevance tout en contrôlant les investissements et la qualité des réseaux. Ce rôle est principalement assuré par les services en charge du contrôle technique et financier de l'ELD. Enfin, un troisième rôle est apparu plus récemment, celui d'initiatrice de politique énergétique locale, porté par les services en charge de l'urbanisme et des questions énergétiques. En lien avec l'urbanisation de la question énergétique, il impacte les équilibres traditionnels entre les rôles d'actionnaire majoritaire et d'autorité organisatrice. Ces rôles sont incarnés au sein des communes par des élus et des services distincts. Analyser la capacité de pilotage des villes dans un questionnement de science politique locale implique d'interroger les équilibres et tensions entre ces différents rôles.

On observe à la fin des années 1990 et au début des années 2000 une opposition entre ces travaux en termes de gouvernement urbain, à forte dimension institutionnelle, centrés sur les acteurs politiques et administratifs, et ceux en termes de gouvernance urbaine, qui sont centrés sur la coordination entre un ensemble d'acteurs urbains beaucoup plus vaste. Ces derniers s'inspirent notamment des travaux britanniques sur la gouvernance urbaine (Stoker 1995). Ils s'intéressent à la perte de centralité de l'État et au développement de nouveaux échelons de gouvernement, notamment urbains. Cette perte de centralité est articulée à la multiplication des acteurs impliqués dans l'action publique urbaine et à la fragmentation des systèmes locaux. Patrick Le Galès appréhende la ville comme acteur collectif, dépassant une approche de l'action publique locale uniquement centrée sur les acteurs politiques et institutionnels. La question centrale que posent les travaux s'inscrivant

dans une approche de gouvernance urbaine est celle de la régulation des sociétés urbaines (Le Galès 1995), par exemple autour de la mobilisation de différents acteurs pour construire des projets urbains partenariaux et ainsi capter des ressources (Pinson 2006; Pinson 2009). On peut noter une similitude avec le champ ouvert par les questionnements en termes de gouvernance énergétique urbaine (Rutherford et Jaglin 2015), notamment du fait de leur volonté de dépasser une analyse centrée sur les acteurs majeurs des politiques énergétiques, régulateurs étatiques et opérateurs nationaux. Ces apports sont importants pour nous, car ils permettent de penser l'action publique non plus strictement comme émergent des acteurs institutionnels et de s'interroger sur leur place dans une action publique plus fragmentée¹.

Cette mise en évidence du fait que l'action publique locale ne se résume pas à celle des élus locaux et de leurs services accentuée par l'approche de la gouvernance constitue un fondement de notre recherche. Nous considérons en effet que les ELD contribuent à l'action publique locale, comme toute une galaxie d'acteurs qui s'implique dans des actions énergétiques urbaines. Usagers, associations environnementales, entreprises énergétiques, du bâtiment, de l'aménagement et promoteurs sont ainsi de potentiels coproducteurs de l'action publique. Pour autant, notre position de recherche s'inscrit dans la continuité des travaux du gouvernement urbain. Cette thèse est en effet centrée sur l'objectif d'analyser la capacité à gouverner que conservent les acteurs politiques et administratifs urbains, le gouvernement des villes étant défini comme « *la capacité des autorités locales à mettre en œuvre de manière autonome, du fait de leur initiative, des dispositifs d'action publique contribuant à la régulation des sociétés urbaines* » (Payre 2008, p. 7). Notons qu'étudier la capacité des acteurs politico-administratifs locaux à réguler les sociétés urbaines ne présume en rien de cette capacité effective (Joana 2000, p. 6-7). Nous voulons examiner plus spécifiquement l'évolution des relations du binôme d'acteurs ELD/municipalité en prenant « *le politique comme point de vue à partir duquel sont examinées ces transformations* » (Payre 2008, p. 61-62). Ceci implique de s'intéresser à l'évolution des activités politiques des élus locaux au regard du rôle des opérateurs de services urbains. Ce rôle interroge en effet la capacité des élus à maîtriser politiquement l'externalisation de certaines de ces activités et à coordonner les intérêts des différents acteurs urbains par de nouveaux instruments, et notamment de projets territoriaux (*Ibid.*, p. 63-64). Cette focale nous amène à une distinction sur nos objectifs de recherche avec les travaux de gouvernance énergétique urbaine alliant analyse des acteurs et des infrastructures. Nous ne cherchons en effet pas à mettre en évidence et à analyser le rôle de l'ensemble des acteurs dans la gouvernance énergétique urbaine, mais à examiner la

¹ L'approche en termes de gouvernement urbain reproche aux travaux sur la gouvernance urbaine d'avoir importé cette notion développée pour décrire la situation britannique de reprise de contrôle du gouvernement central sur les villes et l'augmentation du rôle des différents opérateurs de services urbains au cours des années 1990. Appliquer ce terme aux villes françaises, qui sont au contraire dans un processus d'accroissement de leurs compétences avec la décentralisation, donne l'impression d'une convergence européenne, alors que la régulation des services urbains reste fortement marquée par les spécificités nationales (Lorrain 1998, p. 87-88). En outre, le constat de la perte de centralité de l'État n'est pas partagé dans le cas français, celui-ci restant un acteur central du politique (Lefèvre et Jouve 1999).

manière dont l'implication énergétique des territoires urbains, selon des processus fragmentés et multi-niveaux, recompose la relation entre les villes et les ELD.

Cette approche s'inscrit dans la continuité de ce que propose Dominique Lorrain, qui s'attache à décrire les organisations municipales et l'évolution des arrangements institutionnels qu'elles construisent pour analyser l'évolution de l'action publique urbaine (Lorrain 2000). Il met en évidence une diversification des institutions municipales, caractérisées par leur secteur paramunicipal, leur nouveau rapport aux firmes autour de la gestion déléguée et leur appartenance à des structures intercommunales. D'où la nécessité d'étudier les interactions entre villes et firmes de services urbains, marquées par une asymétrie structurelle, car les municipalités délèguent des missions à des entreprises qui disposent de compétences bien plus importantes qu'elles dans le domaine concerné (*Ibid.*). « *La vraie valeur ajoutée du gouvernement local dans des situations d'asymétrie structurelle réside dans sa capacité à intégrer. Son apport réside moins dans le développement de contrôle visant à cadenciser des partenaires que dans la mise en place de coordinations qui permettent de faire converger les efforts. Cette capacité de coordination entre les institutions municipales d'une même aire urbaine et par rapport aux délégataires de service public constitue certainement la première condition de toute action stratégique.* » (*Ibid.*, p. 37-38)

Nous analyserons la manière dont les acteurs politiques urbains et leurs services peuvent piloter leur ELD pour mettre en œuvre des politiques énergétiques urbaines. Notre questionnement relève donc davantage d'une analyse du « *gouvernement énergétique urbain* » que de la gouvernance énergétique urbaine.

3 Démarche de la recherche

3.1 Sujet et posture de recherche

Le croisement de ces différents cadres d'analyse nous a permis d'affiner notre question de départ sur l'intérêt des ELD pour les communes et sur l'hypothèse de leur renouveau comme outil de politique énergétique locale. Suite aux apports des travaux précédents, notre recherche porte ainsi sur la manière dont les opérateurs énergétiques d'infrastructures participent à l'élaboration et à la mise en œuvre des politiques énergétiques dans les territoires et sur la capacité des acteurs politiques urbains à les piloter en ce sens. Nous distinguons dans ce sujet deux questions de recherche principales. Il s'agit d'interroger, d'une part, la place que l'échelle urbaine occupe dans les stratégies d'entreprises des ELD et, d'autre part, la capacité des acteurs politiques urbains à piloter leurs ELD en fonction des politiques énergétiques qu'ils élaborent.

Pour répondre à ces questions de recherche, nous accorderons une importance équivalente au rôle des acteurs et aux infrastructures, entendues comme les réseaux

techniques et leur matérialité, mais incluant plus largement les dispositifs juridiques, réglementaires et économiques permettant leur fonctionnement. La portée de cette dernière dimension, bien que cette thèse s'inscrive dans le champ de l'urbanisme et de l'aménagement de l'espace, s'est confirmée dès nos premiers contacts avec les interlocuteurs de terrain et notamment les représentants d'ELD. L'électricité est un système technique complexe, incluant des mécanismes de régulation spécifiques. Bien que ces derniers ne constituent pas le cœur de nos questionnements, il s'est révélé indispensable d'en comprendre les rouages, car ils contraignent fortement les ELD et déterminent leurs activités. Analyser les actions énergétiques urbaines à partir des opérateurs implique donc de développer une connaissance intime des enjeux technico-économiques du secteur de l'énergie de l'échelle européenne à l'échelle urbaine. Nous y ajoutons la dimension du temps long. Les ELD et le service public de l'électricité ont une histoire qui influence fortement les décisions actuelles. En effet, le présent est constitué d'éléments sédimentés qui se transforment en routines : les équilibres des différentes composantes des systèmes énergétiques se sont structurés dans la durée. Pour autant, il ne s'agit pas de considérer cet ensemble de dispositifs de manière univoque et déterministe, mais bien de comprendre les liens de dépendance réciproque qui se construisent dans la durée. Cette approche sur le temps long s'inscrit dans la continuité des travaux sur les grands systèmes techniques, qui mettent en évidence l'inertie de ces systèmes marqués par la dépendance aux choix antérieurs (Hughes 1983; Summerton (ed.) 1994; Coutard (ed.) 1999; Hommels 2005). Elle nous permettra de comprendre les dynamiques historiques et l'évolution de la place des ELD dans le secteur et par rapport aux collectivités locales.

Ces choix nous permettent d'aborder la question du pilotage des ELD par les communes en cernant l'épaisseur des positionnements et des stratégies des acteurs étudiés. Nous traiterons cette question de la capacité de pilotage des communes par une approche centrée sur les acteurs politiques urbains. Au-delà des formes de contrôle, nous verrons si l'on peut considérer que les ELD sont des outils de gouvernement énergétique urbain, c'est-à-dire si l'on observe un pilotage autour d'objectifs définis par les communes et s'inscrivant dans une politique énergétique urbaine.

3.2 Les méthodes de la recherche

Pour répondre aux questions de notre thèse, nous avons choisi d'étudier des ELD ayant la caractéristique de desservir des territoires urbains¹ au moyen d'une recherche qualitative. Celle-ci repose sur des choix méthodologiques structurants.

¹ Cette thèse ne vise pas à étudier l'ensemble des ELD, ni à rendre compte de leur diversité. Elle ne répondra donc pas à des interrogations au sujet de la diversité des ELD et n'inclura pas les structures rurales et/ou de tailles plus réduites. Nous considérons cependant qu'elle fait émerger des questionnements communs à l'ensemble des ELD.

Nous nous sommes appuyée sur des méthodes qualitatives basées sur des entretiens semi-directifs pour comprendre les jeux entre acteurs, les rapports de pouvoir à différentes échelles. Quatre-vingt-treize entretiens semi-directifs ont été réalisés (cf la liste en annexe). Ils constituent le principal matériau de cette recherche. Nous nous sommes essentiellement concentrée sur les interactions entre ELD et la régulation nationale d'une part, et sur les interactions entre ELD et secteur public local d'autre part. Nous avons interviewé des représentants des associations nationales des ELD, ainsi que des représentants d'EDF et d'ERDF pour comprendre leur positionnement sectoriel. Au plan local, ces entretiens à Grenoble et Metz sont centrés sur les acteurs politiques et administratifs communaux et sur les cadres des ELD qui interagissent avec ces derniers. Nous avons été particulièrement attentifs à entrer dans la diversité des interactions construites entre ELD et communes, les deux organisations principales de ces systèmes énergétiques territorialisés. Sur certains aspects, nous avons élargi le champ des acteurs étudiés pour voir l'influence des autres collectivités territoriales.

Les entretiens réalisés sont anonymes et confidentiels. Cet engagement pris lors des entretiens a permis d'obtenir une parole plus libre et ainsi davantage d'informations de la part des interviewés. Il nous oblige à ne pas indiquer nommément les personnes interrogées lorsque nous nous référons à ces entretiens. C'est pourquoi nous avons choisi de nous référer au titre des personnes interviewées. Nous les intégrons dans un ensemble plus vaste pour garantir qu'elles ne soient identifiables tout en permettant l'information la plus précise possible, la position des interviewés étant importante pour comprendre leurs réponses. Ce choix peut entraîner des difficultés, mais il a été guidé par la volonté de gérer le mieux possible la tension entre anonymat et qualité de l'information.

Nous avons en parallèle analysé une littérature grise importante (documents internes et de communication, rapports d'activité, etc.), qui nous a permis de comprendre le fonctionnement historique du secteur électrique, mais aussi et surtout ses évolutions actuelles en lien avec la libéralisation, ainsi que la manière dont GEG et UEM ont fait évoluer leurs stratégies d'entreprise.

Pour construire notre regard sur le temps long, nous nous sommes appuyée sur les nombreuses recherches réalisées sur l'histoire de l'électricité en France (Picard, Beltran et Bungener 1985; Caron et Cardot (eds.) 1991; Lévy-Leboyer et Morsel (eds.) 1994; Association pour l'histoire de l'électricité en France 1996; Poupeau 1999), ainsi que plus spécifiquement sur les ELD (Fernandez 1994; Panzarella-Deschizeaux 1986; Porte 1986). Les travaux sur les ELD étant limités, nous les avons complétés par l'étude d'archives concernant plus spécifiquement leur régulation. La Fédération nationale des collectivités concédantes et des régions nous a donné accès à ses archives sur les négociations qu'elle a menées au nom des ELD à l'échelle nationale au cours de la période monopolistique.

À ces différents éléments, nous avons ajouté de nombreuses discussions informelles liées à la participation à des colloques, et notamment aux Rencontres nationales des ELD –

rencontres annuelles lors desquelles les cadres des ELD traitent principalement de leurs enjeux techniques et sectoriels – qui ont permis beaucoup d’échanges. Nous avons présenté à plusieurs reprises en 2014 les résultats de ces travaux : principalement à l’ANROC, une des associations représentant les ELD dans les négociations sectorielles, et lors des Rencontres nationales des ELD¹. Ceci nous a permis d’obtenir des retours et de discuter ces résultats avec les acteurs du terrain. Nous avons ainsi porté une attention particulière à la confrontation des résultats empiriques et de nos analyses avec les acteurs concernés.

3.3 Deux études de cas : Metz et Grenoble

Notre questionnement de recherche conduit à une analyse fine des interactions entre ELD et acteurs sectoriels ainsi qu’acteurs politiques et administratifs municipaux pour déterminer l’existence et la forme de gouvernements énergétiques urbains. Nous avons construit de ce fait notre travail empirique autour d’une comparaison entre deux ELD : Gaz Électricité de Grenoble (GEG) qui distribue de l’électricité et du gaz à Grenoble et UEM² qui distribue de l’électricité et de la chaleur à Metz³.

UEM est l’ELD de la Ville de Metz, qui comprend 119 962 habitants, dans une aire urbaine de 389 529 habitants en 2011⁴. Créée en 1901 dans un contexte allemand, l’Usine d’Électricité de Metz assure la distribution et une partie de la production d’électricité dans le territoire de la ville de Metz. Bien que la ville en soit intégralement propriétaire, des contrats de concessions sont signés entre la ville et d’autres communes de l’aire urbaine et plus largement. Ainsi, UEM dessert aujourd’hui un territoire de 142 communes du département de la Moselle en électricité et gère le réseau de chauffage urbain sur la ville de Metz. Conservée par la ville lors du rattachement de la Moselle à la France ainsi qu’au moment de la nationalisation, UEM dispose d’un statut de régie jusqu’en 2008, date à laquelle elle est transformée en SEML. Elle est présentée par le maire actuel comme un outil de politique énergétique majeur de la ville, qui y voit notamment un moyen d’augmenter la part d’énergies renouvelables dans le mix énergétique de la ville.

GEG dessert la Ville de Grenoble en gaz et électricité. La ville de Grenoble comprenait 157 424 habitants dans une aire urbaine de 675 122 habitants en 2011⁵. Créée en 1903, l’ELD est conservée à la nationalisation. Le maire de Grenoble transforme l’ELD en SEML dès 1986, faisant entrer la Lyonnaise des Eaux dans le capital et s’investissant

¹ Gabillet Pauline, « Les ELD, des repositionnements stratégiques entre libéralisation et transition énergétique », *Commission permanente de l’ANROC*, Paris, 8 juillet 2014 ; Gabillet Pauline, « Repositionnements stratégiques des ELD entre libéralisation et transition énergétique », *Rencontres nationales des ELD*, Strasbourg, 15 octobre 2014.

² UEM était l’acronyme d’Usine d’Électricité de Metz. Ce n’est plus un acronyme depuis sa transformation en SEML en 2008.

³ Nous n’avons pas choisi Électricité de Strasbourg, la plus grosse ELD française, car cette dernière est spécifique dans la mesure où elle appartient à 88 % à EDF.

⁴ Selon les chiffres de l’Institut national de la statistique et des études économiques.

⁵ Ibid.

fortement en faveur de l'ouverture des marchés. Moins orientée dans une stratégie productrice, l'ELD est en revanche beaucoup plus active sur le front de l'ouverture des marchés pendant une première période et se positionne de manière plus offensive, y voyant des opportunités de croissance. L'équipe dirigeante de GEG a depuis fait marche arrière et préfère un renforcement de l'ancrage local, par une extension de sa stratégie dans un périmètre principalement circonscrit à la région, et par un renforcement de ces relations avec la ville. Outre cette ELD, la ville de Grenoble dispose d'une seconde SEML d'énergie, la Compagnie de chauffage intercommunale de l'agglomération grenobloise (CCIAG), qui assure la gestion du réseau de chauffage urbain à Grenoble ainsi que six autres communes de l'agglomération.

Ce choix d'UEM et de GEG répondait initialement à la volonté de comparer deux situations distinctes. Au début de nos recherches, ces deux ELD nous avaient été présentées par les acteurs du secteur énergétique – tant pour des représentants d'ERDF que des ELD – comme deux modèles distincts du fonctionnement des ELD, se légitimant principalement pour UEM sur l'importance de sa légitimité technique et pour GEG sur sa proximité avec les acteurs politiques locaux. Nous avons donc choisi deux cas à dimension idéal-typique pour distinguer les variables explicatives du positionnement d'ELD plus ou moins fortement dans cette articulation entre dimension plus ou moins sectorielle et territoriale. L'objectif était de comparer deux modèles de grandes ELD urbaines pour comprendre les spécificités de leur positionnement face à la libéralisation et aux injonctions croissantes aux enjeux énergéto-climatiques. Cependant, au vu des données de terrains recueillies, ces deux cas se sont avérés peu différents, ou du moins les différences ne nous sont pas apparues comme suffisamment significatives pour en faire un point central d'articulation.

Après cette déception initiale, nous avons finalement considéré qu'il était d'autant plus intéressant de montrer que ces deux ELD, qui s'inscrivent dans des contextes historiques, politiques et urbains très différents, ont des stratégies convergentes. La démonstration amenée dans cette thèse est d'autant plus solide qu'elle montre un mouvement général. Cette thèse montre donc que l'on observe – même dans des cas aux spécificités territoriales fortes – des recompositions similaires du fonctionnement des ELD urbaines.

3.4 Architecture de la thèse

Dans un premier mouvement de cette thèse, nous interrogerons la place que l'échelle urbaine occupe dans les stratégies d'entreprise des ELD. Pour cela, dans la première partie de notre travail, nous verrons que, bien qu'opérateurs énergétiques locaux, les ELD dépendent fortement d'équilibres sectoriels construits à l'échelle nationale. La régulation du service public de l'électricité, initialement organisée localement, est devenue un enjeu d'échelle nationale, ce dès les années 1920-1930, puis de manière croissante lors la période monopolistique qui s'enclenche avec la nationalisation de 1946. La libéralisation n'a pas

remis en cause cette organisation principalement nationale. Cette dépendance nous amènera à analyser la manière dont les ELD sont progressivement parvenues à obtenir des adaptations technico-économiques au sein du modèle énergétique, dans un environnement qui ne leur était pas favorable, assurant le maintien d'une majorité d'entre elles. Malgré un maintien d'une organisation politique centralisée avec la libéralisation, cette niche sectorielle est remise en cause avec la libéralisation, ce qui oblige les ELD à trouver de nouveaux relais de croissance.

Dans la seconde partie de cette thèse, nous montrerons qu'en réaction à cette recomposition de leur modèle économique, les ELD adaptent leurs stratégies d'entreprise et élaborent un positionnement de plus en plus territorial. Elles se saisissent d'opportunités économiques principalement construites à l'échelle nationale dans des politiques incitatrices valorisant des projets territoriaux. Cette adaptabilité va de pair avec un confortement de leur ancrage territorial historique, et s'appuie sur des interactions principalement avec les communes dans des appels à projets, mais aussi, de manière plus récente, avec les autres collectivités territoriales. D'acteurs essentiellement orientés vers des logiques sectorielles d'ordre national, les ELD contribuent donc de plus en plus à des actions énergétiques urbaines.

Pour autant, et c'est le second mouvement de notre thèse, cette orientation stratégique des ELD valorisant l'échelle urbaine n'en fait pas pour autant des outils de politique énergétique urbaine, ce qui supposerait une maîtrise par les acteurs politiques municipaux en fonction de leurs objectifs énergétiques. Il s'agit donc de s'interroger sur la capacité des acteurs politiques urbains à piloter leur ELD en fonction des politiques qu'ils élaborent. Nous nous intéresserons ainsi dans la troisième partie de cette thèse à la manière dont les villes mettent à l'agenda la question énergétique dans leur action publique urbaine de manière progressive et hétérogène. Plus que des politiques énergétiques locales unifiées, on observe une somme d'actions énergétiques urbaines portées par des acteurs, qui développent au sein des communes une approche des enjeux d'énergie-climat dans une dimension urbaine.

Cette construction de l'énergie comme enjeu politique local remet en cause une approche jusque-là essentiellement économique et industrielle du pilotage des ELD. Les acteurs politiques et administratifs urbains sensibles aux questions d'énergie-climat ont cependant des difficultés à intégrer leurs préoccupations énergético-climatiques dans le pilotage stratégique et ont des difficultés à influencer la relation avec l'ELD à partir des objectifs définis dans ce cadre. Nous verrons que leur articulation se construit par contre de manière beaucoup plus forte sur le plan opérationnel dans le cadre de projets urbains. Les acteurs politiques urbains et les ELD trouvent un intérêt commun, principalement dans les réponses à appels à projets, tout en n'étant pas exempt de conflits et de rapports de force. Si bien que l'on observe une co-construction des actions énergétiques urbaines plus que le pilotage par les villes des ELD comme des outils à leur disposition.

Première partie

Les ELD : des structures locales, mais un fonctionnement technico-économique contraint par l'échelle nationale

Les ELD sont des structures appartenant à des communes ou à des syndicats intercommunaux, dont le cœur d'activités est la distribution d'électricité dans le territoire de leurs propriétaires. Depuis les années 2000, elles paraissent en adéquation avec des dynamiques de « *décentralisation énergétique* », valorisant l'échelle locale pour répondre aux objectifs à caractère environnemental et climatique. Nous avons cependant rapidement observé, lors des terrains réalisés à Grenoble et à Metz, l'importance des mécanismes définis à l'échelle nationale sur leurs équilibres technico-économiques. C'est pourquoi nous allons dans cette première partie nous attacher à comprendre la manière dont les ELD sont imbriquées dans le secteur énergétique, dont le secteur électrique est la principale composante.

Une approche sur le temps long – depuis le début du 20^e siècle – nous permet de saisir la manière dont les ELD se sont construites dans la durée comme acteurs du secteur électrique et entreprises communales. Pour appréhender leur position actuelle dans le secteur, nous allons analyser leur histoire, dans laquelle elles puisent de nombreux éléments de leur identité et de la construction de leur légitimité. Ce choix s'inscrit dans la continuité des travaux sur les *large technical systems*, qui considèrent que ces systèmes sociotechniques sont marqués par une forte inertie (Hughes 1983; Summerton 1992) et par des choix qui se juxtaposent dans la durée et qui conditionnent les décisions suivantes (Hommels 2005).

Nous allons démontrer dans cette partie qu'à travers toute leur histoire, les ELD ont façonné leur positionnement dans des interactions fortes avec les autres opérateurs du secteur énergétique. Elles sont imbriquées depuis leur création, au début du 20^e voire la fin du 19^e siècle, dans le secteur énergétique français qui s'est progressivement organisé de manière centralisée à l'échelle nationale, avec de surcroît une influence croissante de l'échelle européenne depuis l'ouverture des marchés à la concurrence. La contrainte économique pesant sur les ELD se renforce et est marquée par la valorisation croissante des ELD urbaines de grande taille, au premier rang desquelles on retrouve GEG et UEM. Au regard de l'économie politique des ELD, leur espace local n'est pas compréhensible sans le secteur national, mais de quelles marges d'autonomie disposent-elles ?

Nous nous intéressons d'abord aux caractéristiques des choix de gestion directe des réseaux d'électricité. Plus particulièrement, nous examinons la construction du fonctionnement technico-économique des ELD et leurs interactions avec des entrepreneurs énergétiques privés extérieurs au territoire lors de la première moitié du 20^e siècle. Nous verrons que les ELD ont été progressivement enchâssées dans un système national et des logiques sectorielles qui ont largement déterminé leur modèle économique et technique (chapitre 1).

Bien que les ELD aient été épargnées par la nationalisation institutionnelle de 1946, leur cadre de régulation est façonné à l'échelle nationale par EDF et l'État, dont la tutelle est représentée par le ministère de l'Industrie et celui de l'Économie et des Finances. Les ELD travaillent par leurs associations à assurer la prise en compte de leur spécificité. Elles y

parviennent à la marge, mais dans un fonctionnement davantage encadré que dans la période précédente (chapitre 2).

L'organisation centralisée se maintient, malgré l'ouverture des marchés enclenchée par la directive européenne de 1996 et transposée dans la législation française en 2000. La régulation du service public de l'électricité, reste nationale et le fonctionnement sectoriel verrouillé. Si, au cours de la première période de la libéralisation, la centralisation du secteur protège les ELD – ces dernières étant toujours considérées comme des structures dérogatoires par EDF – celles-ci sont davantage en danger depuis 2010 et l'augmentation de la concurrence effective dans le secteur, qui leur impose de légitimer leur existence par des arguments plus économiques que politiques (chapitre 3).

Chapitre 1

La gestion directe, un choix local progressivement enserré dans des dynamiques sectorielles nationales (fin 19^e siècle – 1946)

Nous allons dans ce chapitre caractériser la manière dont des choix locaux de gestion directe ont émergé dans un secteur à dominante privée. Nous mobilisons pour cela les nombreux travaux d'historiens qui ont traité de la période allant des débuts de l'électrification à la nationalisation de 1946. Ils seront notre principale source pour comprendre ces situations locales résultant de choix politiques volontaires et marginaux. Bien qu'inscrites dans des dynamiques locales fortes, les expériences de gestion directe s'intègrent dès l'origine dans des interdépendances vis-à-vis d'acteurs énergétiques extérieurs à leur territoire de distribution. Ceci nous amènera à analyser les caractéristiques de leur intégration dans un secteur qui se construit progressivement à l'échelle nationale. Nous verrons comment la nationalisation – qui constitue le point d'orgue du processus d'organisation du secteur à l'échelle nationale – conduit à transformer les ELD en structures dérogatoires dans le système électrique français.

1 La gestion directe dans le développement des réseaux d'électricité, un choix minoritaire

À partir de la fin du 19^e siècle, le service public de l'électricité se construit au cœur d'interactions entre communes et entrepreneurs privés. Un retour sur cette période permet de comprendre la construction de ces choix de gestion publique minoritaires dans un secteur à dominante privée.

1.1 L'origine locale et privée des réseaux d'électricité : fin 19^e – début 20^e siècle

Les premiers réseaux électriques sont développés dès le début des années 1880¹ et desservent des territoires réduits (Beltran 1986, p. 82; Poupeau 2004a, p. 7). L'éclairage est l'usage initial de l'électricité, parfois en remplacement du gaz. Les premiers lieux électrifiés sont les usines, les gares, les grands magasins, mais aussi les lieux d'exposition et de loisirs (Morsel 1991a; Beltran 1986, p. 88-91). Dans sa thèse, Alexandre Fernandez décrit la diffusion de l'électricité par l'éclairage à Bordeaux à partir du cœur du centre urbain, autour des grands commerces et des cafés (Fernandez 1994). En général, une centrale

¹ Pour une histoire du système technique de l'électricité, voir (Caron et Cardot (eds.) 1991).

hydroélectrique ou thermique est construite à proximité des lieux de consommation et un réseau de distribution amène l'électricité aux clients à l'échelle de quelques quartiers (Poupeau 2007, p. 602). Le début du 20^e siècle voit le marché de l'électricité se développer du fait de l'émergence de réseaux de transports urbains à traction électrique (Morsel 1991a, p. 523).

Les réseaux électriques forment des îlots, dissociés les uns des autres, principalement parce que le transport de l'électricité sur une distance importante génère des pertes techniques importantes et que les zones comprenant des industries et des commerces sont plus rentables à raccorder. Ces premiers réseaux sont majoritairement urbains, sur des zones denses, mais ils peuvent aussi être centrés sur une source de production, notamment hydroélectrique, autour de laquelle se développent des industries. C'est le cas dans les Alpes, où des filières de production en électrochimie et en électrometallurgie, très dépendantes de l'électricité, s'installent à proximité de sources de production hydroélectriques (*Ibid.*, p. 624-634)¹. Chaque îlot utilise des techniques diversifiées. Par exemple, on observe, selon les concessions, l'usage du courant alternatif ou continu (Beltran, 1986). Il en découle une segmentation territoriale importante et un maillage incomplet du territoire, avec une priorité au raccordement des zones rentables.

Ce développement de la distribution d'électricité s'inscrit dans un mouvement plus large de définition progressive de l'intervention des communes concernant les services urbains. Des services publics sont organisés localement par des interactions entre inventeurs et collectivités locales (Bezançon 1998, p. 14-19). Dès les années 1840-1860, des services en réseau d'approvisionnement en eau et en gaz s'étendent dans les communes urbaines. Ils résultent des négociations entre des entrepreneurs qui cherchent à acquérir les concessions de distribution et les élus locaux, ayant en charge la demande sociale de leurs administrés. L'importance croissante de ces services techniques dans l'économie urbaine au début du 20^e siècle, et surtout au cours des années 1920, amène les communes à développer une expertise spécifique, que Pascal Griset et Alexandre Fernandez qualifient d'« *ingénierie municipale* ». Les communes montent en compétence concernant ces services urbains, ce qui peut conduire, en fonction des situations nationales et locales, jusqu'à la gestion directe (Griset et Fernandez 2007, p. 8-9).

1906 est une date clé concernant l'intervention des communes dans la distribution d'électricité. Jusque-là, le régime juridique du développement de réseaux d'électricité est celui des permissions de voirie. Les communes sont peu impliquées, car la permission de voirie ne peut contenir de dispositions commerciales concernant l'exploitation des réseaux (Bezançon 1998, p. 89). La stratégie de développement et le risque économique restent donc

¹ « Produire de l'énergie, dans des vallées étroites, perchées et loin de tout, n'avait de sens que si l'on savait pour qui ou pourquoi on produisait. Avant l'ère des transports à moyenne ou longue distance l'hydroélectricité était destinée uniquement aux industries qui avaient besoin de courant de manière particulière et qui acceptaient, pour des raisons d'économie, de venir s'implanter dans ces régions déshéritées. » (Morsel 1991a, p. 625).

le fait des entreprises (Morsel 1991a). Avec la loi du 15 juin 1906, la distribution d'électricité devient un service public local. Les communes, autorités concédantes, deviennent propriétaires des réseaux de distribution et il leur incombe de décider du mode de gestion. Elles peuvent se charger de l'exploitation des réseaux en direct (dans leurs services municipaux ou par une régie) ou la concéder à des sociétés privées. Cette loi valide le rôle central que les communes ont commencé à assurer dans le service public de l'électricité et en clarifie les contours économiques et juridiques.

La concession devient le cadre du déploiement des réseaux d'électricité. La grande majorité des communes choisit de concéder le service public local de l'électricité à des entrepreneurs privés¹. Ainsi, à côté des 20 000 concessions estimées dans l'entre-deux-guerres, il n'existe que 250 régies (Picard, Beltran et Bungener 1985, p. 11). Cet usage de la concession comme mode de contractualisation des services publics s'inscrit dans une longue tradition en France, qui se développe tout particulièrement au 19^e siècle, « *le siècle de la gestion privée des services publics* » (Bezançon 1998, p. 37-63)². Des entrepreneurs privés démarchent les communes pour obtenir une concession et construire un réseau, l'exploiter et vendre de l'électricité dans le territoire municipal. Une fois la concession obtenue suite à une négociation du contrat et du cahier des charges avec la commune, l'entrepreneur devenu concessionnaire construit les ouvrages à ses frais et se rémunère directement auprès des clients du service par les tarifs. La commune contrôle la bonne application du contrat et, au terme de la concession, devient propriétaire des ouvrages.

La confirmation du rôle des communes concernant la distribution d'électricité par la loi de 1906 va de pair avec un désintérêt de l'État pour cette activité et pour sa régulation (Lévy-Leboyer et Morsel (eds.) 1994; Poupeau 2004a; Poupeau 2007, p. 603). Peu présent, ce dernier considère que la distribution d'électricité relève des communes. Cependant, il n'est pas pour autant totalement absent et « *intervient lorsqu'il s'agit de faire respecter les droits des concessionnaires, de résoudre les conflits sur les hausses de tarifs, de mettre un frein aux prétentions manifestées par certaines communes à prendre en charge par elles-mêmes la distribution d'électricité ou de faire respecter les clauses du cahier des charges type qui encadre les contrats* » (Ibid., p. 602-603). Jusque dans les années 1920, les communes sont donc au cœur de la régulation du service public de l'électricité et l'intervention limitée de l'État renvoie à un modèle d'action libéral (Poupeau 2004a).

¹ Sur les caractéristiques de ces entrepreneurs, voir (Morsel 1991b).

² Xavier Bezançon a travaillé sur le droit des concessions, dont l'histoire remonte à la période romaine, avant de se développer très fortement au 19^e siècle. Il met en évidence l'importance de la voie contractuelle en France pour l'organisation des services publics (Bezançon 1995; Bezançon 1998).

1.2 La gestion directe, un choix caractérisé par des facteurs locaux

En dépit d'un service public de l'électricité majoritairement concédé à des entrepreneurs privés, des alternatives sont instaurées depuis le début du 20^e siècle voire dès la fin du 19^e siècle. Certaines communes aspirent à assurer elles-mêmes la distribution d'électricité et en chargent leurs services municipaux ou des régies. Parallèlement, des agriculteurs créent des coopératives pour développer eux-mêmes un réseau d'électricité et avoir accès à l'électricité pour leur exploitation. Ce que l'on qualifie aujourd'hui d'ELD regroupe l'ensemble de ces alternatives. Les ELD sont ainsi des structures diversifiées, tant au niveau de leurs origines que de leurs activités, statuts ou encore tailles. Nous nous intéressons ici à ces choix de gestion directe, à leurs différentes formes et caractéristiques locales.

1.2.1 Un faible développement du municipalisme en France

Les choix de gestion directe du service public de l'électricité s'inscrivent dans le contexte d'un développement limité et conflictuel du municipalisme, qui concerne aussi la distribution d'eau, les tramways, les cantines ou encore les boulangeries et les cinémas. En effet, à la fin du 19^e siècle, des élus locaux souhaitent s'impliquer davantage dans certaines activités économiques. « *S'appuyant sur un échelon communal renforcé par les grandes lois de décentralisation de la fin du XIX^e siècle, [certains élus locaux] prônaient un plus grand encadrement – voire une totale socialisation – de certaines activités économiques, pour lesquelles le libre jeu du marché était, à leurs yeux, inefficaces et même préjudiciables. Extension du champ d'application de la délégation de service public, les créations de régies locales apparaissaient alors comme autant de moyens d'action permettant de donner corps à ce qui devait profondément revisiter les rapports entre la puissance publique et le monde économique.* » (Poupeau 2004b, p. 18-19).

Jean-Pierre Gaudin distingue trois facettes du municipalisme en France. Le *socialisme municipal* renvoie à la volonté politique émanant de certains élus socialistes de sortir de la concession privée pour gérer directement de nombreux services collectifs. Cependant, ces expériences portées par des élus socialistes ne représentent qu'une partie des régies directes qui se développent au début du 20^e siècle. S'y ajoute le *municipalisme gestionnaire*, porté par des élus plus modérés. La gestion directe permet alors d'optimiser économiquement des services, ces derniers pouvant être bénéficiaires et procurer alors un accroissement des revenus communaux. Une troisième facette du mouvement du municipalisme, beaucoup moins développée en France que dans d'autres pays européens, renvoie à une logique *coopérative*, avec un enracinement dans les structures intermédiaires de coopération entre consommateurs et producteurs (Gaudin 1989, p. 98-104)¹.

¹ En Allemagne, la municipalisation des services urbains est défendue par les sociaux-démocrates en vue « d'atténuer "les mécanismes d'exploitation du système capitaliste" et de démocratiser la vie politique » et par

La gestion directe dans les services urbains est fortement développée en Europe durant les années 1920-1930. Très majoritaire en Grande-Bretagne pour l'eau et fréquente en Allemagne, présente en Italie du Nord et en Belgique, elle est beaucoup plus rare en France et en Espagne (Griset et Fernandez 2007, p. 9-10). Le choix de la gestion directe ne semble pas aller de soi pour les communes françaises, pour des raisons liées à l'intervention des communes dans la vie économique, auxquelles s'ajoutent des éléments spécifiques à la distribution d'électricité.

Le premier facteur de ce choix limité en faveur de la gestion directe est lié au marquage politique fort du municipalisme, qui limite sa réappropriation au-delà de la famille politique socialiste. Pourtant, pour poursuivre dans le sens de Jean-Pierre Gaudin, la gestion directe ne se résume pas au socialisme municipal. En premier lieu, le socialisme municipal ne fait pas l'unanimité au sein des socialistes. Alors que certains estiment que la participation à la vie politique locale peut permettre une réforme de l'intérieur, d'autres considèrent le socialisme municipal comme un outil électoraliste et non comme un levier vers la construction d'un nouveau modèle de société, qui ne peut passer que par la transformation de la société dans son ensemble (Bienvenu et Richer 1984; Aubrun 2005, p. 43-44). En second lieu, le socialisme municipal passe progressivement d'une idéologie politique à une idéologie administrative et juridique autonome. Cette transformation apporte au socialisme municipal une certaine « *neutralité politique* », ce qui nous renvoie au terme de municipalisme, considéré comme un outil pour disposer d'une plus grande maîtrise économique et sociale dans le territoire municipal (Bienvenu et Richer 1984)¹. Malgré ces éléments, le municipalisme reste assimilé au socialisme pour les politiciens et les juristes français.

Ce choix du régime de la concession s'inscrit aussi dans la philosophie d'action libérale qui façonne alors l'intervention des pouvoirs publics dans la vie économique (Bezançon 1998, p. 39-40), d'autant que la gestion directe implique une responsabilité politique accrue concernant le service public. Lorsque les élus municipaux doivent faire le choix du mode de gestion du service public de l'électricité, celui-ci revêt un enjeu fort en termes économiques et politiques. Par rapport à celles des États qui développent largement la gestion directe, par exemple en Allemagne, les communes françaises sont peu dotées en moyens et en expertise. Déléguer la concession à un entrepreneur privé permet de lui faire porter une partie des risques économiques et politiques, notamment ceux liés à la définition de la politique tarifaire. Les communes peuvent ainsi se positionner en défense des usagers en imposant aux concessionnaires des « *conditions léonines* » (Caron et Cardot (eds.) 1991). La commune et l'entrepreneur négocient alors, souvent dans le conflit, « *le montant et le mode de financement de la contribution publique, des redevances payées par l'opérateur, des*

les bourgeois-libéraux pour éviter des monopoles privés et intervenir là où le privé n'intervenait pas (Kleinschmidt 2007, p. 102-103).

¹ Au-delà de la gestion directe, Juliette Aubrun montre à partir du cas du syndicat intercommunal du gaz en banlieue parisienne que le socialisme municipal peut aussi impacter la relation avec les concessionnaires en conduisant à des cahiers des charges stricts (Aubrun 2005).

garanties de recettes pour l'exploitant, ainsi que la politique tarifaire ». Les communes « *sont, elles-mêmes, dispensées d'assurer les risques politiques, une gestion directe impliquant le choix entre des tarifs 'sociaux' ou 'économiques', entre faire payer les contribuables ou les consommateurs.* » (Griset et Fernandez 2007, p. 10-11). En déléguant, les élus limitent leur responsabilité politique, notamment en termes tarifaires et la reportent sur les concessionnaires.

Dans ce contexte, le Conseil d'État est un acteur clé de l'hostilité au municipalisme et développe une jurisprudence défavorable aux régies d'électricité. Bien qu'il reconnaisse dès 1900 dans un arrêt la légalité de l'intervention des communes dans le domaine économique par la gestion directe de la distribution d'électricité (Sablière (ed.) 1993, p. 216) et qu'il admette la création de régies dans des circonstances exceptionnelles ou en présence d'une carence manifeste de l'initiative privée (Bienvenu et Richer 1984, p. 221-222), il intervient pour freiner les projets des communes en ce sens (Lorrain 2002, p. 218; Poupeau 2007, p. 602-603). Il considère ainsi que les régies vont à l'encontre de la liberté du commerce et de l'industrie (Gaudin 1989, p. 99) et que les communes ne disposent pas des compétences industrielles suffisantes pour assurer une bonne gestion de ces services (Bienvenu et Richer 1984, p. 221; Lorcin 1988, p. 68). Le Conseil d'État valorise le modèle de la concession fonctionnant autour du couple formé par la commune et l'entrepreneur privé. Il ne s'agit pas d'interdire les régies, mais d'en contraindre fortement les conditions de création. Cette position du Conseil d'État, stable jusqu'à la nationalisation en 1946, est critiquée par les communes, qui considèrent qu'on les empêche de créer des régies lorsqu'elles peuvent en tirer des bénéfices tout en les autorisant lorsque cette exploitation est potentiellement déficitaire (Fernandez 1994, p. 235-236).

Enfin, le dernier facteur limitant le choix de la gestion directe est lié aux rapports de force établis entre acteurs dans les territoires communaux. Dans les zones urbaines denses, les réseaux d'électricité ne sont pas développés dans un territoire vierge, mais dans un contexte où des réseaux de gaz¹ sont généralement présents. Ces derniers ont été construits par des entrepreneurs privés, qui ont obtenu des concessions et disposent contractuellement de positions juridiques solides, avec notamment un monopole sur l'éclairage pendant la durée de leur concession (Caron et Cardot (eds.) 1991). Dans certains cas, les contrats de concession de la distribution de gaz incluent une clause qui impose aux concessionnaires de suivre les progrès techniques de l'éclairage. Ceci permet aux entrepreneurs le désirant d'étendre leur concession à la distribution d'électricité. Pour les concessionnaires refusant cette extension de leur concession, le monopole sur l'éclairage a pu un temps leur permettre d'aller à l'encontre de permissions de voirie accordées à des concurrents pour l'électricité (Bezançon 1998, p. 88). Ce monopole favorise donc les concessionnaires de gaz en place au détriment de

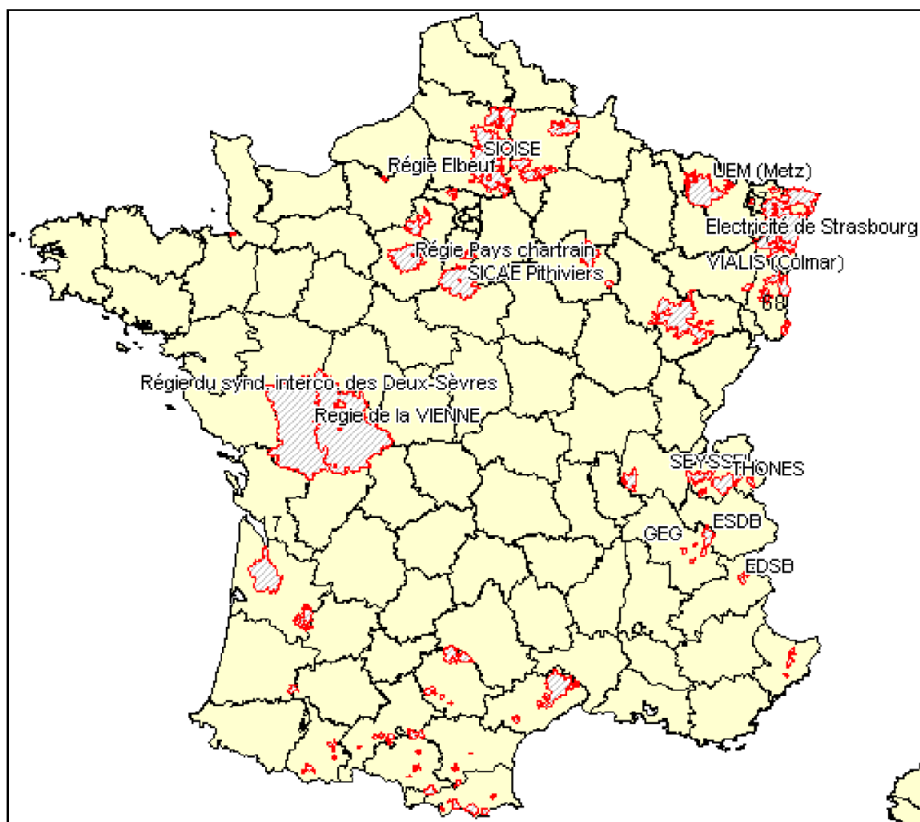
¹ Il ne s'agit alors pas de gaz naturel, mais de gaz de houille. Le gaz est obtenu en distillant de la houille, un type de charbon, et sa principale application est l'éclairage. En 1881, 6,5 % environ de la consommation charbonnière française est destinée à la production de gaz par 734 usines (Caron et Cardot (eds.) 1991, p. 120-121).

nouveaux concessionnaires pour la distribution d'électricité. Qui plus est, en termes de modes de gestion, il inscrit la distribution d'électricité dans la continuité d'une activité dans laquelle les entrepreneurs privés sont majoritaires, ce qui limite le recours à la gestion directe. À cette position des gaziers, on peut ajouter les compagnies d'électricité déjà positionnées dans le territoire, comme le montre Jean Lorcin à Saint-Étienne, où un projet de régie centré sur la production et la distribution d'électricité à partir de ressources hydrauliques est mis à mal par la Compagnie de la Loire (Lorcin 1988).

1.2.2 Un ensemble hétérogène aux origines et caractéristiques différenciées

Malgré ces différents freins, certaines communes choisissent la gestion directe. Les 158 ELD présentes aujourd'hui sur 43 départements sont issues de ces décisions prises au cours de la première moitié du 20^e siècle. La carte suivante correspond à la localisation actuelle des ELD. Nous ne disposons pas d'une liste exhaustive des ELD avant la nationalisation. Même si certaines ont disparu (comme nous le verrons dans le chapitre 2), cette carte nous donne un aperçu de la situation antérieure, car aucune ELD n'a pu être créée depuis 1946. Elle nous permet de repérer des « zones à ELD » : les régions Poitou-Charentes, Alsace et Picardie, mais aussi la Moselle, l'Isère, l'Ariège, la Savoie et la Haute-Savoie. Dans certaines régions, aucune commune n'a fait ce choix de gestion directe.

Carte 2: Localisation des entreprises locales de distribution

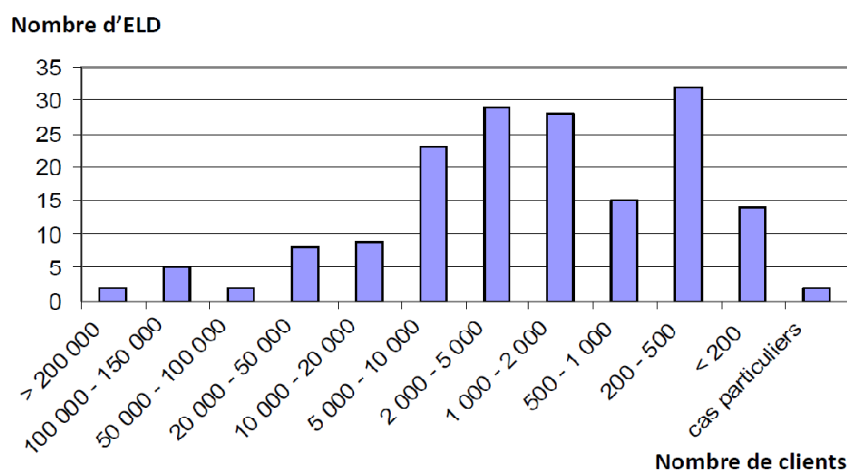


Carte 7 : Carte de localisation des Entreprises Locales de Distribution et des régies municipales.

Source : (Bouvier 2005, p. 95)

Les communes qui ont décidé de gérer directement le service public de l'électricité sont de tailles très différentes, mais les ELD actuelles ont pour la très grande majorité d'entre elles moins de 10 000 clients.

Figure 2: Répartition des ELD par nombre de clients



Données: Michel Jean-Claude, *Les distributeurs d'énergie non nationalisés, État des lieux*, novembre 2005

La distribution d'électricité constitue dès l'origine et encore aujourd'hui le cœur d'activité des ELD. Sur les 158 ELD actuelles, 154 distribuent de l'électricité, seules quatre ne distribuent que du gaz (Gaz de Bordeaux, Gaz de Strasbourg, CALEO, Huningue). Pour la quasi-totalité d'entre elles, l'activité de distribution d'électricité a justifié leur création et continue de structurer leur fonctionnement. Cette importance de la distribution d'électricité explique que les ELD soient très dépendantes des évolutions du secteur correspondant. Cependant, nombre d'entre elles ont diversifié leurs activités depuis plus ou moins longtemps. En 2005, Jean-Claude Michel recense 23 ELD mixtes, distribuant de l'électricité et du gaz, 58 productrices d'électricité et 126 assurant également l'éclairage public. Outre ces principales activités, 24 ELD assurent aussi la distribution d'eau, 20 la télédistribution par câble, 20 l'assainissement, 9 la signalisation lumineuse, 9 la télévision locale, 3 Internet, 2 le chauffage urbain et enfin 2 la distribution de gaz naturel pour véhicule¹.

La gestion directe implique des statuts divers et des relations formelles plus ou moins fortes avec les communes ou avec les usagers qui en sont à l'origine². Un service municipal est partie intégrante de la commune et donc sans personnalité juridique ni autonomie financière tandis qu'une régie est davantage dissociée de la commune. Dans le cas des coopératives ou des sociétés d'intérêt collectif agricole d'électricité (SICAE), la concession peut être signée par l'État ou la commune selon les situations et le service est géré par les

¹ Michel Jean-Claude, *Les distributeurs d'énergie non nationalisés, État des lieux*, novembre 2005.

² Guillaume Bouvier recense une quinzaine de statuts différents, à partir de l'annuaire 2003 des Entreprises Locales de Distribution (Bouvier 2005, p. 93).

sociétaires, généralement des agriculteurs. La gestion directe recouvre donc un ensemble très diversifié et hétérogène de structures.

On ne distingue pas une raison unique du recours à un mode particulier de gestion directe et il est difficile d'identifier des tendances générales, les ELD étant « *le fruit d'histoires locales très particulières* » (*Ibid.*). La création d'une ELD est liée à une conjonction de facteurs, mais nous pouvons identifier pour chacune d'entre elles un facteur déterminant. C'est pourquoi nous proposons dans cette thèse de distinguer quatre configurations sociopolitiques qui nous permettent de faire émerger quatre ensembles d'ELD en fonction du facteur principal qui a mené à leur création. Ces facteurs principaux sont la situation de l'Alsace et de la Moselle au moment de l'électrification, les capacités de production locales, le désintérêt d'entrepreneurs privés à l'égard de zones rurales et les dynamiques du municipalisme dans des territoires urbains pourtant attractifs pour des entrepreneurs privés. Pour distinguer ces ensembles, nous nous sommes appuyée sur différents travaux (Monnier 1983; Céron 1985; Fernandez 1994; Bouvier 2005). L'ensemble de ces travaux met surtout en avant la diversité et l'hétérogénéité des origines des régies. Par exemple, Lionel Monnier distingue les régies urbaines, les régies rurales de petite taille et largement auto-productrices et enfin les régies rurales importantes (Monnier 1983, p. 158). Nous proposons ici de définir des catégories pouvant s'appliquer à l'ensemble des ELD. Cette catégorisation ne recouvre pas les critères d'une typologie, car il est difficile de lui attribuer exhaustivité et exclusivité, mais elle nous semble être un outil pour comprendre la diversité des origines des ELD en France.

La situation de l'Alsace et de la Moselle au moment de l'électrification

En Alsace et en Moselle, de nombreuses communes ont fait le choix de la gestion directe pour le service public de l'électricité¹. Ceci est lié au fait que ce territoire a été annexé par l'Allemagne entre 1870 et 1918, au moment du développement du service public de l'électricité. Les services urbains allemands s'organisent alors autour d'entreprises locales multi-activités assurant ce qu'Ernst Forsthoff a conceptualisé dans les années 1930 comme la *Daseinsvorsorge*, que l'on peut traduire par la « *prévoyance d'existence* ». Certains biens sont considérés comme indispensables et leur mise à disposition des individus et du corps social relève des services publics (Kleinschmidt 2007, p. 102; Marcou et Wollmann (eds.) 2007). Cette notion permet de déterminer le contenu et les limites des compétences des municipalités allemandes (Marcou et Wollmann 2007, p. 2). Les *Stadtwerke*² sont créés et gérés par des *Länder* ou des communes. Ce mode d'organisation s'inscrit dans le système politique fédéral allemand, caractérisé par l'importance des compétences des autorités publiques locales et par un modèle de capitalisme urbain que Dominique Lorrain qualifie de « *public local fort* »

¹ L'Alsace et la Moselle ont conservé jusqu'à aujourd'hui 32 ELD. Vingt sont situées en Moselle (dont UEM qui couvre 142 communes), six dans le Bas-Rhin (dont Électricité de Strasbourg qui couvre 409 communes) et six ELD dans le Haut-Rhin.

² Ce terme signifie littéralement « *usine de la ville* ».

(Lorrain 2002, p. 205-210). Leur dimension multi-activités constitue le cœur de leur légitimité. Ils articulent au sein d'une même structure l'activité de transport en commun et celle d'électricité ainsi que souvent de l'alimentation en eau et en gaz. L'équilibre de l'ensemble fonctionne autour d'un financement du service public de l'électricité, structurellement bénéficiaire, vers le transport, structurellement déficitaire.

Les ELD d'Alsace et de Moselle se sont donc développées dans ce cadre et sont caractérisées par la diversité de leurs activités parfois depuis très longtemps (à l'origine transports). La taille de ces structures n'est pas déterminante pour les identifier. Cet ensemble comprend une ELD de très grande taille, Électricité de Strasbourg, créée en 1899 sous forme de société anonyme et qui, dès l'origine, a eu l'ambition d'étendre le réseau à la périphérie de la ville, puis sur un périmètre de plus en plus important. L'ELD distribuait 195 communes à la veille de la Première Guerre mondiale (Kuntz 1989, p. 141-145). On y inclut aussi Gaz de Strasbourg, Usine Électricité de Metz, les Usines Municipales de Colmar (aujourd'hui Vialis) ainsi que de très petites ELD, par exemple en Moselle celle de Marange-Silvange. Une part importante de ces régies est urbaine. Ces ELD ont pour la plupart le statut de « *régie décret 17* »¹, qui était en vigueur lorsque l'Alsace et la Moselle sont redevenues françaises.

Les capacités locales de production, notamment hydroélectriques

L'émergence d'entreprises locales de distribution dans des zones montagneuses est historiquement liée à la présence de capacités hydroélectriques. Les barrages et les réseaux construits pour approvisionner les usagers en électricité ont souvent été pris en charge directement par les communes. La création d'une régie a parfois fait suite à une première concession attribuée à un distributeur privé, comme dans le cas de la commune Les Vigneaux dans les Hautes-Alpes, qui obtient en 1913 par arrêté préfectoral l'autorisation de créer une régie (Jacquignon 2000, p. 50). Parfois, la création d'une régie s'articule avec le droit accordé par la commune à un industriel de produire de l'électricité pour ses propres besoins à partir des ressources hydrauliques du territoire. Une condition est alors de donner une partie de la production d'électricité aux habitants de la commune. Cette dernière crée une régie pour distribuer aux habitants l'électricité réservée aux bornes des usines placées dans leur territoire².

Le bassin de l'Isère contient d'importantes ressources hydroélectriques et a vu s'installer de nombreuses usines de production sur les chutes d'eau en montagne, dès la fin des années 1860. Ceci a entraîné l'expression de « *berceau de la houille blanche*³ », qui

¹ Notons qu'Électricité de Strasbourg est une société anonyme.

² FNCCR, « Les régies d'Électricité et de Gaz en France : Leur importance – Leur situation avant et depuis la nationalisation », *Bulletin d'Informations des Services Publics Communaux et Départementaux*, octobre 1949, n° 11, p. 27.

³ Le premier congrès de la houille blanche a eu lieu en 1902 à Grenoble : « *Le congrès de la houille blanche de septembre 1902 à Grenoble a marqué un premier réveil des milieux industriels et des responsables publics en donnant une publicité importante à cette forme d'énergie* » (Morsel 1991a, p. 522).

correspond à l'énergie potentielle contenue dans les torrents, qui peut être recueillie sous forme d'énergie mécanique ou transformée en électricité (Bouchayer 1954). Ainsi, en Isère, des régies ont été créées très tôt par les communes des rives de la Romanche, par exemple à Vizille, ou de l'Isère, à Domène. On trouve ce même développement dans les Pyrénées, en Ariège avec, par exemple, les régies de Tarascon-sur-Ariège, de Mérens ou de L'Hospitalet.

Le point notable de ce développement de centrales hydroélectriques entre les années 1890 et 1900 est qu'il concerne des petites communes. Ainsi, outre une électrification par les grands centres urbains, la France s'est électrifiée en parallèle dans ces communes de taille plus réduite, situées sur des zones à potentiel hydroélectrique (Caron 1991, p. 398-399). Les régies concernées sont donc généralement de taille restreinte, créée par des petites communes en montagne, comme Aussois, Bonneval-sur-Arc ou Saint-Jean-de-Maurienne en Savoie, ou des communes de taille plus importante, comme Sallanches ou Bonneville en Haute-Savoie. Ces ELD ont généralement un statut de régies, mais aussi parfois de SICA. Contrairement aux ELD de l'est de la France, elles sont historiquement mono-activité, centrées sur la production et la distribution d'électricité (même si certaines se diversifient aujourd'hui).

Le désintérêt des entrepreneurs privés à l'égard des zones rurales

Des initiatives de gestion directe se développent aussi dans des zones rurales, en réponse au désintérêt des entrepreneurs privés. L'électrification y est en effet peu rentable à cause de la faible densité démographique des territoires, car les distances importantes entre clients entraînent des coûts de transport supplémentaires. Les pouvoirs publics sont moins défavorables à ces ELD qui pallient une carence de l'initiative privée qu'à celles créées aux dépens de sociétés privées. Les statuts de ces structures peuvent être de deux types.

Dans certains cas, ce sont des élus locaux qui créent une régie. Le syndicat intercommunal de la Vienne a par exemple créé en 1925 la régie du SIEEDV¹, responsable de l'électrification des 269 communes membres du syndicat (sur les 281 communes du département, l'agglomération de Poitiers étant desservie par EDF). Autre exemple, en 1927 dans les Deux-Sèvres, le syndicat intercommunal d'énergie rassemblant 306 des 308 communes du département a constitué une régie pour assurer l'électrification des zones rurales du département (Bouvier 2005, p. 415-420).

Dans d'autres cas, des coopératives de production et de distribution d'électricité sont instituées par des agriculteurs n'ayant pas accès à cette ressource du fait de leur éloignement des pôles urbains, plus rentables pour les entreprises. Ces ELD ont été un vecteur d'électrification rurale. On peut prendre l'exemple de la coopérative d'électricité de Saint-Martin-de-Londres (Hérault), créée en 1920 par un propriétaire-agriculteur, qui rassemble d'autres agriculteurs. La création de cette coopérative permet la construction d'un barrage

¹ Cette régie a été transformée en société d'économie mixte locale en janvier 2004, prenant le nom de Sorégies.

hydroélectrique et d'un réseau d'électricité dans un territoire qui n'intéresse pas les investisseurs privés¹. Initialement, ces coopératives ne pouvaient distribuer de l'électricité qu'à leurs adhérents, qui devaient être agriculteurs. Ce système était donc incompatible avec celui des concessions, qui prévoit le raccordement de tout abonné en faisant la demande. « *Les pouvoirs publics qui au début des années vingt n'avaient pas encore décidé d'une stratégie d'électrification rurale ont décidé de faciliter le travail de ces coopératives (qui ne distribuaient l'électricité qu'à leurs adhérents agriculteurs) en édictant une loi (loi du 5 août 1920, complétée par le décret du 5 août 1961) qui a créé les SICAÉ, sociétés à capital variable sous forme civile ou anonyme.* » (Céron 1985, p. 3). La loi du 5 août 1920 a permis la transformation de ces coopératives en Société d'intérêt collectif agricole d'électricité (SICAÉ) et ainsi la contractualisation avec des usagers non adhérents et non agriculteurs². De nombreuses SICAÉ de tailles relativement importantes sont créées, notamment en Picardie. D'une cinquantaine en 1925, les SICAÉ sont aujourd'hui douze. Ces structures généralement mono-activité desservent des territoires importants et de nombreux clients.

Les dynamiques du municipalisme dans des territoires urbains

Un quatrième ensemble est constitué par les ELD des villes de taille relativement importante. Plusieurs villes ont créé une régie municipale dans une optique de municipalisme affirmé. Il est important ici de noter que le municipalisme, auquel on rattache en général les ELD, est en fait une raison explicative minoritaire des choix de gestion directe et recouvre surtout ce dernier ensemble.

À la fin des années 1880, la ville de Paris souhaite exploiter directement la distribution d'électricité, mais les coûts et les risques sont alors trop importants et elle décide de déléguer cette activité. Six concessionnaires privés disposent ainsi chacun d'un secteur de la ville. Un secteur municipal est cependant conservé aux Halles et dans les quartiers alentour avec une usine de production spécifique. Il a vocation à servir de base au projet de municipalisation de la distribution d'électricité dans l'ensemble du territoire municipal secteur unifié (Beltran 1991). En 1907, le projet de municipalisation est avorté et un consortium des six sociétés, la Compagnie parisienne de distribution d'électricité, est créé pour gérer la concession parisienne unifiée (Morsel 1991a, p. 555-571). Le secteur municipal des Halles disparaît à cette occasion. L'expérience de la régie du secteur des Halles illustre la volonté de la ville de créer à terme une régie pour l'ensemble du territoire municipal, projet lié à la défiance à l'encontre des sociétés privées.

La création de régies à Tourcoing en 1896 et à Grenoble en 1901 est légitimée par une argumentation relative au socialisme municipal. À Tourcoing, le choix de créer une régie en 1896 fait suite à la réussite de la régie du gaz créée en 1876. Cette dernière pratique en

¹ CESML, 90 ans CESML. *L'énergie complice*, CESML, 2010, p. 12-14.

² Sur cette question des enjeux de la gestion par les usagers, voir (Lasserre 1956, p. 42-47).

effet des tarifs inférieurs à ceux des autres villes tout en dégagant des bénéfices importants qui abondent le budget municipal. Malgré un réseau de distribution centré sur le cœur urbain et les zones rentables¹ (Porte 1987), la création de la régie d'électricité se fait au nom du socialisme municipal.

Dans le cas de Bordeaux, les élus créent une régie et rachètent la concession de gaz et d'électricité en 1919. Alexandre Fernandez – dont la thèse porte sur l'histoire de cette régie jusqu'en 1956² – explique que cette création s'inscrit dans la continuité de la Première Guerre mondiale et répond à la difficulté des concessionnaires privés à satisfaire les besoins en électricité. La municipalité justifie notamment la reprise de la concession par la volonté d'étendre les réseaux, les concessionnaires privés étant réticents à de tels investissements (Fernandez 1999, p. 718-719). Les élus choisissent ainsi un changement de cadre juridique pour permettre à la ville de ne pas être « *seulement 'gendarme', mais également orientatrice, voire participatrice, au progrès économique.* » (Fernandez 1994, p. 218). Cette reprise renvoie à la volonté de certaines municipalités de faire face aux conflits avec les concessionnaires : « *abus sur les tarifs, inégalités de desserte des quartiers, verrouillage des mutations technologiques (notamment liées à l'évolution des sources d'énergie, avec le passage du gaz à l'électricité, dans l'éclairage [...]).* » (Gaudin 1989, p. 100).

Ces ELD, généralement des régies municipales, apparaissent comme des « *vitrines politiques, laboratoire d'une nouvelle forme d'intervention publique* » (Poupeau 2004a). Leur territoire de concession est relativement limité, mais il comprend beaucoup de clients. Ces structures sont parfois bi-activités, en électricité et en gaz, comme à Grenoble ou à Bordeaux.

Résumons dans le tableau suivant les quatre ensembles d'ELD que nous proposons de distinguer. Ceux-ci nous permettent de caractériser la diversité des dynamiques locales qui, associées à un choix politique volontariste, ont amené à la gestion directe des réseaux d'électricité.

¹ « *En 1914, la régie ne comptait que 432 abonnés d'éclairage pour une population de 82 486 habitants.* » (Porte 1987, p. 169).

² À cette date, la régie d'électricité de Bordeaux disparaît et la concession de distribution est reprise par EDF.

Tableau 1: Quatre ensembles d'ELD

	ELD d'Alsace Moselle	ELD productrices	Grandes ELD rurales	ELD urbaines
Origine du développement	Influence allemande et du concept de <i>Daseinsvorsorge</i>	Sources de production à proximité : hydroélectricité	Carence d'initiative privée pour développer les réseaux	Municipalisme, pragmatisme économique, souci d'innovation dans la gestion municipale
Taille	Grandes comme petites ELD	Petites, peu étendues, peu de clients	Très étendues	Peu étendues, mais beaucoup de clients (du fait d'une densité importante)
Statut	Régies, souvent décret 17	Régies	SICAE ou Régies (aujourd'hui souvent des SEML)	Régies (aujourd'hui souvent des SEML)
Activités	Multi-activités : électricité, gaz, eau, télécommunications	Mono-activité	Mono-activité	Souvent mono-activité, parfois bi-activités

Sources: Pauline Gabillet, d'après (Monnier, 1983; Céron, 1985; Fernandez, 1994; Bouvier, 2005) et différents entretiens

1.3 Metz et Grenoble, des choix locaux de gestion directe aux caractéristiques distinctes

Revenons à présent sur nos deux études de cas, Metz et Grenoble pour illustrer l'articulation locale des facteurs qui amènent deux communes urbaines à choisir la gestion directe dans des situations et contextes différents.

1.3.1 Metz, une électrification influencée par le modèle allemand des *Stadtwerke*

L'électrification messine est influencée par le modèle allemand de services urbains, car la ville de Metz – et plus largement l'Alsace et la Moselle – est intégrée à l'Allemagne de 1870 à 1918.

Une articulation historique entre électricité pour l'éclairage et pour les transports

Le modèle allemand de services urbains est caractérisé par son organisation publique, locale et multi-activités. On trouve ces dimensions dans la manière dont la ville de Metz a abordé l'électricité de manière conjointe pour des usages d'éclairage et de transports. Le premier usage de l'électricité vise à remplacer l'éclairage au gaz, avec l'inauguration en 1887

d'un nouveau système d'éclairage public à l'électricité puis de l'éclairage électrique du théâtre municipal assuré en 1894 par la ville¹. Par la suite, la ville décide d'électrifier le tramway, fonctionnant jusque-là par traction animale. Ceci implique la construction d'une usine d'électricité, portée par la société des tramways messins. En 1901, l'Usine d'électricité de Metz² (UEM) est créée. Dissociée de la société des tramways messins, elle conserve la compétence d'éclairage et de distribution d'électricité. En termes organisationnels, après une période d'administration séparée de 1905 à 1909, les deux exploitations sont réunies sous une direction administrative unique comportant deux divisions techniques distinctes pour l'électricité et pour les tramways³.

Un nouveau statut de régie décret 17

La fin de la Première Guerre mondiale amène le rattachement de l'Alsace et de la Moselle au territoire français. Jusqu'alors sous statut allemand, les entreprises publiques locales de distribution de ce territoire doivent se mettre en conformité avec la législation française. Le régime juridique des régies est, à cette période, défini par le décret du 8 octobre 1917⁴. Les communes d'Alsace et de Moselle possédant des structures publiques locales de services urbains créeront des régies décret 17. En 1925, UEM se voit confier par la commune de Metz la mission de service public de la distribution de l'électricité sous la forme de régie 1917⁵. Ces régies personnalisées exploitent la distribution d'électricité pour le compte de la commune en étant encadrées par un règlement de service. La régie décret 17 ne dispose pas d'une autonomie financière (le budget communal et celui de la régie étant distincts, mais pas inséparables), mais de la personnalité civile et d'une forte autonomie concernant la gestion de ses services. En termes de gouvernance, le maire est l'interlocuteur principal de la régie au sein de la ville. Il nomme le conseil d'administration et le directeur avec l'agrément du préfet, mais – particularité du statut de régie décret 17 – ne peut pas choisir des élus comme administrateurs. De fait, la commune n'assure donc pas la direction et n'est pas présente au conseil d'administration, mais contrôle la régie, car elle est légalement responsable de son administration (Fernandez 1994, p. 236-239). Cette faiblesse du pouvoir municipal et plus particulièrement de l'impossibilité pour les élus d'être directement administrateurs de la régie va à l'encontre du fonctionnement habituel des régies. Nous reviendrons dans le chapitre 8 sur la gouvernance qui a découlé de cette organisation.

¹ Ville de Metz, *Cinquantenaire des régies municipales d'Électricité et des T.C.R.M. 1901-1951*, Régies municipales d'électricité et des Transports de Metz, Metz, 1951, 48 p.

² Le terme Usine d'électricité de Metz est la traduction littérale du *Stadtwerk* allemand (usine de la commune).

³ Ibid.

⁴ Ce décret a été pris en application de la loi du 15 juin 1906 sur les distributions d'énergie.

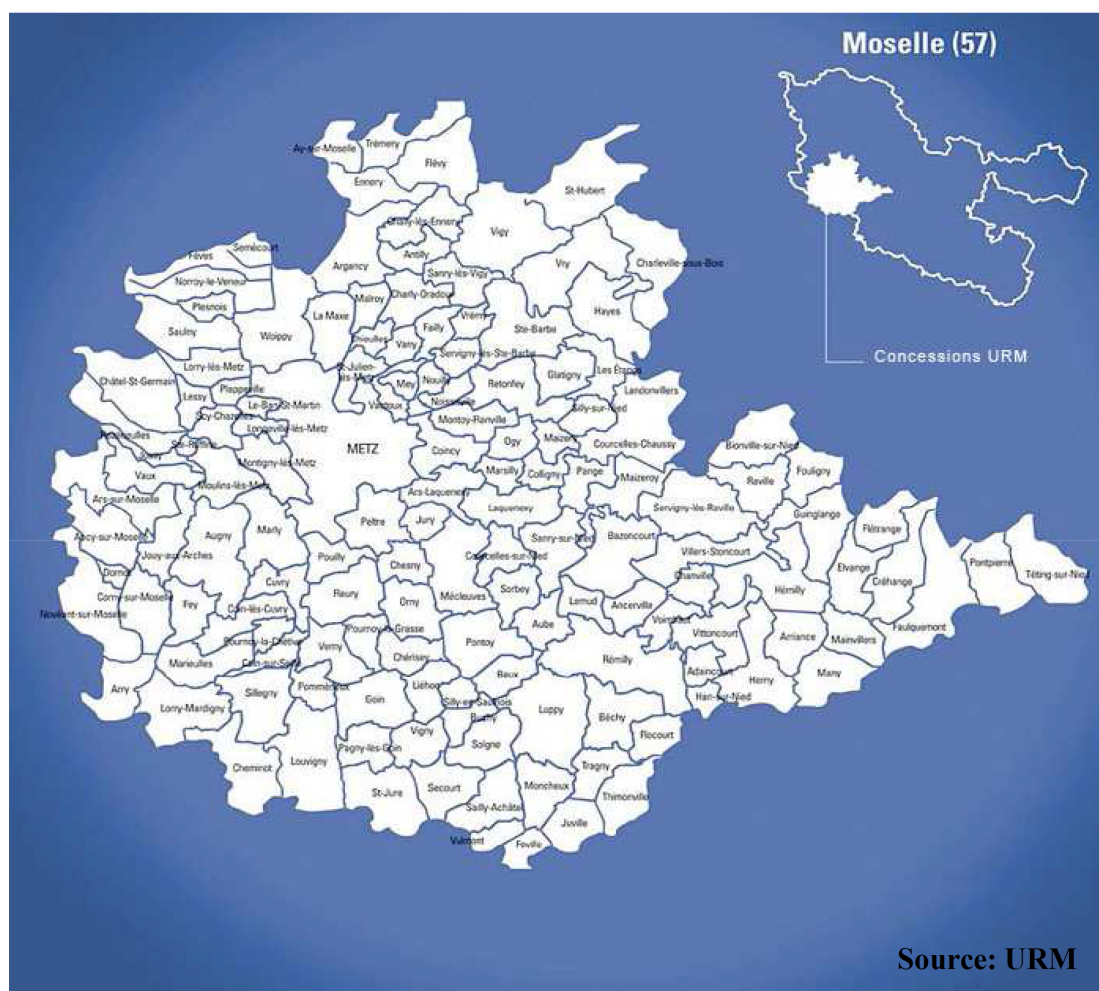
⁵ Ce statut de régie décret 17 est essentiellement confiné aux régies d'Alsace et de Moselle. En effet, suite au décret-loi du 28 décembre 1926 et au règlement d'administration publique du 17 février 1930, une nouvelle réglementation d'ensemble est définie pour les régies municipales et s'applique aux régies d'électricité. Les communes qui créent des régies à partir de 1930 doivent appliquer les nouvelles dispositions et non plus celles du décret du 8 octobre 1917. Celles qui existent, dont UEM, demeurent soumises à la réglementation spéciale dans le cadre de laquelle elles ont été instaurées (Félix 1932, p. 161-162).

Dans le même temps, une régie distincte est créée pour la gestion des tramways¹, avec un autre statut, celui du décret 17 ne concernant que la distribution d'électricité. Pourtant, jusqu'en 1960, les équipes dirigeantes des deux régies sont les mêmes, avec un directeur général et un président du conseil d'administration communs². Cette proximité du service de l'électricité et des transports en commun illustre la prégnance originelle du modèle allemand des *Stadtwerke*. UEM a conservé ce statut jusqu'en 2008 et est aujourd'hui une SEML au capital détenu à 85 % par la ville de Metz et à 15 % par la Caisse des dépôts et consignations.

Un territoire dépassant les frontières communales

UEM distribue de l'électricité dans un territoire bien plus large que celui de la ville de Metz. Son territoire de distribution comprend 141 communes, auxquelles la ville de Metz s'engage par contrat à fournir de l'électricité par sa régie.

Carte 3: Territoire de distribution d'électricité d'UEM



¹ Aujourd'hui les Transports en commun de la région messine (TCRM).

² Ville de Metz, *Cinquantième des régies municipales d'Électricité et des T.C.R.M. 1901-1951*, Régies municipales d'électricité et des Transports de Metz, Metz, 1951, 48 p. À la fin des années 1960, la comptabilité des TCRM est encore assurée par UEM.

Il s'agit d'une situation particulière, puisque la ville de Metz est concessionnaire d'autres communes et sous-concède le service à UEM. Cette situation correspond au modèle allemand, dans lequel la ville-centre d'une aire urbaine se charge de l'électrification rurale et fait bénéficier de ses infrastructures de réseaux aux communes à proximité. On retrouve ce fonctionnement à Électricité de Strasbourg, qui dessert 405 communes. Pour se mettre en conformité avec la législation française, la ville de Metz a obtenu une concession spécifique de l'État. Par cette concession « *de distribution aux services publics* », généralement attribuée aux fournisseurs haute tension qui vendent l'électricité en gros aux distributeurs locaux¹, la ville de Metz peut assurer la desserte d'électricité en moyenne et haute tension aux 141 communes. Ce service concédé par les communes à la ville de Metz est par la suite confié à UEM². Cette situation est restée inchangée jusqu'en 2008 et a fait l'objet de critiques de la Chambre régionale des comptes. À partir de cette date, les contrats ont progressivement été signés entre les communes et UEM, nous y reviendrons.

Un ensemble d'activités diversifié

UEM reste caractérisée par un fort positionnement multi-activités qui lui permet de disposer de relais de croissance multiples. Le cœur d'activité d'UEM est historiquement la distribution d'électricité³ à 142 communes soit près de 285 000 habitants. À la distribution s'est dès l'origine articulée la production d'électricité – ce qui n'est pas le cas de toutes les ELD – par une centrale thermique. En 2012, UEM produit 15 % de l'électricité qu'elle fournit⁴. L'électricité constitue toujours le socle du fonctionnement de l'ELD, avec un chiffre d'affaires de 129,7 millions d'euros en 2011. UEM assure aussi l'éclairage public. Activité aujourd'hui ouverte à la concurrence, l'éclairage public doit être dissocié des concessions de distribution d'électricité. En 2011, l'ELD avait des contrats d'éclairage public avec 151 communes et communautés d'agglomération⁵ et cette activité a généré 2,1 millions d'euros de chiffre d'affaires.

En 1954, UEM propose à la ville de Metz la création d'un réseau de chaleur alimenté par sa centrale thermique. Cette proposition est acceptée en 1955 et l'ELD initie ce réseau en 1956. Centrale dans la stratégie d'UEM, cette activité représentait 22 millions d'euros de chiffre d'affaires en 2011. UEM développe aussi en 1993 un réseau câblé sur le district urbain

¹ Nous reviendrons sur ces acteurs dans la section suivante.

² « *Par convention du 13 juin 1938, le préfet de Moselle, au nom de l'État, a concédé à la ville de Metz la construction et l'exploitation d'un réseau de distribution d'énergie électrique aux services publics et aux particuliers, sur une partie du département de la Moselle. L'article 3 de la convention dispose que le service concédé sera confié par la ville de Metz à la régie d'électricité de la ville de Metz instituée conformément au décret du 8 octobre 1917 par arrêté de M. le Préfet de la Moselle du 22 avril 1925.* », Chambre régionale des comptes, *Rapport d'observations définitives, Usine d'électricité de Metz (Moselle)*, 2005, p. 15.

³ Ainsi que le service public de la fourniture qui, jusqu'à l'ouverture des marchés, n'était pas distinct de la distribution.

⁴ UEM, *Faits marquants*, 2012.

⁵ L'adéquation avec les concessions d'électricité n'est pas totale. Certaines communes qui sont sur le territoire de desserte d'UEM ne sont pas sous contrat avec l'ELD pour l'éclairage public.

de Faulquemont, à l'est de la concession. Cette activité n'émerge donc pas du cœur du territoire de desserte d'UEM, mais de ses marges. Au début des années 2000, 36 communes sont câblées. L'activité de télécommunications reste toutefois marginale au sein de l'ELD, avec un chiffre d'affaires de 2,1 millions d'euros.

Depuis l'ouverture des marchés, UEM a choisi de proposer des offres de marché de vente d'électricité et de gaz. Le chiffre d'affaires de cette activité reste limité, mais constitue un positionnement à forte dimension prospective. Une dernière activité dont le poids est de plus en plus important concerne les systèmes d'information. UEM a créé au début des années 2000 un système d'information, aujourd'hui levier de croissance majeur.

Tableau 2: Synthèse des caractéristiques d'UEM

Statut	<ul style="list-style-type: none"> • Régime allemand jusqu'en 1925 • Régie sous le régime du décret du 8 octobre 1917 de 1925 à 2008 • Société d'économie mixte locale depuis 2008 (85 % ville de Metz, 15 % Caisse des dépôts et consignations)
Activités	<ul style="list-style-type: none"> • Distribution d'électricité • Commercialisation d'électricité en tarif réglementé et d'électricité et de gaz en offre de marché • Production d'électricité • Éclairage public • Production et distribution de chauffage urbain • Télécommunication • Gestion et commercialisation d'un système d'information (Efluid)
Nombre de clients	<ul style="list-style-type: none"> • Électricité : 155 000 clients • Chauffage urbain : 33 000 équivalents logements
Territoire de la concession	<ul style="list-style-type: none"> • Metz et 141 communes en électricité • Metz en chauffage urbain

Réalisation : Pauline Gabillet
d'après différents entretiens et le site internet d'UEM

1.3.2 Grenoble, une électrification en lien avec l'hydroélectricité et le municipalisme

La construction historique d'une régie à Grenoble s'inscrit dans une articulation entre ressources en hydroélectricité et municipalisme. Le territoire grenoblois est caractérisé par le potentiel de puissance hydraulique du bassin de l'Isère, considéré comme le « *berceau de la houille blanche* » (Jacquignon 2000). L'intérêt pour le développement de l'électricité dans la région grenobloise est important et précoce. De nombreux barrages d'hydroélectricité y ont été bâtis par des entrepreneurs privés ou parfois des communes (Morsel 1991a, p. 520).

L'expérience de la gestion privée avant la création d'une régie

L'électrification de la ville de Grenoble est engagée dans un contexte où il existe depuis 1867 un service municipal d'exploitation et de distribution du gaz de houille. Les premiers pas de l'électricité à Grenoble ne proviennent pas du service du gaz, mais de la Société grenobloise d'éclairage électrique, qui obtient en 1888 une concession municipale de vingt-six ans pour l'éclairage électrique. Le choix de la délégation à une société privée est lié au fait qu'il s'agit d'expériences pionnières et peu développées. Le caractère de service public est donc encore relativement flou et les communes sont peu impliquées (Deschizeaux 1986, p. 105-107). Cependant, la concurrence entre cette concession et celle du gaz est trop importante et les usagers sont mécontents (*Ibid.*, p. 105). Le conseil municipal exprime alors son intention de racheter la société concessionnaire.

En 1899, une commission extra-municipale est chargée d'étudier les questions relatives à l'éclairage électrique et à la distribution de la force motrice de la commune de Grenoble. Elle s'interroge notamment sur le choix entre une exploitation publique du gaz et du courant électrique et des délégations à des concessionnaires privés¹. Les conclusions de ses travaux privilégient une gestion unifiée et publique de l'électricité et du gaz. Dans la continuité, en 1901, le conseil municipal approuve l'exploitation directe de l'électricité par la ville en l'adjoignant à la distribution du gaz². À partir de 1903, les distributions d'électricité et de gaz sont donc assurées par la ville de Grenoble, sans que la question de l'extension de la concession hors du territoire municipal ne soit posée.

Entre présence des hydroélectriciens et gestion directe

La création de la Régie municipale autonome Gaz et Électricité de Grenoble (RGE) est présentée comme une expérience municipale pionnière permettant un accès égal de tous à l'électricité. Ce projet de création de régie dans une région pourtant très fortement dominée par la présence d'industriels de l'hydroélectricité réussit parce qu'il ne va pas contre les intérêts de ces derniers (Panzarella-Deschizeaux 1986). La régie ne produit en effet pas d'électricité et est alimentée par les industriels de la région, qui obtiennent ainsi de nouveaux débouchés sans devoir gérer les réseaux de distribution et la relation commerciale aux clients.

Le principe de la régie est porté quelques années plus tard par Paul Mistral, maire socialiste de 1919 à 1932 (Deschizeaux 1986, p. 105-106), qui défend cette intervention directe dans l'économie locale par un argumentaire construit autour du socialisme municipal. On trouve aussi à Grenoble une tendance forte à l'utilisation de la gestion directe dans les services urbains³. Dans la continuité de ce choix, construit dans des équilibres avec les

¹ Delestre Isabelle, *L'aventure de Gaz Électricité de Grenoble, Cent ans d'énergie 1903-2003*, Glénat, 2004, p. 24.

² *Ibid.*, p. 25.

³ La ville de Grenoble comprend aujourd'hui quatorze satellites, aux statuts d'établissements publics, de régies ainsi que de SEM, ce qui illustre la volonté de la ville de gérer directement les services publics locaux.

industriels locaux et porté par un argument de socialisme municipal, la ville maintient la régie d'électricité et de gaz en 1946. La RGE conserve ce statut jusqu'en 1986, date à laquelle elle a été transformée en SEML par le maire.

Un ensemble d'activités réduit

La RGE est organisée autour de son activité de distribution de gaz¹ et d'électricité sur la commune de Grenoble, ce qui représente aujourd'hui respectivement 45 000 et 98 500 clients. Elle assure aussi l'éclairage public. L'activité de production n'est pas un élément majeur de l'activité de l'ELD. Des projets se sont développés à partir des années 1990 avec la construction d'une centrale de cogénération gaz en coordination avec la Compagnie de chauffage. S'y ajoutent des achats d'outils de production (centrales hydroélectriques, éoliennes, centrales photovoltaïques), sur lesquels nous reviendrons dans le chapitre 4. La dernière activité de GEG est la commercialisation en offre de marché tant de l'électricité que du gaz. Bien que l'ELD soit mixte, elle se rattache davantage au monde de l'électricité que du gaz et ses compétences et ses enjeux économiques sont principalement ceux du secteur électrique.

Tableau 3: Synthèse des caractéristiques de GEG

Statut	<ul style="list-style-type: none"> • Régie de 1903 à 1986 • Société d'économie mixte locale depuis 1986 (actionnaires principaux : 50 % +1 ville de Grenoble, 42,5 % GDF Suez)
Activités	<ul style="list-style-type: none"> • Distribution d'électricité et de gaz • Commercialisation d'électricité et de gaz en tarif réglementé et en offre de marché • Production d'électricité • Éclairage public
Nombre de clients	<ul style="list-style-type: none"> • Électricité : 98 500 clients • Gaz : 45 000 clients
Territoire de la concession	<ul style="list-style-type: none"> • Commune de Grenoble

Réalisation : Pauline Gabillet
d'après différents entretiens et le site internet de GEG

Pour conclure cette section, retenons qu'au cours de cette première période de l'électrification, une minorité de communes affirme un choix en faveur de la gestion directe de la distribution d'électricité, dans un contexte par ailleurs favorable à la concession au privé.

¹ La RGE distribuait initialement du gaz de houille avant de distribuer du gaz naturel.

2 Des structures en gestion directe insérées dans des dynamiques sectorielles régionales et nationales

Si le choix de la gestion directe est local, le fonctionnement des ELD est, dès leurs premières années d'existence, construit dans des interactions avec des acteurs régionaux et nationaux du secteur énergétique. Intégrées dans cet environnement sectoriel, les ELD se sont adaptées à ses évolutions. Le choix du mode de gestion directe ne va pas à l'encontre du processus technique et économique d'intégration des réseaux de distribution à une échelle de plus en plus importante.

2.1 Le fonctionnement technico-économique des ELD

Les ELD assurent la distribution d'électricité dans le territoire d'une ou de plusieurs communes. À l'origine, seules les régies de montagne et certaines régies rurales, qui disposent de sources de production hydroélectrique importantes, peuvent produire suffisamment pour être autonomes. Pour assurer l'alimentation sans interruption de leurs clients, elles doivent cependant ajouter de la production thermique dans leur territoire ou raccorder le réseau municipal à des sources d'approvisionnement extérieures, par une interconnexion à des réseaux d'échelle régionale puis nationale. Les autres ELD, c'est-à-dire la majorité d'entre elles, ne produisent pas suffisamment d'électricité pour couvrir l'ensemble de leurs besoins et sont liées contractuellement et techniquement à des fournisseurs externes en haute tension. Les entrepreneurs développent et exploitent des réseaux de transport d'électricité pour amener l'électricité de la centrale de production à l'entrée du territoire approvisionné par les distributeurs locaux. Les ELD entretiennent ainsi des rapports d'affaires classiques avec les producteurs d'électricité alentour¹, avec lesquels sont signés des contrats d'achat. Nous décrivons plus en détail ces relations avec les cas d'UEM et de GEG, qui ont respectivement construit des relations commerciales avec la sidérurgie lorraine et les producteurs hydroélectriques de l'Isère.

2.1.1 UEM et la sidérurgie lorraine

Le modèle économique d'UEM s'est constitué autour des achats d'électricité à la sidérurgie lorraine. Les premières années du service municipal chargé de l'électricité ont été marquées par un fonctionnement en autarcie, sans transfert d'électricité avec l'extérieur de la concession. Des installations de production sont construites à proximité des sites à distribuer². Lorsqu'en 1903 se pose la question de distribuer plus largement l'énergie électrique à la

¹ On peut par exemple le voir dans le cas des Hautes-Alpes (Jacquignon 2000).

² Une usine de production d'électricité est créée au Pontiffroy pour assurer la traction électrique des tramways, des dynamos sont installées à l'usine des Thermes, qui alimente un réseau d'éclairage public à partir de 1887, UEM, *L'Usine d'électricité de Metz : 75 ans au service de la région messine*, Metz, 1978, 28 p.

population messine, deux solutions sont envisagées : le renforcement de la production thermique et hydraulique par UEM ou l'achat de courant électrique à des tiers. La deuxième option est considérée comme plus avantageuse économiquement et la ville arbitre en ce sens. La sidérurgie lorraine produit alors de l'électricité à partir de charbon pour ses propres besoins et vend ses surplus à des distributeurs publics et privés.

Un contrat est signé entre UEM et les Aciéries de Rombas, qui acceptent de prendre en charge les frais de construction de la ligne de transport pour alimenter leur client. L'*Allgemeine Elektrizitätsgesellschaft* (AEG) – une grande compagnie allemande d'alimentation d'électricité – est chargée de construire deux lignes aériennes reliant la centrale des Aciéries et celle du Pontiffroy¹, point d'entrée sur le réseau d'UEM situé au cœur de la concession. La centrale du Pontiffroy est alors agrandie². Le contrat n'ayant pas été renouvelé à la suite de la Première Guerre mondiale, UEM fait appel à la Société Alsacienne et Lorraine d'Électricité pour remplacer son fournisseur défaillant, ce qui implique un nouveau raccordement haute tension. En parallèle de cette stratégie de rachat d'électricité à des fournisseurs alternatifs, l'ELD construit des moyens de production propres, principalement des centrales hydrauliques³. Dans la continuité de cette adaptation à la demande croissante en électricité, UEM est raccordée en 1937 à l'ensemble des centrales lorraines et à toute la distribution de l'est de la France⁴.

2.1.2 La RGE et l'hydroélectricité de l'Isère

Grenoble est situé dans une zone dont le fort potentiel hydraulique est largement exploité par des industriels. L'industrie hydroélectrique du département a une influence forte sur la régie et l'approvisionne en électricité. En 1902, le maire signe un traité pour l'approvisionnement de la ville avec la Société électrochimique de la Romanche (SECR), une société productrice d'électricité. La SECR s'engage à apporter annuellement à l'entrée de la ville de 1 400 000 kWh à 5 000 000 kWh⁵. Elle assure la production de cette électricité à partir de la centrale hydraulique de Livet, sur la Romanche, mise en service en 1898 et agrandie en 1905. L'électricité doit être transportée sur une distance de 35 km pour arriver aux portes de la ville⁶. Bien que la régie ne produise pas son électricité et l'achète à une entreprise extérieure, elle s'approvisionne, comme celle de Metz, dans un périmètre relativement restreint et en lien avec les ressources spécifiques à sa région.

¹ La distance à vol d'oiseau entre Metz et Rombas est de 14 km.

² Ville de Metz, *Cinquantième des régies municipales d'Électricité et des T.C.R.M. 1901-1951*, Régies municipales d'électricité et des Transports de Metz, Metz, 1951, 48 p.

³ Notamment la centrale d'Argancy, située sur la commune du même nom, à 7 km de Metz.

⁴ Ibid.

⁵ Delestre Isabelle, *L'aventure de Gaz Électricité de Grenoble, Cent ans d'énergie 1903-2003*, Glénat, 2004, p. 25.

⁶ Plus précisément à la sous-station Mallifaud.

En 1923, la Société Keller et Leleux (SKL) signe un traité de fourniture avec la ville pour compléter l'approvisionnement de la SECR (devenue en 1919 la Société Générale de Force Motrice et d'éclairage, SGFME). En 1929, la SKL achète des parts de la SGFME et « on peut donc dire que la Régie a eu pour fournisseur d'énergie électrique le même groupe d'influence pendant tout l'entre-deux-guerres » (*Ibid.*, p. 107-108). Bien que la ville ait tôt décidé de se charger en direct de l'exploitation de l'électricité et du gaz, elle est alimentée par une société privée dont la centrale se situe hors du territoire communal et donc fortement dépendante des industriels de l'hydroélectricité qui assurent sa fourniture.

UEM et la RGE ont dès l'origine été parties prenantes d'un secteur énergétique dominé par des acteurs privés. Ainsi, contrairement à ce que l'on aurait pu supposer, la plupart des ELD ont très tôt construit des interactions techniques et économiques avec des fournisseurs haute tension et des transporteurs pour garantir leur approvisionnement en électricité et le transport de celle-ci¹. Ces deux situations illustrent l'ancrage des ELD dans des réseaux d'acteurs à différentes échelles, en lien avec l'organisation du secteur dans la région, axé sur l'usage du charbon dans la sidérurgie lorraine et sur l'hydroélectricité de l'Isère. Ils nous permettent ainsi de souligner que les ELD, quoique structures locales minoritaires, ont connu d'emblée une forte intégration dans le secteur énergétique français.

2.2 De fortes recompositions au sein du secteur : interconnexion et concentration

L'organisation du service public de l'électricité, dans le même mouvement que celui qui affecte le fonctionnement des réseaux techniques dans leur ensemble, est marquée par une augmentation de l'échelle d'organisation et de gestion des réseaux.

À partir des années 1920, les multiples réseaux d'électricité de petite taille sont progressivement interconnectés en réseaux régionaux et nationaux (Bouneau 1994). Cette interconnexion s'inscrit dans les différentes étapes de l'électrification des sociétés occidentales proposées par Thomas Hughes. Après une première étape d'invention dominée par des inventeurs-entrepreneurs, se développent des systèmes hétérogènes, marqués par une diversité de techniques utilisées. Ceux-ci sont ensuite progressivement fusionnés dans des réseaux régionaux, dont un objectif central est la recherche de mix économiques et énergétiques, définis comme assemblages de sources de production complémentaires. Cette étape amène une complexification des outils de contrôle et est articulée à un besoin de rationalisation (Hughes 1983, p. 363-403).

¹ Louis Jacquignon explique que la fourniture de la régie de Briançon se fait par de la production hydroélectrique sur le territoire municipal jusqu'en 1933, avant qu'un contrat ne soit signé avec des fournisseurs extérieurs (Jacquignon 2000, p. 37-40). Dans le cas de Tourcoing, la régie sort d'une logique de production et de distribution en 1908 et signe un contrat avec un fournisseur extérieur, ce qui lui permet une baisse importante du prix de revient du kWh (Porte 1987, p. 161-162).

Ce mouvement est en partie dû à une spécificité technique de l'électricité, qui ne se stocke pas et doit pourtant être instantanément disponible. En ce sens, une étendue importante des réseaux permet de mieux équilibrer l'offre et la demande d'électricité, mais une harmonisation technique préalable est nécessaire pour assurer leur interopérabilité¹. Celle-ci permet de rationaliser les investissements dans la production et d'assurer des débouchés à cette énergie. Ce processus est notamment lié aux différences techniques fondamentales qui existent entre les productions d'origine thermique et hydroélectrique. L'énergie thermique est caractérisée par un modèle économique dans lequel il faut acheter du charbon pour produire de l'électricité tandis que dans l'hydroélectricité les coûts fixes sont très importants, mais il n'y a pas d'achat de combustible. Les entreprises qui ne disposent pas de ressources hydrauliques doivent utiliser des centrales thermiques pour l'intégralité de leurs besoins et celles qui en possèdent doivent compléter avec des usines thermiques pour assurer une fourniture continue (Feintuch 1986, p. 94). « *La houille blanche s'était installée loin de tout centre de consommation et devait susciter sur place une demande ou s'équiper pour pouvoir transporter sa production vers les grandes villes périphériques, et c'est finalement l'hydroélectricité qui a engendré le transport de l'énergie à longue distance* » (Morsel 1991a, p. 595). La matérialité des infrastructures et leurs caractéristiques techniques comptent et conditionnent l'organisation du secteur. L'interconnexion des réseaux vise à assurer une complémentarité des sources de production et une meilleure sécurité d'approvisionnement.

Cette interconnexion infrastructurelle destinée à rationaliser la production et le réseau de transport est couplée à une concentration croissante des sociétés privées. « *En 1946, au moment de la nationalisation il existait, dans le domaine électrique, 154 entreprises de production, 86 entreprises de transport et environ 1 150 entreprises de distribution, mais en réalité la très grande majorité desdites entreprises étaient contrôlées par une dizaine de grands groupes financiers* » (Sablière (ed.) 1993, p. 12). Ainsi, les nombreuses sociétés sont contrôlées pour l'essentiel par un nombre restreint de puissants groupes privés, souvent qualifiés de « *trusts* »², du fait de fusions acquisitions dès les années 1920. Ce mouvement de concentration des entreprises répond à des objectifs de rationalisation et d'efficacité améliorée des outils de production et de transport. Ces groupes sont alors organisés soit par une holding gérant un ensemble de sociétés de production et de distribution, soit par des participations croisées entre sociétés (Straus 1994, p. 931-943). Dès le début des années 1930, « *plus des*

¹ Décivant la situation parisienne caractérisée par six secteurs entre 1888 et 1907, Henri Morsel montre la diversité technique des premiers réseaux d'électricité et les difficultés qu'elle a engendrées : « *L'emploi du courant alternatif ou continu, l'utilisation de canalisation à deux, trois ou cinq fils, la forme circulaire ou longitudinale des lignes de transport selon les quartiers ont rendu impossible tout raccordement et par conséquent empêché des accords de compensation entre les différentes sociétés* » (Morsel 1991a, p. 559).

² Un exemple de cet accroissement est présenté par Catherine Vuillermot qui étudie le groupe Durand, l'un des groupes les plus importants dans le secteur énergétique français pré-nationalisation. Ce groupe se caractérise par une stratégie de prise de participation dans des sociétés concurrentes. Il s'étend sur toute la France, principalement en production-distribution d'électricité, mais aussi en gaz et en eau. Ainsi, « *la totalité du groupe alimente 7 000 communes, soit 18 à 19 % des communes françaises* » (Vuillermot 1996, p. 268-271).

trois quarts de la population française étaient alimentés en énergie par une quinzaine de grands groupes » (Ibid.). L'ampleur territoriale et économique des entreprises du secteur, leur intégration et leur puissance conduisent à un changement du modèle économique du service public de l'électricité et à un dépassement du morcellement initial du secteur (Poupeau 2007, p. 605).

2.3 Une perte progressive d'influence des communes

Les communes, piliers de l'organisation initiale du service public de l'électricité, perdent progressivement leur capacité à peser sur leurs concessionnaires, ce qui entraîne une intervention croissante de l'État.

2.3.1 Une asymétrie croissante du fait de la concentration des sociétés privées

La concentration des sociétés privées augmente l'influence et l'expertise des concessionnaires et remet en cause la logique concurrentielle de l'organisation du secteur. Elle conduit progressivement à un déséquilibre entre autorité concédante et concessionnaire, les communes autorités concédantes n'ayant qu'une faible capacité de contrôle (Kelhetter 1996, p. 337-338).

En réaction à ce déséquilibre, les communes créent des organisations pour renforcer leur position vis-à-vis des concessionnaires. Dès le milieu des années 1920, elles se regroupent et créent des syndicats intercommunaux¹ chargés de gérer la relation aux concessionnaires (Stahl 1985). Ces regroupements concernent principalement les communes rurales, pour lesquelles un rapport de force vis-à-vis des concessionnaires est difficile à affirmer. En réaction, les autorités concédantes, communes et syndicats créent en 1934 la Fédération nationale des collectivités concédantes et des régions (FNCCR) pour défendre les intérêts des autorités concédantes et rééquilibrer le rapport de force en leur faveur, notamment lors de la négociation de contrats. La FNCCR se met en quête d'un monopole de représentation des autorités concédantes et au travers de celui-ci d'une représentation des usagers. Elle devient dès le milieu des années 1930 une interlocutrice privilégiée, voire incontournable, de l'État ainsi que des industriels du secteur électrique (Poupeau 2007, p. 608-611). Le déséquilibre structurel entre autorités concédantes et sociétés privées est plus important encore dans le cas des communes rurales, qui présentent un moindre attrait pour les entreprises. Aussi, dès l'origine, la FNCCR et les syndicats à dominante rurale interviennent en faveur de l'électrification rurale, encore limitée. Le Fonds d'amortissement des charges

¹ Outil existant depuis 1890, le syndicat de communes permet à des communes d'organiser et de gérer ensemble des équipements dans une optique d'efficacité fonctionnelle. Il est peu utilisé jusque dans les années 1920-1930, date à laquelle de nombreuses communes en font usage pour l'élaboration d'infrastructures de transport, d'eau et d'électricité (Gaudin 1989, p. 69-70).

d'électrification (FACE) est créé en 1936 pour assurer une péréquation des investissements. Il s'agit de financer l'électrification des zones rurales avec les bénéfices des zones urbaines.

Ce déséquilibre entre communes et concessionnaires conduit à une intervention croissante de l'État pour appuyer les premières, qui n'ont plus les moyens d'assurer un réel contrôle sur les sociétés privées d'électricité, accusées de pratiquer des tarifs trop élevés et de ne pas suffisamment développer leurs réseaux vers des territoires moins rentables.

2.3.2 L'interventionnisme croissant de l'État

À partir des années 1920, l'État intervient davantage dans le secteur électrique. Par le ministère des Travaux publics et sa direction des Forces hydrauliques et des Distributions d'énergie électrique, il assure un contrôle technique des différents segments du secteur. Hormis ce contrôle, il attribue des concessions de transport et de production/fourniture haute tension, distinctes des concessions de distribution accordées par les communes.

Concernant l'organisation du transport de l'électricité¹, la loi du 19 juillet 1922 instaure des concessions spécifiques de transport, devant faire l'objet d'un décret en Conseil d'État (Monnier 1983, p. 78). Les sociétés souhaitant transporter de l'électricité doivent disposer d'une concession accordée par l'État, ce qui leur impose de respecter un cahier des charges et de répondre à ses objectifs de rationalisation et d'interconnexion. Entre 1919 et 1943, 120 concessions de transport sont accordées à 90 sociétés (Magnien 1986, p. 37).

L'État intervient aussi pour encadrer la production² et la revente d'électricité haute tension³ par les fournisseurs aux distributeurs locaux (tant les distributeurs privés fonctionnant sous contrat de concession que les régies municipales). Les fournisseurs haute tension vendent de l'électricité « *en gros* » par rapport aux distributeurs qui vendent au détail aux clients finaux. Suite au décret du 17 janvier 1928, pour vendre de l'électricité aux distributeurs, aux services de transport en commun et aux entreprises grandes consommatrices, les fournisseurs haute tension doivent disposer de « *concessions de distribution aux services publics* » attribuées par l'État. Avant 1946, environ 180 concessions de distribution aux services publics sont accordées (Monnier 1983, p. 78). Ces concessions sont un premier outil permettant à l'État d'encadrer les tarifs de vente d'électricité des fournisseurs haute tension aux distributeurs et par répercussion de baisser les tarifs aux clients finaux dans un contexte de crise (*Ibid.*, p. 79; Chebel-Horstmann 2006, p. 23). L'État travaille à l'homogénéisation des cahiers des charges de distribution aux services publics en imposant des tarifs maxima de ces

¹ Défini comme le transport de l'énergie électrique d'un point à un autre sans la vente.

² Concernant la production hydraulique, un enjeu alors majeur, la loi du 16 octobre 1919 sur l'utilisation des forces hydrauliques, instaure un système de concessions d'État pour davantage contrôler les installations hydrauliques (Picard, Beltran et Bungener 1985, p. 15; Poupeau 2004a).

³ C'est-à-dire de 3 à 60 kV.

concessions¹. Dans le décret-loi du 16 juillet 1935, il s'agit de « *fixer des plafonds pour les ventes faites aux distributeurs publics, ainsi que la majoration autorisée pour les ventes aux particuliers* » (Monnier 1983, p. 79). L'article 9 du décret comporte une déduction de 10 % en faveur des distributeurs² par rapport aux autres clients des fournisseurs haute tension. Ce rabais accordé aux distributeurs vise à assurer les marges nécessaires à la distribution aux clients finaux.

L'État s'investit encore davantage dans les concessions et leur contrôle technique entre 1936 et 1946 avec « *le temps de l'interventionnisme délibéré* » (Lévy-Leboyer 1994, p. 96-127). Cette période est marquée par l'ambitieux programme « *des 3 milliards* », grand programme d'investissement construit par le directeur de l'Électricité du ministère de l'Industrie en lien avec les sociétés privées, orienté vers l'exploitation du potentiel hydroélectrique du territoire et le développement du réseau de transport (Picard, Beltran et Bungener 1985, p. 15-19). Ce programme fut cependant remis en cause avec les difficultés économiques et la Seconde Guerre mondiale.

Des années 1920 à la fin de la Seconde Guerre mondiale, l'intervention de l'État monte en puissance dans le secteur électrique. Dans un premier temps, il ne s'agit pas pour l'État de prendre la place des communes et des sociétés privées, mais de les accompagner et de les soutenir, alors que s'en suit une période beaucoup plus dirigiste, marquée par un processus de centralisation et d'étatisation, avec l'avènement d'un « *État modernisateur* » (Poupeau 2004a). À la fin de la Seconde Guerre mondiale, l'État contrôle et encadre fortement le service public de l'électricité.

3 La gestion directe perdue en dépit de la nationalisation

La nationalisation s'inscrit dans la continuité d'un processus de centralisation de l'électricité, tant dans l'échelle d'organisation que de régulation. Ce choix politique est une réaction à la concentration des entreprises privées et à leur influence dans un secteur considéré par l'État comme de plus en plus stratégique pour la reconstruction. Deux établissements publics et en monopole à l'échelle nationale sont créés en 1946 : Électricité de France (EDF) pour l'électricité et Gaz de France (GDF) pour le gaz. Marginalisées, les ELD constituent dès lors un système dérogatoire censé s'intégrer au système de droit commun avec des adaptations à la marge.

La nationalisation de l'électricité et du gaz a fait l'objet d'importants travaux (Evesque 1947; Bouthillier 1968; Sablière (ed.) 1993; Association pour l'histoire de

¹ Les plafonds tarifaires varient en fonction de la population desservie, indépendamment de la situation géographique de la commune (Evesque 1947, p. 41; Poupeau 2007, p. 612).

² Paris, Archives de la FNCCR, Boîtes tarification DNN, « Note interne de la FNCCR, tarif d'achat de l'électricité par les régies », 9 février 1972.

l'électricité en France 1996). Cependant, ces derniers ont peu traité la question du maintien des régies et des SICAE. On retrouve dans chacun de ces ouvrages quelques éléments sur ces structures. Notre travail a donc ici consisté à rechercher ces éléments pour comprendre la manière donc les expériences de gestion directe ont pu être pérennisées. Nous avons complété ces travaux en analysant directement les débats parlementaires relatifs à la loi.

3.1 Continuité de l'interventionnisme étatique

À la fin de la Seconde Guerre mondiale, des entreprises nationalisées sont créées dans différents secteurs¹, principalement l'automobile, le transport aérien, les banques, les assurances ou encore la marine marchande (Andrieu, Le Van et Prost (eds.) 1987, p. 254-255). Trois origines de la nationalisation de l'électricité et du gaz peuvent être distinguées : *« les deux premières, à savoir le contrôle de plus en plus accentué de l'État sur l'appareil de production, de transport et de distribution de l'électricité (et dans une moindre mesure du gaz) et, corrélativement, la concentration de plus en plus grande des sociétés privées ayant en charge ce secteur pouvant apparaître comme conduisant inéluctablement à la nationalisation laquelle ne saurait alors être interprétée comme une rupture, mais comme un aboutissement logique. En revanche la troisième, c'est-à-dire la volonté politique affirmée à la Libération de faire céder les 'puissances d'argent' au profit de la collectivité, apparaît bien comme une volonté de changement radical et le souhait de créer un instrument entièrement tourné vers la satisfaction de l'intérêt général. »* (Sablière (ed.) 1993, p. 11).

La nationalisation s'inscrit dans un fort rejet du capitalisme, du poids des acteurs privés, des « trusts » qui se sont progressivement constitués. Il s'agit d'amener l'État à reprendre la main sur certains secteurs considérés comme cruciaux pour la reconstruction du pays. Le programme du Conseil national de la résistance en 1944 prône un changement radical du mode d'organisation de certains secteurs économiques et affirme la nécessité du *« retour à la nation des grands moyens de production monopolisée, fruits du travail commun, des sources d'énergie, des richesses du sous-sol, des compagnies d'assurances et des grandes banques »*. Le cœur de cette dynamique de nationalisation s'inscrit dans un consensus en faveur de l'intervention de l'État dans l'économie. *« Pendant 18 mois [de décembre 1944 à juin 1946], une large majorité de responsables politiques se sentent légitimés par le peuple pour approprier en son nom à l'État, ou à la collectivité, des moyens de production considérables, sans autres motifs que la confiance accordée à la puissance publique et la défiance marquée à l'égard du capital privé. »* (Anastassopoulos 1980, p. 23). Un point central de ces nationalisations est qu'il s'agit bien de nationaliser, et non d'étatiser. Au rejet du capitalisme s'articule un rejet de l'État, que l'on peut assimiler à un « anti-bureaucratisme » ou à une « anti-fonctionnarisation ». Ce n'est pas l'État qui a la propriété

¹ Sur la justification politique de ces nationalisations, voir (Andrieu, Le Van et Prost (eds.) 1987).

² Conseil national de la Résistance, *Programme : Les jours heureux*, adopté le 15 mars 1944.

des entreprises nationalisées, mais la Nation. L'État n'est présent qu'à un tiers dans les conseils d'administration des entreprises nationalisées (avec le personnel de l'entreprise et les usagers), ce qui doit assurer l'autonomie de l'entreprise (Rivero 1956, p. 61-62).

Dans ce contexte, le processus politique amenant à la création d'EDF est basé sur une alliance entre gaullistes et communistes, portée par Marcel Paul, ministre communiste de l'Industrie nommé par De Gaulle. L'électricité fait partie des secteurs essentiels à la reconstruction de l'économie française. La nationalisation du service public de l'électricité est une réaction politique à la création potentielle de « *trusts* » qui auraient pris en main l'industrie électrique française et limité la liberté de manœuvre de l'État (Anastassopoulos 1980, p. 20-21; Durupt 1986, p. 48-49). Elle s'appuie sur les réticences des élus et de l'opinion publique face à la concentration des sociétés privées. La loi du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz entraîne la création d'EDF et de GDF. Ces deux établissements publics disposent, respectivement pour l'électricité et le gaz, d'un monopole national sur toutes les activités de la production à la commercialisation, ce qui conduit à l'exclusion des sociétés privées du secteur.

Le cœur du débat porte sur l'étendue des compétences des établissements publics et, conjointement, sur les conditions de l'exclusion des entreprises privées ainsi que les modes d'indemnisation, afin d'éviter leur « *spoliation* », d'autant que ces entreprises ont un poids économique très important (Association pour l'histoire de l'électricité en France 1996). La nationalisation concerne l'intégralité du réseau de transport ainsi que la quasi-totalité de la production. Pour la production, le monopole est assorti d'exceptions. Sont exclus de la nationalisation les producteurs de moins de 12 millions de kilowattheures de production annuelle moyenne, les centrales électriques des Charbonnages et de la SCNF – sociétés toutes deux nationalisées – ainsi que la Compagnie nationale du Rhône.

Pour la distribution, les parlementaires maintiennent le rôle d'autorité concédante des communes et le régime juridique de la concession. On peut parler d'une substitution d'EDF aux anciennes sociétés privées dans chacune des concessions de distribution (Monnier 1983, p. 79) plutôt que d'une réorganisation juridique complète. EDF devient concessionnaire unique, exception faite des régies et des SICAE. Politiquement, les autorités concédantes perdent leurs marges de manœuvre et de négociation, car elles n'ont plus le choix de leur mode d'exploitation et de leur concessionnaire en raison des monopoles attribués à EDF et GDF. D'une manière générale, avec la nationalisation, les autorités concédantes « *entrent en sommeil* » (Bouvier 2005) et perdent en pratique leur pouvoir.

La nationalisation des installations de distribution interroge davantage que les autres segments d'activité, tant techniquement que politiquement. Une question se pose notamment au sujet de la décentralisation de son organisation. La loi de nationalisation annonce une organisation régionalisée de la distribution d'électricité, suite à une prise en charge temporaire par la direction nationale d'EDF (EDF service national). L'article 2 de la loi prévoit cette régionalisation de la distribution d'électricité avec la création d'Établissements publics

régionaux de distribution (EPRD). Ce projet vise à « *d'écarter toute perspective d' 'étatisation' ou de création d'une 'entreprise monolithique'* » (Bonaïti, 1996, p 173). Pour faire voter la loi, ce sont donc des principes qui sont approuvés, avec comme objectif d'apaiser les craintes des élus réticents tout en remettant à plus tard la définition de la forme de la distribution (Bouthillier 1968, p. 353). Le découpage territorial avait été réalisé et, selon certaines versions du projet, chaque EPRD aurait pu être fortement autonome et intégrer dans son conseil d'administration une représentation des collectivités locales (Céron 1985, p. 8; Bonaïti 1996, p. 173). Pourtant, ces dispositions ont été abandonnées en 1952, du fait de l'étatisation progressive de la gestion d'EDF (*Ibid.*, p. 173; Poupeau 1999, p. 66-79; Poupeau 2004b, p. 42-44).

La nationalisation conduit donc à une réduction du rôle des collectivités locales dans l'organisation du secteur électrique, dans la continuité du processus d'intégration et de rationalisation ainsi que de l'interventionnisme étatique enclenché dans les années 1930.

3.2 La nature dérogatoire du maintien de la gestion directe

Alors que la dynamique de la nationalisation va à l'encontre des ELD, les communes qui en disposent parviennent à les conserver. Ce maintien s'inscrit davantage dans la recherche d'un compromis que dans la volonté d'ériger un système conservant des exceptions.

3.2.1 Désaccord entre Parlement et Gouvernement

La situation des régies et des SICAES au regard de la nationalisation est discutée lors des débats parlementaires. Ces structures concernent quatre millions d'habitants, soit un dixième de la population¹. Le gouvernement est peu favorable à leur maintien, car elles constituent une exception à l'organisation du réseau national. Il propose ainsi de tout nationaliser, sans faire d'exception. C'est au sein de la Commission de l'équipement national et de la production, en amont de la discussion à l'Assemblée nationale constituante, que les régies et SICAES sont défendues et qu'un article les concernant est inséré dans le projet de loi. Paul Ramadier est le rapporteur de cette commission et ses principaux apports au projet portent sur trois points : « *modérer l'étendue du monopole, limiter la centralisation et améliorer l'indemnisation des actionnaires* » (Maleville 1996).

La place des ELD s'inscrit dans la défense du rôle des collectivités locales, et est l'un des éléments centraux défendus par les députés. À l'Assemblée nationale constituante, de nombreux députés socialistes et radicaux, qui cumulent fréquemment des mandats de maire, s'opposent ainsi à la centralisation du projet gouvernemental (Bouthillier 1968, p. 167). Outre ces députés-maires, différents acteurs tiennent un discours de défense des collectivités

¹ Paul Ramadier, JO, 28 mars 1946, p. 1190.

locales : la FNCCR (représentée par Alexis Jaubert et Georges Gilberton), l'Association des maires de France ainsi que la direction des Collectivités locales du ministère de l'Intérieur (*Ibid.*, p. 191). On note aussi, par exemple, l'intervention du maire de Strasbourg qui envoie une note aux membres de l'Assemblée constituante pour leur demander l'exonération des entreprises d'électricité et de gaz mixte à majorité communale qui sont déjà sous le contrôle des collectivités publiques. Il explique ainsi : « *j'estimerais inutile et illogique d'appliquer des mesures de nationalisation là où la collectivité communale exerce d'ores et déjà et de si longue date un contrôle efficace ayant donné toute satisfaction aux intérêts publics* » (Lorentz 2000, p. 144-145).

3.2.2 Les ELD, précurseurs de la nationalisation ?

Créées par des communes ou des groupements de communes, les régies municipales, intercommunales et départementales sont déjà publiques, tandis que les SICAE, issues du mouvement coopératif, ont été développées en réaction aux carences de l'initiative privée. Une partie des maires qui a la charge de ces structures refuse de déléguer la distribution d'électricité et de gaz à l'échelle nationale. Les députés mettent en avant la satisfaction que donnent localement ces régies, l'implication des élus dans leur fonctionnement et la représentation des usagers qu'elles assurent¹. Les députés socialistes notamment se prononcent en faveur de leur maintien, car ils en ont fréquemment été les fondateurs et ils s'inscrivent dans une posture plus décentralisatrice. À l'inverse, les élus communistes s'opposent à ce maintien, considérant les régies comme des féodalités locales (Picard, Beltran et Bungener 1985, p. 7).

Estimant qu'elles s'inspirent du même esprit que la loi de nationalisation, les parlementaires dans l'ensemble sont relativement favorables aux régies. Ainsi, lors du débat à l'Assemblée, le rapporteur Paul Ramadier estime qu'elles ont « *préparé l'œuvre que nous sommes en train d'accomplir*² », que « *nous devons ce geste de reconnaissance aux communes qui ont été, en définitive, les précurseurs de la nationalisation en éliminant l'élément capitaliste de la gestion de l'électricité*³ ». La gestion directe d'échelle locale s'inscrirait donc dans une logique d'intervention publique dans le secteur de l'électricité similaire à celle qui porte le projet de nationalisation. Inclure les régies et les SICAE dans la nationalisation, sachant que les porteurs de la loi doivent faire face à des critiques concernant une « *étatisation rampante* », s'apparenterait à une remise en cause du pouvoir des communes. Ce reproche est un élément majeur des nationalisations : les élus qui disposent de régies considèrent que ces dernières sont déjà dans les mains de la nation et que les prendre aux collectivités locales pour les transférer à l'État reviendrait à une étatisation.

¹ Maurice Viollette, JO, 28 mars 1946, p. 1189.

² Paul Ramadier, JO, 28 mars 1946, p. 1190.

³ Paul Ramadier, JO, 22 mars 1946, p. 1015.

L'enjeu du maintien de la gestion directe concerne aussi la production, où se pose la question de l'étendue de la nationalisation et de la prise en compte des petites installations, comprenant les SICAE et les coopératives d'usagers, ainsi que les régies. Dans les débats parlementaires il est considéré qu'« aucune de ces entreprises n'est un 'trust' : elles n'ont jamais manœuvré contre l'État et n'ont jamais eu de politique économique anti-démocratique : non seulement elles ne sont pas indispensables à l'effort de coordination nationale, mais encore elles représentent une poussière d'installations et leur intégration dans le système national ne peut qu'être long et difficile. Enfin, elles sont le plus souvent l'instrument de travail de leur propriétaire : les nationaliser enlèverait à ce dernier son 'gagne-pain'. Injuste, la nationalisation des petites installations n'est pas indispensable au succès de la réforme. » (Bouthillier 1968, p. 245-246). Les SICAE, bien que non contrôlées par des collectivités locales, sont considérées par le législateur comme représentatives d'un intérêt collectif suffisant pour échapper à la nationalisation, en outre complexe techniquement (Sablière (ed.) 1993, p. 219-220). Les débats parlementaires aboutissent au maintien des installations d'une capacité de production inférieure à 12 millions de kWh¹, ce qui comprend notamment les installations de production des régies et des SICAE. « *Le petit secteur libre, ainsi maintenu pour des raisons techniques, politiques et sociales, ne contredit pas l'esprit monopolistique qui caractérise la nationalisation de l'électricité.* » (Bouthillier 1968, p. 246). Ce maintien des petits distributeurs et producteurs est ainsi justifié de manière identique : outre la difficulté technique de leur nationalisation, leur existence ne remet pas en cause la logique de la nationalisation.

Cette possibilité de maintien conduit cependant à des discussions quant à l'autonomie dont disposeront les régies et les SICAE. Ainsi, dans le projet présenté à l'Assemblée nationale constituante suite au travail de la Commission, l'alinéa 3 de l'article 23 restreint fortement leur autonomie et indique que « *les rapports de ces régies avec les services intercommunaux, leur organisation, la nomination des administrateurs et la vérification de leurs comptes seront déterminés par un règlement d'administration publique pris sur le rapport des ministres de la Production industrielle et de l'Intérieur*² ». Cet alinéa pose problème aux communes ayant fait le choix de la gestion directe et deux députés interviennent pour s'y opposer. Le député-maire de Dreux avance que les régies remplissent pleinement leur rôle, que leur présence a une histoire et « *qu'il n'est pas de raison pour que soit ainsi déconsidéré le travail des communes en les faisant disparaître, mais surtout en empiétant de telle manière sur leur autonomie*³ ». Il argue ainsi que les régies sont parties prenantes du secteur depuis de nombreuses années et que leur fonctionnement est établi. La réduction de leur autonomie par un règlement d'administration publique va à l'encontre de leurs modes d'organisation. Le maire de Lyon, Édouard Herriot, s'oppose aussi à cette remise en cause de

¹ Le seuil de 200 millions de kWh par an est proposé par le MRP, mais, du fait de la concentration du secteur électrique, il permet le maintien des positions de nombreux groupes privés. L'exception des 12 millions de kWh vise donc le petit secteur libre, soit principalement la gestion directe (Bouthillier 1968, p. 245-246).

² JO, 28 mars 1946, p. 1189.

³ Maurice Viollette, JO, 28 mars 1946, p. 1189.

l'autonomie des régies, s'appuyant particulièrement sur le cas de Metz, qu'il estime exemplaire¹.

Le rapporteur explique cette limitation de l'autonomie des régies par la nécessité d'une coordination technique et de programmes d'exploitation à l'échelle nationale. Cette collaboration implique pour Paul Ramadier la nécessité de changer le statut des régies publiques et d'y adjoindre un règlement d'administration publique, celui-ci ne remettant pas en cause leur autonomie². L'amendement d'Edouard Herriot (Parti radical) est ainsi accepté et il est ajouté à la suite de l'article « *sous cette réserve, les organisations prévues au premier paragraphe du présent article conserveront leur autonomie* ».

3.3 L'article 23 permet le maintien de la gestion directe

La version définitive de l'article 23 est la suivante³.

Encadré 1: L'article 23 de la loi de nationalisation

Article 23 - Les sociétés de distribution à économie mixte dans lesquelles l'État ou les collectivités publiques possèdent la majorité, les régies ou services analogues constitués par les collectivités locales, les coopératives d'usagers et les sociétés d'intérêt collectif agricole sont maintenus dans leur situation actuelle jusqu'à l'organisation des services de distribution correspondants.

Dans le cas où la distribution de l'électricité ou du gaz était exploitée antérieurement à la présente loi par les régies ou services analogues constitués par les collectivités locales ou par les sociétés où ces collectivités avaient la majorité des actions, ou bien dont elles partageaient les profits dans une proportion égale ou supérieure à celle qui découle du décret du 28 décembre 1926 sur les sociétés d'économie mixte, ces services ou sociétés seront, dans le cadre des services de distribution constitués ou transformés en établissements publics communaux ou intercommunaux qui prendront avec la forme adéquate le nom de « Régie de..... » suivi du nom de la collectivité.

Les rapports de ces règles avec les services de distribution, leur organisation, la nomination des administrateurs et la vérification de leurs comptes seront déterminés par un règlement d'administration publique pris sur le rapport des Ministres de la Production industrielle et de l'Intérieur.

Les coopératives d'usagers et les sociétés d'intérêt collectif agricole concessionnaires de gaz ou d'électricité pourront également être maintenues dans le cadre des services de distribution. Leurs rapports avec ces services et leur statut seront déterminés par un

¹ Edouard Herriot, JO, 28 mars 1946, p. 1189.

² Paul Ramadier, JO, 28 mars 1946, p. 1190-1191.

³ Une analyse de cet article est proposée dans (Sablière (ed.) 1993, p. 215-230).

règlement d'administration publique pris sur le rapport des Ministres de la Production industrielle et de l'Agriculture.

Sous cette réserve, les organisations prévues au premier paragraphe du présent article conserveront leur autonomie.

Loi n° 46-628 du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz

Cet article prévoit que les communes qui le désirent peuvent conserver leur régie. Il exclut de la nationalisation les sociétés de distribution à économie mixte dans lesquelles l'État ou les collectivités possèdent la majorité, les régies, les coopératives d'usagers et les sociétés d'intérêt collectif agricole (SICAE). En revanche, l'article 23 empêche la création de nouvelles structures : les communes qui n'ont pas de régies ne peuvent pas opter pour cette solution et celles qui renoncent à la gestion directe ne peuvent plus y revenir, EDF ou GDF reprenant automatiquement le service. Un choix important revient donc aux élus municipaux.

« Il s'agissait bien de prendre en compte une situation existante et de la pérenniser, mais non de laisser aux collectivités locales la possibilité, notamment à l'expiration des concessions en cours, de reprendre le service de la distribution de l'électricité et du gaz en régie. Un amendement de M. Édouard Herriot tendant à ouvrir une telle possibilité fut repoussé lors de la discussion parlementaire en 1946, devant l'Assemblée Nationale (J.O. débats A.N. Const. 2^e séance du 28 mars 1946, p.1194). M. Ramadier, rapporteur du projet de loi avait d'ailleurs répondu d'avance à cette solution de création de nouvelles régies en fin de concession en estimant qu'elle conduirait 'à un morcellement et à une instabilité des exploitations qui contrarieraient la nationalisation de la distribution' (rapport n° 655, annexé au procès-verbal de la 2^e séance du 13 mars 1946 A.N. Const. P 28) » (Sablière (ed.) 1993, p. 220)

Cette position a été reprise jusqu'à aujourd'hui par les pouvoirs publics. L'article 23 conduit à une dualité entre EDF et GDF d'une part et les ELD d'autre part. Il s'agit d'une concession politique destinée à faire accepter la création de l'établissement public nationalisé. Laisser la possibilité aux élus concernés de conserver leur distributeur local permet de les rallier au vote de la loi sans remettre en cause le modèle d'EDF, dont la vocation était de se généraliser. Étant donnée la construction du secteur énergétique de l'après-guerre, les ELD sont considérées comme des vestiges destinés à disparaître.

3.4 Un maintien temporaire

Certains représentants des ELD avancent aujourd'hui que le législateur avait accepté de conserver la gestion directe à l'échelle locale tout en espérant sa disparition rapide.

« Donc le législateur, constatant qu'il y en avait 250 à l'époque, s'était dit 'bon on va faire un gros truc et de toute façon trois ans après il y en aura plus, elles vont être

bouffées'. Manque de pot, il doit en rester 150 et ils ont toujours été un peu emmerdés parce que ça ne mourrait pas tout seul ces trucs-là, alors qu'ils avaient peut-être un peu compté là-dessus. » (un ancien cadre dirigeant d'UEM, novembre 2011¹)

Jacques Evesque explique en 1947 dans sa thèse sur la nationalisation de l'électricité que les ELD maintenues par l'article 23 n'ont pas vocation à se maintenir à terme et qu'elles seront transformées en « *établissements publics communaux ou intercommunaux dans le cadre des services de distribution, c'est-à-dire sous leur contrôle hiérarchique* », comme les SICAE « *avec cette différence qu'elles ne seront pas forcément maintenues à la fin de la période transitoire* » (Evesque 1947). Pour l'auteur, le maintien des ELD, qualifiées de « *chancres inguérissables* » (*Ibid.*, p. 93), est donc une entrave à la rationalité de l'équipement et de l'exploitation des réseaux de distribution promue par la nationalisation.

L'alinéa 2 de l'article 23 prévoit en effet que les différentes structures de gestion directe seront transformées en établissements publics communaux ou intercommunaux dans le cadre des services de distribution constitués. Ainsi, il est prévu que lorsque les établissements publics régionaux de distribution (EPRD) seront institués, les différents modes de gestion directe auront un statut unifié et que leurs relations avec les EPRD seront définies par décret en Conseil d'État. Cependant, comme souligné précédemment, ces derniers ne seront finalement pas créés.

« Il devait y avoir les EPRD et puis comme les EPRD n'ont jamais été mis en place et que par ailleurs en 1949 il y a eu la loi Armangeaud qui a dit 'même si on met ça en place de toute façon les régies qui voudront rester régies elles pourront rester'. Donc finalement on a toujours été là. » (un ancien cadre dirigeant d'UEM, novembre 2011)

La loi Armangeaud du 2 août 1949 remet en effet en cause le caractère temporaire du maintien des régies et des SICAE, en remplaçant dans le premier alinéa de l'article l'idée que les régies restent dans leur situation actuelle jusqu'à l'organisation des services de distribution prévus, par « *le statut de ces entreprises devant toujours conserver le caractère particulier qui leur a donné naissance d'après les lois et décrets en vigueur ou futurs* ».

Encadré 2: Sémantique des ELD

La sémantique des entreprises locales de distribution est un moyen de comprendre les représentations qui entourent leur action. Pendant une première période, allant de leur création à partir de la fin du 19^e siècle jusqu'à la création d'EDF, on parlait surtout de régies. Ces services étaient généralement entièrement publics, parties intégrantes de la commune. Il s'agissait d'une activité communale, dont le budget était intégré au budget municipal.

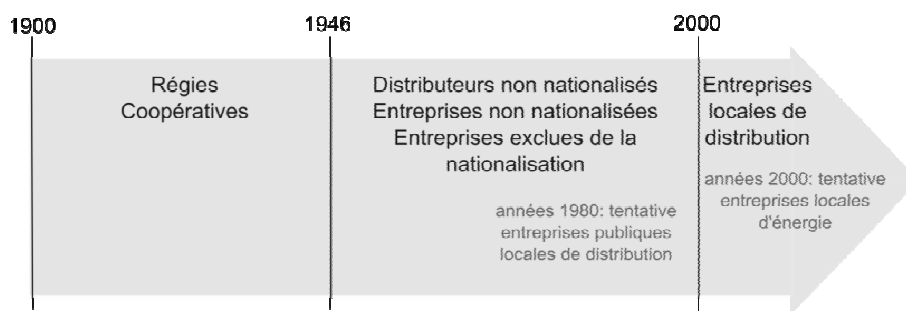
Avec la nationalisation et la création d'EDF, les communes disposant de régies publiques ont la possibilité de les conserver ou de concéder la gestion de leur réseau à EDF. Ces régies

¹ Nous indiquerons les verbatim d'entretiens réalisés de cette manière. Les informations issues d'entretiens et intégrées directement dans le texte seront signalées par des notes de bas de page.

municipales sont alors considérées comme des vestiges de l'époque précédente et sont marginalisées dans le secteur énergétique par rapport aux EPIC d'électricité et de gaz. Cette représentation se retrouve dans la terminologie employée par les textes juridiques, qui définissent les régies par opposition au système commun. Après avoir parlé jusqu'en 1949 d'« *entreprises exclues de la nationalisation* », le terme utilisé est celui d'« *entreprises non nationalisées*¹ » mais surtout de « *distributeurs non nationalisés* » (DNN). Ce terme, utilisé dans les textes de loi et par certaines institutions jusqu'en 2011, renvoie à l'idée que ces entreprises sont des vestiges du système précédent dans un contexte où EDF et la création d'un monopole intégré à l'échelle nationale sont considérées comme des vecteurs de progrès et de modernisation.

Cette appellation a évolué au cours des années 1990, lorsque le terme d'« *entreprise locale de distribution* » émerge. Élaborée par les entreprises elles-mêmes, cette nouvelle appellation est liée au renforcement du niveau local avec la décentralisation et aux prémisses de l'ouverture des marchés venant de l'échelon européen. Être une entreprise installée au niveau local devient (ou redevient) alors un atout à valoriser. Ce terme fait suite à un projet des années 1980 de les appeler EPLD (entreprises publiques locales de distribution), mais cette appellation ne convenait pas à EDF qui la trouvait trop provocatrice au regard du projet avorté d'établissements publics régionaux de distribution. Progressivement accepté, le terme d'entreprise locale de distribution (ELD) a remplacé celui de DNN dans le Code de l'énergie en 2011.

Une dernière appellation est apparue ces dernières années, celle d'entreprise locale d'énergie. Elle renvoie à deux éléments : d'une part à la volonté d'éviter la réduction du champ d'activité à la gestion des réseaux de distribution et d'affirmer les activités de fournisseur historique et de producteur ; d'autre part, à mettre en avant le caractère multiple de l'offre énergétique, incluant l'électricité, le gaz, mais aussi les réseaux de chaleur. Ce terme, construit par le syndicat ELE, n'est cependant pas beaucoup utilisé, d'autant que celui d'ELD est aujourd'hui légitimé par son usage dans la législation.



Ces termes utilisés pour nommer les structures de gestion directe illustrent la diversité des manières de considérer leur place dans le secteur énergétique. Pour simplifier la lecture, nous nous en tiendrons cependant au terme d'ELD employé actuellement et nous l'appliquerons sur l'ensemble de la période.

C'est ainsi qu'alors que malgré la nationalisation du service public de l'électricité, 10 % de la distribution totale d'électricité et de gaz restent assurés par la gestion directe.

¹ Michel Jean-Claude, *Les distributeurs d'énergie non nationalisés*, État des lieux, novembre 2005.

41 régies et 4 sociétés d'économie mixte locales sont conservées pour la distribution de gaz, et environ 260 régies, plusieurs sociétés d'économie mixte locales et 43 SICAIE pour la distribution d'électricité (Sablière (ed.) 1993, p. 217). Les expériences de gestion directe parviennent donc à maintenir dans un premier temps de manière temporaire, avant d'assurer leur pérennité dans un secteur quasiment entièrement nationalisé.

Conclusion

Le caractère initialement local de la distribution d'électricité, qui permet aux communes de disposer d'un rôle de régulation important et pour une partie – très limitée – d'entre elles de choisir la gestion directe, est remis en cause, d'une part, par la dépendance à des opérateurs privés extérieurs et, d'autre part, par l'emprise de plus en plus forte de l'État et la nationalisation de ce service public local. Cette nationalisation est inaboutie et la régulation du service public de l'électricité devient hybride, principalement nationale mais conservant des éléments locaux. Bien que résultant de choix locaux, les ELD sont dès l'origine intégrées dans des dynamiques sectorielles à l'échelle nationale tant dans une logique technique et infrastructurelle que de régulation.

On observe donc une disjonction entre l'échelle locale d'organisation des ELD et celle nationale de leur régulation. Cette distinction confirme la nécessité de sortir d'une opposition globale entre centralisation et décentralisation du service public de l'électricité et de décortiquer les différentes composantes du service public de l'électricité pour en comprendre les déterminants et leur évolution. C'est pourquoi nous nous intéressons à présent aux modalités de cette permanence et aux relations entretenues par les ELD avec le nouvel établissement public. La possibilité de leur maintien lors de la nationalisation correspond davantage à une concession politique qu'à une véritable stratégie sectorielle. Nous verrons dans le chapitre suivant comment, contre toute attente, les ELD se sont maintenues dans ce service public nationalisé de l'électricité.

Chapitre 2

Réorganisation du système électrique et nouvelles formes de dépendance (1946 – 1996)

La substitution d'EDF aux nombreuses sociétés privées recompose fortement l'environnement organisationnel dans lequel s'insérait la gestion directe avant la nationalisation. La constitution d'une économie de monopole – de 1946 aux années 1990 – a entraîné le développement d'une dépendance des ELD à EDF et au système politico-administratif national. Le fonctionnement économique du secteur électrique étant désormais déterminé dans le cadre de négociations dépassant les ELD, nous allons nous attacher à étudier l'influence de l'échelle nationale sur ces dernières. D'une manière générale, les mécanismes technico-économiques définis à cette échelle contraignent de plus en plus ces entreprises locales, qui se retrouvent dans une posture défensive, dans l'obligation de négocier des aménagements prenant en compte leur spécificité. Elles doivent pour cela se hisser à l'échelle nationale, apprendre à négocier avec la bureaucratie d'État en s'appuyant notamment sur leurs associations et des parlementaires.

Ces négociations à la marge du système électrique ont des résultats, mais de nombreuses ELD n'ont pas été en mesure de faire face à la contrainte croissante sur leur modèle économique et ont disparu. Quant à celles qui sont parvenues à se maintenir, elles ont pu disposer d'un équilibre économique finalement relativement favorable, cette régulation contraignante à l'échelle nationale pouvant aussi être protectrice. Notons que ces équilibres structurent toujours le positionnement des ELD dans le secteur. Nous ne cherchons pas dans ce chapitre à présenter de manière chronologique ce positionnement pendant la période monopolistique, mais à comprendre la situation actuelle de ces structures par la compréhension de leur histoire récente.

1 Les ELD et le système décisionnel national du service public de l'électricité

La création d'EDF et l'implication de l'administration centrale pour définir ses orientations stratégiques accentuent le processus de centralisation du service public de l'électricité enclenché à partir des années 1930. Du fait de leur dépendance à EDF et de l'impact des décisions prises à l'échelle nationale sur leur fonctionnement, il est essentiel pour les ELD de défendre leur spécificité à l'échelle nationale.

1.1 La structuration du service public de l'électricité par l'État et EDF

La nationalisation de l'électricité permet à l'État de peser directement sur l'ensemble du secteur et plus largement sur toute l'économie du pays (Chenot 1983). Cette implication de l'État dans la gestion des services publics en réseaux telle qu'elle est conçue à partir des années 1930, et plus encore avec la création d'entreprises nationalisées constitue la base du « *service public à la française* » (Stoffaës 1995, p. 45-94). Dans le cas de l'électricité, la création d'une entreprise nationalisée est considérée par le législateur comme un moyen d'améliorer ce service public et de favoriser la reconstruction et le développement de l'économie française.

Le quasi-monopole attribué à EDF s'accompagne d'un puissant contrôle par la puissance publique. Ce contrôle se fait au travers du statut juridique d'EDF, établissement public à caractère industriel et commercial, mais plus largement par son assimilation politique à un ensemble non défini juridiquement, celui d'entreprise publique. Jean-Pierre Anastassopoulos définit l'entreprise publique comme « *toute organisation ayant pour objet de produire et de vendre des biens ou des services, et dont l'État a la responsabilité. Par rapport à une administration, l'entreprise publique se distingue parce qu'elle opère sur un marché : elle tire l'essentiel de ses ressources de son activité. Par rapport à une entreprise privée, elle se distingue parce que le pouvoir qui la contrôle est aux mains de l'État, soit que celui-ci soit majoritaire dans son capital, soit qu'elle lui appartienne sous une forme ou une autre.* » (Anastassopoulos 1980, p. 3-4). Le fonctionnement d'une entreprise publique est ainsi à cheval entre celui d'une entreprise présente sur le marché et d'une administration contrôlée par l'État. EDF fournit un service à ses usagers et est rémunérée par ces derniers, mais l'administration centrale assure un contrôle sur elle. Ce sont ces interactions entre État et EDF que nous voulons ici caractériser, pour comprendre leur impact sur le secteur et par conséquent sur les ELD.

1.1.1 Les tutelles au cœur de la définition du service public de l'électricité

Les décisions stratégiques relatives à EDF sont soumises à l'autorité publique (Anastassopoulos 1980, p. 49), mais la nationalisation ne fait pas de l'État l'acteur dominant et exclusif de l'entreprise. Le législateur instaure une gestion tripartite, qui inclut l'État, les syndicats professionnels et les représentants des usagers, y compris les autorités concédantes représentées par la FNCCR. Les quinze administrateurs du conseil d'administration d'EDF sont répartis de manière équilibrée entre ces trois ensembles de représentants¹.

Cette ambition initiale est pourtant remise en cause par l'importance de l'administration centrale dans la régulation du service public de l'électricité à partir de la fin

¹ Les administrateurs sont nommés par le gouvernement sur proposition des organisations concernées. Sur le fonctionnement de ces nominations, voir (Anastassopoulos 1980, p. 36-37).

des années 1950. Les entreprises nationalisées et notamment EDF sont de plus en plus contrôlées par l'État. L'interprétation étatiste de la loi de nationalisation s'impose progressivement (Rivero 1956, p. 63-68; Poupeau 2004, p. 44). La part des usagers au conseil d'administration d'EDF est rognée dès les années 1950 au profit de « *personnalités désignées en raison de leur compétence industrielle et financière* » et seuls deux administrateurs restent des représentants des collectivités locales (Chenot 1983, p. 40; Poupeau 1999, p. 161-165). Au-delà de sa composition, le conseil d'administration voit son influence restreinte sur EDF au profit des ministères responsables de la tutelle. Ce mouvement est plus général dans les entreprises publiques, dans lesquelles les conseils d'administration des entreprises publiques sont « *court-circuités par les tutelles* » et deviennent des chambres d'enregistrement de décisions prises par ces dernières. Au sein de l'autorité publique, le « *pouvoir de propriétaire de l'État* » est davantage exercé par le gouvernement que par le Parlement et les décisions sont prises entre les ministres de tutelle, leur administration et la direction générale de l'entreprise publique (Anastassopoulos 1980, p. 37). Cette étatisation résulte, selon François-Mathieu Poupeau, de deux mouvements complémentaires. D'une part, à la fin des années 1950, les collectivités locales réduisent leur implication dans la distribution d'électricité, lui préférant d'autres équipements collectifs, ce qui limite l'audience de la FNCCR. D'autre part, les administrations centrales de tutelle d'EDF prennent une place croissante dans le service public de l'électricité à partir des années 1960 et 1970 (Poupeau 1999, p. 135-136).

Une tutelle administrative et économique

La tutelle d'EDF se construit autour d'un système inspiré des règles de la tutelle administrative appliquée aux établissements publics autonomes et aux collectivités locales. Ce système représente alors le « *seul modèle connu de contrôle d'organismes publics autonomes par l'État* » (Delion 2007, p. 554). La définition des actes de tutelle – approbation, veto et contrôle – est spécifique à chaque entreprise publique (*Ibid.*, p. 554-556). La tutelle d'EDF comprend deux composantes, économique et financière d'une part, technique d'autre part, et fonctionne sur un contrôle a priori¹ des actions de l'établissement public. Assurée par l'État, elle n'est pas monolithique et fait l'objet de rapports de force internes entre ses composantes.

Les ministres de l'Économie et du Budget assurent la tutelle de l'ensemble des entreprises publiques, le gouvernement étant sensible à la dimension financière de leurs décisions (Anastassopoulos 1980, p. 39). La direction du Budget et celle du Trésor sont chargées respectivement des aides budgétaires attribuées aux entreprises publiques et du montant des emprunts que les entreprises peuvent émettre sur les marchés financiers². À ces

¹ À ces contrôles a priori s'ajoutent des contrôles a posteriori portés par la Cour des Comptes et le Parlement (Anastassopoulos 1980, p. 41-46). Nous ne traiterons pas cet aspect ici.

² EDF étant davantage rattachée à la direction du Trésor.

deux directions s'ajoute celle de la Concurrence et de la Consommation dont l'intervention vise à fixer les prix (*Ibid.*, p. 39-40).

Cette tutelle économique et financière est couplée à une tutelle technique. Le ministère de l'Industrie, et plus particulièrement la direction du Gaz, de l'Électricité et du Charbon (DIGEC)¹, assure la tutelle d'EDF dans toutes ses activités, aussi bien la production que le transport et la distribution. Elle suit la gestion technique de l'entreprise publique au nom de son ministère, ce qui comprend la définition et le contrôle du cahier des charges et les grands choix industriels de l'entreprise (Anastassopoulos et Nioche (eds.) 1982, p. 22-23). Cette seconde tutelle est considérée comme plus proche en termes de représentation et plus favorable à l'entreprise (Poupeau 1999, p. 159-160), ce qui conduit souvent la tutelle économique à lui reprocher d'être « *capturée par les entreprises* » (Stoffaës 1995, p. 82).

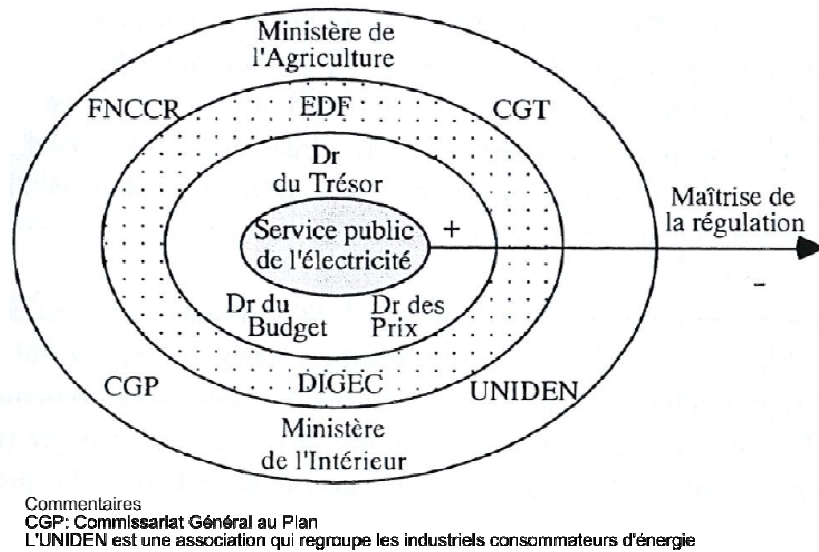
Une étatisation progressive

L'État prend une place de plus en plus importante dans la gestion d'EDF, comme Jean Rivero en fait état dès les années 1950 en reprenant la formule de Georges Maleville « *L'autonomie d'Électricité de France est devenue une illusion, un mirage* ». Cette montée en puissance s'observe dans les méthodes administratives et les techniques juridiques d'EDF qui s'appuient de plus en plus sur le droit public. Jean Rivero constate ainsi que « *la réalité du pouvoir échappe aux organismes auxquels le législateur avait entendu la conférer ; elle tend à revenir à ses détenteurs traditionnels : les organes politiques et administratifs de l'État* » (Rivero 1956, p. 67-68). L'État prend donc une place croissante dans la gestion et l'orientation des choix stratégiques d'EDF.

Pierre-André Mangolte s'oppose à la conception unifiée de l'État et met en avant la diversité de centres de pouvoir étatiques dans la tutelle des entreprises publiques. Il décrit l'État comme « *un patron à double face* » pour les entreprises publiques entre tutelle technique et financière et insiste sur l'importance du pouvoir de la tutelle financière qui « *tient les cordons de la bourse* » (Mangolte 1986, p. 65-81). Pour illustrer cette importance croissante de l'État dans la gestion d'EDF, François-Mathieu Poupeau a schématisé la régulation nationale du service public de l'électricité par des cercles concentriques avec, au centre, les trois directions de la tutelle financière puis la tutelle technique, comprenant la DIGEC. Le système décisionnel étatique du service public de l'électricité marginalise clairement les représentants des deux autres pans de la gestion tripartite, syndicats professionnels et usagers, principalement représentés par la FNCCR (Poupeau 1999, p. 157).

¹ Cette direction a changé de nom à plusieurs reprises. Pour plus de clarté, nous conserverons le nom DIGEC sur l'ensemble de la période.

Figure 3: La régulation nationale du service public de l'électricité



Source: (Poupeau, 1999, p.157)

Concernant la politique industrielle de l'énergie, EDF est donc considérée comme un outil de l'État assurant une mission de service public. Son lien avec l'État est marqué par une imbrication entre logique industrielle et de service public et un ensemble de valeurs partagées (Tixier et Mauchamp 2000). Les dirigeants d'EDF et les hauts fonctionnaires sont convaincus d'agir au nom de l'intérêt général, de l'indépendance nationale et du développement économique. La force du « *modèle fondateur* » d'EDF est de rassembler dirigeants politiques, hauts fonctionnaires, syndicalistes, agents au contact des usagers, cadres, dans la valorisation du savoir-faire, de la compétence, ainsi que de manière plus abstraite la science et la raison. Un ensemble de convictions – « *confiance dans la science et le progrès, identification à la nation, à l'intérêt général et au service public* » – est commun à ces différents acteurs, qui estiment contribuer à un progrès, allant dans le sens de l'intérêt général (Wieviorka et Trinh 1989, p. 40-41). Le service public de l'électricité est intégré dans une dynamique plus large et EDF est considérée comme un vecteur d'aménagement du territoire, de développement économique ainsi que d'unification territoriale, notamment par la péréquation tarifaire. « *Électricité de France, en somme, a été l'instrument gigantesque d'une politique d'équipement aux réalisations brillantes. Il est certain que l'industrie privée n'aurait pas suivi les mêmes voies et il est probable qu'elle n'aurait pu, sans une aide puissante de l'État, franchir les mauvaises passes de l'après-guerre.* » (Chenot 1983, p. 43).

À EDF arrive une génération d'ingénieurs économistes¹, qui considère les enjeux politiques, particulièrement à l'échelle locale, comme secondaires par rapport à l'intérêt

¹ Selon Bernard Chenot, la place du technicien d'EDF se construit autour de l'idée qu'il « *a le souci de la performance bien plus que du prix de revient ; il a un vif sentiment de ses responsabilités pour l'emploi des machines ou des hommes qui lui sont confiés, et il porte haut le pavillon de son entreprise, mais il s'élève plus difficilement à des considérations d'économie globale et il faut parfois lui rappeler qu'il existe un État.* » (Chenot 1983, p. 104).

général et de l'optimum économique du service public national de l'électricité (Poupeau 1999, p. 167-168). Ce mouvement se construit en parallèle de la 5^e République naissante et de l'arrivée d'une nouvelle génération de hauts fonctionnaires dans les ministères, qualifiés de « *technocrates* ¹ ». En 1983, Bernard Chenot constate : « *Aujourd'hui nous sommes vraiment entrés dans 'l'ère des organisateurs' et la technocratie est un fait accompli* ». Ce fonctionnement est notamment dû à la mobilité professionnelle entre les techniciens du ministère de tutelle et l'entreprise nationale. Leur formation et leur carrière communes, liées à la logique des grands corps d'État, les conduisent à une forte compréhension mutuelle (Chenot 1983, p. 102-104). Cette circulation des élites de la haute fonction publique vers des responsabilités à EDF est justifiée au nom d'une culture partagée. Elle se fait cependant souvent de l'administration publique vers EDF, ce qui réduit la capacité de contrôle de la tutelle (Stoffaës 1995, p. 72). Ce fonctionnement s'inscrit dans un mouvement plus large, le « *modèle français de politiques publiques* » qui se met en place dans l'après-Seconde Guerre mondiale jusque dans les années 1970, avec un apogée au début de la 5^e République. Les politiques publiques françaises sont pendant les trente glorieuses marquées par un « *référentiel modernisateur* », caractérisé par la centralité de l'État, par l'importance d'un fonctionnement sectoriel, porté par les représentations des corps d'État concernés – ici le corps des Mines – ainsi que par la captation de la mise en œuvre locale des politiques publiques par l'administration d'État, au détriment des collectivités locales (Muller 1992, p. 275-282).

À travers la contractualisation, l'État travaille à la modernisation des outils de tutelle. Ainsi, en 1967, le rapport Nora préconise d'assouplir la tutelle des entreprises publiques reposant sur des contrôles a priori très poussés au profit d'une tutelle « *contractualisée* »². Partant du constat que les règles du jeu doivent être plus clairement établies dans ses échanges avec les entreprises publiques, l'État développe un outil pluriannuel permettant une meilleure information de l'autorité de contrôle. Ceci s'articule avec une certaine liberté tarifaire de l'entreprise et des contrôles davantage a posteriori qu'a priori (Laget-Annamayer 2002, p. 23; Poupeau 1999, p. 198-202). Ce mouvement vise à renforcer l'autonomie de gestion des entreprises publiques au profit de contrats de programme entre le ministre de tutelle et le président de l'entreprise (Delion 2007, p. 556). Le contrat de programme entre l'État et EDF est signé en décembre 1970. Ce dispositif est construit autour d'une volonté de combiner d'une part l'orientation stratégique et le contrôle d'EDF et d'autre part l'indépendance de gestion nécessaire à l'entreprise. Ces contrats n'ont pas une valeur juridique, mais un certain poids politique tant pour l'État que pour les dirigeants d'EDF (*Ibid.*, p. 557)³.

¹ Pour une présentation de cet intérêt de la science politique pour la technocratie au début de la 5^e République, voir (Dulong 1999, p. 82-86).

² Sur ces éléments, voir (Delion 2007, p. 556-558).

³ Pour une description et une analyse de ces contrats, voir (Anastassopoulos 1980, p. 163-170; Anastassopoulos et Nioche (eds.) 1982, p. 26-27).

Une capacité de contrôle à nuancer

En pratique, la capacité de l'État à diriger les entreprises publiques n'est pas toujours aussi forte que semblent l'indiquer les mécanismes de tutelle. L'équipe de direction d'EDF est plus autonome qu'il n'y paraît, notamment parce qu'elle dispose de marges de manœuvre du fait de la fragmentation au sein de l'État et de l'asymétrie d'information (Poupeau 2004, p. 13).

Concernant le service public de l'électricité, la double tutelle, administrative et technique, permet à la direction d'EDF de se rapprocher de l'une ou l'autre de ses composantes en fonction des dossiers et de faire jouer leurs dissensions pour obtenir un arbitrage favorable (Anastassopoulos et Nioche (eds.) 1982, p. 22-23; Stoffaës 1995, p. 80; Poupeau 1999, p. 159-160). L'administration centrale a de son côté des difficultés à obtenir des informations suffisantes de la part de l'établissement public, ce qui conduit à une asymétrie d'information. EDF dispose en outre de services économiques et juridiques considérables au regard desquels les administrations sont clairement en infériorité (Stoffaës 1995, p. 80). Ainsi sur de nombreux sujets, les tutelles n'ont pas l'accès aux informations et ne disposant pas de l'expertise et des effectifs suffisants pour prendre des décisions entièrement seules. C'est le cas par exemple concernant la tarification. La DIGEC a besoin de confronter ses conclusions aux connaissances d'EDF sur les questions traitées dans les projets de loi sur l'électricité et dans les arbitrages tarifaires, ce qui réduit fortement le contrôle de tutelle.

Cet enjeu de la capacité de contrôle des administrations sur leurs concessionnaires ou établissements publics pris en compte tardivement dans les problèmes de régulation, constitue aujourd'hui le cœur de l'économie de la régulation. L'analyse de la régulation des monopoles naturels est l'un des objets privilégiés de la « *principal agent theory* ». Cette théorie du principal agent a été développée en économie pour analyser l'asymétrie d'informations entre un « *agent* », qui dispose de l'expertise et des informations, et un « *principal* », qui contrôle et régule l'activité du premier. Il s'agit de déterminer des modèles d'incitation économique permettant au principal de mieux réguler son agent en vue d'atteindre ses objectifs (Grossman et Hart 1983; Sappington 1991). Ce questionnement de recherche a été complètement renouvelé dans les secteurs historiquement monopolistiques avec l'ouverture des marchés (Armstrong, Cowan et Vickers 1994) et est au cœur de l'activité des autorités de régulation nationales¹.

Dans ce contexte, l'administration peut considérer les ELD comme un moyen, certes imparfait, de limiter l'asymétrie d'information. Au niveau de la distribution d'électricité, celles-ci sont en effet le seul point de comparaison qui permette une évaluation des performances d'EDF. Un ancien représentant d'une association d'ELD explique que la DIGEC peut ainsi recueillir un point de vue différent de celui d'EDF sur les textes

¹ Nous reviendrons sur cette question au cours du chapitre 3.

réglementaires qu'elle définit. Selon Jean-Paul Céron, cette prise d'information « *pallie incomplètement certes, mais tout de même quelque peu les fonctions qu'aurait dû assurer la régionalisation de l'établissement national* » (Céron 1985, p. 9). En effet, si la régionalisation des centres de distribution prévue dans la loi de nationalisation avait effectivement eu lieu, l'administration centrale aurait eu la possibilité de comparer les performances des centres. On peut établir un lien entre le rôle que peuvent prendre les ELD pour l'administration centrale et celui qu'EDF donne à Électricité de Strasbourg (ES) lorsqu'il en achète la majorité du capital en 1954¹. Les cadres dirigeants d'ES viennent majoritairement d'EDF et l'ELD devient un lieu d'expérimentation (Bouvier 2005; Picard, Beltran et Bungener 1985, p. 104-106) ainsi qu'un intermédiaire dans les relations qu'EDF peut construire avec les ELD². Deux nuances doivent être apportées à cette possibilité de limiter l'asymétrie d'information par les ELD. D'une part, elle concerne principalement les ELD de taille importante (UEM, GEG, Régie de la Vienne, des Deux-Sèvres, certaines SICAIE) et, d'autre part, elle semble en pratique peu mobilisée par les ELD elles-mêmes comme un argument de leur utilité.

Les décisions stratégiques concernant le service public de l'électricité ont été progressivement circonscrites à un groupe restreint d'acteurs dans l'administration centrale, principalement organisé autour de la direction de l'Électricité du ministère de l'Industrie et du ministère de l'Économie et des Finances. « *La définition des grandes orientations a été en général circonscrite à des cercles étroits, à la centralisation des pouvoirs, au raccourcissement des processus décisionnels.* » (Beltran 1998, p. 8). Le système institutionnel d'EDF est alors fortement centralisé et hiérarchisé, avec un rôle très important accordé aux grands corps de fonctionnaires, marginalisant les usagers et les collectivités locales (Bauby 1998, p. 25-27). Les ELD ne disposent donc a priori d'aucune place autre que marginale dans le système électrique tel qu'il est construit.

1.1.2 Un renforcement mutuel du système politique et de l'organisation des réseaux

La proximité et l'adéquation en termes d'échelle d'organisation entre État et EDF s'expliquent pour les historiens des technologies par le fait que les institutions politiques et le développement des infrastructures coïncident et se renforcent mutuellement (Hughes 1983). Les contributeurs de cette approche soulignent l'importance des facteurs politiques pour comprendre les différences de forme de développement des réseaux en fonction des contextes. La forme des réseaux et de leur gestion est expliquée par l'organisation politique des États. Les réseaux sont structurés de manière régionale en Allemagne mais nationale en France ou en Grande-Bretagne, ils sont gérés par des entreprises municipales et multi-activités en

¹ À cette date, la ville de Strasbourg vend ses parts d'ES à EDF. S'y ajoute la vente des parts de nombreux petits actionnaires et à la fin de l'année 1954, EDF est détentrice d'environ 75 % du capital d'ES.

² Entretien avec un ancien cadre dirigeant d'ELD, janvier 2013.

Allemagne tandis qu'ils sont le fait d'entreprises sectorielles en France (Coutard 2010, p. 105).

Renate Mayntz lie système politique et organisation des infrastructures en réseaux et met en avant une relation de coévolution et de renforcement mutuel entre *large technical system* et État (Mayntz 1995). Le développement des systèmes d'infrastructures et des États nations européens se renforcent mutuellement. « *Le télégraphe et le téléphone en particulier ont contribué à l'expansion d'un système centralisé d'administration publique, encourageant ainsi la hiérarchisation politique. L'État à son tour a facilité l'établissement de grands monopoles privés, ou a même pris en charge le développement et le fonctionnement de nouveaux systèmes d'infrastructures. Dans tous les cas, ceci a encouragé des formes hiérarchiques d'organisation.* » (Ibid., p. 15). Dans le cas français, cette hypothèse va dans le sens de nombreux travaux autour de l'importance du poids politique du secteur de l'électricité. On peut prendre à cet égard l'exemple du développement du nucléaire, choix éminemment politique présenté comme un instrument de l'indépendance nationale, et celui de la péréquation tarifaire, appréhendée comme un levier d'égalité territoriale. EDF et l'État se sont mutuellement renforcés dans une organisation à l'échelle nationale.

La régulation du service public de l'électricité est donc nationale, construite au cœur de l'interaction entre État et EDF. L'implication croissante de l'État dans le secteur énergétique par le biais d'EDF et via la tutelle imposent aux ELD de se hisser à cette échelle pour peser sur les décisions. Ceci est d'autant moins aisé que la structuration du secteur se consolide avec l'implication conjointe d'EDF et de l'État et contribue à interroger la place d'un système dérogatoire et minoritaire comme celui des ELD. Une difficulté rencontrée par les ELD, particulièrement dans les années 1980 et 1990, est d'être largement méconnues, comme l'explique un ancien directeur général de régie :

« *Souvent aussi il y avait une espèce de black out au niveau des grandes maisons, elles parlaient tout le temps comme si les autres n'existaient pas. Au niveau national, on se rendait bien compte dans les débats parlementaires, les gens ne savaient pas que les régies existaient [...]. Il fallait qu'on soit toujours très vigilants pour que les textes qui sortent ne nous créent pas à nous des problèmes simplement parce qu'on avait oublié de parler de nous. Et non pas parce qu'on cherchait à nous nuire, mais simplement parce qu'on oubliait d'en parler, parce que les gens ne savaient pas qu'on existait.* » (un ancien directeur de régie, novembre 2011)

À la fin de la période monopolistique, ce mode de fonctionnement est encore prégnant, avec des normes techniques définies dans l'interaction entre EDF et les pouvoirs publics.

« *La présence d'EDF est incontournable dans les relations techniques évidemment parce que les normes de l'industrie électrique sont nécessairement façonnées, dictées par EDF. Donc les ELD doivent calquer leur activité sur celle d'EDF. Et EDF est aussi l'acteur qui fait bouger la législation, la réglementation, donc les ELD doivent en permanence s'adapter à ces mouvements. Alors c'est pas EDF qui en décide ce*

sont les pouvoirs publics. Mais les pouvoirs publics ne font rien dans le monde de l'électricité en France sans que ça ait une concertation très très forte avec EDF. »
(un ancien cadre dirigeant d'une ELD, janvier 2013)

Cette logique persiste jusqu'à aujourd'hui, comme nous le verrons dans le chapitre 3. Les ELD doivent ainsi en permanence être vigilantes à l'évolution de la législation, qui peut remettre en cause leur équilibre sans que ce soit le but recherché.

1.2 La construction d'un système de représentation nationale des ELD

L'organisation associative des ELD révèle la nécessité de négocier à l'échelle nationale pour assurer la prise en compte de leurs particularités. Depuis la nationalisation, les ELD ne négocient pas tant avec les communes qu'avec le ministère de l'Industrie, celui de l'Économie et des Finances ainsi qu'EDF. Elles développent un mode de représentation à l'échelle nationale pour être en mesure de peser sur les décisions. La construction du système de représentation des ELD date des années 1920 et prend une dimension nouvelle avec la nationalisation. Le morcellement de la représentation des ELD en trois associations (FNSICAE, FNCCR et ANROC) témoigne d'une histoire complexe, des divergences de conception de la place des ELD dans le secteur énergétique et de leur rapport au politique. Être attentif à ces distinctions et aux rôles différents des structures nous renseigne sur les manières de négocier construites par les ELD.

1.2.1 Des associations distinctes pour les ELD issues de groupements d'usagers ou de communes

Les ELD doivent être distinguées selon qu'elles émanent de coopératives d'usagers, qui deviennent après 1920 des SICAE, ou de communes et de leur syndicat. La Fédération nationale des SICAE (FNSICAE) est le plus ancien groupement d'entreprises locales de distribution. Cette association créée en 1920 regroupe les SICAE – structures de droit privé s'inscrivant dans la tradition des coopératives agricoles – et rassemble aujourd'hui les douze dernières. Elle a vocation à défendre leurs intérêts et est notamment présente au sein des instances du Fonds d'amortissement des charges d'électrification (FACE) et du Fonds de péréquation de l'électricité (FPE). Les ELD ont toujours été fortement impliquées dans la mise en œuvre de la péréquation dans le territoire national, les SICAE encore plus, du fait de leur caractère rural.

Quant aux ELD issues de communes ou de syndicats intercommunaux, elles sont représentées par la FNCCR. L'objectif initial de la Fédération est de rassembler les autorités concédantes pour faire face aux concessionnaires privés de plus en plus puissants, mais elle intègre aussi historiquement les régies. Elle représente les autorités concédantes ayant fait le

choix de la gestion directe et considère les ELD comme leur émanation directe¹. Dans le cadre de la représentation des autorités concédantes, la FNCCR intègre la quasi-totalité des ELD dont les communes et leurs groupements sont propriétaires. Elle a constitué dès 1935 une section spécifique aux régies, qui organise ses propres réunions et groupes de travail. En outre, à chaque Congrès de la FNCCR, la Journée des Régies est une session réservée aux ELD. En termes d'expertise, l'équipe de permanents de la FNCCR est spécialisée dans les enjeux relatifs au service public de l'électricité, mais aussi de l'eau et du gaz. Seul un de ces permanents travaille explicitement sur la thématique des ELD², tandis que les autres sont orientés vers les autorités concédantes. Cependant, ces derniers peuvent aussi constituer une ressource pour les ELD.

La FNCCR s'implique fortement dans un jeu de négociations avec l'État et EDF et dispose d'une influence importante grâce à sa présence dans de nombreuses instances nationales. Le principe des concessions ayant été maintenu, bien qu'en grande partie vidé de sa substance, il reste nécessaire de prendre en compte les autorités concédantes pour éviter les contentieux avec des élus locaux. L'État et EDF sont contraints de s'inscrire dans le cadre formel de négociations avec cette fédération, qui maintient sa position incontournable et participe aux grandes décisions d'EDF (Poupeau 1999; Poupeau 2004, p. 49-50; Poupeau 2007a, p. 615). La FNCCR est ainsi présente au conseil d'administration d'EDF³, en tant qu'association principale de représentation des autorités concédantes. Elle a par ailleurs toujours disposé de relais importants au Parlement pour peser sur la législation concernant les autorités concédantes (de nombreux présidents de syndicats intercommunaux ou départementaux étant aussi parlementaires). Les ELD issues des communes et de leurs groupements disposent donc d'une fédération puissante en termes de lobbying.

1.2.2 La scission ANROC-FNCCR : divergence entre autorités concédantes et ELD

Bien que la FNCCR dispose de relais importants à l'échelle nationale, sa position vis-à-vis des ELD est parfois complexe, notamment comme nous le verrons concernant l'instauration d'une tarification marginaliste à partir de la fin des années 1950. François-Mathieu Poupeau a montré que la FNCCR, assure la défense des autorités concédantes, mais s'inscrit en réalité dans une position plus ambiguë concernant son caractère décentralisateur ou non. En effet, ses permanents et en premier lieu Georges Gilberton, directeur général pendant de nombreuses années, partagent des valeurs et des intérêts avec EDF. Cette proximité est notamment construite autour de l'idéal de modernisation du service public de l'électricité et peut aller à l'encontre des intérêts de certains adhérents, davantage en

¹ Cette idée est à nuancer lorsque l'on voit la dissociation qui existe souvent entre une ELD et sa commune, ce bien que cette dernière en soit actionnaire unique. Nous y reviendrons dans la troisième partie.

² Aujourd'hui le chef du service des Entreprises publiques locales d'énergie.

³ Georges Gilberton, directeur général de la FNCCR, a été administrateur d'EDF pendant trente ans, jusqu'en 1979 (Poupeau 1999).

opposition à EDF (Poupeau 1999, p. 92-95). Cette tension servira d'argument à six régies¹ pour créer l'Association nationale des régies de service public et des organismes constitués par les collectivités locales ou avec leur participation (ANROC) en 1962. La création de l'ANROC s'inscrit dans la continuité d'une période relativement tendue entre la Fédération et sa section des régies, qui a notamment conduit à un processus de réorganisation entre 1960 et 1961². Certaines régies critiquaient le positionnement de la FNCCR plus axé sur la défense du pouvoir concédant que sur l'activité des ELD et fréquemment trop pro-EDF selon elles³. Cet argument est vigoureusement contesté par la FNCCR. Au congrès du trentenaire de la Fédération en 1963, pour montrer que les régies tirent avantage du fait d'être représentées par la fédération, le directeur général met ainsi en avant les différentes actions entreprises par la FNCCR à leur égard.

Encadré 3: Les réformes favorables aux régies revendiquées par la FNCCR en 1963

« La fédération a été à l'origine de diverses réformes favorables aux régies dont les principales sont les suivantes :

- amélioration de leur équilibre financier d'abord à la caisse de compensation des distributions d'énergie électrique puis au FACE
- amélioration des conditions d'achat du courant de haute tension
- disposition favorable de l'article 23 du cahier des charges d'alimentation générale, accompagnée de modalités d'application comportant d'autres avantages tarifaires spécifiques
- mesures de péréquation entre distributeurs, de façon à permettre aux régies défavorisées d'assurer une exploitation normale
- adoption de règles particulières de mise à disposition de l'énergie réservée afin d'obtenir une mobilisation effective de cette énergie.
- facilités en matière d'établissement des ouvrages de la distribution (art 4 du décret de 1938 qui donne aux distributeurs le droit absolu d'aller chercher l'énergie hors de leur territoire, là où ils le veulent)
- exemption d'impôts importants en faveur des collectivités locales et de leurs régies
- représentation dans tous les organismes consultatifs
- réglementation nouvelle du fonctionnement des régies, avec possibilité d'autonomie locale (personnalité morale et autonomie financière) et faculté d'émettre des emprunts. »

Georges Gilberton in FNCCR, *Actes du Congrès de la Fédération*, 27 juin 1963, Toulouse

¹ Régie des Deux-Sèvres, de Colmar, du Pays chartrain, de la Gironde, de Metz, de la Vienne.

² Le Congrès de la FNCCR à Bordeaux en 1960 et la Journée des Régies qui s'y est tenue ont abouti à l'élaboration d'un nouveau règlement intérieur en mai 1961. Une nouvelle organisation de la section des régies a ainsi été instituée, avec à sa tête un bureau de cinq membres assistés de huit directeurs de régies.

³ Entretien avec un ancien cadre dirigeant d'UEM, novembre 2011.

La FNCCR affirme sa capacité de défense des ELD grâce à son influence comme représentante des autorités concédantes. Elle considère que les ELD ne seraient pas défendues de manière aussi forte à l'échelle nationale sans cette représentation commune avec les autorités concédantes. La création de l'ANROC est d'autant plus mal vécue à la FNCCR¹ qu'elle est concomitante de l'élection à sa tête du président fondateur de la régie de Sallanches, dont la sensibilité aux régies est historique. La FNCCR, estimant que les démissionnaires ne donnent pas suffisamment de précisions sur ses manquements, interprète cette scission comme le résultat d'ambitions personnelles du sénateur et président du syndicat des Deux-Sèvres. Cependant, au-delà des questions de personnes, la création de l'ANROC est concomitante de l'instauration de la tarification au coût marginal. Cet enjeu est crucial pour les ELD et il semble que si la FNCCR s'implique fortement dans les négociations concernant ce nouveau mode de tarification, elle y défend en premier lieu les autorités concédantes, dont les enjeux sont distincts.

L'ANROC se veut une association spécifiquement dédiée aux ELD, distincte des autorités concédantes dans leur ensemble. Les adhérents sont les communes disposant d'ELD, et non les ELD elles-mêmes. Les élus sont donc représentés au conseil d'administration mais en pratique, l'ANROC se donne pour mission de promouvoir les ELD et de défendre leurs intérêts. L'association traite des enjeux techniques et juridiques spécifiques aux ELD et Guillaume Bouvier parle à cet égard d'un « *club de directeurs* » (Bouvier 2005). Le directeur d'une ELD de taille moyenne explique que l'ANROC permet aux directeurs d'avoir un point mensuel sur l'ensemble des sujets les concernant. L'association apporte une boîte à outils aux directeurs, ce qui leur permet de mieux appréhender les évolutions des différentes dimensions de leur activité (sur des enjeux de ressources humaines, de convention collective, de tarification avec EDF, d'impôts, de raccordement ou encore de relations avec les clients). Elle se distingue de la FNCCR car ses liens avec le système politique national sont réduits. Ces liens politiques sont pourtant nécessaires pour avoir de l'influence sur la prise de décision.

L'ambivalence de la position de la FNCCR entre autorités concédantes et ELD s'accroît à partir des années 1970, lorsqu'EDF développe une relation davantage pacifiée avec la FNCCR, s'appuyant sur cette dernière lors de périodes de négociations difficiles² (Poupeau 1999, p. 168-169). En effet, la Fédération a construit sa position institutionnelle centrale dans le secteur énergétique français autour de sa relation avec EDF. Sa représentation des autorités concédantes et le poids dont elle dispose peuvent la conduire à prendre position sur certains dossiers davantage en faveur d'EDF que des ELD.

« La FNCCR était plus ambiguë parce qu'autorité concédante elle était aussi préoccupée par le devenir d'EDF et surtout par le maintien de ses prérogatives vis-à-vis du fournisseur et du distributeur qu'allaient devenir EDF et ERDF [...]. Et donc le

¹ Le procès-verbal du Conseil d'administration de la FNCCR datant du 31 janvier 1962 permet de se rendre compte de l'animosité qu'a engendrée cette création à la Fédération.

² À partir des années 1970, le « *modèle fondateur* » d'EDF est bousculé, notamment avec la contestation sur le nucléaire (Wieviorka et Trinh 1989).

soutien aux DNN adhérentes de l'ANROC et aux DNN en général n'était pas la priorité de la FNCCR. La FNCCR avait des priorités beaucoup plus évidentes sur le maintien de ses prérogatives et sur aussi un équilibre qui lui permettait, en tout cas elle analysait le maintien de l'intégrité d'EDF, c'était un peu ambigu, mais c'était plutôt ça que ça voulait dire pour pouvoir conserver non pas les prérogatives de la FNCCR, je serais un peu tendancieux en disant ça, mais des collectivités locales. C'est-à-dire que pour que les collectivités locales puissent garder leur rôle d'autorité concédante et d'ailleurs de maître d'ouvrage très important, il fallait aussi que la loi ne pénalise pas trop l'organisation d'EDF et son rôle. Donc ça explique qu'on n'était pas toujours d'accord avec la FNCCR. » (un ancien responsable de l'ANROC, septembre 2012)

Une fois la rupture passée, des collaborations se développent entre ANROC et FNCCR, notamment dans les années 1980 lors des négociations relatives à la tarification. De nombreux documents – la documentation commune FNCCR-ANROC – attestent de l'ampleur des nombreuses négociations menées conjointement. Des réunions communes ont perduré jusqu'au début des années 2000 en alternance à la FNCCR et à l'ANROC¹. Ces relations se sont de nouveau dégradées au cours des années 1990 en raison d'un désaccord sur l'action à mener pour assurer des marges suffisantes aux ELD², alors confrontées à une baisse de leurs bénéfices. Une augmentation de la TVA sur les abonnements d'électricité (loi de finances de 1995) est compensée par une baisse des tarifs hors taxe de l'électricité pour les clients domestiques. Dans le même temps, l'augmentation de la TVA sur les abonnements des ELD à EDF n'est pas compensée par une baisse de leurs tarifs d'achats. Cette mesure fragilise les ELD et la FNCCR et l'ANROC n'y ont pas réagi de la même manière. La FNCCR vote une motion au Congrès de Lyon appelant à la remise en cause de cet élément du projet de loi de finances³. L'ANROC a quant à elle directement préconisé des retenues par les ELD sur les sommes dues à EDF⁴. La tiédeur de la réaction de la FNCCR lui a ainsi été reprochée tant par certaines ELD que par l'ANROC.

¹ La lettre R de la FNCCR fait par exemple référence à des représentants de l'ANROC comme étant « *les représentants de nos régions* ».

² Entretien avec un ancien responsable de l'ANROC, septembre 2012.

³ FNCCR, *Lettre R des Régies d'électricité et de gaz*, n° 11, 20 octobre 1994, « Prix de l'électricité et du gaz : baisse des tarifs HT ».

⁴ Entretien avec un ancien responsable de l'ANROC, septembre 2012. Le ministre de l'Industrie, prenant en compte la difficulté de cette situation, a finalement acté une indemnisation partielle et temporaire de cette baisse des revenus des DNN en demandant une contribution d'EDF à un mécanisme de compensation géré au sein du Fonds de péréquation de l'électricité (FNCCR, *La lettre R des Régies d'électricité et de gaz*, n° 20, 21 avril 1995, « Hausse de la TVA sur l'électricité : Compensation partielle de la perte sur le prix hors taxe »).

1.2.3 FNCCR, ANROC et FNSICAE : des ressources en expertise disparates

L'ANROC organise des groupes de travail qui rassemblent des cadres des ELD et dont les travaux sont diffusés à l'ensemble des adhérents ainsi que des réunions mensuelles¹ auxquelles sont conviées toutes les ELD adhérentes. L'ANROC, comme la FNSICAE, n'est pas dotée de moyens humains importants. Son effectif est historiquement constitué uniquement d'un délégué général et de deux collaboratrices chargées de la comptabilité, de l'administration générale et du secrétariat. Elle est donc dépendante de l'expertise de ses adhérents et fonctionne sur la mutualisation des compétences venant directement des ELD, souvent celles disposant du plus grand nombre de salariés. Ces dernières ont atteint une spécialisation interne du fait de leur taille, et embauchent des juristes, des directeurs commerciaux ou encore des spécialistes des questions de distribution. Elles mettent certains de leurs cadres en partie à disposition pour avancer en commun sur les dossiers sensibles et créer des forces de négociation.

Cette utilisation des ressources des ELD permet une bonne adéquation de l'association aux enjeux de ses adhérents, mais crée aussi une forme de dépendance aux adhérents les plus importants. Les déséquilibres structurels peuvent être renforcés, car lorsque les ELD de taille restreinte ont des problèmes spécifiques, leur prise en compte dépend de fait de la bonne volonté des représentants des ELD de grande taille, qui regardent ces problèmes au prisme de leurs propres logiques. Cette dépendance de l'ANROC à l'expertise des ELD de taille importante a été réduite en 1995, avec l'embauche d'une juriste. En prévision de l'ouverture à la concurrence et des lois structurantes à venir, l'association voulait consolider ses compétences juridiques et ce recrutement a permis de développer une expertise propre. Cette première collaboratrice a ensuite été remplacée par un nouveau chargé de mission responsable d'une réflexion sur les évolutions de positionnement des ELD par rapport à la distribution d'électricité². Ces compétences propres au sein de l'ANROC ont permis au délégué général d'assurer une meilleure répartition des rôles au sein des commissions de l'association et de limiter la domination de certaines ELD.

Bien que les origines institutionnelles de l'ANROC et de la FNCCR soient distinctes, les deux structures de représentation se positionnent de manière relativement similaire lors de la période monopolistique. Ceci s'explique par le fait que la répartition des ELD entre les deux associations n'est pas fonction de leur taille ou de leur caractère urbain ou rural, éléments qui constituent le facteur explicatif essentiel de leurs différences de positionnement. Ainsi, on distingue alors une posture générale relativement unifiée des ELD.

¹ Ces réunions ont lieu au siège parisien de l'association et trois réunions de l'année sont décentralisées (en lien avec l'association des régies de Lorraine Alsace, des régies du Sud-Est ainsi que des régies du Sud-Ouest).

² À la demande du délégué général, partant du principe qu'il n'y aurait pas de rivalité profonde entre ERDF et les ELD sur ces sujets, mais plutôt un besoin de collaboration, ERDF a mis à disposition un de ses cadres.

1.2.4 UEM, pilier de l'ANROC

UEM est un membre historique de l'ANROC (tandis que GEG adhère historiquement à la FNCCR). Cette ELD est fortement pourvoyeuse de ressources, fournissant de nombreux spécialistes dans les groupes de travail de l'association : ses directeurs commerciaux, ses juristes, le directeur général de la filiale distribution ou encore ses directeurs généraux lors de négociations dans différentes instances nationales du secteur énergétique. Le secrétaire général a un rôle plus transversal de représentation d'UEM dans de nombreuses associations auxquelles adhère l'ELD¹. Cette présence à l'ANROC permet à UEM d'afficher une certaine solidarité vis-à-vis des ELD de tailles plus réduites, de s'impliquer dans des travaux qui bénéficient à l'ensemble des adhérents². Ce principe de solidarité s'enracine aussi dans un constat lucide : la disparition des petites ELD constituerait un facteur de fragilisation des grandes. Mais UEM est parfois vue comme hégémonique dans cette organisation. Du fait de l'importance de l'implication des cadres de l'ELD dans ses groupes de travail, l'ANROC a pu être perçue à certaines périodes par d'autres ELD comme étant l'outil d'UEM³. L'association est aussi un moyen de travailler avec les autres ELD adhérentes et d'élargir sa zone d'influence, en dépassant une approche strictement locale. L'ANROC permet aux représentants d'UEM d'accéder aux négociations sectorielles et de ne pas y représenter une seule ELD, mais l'ensemble des adhérents. Parler dans les groupes de travail au nom de l'ANROC peut constituer un atout important, car cela permet d'accroître leur légitimité et ainsi de peser davantage.

« Quand on se présente vis-à-vis d'un ministère et qu'on vient représenter 100 entreprises comme les 100 adhérents de l'ANROC, on est plus forts que quand on vient juste gueuler pour son entreprise. Ça représente plus d'emplois et puis il y a une notion de collectif, c'est la base du lobbying » (un cadre d'UEM, septembre 2011)

Pour les ELD, la présence dans les instances de négociation sectorielles nationales est très consommatrice de temps pour les cadres concernés, la plupart des réunions ayant lieu à Paris. Cet investissement semble pourtant rentable, car il leur permet d'appréhender de manière fine le fonctionnement du secteur et les opportunités qui peuvent apparaître.

« Et c'est là que j'ai eu la chance de côtoyer les directeurs et directeurs adjoints d'EDF. Donc du coup ça me permettait de connaître beaucoup de gens dans le système et dans les ministères [...]. On allait à Bruxelles, on rencontrait tous les gens qui agissaient dans les industries électriques et gazières non seulement françaises, mais même européennes [...], ce qui permettait d'avoir des connaissances des textes qui allaient sortir, de la façon dont ils allaient être appliqués, de la façon dont ils

¹ Il représente ainsi UEM à l'ANROC, à la CEDEC, à l'UNELEG, à l'UFE pour l'électricité, à la FEDENE, le CNCU et AMORCE pour le chauffage urbain et à l'ATEE.

² Entretien avec un cadre dirigeant d'UEM, novembre 2011.

³ Entretien avec un ancien cadre dirigeant d'UEM, novembre 2011.

étaient élaborés, c'était intéressant de voir comment la réglementation se fait. » (un ancien cadre dirigeant d'UEM, novembre 2011)

Dans le cas des négociations tarifaires, ce sont des cadres des ELD les plus importantes ainsi que les directeurs généraux des associations qui négocient avec les tutelles et EDF au nom d'une ou plusieurs associations. Le résultat de leurs négociations s'applique par la suite à l'ensemble des ELD. Pour peser sur d'autres questions d'ordre législatif, les associations travaillent à l'analyse des propositions et projets de loi et à l'élaboration d'amendements, négociés avec EDF et l'administration centrale. Ces amendements sont ensuite portés, souvent par l'intermédiaire de la FNCCR, par des parlementaires qui ont généralement des ELD présentes dans le territoire de leur circonscription.

Certains cadres d'ELD sont parvenus à faire reconnaître leur expertise et à apporter un point de vue particulier au sein du secteur énergétique. Au travers de l'ANROC, l'ancien directeur commercial d'UEM a par exemple assuré la représentation des ELD dans la négociation des tarifs avec EDF et la DIGEC des années 1980 à 2008. Il a été reconnu comme un spécialiste de la tarification par ses pairs et plus largement au sein du secteur énergétique, y compris par EDF. Dans la même logique, le directeur actuel de la SICAE Oise est reconnu tant au niveau des ELD qu'à l'échelle nationale en tant que spécialiste des questions sociales. Ces positionnements ont permis aux ELD de participer à l'élaboration des mécanismes technico-économiques du secteur. Cette influence est limitée, mais elle a été décisive pour assurer leur maintien.

Les déterminants du fonctionnement des ELD ne se construisent donc plus à l'échelle locale, mais dans les interactions avec EDF et les ministères de tutelle. Les ELD se positionnent donc à l'échelle nationale pour peser, ce qu'elles parviennent à faire par une structuration associative certes morcelée, mais ayant une posture homogène par rapport aux éléments sectoriels à négocier. Cette capacité à se hisser à l'échelle nationale ne doit cependant pas conduire à exagérer leur influence sur le secteur : la posture des ELD est principalement défensive et consiste à tenter de faire prendre en compte leur spécificité dans la détermination des mécanismes sectoriels nationaux, comme nous allons le voir avec la question tarifaire.

2 La tarification, enjeu central de la régulation du service public de l'électricité

Depuis leur origine, les ELD proposent des tarifs d'électricité avantageux à leurs clients, ce qui conduit les communes à considérer lors de la période monopolistique que leurs ELD doivent proposer des tarifs inférieurs à ceux d'EDF¹. Ceci implique de disposer d'une marge suffisante entre achats et ventes d'électricité. Pourtant, l'importance croissante de l'échelle nationale dans la régulation du service public de l'électricité conduit à un encastrement des ELD dans un système de tarification construit dans les interactions entre EDF et ses tutelles. Les ELD sont ainsi peu à peu contraintes à mettre en cohérence leurs tarifs avec ceux d'EDF. Si dans les années 1960, une tarification avantageuse est fréquemment proposée par les ELD, à partir des années 1980, la plupart d'entre elles ont des tarifs similaires à ceux d'EDF² et perdent donc des marges de manœuvre tarifaires. Pour autant, les ELD parviennent à obtenir des aménagements au sein même de ce système de tarification d'échelle nationale, principalement concernant leurs achats d'électricité à EDF. Les ELD sont d'une certaine manière à l'ombre du monopole, mais dans le même temps protégées par celui-ci. Par l'analyse de la construction progressive de la tarification de l'électricité et de ses aménagements spécifiques aux ELD, nous allons déterminer la capacité d'action de ces dernières. Pour cela, nous avons étudié des archives de la FNCCR, ce qui nous a permis de voir les négociations sur cette question.

2.1 Un rabais sur les tarifs d'achat spécifique aux distributeurs de 1935 à 1958

Avec la nationalisation, les producteurs privés qui alimentaient les entreprises de distribution – les entreprises sidérurgiques lorraines dans le cas d'UEM ou l'hydroélectricité dans le cas de la RGE (ex-GEG) – ne peuvent plus produire et vendre de l'électricité. Or, peu d'ELD étant historiquement productrices d'électricité et aucune ne pouvant fonctionner en autarcie, elles restent dépendantes d'achats extérieurs. EDF est leur seul fournisseur possible. L'établissement public ne dispose en effet pas d'un monopole total sur la production d'électricité, mais d'un monopole d'achat de l'électricité des autres producteurs³.

¹ Les directions d'ELD craignent qu'un alignement des tarifs de vente d'électricité aux clients sur ceux d'EDF remette en cause leur intérêt aux yeux des communes (Paris, Archives de la FNCCR, Boîtes tarification DNN, « Compte-rendu de la réunion de la section des régies de la FNCCR », 3 octobre 1962).

² Certaines ELD parviennent à conserver des tarifs avantageux, notamment lorsqu'elles disposent de centrales hydroélectriques amorties ou d'énergie réservée grâce aux ressources hydrauliques de leur territoire.

³ La SNCF, les Houillères, la Compagnie nationale du Rhône et les producteurs de moins de 12 millions de kilowattheures de production annuelle moyenne peuvent maintenir leur production.

2.1.1 Continuité du tarif distributeur antérieur à la nationalisation

Jusqu'en 1958, les tarifs d'achat des ELD à EDF s'inscrivent dans la continuité du fonctionnement défini par le décret-loi du 16 juillet 1935. Le tarif distributeur est conservé. Ce rabais de 10 % imposé par l'État aux fournisseurs haute tension est destiné à assurer une marge économique aux distributeurs pour leur rôle d'approvisionnement aux clients finaux. Ce maintien provisoire vise à permettre au service commercial national d'EDF de poser les bases d'une nouvelle politique tarifaire pour le service public de l'électricité (Monnier 1983, p. 79-91). Les contrats de distribution aux services publics qui liaient fournisseurs haute tension et État sont repris par EDF¹.

Encadré 4: Des tarifs de vente maximums définis entre l'État et EDF

La tarification aux clients finaux, qui relève initialement des communes au travers de leurs concessions de distribution, est de plus en plus déterminée par l'État, qui intervient pour pousser les distributeurs d'électricité à une unification de leurs tarifs de vente aux clients finaux dès 1935². Ce mouvement se poursuit avec la nationalisation, qui conduit dès ses premières années à des tarifs maximums de vente d'électricité aux clients basse tension. Une péréquation tarifaire départementale, ardemment défendue par la FNCCR et mise en place en 1965 au moment de l'entrée en vigueur du tarif basse tension. S'en suit une péréquation nationale datant quant à elle du début des années 1970 (Poupeau 1999, p. 115-119; Poupeau 2007a). Chaque distributeur doit donc adresser ses barèmes à la direction des Prix pour que ceux-ci soient validés par les services ministériels (Chenot 1983, p. 92). Bien que les ELD soient contraintes par les tarifs nationaux sur les ventes aux clients finaux, elles ont la possibilité de proposer des tarifs inférieurs.

Dans cette première période du système nationalisé, la tarification antérieure à la nationalisation continue de prendre en compte les particularités des ELD, qui doivent assurer la distribution de l'électricité à leurs clients finaux. Dans la continuité du mode de tarification issu du décret du 16 juillet 1935, les conditions tarifaires proposées par EDF aux régies sont établies sous le nom de « *rabais 133* », du nom de la circulaire D133 d'EDF³. Il s'agit d'un « *tarif DSP – 10 %*⁴ ».

Des négociations sur les tarifs d'achat ont malgré tout lieu entre EDF et la FNCCR sur l'application de ce tarif distributeur, avec pour objectif de préserver la marge entre tarifs d'achat et de vente des ELD. En mars 1948, un arrêté institue une baisse sur les tarifs de vente

¹ Ce qui est prévu dans l'article 37 de la loi de 1946.

² Décret-loi du 16 juillet 1935.

³ La circulaire D 133 du 22 décembre 1948 définit cet aménagement tarifaire qui entre en vigueur au 1^{er} janvier 1949.

⁴ Paris, Archives de la FNCCR, Boîtes tarification DNN, « Lettre du directeur général de la régie du syndicat intercommunal d'électricité des Deux-Sèvres à Georges Gilberton ».

aux clients finaux que tous les distributeurs doivent appliquer¹. À la suite de cet arrêté, le directeur de la FNCCR considère que l'écart entre tarifs d'achat et de vente d'électricité est trop faible pour assurer le fonctionnement économique des ELD. Dans une lettre au directeur de l'Électricité et du Gaz du ministère de l'Industrie, il demande une baisse des tarifs d'achat en haute tension à EDF en contrepartie de la baisse imposée des tarifs de vente en basse tension aux clients finaux². Cette diminution des tarifs haute tension est demandée en plus du rabais de 10 %, considéré comme insuffisant pour assurer la vente d'électricité par les ELD à leurs clients haute tension. *« Ainsi qu'il en a été question au cours des réunions tenues dans votre Cabinet avec les représentants d'EDF d'une part, et ceux des régies, SICA et autres entreprises exclues de la nationalisation d'autre part, ces dernières entreprises devraient disposer d'une marge de prix suffisante pour leur permettre de revendre de l'énergie en haute tension à leur clientèle ; La marge de 10 % qui existe présentement ne répond pas à ce but, car elle ne couvre même pas les pertes³ »*. Cette lettre illustre la nature des échanges entre EDF, la direction de l'Électricité et du Gaz, et les représentants de la FNCCR et de la FNSICAE. Les ELD ont, par le biais de leurs représentants, accès à la direction de l'Électricité et du Gaz et aux représentants d'EDF, avec lesquels ils peuvent négocier. Lors du 8^e Congrès de la FNCCR en juin 1948, des résolutions relatives aux Régies sont émises en ce sens, demandant une baisse des tarifs d'achat d'électricité des régies à EDF en haute tension pour que les régies puissent assurer une tarification à leurs clients similaire à celle d'EDF⁴.

2.1.2 Émergence de la prise en compte de la diversité des ELD

Ces négociations défendent les ELD comme un ensemble unifié, malgré la diversité de leurs caractéristiques : elles n'ont pas toutes les mêmes réseaux et les mêmes coûts de distribution et leur distinction majeure est leur caractère urbain ou rural. La résorption des déséquilibres dans l'électrification entre territoires ruraux et urbains est ancienne et assurée depuis 1936 par le Fonds d'amortissement des charges d'électrification (FACE). Ce fonds financé par la contribution des distributeurs en fonction des kilowattheures distribués en basse tension vise à apporter des ressources supplémentaires aux communes autorités concédantes pour qu'elles soient en mesure de développer des réseaux dans des territoires en régime rural. Il est indispensable pour certaines régies en régime rural qui disposent ainsi de moyens supplémentaires pour le développement des réseaux.

¹ Arrêté du 30 mars 1948 (Paris, Archives de la FNCCR, Boîtes tarification DNN, « Lettre de Georges Gilberton, délégué général de la FNCCR, à l'attention de M. Varlet, Directeur de l'électricité et du gaz », 14 mai 1948).

² Paris, Archives de la FNCCR, Boîtes tarification DNN, « Lettre de Georges Gilberton, délégué général de la FNCCR, à l'attention de M. Varlet, Directeur de l'électricité et du gaz », 14 mai 1948.

³ Ibid.

⁴ FNCCR, « Compte-rendu du VIII^e Congrès National de l'Équipement et des Services Publics des Collectivités locales : Journée des Régies », *Bulletin d'Informations des Services Publics Communaux et Départementaux*, n° 10, août 1948, p. 4-7.

Au FACE, qui est orienté vers les autorités concédantes, s'ajoute la création, prévue dans la loi de nationalisation¹, d'un fonds de péréquation à destination des distributeurs. Ce fonds plus faiblement doté a vocation à prendre en compte la diversité des coûts d'exploitation par les distributeurs en fonction des caractéristiques des réseaux. En 1949, ce fonds n'est toujours pas créé et une commission paritaire est constituée entre EDF Service national et la Section des Régies de la FNCCR. Des aménagements contractuels et tarifaires sont appliqués à titre provisoire. Ils se basent sur une distinction entre les ELD à caractère rural et celles à caractère urbain construite en fonction de leur « *consommation spécifique* », de la densité de leurs réseaux (de la vente d'énergie par rapport aux caractéristiques des réseaux)². Chaque catégorie dispose de conditions tarifaires spécifiques.

Encadré 5: Les conditions tarifaires du Fonds de péréquation de l'électricité

Les conditions appliquées à chaque catégorie de Régies sont les suivantes :

- les Régies à forte consommation spécifique (plus de 7.500 kWh au km) doivent choisir entre les conditions de leur ancien contrat et celles de la circulaire D.129 (nouvelle politique commerciale d'E.D.F.) dont la Commission a obtenu l'adaptation aux Régies ;
- les Régies à faible consommation spécifique sont assurées de payer l'énergie, au maximum, aux prix de la concession de D.S.P. applicables aux services publics diminués de 10 %, l'ancien contrat se trouvant seulement suspendu.

FNCCR, « Le IXe Congrès national de la Fédération : Compte-rendu général du Congrès », *Bulletin d'Informations des Services Publics Communaux et Départementaux*, n° 11, octobre 1949, p 5-9

Les distributeurs à faible consommation spécifique, les ELD rurales, peuvent choisir de conserver leurs anciennes conditions d'achat, ou d'intégrer un nouveau tarif EDF comprenant des aménagements. De leur côté, les distributeurs à forte consommation spécifique, les ELD urbaines, ont aussi le choix entre la conservation de leurs conditions d'achat antérieures ou des tarifications intégrant des incitations en matière de consommation. Par cette distinction, EDF prend en compte la diversité des situations des ELD, leur assurant une situation économique plus stable. Cette attitude d'EDF est aussi liée à une volonté d'unifier les contrats de concessions de distribution aux services publics des ELD en les incitant à en changer. La plupart des régies, et plus particulièrement les régies rurales, ont

¹ Il est prévu dans l'article 33 de la loi du 8 avril 1946 entre les organismes de distribution d'énergie électrique.

² La ligne de partage entre distributeurs est fixée à 7 500 kWh par kilomètre de ligne. Les distributeurs dont la consommation spécifique est inférieure sont considérés comme nécessitant une compensation de péréquation, ceux dont la consommation spécifique est supérieure comme davantage favorisés (Bureaux du Fonds de Péréquation de l'Électricité, *La péréquation de l'électricité*, décembre 1966, p. 1-2).

abandonné les conditions d'achat de leurs anciens contrats, car « *dans le cas le plus général, la marge entre prix d'achat et prix de vente s'est restreinte jusqu'à devenir insuffisante*¹ ».

L'achat d'électricité par les ELD fonctionne dans la continuité du système antérieur à la nationalisation jusqu'en 1958, avec le tarif distributeur, auquel s'ajoute une prise en compte de leur diversité. La contrainte sur les tarifs de vente est cependant plus forte, avec une intervention croissante de l'État. Les ELD sont donc contraintes tant sur les achats que sur les ventes d'électricité aux clients finaux, tout en ayant accès aux instances de décisions nationales, à la direction de l'Électricité et à EDF.

2.2 Le rabais remis en cause en 1958 par la tarification au coût marginal

Le rabais accordé aux distributeurs est remis en cause en 1958 lors de l'application de la tarification au coût marginal. Ce mouvement d'unification du système tarifaire à l'échelle nationale impacte fortement les ELD et poursuit la limitation de leurs marges de manœuvre. Les ELD perdent une large part de leur capacité de détermination des tarifs et ne peuvent négocier que des adaptations de ces tarifs pour préserver leur équilibre économique.

2.2.1 Les ELD intégrées au droit commun de la tarification au coût marginal

Après avoir repris le service public de l'électricité des mains du privé, il s'agit d'assurer la cohérence tarifaire des différentes concessions. La tarification de l'électricité est fondamentalement reconfigurée dès 1948 avec l'élaboration de nouveaux principes par une équipe d'ingénieurs-économistes d'EDF. Cette nouvelle tarification s'appuie sur les travaux de Maurice Allais, professeur d'analyse économique à l'école des Mines, dont la théorie du rendement social s'inspire des recherches en science économique marginaliste, et sur la tradition de calcul économique des ingénieurs du Corps des ponts et chaussées (Yon 2014, p. 96). Elle est mise en œuvre à EDF par Marcel Boiteux, à qui il est demandé d'instaurer une tarification s'appuyant sur la théorie de la vente au coût marginal (Yon 2014)².

La nouvelle tarification d'EDF a deux principes fondamentaux : l'égalité de traitement entre usagers et l'efficacité économique. L'objectif est de créer un système unifié, conforme aux intérêts des usagers et aux impératifs de service public, de rendre la tarification cohérente en définissant les modalités de fonctionnement d'une tarification de service public en monopole : « *chaque client doit payer ce que ses consommations coûtent au producteur et,*

¹ FNCCR, « Onzième Congrès national de l'électrification et des services publics des collectivités locales : journée des régies », *Bulletin d'Informations des Services Publics Communaux et Départementaux*, n° 17, décembre 1951, p. 10-11.

² Sur la réflexion au sein d'EDF quant à l'élaboration de cette tarification, voir les interventions de Gabriel Dessus et Marcel Boiteux dans (Colliard (ed.) 1956, p. 251-284). Pour une analyse très complète en termes de sociologie économique voir (Yon 2014).

par ce canal, à la collectivité elle-même. Or ceci définit exactement le coût marginal des consommations en cause ; à savoir ce que l'entreprise économiserait si le client renonçait à consommer. » (Monnier 1983, p. 30). Cette tarification au coût marginal permet d'articuler économiquement production et consommation, faisant du prix un signal économique pour orienter les consommations vers l'optimum économique et par conséquent l'intérêt général (Poupeau 1999, p. 103-110). On voit l'importance de l'expertise d'EDF au regard de celle de ses tutelles à travers la manière dont est construite la tarification marginale. EDF fait des propositions de tarifs que les pouvoirs publics approuvent ou refusent, s'appuyant pour cela sur une expertise bien moindre que celle de l'établissement public (Stoffaës 1995, p. 84).

Les négociations de cette réforme tarifaire se déroulent dans un cercle constitué par le trio d'acteurs EDF – direction de l'Électricité du ministère de l'Industrie – FNCCR. Difficiles, elles sont marquées par la revendication de la FNCCR, au titre de la représentation des autorités concédantes, d'une péréquation départementale pour assurer un même tarif aux clients ruraux et urbains (Poupeau 2007a, p. 614-619). Dans la continuité de cette négociation, un nouveau chantier pour la FNCCR s'ouvre, cette fois axé sur son rôle de représentante des ELD. Il s'agit d'adapter cette tarification aux spécificités des distributeurs.

La détermination d'un nouveau mode de tarification permet à EDF de reconsidérer la forme des concessions de transport, ainsi que celles de distribution aux services publics qui avaient été maintenues depuis la nationalisation par l'article 37 de la loi de 1946. En 1956, les concessions de transport et de distribution aux services publics sont regroupées dans une même concession, la concession du Réseau d'Alimentation Générale (Poupeau 1999, p. 79). Il s'agit ainsi d'unifier les cahiers des charges de concession dont EDF avait hérité lors de la nationalisation. La tarification au coût marginal menace la spécificité des ELD dans les tarifs d'achat, en remettant en cause la légitimité du tarif distributeur. Le rabais de 10 % est considéré par EDF comme ne s'appuyant pas sur un principe de réalité des coûts et doit être remplacé par le tarif vert, appliqué à l'ensemble des clients haute tension. Le tarif vert devient obligatoire pour les fournitures faites par EDF aux entreprises de distribution à partir du 1^{er} janvier 1962¹.

Les ELD sont désormais considérées comme des clients haute tension ordinaires qui doivent eux aussi recevoir des signaux tarifaires pour guider leurs consommations. Économiquement, il s'agit de considérer que la modulation des prix de ce tarif en fonction des tensions de livraison correspond aussi à la réalité des coûts supportés par les ELD. Ainsi, lorsqu'un client achète son électricité à une tension élevée, les coûts d'exploitation d'EDF sont moindres et reportés sur le distributeur : plus une ELD achète à une tension élevée, plus son tarif sera bas. Ceci va de pair avec le fait qu'il revend l'électricité à ses clients à une tension plus basse et donc à un tarif plus élevé, toujours pour refléter les coûts de distribution.

¹ En application de l'article 3 de la convention de concession du réseau d'alimentation générale (Paris, Archives de la FNCCR, Boîtes tarification DNN, « Lettre du directeur adjoint de la distribution d'EDF aux directeurs généraux et chefs de centre d'EDF », 19 janvier 1962).

« L'application du tarif vert permettait en principe de le faire parce que les prix de ce tarif sont modulés en fonction des tensions de livraison : plus la tension de livraison est élevée, plus les prix sont bas. Donc le distributeur vend l'énergie à un prix supérieur au prix d'achat lorsque cet achat est pratiqué sous une tension supérieure, ce qui est le cas le plus fréquent¹ ». Ainsi une régie alimentée en électricité à une tension basse (en 20 000 V) doit payer cette électricité à un tarif plus important, mais ses coûts sont moindres puisqu'elle n'a pas besoin de construire et d'entretenir un réseau 125 000 V ou 63 000 V. Proportionnellement, les marges sont respectées². À ceci s'ajoute que le tarif d'achat d'électricité est déterminé par le nombre de points de livraison des ELD. Pour atteindre le tarif le plus bas possible, il est nécessaire de limiter le nombre de points de livraison et d'accéder au niveau de tension maximal.

Il reste pourtant que les ELD doivent dégager un résultat d'exploitation leur permettant d'assurer leur fonctionnement. Cette marge était appelée le R-A : R pour recette et A pour achat. L'objectif des négociations pour les ELD est de s'assurer que le R-A permette à la structure de vivre. La FNCCR tente dans un premier temps d'adapter cette tarification marginaliste à la situation des ELD en conservant la logique dérogatoire préexistante. Son directeur général présente ainsi en mars 1955 au Conseil supérieur de l'électricité et du gaz un amendement au projet de cahier des charges d'alimentation générale pour maintenir un rabais spécifique aux distributeurs sur le tarif général³. Cet amendement n'est pas retenu, car le principe dérogatoire d'un rabais ne correspond pas à la logique qu'EDF veut instaurer avec les tarifs verts et bleus. La FNCCR ne pourra pas remettre en cause l'application du tarif vert aux ELD. Elle négocie alors avec EDF et la DIGEC des aménagements à ce cahier des charges : les clients d'EDF et notamment les ELD ont un délai de trois ans, jusqu'en décembre 1961, pour choisir leurs tarifs ou ceux qui leur étaient appliqués antérieurement⁴. Plus largement, si la FNCCR ne peut pas agir sur l'application du tarif vert, elle va obtenir pour les ELD des aménagements sur des enjeux para-tarifaires, qui leur permettront d'assurer leur équilibre financier tout en s'insérant dans le système de droit commun.

2.2.2 Un équilibre économique assuré par des arrangements para-tarifaires

La négociation autour de l'achat d'électricité des ELD ne porte pas tant sur l'intégration à la tarification marginaliste que sur l'application des dispositions du cahier des charges d'alimentation générale dans le cas des fournitures aux entreprises de distribution. La discussion sur l'application des tarifs est ainsi un sujet très important dans les relations entre

¹ M. Siot-Decauville, « Situation financière des distributeurs d'énergie électrique » in FNCCR, *Actes du Congrès de la Fédération*, 12 juin 1972, Cannes.

² Entretien avec un ancien cadre dirigeant d'UEM, décembre 2011.

³ Paris, Archives de la FNCCR, Boîtes tarification DNN, « Note interne de la FNCCR, tarif d'achat de l'électricité par les régies », 9 février 1972.

⁴ Paris, Archives de la FNCCR, Boîtes tarification DNN, « FNCCR, circulaire du 16 décembre 1960 aux régies adhérentes ».

EDF et la FNCCR. Elle aboutit en 1966 à des dispositifs contractuels validés par la direction de l'Électricité du ministère de l'Industrie. Ces dispositifs prennent en compte la position particulière des ELD que l'on peut considérer comme des revendeurs d'électricité pour le compte d'EDF.

« Le principe étant que si les DNN n'existaient pas, EDF distribuerait directement, mais aurait aussi des charges. Parce qu'à l'époque il y avait 3 000 à 5 000 agents dans les DNN, il les faudrait en plus à EDF. Donc tout ça fait qu'il y a des dispositifs à la fois sur les réseaux, on appelait ça des ristournes à l'époque » (un ancien cadre de l'ANROC, septembre 2012)

Les ristournes : conserver les rabais à la marge

D'une manière générale, il s'agit d'infléchir la tarification d'EDF pour que soit prise en compte la spécificité des distributeurs. Il est ainsi considéré que le tarif vert est établi pour de l'électricité livrée au point d'utilisation. Or dans le cas des ELD, la FNCCR met en avant le fait que les distributeurs, à la différence des industriels, doivent gérer des réseaux en aval du point de livraison d'EDF, ce que le tarif doit prendre en compte cet élément. *« Pour de l'énergie achetée par une entreprise de distribution sous une tension donnée, il convenait que les prix du tarif vert, établis pour une livraison au point d'utilisation, puissent être abaissés lorsque l'entreprise accepte de prendre livraison de l'énergie plus près des sources et de supporter – au lieu et place d'EDF – les charges correspondant aux ouvrages d'adduction¹ ».*

Plus particulièrement, l'application du tarif vert pose un problème majeur concernant les ELD achetant et vendant leur électricité à la même tension. En effet, la FNCCR constate que le tarif vert permet une marge entre le prix d'achat et le prix de vente de l'électricité pour une électricité vendue à une tension inférieure à celle du tarif vert. Cependant, cette marge est pratiquement nulle pour les ventes effectuées à la tension d'achat. Avec cette nouvelle logique tarifaire, les tarifs d'achat et de vente sont les mêmes. Les marges tarifaires assurées précédemment par le rabais de 10 % ne le sont plus en l'absence d'écart entre les tensions de vente et d'achat. *« De nombreuses entreprises de distribution achètent l'énergie à EDF en moyenne tension (à 15 000 volts par exemple) et assurent la desserte de clients à cette même tension. Il fallait donc qu'une disposition – non prévue par le tarif vert – rétablisse pour les distributeurs une marge permettant au moins de compenser les charges de toutes natures afférentes aux réseaux reliant les points d'achat et de vente² ».*

Pour ces situations, des négociations ont été menées entre les ELD, EDF et la DIGEC et ont abouti à l'article 23 *« énergie répartie à la même tension que celle à laquelle elle a été achetée³ »* du cahier des charges du réseau d'alimentation générale de 1958. Cet article

¹ Ibid.

² Ibid.

³ Paris, Archives de la FNCCR, Boîtes tarification DNN, « Note interne de la FNCCR, tarif d'achat de l'électricité par les régies », 9 février 1972.

prévoit pour les distributeurs l'instauration d'une ristourne t dépendant de la structure des réseaux, celle-ci étant limitée à 5 % du tarif. À cette ristourne instaurée dans le cahier des charges s'est ajouté un autre mode de calcul, par un protocole signé en 1960 entre EDF et la FNCCR. Cette autre ristourne, la ristourne M , est offerte en option, notamment lorsque, en application du cahier des charges, le taux de la ristourne t devrait être supérieur à 5 %¹.

Les deux modes de calcul sont complémentaires et permettent aux ELD ne pouvant assurer leur marge avec la tarification marginaliste d'assurer leur fonctionnement économique. Ainsi, pour chaque point de livraison, le taux de la ristourne est déterminé en appliquant la formule t prévue dans le cahier des charges d'alimentation générale ou la formule M résultant de l'accord de 1960 entre la FNCCR et EDF. Le mode de calcul le plus avantageux pour l'ELD est retenu.

Les dépassements de puissance, une prise en compte de la difficulté des distributeurs à maîtriser les consommations de leurs clients

Une autre spécificité des ELD est que, contrairement à un industriel qui peut consommer davantage en heures creuses qu'en heures de pointe car il a prise sur l'organisation du travail, elles ne peuvent pas moduler leur courbe de charge et ainsi limiter les dépassements de puissance. Les coûts de ces dépassements sont donc importants pour les ELD sans que celles-ci puissent agir sur cet élément, car un distributeur n'est pas en mesure de manœuvrer sur la consommation de ses clients autrement que par sa politique tarifaire². Cette impossibilité de maîtriser les dépassements de puissance a conduit la FNCCR à négocier des aménagements concernant les pénalités pour ces dépassements. Il a ainsi été obtenu que les régies puissent modifier rétroactivement leur puissance souscrite sans pénalité³.

L'élaboration d'une péréquation entre distributeurs

L'article 33 de la loi de nationalisation prévoit la création d'un Fonds de péréquation et de compensation du gaz et de l'électricité. Celui-ci doit être « *alimenté par des prélèvements sur les recettes des services de distribution et des régies dont le montant est fixé par arrêté des ministres de la Production industrielle et des Finances, après avis du ministre de l'Agriculture. La gestion en est confiée à un comité mixte de l'Électricité de France et du Gaz de France, dont la composition est fixée par décret*⁴ ». Ce fonds a pour vocation de compenser l'hétérogénéité des conditions d'exploitations des réseaux et d'équilibrer les charges d'exploitation entre les distributeurs à l'échelle nationale. En effet, les tarifs aux

¹ M. Siot-Decauville, « Situation financière des distributeurs d'énergie électrique », in FNCCR, *Actes du Congrès de la Fédération*, 12 juin 1972, Cannes.

² Ibid.

³ Ibid.

⁴ Article 33 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz.

clients sont progressivement les mêmes dans le territoire ou du moins tendent à s'unifier (Poupeau 2007a), mais les concessions restent marquées par de fortes disparités.

Le Fonds de péréquation de l'électricité (FPE), créé en 1956¹, est administré par un Conseil composé de seize membres², qui rassemble des représentants des ministères et d'EDF Service national auxquels ajoutent neuf représentants des acteurs de la distribution (trois d'EDF service des distributions, trois d'ELD et trois des collectivités concédantes). Géré par EDF³, ce fonds est alimenté par des prélèvements sur les recettes des organismes de distribution et verse à ces derniers des dotations de péréquation. Le Conseil du FPE a pour mission de « *mettre en évidence les paramètres caractéristiques des charges d'exploitation et d'en mesurer l'influence sur le coût de la distribution*⁴ ». Sa tâche principale est donc de définir une formule générale de péréquation entre les distributeurs, pour déterminer les distributeurs bénéficiaires et contributeurs, c'est-à-dire les distributeurs ayant des charges excessives (principalement les distributeurs ruraux) recevant les fonds versés par les distributeurs dont les charges d'exploitation sont plus faibles (les distributeurs urbains).

Le FPE a fonctionné pour la première fois en 1962 et différentes formules ont été testées. La formule de 1965, appliquée à tous les distributeurs, dont EDF, satisfait les parties prenantes. Pour distinguer les distributeurs à dominante urbaine des distributeurs à dominante rurale, les caractéristiques du réseau, le nombre de foyers ruraux desservis, la consommation en basse tension et des recettes en haute tension et en moyenne tension, ainsi que le nombre de foyers ruraux desservis sont pris en compte. Selon le résultat de la formule, le distributeur contribue au Fonds ou en reçoit une dotation. Entre 1962 et 1966, EDF contribue au FPE à environ deux tiers⁵, les ELD à dominante urbaine (79 sur les 260 en 1966, dont UEM et la RGE) à un tiers⁶. Les ELD à dominante rurale (181 sur les 260 de 1966) sont bénéficiaires uniques du Fonds⁷. La création de ce fonds et le tarif vert sont pensés comme impliquant la « *suppression des rabais consentis à titre provisoire par Électricité de France depuis*

¹ Par le décret n° 56-941 du 18 septembre 1956.

² « article 2. Le Conseil du Fonds de péréquation comprend seize membres, à savoir : un conseiller d'État ; un délégué du ministre chargé de l'électricité ; un délégué du ministre de l'Intérieur ; un délégué du ministre des Finances et des Affaires économiques ; un délégué du ministre de l'Agriculture ; deux délégués d'Électricité de France, service national ; trois délégués d'Électricité de France, service des distributions ; deux délégués des régies de distribution ; un délégué des sociétés d'intérêt collectif agricole d'électricité ; trois délégués des collectivités concédantes », ministère de l'Industrie et du Commerce, Arrêté du 27 novembre 1958 (Bureaux du Fonds de Péréquation de l'Électricité, *La péréquation de l'électricité*, décembre 1966, p. 26).

³ « article 5. La gestion du Fonds de péréquation de l'électricité est assurée par Électricité de France, service national, qui ouvrira à cet effet dans ses livres un compte dénommé 'Fonds de péréquation de l'électricité' », ministère de l'Industrie et du Commerce, Arrêté du 27 novembre 1958 (ibid, p. 26).

⁴ Ibid, p. 5.

⁵ Entre 57 et 63 % pour des sommes passant de 3 021 000 francs en 1962 à 3 588 000 francs en 1966 (ibid, p. 20-22).

⁶ de 1 769 000 francs en 1962 à 2 469 000 francs en 1966 (ibid, p. 20-22).

⁷ Ibid, p. 20-22 ; En 1993, 124 régies ont bénéficié du FPE et 64 l'ont financé (FNCCR, *Lettre R des Régies d'électricité et de gaz*, n° 9, 1^{er} juin 1994, « Fonds de péréquation de l'électricité »).

le 1^{er} janvier 1949¹ ». Pourtant, nous avons vu que ce n'est pas le cas, les ristournes perdurent et s'ajoutent au FPE.

La tarification au coût marginal remet donc en cause le mode de tarification des ELD en les approvisionnant au même tarif que les clients industriels. Cependant, la FNCCR est parvenue à négocier avec EDF et l'administration centrale des mécanismes spécifiques prenant en compte leur spécificité de distributeur.

2.3 Les ELD parviennent à préserver leurs adaptations face aux refontes du système tarifaire

Ces négociations reviennent à intervalles réguliers, lors de la renégociation du cahier des charges du Réseau d'alimentation générale entre EDF et les ELD. Elles sont plus ou moins virulentes selon les périodes, du fait du contexte plus général du service public de l'électricité.

2.3.1 Le front commun des ELD en 1982-1986 face à la refonte du système tarifaire

La phase de négociation qui s'enclenche au début des années 1980 entre EDF et les ELD est particulièrement tendue. Les dirigeants d'EDF constatent une inadéquation grandissante entre sources de production d'électricité et habitudes de consommation. Il en découle une volonté de refonte complète de la tarification de l'électricité². Cette recomposition bouscule la tarification construite entre EDF et les ELD dans les années 1960. Le processus est véritablement enclenché en décembre 1982 avec l'augmentation des tarifs d'EDF tant à destination des clients finaux que des distributeurs³. Cette hausse, et plus particulièrement la distorsion qu'elle engendre entre le fonctionnement des tarifs basse tension, moyenne tension et haute tension, fait vivement réagir les ELD⁴ et leurs associations. Outre le niveau de ces tarifs se pose aussi la question de leur construction, avec des incitations de saisonnalité dans le tarif vert destinées aux industriels. Ces dégradations des conditions d'achat des ELD entraînent un pincement tarifaire et conduisent les délégués généraux de l'ANROC ainsi que de la FNCCR à interpeller par courrier le ministre de l'Énergie pour lui faire part de ces difficultés⁵.

¹ Bureaux du Fonds de Péréquation de l'Électricité, *La péréquation de l'électricité*, décembre 1966, p. 5.

² Entretien avec un ancien cadre dirigeant d'UEM, décembre 2011.

³ Répondant aux dispositions de l'arrêté n° 82-109/A du 22 novembre 1982 pris par le ministère de la Recherche et de l'Industrie.

⁴ Paris, Archives de la FNCCR, Boîtes tarification DNN, « Lettre de René Aubertin (directeur général d'UEM) au délégué régional du CIME Est d'EDF », 28 janvier 1983.

⁵ Paris, Archives de la FNCCR, Boîtes tarification DNN, « Lettre de M. Catutelle (ANROC) à destination de M. Kelhetter (FNCCR) à propos d'une note à envoyer au Ministre de l'énergie », 22 décembre 1982.

Par rapport aux négociations des années 1960, qui avaient vu la scission entre FNCCR et ANROC, celles des années 1980 destinées à actualiser les accords de 1966 sont marquées par la création d'un groupe de travail commun « *tarification des régies* » puis « *nouvelles structures tarifaires* ». Ce groupe de travail vise à assurer le travail conjoint des ELD, à « *étudier les modalités des nouveaux tarifs, leurs conséquences et les moyens d'y faire face*¹ » et devient un acteur central de ces négociations tarifaires².

Le questionnaire est un outil largement utilisé au cours de cette période pour objectiver la diversité des situations des ELD. Le groupe de travail en envoie à compléter et à renvoyer à son association référente : par exemple en avril 1983, un questionnaire au sujet du nombre de points de livraison³. À partir de ces enquêtes, le groupe de travail produit un « *mémoire concernant l'évolution des achats d'électricité des régies* », dans lequel sont définis des modèles de calcul pouvant être considérés comme représentatifs de l'ensemble des régies distributrices d'électricité. Ce mémoire, transmis au directeur général d'EDF en janvier 1984⁴, fait état de la difficulté pour les régies à s'adapter aux évolutions tarifaires d'EDF, ce qui les conduit à demander une amélioration de leurs conditions d'achat.

Cette phase de négociation difficile pour les ELD a duré plus de deux ans, de décembre 1982 à avril 1985, date de signature de l'accord entre EDF et les ELD, sans compter l'application de ce protocole, qui faisait l'objet de négociations avec la DIGEC en juin 1985. Les modalités du passage d'une tarification à la tension à une tarification à la puissance sont aussi négociées ; les formules de ristournes sont mises à jour. À ceci s'ajoute un système « *d'écêtement de puissance* » pour les périodes de grand froid à partir de 1985. L'ELD souscrit son abonnement à EDF à une puissance relativement constante dans l'année. À la fin de l'hiver, les chargés de comptes EDF optimisent a posteriori le niveau de puissance. Les puissances d'abonnement sont adaptées à la réalité pour éviter que les dépassements de puissance ne soient facturés comme tel⁵. Bien que ces négociations concernent EDF et les ELD, la DIGEC est impliquée. Suite à la signature du protocole d'accord de 1985, une réunion est organisée entre d'une part le chef du service économique et financier de l'électricité de la DIGEC, et d'autre part des représentants de l'ANROC, de la FNCCR et du groupe de travail commun tarification⁶. Au cours de cette réunion sont discutés les points de tension restants entre EDF et les ELD. Les services du ministère chargé des questions énergétiques arbitrent ces négociations, par exemple au sujet des ristournes. Ces arbitrages

¹ Paris, Archives de la FNCCR, Boites tarification DNN, « Lettre commune ANROC FNCCR à destination des directeurs de régies », 8 avril 1983.

² Entretien avec un ancien cadre dirigeant d'UEM, décembre 2011.

³ D'autres questionnaires sur les répercussions des nouveaux tarifs d'achats d'électricité, sur les ventes d'électricité, sur les ristournes ont également été diffusés.

⁴ Paris, Archives de la FNCCR, Boites tarification DNN, « Lettre de M. Bohl (président de l'ANROC) et de M. Morlevat (président de la FNCCR) à M. Guilhamon, directeur général d'EDF », 4 janvier 1983.

⁵ Selon un chargé de comptes EDF, seuls 20 % des dépassements des ELD étaient effectivement payés, ce qui illustre une certaine tolérance d'EDF.

⁶ Paris, Archives de la FNCCR, Boites tarification DNN, « Réunion sur le protocole d'accord EDF/régies », 13 juin 1985.

s'expliquent par le caractère déséquilibré de la position des ELD vis-à-vis d'EDF du fait de la logique monopolistique du secteur.

2.3.2 Regroupement des points de livraison et passage à la tension supérieure

À ces négociations d'échelle nationale s'articulent des négociations spécifiques entre chaque ELD et EDF pour l'application des mécanismes élaborés. Un point de négociation majeur consiste à regrouper les points de livraison et à passer à la tension supérieure. Le réseau de distribution de chaque ELD est connecté au réseau de transport. Cette connexion peut se faire en un point, mais aussi en de très nombreux points, parfois plusieurs dizaines. Or il est toujours plus avantageux de rassembler ces points de livraison en un point unique à la tension la plus élevée, et ce pour plusieurs raisons.

Tout d'abord, un contrat est constitué d'une partie fixe, l'abonnement, et d'une partie proportionnelle à la consommation. Le contrat étant propre à chaque point de livraison, l'importance du coût des abonnements fixes dépend du nombre de contrats est important¹. Un second intérêt du rassemblement des points de livraison est d'atteindre un meilleur « *foisonnement* ». En effet, plus le point de livraison regroupe un nombre important de clients, moins la courbe de charge au niveau de ce dernier est sensible aux pics de consommation et de puissance. Un grand nombre de clients et une consommation élevée permettent de limiter la sensibilité aux variations de consommation et d'assurer un lissage général. Enfin, le rassemblement des points de livraison permet d'accéder à une tension plus élevée et donc d'acheter l'électricité à un tarif plus bas. Le rassemblement des points de livraison n'est pas toujours physique, mais peut être contractuel. Tout en conservant une alimentation physique par plusieurs points de livraison (préférable en matière de sécurité d'approvisionnement), les ELD négocient avec EDF le regroupement tarifaire de ces points pour accéder à un tarif plus intéressant.

À ce regroupement des points de livraison s'articule le passage à la tension supérieure, qui fait l'objet de négociations difficiles avec EDF. Une source de conflit importante décrite en partie par Jean-Paul Céron en 1985 concerne la construction de réseaux à une tension supérieure (Céron 1985). Accéder à la tension supérieure permet aux ELD d'acheter leur électricité à un tarif plus bas, mais c'est aussi une nécessité pour répondre à la demande des clients dans leur territoire de concession. Cette question va de pair avec le regroupement de points de livraison et concerne la structuration interne des réseaux d'électricité dans le territoire de la concession. EDF s'est toutefois montrée hostile au passage des régies à des tensions supérieures.

Dans le cas de Metz, la nécessité de recourir à la tension 63 000 V s'est fait sentir au début des années 1960. Le niveau de tension inscrit dans la concession de distribution aux services publics accordée à la ville de Metz en 1938 avait été fixé par l'État. C'est donc à ce

¹ Entretien avec un ancien cadre dirigeant d'UEM, décembre 2011.

dernier de valider l'augmentation de tension dans le cahier des charges permettant de développer des réseaux de cette tension dans son territoire de concession. Pourtant, UEM a davantage négocié avec EDF qu'avec l'État¹. Cette négociation a été très longue, EDF a fortement freiné ce changement de tension, refusant de voir son chiffre d'affaires diminuer, car le passage à la tension supérieure diminue les tarifs de vente². EDF s'appuie principalement sur le « *maintien en l'état* » des régies. Un ancien cadre dirigeant d'UEM explique qu'EDF justifiait cette résistance par le fait que la loi de nationalisation maintient les ELD « *en l'état* », ce qui, dans son interprétation restrictive, signifie l'impossibilité de tout changement³. Cependant, la lecture du ministère de l'Industrie diffère. Ce dernier envoie des responsables pour enquêter sur la légitimité à ce passage et valide finalement le passage à la tension supérieure (*Ibid.*, p. 8) en 1966. Ce combat s'est renouvelé pour avoir la possibilité d'accéder à une tension de 220 000 V. UEM dispose ainsi d'un point de livraison unique et achète à cette tension depuis 1987. Les ELD parviennent donc à obtenir d'EDF et de l'administration centrale des adaptations, malgré leur position dérogatoire et leur échelle locale d'organisation.

2.4 Des aménagements para-tarifaires à l'importance différenciée selon les ELD

Ces aménagements et négociations autour du tarif haute tension (tarif vert) impactent différemment les ELD. L'ensemble des ELD est concerné par les mesures concernant les dépassements de puissance et, à partir de 1985, les écrêtements par grand froid. Cependant, pour la plupart des autres aménagements tarifaires, elles sont inégalement touchées. Lionel Monnier distingue trois groupes de régies en fonction de leur sensibilité aux variations du tarif vert : les régies urbaines, les régies rurales de petite taille et largement auto-productrices et enfin les grosses régies rurales (Monnier 1983, p. 158).

2.4.1 Les régies urbaines et les régies largement auto-productrices peu dépendantes des aménagements para-tarifaires

Les régies urbaines, incluant la RGE (ex-GEG) et UEM, bénéficient peu de ces aménagements, car elles achètent leur énergie à une tension élevée et ont toutes deux rassemblé leurs points de livraison, du moins contractuellement. Urbaines, elles contribuent aux deux fonds de péréquation, FPE et FACE. UEM achète à une tension de 220 000 V, avec contractuellement un point unique de livraison. En raison des caractéristiques de son réseau, la régie de Metz ne bénéficie pas de ristournes. Sa production d'électricité, avec trois centrales hydrauliques construites entre 1933 et 1966 et une centrale thermique, lui permet de

¹ Entretien avec un ancien cadre dirigeant d'UEM, décembre 2011.

² UEM, *L'Usine d'électricité de Metz : 75 ans au service de la région messine*, Metz, 1978, p. 18.

³ Entretien avec un ancien cadre dirigeant d'UEM, décembre 2011.

limiter la dépendance à un fournisseur unique et ainsi aux aménagements tarifaires. La RGE dispose de deux points de livraison, mais d'un contrat unique et peut donc bénéficier d'un foisonnement à l'échelle de son territoire. En 1983, elle indique que son contrat d'achat d'électricité est un tarif vert 220 000 V qui ne comporte aucune ristourne¹.

Certaines régies rurales de petite taille achètent peu d'électricité à EDF, car elles en produisent grâce à leurs centrales hydroélectriques. C'est le cas des régies installées dans des zones montagneuses, en Savoie et Haute-Savoie ou encore dans les Pyrénées. Cette autonomie de production leur a permis d'être faiblement impactées par ces questions tarifaires. « *Elles se sont souvent constituées autour d'une usine hydraulique – amortie depuis longtemps – qui leur livre une énergie à coût très bas. Ces Régies, totalement marginales, n'ont par ailleurs pas de problèmes, du moins tant que leurs besoins ne dépassent pas leur capacité autonome de production.* » (Monnier 1983). Ce n'est cependant plus la réalité aujourd'hui, ces ELD n'ayant pu suivre l'augmentation de la demande.

2.4.2 Les régies rurales et les SICAÉ, une forte dépendance

Les régies rurales de plus ou moins grande taille et les SICAÉ sont dans les situations les plus complexes, car elles n'ont généralement pas ou peu de production propre et dépendent d'achats extérieurs, donc des tarifs d'achat d'EDF. De plus, leurs coûts de distribution sont plus importants que ceux des régies urbaines. Les accords de 1966 et de 1985 sont particulièrement centraux pour les ELD qui distribuent leur électricité à la même tension que leur tension d'achat. Ils le sont aussi plus largement pour celles qui achètent en moyenne tension (ce qui est davantage le cas des petites régies rurales). En effet, si le réseau de la régie est basse ou moyenne tension, celle-ci ne peut pas dégager de marge à partir de l'écart entre les tarifs d'achat et de vente. Les ristournes, qui prennent en compte la densité des réseaux, sont essentielles dans la constitution de l'équilibre économique de ces ELD. La possibilité de foisonnement² intéresse les ELD livrées par EDF à plusieurs points. Les courbes de charge de leurs différents points de livraison sont mises en commun et lissées. Enfin, les ELD rurales sont les bénéficiaires des fonds de péréquation, FPE et FACE.

Avec l'unification de la tarification, principalement construite à destination des industriels dont les caractéristiques diffèrent, EDF et ses tutelles conduisent à un assujettissement des ELD, à une perte de leurs marges de manœuvre opérationnelles. La situation des ELD est celle d'un « *encerclement tarifaire*³ ». « *Ce système tarifaire dont les structures s'adressent à d'autres, définit cependant des niveaux de prix qui sont vitaux pour*

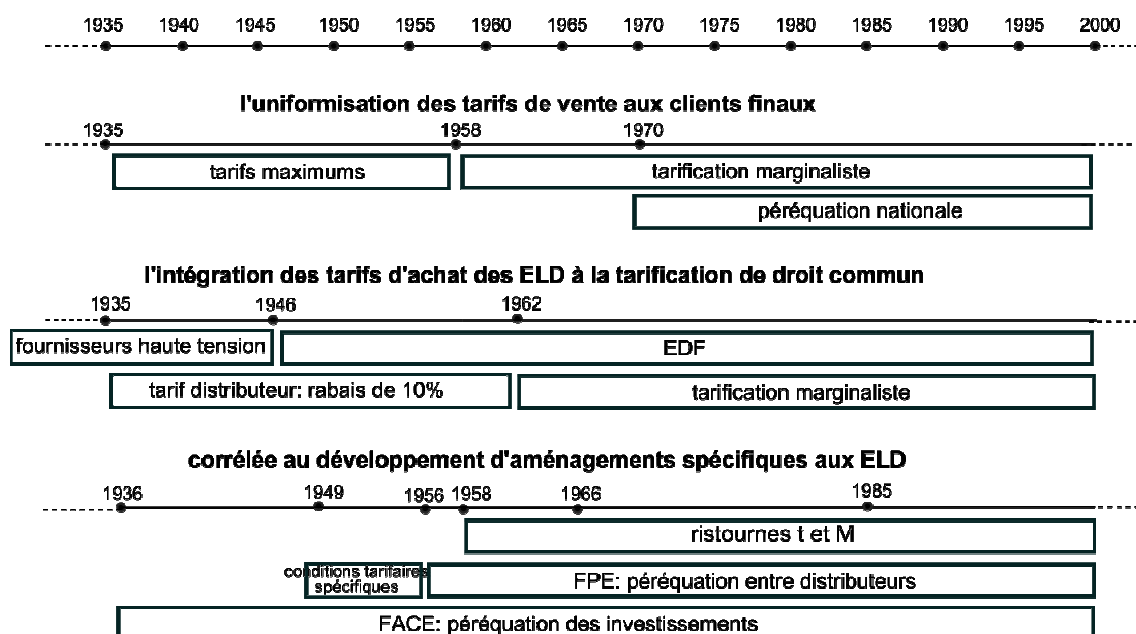
¹ Paris, Archives de la FNCCR, Boites tarification DNN, « Enquête FNCCR ANROC - Lettre commune aux régies », 9 décembre 1983.

² C'est-à-dire de pouvoir faire une moyenne des courbes de charges des différents points de livraison, ce qui permet de limiter les pointes et les coûts qui y sont corrélés.

³ Pour reprendre l'expression de Lionel Monnier (Monnier 1983, p. 159-162).

[les ELD], puisque les achats d'énergie représentent la plus grande part de leurs dépenses, et leurs ventes la quasi-totalité de leurs recettes. » (Ibid., p. 162).

Figure 4: La tarification de l'électricité adaptée aux spécificités des ELD



Réalisation: Pauline Gabillet

Cependant, les aménagements para-tarifaires, négociés grâce à l'influence politique certaine des ELD, assurent le fonctionnement économique de la plupart d'entre elles. Elles parviennent, par leurs associations à l'échelle nationale, à infléchir les décisions prises par le cœur du système décisionnel, construit autour d'EDF et des ministères de tutelle. L'étude de ces différentes phases de négociation nous a montré que les relations entre les associations représentant les ELD et les ministères de tutelle sont principalement axées vers la DIGEC, et beaucoup moins vers le ministère de l'Économie et des Finances. Tout comme EDF est plus proche de sa tutelle technique que de sa tutelle économique et financière, les ELD semblent avoir une relation plus aisée avec la DIGEC qu'avec le ministère de l'Économie et des Finances. Les adaptations qu'elles parviennent à négocier permettent aux ELD qui se maintiennent un fonctionnement certes sous sujétion, mais aussi relativement stable et confortable, que l'on peut qualifier de niche sectorielle.

3 La réduction des capacités d'action des ELD conduit à la disparition d'une partie d'entre elles

Malgré les arrangements technico-économiques négociés par les associations d'ELD, un certain nombre de distributeurs locaux disparaissent. Ces disparitions s'expliquent par des facteurs externes, notamment le niveau de marges dont disposent les ELD et les relations avec EDF et ses centres départementaux, mais aussi par des facteurs internes, liés aux relations avec les communes supports. Dans cet enchevêtrement d'enjeux locaux et nationaux, d'arbitrages tant politiques qu'économiques, il faut aussi évoquer le rôle central du maire et plus largement du conseil municipal.

3.1 De nombreuses disparitions d'ELD

Il est difficile de disposer de sources permettant de comptabiliser les ELD et donc de connaître le nombre de disparitions. Quelques références nous permettent tout de même de constater la baisse importante du nombre d'ELD depuis 1946. Selon le bureau chargé du FPE, il y avait 360 ELD en janvier 1960 et 260 en décembre 1966. Il y aura donc eu une forte vague de disparitions entre ces deux dates¹. En 1982, Lionel Monnier fait état d'environ 250 ELD distribuant de l'électricité, ce qui représente 6 % de l'électricité distribuée et 3 500 communes pour 3,5 millions d'habitants (*Ibid.*, p. 13). En 1985, Jean-Paul Céron recense plus de 283 ELD en électricité (240 régies, 37 SICAE, 6 coopératives d'usagers et quelques SEM)² (Céron 1985, p. 9). On note ici l'augmentation du nombre d'ELD, qui nous amène à relativiser l'exactitude des chiffres rapportés, qui doivent davantage être considérés comme des échelles de grandeur et des grandes tendances d'évolution. En 1991, 14 régies municipales et 3 SEM alimentent en gaz respectivement 96 et 51 communes pour une population de 1,6 million d'habitants. En électricité, 180 ELD (dont 4 SEM et 26 SICAE) alimentent 3,3 millions d'habitants (Sablière (ed.) 1993, p. 217). François-Mathieu Poupeau en recense 170 à la veille de l'ouverture des marchés (Poupeau 2007b). En 2014, on compte 158 ELD.

Le passage d'environ 360 à 158 entreprises locales de distribution entre 1946 et 2013 semble important. Cette réduction peut être nuancée par le fait que certaines d'entre elles se sont regroupées. Une ELD peut reprendre la distribution d'électricité d'un territoire desservi par une autre, même s'il n'y a pas de jonction des territoires. Ces regroupements d'ELD ont principalement eu lieu entre les SICAE, avec par exemple la SICAE Aisne ou aussi la SICAE Oise. Mais quelques régies sont aussi concernées : par exemple dans les Hautes-Alpes en 2000, Énergie Développement Services du Briançonnais absorbe la régie de Saint-Martin-

¹ Bureaux du Fonds de Péréquation de l'Électricité, *La péréquation de l'électricité*, décembre 1966, p. 22.

² « Cette distribution sous l'égide des collectivités locales englobe 149 communes urbaines soit 1,6 million d'habitants et 3228 communes rurales possédant une population du même ordre de grandeur. Une commune sur dix et 7 % de la population environ sont donc concernés. » (Céron 1985, p. 9).

de-Queyrières (commune de 1 086 habitants). De même, GEG a repris la concession de la régie de Montsapey (commune de 79 habitants en Savoie). Cependant, dans la majeure partie des cas, les ELD qui ont disparu ont vu leur territoire repris par EDF, ce qui témoigne des difficultés liées à la réduction des marges de manœuvre de ces opérateurs locaux.

3.2 Une volonté d'absorption de la part d'EDF ?

Le maintien des ELD renvoie davantage à une logique dérogatoire et temporaire que durable. La loi de nationalisation empêche la création de nouveaux distributeurs d'électricité et les concessions de ceux qui disparaissent reviennent à EDF, ce qui nous amène à interroger la position d'EDF vis-à-vis des ELD. Dans un chapitre de leur ouvrage sur l'histoire d'EDF, Jean-François Picard, Alain Beltran et Martine Bungener se penchent sur la question des régies et expliquent que, selon le directeur général de la FNCCR, EDF a eu des intentions de conquête des régies, considérées comme une aberration. « *Les régies disparaissent, victimes des intentions 'malignes' d'EDF, si l'on en croit un responsable des Collectivités Concédantes, René Kelhetter [le directeur général de la FNCCR]. 'EDF est un organisme très impérialiste. On y trouve très peu de dirigeants qui aient de la considération pour les régies. Ils considèrent que c'est une aberration. J'en ai même vu qui m'ont dit : 'Qu'est-ce que c'était que ces hommes de 1946 ! Ils n'avaient aucun courage !'* » (Picard, Beltran et Bungener 1985, p. 119). Les auteurs considèrent les ELD comme des « *espèces en voie de disparition* », étant donné qu'il ne peut en être créé de nouvelles (*Ibid.*). D'ailleurs, les ELD ne sont pas représentées dans les cas qu'ils approfondissent sur les marges du monopole (la production autonome et la Compagnie nationale du Rhône), sauf Électricité de Strasbourg, dont la situation dans les ELD est très particulière puisque dès les années 1950, la ville de Strasbourg disparaît de l'actionnariat au profit d'EDF. Ainsi, les ELD sont considérées par ces auteurs comme les marges de la marge du monopole. Ils dissocient dans leur analyse les régies rurales qui irritent EDF qui souhaite les absorber des régies urbaines, davantage protégées car bénéficiaires et sources de revenus pour les collectivités (*Ibid.*).

Un cadre d'EDF réfute cette agressivité supposée de l'établissement public, expliquant que celui-ci n'a jamais eu une volonté de reprendre les ELD. Il justifie cette position en indiquant que si EDF avait été activiste sur la question, les ELD auraient rapidement disparu et affirme qu'EDF s'y est peu intéressée¹. Il est surtout nécessaire de distinguer la position d'une part de la direction centrale d'EDF, qui n'a pas fait des ELD un enjeu majeur notamment pour préserver de bonnes relations avec la FNCCR, et d'autre part de ses centres de distribution locaux, lesquels étaient fréquemment en conflit avec les ELD. Il semble que davantage que des relations générales sur l'ensemble du territoire et sur toutes les périodes de la nationalisation, les relations d'EDF et des ELD ont été spécifiques aux situations locales, dépendantes des directeurs de centres de distribution. En effet, les centres de distribution

¹ Entretien avec un cadre d'ERDF, juillet 2010.

d'EDF pouvaient pâtir de la présence d'ELD dans leur territoire. D'abord, ils devaient assurer la vente d'électricité aux ELD avec les ristournes, ce qui réduisait leurs revenus car ils étaient contraints de vendre leur électricité à un tarif moins élevé que celui auquel ils l'ont acheté (Monnier 1983, p. 160). Ensuite, la rémunération des agents EDF dans les centres de distribution pouvait être affectée. Ainsi, un ancien agent EDF explique à François-Mathieu Poupeau que sa rémunération était fonction du nombre de postes de distribution et de clients (Poupeau 1999, p. 132). Les centres de distribution d'EDF sont accusés par les ELD d'avoir eu une position largement offensive. Un ancien cadre dirigeant d'UEM explique que la position d'EDF à l'échelle nationale a varié. Dans les années 1980, EDF a cherché à reprendre les régies en Moselle.

« À un moment il y avait une espèce de chasse, ils ont essayé de les bouffer toutes : [...] commercialement EDF a essayé de manger les régies, essayé de les reprendre. »
(un ancien cadre dirigeant d'UEM, novembre 2011)

Cette position s'inscrivait dans un mouvement national, mais était plus ou moins virulente selon les directeurs de centre de distribution, dont certains ont démarché les maires pour leur proposer de racheter leur régie. Ce démarchage se faisait aussi auprès des directeurs de régies, à qui étaient présentés les intérêts de travailler dans un établissement de grande taille¹.

Picard, Beltran et Bungener prennent l'exemple de la régie de Saint-Jean-de-Maurienne, qu'EDF a tenté d'absorber par le biais de sa subdivision locale (Picard, Beltran et Bungener 1985, p. 131). Dans ce cas, l'opération n'a pas fonctionné, mais elle a parfois été plus efficace. On peut prendre pour exemple une lettre envoyée par le directeur de la régie municipale de Lannemezan dans les Hautes-Pyrénées en juillet 1984 au directeur de la FNCCR. Il y est fait état des difficultés de la régie à *« contrer les projets EDF et de s'opposer à ses tentatives 'dévastatrices' dans la région »*. Outre les négociations difficiles liées à l'augmentation des tarifs d'EDF, le directeur illustre avec le cas d'une régie voisine l'attitude agressive du Centre EDF de Pau. *« Afin de terminer mon tour d'horizon et pour vous montrer que les gens d'EDF ne restent pas inactifs au Centre de Pau, je vous joins la photocopie d'une correspondance adressée par le Maire de Hèches, Hèches étant la deuxième Régie après Arreau, qui bascule au sein de 'La grande maison'. Vous jugerez ainsi combien il est délicat de vouloir sauver des Régies microscopiques, sans ressources et avec d'énormes problèmes² »*. Il reprend, pour justifier ces difficultés, les arguments présentés par le maire de Hèches dans une lettre envoyée en juin 1984, qui indique les raisons qui ont conduit son conseil municipal à concéder le service public de l'électricité à EDF : *« Cette décision a été dictée par plusieurs considérations : l'évolution de la tarification EDF qui nous pénalise lourdement. L'évolution de la consommation qui augmente d'année en année d'une manière considérable ; À l'heure actuelle, le budget de la régie est équivalent au budget de*

¹ Entretien avec un ancien cadre dirigeant d'UEM, novembre 2011.

² Paris, Archives de la FNCCR, Boîtes tarification DNN, « Lettre du directeur de la régie de Lannemezan au directeur de la FNCCR », 20 juillet 1984.

fonctionnement de la commune, alors qu'il y a dix ans il n'était que de 15 %. La difficulté de recouvrement des factures ; La mauvaise volonté de certains abonnés nous crée des problèmes qui ne sont pas que techniques. La marge bénéficiaire qui ne justifie plus le maintien d'un organisme, très lourd et qui va encore évoluer dans un sens défavorable.¹ » La responsabilité du changement est imputée à EDF, mais aussi aux usagers et à la difficulté pour la commune de porter une telle structure.

Ces relations de concurrence n'empêchent pas des collaborations entre ELD et les centres de distribution EDF. Les périodes de négociations tarifaires entraînaient des relations tendues au niveau local aussi, par exemple au début des années 1980, mais par la suite, ces relations s'apaisaient. Par exemple, UEM et EDF avaient des discussions coordonnées concernant les plans d'alimentation destinés à assurer l'adéquation entre leurs réseaux et à éviter des investissements redondants².

« Et donc là la formule c'était de dire après tout les clients de nos clients sont nos clients, c'est pas idiot. Alors, après tout pourquoi se battre ? » (un ancien cadre dirigeant d'UEM, décembre 2011)

Il est courant à EDF de prendre l'exemple d'Électricité Services Gironde (ESG) pour illustrer le fait que la disparition des ELD n'est pas due à EDF, mais aux ELD elles-mêmes et à leurs relations avec leurs concédants et propriétaires. La société d'économie mixte locale (SEML) ESG créée en 1991, réunissait les différentes régies d'électricité de la Gironde et distribuait de l'électricité sur 223 communes ainsi que le réseau d'eau et d'assainissement. ESG était détenue par les syndicats intercommunaux porteurs des régies ainsi que par la Lyonnaise des Eaux pour environ 20 % du capital. En 1996, EDF est entrée au capital d'ESG à hauteur de 34 % par le biais de sa filiale SDS³. Ses réseaux d'électricité ont été détruits à près de 80 % par la tempête de 1999. Les syndicats intercommunaux, qui étaient les principaux propriétaires de la SEML, ont alors concédé la gestion du réseau d'électricité à EDF avant de déléguer la gestion de l'eau et de l'assainissement à la Lyonnaise des Eaux⁴. Des représentants d'EDF expliquent qu'ESG était, avant la tempête, dans une situation financière difficile, ce qu'un rapport de la Chambre régionale des comptes en 2005 confirme, et qu'ils avaient l'obligation de reprendre la gestion d'ESG⁵. Les représentants d'EDF expliquent avoir tenté d'aider ESG à se maintenir avant de finalement reprendre la concession à sa disparition. S'appuyant sur cet exemple, ils considèrent que beaucoup de disparitions d'ELD sont dues aux difficultés économiques et de gestion de certaines structures, reprises

¹ Ibid.

² Entretien avec un ancien cadre dirigeant d'UEM, novembre 2011.

³ Le capital restant étant réparti à 51 % aux syndicats intercommunaux d'électrification et à 15 % à la Lyonnaise des eaux.

⁴ Chambre régionale des comptes Aquitaine Poitou-Charentes, *Rapport d'observations définitives Électricité Services Gironde*, 10 février 2005, 8 p.

⁵ Voir à ce sujet : *Libération*, « Le sort d'Électricité Services Gironde suspendu à EDF. Le distributeur indépendant a été ruiné par la tempête », 21 mars 2000.

une fois en difficulté. Cet argument semble cependant être développé maintenant qu'EDF n'a plus intérêt à voir disparaître les ELD.

3.3 Des décisions qui relèvent en dernier recours des communes et de leurs élus

En dépit des facteurs extérieurs, notamment la tarification, il faut souligner que la bonne ou mauvaise santé des ELD et leur maintien intègrent des choix politiques locaux et interrogent la capacité et la volonté politique des élus municipaux.

Les travaux traitant des ELD en ont la majeure partie du temps une conception négative et mettent en exergue leur mauvaise gestion. Par exemple, deux journalistes abordent rapidement les régies dans leur ouvrage *L'État EDF*. Elles expliquent en 1978 qu'il n'en reste que quelques-unes, que leurs difficultés de trésorerie vont croissantes et qu'elles ne parviennent plus à s'équiper et à entretenir leur réseau. Elles s'appuient sur la situation de la régie de Bordeaux dont le réseau était alors en très mauvais état et dont la disparition en 1956 a entraîné la reprise de la concession par EDF. Dans une critique plus forte encore, elles prennent l'exemple de certaines ELD rurales dont l'existence n'est plus justifiée, puisque c'est EDF qui finance la majorité des travaux. Bien qu'EDF veuille reprendre ces réseaux, les conseils généraux qui les possèdent refusent, car ils « *touchent de rondelettes prébendes*¹ ». Décrivant le cas du service d'électrification rurale du Loir-et-Cher repris par EDF en 1977, elles dénoncent une gestion très opaque, voire quasi-mafieuse, ainsi que la mauvaise qualité du réseau, les vols de matériel au sein du service ainsi que les rémunérations excessives². Lionel Monnier est lui aussi critique au sujet des régies, en particulier concernant leur organisation interne. Il estime que leurs relations avec les collectivités support illustrent « *l'idéologie hyper-décentralisatrice qui caractérise ce secteur de la distribution* » (Monnier 1983). Ces critiques renvoient une représentation négative des acteurs publics locaux, considérés comme moins sérieux en termes de gestion, comme on l'a vu dans le chapitre 1 au début du siècle avec le Conseil d'État. Cette conception négative de l'échelle locale rejaillit sur leur perception des ELD.

De fait, force est de constater que la disparition des ELD semble en partie due à une mauvaise gestion conjointe avec les communes. Les municipalités ont conservé leur ELD sur la base de critères « *politiques* », autour du fait que ces structures permettaient souvent à leurs électeurs de disposer de tarifs d'électricité plus avantageux que ceux décidés à l'échelle nationale. À ceci s'ajoute la possibilité pour les municipalités de disposer des marges réalisées par leurs régies, dont les bénéfices sont reversés dans le budget de la commune sur décision du conseil municipal. La ressource économique que représente l'ELD a donc été un élément majeur de choix politique de leur maintien. Elle a cependant aussi pu les amener à la

¹ De Gravelaine Frédérique, O'Dy Sylvie, *L'État EDF*, Paris, Alain Moreau, 1978, p. 71-73.

² Ibid.

disparition. Certaines municipalités ont abusé de la possibilité de capter les bénéfices de leurs régies et ont remis en cause la santé économique parfois déjà vacillante de ces dernières. Ainsi, les communes n'ont pas toutes la même politique quant aux bénéfices réalisés par leur régie. Par exemple, la disparition de deux régies municipales en Isère, à Domène en 1990 et à Vizille en 1992 est due à la captation excessive de bénéfices par les communes ainsi qu'à la politique agressive d'EDF à leur égard.

« Pourquoi les régies de Domène et Vizille ont-elles disparu ?

Elles ont disparu parce qu'elles étaient mal gérées. Alors mal gérées pas forcément parce que les gens qui étaient à leur tête étaient mauvais, quoiqu'il y a un peu de ça aussi, mais parce que la commune pompait trop dans la régie. C'est toujours pareil, historiquement c'est toujours comme ça que ça se termine. Et à l'époque EDF était prédateur des régies.

Oui ils ont changé de position.

Complètement. Donc à l'époque EDF a mis de l'argent sur la table pour récupérer la régie de Domène. » (un directeur d'ELD, juin 2010)

Dans d'autres cas, les élus locaux considèrent qu'il est nécessaire de laisser à la régie l'ensemble de ses revenus pour lui permettre de réaliser des investissements. C'est le cas de la régie de Creutzwald, dont le maire a pendant de nombreuses années présidé l'ANROC et était convaincu de l'intérêt de sa régie pour des éléments plus énergétiques que strictement économiques. Au regard des échanges que nous avons eus avec de nombreux directeurs de régies, il semble que la majorité des communes disposant de régies choisissent de fixer des versements dans leur budget. Cette situation est toujours d'actualité et certains directeurs de régies reprochent à leurs communes supports de ne pas avoir de vision à long terme et de ne pas leur permettre de conserver des ressources suffisantes.

La disparition de certaines régies peut aussi s'expliquer par le fait qu'elles doivent équilibrer leurs comptes, ce qui n'est pas le cas des centres de distribution d'EDF (Monnier, 1983, p. 162). Ainsi, certains de ces centres sont structurellement déficitaires, mais leurs comptes sont consolidés à l'échelle nationale et s'équilibrent avec les centres bénéficiaires. Pour les régies implantées dans des zones non rentables, cette possibilité de consolidation n'existe pas, exception faite des compensations des fonds de péréquation qui n'assurent pas un rééquilibrage complet des comptes.

Les choix de gestion locaux ont aussi pu expliquer une difficulté accrue à investir au même niveau qu'EDF. Les investissements à consentir pour moderniser les réseaux d'électricité et les adapter à la croissance des consommations d'électricité sont très importants. Cet enjeu technique n'est pas lié uniquement à la taille des opérateurs, mais découle aussi de l'intérêt politique et des choix de gestion municipaux. Dans le cas de Bordeaux, Alexandre Fernandez explique que l'une des raisons expliquant la délégation de la concession à EDF en 1956 est d'ordre économique et technique. La ville n'a pas accompagné son audace politique par une audace technique et les infrastructures de la régie étaient

insuffisantes pour répondre au développement de la consommation d'électricité et anticiper les nouvelles demandes (Fernandez 1999, p. 726). Certaines disparitions sont liées au coût du changement de tension dans les réseaux, nécessaire pour faire face aux évolutions des modes de consommation. Les communes dont les régies n'avaient alors pas le capital suffisant ont souvent choisi de transférer le contrat de concession à EDF, comme à Tourcoing et à Avignon ; ou de transformer leur régie en SEML comme à Grenoble.

« Avant quand une municipalité, ça s'est passé à Tourcoing, à Avignon, ça aurait pu à Grenoble puisqu'à Tourcoing c'est que le changement de tension n'était pas fait et ils n'ont pas trouvé ou pas voulu se transformer en SEML, et dans ce cas-là, que faisait les élus ? Ben ils allaient taper à la porte d'EDF en disant 'ben on a un canard boiteux il faut nous le reprendre'. Alors EDF rachetait ça trois fois rien et puis voilà ça faisait une ELD qui disparaissait » (un ancien cadre d'une grosse ELD, juin 2010)

Encadré 6: La disparition de la régie de Bordeaux, illustration d'un emboîtement de facteurs

L'articulation de ces différents facteurs de disparition se retrouve dans le cas de la cession de la distribution d'électricité à Bordeaux, étudié par Alexandre Fernandez. En 1956, la régie de gaz et d'électricité se voit amputée de la gestion de la distribution d'électricité, que la commune cède à EDF. Cette cession s'inscrit dans un contexte où la distribution de gaz naturel est beaucoup plus valorisée que l'électricité en termes stratégiques et industriels, grâce à la découverte d'importants gisements de gaz naturel à proximité de Bordeaux au début des années 1950. L'essor de l'activité gazière rend par contraste les moyens de production d'électricité presque insignifiants et l'obligation de desserte ainsi que l'insuffisance chronique du réseau *« davantage comme une charge que comme une source de prestige sinon de profit. »* (Fernandez 1994, p. 484-487). La distribution d'électricité dégage un bénéfice d'exploitation – ce qui amène à relativiser cet argument communal pour conserver les régies –, mais la distribution de gaz apparaît à la régie et à la commune comme pouvant être maîtrisée à l'échelon local et n'exige pas des interconnexions aussi fortes que pour l'électricité (*Ibid.*, p. 488-490).

Dans ce contexte, le projet d'EDF de construction d'une centrale thermique utilisant les ressources gazières pour produire de l'électricité à destination de la région bordelaise est l'élément déclencheur de la cession. L'établissement public met dans la balance des projets d'investissements importants dans le territoire et le fait qu'il ne peut pas les rentabiliser à sa juste mesure, du fait de la présence de la régie d'électricité. La distribution d'électricité dans le territoire bordelais a été utilisée comme monnaie d'échange, la création de la centrale thermique ayant été liée à l'acceptation de la cession. Alexandre Fernandez explique que la ville a obtenu en échange des concessions importantes d'EDF : le maintien d'avantages sur l'éclairage public et les consommations de ses bâtiments, une redevance annuelle importante, mais aussi la modernisation et l'extension du réseau de distribution d'électricité à peu de frais (*Ibid.*, p. 490-496). La cession de la distribution d'électricité de la ville de Bordeaux à EDF s'explique donc par la perte de

l'intérêt politique pour la distribution d'électricité au profit de la distribution de gaz ainsi que par les pressions d'EDF.

Les disparitions d'ELD s'expliquent donc par une conjonction de facteurs, articulant intérêt politique local, choix de gestion, enjeux techniques et pugnacité d'EDF dans la reprise des concessions. Ces éléments sont pondérés de manières différentes, mais se retrouvent dans chaque cas. Une autre constante est le pouvoir de décision des élus locaux : une part importante des disparitions étant liée à un choix de captation excessive des bénéfices, à une mauvaise gestion ou à un désintérêt politique. Ceci montre en creux que, bien que les ELD voient leur modèle technico-économique construit par le biais de mécanismes technico-économiques à l'échelle nationale, il reste une place pour des choix politiques locaux. Les maires, et plus largement leur conseil municipal, prennent la décision de conserver ou non leur régie. S'ils se désintéressent politiquement de cet outil, ils n'ont plus d'intérêt à le protéger : l'ELD est alors fragilisée et sa gestion dégradée, éventuel prétexte d'une vente à EDF. Prendre en compte les différentes dimensions contribuant à la disparition d'ELD nous amène à nuancer le caractère stato-centré de leur fonctionnement.

Conclusion

Ce chapitre nous a permis de montrer que la période monopolistique voit s'instaurer un ordre institutionnel relativement stable avec une conception très stato-centrée de la question énergétique. Nous avons vu que cette régulation nationale du service public de l'électricité – intégrant la distribution d'électricité formellement toujours régulée à l'échelle locale – s'observe par exemple avec la détermination de la tarification. Cette maîtrise de la tarification, qui constitue le levier essentiel de la régulation d'un service public, est retirée aux communes, même lorsqu'elles disposent d'ELD, au profit d'une détermination à l'échelle nationale.

Dans le cadre de cette régulation d'échelle nationale, les ELD parviennent toutefois à disposer d'aménagements spécifiques et obtiennent ainsi la création d'une niche sectorielle, qui permet le maintien d'une part importante d'entre elles. Certaines disparaissent pendant que celles qui parviennent à se maintenir peuvent disposer d'une situation relativement confortable, du fait des adaptations négociées au niveau national par des relais politico-administratifs. Dans l'ensemble pourtant, les ELD sont, à la veille de la libéralisation du secteur électrique, dans une posture défensive.

Chapitre 3

La libéralisation : des risques accrus pour les ELD (1996 – 2015)

Nous avons vu dans le chapitre 2 qu’au cours de la période monopolistique, les ELD¹ sont parvenues à adapter à la marge la contrainte qui s’exerçait sur elles dans le cadre des mécanismes économiques du secteur construits par l’administration centrale et EDF. Interrogeons-nous désormais sur l’évolution de ce fonctionnement avec la recomposition de la régulation, qui découlent d’un mouvement large de réforme des services en réseaux initié dès les années 1970. Le service public de l’électricité est directement concerné à la fin des années 1980 du fait de l’action de la Commission européenne. On aurait pu faire l’hypothèse que ce mouvement de libéralisation réduirait la contrainte liée à l’économie de monopole du secteur et permettrait aux ELD de retrouver une liberté d’action plus importante, comme l’affirment certaines d’entre elles, qui considèrent la libéralisation comme une opportunité. Cette stratégie offensive a cependant échoué et la contrainte sur les structures s’est accrue en deux temps.

À partir des années 1980, la régulation des services publics est largement influencée par les préceptes néolibéraux tout en conservant son caractère centralisé. Les recompositions de la régulation du service public de l’électricité s’inscrivent alors dans la continuité de la période monopolistique, d’où la notion de « *néo-libéralisme centralisateur* » proposée par François-Mathieu Poupeau (Poupeau 1999; Poupeau 2004a). La régulation du secteur reste concentrée par l’État et EDF et s’y ajoute la Commission de régulation de l’énergie (CRE), régulateur dont l’étendue des compétences est limitée lors des premières années de l’ouverture. Les ELD sont moins impactées qu’elles ne l’avaient envisagé dans les premières années de l’ouverture : elles restent enchâssées dans le système national tout en parvenant à conserver des adaptations spécifiques à leur situation. Malgré l’adoption d’une législation ouvrant à la concurrence, on observe un certain maintien des modes de régulation monopolistiques du secteur, marqué par la domination d’EDF.

Ce système est remis en cause à partir de 2006, lorsque la Commission européenne pointe l’insuffisance de la concurrence effective et impose à la France de revoir la régulation du secteur, ce qu’elle fait avec la loi NOME de décembre 2010. Il ne s’agit plus seulement de permettre l’accès au marché à de nouveaux opérateurs, mais de favoriser leur possibilité effective de concurrencer les opérateurs historiques. Les ministères de tutelle d’EDF – et par extension du secteur – se dessaisissent progressivement de certaines de leurs compétences. On observe un accroissement de la contrainte et un déplacement du centre de la régulation vers la

¹ À partir de l’ouverture des marchés, le terme d’entreprise locale de distribution (ELD) prend progressivement la place de celui de distributeur non nationalisé (DNN), et est officialisé avec son usage dans le Code de l’énergie en 2011.

CRE, dont la légitimité est construite autour de la recherche d'un marché concurrentiel intégrant sans discrimination l'ensemble des opérateurs. Cette augmentation des pouvoirs du régulateur recompose les modes de négociation des ELD. Pour continuer de défendre leur position, ces dernières sont mises en demeure de légitimer leur modèle en s'inscrivant dans les modes de fonctionnement du régulateur et en développant un nouveau mode d'argumentation pour obtenir des aménagements. Elles passent d'un argumentaire autour de l'économie du monopole à une négociation davantage située dans un secteur concurrentiel. Ainsi, quelque peu paradoxalement, l'accroissement de la concurrence et des pouvoirs de la CRE rend la position des ELD plus risquée.

1 L'ambition d'un marché unique de l'électricité à l'échelle européenne

La libéralisation des marchés énergétiques s'inscrit dans une recomposition de l'interventionnisme étatique pratiqué en France ainsi que dans la plupart des États européens depuis la Seconde Guerre mondiale. Les préceptes néolibéraux qui remettent en cause le mode d'intervention des États dans les services en réseaux se développent sur le terreau de critiques diverses à l'égard de la régulation des monopoles. En Europe, ces préceptes sont progressivement portés par les États au travers de la Commission européenne. « *La bataille de la libéralisation n'est pas simple ; elle heurte directement des intérêts acquis ; elle se fait à coups d'expériences, d'innovations, de concentrations industrielles ; elle implique la mise en place de marchés complexes et de nouvelles autorités de régulation* » (Chevalier 2004, p. 131-132). La Commission européenne met à l'agenda la libéralisation des services en réseaux, avec pour objectif l'établissement d'un marché unique. Cet objectif implique de reconsidérer les positions des opérateurs historiques, les ELD au même titre qu'EDF, pour permettre l'entrée de concurrents dans le marché.

1.1 Remise en question générale des systèmes de régulation des services en réseaux depuis les années 1970

Les recompositions du service public de l'électricité apparaissent souvent dans le débat public français comme strictement dues à l'Union européenne. Cette dernière serait un vecteur de la diffusion des théories néolibérales et imposerait ses ambitions de manière exogène aux États membres contre leur accord au travers de directives. Cependant, ces recompositions s'inscrivent dans un mouvement général de changement de la place de l'État depuis les années 1980, en lien avec la diffusion de la doctrine néolibérale, notamment en Europe. On assiste ainsi à un changement de la nature de l'intervention de l'État, dont un rôle majeur est d'être garant du bon fonctionnement du marché. Or, analysant le rôle des débats,

des controverses et des représentations sociales dans les changements politiques, Bruno Jobert montre que cette montée en puissance des idées et des politiques néolibérales diffère selon les configurations institutionnelles et économiques de chacun des États. Elle s'opère dans différents forums – principalement scientifique, de politique publique et de communication politique – qui ont une influence majeure sur la manière dont les idées néolibérales sont appréhendées et mises en application à l'échelle nationale (Jobert (ed.) 1994). Les travaux d'Élie Cohen sur la transformation du service public des télécommunications et de François-Mathieu Poupeau sur celui de l'électricité vont aussi à rebours de cette conception d'une imposition strictement exogène des réformes des services en réseaux et plaident pour une prise en compte des dynamiques internes aux systèmes de régulation nationaux. Ceci permet de prendre en compte l'intérêt de certains acteurs nationaux à mobiliser les évolutions macro-économiques pour faire évoluer des rapports de force internes entre État et opérateur de service public (Cohen 1992, p. 253-280; Poupeau 1999, p. 258). S'il existe bien une pression européenne autour de la construction d'un marché unique des services en réseaux, elle ne fait qu'accompagner et renforcer une remise en cause antérieure de l'organisation des services en réseaux.

Le compromis social qui avait façonné le modèle des services en réseaux de l'après-Seconde Guerre mondiale et que l'on retrouve tant en Europe qu'aux États-Unis ne fait plus consensus dès les années 1970 voire 1960. Quatre ensembles de mutations contribuent à l'émergence de nouvelles formes de régulation dans les services en réseaux (Stoffaës 1995, p. 131-146). En termes économiques et géopolitiques, les années 1960 et 1970 marquent une interdépendance et une compétition accrue entre économies nationales. Chaque État doit assurer la compétitivité de son économie, ce qui passe en partie par des services en réseaux de qualité et par des prix bas. Culturellement et socialement, les attentes des usagers et des entreprises évoluent, avec des demandes accrues de qualité et d'adaptation à leurs attentes. En termes institutionnels et juridiques, des outils destinés à contrôler les monopoles – notamment le développement d'un droit à la concurrence au Royaume-Uni et en Allemagne – sont forgés dans certains États membres avant d'être repris par la Communauté économique européenne. Enfin, des évolutions techniques rendent possible la dissociation des activités auparavant intégrées, la concurrence entre différentes sources de production d'électricité, le développement d'une production davantage décentralisée ou encore une adaptation plus forte de la tarification aux spécificités des clients (*Ibid.*).

Les premières réformes de la régulation des services en réseaux datent de la fin des années 1970 aux États-Unis sous l'administration Carter, et au Royaume-Uni sous Thatcher (Stoffaës (ed.) 1994). Au Royaume-Uni, un large programme de privatisation est lancé dans les industries de réseaux : télécoms, chemin de fer, eau, électricité, gaz. L'entreprise publique de distribution de gaz *British Gas* est privatisée en 1986 et celle assurant la distribution d'électricité, la *Central Electricity Generating Board*, est démantelée en 1990 en trois sociétés de production (dont deux sont privatisées), une société de transport et douze sociétés

régionales de distribution, elles aussi privatisées¹. La mise en concurrence est façonnée à partir de la transformation de l'organisation du secteur par le démantèlement des monopoles historiques, qui vise à favoriser activement l'entrée de concurrents. « *Suivant les cas, le démantèlement peut prendre des formes très différentes et porter sur les métiers de l'opérateur historique (casser le degré d'intégration verticale et horizontale) et/ou sur les zones géographiques qu'il dessert (morceler le monopole national).* » (Poupeau 2004a, p. 61). Cette corrélation entre libéralisation et privatisation, centrale au Royaume-Uni, ne se retrouvera pas si clairement dans les autres États européens, qui engagent la libéralisation sans remettre en cause aussi fortement la propriété des entreprises publiques.

En France, à partir des années 1970, le service public de l'électricité est sujet à différentes crises internes. À cette période, des contrats de programme sont développés (cf chapitre 2), la crise énergétique remet en cause le modèle économique d'EDF et la décentralisation recompose le modèle territorial (Poupeau 1999, p. 258-287). Enfin, en 1986, une tentative « *de mise en application radicale des préceptes néo-libéraux* » est initiée². À la fin des années 1980, les modes de régulation des services en réseaux font donc l'objet de nombreuses critiques et la France, en tant qu'État membre, a soutenu à plusieurs reprises une extension de la concurrence dans ces services (Stoffaës 1995, p. 283).

1.2 Un intérêt croissant de la Commission européenne pour la régulation des services en réseaux à la fin des années 1980

L'ouverture à la concurrence des services en réseaux s'inscrit dans un vaste mouvement marqué par la recomposition des théories de la régulation des services publics. Dans l'énergie, ce processus qui concerne l'ensemble des opérateurs implique des débats importants.

1.2.1 Une réduction du champ du monopole basée sur la théorie des marchés contestables

La théorie des marchés contestables (Baumol, Panzar et Willig 1982) pose les jalons de la logique de libéralisation des marchés (Chevalier 2004, p. 150-151). Elle se base sur l'idée que la concurrence permet au prix du marché de se rapprocher du niveau du coût marginal de production. Cependant, pour qu'il y ait concurrence, il n'est pas nécessaire que le nombre de concurrents sur le marché soit important. La limitation des coûts d'entrée et de sortie dans le marché suffit à rendre le marché contestable (Baumol, Panzar et Willig 1982).

¹ Sur ce mouvement de libéralisation et de privatisation au Royaume-Uni, voir notamment (Glachant 1998; Piatecki et Besancenot 1994).

² Pour une description de ce projet et de la manière dont il a finalement été abandonné, voir (Poupeau 1999, p. 302-306).

Appliquer cette théorie aux industries de réseaux permet de considérer de manière distincte d'une part les activités de transport physique d'un bien et d'autre part leur commercialisation. Ceci conduit à réduire l'étendue du monopole naturel en distinguant des segments qui peuvent être ouverts à la concurrence et d'autres correspondant au cœur du monopole naturel, dont les rendements d'échelle sont importants. Cette théorie et son application aux industries de réseaux ont servi de fondement aux pouvoirs publics pour remettre en cause le monopole sur certains segments de ces industries. Ils ont permis de rendre le marché « contestable », c'est-à-dire ouvert à de nouvelles pressions concurrentielles dans l'objectif de renforcer l'efficacité de l'industrie concernée. Dans le service public de l'électricité, seules les activités d'infrastructures – transport et distribution d'électricité – sont des monopoles naturels¹. Les activités de services – production et fourniture – n'ont quant à elles pas les mêmes caractéristiques et sont considérées comme contestables, c'est-à-dire pouvant être mises en concurrence. Cette ouverture à la concurrence permet l'entrée de nouveaux opérateurs dans les segments d'activités concernés (Curien 1995; Stoffaës 1995, p. 176-196).

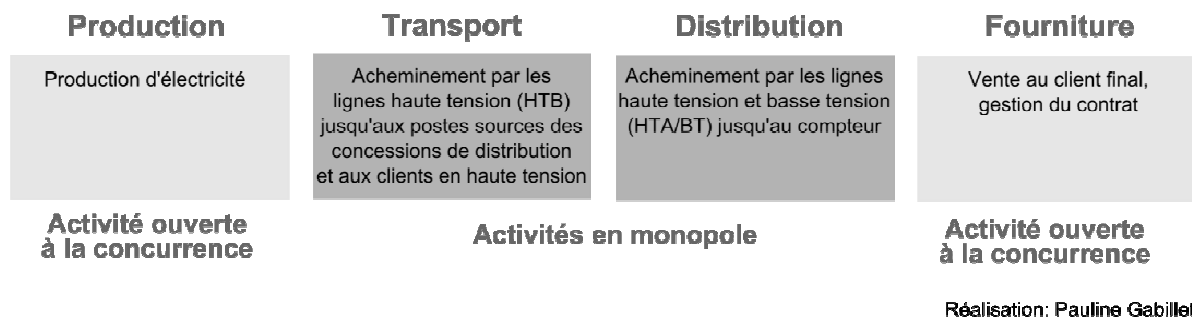
La distribution et le transport de l'électricité restent en monopole, du fait de leur caractère non duplicable, mais doivent garantir aux fournisseurs et aux producteurs un accès à leurs réseaux. Lors de la transcription de la directive dans le droit français, les pouvoirs publics ont choisi de conserver le monopole sur les concessions de distribution et de transport d'électricité. L'activité de transport consiste à acheminer l'électricité sur de longues distances dans des lignes à haute tension (HTB) et à alimenter directement les clients industriels les plus importants. Une fois l'électricité acheminée par le transporteur, le distributeur approvisionne les clients industriels en haute tension (HTA) et en basse tension (BT). Les activités de distribution incluent l'exploitation du réseau électrique, le développement et la gestion des infrastructures de réseau, la maintenance des ouvrages, la relève des compteurs et interventions sur les appareils de comptage, les relations clientèle avec les utilisateurs du réseau, les prestations de services liées au réseau ainsi que les relations avec les autorités concédantes².

La production et la fourniture d'électricité sont des marchés contestables et peuvent être ouvertes à la concurrence, ce qui a vocation à améliorer l'efficacité de ces segments d'activités et à atteindre des coûts plus proches du coût marginal de production. La fourniture d'électricité consiste à proposer des offres et à alimenter les clients finaux. Cette ouverture à la concurrence constitue un pilier central de la réforme de la régulation du service public de l'électricité et le socle de la création de marchés concurrentiels. Nous pouvons récapituler la séparation des activités dans le tableau suivant.

¹ À noter que ce n'est pas le cas dans l'ensemble des services en réseaux, mais que cela dépend du poids des infrastructures. Par exemple dans le cas des télécoms ou de la fibre optique, il n'y a pas monopole des opérateurs historiques et les opérateurs entrants doivent développer leurs propres infrastructures car celles-ci sont duplicables à un coût acceptable.

² CRE, *Délibération de la Commission de régulation de l'électricité du 15 février 2001 relative aux principes de dissociation comptable*.

Figure 5: La séparation des activités concernant l'électricité



1.2.2 Le processus européen d'ouverture des marchés

La Communauté européenne a depuis l'origine pour objectif de créer un marché unique. En 1957, le traité de Rome prévoit que l'ensemble des biens et des services relève du droit de la concurrence. Pour les entreprises en charge de la gestion d'un service d'intérêt économique général, ces règles peuvent être aménagées, ce qui entraîne une certaine inertie concernant la libéralisation des services en réseaux. Cette inertie prend fin avec l'Acte unique européen de décembre 1985¹ (Stoffaës 1995, p. 288-293) qui fait suite aux mutations des services en réseau ainsi qu'aux premières expériences de libéralisation au Royaume-Uni et aux États-Unis. Fondamentalement, l'intervention européenne concernant les services en réseaux² vise à soumettre au droit de la concurrence tous les marchés qui peuvent l'être (*Ibid.*, p. 297-299; Chevalier 1995, p. 18). Cécile Isidoro explique ainsi que « *l'existence de monopoles nationaux entre en contradiction avec les principes néo-libéraux sur lesquels repose la construction d'un vaste marché intérieur européen, principes qui privilégient les mécanismes du marché pour régir la vie économique.* » (Isidoro 2006, p. 133). Les institutions européennes conduisent une politique de libéralisation des services en réseaux secteur par secteur.

Concernant plus spécifiquement l'électricité, la création d'un marché intérieur unifié est initiée à partir de la fin des années 1980³. La jurisprudence européenne, qui fait de l'électricité une marchandise, contribue à cette mise à l'agenda⁴. Gérard Marcou analyse cette décision comme une « *fiction juridique* », qui va à l'encontre des caractéristiques physiques de l'électricité notamment l'impossibilité de stockage d'ampleur (Marcou 2013, p. 52-54; Wollmann et al. 2010).

¹ L'Acte unique comporte deux dispositions essentielles concernant l'ouverture du marché des services en réseaux : l'affirmation de la liberté de circulation des services et le vote à la majorité qualifiée (au détriment du vote à l'unanimité) pour les questions concernant la réalisation du marché unique (Bauby 2002, p. 16).

² ou services d'intérêt économique général dans le vocabulaire européen.

³ Cécile Isidoro distingue la phase de consensus ou para-normative (1987-1990) et le passage en force de la Commission européenne (1991-1992) qui a voulu imposer l'ouverture unilatéralement (Isidoro 2006, p. 183-197).

⁴ La Cour de justice européenne considère l'électricité comme une marchandise dans l'arrêt Commune d'Almelo (CJCE 27 avril 1994, affaire C-393/92).

Encadré 7: L'électricité, un bien non stockable

« Le kilowattheure peut être considéré comme une marchandise, mais il n'est pas stockable. La théorie économique prend en compte l'existence de biens non stockables (une chambre d'hôtel, une place de train ou d'avion ne sont pas stockables), mais, dans le cas du kilowattheure, non seulement il n'est pas stockable, mais il transite par un réseau qui alimente des millions de consommateurs et qui implique un équilibre permanent entre l'offre et la demande. L'offre doit s'ajuster instantanément aux aléas de la demande. Quand le consommateur appuie sur son interrupteur, il faut que la pièce s'éclaire. On comprend l'importance de la flexibilité de mise en route ou de modulation de l'offre dans les unités de production d'électricité. De ce point de vue, un lac de barrage, dont on ouvre les vannes pour alimenter instantanément les turbines, peut être considéré comme un réservoir d'électricité. On mesure la différence entre l'électricité et le gaz naturel. Pour ce dernier, la pression du réseau et le stockage permettent plus facilement d'adapter l'offre aux variations de la demande. »

(Chevalier 2004, p. 190)

Créer un marché unique de l'électricité malgré les spécificités physiques de l'électricité rend donc nécessaire un « *design de marché* ». En effet, « *il n'y a pas de marché durable de l'électricité sans une architecture et une ingénierie robustes de ce marché. C'est le rôle du 'design de marché', que de rendre échangeable une marchandise qui ne l'est guère de par sa constitution physique et industrielle intime.* » (Glachant 2007). L'action de la Commission est construite autour de trois axes : « *la fin des monopoles par l'abandon notamment des droits exclusifs ou spéciaux en matière de production, d'importation et d'exportation de l'électricité ou du gaz ; l'accès obligatoire et généralisé au réseau ; la séparation organique des activités intégrées [...] dans les entreprises intégrées verticalement* » (Stoffaës 1995, p. 325).

Le processus européen de libéralisation du secteur de l'énergie a été long et conflictuel. Initié en 1988 par la Commission européenne, il est soutenu par le Royaume-Uni, le Portugal et les grands clients industriels, ainsi que dans un premier temps par la France, qui y voyait l'opportunité d'exporter les surplus d'électricité d'EDF. La France a d'ailleurs aidé la Commission à initier ce mouvement en déposant un recours auprès d'elle concernant les subventions allemandes sur le charbon. Ce soutien est cependant stoppé dès le début des années 1990, lorsque le gouvernement français réalise l'ampleur de l'impact de la libéralisation sur propre son service public de l'électricité et devient alors le principal opposant en cherchant à intégrer le concept de service public pour limiter les compétences de la Commission (Schmidt 1998, p. 176-177). L'importance des conflits entre États membres quant à cette libéralisation ne conduit pas pour autant à une absence de la Commission. « *The governments could have been agreed to exempt the sector from the Treaty [...] in view of the difficulties of arriving at a common policy. But they did not, owing the interests of the UK,*

and later the Finland and Sweden, in having their national liberalization spread via the Community, and of governments under reform pressure standing to profit from Community requirements as they enacted domestic changes. » (Ibid., p. 180). Les négociations aboutissent à un compromis en 1996 et amènent une ouverture incrémentale du marché, en plusieurs étapes avec de larges marges de manœuvre initialement laissées aux États membres. Il ne s'agit pas de remettre directement en cause l'organisation du secteur, mais de permettre l'entrée de concurrents, ce qui a pour conséquence de pousser les opérateurs historiques à une efficacité accrue. On note que dans cette stratégie, les pouvoirs publics locaux sont considérés comme une entrave potentielle à la concurrence, en ce qu'ils créent des intermédiaires entre opérateurs et clients (Poupeau 2004a, p. 60-65).

Jean-Marie Chevalier met par ailleurs en évidence le rôle des opérateurs eux-mêmes dans cette ouverture progressive. Il montre que l'ouverture des marchés se développe aussi par des projets d'approvisionnements énergétiques conduisant à des asymétries concurrentielles en faveur d'entreprises présentes sur les marchés les plus ouverts d'Europe au début des années 1990¹. Ces projets conduisent au développement d'une concurrence « *translative* », dans laquelle les opérateurs des États ne disposant pas des mêmes marges de manœuvre cherchent à obtenir les mêmes avantages et accélèrent le processus de libéralisation. « *Le processus de déréglementation dépasse le problème de la réflexion sur l'efficacité des modes d'organisation et [...] se situe, en Europe, en particulier, dans le cadre plus général de la concurrence et de la recherche de compétitivité par les entreprises.* » (Chevalier 1995, p. 20). Les entreprises deviennent donc elles-mêmes des vecteurs de la libéralisation. Cet intérêt aboutit à trois directives, qui jalonnent la réforme du service public de l'électricité à l'échelle européenne dont l'objectif est de progressivement atteindre l'achèvement du marché de l'énergie.

**Tableau 4: Les principaux éléments des directives
de libéralisation du marché de l'énergie**

Directive 96/92/CE du 19 décembre 1996 sur la libéralisation du marché intérieur de l'énergie	<ul style="list-style-type: none"> - ouverture de la production d'électricité à la concurrence par la mise en place d'un système d'autorisation ou d'appel d'offres - indépendance en termes de gestion du gestionnaire de réseau de transport et de distribution et action non discriminatoire et confidentialité des informations commercialement sensibles - dissociation comptable des entreprises intégrées - accès au réseau par l'accès négocié au réseau ou par l'acheteur unique
---	---

¹ Il prend pour cela les exemples de la construction d'un réseau de transport gazier en Allemagne, de la construction d'une unité de cogénération au Royaume-Uni et du projet de construction d'un interconnecteur gazier entre le Royaume-Uni et la Belgique (Chevalier 1995, p. 18-19).

Directive 03/54/CE du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 96/92/CE	<ul style="list-style-type: none"> - obligation de séparation juridique entre activités en monopole et en concurrence - autorisation pour les consommateurs industriels puis les consommateurs particuliers à choisir leur fournisseur d'électricité
Directive 09/72/CE du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 2003/54/CE	<ul style="list-style-type: none"> - obligation renforcée de séparation juridique des gestionnaires de réseaux - indépendance renforcée des régulateurs nationaux de l'énergie et harmonisation de leurs positions à l'échelle européenne - renforcement de la protection des consommateurs vulnérables

D'après : europarl.europa.eu
Réalisation : Pauline Gabillet

Ces directives s'inscrivent dans une volonté de décomposer les différents segments d'activité et d'introduire de la concurrence partout où c'est possible pour faire baisser les coûts et les prix et accélérer le progrès technique (Chevalier 2004, p. 153-154). Cette ouverture concerne l'ensemble des opérateurs électriques dans une logique homogène et indifférenciée. La Commission européenne vise les monopoles et leur impose une distinction de leurs activités. Elle ne cherche pas à remettre en cause les entreprises publiques locales, mais à leur imposer la même ouverture à la concurrence qu'aux autres opérateurs d'échelle nationale, voire supranationale. La Commission construit une réforme générique marquée par la volonté de créer un marché unique. C'est ensuite aux États membres de créer un appareil législatif adapté aux spécificités de leurs opérateurs tout en répondant aux objectifs fixés à l'échelle européenne. Comme l'ensemble des opérateurs, les entreprises publiques locales perdent le monopole de la fourniture dans leur territoire, doivent ouvrir l'accès de leurs réseaux et instaurer une séparation organique de leurs activités. Il n'y a pas de pensée spécifique sur les entreprises publiques locales. La remise en cause des monopoles intégrés pourrait apparaître comme positive pour les ELD qui, comme nous l'avons vu dans le chapitre 2, sont sous le joug d'EDF et de l'administration centrale. Elles pourraient ainsi récupérer des marges de manœuvre par l'ouverture des marchés. Or, ce n'est pas ce que l'on observe, ne serait-ce que parce que l'ouverture des marchés favorise la concentration des opérateurs et les nombreuses fusions acquisitions dont les logiques diffèrent de celles des ELD.

Dès 1990, des manœuvres industrielles allant dans le sens d'une concentration des opérateurs et de leur européanisation ont lieu (Chevalier 2004, p. 169-176). Les électriciens anticipent la libéralisation et la concurrence sur leur marché historique et recherchent de nouveaux leviers de croissance. Les trois principaux leviers sont le développement de marchés dans les pays en développement, la diversification vers de nouvelles activités (gaz,

eau, télécommunications, internet) et l'extension en Europe du fait de la perspective d'un marché unique (*Ibid.*). EDF oriente principalement sa stratégie vers la recherche de nouveaux marchés électriques hors du territoire français (Ailleret 1999).

Jean-Marie Chevalier met aussi en évidence un important mouvement de fusions-acquisitions entre opérateurs ayant conduit à une consolidation de l'industrie énergétique en Europe¹ (Chevalier 2004, p. 172-176). Elles s'expliquent par la volonté de construire une position européenne, de rechercher de synergies et d'économies d'échelle et de profiter des opportunités de privatisation. À ceci s'ajoute le fait que disposer d'une taille importante constitue pour un opérateur énergétique « *un avantage compétitif en soi* », car cela permet de disposer de ressources financières, de limiter l'exposition aux risques par la diversification des positions et de compenser différentes implantations entre elles (*Ibid.*, p. 174-175). Cette concentration s'est poursuivie par la suite, notamment avec des rapprochements entre électriciens et gaziers. On peut prendre l'exemple de la fusion en 2008 de GDF et Suez (qui apporte notamment sa filiale Electrabel, opérateur électrique historique en Belgique et ses différentes positions en Europe) (Defeuilley 2009). La libéralisation n'entraîne donc pas une augmentation du nombre d'opérateurs, mais davantage leur concentration.

1.3 Entre GEODE et la CEDEC, les ELD s'organisent à l'échelle européenne

Les prémices de l'ouverture des marchés au niveau européen dès les années 1980 conduisent les ELD à se positionner à cette échelle bien avant la directive de 1996, de la même manière qu'elles s'étaient hissées à l'échelle nationale dans la période précédente (cf chapitre 2). À la fin des années 1980, certaines ELD avaient constaté que le Commissaire européen à l'énergie ne connaissait pas leur existence, pensant que le territoire français était intégralement desservi par EDF. Voyant l'importance croissante des décideurs européens dans la définition de la régulation du secteur, les ELD ont donc cherché à défendre leurs structures auprès d'eux. Ce positionnement se construit autour d'une tension entre une approche majoritaire de méfiance envers la libéralisation – et de défense du modèle public local – et une approche minoritaire de rapprochement avec des acteurs privés permettant un positionnement sectoriel plus offensif des structures locales.

Si les pouvoirs locaux et les entreprises publiques locales ont une place relativement limitée en France au cours de la période monopolistique, ils sont beaucoup plus importants

¹ En Allemagne par exemple, le secteur s'est concentré. En 1997, il comprenait huit entreprises supra-régionales, assurant 79 % de la production, 100 % du transport et plus de 50 % de la commercialisation par le biais de leurs participations au capital d'entreprises de plus petite taille. En 1999, il n'y avait plus que six entreprises supra-régionales. En 2004, elles sont quatre (RWE, E.ON, EnBW et Vattenfall Europe), concentrant 95,6 % de la production, toujours 100 % du transport et 72,8 % de la commercialisation. Dans le même temps, les entreprises régionales sont passées de 80 à 50 et les *Stadtwerke* de 900 à 700 (Brandt 2006, p. 8; Gabel 2006).

dans d'autres États membres¹. Il existe des entreprises publiques locales en Allemagne, en Italie, en Autriche, en Belgique ou encore aux Pays-Bas. Par exemple, le modèle des *Stadtwerke* est resté fort en Allemagne, avec environ 900 opérateurs locaux à la fin des années 1980. Ces opérateurs sont très liés en termes d'approvisionnement à des opérateurs régionaux ou suprarégionaux, mais ils sont au cœur du modèle de service public allemand et ne sont pas considérés comme des structures dérogatoires (Wollmann et al. 2010, p. 171-174).

Bien qu'inscrites dans des situations nationales contrastées, les entreprises publiques locales d'électricité estiment avoir des spécificités communes à défendre à l'échelle européenne au regard du processus de libéralisation. Elles ne veulent plus être considérées comme des exceptions dont le traitement relève des États membres, mais cherchent à faire reconnaître leurs spécificités par la Commission européenne. Construire une voix commune peut pour cela être un moyen de peser auprès des décideurs européens.

En 1989, des associations d'entreprises non liées aux entreprises nationales allemandes, italiennes, espagnoles et françaises² réfléchissent à la manière dont les entreprises publiques locales peuvent se positionner par rapport à la libéralisation de l'énergie. Ceci conduit en 1991 à la création du Groupement européen des entreprises et organismes de distribution d'énergie (GEODE). GEG a initialement été un pilier de GEODE et hébergeait l'association dans ses locaux³. Le positionnement de l'association, présenté par le directeur général de GEG en 1991 au Congrès de la FNCCR⁴, vise à dépasser une action défensive pour rechercher des collaborations économiques et des partenariats entre opérateurs locaux. « *Outre sa fonction d'échange et de représentation, le groupement doit donc permettre aux entreprises de s'aider, de commercer ensemble, voire de se grouper pour agir à l'extérieur*⁵ ». GEODE oriente son lobbying en faveur de l'ouverture des marchés et d'une proximité accrue avec les acteurs privés et cherche à démontrer que les entreprises publiques locales sont des alternatives crédibles, compétitives et de qualité. La stratégie de ce groupement illustre le positionnement d'une partie des ELD qui voient dans l'ouverture des marchés une opportunité de sortir du « *carcan* » d'EDF, notamment en se rapprochant des grands opérateurs de services urbains.

¹ Cf chapitre 1 sur l'importance des outils de gestion directe à l'échelle locale dans le développement des services publics en réseaux en Europe.

² Concernant les associations françaises, la Fédération des entreprises non nationalisées de distribution d'énergie électrique et de gaz du Sud-Est – devenue la Fédération des régions du Sud-Est – puis le Syndicat professionnel des entreprises gazières non nationalisées participent à ces réflexions.

³ La Lyonnaise des eaux, actionnaire de GEG, encourage ce positionnement relativement favorable à la libéralisation.

⁴ Lors de la Journée des Régies du Congrès national de la FNCCR à Strasbourg en 1991, une table ronde porte sur « l'échéance du Grand marché européen de l'énergie ». Y sont notamment invités deux représentants de la Commission des Communautés européennes.

⁵ M. Bloise, Directeur général de GEG, in FNCCR, *Actes du Congrès de la Fédération*, Strasbourg, septembre 1991.

GEODE représente aujourd'hui six cents entreprises indépendantes de distribution de gaz et d'électricité issues de dix États européens¹, mais n'a plus de membres français. Une première raison est liée à des enjeux strictement grenoblois. En 1995, la majorité municipale d'Alain Carignon (RPR), qui avait transformé la régie de Grenoble en SEML en 1986, est renversée au profit d'une coalition PS-Verts dirigée par le socialiste Michel Destot. GEG conserve son statut de SEML, mais son nouveau PDG décide de quitter GEODE et d'initier un travail institutionnel de réinsertion de GEG dans les organisations nationales des ELD, et principalement la FNCCR, dont GEG s'était progressivement éloigné. L'adhésion à GEODE n'étant plus portée par son principal soutien en France, les autres ELD s'en sont éloignées rapidement. À ceci s'ajoute l'ouverture effective des marchés, qui fait évoluer les positions des ELD, qui considèrent de plus en plus unanimement que l'ouverture constitue davantage un risque qu'une opportunité pour elles.

Parallèlement à GEODE, la Confédération européenne des distributeurs publics locaux d'énergie (CEDE, devenue la CEDEC) est créée en février 1991. Elle s'inscrit dans la continuité d'échanges avec la Commission internationale des entreprises municipales (CIAM), fondée en 1980 par des organisations allemandes, italiennes et autrichiennes de distributeurs locaux. Le délégué général de l'ANROC explique au Congrès de la FNCCR en 1991 que l'ANROC a adhéré à la CIAM en 1990 pour informer davantage ses adhérents du remodelage du paysage énergétique européen et s'investir en amont, lors de l'élaboration des directives². La CEDEC est créée par la suite avec une volonté de se positionner comme représentant des entreprises publiques locales d'énergie auprès des institutions européennes, d'exercer un lobbying pour défendre la spécificité des entreprises publiques locales d'énergie. Cette association s'oppose aux projets d'ouverture des marchés, surtout sur les questions d'accès des tiers aux réseaux et de séparation comptable des activités. Elle cherche à infléchir les dispositifs en faveur de la décentralisation énergétique avec la possibilité pour les collectivités locales de choisir la gestion directe pour l'activité de distribution (Poupeau 2004a, p. 81-85; Poupeau 2007).

Toutefois, la confédération peine à faire prendre en compte ses positions par la Commission européenne. En tant que représentante des entreprises publiques locales, elle dispose d'un poids moindre que les représentants des opérateurs énergétiques d'envergure nationale voire supranationale ou que les représentants des États membres. De plus, au vu des conflits lors des négociations, et suite à la demande de la France notamment, la Commission européenne décide d'exclure l'organisation interne des systèmes nationaux de distribution du champ de la directive de 1996. Cette décision limite fortement la pertinence de la position des associations européennes et renvoie les négociations aux associations nationales. S'y ajoutent des divergences croissantes entre membres de la CEDEC en fonction de leurs spécificités nationales (Poupeau 2004b, p. 83-84).

¹ Autriche, Danemark, Allemagne, Hongrie, Italie, Norvège, Slovaquie, Espagne, Suède, Suisse, Royaume-Uni.

² M. Catutelle, Délégué général de l'ANROC in FNCCR, *Actes du Congrès de la Fédération*, Strasbourg, septembre 1991.

L'adhésion des ELD à la CEDEC peut être directe ou indirecte par le biais des associations nationales de distributeurs locaux d'énergie. Les associations de sept pays européens¹ y adhèrent, dont la FNCCR², l'ANROC et la FNSICAE³ pour les ELD françaises, et la CEDEC rassemble 1 500 entreprises en 2014. Le dossier majeur qu'elle traite concerne le suivi de l'élaboration de la directive concession de services et la manière dont elle prendra en compte les particularités des entreprises publiques locales. UEM, de par son adhésion à l'ANROC et son opposition à l'ouverture des marchés, s'inscrit en accord avec la CEDEC.

Jusqu'en 1995, les ELD sont donc réparties entre deux organisations concurrentes à l'échelle européenne en fonction de leur positionnement vis-à-vis de la libéralisation. Les relations entre ces deux structures sont conflictuelles, comme le souligne un cadre d'une ELD adhérente de l'ANROC.

« Parce que GEODE avait à mes yeux plus... comment dire... d'acointances avec le privé, était prête à franchir le pas et à perdre un peu ses origines d'ELD pour aller plus vite s'intégrer avec des privés, Lyonnaise, Veolia, qui avaient aussi des visées, parce que l'ouverture des marchés, ça les intéressait évidemment. Ça les intéresse toujours d'ailleurs. Alors là il y a eu des périodes de grand conflit sur la stratégie. »
(un cadre dirigeant d'une ELD, décembre 2011)

GEODE et la CEDEC constituent donc les leviers d'intervention à l'échelle européenne des associations nationales d'entreprises publiques locales. Ce lobbying n'a cependant pas permis d'obtenir les avancées souhaitées, car de nombreuses questions, et plus particulièrement celle de l'organisation des systèmes de distribution, ont été renvoyées à la responsabilité des États membres. Ceci va à l'encontre des objectifs des associations, qui souhaitent faire prendre en compte l'existence d'entreprises publiques locales d'électricité de manière unifiée à l'échelle européenne.

¹ Allemagne, Autriche, Bulgarie, Italie, Belgique, Pays-Bas, France.

² En octobre 1996, FNCCR, *Lettre R des Régies d'électricité et de gaz*, n° 40, 16 octobre 1996, « CEDEC ».

³ Ainsi que le syndicat ELE que nous aborderons plus loin.

1.4 La place des entreprises publiques locales, un enjeu d'ordre national

La directive communautaire du 13 décembre 1996 a pour objectif d'instituer un marché unique de l'électricité, permettant à chaque consommateur de choisir son fournisseur.

1.4.1 Diversité des transcriptions nationales de la directive

Chaque État membre doit transcrire dans sa législation et à l'échelle de son territoire les réformes néolibérales initiées par l'Union européenne par le biais de directives. Suivant le principe de subsidiarité¹, la directive de 1996 laisse aux États membres le soin de fixer les modalités d'application pour la définition de leur propre système électrique. La convergence des marchés nationaux est remise à plus tard tant elle semble complexe (Varone et Genoud 2001, p. 192), ce qui amène « *une quinzaine de 'marché unique' de l'électricité dans l'Union européenne* » (Glachant 2001). La libéralisation concerne des systèmes électriques aux spécificités importantes, en termes de mix énergétiques, de rapport entre le poids de l'État et celui des collectivités locales et de rôle du secteur public par rapport au secteur privé (Chevalier 2004, p. 140-143). La France est le dernier des quinze États membres à traduire la directive de 1996. Celle-ci devait être transposée dans le droit national avant février 1999, elle le sera en février 2000². L'architecture du secteur énergétique n'est pas fondamentalement remise en cause, si ce n'est par adjonction progressive de nouveaux acteurs. EDF reste dans un premier temps une structure intégrée, avec une séparation de gestion entre des activités relevant du monopole et celles relevant de la concurrence. La fourniture est ouverte à la concurrence, mais seulement à hauteur de 30 % alors que certains États choisissent une ouverture totale. Avec sa production électronucléaire, EDF dispose en outre d'un avantage concurrentiel fort.

Le rapport d'activité 2001 de la Commission de régulation de l'énergie compare les transpositions nationales de la directive. Sur certaines caractéristiques, la grande majorité des États membres se retrouve – notamment sur le système d'autorisations nécessaires pour la production et sur la logique de réglementation pour l'accès des tiers au réseau –, mais la part légale d'ouverture du marché diffère fortement, allant de 30 % pour la France à 100 % pour l'Allemagne³.

¹ Formellement consacré par le traité de Maastricht, le principe de subsidiarité est un des fondements de l'organisation de l'action entre l'Union européenne et les États membres. Il est inscrit à l'article 5 du traité de l'Union européenne : « *En vertu du principe de subsidiarité, dans les domaines qui ne relèvent pas de sa compétence exclusive, l'Union intervient seulement si, et dans la mesure où, les objectifs de l'action envisagée ne peuvent pas être atteints de manière suffisante par les États membres, tant au niveau central qu'au niveau régional et local, mais peuvent l'être mieux, en raison des dimensions ou des effets de l'action envisagée, au niveau de l'Union.* ».

² Loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité.

³ CRE, *Rapport d'activité*, juin 2001, p. 5.

Tableau 5: Transposition de la directive de 1996 dans les États membres

	Part légale d'ouverture du marché	Concurrence dans la production		Séparation de l'activité de transport	ATR	
		Autorisation pour les éligibles	Appel d'offre pour le marché captif	Juridique (a)	Acheteur unique pour le marché captif	Accès réglementé pour les éligibles
Portugal				Gestion (b)		
France	30%		Appel d'offre en cas d'insuffisance	Juridique		
Grèce				Juridique : la + grande partie		
Irlande						
Autriche	32%			Juridique		
Pays-Bas	33%					
Italie						
Belgique	35%					
Luxembourg	40%	Autorisation		Gestion		
Espagne	54%			Propriété (c)		
Danemark	90%			Juridique		
Finlande				Propriété		
Royaume-Uni	100%			Irlande du Nord Propriété		
Suède				Propriété		
Allemagne				Gestion/juridique		
						Accès négocié

(a) Juridique : filialisation de l'activité de transport

Source CRE - mai 2001

(b) Gestion : indépendance de gestion du GRT au sein de l'opérateur intégré

(c) Propriété : activité de transport exercée par une société n'ayant aucun lien capitalistique avec les fournisseurs ou les producteurs

Ces différences sont liées aux structurations des secteurs nationaux. Ainsi la part minimale d'ouverture du marché a été l'un des principaux éléments de négociation entre États membres. Certains demandaient une ouverture totale, comme le Royaume-Uni, tandis que d'autres souhaitaient assurer le maintien de leur opérateur public fort (Laget-Annamayer 2002, p. 59). Cette hétérogénéité des marchés de l'électricité s'observe toujours et « *les marchés de l'électricité et du gaz fonctionnent plus aujourd'hui comme une juxtaposition de marchés (et de grands opérateurs) nationaux que comme un seul marché intégré européen* » (Chevalier, Derdevet et Geoffron 2012, p. 155).

1.4.2 Les ELD et le service public de l'électricité, une position à défendre

Les associations européennes d'entreprises publiques locales ne sont pas parvenues à faire prendre en compte la diversité des opérateurs, notamment concernant la distribution, par la Commission européenne et la question a été renvoyée aux États membres. Un défi pour les ELD françaises est donc d'être reconnues dans le service public en cours de recomposition et de faire entendre leur spécificité. Si la possibilité pour EDF d'acquérir de nouveaux marchés dans l'Union européenne est perçue de manière positive par le législateur¹, ce dernier cherche à préserver la position de l'établissement public national dans le territoire français. La fin du monopole est considérée avec une certaine réticence. Au vu de l'importance de cet enjeu, la situation des ELD n'est pas centrale pour les pouvoirs publics. Un ancien responsable de l'ANROC explique que le secrétaire d'État à l'Industrie de 1997 à 2002 n'est pas

¹ Et s'inscrit dans la continuité de la stratégie d'internationalisation d'EDF initiée au début des années 1990 (Ailleret 1999).

particulièrement défavorable aux régies, mais qu'elles ne constituent pas sa principale préoccupation.

« La préoccupation des pouvoirs publics c'est de ne pas plier sous la contrainte de la directive pour dénaturer EDF et le système électrique français. C'est quand même une loi a minima sur l'ouverture des marchés, et cette idée a d'une certaine manière assez bien été défendue par l'opposition, qui était encore plus hostile, [...] globalement le RPR et l'aile gauche de la majorité c'est-à-dire le PC, était hostile à l'ouverture et l'ouverture s'est faite a minima. Mais encore une fois, la préoccupation majeure du gouvernement c'était de sauver les meubles et de ne pas casser EDF, de ne pas changer son statut, et de ne pas ouvrir le marché en fait. » (un ancien responsable de l'ANROC, septembre 2012)

La défense de la position des ELD est donc difficile, mais leurs associations développent un lobbying important lors des discussions de la loi de 2000 et parviennent à obtenir des aménagements à la marge. Les premières moutures du projet de loi sont construites dans des échanges entre la DGEC et EDF, dans la continuité du mode de fonctionnement monopolistique. Les ELD sont sollicitées dans un second temps, lors de la discussion du projet de loi au Conseil supérieur de l'électricité et du gaz (CSEG).

« On l'oublie un petit peu, mais le CSEG a été important. Alors c'est pas de ses travaux que sont sortis les textes de loi et les articles de loi, mais je pense que ça a imprégné quand même le gouvernement dans son esprit et dans sa rédaction. Alors c'était préalable au dépôt du projet bien sûr, après le CSEG n'était plus consulté. Il n'était consulté que sur les projets de décrets d'application. Mais c'était sans doute la raison pour laquelle le gouvernement et l'administration voulaient consulter le CSEG préalablement [...] par la suite il allait devoir voir tous les textes, tous les décrets d'application de la loi de 2000 et des lois suivantes. » (un ancien responsable de l'ANROC, septembre 2012)

Le CSEG a un rôle de consultation sur la politique énergétique nationale, notamment sur les actes réglementaires. C'est aussi une instance d'arbitrage qui permet d'entendre toutes les parties prenantes et de limiter le déséquilibre des collectivités locales par rapport à EDF (Céron 1985, p. 8). Une fois le projet de loi déposé, le CSEG n'est plus sollicité directement. Il est alors nécessaire de disposer de relais politique dans les commissions parlementaires, qui auditionnent les parties prenantes. Ceux de la FNCCR sont puissants. S'y ajoutent ceux de l'ANROC et de son président, alors sénateur. Généralement, les trois associations (FNCCR, ANROC et FNSICAE) harmonisent leurs positions en amont. Suite aux commissions parlementaires, elles élaborent des propositions d'amendement qu'elles font porter lors des débats parlementaires par un ou plusieurs parlementaires de leurs réseaux (essentiellement ceux dont la circonscription dispose d'ELD). Pour qu'un amendement puisse être accepté, une validation en amont par les acteurs concernés – le cabinet du ministre, le rapporteur de la loi, l'administration et EDF – est indispensable.

« Il y en a [des amendements] dont on est certains qu'ils vont pouvoir être acceptés par l'administration ou par le gouvernement parce que ça peut être aussi de nature politique. Le cabinet du ministre on l'a travaillé aussi à l'époque, moi j'avais 'mes entrées' au cabinet du ministre et donc il fallait le défendre au niveau du cabinet du ministre, au niveau du rapporteur de la loi, au niveau de l'administration et au niveau d'EDF, voire au niveau de la FNCCR. Donc on avait cinq, à chaque fois qu'on voulait faire quelque chose on prévenait toujours à l'avance et on envoyait toujours copies de nos amendements et on les discutait préalablement avec eux. Alors pas tous en même temps. Quelquefois on s'appuyait plus sur l'un sachant que pour l'autre ça passerait également. » (un ancien responsable de l'ANROC, septembre 2012)

Le président de l'ANROC et sénateur maire de Creutzwald en Moselle, travaille lors des débats parlementaires à ce que la loi de modernisation du service public de l'électricité fasse mention des ELD. Il porte de nombreux amendements pour faire reconnaître leur existence au-delà de leur caractère dérogatoire. Cette revendication est aussi portée par la FNCCR, dans sa position sur l'avant-projet de loi¹. La seule référence aux ELD dans la loi de nationalisation de 1946 était l'article 23, fondement juridique de leur maintien dans la distribution. Dans la loi de 2000, l'article 2 identifie EDF et les ELD pour assurer d'une part la mission de développement et d'exploitation des réseaux et d'autre part celle de fourniture d'électricité. L'amendement qui ajoute la mention aux ELD dans cet article est porté par sept sénateurs, dont six issus de territoires historiques des ELD (Moselle, Deux-Sèvres, Eure-et-Loir et Gironde). Le fait d'être reconnu dans la loi au même titre qu'EDF permet aux ELD d'asseoir leur présence dans le service public de l'électricité. C'est un enjeu majeur, car cette reconnaissance peut faire jurisprudence et servir de futur point d'appui au sein du secteur, même si d'autres revendications restent insatisfaites².

« On arrive à franchir pas mal de portes et donc à glisser dans les textes réglementaires qui allaient sortir, donc avant qu'ils sortent, de glisser des amendements qui nous permettaient de continuer à vivre. Donc ce n'était pas... on ne demandait pas de faveur particulière, on demandait surtout à ce que le législateur soit attentif au fait que quand il discutait du système électrique français il n'oublie pas qu'il n'y a pas qu'EDF. Ça, c'était la grosse difficulté qu'on avait. Et on a eu beaucoup d'endroits dans les textes réglementaires et dans les lois où les textes

¹ FNCCR, *Lettre R des Régies d'électricité et de gaz*, n° 74, 30 octobre 1998, « Nouvelle organisation électrique française : position de la FNCCR sur l'avant-projet de loi ». Plus largement, la FNCCR revendique notamment: d'assurer la présence des ELD dans la gestion de l'éventuel fonds des charges d'intérêt général pour la distribution, de conserver la liberté des collectivités locales et des régies dans la production ou encore de conserver le FACE avec la structure héritée.

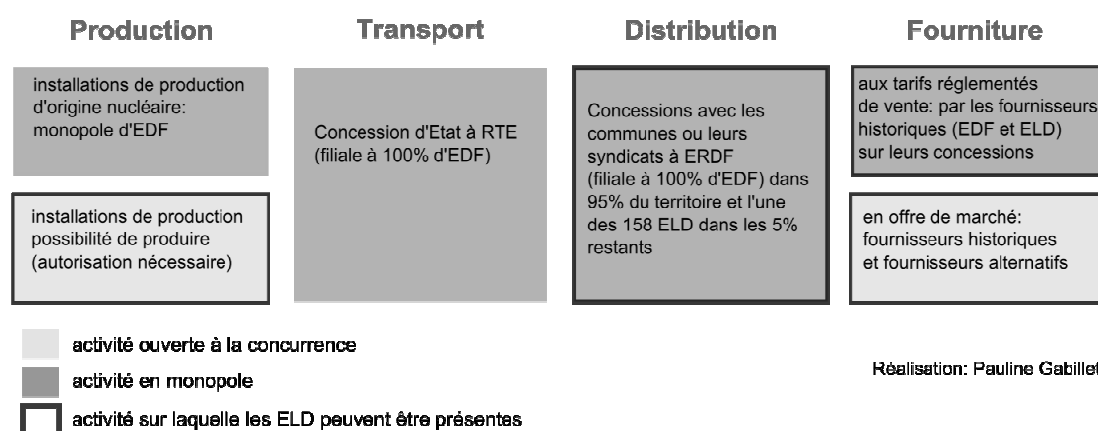
² La FNCCR fait par exemple part de son inquiétude au ministère de l'Industrie sur le fait qu'il n'est pas prévu que les ELD puissent acheter de l'électricité sur le marché, mis à part pour alimenter leurs clients qui choisiraient de faire jouer la concurrence, ou encore que l'adaptation des relations tarifaires avec EDF n'est pas claire (FNCCR, *Lettre R des Régies d'électricité et de gaz*, n° 40, 16 octobre 1996, « Europe de l'énergie : directive sur l'électricité »).

réglementaires où les amendements ont été proposés directement par ici. » (un ancien responsable de l'ANROC, septembre 2012)

Concernant la production, le monopole d'EDF lors de la période précédente était quasi-total. Avec l'ouverture, de nouveaux opérateurs peuvent développer des outils de production (la production d'électricité d'origine nucléaire reste en monopole). Ce système fonctionne sous un régime d'autorisations délivrées par le ministre chargé de l'énergie. Trois principaux acteurs se partagent le marché et assurent plus de 95 % de la production d'électricité française : EDF, la Compagnie nationale du Rhône (CNR) et Endesa France¹. S'y ajoutent les ELD et les collectivités locales. Lors de l'élaboration de la loi de 2000, les associations d'ELD ont défendu la possibilité pour les collectivités locales de produire de l'électricité. Ainsi l'article 11 permet aux communes, aux établissements publics de coopération intercommunale et aux autorités concédantes de la distribution d'électricité d'aménager et d'exploiter des installations de production², ce qui assure aux ELD la pérennisation de leur capacité de production³.

Les ELD, refusant d'être cantonnées à un rôle de gestionnaire de réseaux de distribution, sont donc reconnues comme acteurs sur l'ensemble des activités du service public de l'électricité.

Figure 6: Séparation des activités en France et position des ELD



La FNCCR est globalement satisfaite du confortement des ELD dans le projet de loi et met en avant des amendements destinés à « *renforcer le rôle des régies dans les missions relatives à la gestion des réseaux publics de distribution d'une part, et à la fourniture d'électricité aux clients éligibles en cas de défaillance d'un producteur ou en cas de carence* ».

¹ Ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie, « structures et fonctionnement de l'énergie », www.developpement-durable.gouv.fr/energie/electric/structure-fonct.htm, consulté le 24 septembre 2013.

² Pour les communes et les intercommunalités, cette possibilité concerne les installations de production d'énergie renouvelable permettant une économie d'énergie et une réduction des pollutions atmosphériques. Pour les autorités concédantes, il s'agit d'éviter l'extension ou le renforcement de réseaux de distribution relevant de leurs compétences (article 11 de la loi du 10 février 2000).

³ Entretien avec un ancien responsable de l'ANROC, septembre 2012.

*du marché d'autre part*¹ ». Lors de son congrès à Toulouse en septembre 2000, les ELD votent une résolution dans laquelle elles expriment leur satisfaction de voir leurs compétences reconnues dans la loi de 2000. Elles demandent cependant que « *dans l'élaboration des futures conditions d'achat de l'électricité à EDF, la différence de taille et de moyens existant entre cet opérateur national et les régies locales de distribution d'électricité ne constitue pas un élément défavorable à celles-ci et que les spécificités soient reconnues* ». Elles revendiquent aussi que « *si certaines formalités relatives à la dissociation comptable devaient être introduites dans la réglementation, un seuil soit défini en deçà duquel les régies de distribution d'électricité et de gaz en seraient exonérées*² ».

Du fait de l'implication des associations d'ELD, la transcription de la directive de 1996 par les pouvoirs publics français reconnaît la présence de ces entreprises publiques locales dans le secteur énergétique.

2 Une centralisation maintenue malgré la recomposition de la régulation du service public de l'électricité

Les États européens et les États-Unis ont recours à trois types d'outils pour faire évoluer la régulation des services en réseaux: la privatisation, la libéralisation et la déréglementation (qui correspond davantage à de nouvelles réglementations). Ils combinent ces trois outils pour conduire à des réformes elles-mêmes rassemblées sous le terme global (et trompeur) de « *déréglementation* » (Curien 1995; Stoffaës 1995, p. 176-196). En France, ces outils sont utilisés à l'échelle nationale, avec une dimension centralisatrice forte que François-Mathieu Poupeau qualifie de « *néo-libéralisme centralisateur* » (Poupeau 1999). Cécile Isidoro fait le même constat d'une centralisation induite par les politiques néolibérales : « *Freiner la hausse des dépenses publiques nécessite de renforcer le contrôle exercé par le centre sur les autorités locales, ce qui peut entrer en contradiction avec un mouvement de décentralisation qui s'est développé un peu partout en Europe et qui est aussi perçu, voire vécu comme un signe de 'modernité'* » (Isidoro 2006, p. 117).

La recomposition du service public de l'électricité ne remet pas en cause la hiérarchie instaurée lors de la période monopolistique entre État et pouvoirs locaux. L'État conserve des leviers d'action importants dans la régulation du service public de l'électricité et EDF reste en situation de domination (Poupeau 2004a, p. 103-131), même si de nouveaux opérateurs entrent dans le marché. On parle généralement d'une traduction a minima de la directive européenne dans la législation française du fait de l'importance tant économique que politique

¹ FNCCR, *Lettre R des Régies d'électricité et de gaz*, n° 77, 3 mars 1999, « Nouvelle organisation électrique française : projet de loi ».

² FNCCR, *Lettre R des Régies d'électricité et de gaz*, n° 96, 30 octobre 2000, « Nouvelle organisation électrique française : Congrès de Toulouse ».

et symbolique d'EDF. Cette continuité entraîne avec elle le maintien des adaptations en faveur des ELD. Ces dernières restent enchâssées dans des fonctionnements définis à l'échelle nationale, mais conservent aussi leur logique dérogatoire, « *protégées* » à la marge de la relation entre État et EDF.

2.1 Les ELD concernées comme EDF par l'ouverture à la concurrence et la séparation des activités

2.1.1 Assurer l'accès non-discriminatoire aux infrastructures des ELD

Pour que l'ouverture de la production et de la fourniture à la concurrence fonctionne, il est nécessaire que les nouveaux opérateurs aient accès aux réseaux de distribution et de transport pour injecter leur production dans le réseau ou approvisionner leurs clients¹. Cet accès non-discriminatoire au réseau implique de séparer les activités qui restent en monopole. Dans le cas français, deux stades de séparation se sont succédé dans le temps. Dans un premier temps, la séparation au sein des opérateurs a été comptable et organique, avec une séparation dans les comptes de ce qui relève de chaque activité et la création de directions distinctes au sein d'un opérateur intégré. Dans un second temps, la séparation juridique a été imposée avec la création de filiales ou de sociétés différentes.

Séparation comptable et organique pour assurer la transparence et la non-discrimination

La séparation comptable des activités imposée par la directive de 1996 est transcrite dans l'article 25 de la loi de 2000. Elle consiste à isoler les activités de distribution et de transport d'électricité des opérateurs, EDF comme les ELD, pour empêcher des subventions croisées entre activités et vérifier que les distributeurs et transporteurs ne distordent pas la concurrence en faveur du fournisseur historique. Toutes les ELD ne sont pas concernées de la même manière par la séparation comptable. Ainsi, celles desservant moins de deux clients éligibles n'ont pas l'obligation de tenir des comptes dissociés et ne seront pas contrôlées ; celles qui voient transiter sur leur réseau moins de 250 GWh par an se voient appliquer des modalités allégées de dissociation comptable². Les comptes doivent distinguer les différentes

¹ C'est pour répondre à cet enjeu que la Commission européenne a développé la doctrine des « *facilités essentielles* » utilisée par la Commission européenne. « *Cette doctrine, qui s'appuie sur la reconnaissance du caractère unique et induplicable d'une infrastructure ou d'un service, en tire la conséquence en reconnaissant aux opérateurs un droit d'accès à l'infrastructure ou au service dès lors qu'ils sont indispensables pour les opérateurs sur le marché considéré* » (Chebel-Horstmann 2006, p. 35).

² FNCCR, *Lettre R des Régies d'électricité et de gaz*, n° 101, 30 mars 2001, « Nouvelle organisation électrique française : dissociation comptable ».

activités de l'entreprise¹ et sont contrôlés par la Commission de régulation de l'énergie après avis du Conseil de la Concurrence (Chebel-Horstmann 2006, p. 192-193).

En 2004, la séparation organique est imposée aux ELD de plus de 100 000 clients, qui doivent créer un service chargé de la gestion des réseaux indépendant des autres activités du point de vue de l'organisation et de la prise de décision². Les ELD, de la même manière qu'EDF, différencient progressivement leurs équipes par activité. À GEG comme à UEM sont ainsi distinguées une direction Réseaux et une direction Commerciale. Les ELD ainsi qu'EDF ont historiquement une dimension commerciale assez faible. À GEG, la direction Commerciale a été créée en 2003. Il y avait auparavant une direction Clientèle qui assurait la gestion des clients plus qu'elle ne développait des pratiques commerciales. La création de la direction Commerciale fait suite au départ des plus gros clients de GEG du tarif réglementé, qui étaient alors passés à la concurrence. Elle regroupe l'ensemble des métiers du fournisseur en gaz et en électricité, soit le fournisseur tarif réglementé, le fournisseur offre de marché, la chaîne marketing, l'achat d'énergie et l'ensemble de la gestion facturation, ce qui représente une centaine de personnes, soit un quart de l'effectif de GEG³. En 2010, la direction Réseaux de GEG, qui assure le rôle de gestionnaire de réseaux de distribution, comprenait 180 personnes. Cette direction s'occupe autant du gaz que de l'électricité avec une entité exploitation propre à chaque énergie. L'ingénierie, les interventions techniques chez les clients et la gestion de l'accès au réseau sont gérées en commun pour les deux énergies. Certains postes sont spécialisés sur une énergie, mais la plupart sont mixtes⁴.

De manière générale, pour le gestionnaire du réseau de distribution (GRD), assurer un accès non discriminatoire aux réseaux comprend la neutralité à l'égard des différents utilisateurs du réseau, la transparence quant à son fonctionnement et la confidentialité des informations. Les salariés intervenant au titre du gestionnaire de réseau de distribution auprès des clients finaux (relevateurs, techniciens qui interviennent sur le réseau) ne doivent pas favoriser un fournisseur par rapport à un autre⁵. Un autre élément concerne la confidentialité des informations. Le GRD ne doit pas transmettre aux tiers, et principalement à la partie fourniture de l'ELD, des informations commercialement sensibles des clients qu'il dessert, comme le fournisseur choisi par chaque client ou ses données de consommation. Cette confidentialité implique de séparer les systèmes d'informations internes. Cette non-discrimination est plus stricte pour les GRD de plus de 100 000 clients, qui doivent élaborer un code de bonne conduite interne avec des règles de fonctionnement interne pour garantir

¹ À GEG, les comptes comprennent cinq rubriques : gestionnaire de réseau électricité, gestionnaire de réseau gaz, fournisseur électricité, fournisseur gaz (avec une dissociation entre tarif réglementé et offre de marché), autres activités (éclairage public, production).

² Loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières.

³ Entretien avec un cadre de la direction Commerciale de GEG, juillet 2010.

⁴ Entretien avec un cadre de la direction Réseaux de GEG, mars 2010.

⁵ Article 7-5 Directive 96/92/CE du Parlement européen et du Conseil du 19 décembre 1996 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité : *Journal officiel* n° L 027 du 30/01/1997 p. 0020 – 0029.

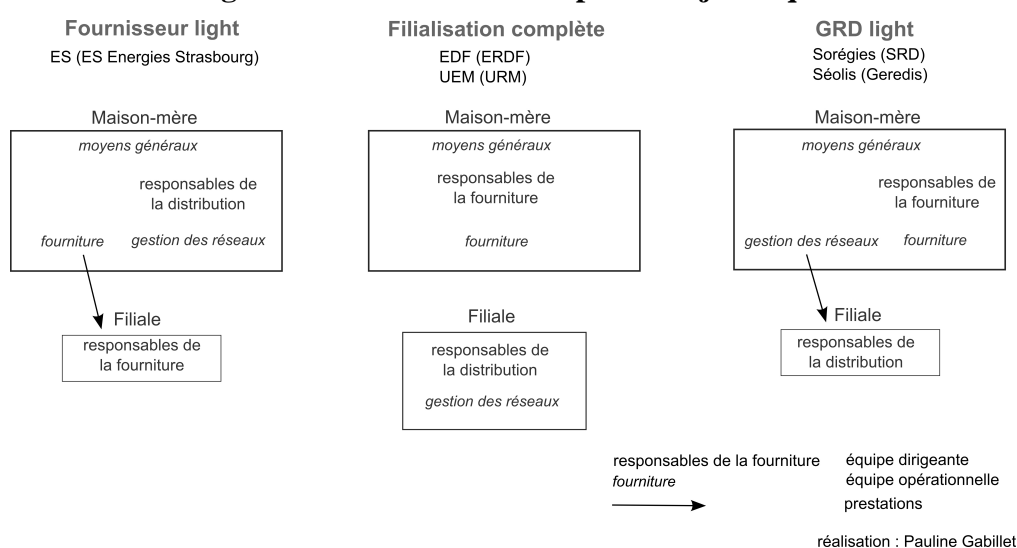
leur indépendance bien qu'ils soient intégrés dans un groupe assurant des activités concurrentielles. La CRE évalue l'indépendance de ces GRD par le biais d'audits et publie tous les ans un rapport¹.

La séparation juridique pour les ELD de plus de 100 000 clients

La directive communautaire du 26 juin 2003² transposée dans la législation française par la loi du 9 août 2004 impose la séparation juridique aux entreprises intégrées. À EDF sont filialisés Réseau de Transport d'Électricité (RTE), assurant l'activité transport, et Électricité Réseaux Distribution de France (ERDF), en charge de la distribution d'électricité. Créées en janvier 2008, ces deux filiales sont détenues à 100 % par EDF. Cette séparation est aussi imposée aux ELD de plus de 100 000 clients en électricité tandis que les autres ELD peuvent conserver leur unité juridique.

Seules quatre ELD sont concernées par la séparation juridique – UEM en fait partie, pas GEG, qui est sous le seuil avec 98 500 clients en électricité – et ont choisi de répondre aux exigences de séparation juridique de manières différentes. À Électricité de Strasbourg, la maison-mère comprend le GRD et le fournisseur est filialisé dans ES Énergies Strasbourg. Il s'agit d'un modèle de « *fournisseur light* », ce que signifie que cette filiale ne comprend que la tête décisionnaire du fournisseur et fonctionne avec des prestations de la maison-mère. Sorégies (Vienne) et Séolis (Deux-Sèvres) ont choisi de conserver le fournisseur dans la maison-mère et de créer des filiales en charge de la distribution (respectivement SRD et Geredis). Dans les deux cas, il s'agit d'un « *GRD light* », l'équivalent du fournisseur light mais avec dans la filiale uniquement les cadres en charge des décisions et des prestations avec la maison-mère.

Figure 7: Trois formes de séparation juridique



¹ CRE, *Respect des codes de bonne conduite et indépendance des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel*, Rapport 2013-2014, 92 p.

² Directive 2003/54/CE du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 96/92/CE.

Dans le cas d'UEM, un groupe de travail comprenant la ville de Metz, la direction d'UEM, les juristes de la régie ainsi qu'un cabinet d'avocats a travaillé sur la forme de séparation juridique la plus adaptée à la situation de l'ELD. La forme retenue a été présentée à la CRE pour s'assurer qu'elle répondait à ses exigences¹. Le groupe de travail a choisi d'appliquer la séparation juridique non pas en créant deux structures complètement distinctes, mais un GRD filiale de la maison-mère comprenant le fournisseur. Or on ne peut créer une filiale de régie. Cette solution nécessite une transformation de la régie en SEML, structure permettant à la ville de conserver une majorité. Les deux processus – séparation juridique et changement de statut de régie en SEML – ont donc été conjoints².

UEM, dont la séparation a été effective au 1^{er} janvier 2008, a fait le choix d'une séparation similaire à celle d'EDF avec ERDF. La maison-mère UEM comprend l'activité fourniture et la filiale URM assure les activités du gestionnaire de réseau de distribution³. Cette dernière est une société à actions simplifiées avec pour seul actionnaire UEM. URM comprend l'ensemble des équipes impliquées dans la partie distribution, les responsables ayant considéré que la tendance allait dans le sens d'une internalisation des équipes au sein des filiales. En 2011, la filiale comprenait 198 salariés⁴. URM est organisé autour de deux services techniques, l'un en charge de l'exploitation et de la maintenance, l'autre en charge des travaux (travaux neufs et raccordement). Outre la distribution et la fourniture au tarif réglementé d'électricité, la maison-mère UEM comprend de nombreuses activités au poids organisationnel et économique significatif : production, chauffage urbain, gestion de système informatique, éclairage public, télécommunications. Ces activités commerciales, en concurrence, sont intrinsèquement liées au fournisseur et ont été maintenues dans la maison-mère pour être commercialement efficaces⁵.

Des adaptations dans les modalités de la séparation ont été nécessaires, UEM étant une structure de taille beaucoup plus réduite qu'EDF. Ainsi, l'ancienne direction d'UEM a obtenu de la CRE de pouvoir conserver un service personnel et un service comptabilité unique pour la maison-mère et sa filiale URM, fonctionnant avec des règles de répartition et des contrats de prestations. Les fonctions supports (personnel, comptabilité, informatique) sont assurées par la maison-mère et payées par le biais de prestations. De son côté, URM gère pour UEM les abonnements téléphoniques de l'entreprise ainsi que le contrôle dans les centrales hydrauliques. De même, les deux entités se paient mutuellement des loyers en fonction des

¹ Entretien avec un cadre de la direction Commerciale d'UEM, septembre 2011.

² Cependant pour simplifier l'analyse, nous allons les distinguer et nous traiterons de la transformation en SEML dans le chapitre 4.

³ Concernant les noms, l'ancienne direction explique que la CRE a vérifié que les sigles ne se ressemblaient pas trop. « UEM et URM ils trouvaient que c'était trop proche. Ils avaient fait la remarque à EDF/ERDF aussi. [...] et quand ils nous demandaient ce que ça voulait dire, on disait que ça ne voulait plus rien dire. Avant ça voulait dire Usine d'électricité de Metz maintenant ça veut plus rien dire. Et URM ça ne veut rien dire. Mais on avait quand même préparé notre coup, on avait dit que R c'est réseau et E c'est énergie » (entretien avec un ancien cadre dirigeant d'UEM, septembre 2011).

⁴ Entretien avec un cadre dirigeant d'URM, octobre 2011.

⁵ Entretien avec un cadre de la direction Commerciale d'UEM, septembre 2011.

surfaces occupées. Il a donc été nécessaire d'identifier ces éléments, d'estimer leurs coûts et d'explicitier les prestations croisées.

« Puisqu'il y a autonomie de la filiale, elle décide de son plan d'investissement, elle décide de son organisation, de ses décisions, elle maîtrise ses données en toute confidentialité, elle est en relation avec ses fournisseurs qui utilisent son réseau sans que sa maison-mère n'ait de visibilité sur ces éléments-là. Et puis humainement, les gens ont pris l'habitude donc ils sont rentrés dans cette logique de gestion séparée en deux entreprises. [...] Ils sont amenés à travailler ensemble, parce qu'un fournisseur travaille avec son GRD sur un certain nombre de points, il est en relation quotidienne avec son GRD ou avec les GRD avec lesquels il travaille, et donc par définition dans notre cas plus particulièrement avec le nôtre puisque l'essentiel de notre activité est concentrée sur ce réseau. Mais voilà on transforme un peu la manière de travailler, mais je pense qu'aujourd'hui c'est passé tout à fait correctement. » (un cadre de la direction Commerciale d'UEM, septembre 2011)

En faisant le choix d'une séparation juridique similaire à celle d'EDF, les dirigeants d'UEM et les représentants de la ville considèrent que les prochaines évolutions de la régulation seront construites en fonction de la forme d'organisation choisie par EDF. Avoir une structuration juridique similaire à celle d'EDF est source de stabilité¹. Ainsi, bien qu'il existe différents opérateurs dans le secteur électrique et que l'ouverture du marché soit destinée à faire d'EDF un opérateur comme les autres, UEM considère que les modes de régulation continuent d'être conçus en fonction d'EDF. En cela, le travail d'enquête confirme notre hypothèse selon laquelle la régulation reste largement déterminée par le principal opérateur, EDF.

La mise en œuvre de la séparation des activités illustre aussi comment, au-delà de l'uniformité des exigences à l'égard des opérateurs, les nécessaires exceptions à la règle sont acceptées. Les ELD doivent se conformer aux exigences de l'ouverture des marchés et séparer leurs activités, mais celles qui ont moins de 100 000 clients ne sont pas concernées par l'obligation de séparation juridique. La construction européenne s'accommode donc, en ce domaine comme en d'autres, de procédures et règles différenciées.

2.1.2 De nouveaux acteurs, mais une concurrence effective limitée

La fourniture de l'électricité fonctionne autour d'un double système basé sur les tarifs réglementés de vente et les offres de marché. Concernant le système réglementé, les tarifs restent, comme dans la période précédente, définis à l'échelle nationale par les ministres en charge de l'économie et de l'énergie. Les autorités publiques conservent donc un rôle de détermination des tarifs de l'électricité. Le maintien d'un tel système s'inscrit dans la continuité de la conception des tarifs comme outil de politique industrielle nationale. En

¹ Entretien avec un ancien cadre dirigeant d'UEM, novembre 2011.

assurant la fourniture d'électricité à des coûts compétitifs à l'industrie et aux particuliers par le biais d'EDF, les pouvoirs publics assurent la compétitivité de leur industrie. Ce principe de tarification déterminé par l'État est lié au programme électronucléaire et à la redistribution de la rente qu'il induit (Alavoine et Veyrenc 2008, p. 6-10). Seuls les fournisseurs historiques, autrement dit EDF et les ELD, peuvent proposer ces tarifs qui leur permettent de conserver leur position dominante. À ce titre, les ELD conservent la possibilité de proposer des offres réglementées, qui constituent comme nous allons le voir l'essentiel des contrats actuels.

À ce système, qui s'inscrit dans la continuité de la période monopolistique, s'articulent des offres de marché pour les clients souhaitant sortir des tarifs réglementés. Les tarifs sont alors définis par les fournisseurs eux-mêmes¹. L'ouverture de la fourniture à la concurrence a été progressive, avec différentes étapes en 2000, 2003 et 2004 et 2007². Depuis juillet 2007, l'ensemble des clients, incluant les 27 millions de clients domestiques, est éligible et peut choisir son fournisseur. Ces offres de marché sont proposées par des fournisseurs alternatifs, ou nouveaux entrants, dont l'activité consiste à alimenter des clients finaux à partir d'une électricité qu'ils ont produite ou achetée, généralement sur le marché de gros³. Les fournisseurs historiques peuvent aussi proposer des offres de marché. En 2012, neuf fournisseurs (dont Alterna, une société appartenant à différentes ELD, et GEG Source d'énergie, qui propose les offres de marché de GEG) proposaient des offres aux clients résidentiels sur au moins 90 % du territoire et dix-neuf aux clients non résidentiels.

¹ Les fournisseurs alternatifs ont une liberté tarifaire limitée à la part fourniture du tarif, la partie distribution ainsi que les taxes étant réglementés.

² En 2000, les sites consommateurs consommant plus de 16 GWh/an, représentant 30 % du marché (en termes de volume), sont devenus éligibles. En 2003, s'y sont ajoutés les sites consommant plus de 7 GWh/an, d'où une ouverture totale de 37 %. En 2004, l'ensemble des sites non domestiques est devenu éligible, conduisant à un marché ouvert à 70 %. En juillet 2007, l'ensemble des sites domestiques est devenu éligible et depuis cette date, le marché est donc ouvert à 100 %.

³ « *Le marché de gros désigne le marché où l'électricité et le gaz sont négociés (achetés et vendus) avant d'être livrés sur le réseau à destination des clients finals (particuliers ou entreprises)* » (CRE, « marché de gros », *Glossaire* : www.cre.fr/glossaire/marche-de-gros, consulté le 18 novembre 2013).

Figure 8: Les fournisseurs proposant des offres de marché en France



Source : CRE, *Rapport d'activité*, 2012, p. 34

Environ 160 autres fournisseurs sont recensés par la CRE. Ceux-ci ne proposent pas des offres sur l'ensemble du territoire national, mais à l'échelle locale ou régionale¹. La quasi-totalité des offres des ELD est comprise dans cet ensemble. En termes de structure de marché, de nombreux fournisseurs sont aujourd'hui en concurrence entre eux et avec les fournisseurs historiques et toutes les ELD sont concernées en fonction de la structuration de leur portefeuille de clients.

La fourniture est donc juridiquement totalement ouverte à la concurrence en 2007. Cependant, l'effectivité de la mobilité des clients vers les offres de marché est limitée. Ce décalage s'explique par l'avantage concurrentiel des fournisseurs historiques lié à leur implantation forte, mais aussi à l'origine de l'énergie qu'ils vendent. Ainsi, en France, la production d'EDF était en 2012 à 80,4% d'origine nucléaire², ce qui conduit à une certaine stabilité tarifaire et à des prix relativement bas. Les fournisseurs alternatifs ne pouvant pas disposer dans la première période de l'ouverture d'électricité d'origine nucléaire, leur production d'électricité est surtout basée sur le gaz, le pétrole et le charbon ou les énergies renouvelables, ce qui entraîne des tarifs plus élevés.

La CRE réalise tous les trimestres un état de l'ouverture des marchés. Elle distingue, en fonction de la puissance souscrite, quatre types de clientèle.

¹ CRE, *Observatoire des marchés de l'électricité, du gaz et du CO₂*, 2^e trimestre 2013, p. 12.

² EDF : fr.edf.com/autres-pages-53295.html, consulté le 3 novembre 2013.

Encadré 8: Quatre types de clientèle

Les « **grands sites non résidentiels** », par exemple des grands sites industriels, des hypermarchés ou des hôpitaux, ont une puissance souscrite de plus de 250 kW. Ils représentent 0,1 % des sites pour 43 % de la consommation.

Les « **sites moyens non résidentiels** » ont une puissance souscrite entre 36 et 250 kW. Ce sont des PME ou des PMI. Ils représentent 1 % des sites pour 16 % de la consommation.

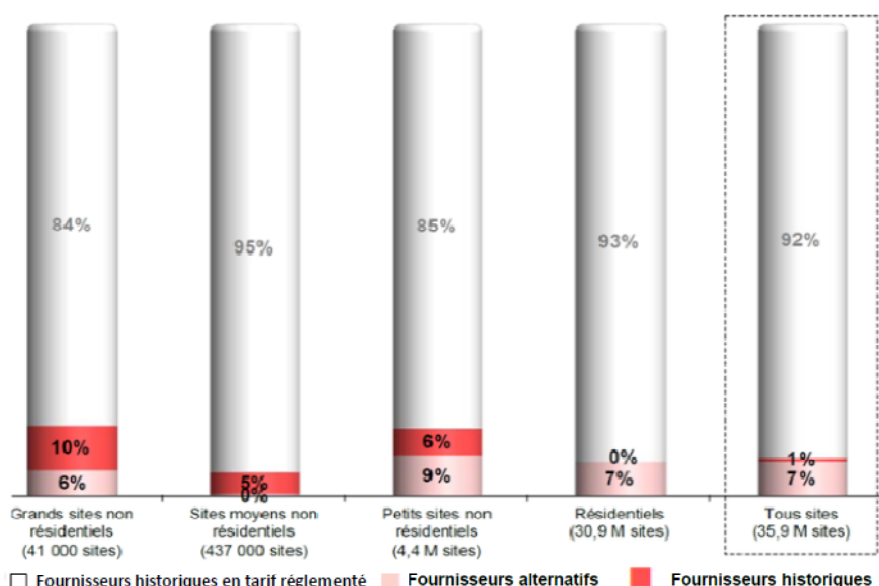
Les « **petits sites non résidentiels** » ont une puissance souscrite inférieure à 36 kVA et représentent 12 % des sites pour 11 % de la consommation. Ce sont des professions libérales ou des artisans.

Les « **sites résidentiels** » correspondent aux clients particuliers. Ils représentent 86 % des sites pour 30 % de la consommation. La puissance souscrite est inférieure à 36 kVA¹.

Source : CRE, *Observatoire des marchés de l'électricité et du CO₂*, 2^e trimestre 2013, p. 5

Les deux graphiques ci-dessous reprennent cette distinction et permettent de caractériser l'étendue de l'entrée de fournisseurs alternatifs dans le marché français en fonction de ces types de site¹.

Figure 9: Répartition des sites par type d'offres au 30 juin 2013



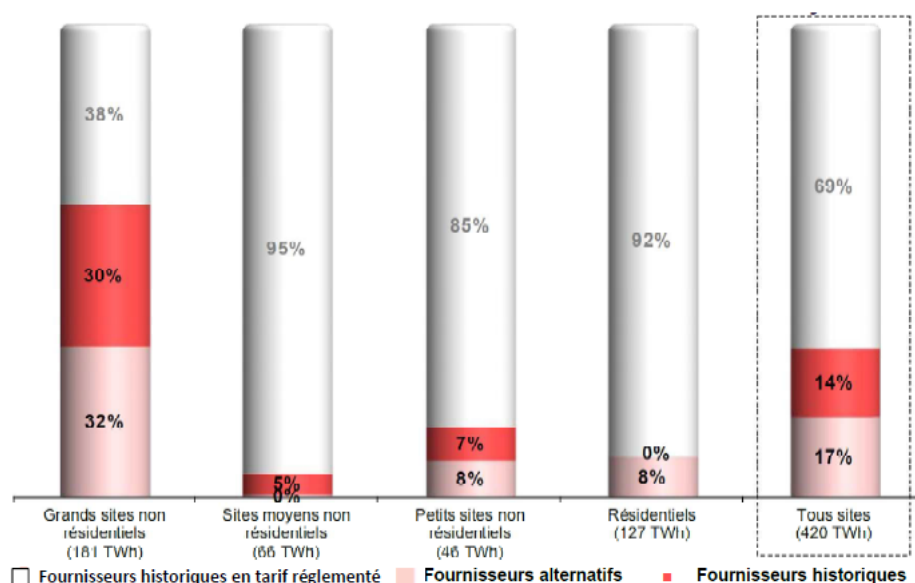
Source : CRE, *Observatoire des marchés de l'électricité du gaz et du CO₂*, 2^e trimestre 2013, p. 8

Le 30 juin 2013, 92 % de l'ensemble des sites ont conservé le tarif réglementé assuré par les fournisseurs historiques. Ces clients n'ont pas exercé leur éligibilité. Ils restent

¹ Un site est relié à un compteur. Un client peut ainsi avoir plusieurs sites.

approvisionnés par EDF ou les ELD au tarif fixé par les pouvoirs publics. 8 % sont en offre de marché (dont 7 % par des fournisseurs alternatifs et 1 % par les fournisseurs historiques). La distinction entre les types de sites concernés nous permet de voir que ce taux d'ouverture est plus important pour les grands sites non résidentiels et pour les petits sites non résidentiels, sachant que les sites résidentiels font très peu jouer la concurrence. En nombre de sites, cette ouverture semble donc relativement limitée. Peu de clients ont fait jouer leur éligibilité hormis les grands et les petits sites non résidentiels. L'ouverture est cependant plus importante en termes de volumes consommés et impacte la structuration du marché.

Figure 10: Répartition des consommations par type d'offres au 30 juin 2013



Source : CRE, *Observatoire des marchés de l'électricité du gaz et du CO₂*, 2^e trimestre 2013, p. 8

Seuls 38 % des volumes vendus aux grands sites non résidentiels le sont en tarifs réglementés. Les fournisseurs historiques conservent 30 % des volumes supplémentaires par les offres de marché, cependant, comme nous le verrons à la fin de ce chapitre, approvisionner les clients en offre de marché est moins intéressant pour les ELD car cela implique une prise de risque plus importante et le développement de compétences de *trading* pour des marges généralement moindres. Ainsi, même en perdant peu de clients, les fournisseurs historiques et notamment les ELD peuvent voir leurs volumes de vente fortement impactés.

En outre, ces données nous montrent que la concurrence dans la fourniture varie fortement selon le type de clients. Or les « *portefeuilles de clients* » des ELD sont spécifiques, avec des proportions distinctes de chacun de ces quatre types de sites et de clients. Il en découle une exposition très différenciée à la concurrence. Ainsi, pour de petites ELD, un seul client quittant le tarif réglementé pour s'approvisionner en offre de marché peut entraîner une diminution de 30 % du volume des ventes. D'autres petites ELD n'ont perdu aucun client et

continuent de fournir l'ensemble des clients de leur territoire. Dans ce cas, l'impact de la libéralisation est limité.

« Certains disaient 'rien ne changera', ils n'avaient pas complètement tort parce qu'aujourd'hui pas grand-chose n'a changé pour les petites entreprises. Mais ils avaient aussi tort quand on voit ce qui s'est passé pour les plus grosses, la réorganisation qui leur a été imposée, leur entrée sur le marché, quand je pense à Sorégies, Sergies en particulier, l'UEM aussi, GEG aussi, et les SICAE qui sont peut-être plus que les autres entrées sur le marché. » (un ancien responsable de l'ANROC, septembre 2012)

Les ELD sont toutes concernées par la concurrence dans la fourniture, mais à des degrés différents en fonction de leur portefeuille de clients. L'ouverture est moins importante qu'envisagé de prime abord, ce qui favorise une posture relativement attentiste (nous y reviendrons dans le chapitre 4) de la part des responsables d'ELD, particulièrement dans le cas des plus petites d'entre elles. De la même manière, la séparation des activités impacte davantage les structures importantes que les petites ELD, qui restent finalement relativement épargnées. La CRE intègre ainsi les spécificités des petites ELD et pousse en majorité les plus importantes d'entre elles à la concurrence, ce qui entraîne une différenciation accrue entre ELD. La centralisation induite par l'application des principes néolibéraux concerne donc davantage les ELD de plus de 100 000 clients et qui disposent de grands ou petits sites non résidentiels dans leur territoire de desserte historique.

2.1.3 Les spécificités de l'ouverture du territoire des ELD à la concurrence

Dans son rapport d'activité de 2006, la CRE fait le constat d'un faible développement de la concurrence sur le territoire des ELD : *« Sur les zones de desserte des 6 plus importantes ELD, au 1er avril 2006, moins d'un site éligible sur 200 a opté pour un fournisseur alternatif, soit 8 fois moins qu'en moyenne nationale. Cette situation s'explique principalement par la complexité générée par les conditions contractuelles différentes imposées par les ELD.¹ »* Un responsable de l'ANROC affirme que la perte de clients est moins importante pour les ELD qu'au niveau national. Dans le cas de GEG, peu de clients résidentiels et petits professionnels ont quitté le tarif réglementé.

« On doit les compter sur les doigts d'une main ou de quelques mains, mais pas beaucoup plus. » (un cadre de la direction Commerciale de GEG, juillet 2010)

La situation est différente pour les clients les plus importants, pour lesquels l'ouverture a été plus précoce et qui ont souscrit des abonnements en offre de marché de manière conséquente.

¹ CRE, *Rapport d'activité*, juin 2006, p. 66.

« Notre situation n'est finalement pas très différente de la situation nationale : très grosse ouverture du marché de l'électricité dans les années 99-2000 puisque les clients gagnaient 30 % en allant sur le marché quand ils y ont été, et donc voilà à Grenoble nos grands clients sont partis. Et si je donne en volume d'électricité transitée c'est à peu près 25-30 % de l'électricité transitée à Grenoble qui est partie sur le marché à ce moment-là. Sur une quinzaine de clients, il n'y a pas besoin qu'il y en ait plus. » (un cadre de la direction Réseaux de GEG, mars 2010)

Au total, la direction Réseaux de GEG explique qu'en 2010, sur 97 000 clients en électricité, 500 sont sur le marché, pour un volume d'environ 30 %. La stratégie d'entrée des fournisseurs alternatifs à GEG est diversifiée, certains, comme Poweo et Altergaz étant actifs à Grenoble, et d'autres comme Direct Énergie non¹.

« Donc on a plusieurs concurrents : alors je ne sais pas en nombre de clients, mais disons que le plus gros est sans doute... la SNET [...], on va dire Eon-Snet, il y a EDF qui a un très gros client chez nous. [...], GDF Suez sur le marché des professionnels principalement, Poweo sur le marché des professionnels aussi en électricité. Direct énergie je ne crois pas qu'ils soient présents, j'en suis pas sûr à 100 %, mais je ne crois pas, et en gaz on a Total, Altergaz... » (un cadre de la direction Commerciale de GEG, juillet 2010)

Cette entrée de fournisseurs alternatifs ne se fait pas sans conflit. En mars 2009, la Cour d'appel de Paris a confirmé une condamnation de GEG, qui doit payer une amende de 320 000 euros pour avoir tenté d'enrayer l'implantation de Poweo par un communiqué de presse critiquant le groupe et le dénigrant² (un pourvoi en cassation est en cours).

Les ELD justifient cette mobilité plus faible des clients vers les offres de marché par la satisfaction de ces derniers à l'égard du service de proximité qu'elles assurent. Un élément avancé par un responsable de l'ANROC est la proximité que les ELD entretiennent avec leurs clients, leur présence sur le terrain et la qualité du service rendu³.

« Les trois principales attentes clients pour les particuliers et les petits professionnels, les industriels c'est un peu différent, c'est le prix de l'énergie, parce qu'on sait que l'énergie est un bien fondamental pour nos clients, le deuxième c'est la qualité de service, et troisième c'est la proximité. Donc le prix en électricité en tarif réglementé on est à des prix qui sont partout pareils en France, et les offres concurrentes en offre de marché elles sont un petit peu moins chères, mais il n'y a pas une différence énorme. En qualité de service je pense qu'on est très bien noté et puis en proximité on est quand même une entreprise locale, et c'est important dans l'imaginaire des clients,

¹ Entretien avec un cadre de la direction Réseaux de GEG, mars 2010.

² Autorité de la concurrence, *Décision n° 09-D-14 du 25 mars 2009 relative à des pratiques mises en œuvre dans le secteur de la fourniture de l'électricité.*

³ Entretien avec un responsable de l'ANROC, mars 2010.

dans l'imaginaire, dans l'histoire et dans la réalité. » (un cadre de la direction Commerciale de GEG, juillet 2010)

Cependant, plusieurs études réalisées par la direction Commerciale de GEG indiquent que seule la moitié des consommateurs grenoblois savent qu'ils ne sont pas abonnés à EDF¹, la politique de GEG semble donc avoir un impact limité dans le choix des clients.

Une autre raison du caractère plus réduit de la présence de fournisseurs alternatifs est le coût d'entrée dans les territoires des ELD. Les procédures et les interlocuteurs diffèrent de ceux d'ERDF, ce qui implique de s'adapter pour des marchés relativement réduits².

« Vu du fournisseur alternatif pour venir à Grenoble, ce n'est pas le même gestionnaire de réseau, donc les procédures peuvent être différentes, même si elles sont publiques et entièrement accessibles. Donc le fournisseur se dit peut-être aussi est-ce que ça vaut le coup pour un périmètre plus réduit de mettre en place un mode de fonctionnement spécifique. » (un cadre de la direction Commerciale de GEG, juillet 2010)

S'il est rentable de passer du temps à suivre les procédures d'ERDF, c'est moins intéressant pour accéder aux clientèles beaucoup plus réduites des ELD. Le coût d'entrée pour les fournisseurs alternatifs est donc plus important, non pas parce que les procédures sont plus complexes, mais parce qu'elles diffèrent. En réponse, la CRE pousse à une uniformisation des systèmes d'information pour accroître la concurrence dans le territoire des ELD. Elle crée un groupe de travail Système d'information des ELD, qui a pour objet de rechercher une convergence des systèmes d'information. Le groupe de travail, constitué de représentants des différents gestionnaires de réseaux de distribution recherche la construction d'un socle de base pour les flux de données avec la définition de données minimum. Les ELD renvoient une image de bonne volonté dans ce groupe de travail, ce bien qu'une telle harmonisation ne soit pas dans leur intérêt car elle remet en cause l'hétérogénéité des procédures qui les a historiquement protégées.

Pour GEG et UEM, le choc concurrentiel a surtout eu lieu au tout début de l'ouverture, lorsque les plus gros clients sont passés en offre de marché. Ceci a fortement réduit les ventes d'énergie des ELD. Cependant, la situation actuelle est relativement stable et la perte de clients ne constitue pas l'inquiétude principale.

¹ Entretiens avec deux cadres de la direction Commerciale de GEG, avril et juillet 2010.

² Entretien avec un cadre de la direction Commerciale de GEG, juillet 2010.

2.2 L'élaboration de nouvelles réglementations, entre présence accrue et influence limitée

Contrairement à ce que pourrait laisser entendre le terme anglais de *deregulation*, les réformes de la régulation des services en réseaux consistent aussi à élaborer de nouvelles réglementations. Celles-ci comprennent l'incitation à une gestion efficace des activités en monopole et l'instauration des conditions nécessaires à une concurrence effective. Il s'agit aussi que les opérateurs assurent les missions d'intérêt général relatives au service public de l'électricité¹ (Curien 1995; Stoffaës 1995, p. 176-196).

2.2.1 La refondation des rôles de l'État

Un enjeu majeur de la libéralisation du secteur électrique français est la recomposition des rôles de l'État. Jusque-là propriétaire d'opérateurs publics et disposant de leviers importants pour définir l'action des opérateurs par la tutelle, ses rôles sont questionnés par la création d'un régulateur et la sociétisation des opérateurs publics. Il est à noter que cette recomposition s'inscrit dans le maintien de l'échelle nationale comme échelle principale de régulation alors qu'on aurait pu envisager un renforcement des prérogatives des communes. En effet, la libéralisation succède à la décentralisation, qui a étendu les marges de manœuvre des communes concernant la distribution. Celles-ci ont obtenu la possibilité de négocier librement leur cahier des charges de concessions, tandis que dans la période précédente, les contrats de concession étaient sous la tutelle de l'Etat (Poupeau 2001, p. 186-187). Ce n'est pourtant pas ce que l'on observe, car la régulation du service public de l'électricité est davantage l'occasion d'un renforcement de la centralisation (Poupeau 1999).

Un élément fort de la recomposition de la régulation du service public de l'électricité est la nécessité d'un régulateur distinct de la tutelle qu'exerce l'État sur EDF et de dissocier les rôles de régulation et de propriétaire. La forme de cette régulation fait l'objet de discussions. Il fut un temps envisagé que la régulation soit assurée par une direction spécialisée du ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie². Dès 1998, Pierre Bauby, s'oppose à une régulation par des organes indépendants. Plutôt qu'une régulation « *d'experts* », il défend une « *régulation d'acteurs* », pluraliste et portée par la puissance

¹ Pierre Bauby s'interroge dans ses travaux sur la manière de concilier la libéralisation et les missions d'intérêt général que le service public de l'électricité recouvre. Ces missions relèvent d'un « *triptyque de légitimité du service public* » comprenant la garantie du droit de chaque habitant d'accéder à des biens ou des services essentiels à la satisfaction de ses besoins ; la promotion de la cohésion économique, sociale et territoriale comprenant notamment l'égalité d'accès, la recherche du moindre coût ou la péréquation ; et enfin la définition de politiques de long terme, prenant en compte les enjeux du développement durable (Bauby 1997, p. 109-116; Bauby 2002). Cette régulation est nécessaire pour éviter que le service public une fois libéralisé ne prenne en compte que des dimensions de court terme, strictement économiques de l'électricité et non son impact en termes d'aménagement du territoire, environnemental ou salarial, et pour que continuent d'être pris en compte ses dimensions redistributives (Varone et Genoud 2001, p. 192-193; Bauby 2002, p. 17).

² Cette idée ressort du livre blanc *Vers une future organisation électrique française* du secrétaire d'État à l'Industrie de 1998.

publique. Celle-ci permettrait de prendre en compte la diversité des acteurs concernés et de répondre davantage aux besoins d'efficacité économique et sociale en maintenant les fondements du service public (Bauby 1998, p. 29-31; Bauby 2002, p. 22-25). Le législateur ne retient pas ces propositions et opte pour un régulateur composé d'experts, indépendant des opérateurs et de l'autorité publique en charge de la tutelle. L'article 28 de la loi de 2000 crée la Commission de régulation de l'énergie et lui attribue un statut d'autorité administrative indépendante. Les membres du collège de la Commission sont nommés en raison de leurs qualifications dans les domaines juridique, économique et technique. Aujourd'hui, trois des cinq membres sont nommés par décret du président de la République, et deux respectivement par le président de l'Assemblée nationale et du Sénat. Les deux axes de son action sont les suivants : réguler les réseaux d'électricité et de gaz naturel pour garantir aux utilisateurs un accès non discriminatoire aux infrastructures de transport et de distribution ; réguler les marchés pour permettre le développement d'une concurrence libre et loyale¹. La CRE dispose jusqu'en 2010 de pouvoirs limités (Genoud 2004, p. 193). Les autorités politiques conservent en effet une part importante des décisions relatives au service public de l'électricité, notamment en termes de fixation des tarifs de vente aux clients finaux. L'activité de régulation est donc distincte des activités de tutelle traditionnelle de l'État sur le secteur de l'électricité (Laget-Annamayer 2002) tout en conservant un fonctionnement très centralisé, à la différence de modèles davantage multi-niveaux comme en Allemagne ou en Autriche (Genoud 2004, p. 194).

Cette remise en cause du rôle de tutelle de l'État, le monde concurrentiel dans lequel EDF est amenée à évoluer et les stratégies de diversification et d'internationalisation qui en découlent conduisent à interroger le régime de propriété des ex-monopoles publics. Les opérateurs publics qui avaient dans la période précédente des statuts d'administration ou d'entreprise publique sont progressivement transformés en entreprises privées. Ce changement de statut peut concerner l'opérateur dans son ensemble ou simplement des parties de celui-ci. Il est alors lié à la conviction croissante des pouvoirs publics que la gestion privée est plus efficace que la gestion publique et qu'ils peuvent assurer une meilleure régulation des entreprises privées que d'entreprises publiques (Curien 1995; Stoffaës 1995, p. 176-196). Dès 1998, un rapport du Sénat sur la politique énergétique de la France met en avant que la transformation d'EDF en société anonyme à capitaux publics « *aurait pour triple avantage de faciliter la création de filiales, les alliances industrielles et l'association des personnels à ses projets*² ». La sociétisation apparaît comme une solution pour clarifier les rôles de l'État. Elle correspond à « *la transformation des établissements publics en sociétés anonymes au capital majoritairement détenu par l'État. Un processus qui offre des possibilités nouvelles de recapitalisation aux entreprises concernées tout en garantissant à l'État de conserver une*

¹ CRE, *Rapport d'activité*, 2011, 81 p.

² Sénat, *La politique énergétique de la France, passion ou raison ?*, collection Les rapports du Sénat, n° 439, 1997-1998.

part majoritaire du capital. » (Brillet 2004, p. 34). La loi du 9 août 2004¹ conduit à transformer les établissements publics à caractère industriel et commercial EDF et GDF en Sociétés Anonymes à Conseil d'administration. Une partie du capital d'EDF est ouverte et l'État passe de propriétaire à actionnaire majoritaire. EDF est aujourd'hui détenue à 84 % par l'État, le reste appartenant à des actionnaires privés. À cet égard, Emmanuel Brillet note en 2004 que les directives communautaires n'interviennent pas de manière directe dans la définition du régime de propriété des opérateurs historiques. Il ne leur appartient pas de se positionner quant à la nature publique ou privée d'un opérateur. L'intervention de la Commission européenne est indirecte, par le biais de la forme du marché qu'elle façonne (*Ibid.*, p. 35). Ce changement est lié en partie à la nécessité d'éviter que ses décisions ne soient remises en cause par des jugements nationaux ou européens pour non-respect des règles de la concurrence. Les pouvoirs publics et la CRE estiment ainsi qu'il est nécessaire de réglementer les situations non-concurrentielles, d'éliminer les monopoles publics antérieurs ou encore de réglementer les relations financières entre l'État et les entreprises publiques (Delion 2007, p. 544-549).

Contrairement aux objectifs de la libéralisation, qui consistent à remettre en cause l'influence des acteurs politiques dans la régulation des services en réseaux, l'État ne disparaît pas de la régulation du service public de l'électricité. Ses rôles sont recomposés – passant de propriétaire à actionnaire majoritaire d'EDF et le rôle de tutelle est distingué des compétences attribuées à la CRE –, mais les ministres en charge des finances et de l'énergie ainsi que les parlementaires restent des acteurs majeurs de la régulation du service public de l'électricité. « *La production de services par l'État est ainsi de plus en plus remplacée par une régulation étatique de services fournis par une multitude d'acteurs.* » (Isidoro 2006, p. 119). Cette évolution apparaît comme une ouverture pour la participation des différents opérateurs entrant dans le secteur, mais aussi pour les ELD.

2.2.2 Les nouveaux modes de représentation des ELD

L'ouverture à de nouveaux opérateurs pour concurrencer les opérateurs historiques concerne les marchés de la production et de la fourniture, mais aussi les instances de régulation et de négociation. Tous les acteurs du secteur, quelles que soient leur taille et leur importance, doivent être représentés. Les scènes de discussion dans lesquelles les ELD sont intégrées se sont ainsi multipliées.

La participation des ELD passe en partie par des syndicats professionnels, organisations patronales reconnues par l'État en tant qu'organisations syndicales représentatives. Le Syndicat des entreprises gazières non nationalisées (SPEGNN), créé en 1949, rassemble les vingt-neuf ELD qui distribuent du gaz. Avec la libéralisation, s'y ajoutent

¹ Loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières.

d'ELD, dont on peut dégager trois marqueurs principaux. En premier lieu, les notes communes d'ELE et de l'UNELEG augmentent, par exemple à destination de la DGEC¹. Les Rencontres nationales des ELD constituent un second levier de rapprochement. Organisées par l'ANROC, ELE, la FNSICAE ainsi qu'UNELEG², elles rassemblent l'ensemble des ELD deux jours par an³ pour échanger sur les évolutions de la législation et sur leurs perspectives. Un troisième jalon de cette remise en cause des découpages historiques est la nouvelle pratique d'adhésion d'UEM et de GEG : UEM a adhéré à la FNCCR en décembre 2010⁴ et GEG à l'ANROC en avril 2013. Ainsi les ELD travaillent à dépasser la fragmentation institutionnelle de leurs structures de représentation par un accroissement du travail commun, pour éviter que cette fragmentation ne soit un frein dans la défense de leurs intérêts. Différentes scènes de discussions ont été instaurées avec l'ouverture des marchés, dans lesquelles les ELD sont représentées, essentiellement par leurs syndicats professionnels.

Il n'y a pas de groupe de travail ou de personne en charge directement des ELD à la CRE, du fait de sa volonté d'indépendance et de neutralité par la prise en compte de l'ensemble des acteurs de l'énergie. Des groupes de travail sont créés sur différentes problématiques relatives à la régulation des réseaux et des marchés de l'énergie et les ELD sont présentes dans les différents groupes de travail lorsqu'elles sont concernées par le sujet traité. Pourtant, au sein de la CRE, la représentation des collectivités locales et des autorités concédantes est limitée (Calandri 2013).

Un élément majeur de l'évolution de l'organisation du secteur énergétique concerne l'organisation du dialogue social dans les industries électriques et gazières, qui dispose d'un statut spécifique. Le statut des industries électriques et gazières (IEG) instaure des garanties collectives sur la rémunération, la protection sociale ou encore les institutions représentatives du personnel et les activités sociales pour les salariés d'EDF, de GDF Suez, mais aussi des ELD. Pendant la période monopolistique, les évolutions de ce statut se décidaient de manière interne à EDF et GDF et s'appliquaient à l'ensemble du secteur par des décrets du ministère de l'Industrie. Il n'y avait pas de négociation de branche. Les ELD se voyaient donc appliquer les évolutions décidées par EDF et GDF et validées par le ministre chargé de l'industrie, sans participer directement à leur élaboration (Caron 2009).

La libéralisation conduit à la création de la branche des industries électriques et gazières. EDF et GDF deviennent des opérateurs parmi d'autres et ne peuvent plus décider

¹ Entretien avec un responsable de syndicat professionnel d'énergie, avril 2010.

² La FNCCR ne fait pas partie des organisateurs, bien qu'elle soit parfois invitée dans des ateliers. Cette absence peut aller de pair avec le fait qu'elle est parfois considérée comme représentant davantage les autorités concédantes que les ELD. En octobre 2011, aux Rencontres nationales des ELD organisées par la SMEG à Monaco, le directeur général de la FNCCR a présenté les avancées des conférences départementales sur les investissements (article 21 de la loi NOME).

³ Chaque année, une ELD accueille les Rencontres nationales des ELD. Les dernières ELD organisatrices ont été : en 2013 GEG (Grenoble) et en 2014 ES (Strasbourg).

⁴ *Énergie 2007*, « ELD : UEM Metz et Réseau GDS adhèrent à la FNCCR », 16 décembre 2010 : www.energie2007.fr/actualites/fiche/3070/uem_metz_gds_fnccr_regies_sem_eau_dechets_energie_151210.html consulté le 20 juillet 2011.

unilatéralement des accords de leur statut. Des organismes ont donc été créés pour permettre de construire un dialogue plus large. Les employeurs du secteur électrique et gazier sont réunis au sein de l'Union française de l'électricité (UFE) et de l'Union nationale des employeurs des entreprises gazières (UNEMIG), habilitées à négocier des accords de branche. Cette transformation illustre la recomposition de la régulation sociale du service public de l'électricité et du gaz tout en maintenant une logique centralisée. Les salariés des industries électriques et gazières conservent un statut déterminé par des négociations collectives à l'échelle nationale. L'objectif rappelé dans la lettre des dix ans de l'UFE est de « *faire en sorte que l'UFE réunisse toutes les entreprises de production ou d'acheminement d'électricité en dépit de la position dominante d'EDF¹* ». L'UFE rassemble les différents employeurs des industries électriques, soit seize adhérents dont EDF et ses filiales, mais aussi d'autres opérateurs comme la CNR, E.On, Vattenfall SAS, France Hydro Électricité ou encore Poweo Direct Énergie. Les ELD sont représentées à l'UFE par les syndicats professionnels ELE et UNELEG. À l'UNEMIG, GDF Suez et le SPEGNN sont les principaux adhérents. Ces syndicats professionnels ont une place relativement importante au sein de l'UFE et de l'UNEMIG, avec une représentation au sein des commissions de ces structures, ainsi que la présidence de la Commission réseaux et service public. En outre, à l'UFE, l'UNELEG et ELE ont statutairement un droit de veto sur les décisions prises en conseil d'administration.

Enfin, avec l'ouverture des marchés à la concurrence, le Conseil supérieur de l'électricité et du gaz est devenu le Conseil supérieur de l'énergie (CSE). Depuis 2002, ce Conseil est composé de représentants des parlementaires, du Conseil d'État, de ministères, des collectivités territoriales, des consommateurs, du personnel des industries électriques et gazières et des entreprises du secteur énergétique, dont les ELD. Le CSE a pour objectif d'assurer une concertation en amont de l'élaboration des textes. Il s'agit souvent d'un travail sur les décrets. L'administration transmet un projet de décret auquel chaque organisation représentative réagit par l'envoi d'une position. L'administration fait ensuite évoluer ou non le texte à partir des différents retours.

Cette présence des ELD dans les différentes scènes de discussion ne doit pas être assimilée à une influence forte, mais ne doit pas être négligée pour autant. Leurs demandes consistent en des ajustements limités de la réglementation pour prendre en compte leur spécificité et elles parviennent à être entendues pour amender à la marge des décisions qui sont prises par les acteurs dominants du secteur.

« Il faut bien être conscient que dans ces organismes là, les ELD n'ont pas un poids terrible. Quand EDF s'oppose à la loi NOME, au mécanisme d'ARENH et que ça se fait quand même. Quand on voit en plus les enjeux pour une entreprise nationale, qui appartient à la France, etc. quand on voit qu'ils ont déjà bien du mal avec Bruxelles et compagnie, les ELD c'est leur dernier souci quoi. Donc nous on doit être présents pour voir les coups venir le plus tôt possible, pour placer des amendements là où on

¹ UFE, *La lettre de l'UFE*, « 10 ans édition spéciale anniversaire », janvier 2010, 15 p.

peut, etc. Mais on est surtout là pour bien comprendre comment ça se passe, anticiper et puis se bagarrer et faire ce qu'il faut pour vivre et trouver sa place dans le système. L'idée que ces associations permettent de faire un lobbying très efficace, etc., je peux vous dire que personne n'y croit. En tout cas y croire ce serait une illusion perdue. » (un directeur d'ELD, novembre 2011)

Un de leurs atouts dans les négociations nationales est paradoxalement leur taille, qui permet à leurs cadres d'appréhender plus clairement les impacts d'une mesure sur d'autres segments de l'activité électrique. Cet atout se maintient et s'accroît avec l'ouverture des marchés, qui amène l'élaboration de mécanismes très complexes, impliquant de nombreux acteurs. Les ELD sont les seuls opérateurs à conserver une structure intégrée entre les différents segments de l'activité électrique, voire du gaz et du chauffage urbain. Le poste d'un cadre d'ELD embrasse davantage d'activités. Il est plus généraliste qu'un spécialiste d'un groupe énergétique, d'où son intérêt dans des groupes de travail de la CRE, du CSE, de l'UFE ou de l'UNEMIG, mais aussi dans des groupes de travail *ad hoc*. Les représentants des ELD peuvent ainsi valoriser leur expérience transverse, en prise avec les différents segments de l'activité du service public de l'électricité. Comme le note un cadre d'ELD présent dans les groupes de travail de la CRE, ils développent « *une vision pratique de problèmes qu'ils [les opérateurs de taille importante] ne soupçonnent pas*¹ ».

« Jusqu'à aujourd'hui tout du moins, à la CRE, ils ont toujours eu beaucoup de plaisir à travailler avec nous parce que nous dans les groupes de travail on est efficaces. D'abord on est dans tous les groupes de travail au niveau des entreprises locales, dans tous les groupes de travail. Alors bien sûr qu'EDF, GDF, Direct Énergie sont présents aussi sauf qu'en caricaturant, dans les groupes de travail d'EDF, celui qui y va n'a pas le niveau de synthèse. Celui qui y va c'est le spécialiste de tel domaine à EDF qu'on a mis dans le groupe de travail parce qu'il était spécialiste du domaine. Donc il fait avancer le dispositif avec ses compétences. Nous c'est différent : on commence à dire 'attendez attendez, c'est bien votre truc, mais vous avez pensé à avant et vous avez pensé à après ?'. [...] Ils ont fait des usines à gaz, vous savez des synoptiques vachement compliqués. Au bout du compte... on est sur ce système-là ou nous on apporte... alors à l'inverse on est trop les pieds sur terre quoi, on n'est pas dans la stratosphère. » (un directeur d'ELD, juin 2010)

L'expertise des ELD est donc valorisée dans un secteur où elle est importante, mais très segmentée du fait de la taille des opérateurs et de la spécialisation qu'elle entraîne. Cette position explique la capacité des ELD à détecter des marges de manœuvre dans la réorganisation du secteur de l'électricité, dont les conséquences ne sont pas encore pleinement stabilisées. Mais pour aller plus avant dans la compréhension du fonctionnement des nouvelles régulations des réseaux et distinguer la participation des ELD aux instances de

¹ Entretien avec un cadre d'une ELD de grande taille, octobre 2011.

décision de leur poids dans ces dernières, étudions à présent la régulation de la distribution d'électricité à travers l'élaboration du tarif d'accès aux réseaux de distribution.

2.2.3 La prise en compte limitée des ELD dans l'élaboration du tarif d'accès aux réseaux

Un élément central de régulation pour les ELD dans le service public de l'électricité libéralisé est le tarif d'accès aux réseaux. Ce mécanisme assure une concurrence dans la production et la fourniture d'électricité tout en conservant la gestion des réseaux en monopole. La détermination de ce mécanisme a conduit à de nombreux débats entre les États européens. Il s'agit de permettre aux utilisateurs d'accéder de manière transparente et non-discriminatoire aux réseaux et aux gestionnaires de réseaux de financer l'exploitation et l'entretien de ces réseaux. Dans la directive de 1996, la Commission européenne propose deux mécanismes aux États, l'accès des tiers aux réseaux et l'acheteur unique. En France, comme dans l'essentiel des États membres, le mécanisme de l'accès des tiers aux réseaux – disposant de la préférence de la Commission européenne – a finalement été privilégié par les pouvoirs publics. Il consiste à mettre les infrastructures de réseaux à disposition des clients autorisés, qui paient pour cela un péage. Cet accès au réseau peut être négocié entre les parties prenantes ou réglementé par les pouvoirs publics ou une autorité de régulation (Chebel-Horstmann 2006, p. 263)¹. La détermination de ce tarif constitue la mission la plus emblématique du régulateur (Dezobry 2012, p. 647)².

En France, les gestionnaires de réseaux de distribution sont ERDF et les ELD pour leur territoire de desserte. RTE est le gestionnaire unique du réseau de transport. L'ensemble des utilisateurs du réseau peut avoir accès aux réseaux en payant le Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) en fonction du volume d'électricité envoyé dans le réseau. Ce tarif rémunère les investissements des gestionnaires et leur permet de financer l'exploitation et l'entretien des réseaux. Il assure l'essentiel des revenus des gestionnaires de réseaux. Le TURPE est constitué de deux parties : une concernant le transport, l'autre la distribution. En mars 2013, il représente 33 % de la facture des consommateurs d'électricité (dont 74 % pour la part distribution et 26 % pour la part transport)³. Il vise à permettre un accès non discriminant des fournisseurs aux infrastructures de réseaux et d'éviter que les distributeurs ne bénéficient de manière excessive du maintien du monopole dans cette activité.

Bien qu'au cœur des logiques de marché, le TURPE s'inscrit dans la continuité du mode de régulation antérieur, centré sur l'opérateur dominant. En effet, il n'est pas défini à partir des comptes de l'ensemble des opérateurs en ce qu'il ne prend pas en compte les ELD,

¹ Le système de l'acheteur unique fait d'une entité sur le marché un intermédiaire obligé entre les opérateurs. Ce système est notamment soutenu par la France lors des négociations, qui le considère comme un moyen de pérenniser la place centrale de l'opérateur historique (Chebel-Horstmann 2006, p. 259-265).

² Nous le verrons dans le cas de l'électricité, la CRE a depuis 2010 des rôles plus importants.

³ CRE, « TURPE 3 : suite de l'annulation par le Conseil d'État », *Décryptages*, mars/avril 2013, n° 34.

qui restent donc à la marge de sa définition. Ces dernières peuvent cependant, comme dans la période précédente, construire des demandes d'exception en tant que structures dérogatoires au sein d'un mécanisme construit de manière plus large.

Le TURPE construit à partir des données d'ERDF avec une péréquation en aval

Le niveau du TURPE est défini tous les quatre ans avec une formule d'indexation. Ce tarif est fixé par la CRE après consultation intégrant les producteurs, gestionnaires de réseaux, fournisseurs et consommateurs. Son niveau est déterminé en fonction des seules charges d'exploitation et d'investissement d'ERDF et d'EDF SEI (distributeur en Corse et Outre-mer)¹. Celles des ELD ne sont pas prises en compte à ce stade. Une fois fixé sur la base des données d'ERDF, ce tarif s'applique ensuite à l'ensemble des distributeurs, dont les ELD. Pour le TURPE 4² défini en décembre 2013, la CRE indique ainsi avoir « *estimé de manière forfaitaire les coûts de l'ensemble des Entreprises Locales de Distribution (ELD) à partir de ceux proposés par ERDF et EDF SEI au prorata de l'énergie qu'ils distribuent* ³ ». La CRE a pour objectif de minimiser les coûts de réseau et s'appuie sur la conception d'une régulation en *price cap* (ou prix plafond). Il s'agit d'inciter les opérateurs à réduire leurs coûts de distribution malgré le fait que ces derniers ayant une meilleure connaissance de leur fonctionnement et qu'il y a donc une asymétrie d'informations entre le régulateur et les opérateurs. De leur côté, les gestionnaires de réseau de distribution, ERDF et les ELD, défendent ensemble l'importance des coûts de réseau et ont tous deux intérêts aux tarifs les plus élevés possible pour assurer la rentabilité de leurs infrastructures. La formule d'indexation est importante. Par exemple, la période TURPE 2 (janvier 2006 – juillet 2009) a été difficile pour les distributeurs, car outre un niveau de départ qui n'était pas pleinement satisfaisant, le tarif n'a pas augmenté pendant trois ans, ce qui a réduit la rentabilité de la distribution.

Le TURPE étant défini à partir des données d'ERDF, il est nécessaire pour les ELD d'être en phase avec les investissements d'ERDF, les cycles d'investissements n'étant pas linéaires dans le temps. À Grenoble, les charges du réseau d'électricité sont élevées parce que certains réseaux à la tension 5 500 volts n'ont pas encore été remplacés par des réseaux 20 000 volts, d'où la nécessité d'investir pour les moderniser. S'y ajoutent beaucoup de travaux liés à la création de voies de tramway qui entraînent le déplacement de réseaux d'électricité aux frais de l'ELD. Ainsi, le niveau du TURPE 3 (1^{er} août 2009 –

¹ Et RTE pour la partie transport.

² Il succède au TURPE 1 entré en application le 1^{er} novembre 2002 pour trois ans, au TURPE 2 appliqué à partir du 1^{er} janvier 2006 pour deux ans et prolongé jusqu'au 1^{er} août 2009 et au TURPE 3 en place du 1^{er} août 2009 au 31 décembre 2013. En novembre 2012, le Conseil d'État l'a annulé pour sa partie distribution et non transport suite à un recours du SIPPEREC, autorité concédante regroupant plus de 100 collectivités locales sur sept départements d'Ile de France. Il a ainsi considéré que les capitaux investis étaient sur-rémunérés et que les provisions d'ERDF n'étaient pas prises en compte dans le calcul du TURPE.

³ CRE, *Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 12 décembre 2013 portant décision relative aux tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTA ou BT*, p. 27.

31 décembre 2013) convenait à GEG, car il s'appuyait sur des investissements d'ERDF à la hausse, ce qui était en adéquation avec l'augmentation de ses propres investissements¹.

Mais le facteur principal d'hétérogénéité des charges de distribution, et plus particulièrement des charges d'exploitation, reste lié à la forme des réseaux et à leurs caractéristiques urbaines ou rurales². Le TURPE est donc plus avantageux pour les ELD urbaines que pour les ELD rurales. La CRE met en avant le fait que les différences de charges d'exploitation entre distributeurs n'ont pas à être prises en compte par le TURPE, mais par le Fonds de péréquation de l'électricité (FPE)³. Le FPE vise effectivement à compenser les charges de distribution vis-à-vis de la moyenne nationale (nous l'avons vu dans le chapitre 2). Un directeur d'une petite régie rurale nous a expliqué que, du fait de ses caractéristiques (notamment une moyenne de six clients par kilomètre de réseau), sur un chiffre d'affaires de 80 000 euros, la régie reçoit 9 000 euros du FPE, soit 11 % de son chiffre d'affaires⁴. Ce cas semble extrême, mais on voit que pour certaines régies, ce fonds est primordial pour assurer leur fonctionnement.

Cependant, les définitions du TURPE et du FPE ne sont pas considérées de manière intégrée et relèvent d'instances différentes, respectivement la CRE et une commission spécifique⁵. En outre, les ELD bénéficiaires du FPE affirment que celui-ci est sous-dimensionné pour compenser le fait que le TURPE ne couvre pas leurs propres coûts de distribution. Avant l'ouverture des marchés, le volume du FPE était relativement faible et ne dépassait pas les 3 millions d'euros (ce volume a été progressivement réajusté et s'élevait en 2013 à 9 millions d'euros). La différence des paramètres de calcul entre TURPE et FPE ainsi que le sous-dimensionnement du FPE amènent certaines ELD à dominante rurale à remettre en cause la capacité de ce dernier à compenser les déséquilibres non corrigés par le TURPE. Les ELD bénéficiaires plaident pour une augmentation de la dotation du FPE.

Ces critiques de la part de certaines ELD concernant la capacité du FPE à assurer la péréquation en aval du TURPE illustrent de nouveaux équilibres entre les distributeurs. Le ministère de l'Écologie a demandé en 2012 aux distributeurs de s'accorder entre eux pour élaborer une proposition de réforme du FPE. En avril 2012, l'Association des distributeurs d'électricité en France (ADEeF) a été créée. Cette association technique rassemble tous les distributeurs français, soit ERDF et les ELD : celles de plus de 100 000 clients, qui ont dû séparer juridiquement leurs activités, adhèrent directement ; les autres sont représentées par leur syndicat professionnel. Chaque adhérent, quelle que soit sa taille, dispose d'un représentant. Cette représentation égale par distributeur ne cache évidemment pas la réalité du

¹ Entretien avec un cadre de la direction Réseaux de GEG, mars 2010.

² Les charges d'exploitation étant plus importantes en milieu rural du fait de la plus faible densité des réseaux.

³ CRE, *Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 12 décembre 2013 portant décision relative aux tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTA ou BT*, p. 27.

⁴ Entretien avec un directeur d'ELD, juin 2010.

⁵ Celle-ci est composée de douze membres : trois représentants de l'État, trois d'EDF, trois des ELD (dont un des SICAE) et deux des autorités concédantes de la distribution publique de l'électricité. Elle est présidée par un conseiller d'État.

déséquilibre entre eux, mais permet le dialogue et des prises de position communes sur un certain nombre de dossiers. L'ADEeF illustre un mouvement plus global de rapprochement entre les ELD et ERDF. Bien que les ELD restent des structures dérogatoires dans le secteur énergétique, elles peuvent devenir des alliées objectives d'ERDF dans la défense d'un TURPE élevé pour assurer la pérennité de la distribution d'électricité. Les divisions entre distributeurs sur ce modèle de la distribution d'électricité et plus particulièrement sur le FPE opposent moins les ELD à ERDF que les ELD entre elles, en fonction de leur caractère urbain ou rural.

Pourquoi pas un tarif par distributeur comme pour le gaz ?

Le mode de détermination du TURPE basé sur les données d'ERDF aurait pu être différent comme l'illustre le fonctionnement de l'accès aux réseaux de gaz. On retrouve pour le service public du gaz une séparation des activités entre distribution et fourniture avec un tarif d'accès aux réseaux de distribution de gaz. Cependant, l'Accès des tiers aux réseaux de transport de gaz (ATRD) est spécifique à chaque gestionnaire de réseaux et dépend de ses charges d'exploitation. Du fait de caractéristiques techniques spécifiques au gaz, le territoire national est découpé en zones en fonction des terminaux permettant l'approvisionnement. Outre le tarif défini pour GRDF (la filiale de distribution de GDF Suez) à partir de ses données, huit des vingt-deux ELD gazières¹ disposent de leur propre tarif, chacune présentant des comptes dissociés, et les quatorze autres ont un tarif commun. Par rapport au mécanisme du TURPE, les distributeurs de gaz sont donc certains de disposer de marges suffisantes pour assurer leur fonctionnement, étant donné que le tarif est calé sur leurs coûts.

Ce mécanisme permet une couverture des charges en fonction des coûts réels de chaque structure, sans devoir ajouter a posteriori une péréquation imparfaite des charges d'exploitation. Cette solution, qui semble intéressante pour les ELD et leur fonctionnement économique peut aussi leur poser problème. En effet, les ATRD des ELD sont tous plus élevés que celui de GRDF, bien que les écarts se réduisent progressivement depuis 2004. Les tarifs de distribution du gaz des ELD sont en 2013² entre 9 et 34 % supérieurs à ceux de GRDF³, qui profite d'importantes économies d'échelle. Moins compétitives, les ELD ont des tarifs de vente plus élevés, ce qui défavorise le gaz dans leurs territoires par rapport à d'autres énergies. Les usagers peuvent s'en détourner au profit d'énergies moins coûteuses.

Le système élaboré dans la distribution d'électricité avec le TURPE relève comme nous l'avons vu d'un autre choix : il est fixé par une autorité administrative indépendante en fonction des coûts d'ERDF et est accompagné d'un système de compensation. La rentabilité

¹ Régaz-Bordeaux, Réseau GDS (Strasbourg), GEG, Vialis (Colmar), Gédia (Dreux), Caléo (Guebwiller), Gaz de Barr et Veolia Eau (Huningue, Saint-Louis, Hégenheim, Village-Neuf).

² Avec l'ATRD4 en vigueur depuis le 1^{er} juillet 2013.

³ CRE, *Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 25 avril 2013 portant décision sur les tarifs péréqués d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz nature des entreprises locales de distribution*, p. 3.

de la partie distribution des ELD se construit donc autour d'un tarif dont les déterminants lui échappent. Cependant, on le voit pour la distribution de gaz, déterminer des tarifs spécifiques n'avantage pas nécessairement les ELD, car cela limite la compétitivité du gaz dans leurs territoires et montre leur difficulté à être compétitives du fait de leur taille réduite. En comparaison avec l'ATRD gazier, le mécanisme de détermination du TURPE, qui apparaît au premier abord aller à l'encontre des ELD, pourrait finalement leur être favorable à condition que la péréquation antérieure à la libéralisation se prolonge et que son volume augmente. Les ELD parlent peu de cette situation, mais il semble qu'il leur soit finalement moins difficile de négocier une péréquation aval que de prendre le risque de tarifs différenciés.

Les recompositions du système électrique à partir des années 1980 conduisent donc à l'élaboration de mécanismes destinés à permettre le positionnement de nouveaux acteurs et l'introduction d'une concurrence. La centralisation de la régulation du service public de l'électricité est pourtant maintenue et reste en grande partie organisée par l'État avec EDF comme opérateur dominant, bien que l'établissement public ait été transformé en société anonyme. L'action de la CRE reste centralisée à l'échelle nationale et ses liens avec les décideurs politiques sont forts. Dans la première période de l'ouverture des marchés, la régulation centralisée reste donc pilotée par l'État et EDF. Les ELD sont concernées au même titre qu'EDF, mais sont d'une certaine manière protégées par cette importance des acteurs de la période précédente dans la régulation. On le voit par exemple pour l'élaboration du TURPE, défini de manière centralisée dans des interactions que domine ERDF. Mais comme dans la période précédente, les ELD sont finalement protégées par leur position de dépendance à EDF et par le maintien des outils de péréquation antérieurs (FPE et FACE).

3 Vers une centralisation moins protectrice pour les ELD

À partir de 2006, la Commission européenne constate l'insuffisance de l'ouverture des marchés en France au regard des objectifs fixés. En effet, bien que le marché de l'électricité se soit progressivement ouvert à partir des lois de 2000 et de 2003, les fournisseurs historiques conservent des parts de marché très importantes. Le débat sur cette question se cristallise autour de la question du maintien du « *marché hybride* » français, articulant tarifs réglementés de vente et offres de marché. Après une première période où les offres de marché sont apparues compétitives pour les grands consommateurs, la hausse généralisée des prix a conduit les tarifs réglementés, dont la hausse a été plus limitée, à réapparaître compétitifs. S'y est ajoutée la création du Tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (Tartam) de 2007 à 2011. Ce tarif permet aux clients ayant choisi de sortir du tarif réglementé d'y revenir – avec un tarif légèrement supérieur –, ce qui était dans un premier temps impossible. La compétitivité des offres de marché et la concurrence effective dans le secteur sont donc limitées par ces évolutions. La Commission européenne reproche à la France des tarifs réglementés de vente trop bas pour permettre l'ouverture à la concurrence (Delion 2007,

p. 545) et initie une phase pré-contentieuse d'un recours en manquement contre la République française pour défaut de transposition de la directive de 2003. Par la suite, elle ouvre une procédure formelle d'examen des tarifs réglementés au titre du contrôle des aides d'État (Alavoine et Veyrenc 2008, p. 2-3). Les tarifs réglementés sont donc contestés, leur niveau trop bas pouvant conduire à les assimiler à des aides d'État pour les entreprises.

Deux logiques s'opposent dans ce conflit. La Commission européenne cherche à intégrer l'électricité dans un marché unique concurrentiel, ce qui implique une remise en cause des tarifs réglementés de vente. Pour sa part, l'État français considère que la structure des tarifs réglementés est issue d'arbitrages politiques et correspond à une politique industrielle, le programme électronucléaire ayant été développé dans le but d'assurer la compétitivité de l'économie nationale (*Ibid.*, p. 10-11). « *L'écart se creuse entre des tarifs politiquement bloqués et une réalité de marché qui se révélera inévitablement douloureuse dans les années à venir : les prix de l'électricité en France sont plus bas que la moyenne européenne, mais cet écart reflète de moins en moins un avantage issu de choix judicieux effectués dans le passé, mais de plus en plus une volonté de préserver les consommateurs, les tensions du monde énergétique, retardant d'autant plus les progrès de la transition énergétique* » (Chevalier, Derdevet et Geoffron 2012, p. 97). Ce conflit pousse l'État à faire évoluer sa législation pour répondre aux exigences de la Commission européenne. Nous avons vu que l'ouverture des marchés a initialement été placée dans la continuité de la centralisation antérieure et que les ELD ont perdu peu de clients et ont conservé leurs concessions de distribution. La deuxième période de la libéralisation, initiée par la loi portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (NOME)¹ votée en décembre 2010, vise à accroître la concurrence effective dans le secteur énergétique français. Son application n'est pas encore totale, certains éléments devant être établis fin 2015.

Nous avons vu dans le chapitre 2 que les ELD étaient jusqu'à présent parvenues à infléchir certains mécanismes technico-économiques pour qu'ils soient adaptés à leur situation spécifique en jouant de leurs relais politiques. Ces relais deviennent moins opérants. Désormais, la CRE – dont les compétences augmentent – renâcle à instaurer des exceptions et cherche à atteindre un système concurrentiel régulé de manière neutre et transparente. Il s'agit moins pour les ELD de trouver une place dans des négociations bilatérales entre l'État et EDF que de disposer d'une influence dans un cercle élargi d'acteurs parmi lesquels l'État et EDF, mais aussi la CRE.

3.1 La CRE devient un acteur central de la régulation

Une caractéristique de la régulation du secteur énergétique est le renforcement progressif des pouvoirs de la CRE. Ses compétences s'élargissent, avec une augmentation

¹ Loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité.

notable de ses attributions du fait de la loi NOME du 7 décembre 2010¹. Le TURPE est ainsi aujourd'hui établi par la CRE, qui transmet ensuite sa proposition conjointement aux ministères de l'Énergie et de l'Économie. Ces derniers peuvent demander une nouvelle délibération si les tarifs ne leur conviennent pas², mais n'ont plus la main sur cette définition comme dans la période précédente. La CRE décide aussi du niveau du tarif de cession, tarif central pour le fonctionnement de l'activité de fourniture des ELD. Dans la lignée de la loi NOME, elle disposera enfin de compétences importantes pour la définition des tarifs réglementés de vente pour les clients domestiques, qui demeurent à ce jour déterminés par les ministres chargés de l'énergie et de l'économie. À partir du 1^{er} janvier 2016, la CRE transmettra les propositions de tarifs aux ministres, qui seront validées si ces derniers ne s'y opposent pas dans les trois mois³.

Le renforcement des compétences de la CRE s'inscrit dans un mouvement général impulsé par l'Union européenne d'augmentation de l'indépendance des régulateurs sectoriels. Gabriel Eckert, professeur de droit public, met en avant une recomposition forte du sens donné à l'indépendance des régulateurs. D'une volonté initiale de distinguer le rôle de propriétaire ou d'actionnaire majoritaire de l'opérateur de celui de régulateur, l'indépendance du régulateur vise de plus en plus à « *préserver les intérêts, concurrentiels ou non, dont le régulateur a la charge de la prise en compte de considérations macroéconomiques ou, plus généralement, de toute préoccupation exogène.* » (Eckert 2012, p. 632). Cette indépendance accrue des régulateurs conduit à une recomposition de leurs modes de légitimation : « *Cela n'est pas sans donner le sentiment d'un glissement d'une légitimité politique vers une légitimité fondée sur l'efficacité économique de la régulation ou, autrement dit, vers une légitimité de marché.* » (Ibid., p. 643).

La CRE porte de plus en plus les décisions tarifaires relatives au service public de l'électricité. Ces décisions sont cependant des questions très politiques. L'enjeu des prochaines années consistera à interroger la réalité de la « *dépolitisation* » de la tarification de l'électricité. « *Dans la 'tradition' économique française, les consommateurs ont été habitués à penser que l'État est directement responsable de ces prix et à se tourner vers lui, en demande de protection, face à des hausses, et sans considération des évolutions fondamentales des marchés sous-jacents.* » (Chevalier, Derdevet et Geoffron 2012, p. 94). Il semble difficile d'imposer des hausses de tarifs ou de laisser des ELD disparaître parce qu'elles ne sont pas rentables. Les pouvoirs publics auront des difficultés à se dessaisir de ces enjeux au profit de la CRE alors qu'ils seront toujours tenus responsables par les électeurs. Qu'en sera-t-il de la réalité de l'indépendance de la CRE dans la pratique ?

La CRE ayant comme objectif de rendre effective la concurrence pour l'ensemble des opérateurs, elle n'est pas considérée comme un allié par les ELD, mais plutôt comme la

¹ Loi du 7 décembre 2010 portant sur la nouvelle organisation du marché de l'énergie. À noter que ces compétences avaient déjà été élargies par la loi du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie.

² Article L341-3 du Code de l'énergie, créé par l'ordonnance n° 2011-504 du 9 mai 2011.

³ Article L 337-4 du Code de l'énergie, ordonnance n° 2011-504 du 9 mai 2011.

source de risques et comme l'acteur qui leur impose de se mettre au diapason des nouvelles pratiques concurrentielles. Elle n'intervient pas de manière uniforme avec l'ensemble des ELD. Les plus grosses, incluant UEM et GEG, sont aussi les plus contrôlées : elles doivent répondre aux mêmes exigences de pratiques concurrentielles que les grands opérateurs du secteur, incluant la séparation juridique ou du moins comptable, même si des adaptations peuvent être acceptées. Les plus petites ELD sont quant à elles moins concernées et ne sont contrôlées que sur certaines de leurs activités, notamment sur leurs contrats d'obligations d'achats. La séparation comptable de leurs activités reste très peu contrôlée. La CRE a cependant tendance à s'immiscer de plus en plus dans leurs activités. Pour se positionner dans des négociations avec la CRE, les ELD doivent affirmer leur capacité à fonctionner dans le secteur sans mesures dérogatoires. Ceci implique un changement dans leur mode de légitimation et leur positionnement : il s'agit moins d'une posture de négociation politique que d'une légitimation de leur place économique et stratégique dans le secteur, même si cette diminution de l'importance des leviers politico-administratifs des ELD n'exclut pas totalement le rôle de l'État, et notamment de la DGEC.

3.2 Les ELD, ou justifier la légitimité de leur approvisionnement en électricité : le tarif de cession

La libéralisation de la fourniture d'électricité entraîne l'entrée d'opérateurs concurrents sur cette activité, mais aussi l'élaboration de nouveaux mécanismes concernant la tarification des achats d'électricité par les fournisseurs. Nous avons vu dans le chapitre 2, que lors de la période monopolistique, les ELD achetaient leur électricité à EDF avec des aménagements spécifiques. Dans cette nouvelle situation de marché marquée par la lutte de la CRE contre les distorsions de concurrence, les ELD travaillent à adapter la justification de leurs avantages tarifaires, acquis lors de la période monopolistique, avec des arguments relatifs au fonctionnement qui y était lié.

3.2.1 De la recherche d'une éligibilité aux offres de marché à la défense d'un tarif réglementé

Dans une première période de l'ouverture des marchés, les ELD tentent d'obtenir le droit de s'approvisionner en électricité sur le marché – c'est-à-dire d'être éligibles –, car les tarifs y sont attractifs. Une première manière d'aborder la question de l'éligibilité des ELD consiste à leur donner la possibilité de s'approvisionner sur le marché pour l'ensemble de leurs clients lorsqu'elles atteignent les seuils d'éligibilité (c'est-à-dire en 2000 lorsqu'elles achètent plus de 16 GWh par an). Dans ce cas, qui correspond au droit commun, seules les ELD les plus importantes pourraient avoir accès au marché pour approvisionner leurs clients. Une seconde possibilité consiste à laisser les ELD choisir de s'approvisionner ou non sur le

marché pour leurs achats. C'est ce que demandent l'ANROC et la FNCCR, par exemple au travers de Jean-Paul Amoudry, sénateur de Haute-Savoie, lors d'une séance de questions au gouvernement en 1996¹. Cette possibilité leur est refusée par les pouvoirs publics. C'est une troisième possibilité qui est retenue dans la loi de février 2000. Elle consiste à reconnaître l'ensemble des ELD comme clients éligibles, mais uniquement pour l'approvisionnement des clients qui ont choisi des offres de marché sur leur zone de desserte².

Toutefois, avec la loi du 3 janvier 2003³, les ELD qui atteignent le seuil d'éligibilité peuvent s'approvisionner sur le marché que leurs clients aient un contrat en tarif réglementé ou en offre de marché. Elles ont donc la possibilité d'acheter l'ensemble de leur électricité sur le marché, quel que soit le contrat de leurs clients finaux. Ceci apparaît comme une opportunité intéressante, car les offres de marché sont alors nettement plus attractives que les tarifs réglementés et les marges sur la fourniture peuvent être importantes. Six ELD font ce choix en 2003, dont Sorégies, la régie de Villard Bonnot ou encore Vialis⁴. Cependant, la plupart des ELD continuent d'approvisionner leurs clients à partir d'électricité achetée aux tarifs réglementés à EDF et de négocier le maintien d'une tarification qui leur soit avantageuse, en raison des compétences nécessaires pour acheter sur le marché ouvert et parce qu'une fois l'éligibilité exercée, il n'est pas possible de revenir à un tarif réglementé, ce qui donne à ce choix un caractère définitif⁵. Ces six ELD remettent donc en cause leur dépendance historique à EDF, qui n'est plus leur fournisseur. Elles disposent d'une liberté en termes d'approvisionnement qui limite leur dépendance à la tarification fixée de manière réglementaire pour leurs achats. Pour celles qui conservent EDF comme fournisseur, les contrats d'approvisionnement s'inscrivent dans la continuité de la période précédente et restent construits sur la base du tarif vert⁶. Ces choix différents entraînent des tensions entre ELD.

Depuis 2003, l'évolution du marché donne raison aux ELD qui ont conservé le tarif réglementé, les offres de marché ayant rapidement et largement dépassé les tarifs réglementés. Cette perte d'attractivité des offres de marché entraîne une réduction très importante des marges des ELD sorties du tarif réglementé, allant jusqu'à remettre en cause leur équilibre économique. Elles ne disparaissent pas pour autant, puisque dans le même temps est négocié un tarif de cession spécifique, qui leur permet de bénéficier à nouveau d'un tarif réglementé pour leurs achats. Les ELD ne cherchent alors plus à élargir leur possibilité d'acheter l'électricité sur le marché, mais à conserver au maximum un tarif réglementé pour leur approvisionnement.

¹ FNCCR, *Lettre R des Régies d'électricité et de gaz*, n° 36, 13 juin 1996, « Europe de l'énergie : Marché unique de l'électricité ».

² Article 22-II de la loi du 10 février 2000.

³ Article 48 de la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 relative aux marchés de gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie.

⁴ Entretien avec un responsable ELD à GDF Suez, janvier 2013.

⁵ Pour favoriser l'ouverture du marché dans son ensemble, la réglementation empêchait jusqu'en 2010 le retour au tarif réglementé.

⁶ CRE, *Rapport d'activité*, juin 2005, p. 112.

3.2.2 Le tarif de cession, un tarif réglementé d'achat spécifique aux ELD

Des négociations sont engagées entre la CRE, les associations représentant les ELD, EDF et la DGEC, sur un tarif d'achat d'électricité spécifique aux ELD, dans la continuité des tarifications vues dans le chapitre 2. Elles aboutissent à un décret en janvier 2005 fixant le fonctionnement et le niveau du tarif de cession. Le tarif de cession est un tarif réglementé fixé de la même manière que les tarifs aux clients finaux, par arrêté conjoint des ministres chargés de l'Économie et de l'Énergie (suite au travail de la DGEC) après avis de la Commission de régulation de l'énergie¹. À la différence de la période précédente et du tarif vert, les ELD ont aujourd'hui un tarif qui leur est spécifiquement destiné². La proposition de décret définie par la DGEC indique que le tarif de cession est applicable aux ELD pour tout ou partie de leur approvisionnement en électricité, si elles ont conservé leur contrat d'approvisionnement en tarif réglementé. Les six ELD qui, de 2003 à 2005, ont acheté leur électricité sur le marché, peuvent bénéficier du tarif de cession, mais uniquement pour approvisionner leurs clients en tarifs réglementés. En 2005, le niveau moyen de ce tarif est de 29,8 €/MWh.

La CRE a émis des observations dans le cadre des négociations de ce décret par un avis du 8 janvier 2004³. Le régulateur conteste notamment les conditions d'application des tarifs de cession. Le fait que les ELD puissent s'approvisionner au tarif de cession pour l'ensemble de leurs clients est dénoncé par la CRE, qui considère qu'il s'agit d'un avantage pouvant être assimilé à une subvention publique. La CRE s'oppose aussi à la possibilité pour les ELD ayant fait jouer leur éligibilité en 2003 de revenir au tarif de cession. Comparant le niveau de ce tarif proposé par la DGEC au prix moyen de fourniture d'électricité d'une ELD sur le marché, qui est de 35,5 €/MWh⁴, elle estime que son niveau est trop bas et que la marge doit être réduite⁵ pour que les ELD ne puissent pas proposer des « *prix prédateurs* » aux clients professionnels. Aucune de ces observations n'est retenue dans le décret⁶. Nous pouvons y voir le fait que les ELD disposent de relais politiques relativement importants, mais aussi que ni les pouvoirs publics ni EDF n'ont intérêt à leur disparition. En effet, dans un contexte de développement de la concurrence, la disparition des seuls concurrents d'EDF ancrés dans le territoire depuis de nombreuses années serait un très mauvais signal.

La création du tarif de cession et l'étendue de son applicabilité ont permis aux ELD qui s'approvisionnaient alors sur le marché et se trouvaient dans une situation économique

¹ Décret n° 2005-63 du 27 janvier 2005 relatif aux tarifs de cession de l'électricité aux distributeurs non nationalisés.

² Il faut cependant, comme pour tous les tarifs réglementés, prendre en compte la part fixe (en €/an) en fonction notamment de la souscription de puissance (qui est choisi par l'ELD dans le cadre des contrats avec EDF) et la part variable (en €/kWh) selon la consommation dont le coût est différent selon par exemple les heures pleines/creuses et été/hiver.

³ CRE, *Avis de la Commission de régulation de l'énergie sur le projet de décret relatif aux tarifs de cession aux distributeurs non nationalisés*, 8 janvier 2004, 6 p.

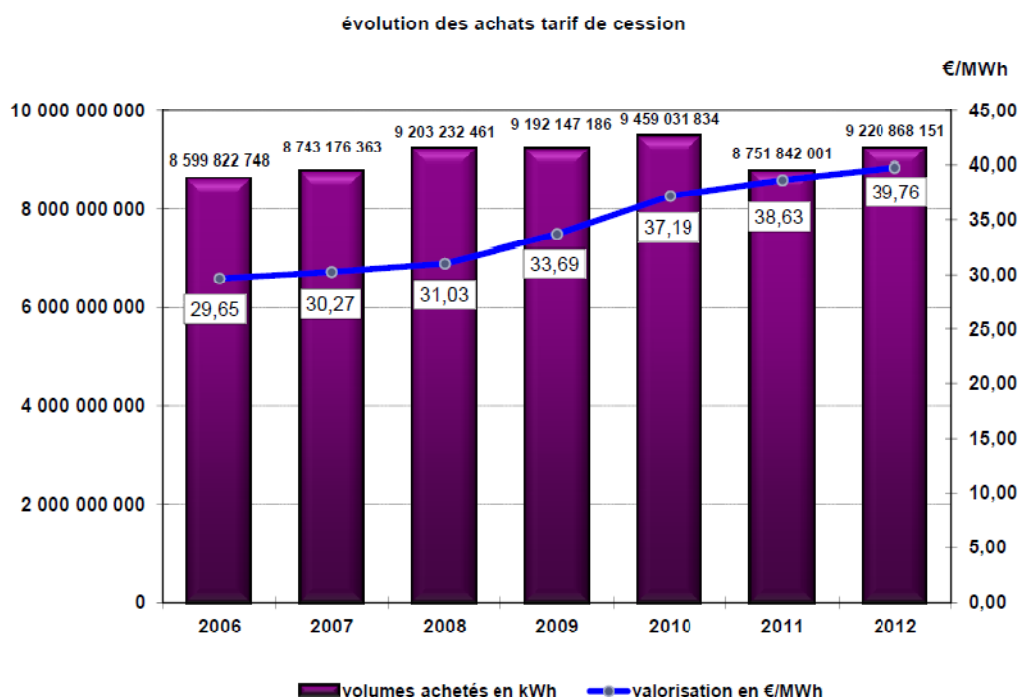
⁴ CRE, *Rapport d'activité*, juin 2005, p. 110-111.

⁵ Au lieu d'une marge comprise entre 2,9 et 3,7 €/MWh, la CRE préconise de définir une marge entre 1,3 et 1,4 €/MWh.

⁶ CRE, *Rapport d'activité*, juin 2005, p. 111.

difficile de revenir à un tarif d'achat réglementé¹. Les six ELD concernées ont fait marche arrière et signé des contrats au tarif de cession avec EDF pour l'approvisionnement de leurs tarifs réglementés. Si toutes les ELD achètent à présent leur électricité à EDF au tarif de cession pour leurs clients au tarif réglementé, en revanche, depuis une ordonnance du 9 mai 2011, elles ne peuvent plus en bénéficier pour la fourniture en offre de marché², pour laquelle elles doivent produire leur électricité ou l'acheter sur le marché. Le niveau du tarif de cession aux ELD est resté inchangé de 2005 à 2008, malgré les demandes de la CRE et alors que les tarifs réglementés de vente ont augmenté à deux reprises. En août 2008, la CRE a donné un avis favorable à la hausse du tarif de 8 % proposée par le gouvernement, tout en l'estimant encore trop faible³. Dans cette lignée, elle accepte les hausses de 5,6 % en 2009, de 10 % en 2010, de 1,3 % en 2011 et de 2,3 % en 2012, tout en les jugeant insuffisantes⁴.

Figure 12: Évolution des achats des ELD au tarif de cession



Source : ANROC - Groupe tarification, « Évolutions tarifaires électricité Enjeux et perspectives », *Journées des ELD*, octobre 2013

¹ À condition d'avoir fait jouer son éligibilité pendant un an minimum d'exercice de l'éligibilité.

² Article L337-10 du Code de l'énergie, Ordonnance n° 2011-504 du 9 mai 2011 - art. (V).

³ CRE, Avis de la Commission de régulation de l'énergie du 11 août 2008 sur le projet d'arrêté relatif aux tarifs de cession de l'électricité aux distributeurs non nationalisés.

⁴ CRE, Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 10 août 2009 portant avis sur le projet d'arrêté relatif aux tarifs de cession de l'électricité aux distributeurs non nationalisés ; CRE, Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 11 août 2010 portant avis sur le projet d'arrêté relatif aux tarifs de cession de l'électricité aux distributeurs non nationalisés ; CRE, Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 26 juillet 2011 portant avis sur le projet d'arrêté relatif aux tarifs de cession de l'électricité aux distributeurs non nationalisés ; CRE, Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 19 juillet 2012 portant avis sur le projet d'arrêté relatif aux tarifs de cession de l'électricité aux distributeurs non nationalisés.

La CRE estime que la marge de l'activité de fourniture aux tarifs réglementés de vente des ELD reste significative et que le niveau du tarif de cession est inférieur au coût complet de production de l'énergie. Elle note cependant que ces tarifs se rapprochent progressivement du niveau qu'elle juge adéquat. Elle met en avant les ELD doivent être considérées comme des opérateurs comme les autres et qu'il ne doit pas y avoir de distorsion de concurrence ou d'avantages créateurs de rentes dans le service public de l'électricité. Ses positions sur le tarif de cession s'inscrivent dans le rejet des avantages attribués aux ELD à titre dérogatoire, qui font pourtant, nous l'avons vu, partie intégrante de leur logique de fonctionnement.

3.2.3 Les ELD justifient le tarif de cession par une étude

Fin 2015, du fait de la loi NOME, le mode de fixation du tarif de cession va évoluer. Ce tarif sera fixé par la CRE après avis conforme des ministres de l'Énergie et de l'Économie¹. Ce rôle accru du régulateur inquiète les ELD, du fait des prises de position du régulateur en faveur de l'augmentation du tarif de cession et de la réduction de leurs marges. Les ELD considèrent que le tarif de cession défini par la CRE leur sera moins favorable que celui actuellement défini par la DGEC. Les pouvoirs croissants du régulateur ébranlent les positions des ELD, car elle n'est pas perçue comme un allié naturel. La CRE considère les ELD comme des opérateurs comme les autres et refuse de les appréhender de manière spécifique au regard de leur histoire. Cette distance à l'égard des ELD s'inscrit dans une distance plus générale du régulateur vis-à-vis des collectivités locales (Calandri 2013).

« La CRE a l'impression que comme on gagne notre vie, soit on planque du pognon, soit on est un frein à l'ouverture des marchés. » (un directeur d'ELD, juin 2010)

C'est pourquoi les ELD changent progressivement de régime de justification pour appuyer le maintien d'un tarif spécifique et son adéquation avec les tarifs réglementés de vente aux clients finaux. Pour créer des liens avec la CRE, les ELD doivent épouser son langage, comme elles ont épousé auparavant le langage technico-économique de l'administration et d'EDF. Les ELD doivent donc travailler à « *apprivoiser* » le régulateur, à comprendre son registre de justification et à adapter leur argumentation en conséquence. Elles sont conscientes que le tarif de cession leur a été très favorable jusqu'en 2008. Cependant, depuis 2010, il augmente plus rapidement que les tarifs réglementés de vente aux clients finaux, ce qui implique une réduction de la marge nécessaire à l'activité de fourniture d'électricité. En outre, le calcul d'un niveau de marge moyen ne permet pas de prendre en compte l'hétérogénéité de leur portefeuille. Ce constat a conduit en 2011 à un travail d'analyse entre la CRE, la DGEC et les associations d'ELD pour aboutir à une vision partagée de l'état réel des marges économiques des ELD.

Les associations d'ELD mènent ainsi une enquête visant à apporter des données objectives sur le niveau de marges lié à l'écart entre tarif de cession et tarifs réglementés de

¹ Article 14 de la loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité.

vente aux clients finaux. Il s'agit de déconstruire l'idée selon laquelle les ELD disposeraient d'une marge excessive en montrant qu'il y a au contraire un « *pincement* » de cette marge, dont les impacts sont différenciés en fonction des portefeuilles de clients. Pour cela, elles cherchent à produire des données montrant la complexité de leur situation. Un questionnaire envoyé par les associations aux ELD a permis de rassembler des données des comptabilités générales et analytiques de quarante-deux ELD parmi les plus importantes. Cet échantillon représente un million de clients finaux et 9,6 TWh vendus en 2011, soit 80 % des volumes de vente des ELD. Les données mettent en évidence qu'entre 2005 et 2012 la marge brute de fourniture des ELD a augmenté en moyenne de 0,75 €/MWh. Cette moyenne cache cependant des différences importantes entre les tarifs, avec l'augmentation de 1,9 €/MWh pour les tarifs jaunes et verts et la baisse de 1,1 €/MWh pour le tarif bleu¹. Or de nombreuses petites ELD n'ont que des tarifs bleus (résidentiels) dans leur portefeuille de clients, ce qui accroît leurs difficultés. À ceci s'ajoute le fait que les tarifs verts et jaunes (non résidentiels) disparaîtront fin 2015 (cf section suivante).

Cette enquête a été présentée en mai 2012 à la DGEC et à la CRE. Les ELD demandent une corrélation entre l'évolution du tarif de cession et les tarifs réglementés de vente, parce que ce sont d'abord les tarifs réglementés qui sont décidés politiquement. Elles ne revendiquent pas une augmentation des marges mais leur maintien et craignent avant tout une solution consistant à établir des tarifs de cession propres à chaque ELD, ou à chaque ensemble d'ELD. Une telle conception pourrait aboutir à des tarifs beaucoup plus élevés pour certaines ELD, en fonction de leurs profils de courbe de charge. Les associations agissent en faveur d'une logique collective et d'un positionnement commun.

Il s'agit donc pour les ELD de participer aux négociations et d'aller contre les représentations du tarif de cession comme un « *trésor de guerre* », un privilège qui leur serait accordé. Cette étude illustre une nouvelle manière pour les ELD de se positionner auprès des instances de négociations. La CRE étant mue par la recherche d'une concurrence effective plus importante dans le service public de l'électricité, les modes de justification des ELD doivent donc être basés sur leur capacité à se maintenir dans le secteur concurrentiel sans protection excessive.

3.3 Vers une augmentation de la concurrence sur la fourniture

Du fait de la loi NOME, trois évolutions doivent conduire à une augmentation de la concurrence effective sur la fourniture pour les ELD : la limitation du champ d'application des tarifs réglementés de vente, la possibilité pour les fournisseurs alternatifs d'acheter de l'électricité nucléaire à un tarif réglementé et le développement de groupements d'achats.

¹ ANROC - Groupe tarification, « Évolutions tarifaires électricité Enjeux et perspectives », *Journées des ELD*, octobre 2013.

La loi NOME réorganise profondément l'organisation de la fourniture en prévoyant la suppression des tarifs réglementés de vente verts et jaunes fin 2015¹. Les clients les plus importants et les professionnels auront ainsi l'obligation de s'approvisionner par des offres de marché. Les tarifs bleus, à destination des clients résidentiels, représentant 86 % des sites pour 39 % des consommations², sont maintenus dans un premier temps, du fait de leur caractère hautement politique³. Cette limitation des tarifs réglementés aux clients domestiques et aux petits professionnels vise à mettre un terme au contentieux ouvert en 2006 par la Commission européenne en accroissant la concurrence dans le secteur électrique. La fin des tarifs verts et jaunes entraîne un risque pour les ELD. En effet, ces dernières ne peuvent pas approvisionner leurs clients en offre de marché par le tarif de cession⁴ et, avec la fin des tarifs réglementés de vente, elles perdent leur avantage concurrentiel historique. La fin de ces tarifs verts et jaunes aura un impact très différent selon les portefeuilles de clients des ELD, principalement en fonction de l'implantation de clients industriels ou non dans leur territoire. Selon le groupe tarification de l'ANROC, ces contrats représentent pour les ELD plus de 20 000 sites et 5 TWh, entre 0 et 50 % de leur chiffre d'affaires pour la partie fourniture et un niveau de marge brute compris entre 0 et 30 %⁵. Cette fin des tarifs réglementés de vente verts et jaunes est aujourd'hui une source d'inquiétude forte dans la plupart des ELD mais toutes – notamment les plus petites – n'ont pas encore élaboré de stratégie pour s'y adapter.

Outre la question de l'offre de tarifs réglementés de vente, le constat des premières années d'ouverture est celui d'un avantage concurrentiel d'EDF sur la fourniture grâce à son parc de production nucléaire. La production d'EDF est essentiellement d'origine nucléaire, avec des coûts de production faibles, ce qui permet de fixer des tarifs réglementés bas dont les ELD profitent aussi. Ce faible niveau des tarifs réglementés de vente empêche l'émergence d'une offre de marché compétitive, les fournisseurs alternatifs ne pouvant pas s'approvisionner en électricité d'origine nucléaire ou développer des outils de production nucléaire. Le mécanisme de l'Accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) a été proposé par la Commission Champsaur pour ouvrir davantage le secteur à la concurrence tout en permettant aux clients français de bénéficier d'un prix de l'électricité basé sur le coût du nucléaire⁶. L'ARENH, reprise dans la loi NOME, consiste à imposer à EDF la vente d'une partie de son électricité d'origine nucléaire à des concurrents à un tarif régulé avec l'objectif de partager la rente nucléaire d'EDF (Percebois 2012). La CRE est responsable de la gestion de ce dispositif et décide de la quantité d'électricité dont les fournisseurs peuvent disposer, en

¹ Article 14 de la loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité

² CRE, *Observatoire des marchés de l'électricité, du gaz et du CO₂*, 2^e trimestre 2013, p. 5.

³ Nous traiterons dans la partie 2 de la manière dont les ELD se préparent à ce changement.

⁴ Comme nous l'avons vu, depuis une ordonnance du 9 mai 2011, elles ne peuvent s'approvisionner en tarif de cession que pour leurs tarifs réglementés de vente.

⁵ ANROC - Groupe tarification, « Évolutions tarifaires électricité Enjeux et perspectives », *Journées des ELD*, octobre 2013.

⁶ Champsaur Paul (président), *Rapport de la commission sur l'organisation du marché de l'électricité*, avril 2009, 35 p.

fonction de la consommation de leurs clients. EDF cède annuellement un volume maximum de 25 % de sa production nucléaire¹.

EDF s'est fortement opposée à ce mécanisme et s'est ensuite battue pour que le niveau de l'ARENH soit le plus élevé possible. Elle a globalement réussi. Le niveau tarifaire de l'ARENH a été fixé jusqu'en décembre 2013 par les ministres de l'Économie et de l'Énergie après avis de la CRE. La mise à jour de ce tarif à partir de décembre 2013, date à partir de laquelle il est proposé par la CRE et appliqué, sauf avis contraire des ministères concernés, a été repoussée jusqu'en octobre 2014². Le rapport Champsaur avait recommandé de fixer l'ARENH entre 35 et 37 €/MWh. Il a finalement été fixé à un niveau bien supérieur, c'est-à-dire à 42 €/MWh à partir du 1^{er} janvier 2012, ce qui limite la compétitivité des fournisseurs alternatifs. La position d'EDF a été défendue notamment dans un rapport du Sénat qui a indiqué que le prix de l'ARENH devait tenir compte de l'addition des coûts complets du parc nucléaire, de manière à ne pas désavantager l'opérateur historique³. Les ELD peuvent approvisionner leurs offres de marché par le biais de ce mécanisme. Mais de manière plus significative pour elles, la vente d'une partie de la production nucléaire va accroître la compétitivité des fournisseurs alternatifs et entraîner une augmentation des tarifs réglementés de vente en empêchant EDF d'exploiter cette partie de la production. Les ELD sont perdantes, même si le tarif de cession reste inférieur à l'ARENH, ce qui leur permet de conserver des tarifs d'achats plus avantageux que ceux des fournisseurs alternatifs.

Une troisième source d'accroissement de la concurrence sur la fourniture pour les ELD est le développement de groupement d'achats d'énergie par des acteurs publics ou privés. Il s'agit de clients qui se regroupent et initient une procédure d'appel d'offres commune pour trouver un fournisseur. Ces groupements permettent de disposer d'une sécurité juridique accrue, de mutualiser les compétences, de maîtriser l'achat d'énergie, de susciter l'intérêt des fournisseurs et d'être plus performants économiquement⁴. Ils s'observent surtout sur le gaz même s'ils se développent sur l'électricité et rassemblent de plus en plus fréquemment des clients situés dans les mêmes régions, voire à l'échelle du territoire national dans son ensemble. Entreprises par des gros consommateurs privés, ces initiatives prennent de l'ampleur pour les hôpitaux ainsi que pour certains syndicats d'énergie. L'effet de massification de ces groupements d'achat implique qu'être retenu ou non comme fournisseur d'énergie peut avoir un impact important en termes de volume d'énergie vendue. Or les groupements d'achats se constituent généralement sans prendre en compte la diversité des fournisseurs aux tarifs réglementés de vente et certains peuvent ainsi concerner à la fois des territoires sur lesquels EDF (ou GDF Suez pour le gaz) et des ELD sont les fournisseurs historiques. Ces appels d'offres mettent à mal l'habitude de faible agressivité d'EDF et de

¹ Article 1 de la loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité.

² *Les Echos*, « EDF : France : Le décret sur le prix du nucléaire sera retardé », 25 mars 2014.

³ Lenoir Jean-Claude, *Rapport fait au nom de la Commission des affaires économiques, sur le projet de loi (N° 2831) modifié par le Sénat, portant nouvelle organisation du marché de l'électricité*, Assemblée nationale, 3 novembre 2010.

⁴ SEA, *Les groupements d'achats vont-ils devenir la norme pour les énergies en réseau ?*, septembre 2014, 8 p.

GDF Suez dans les territoires des ELD. En effet, pour obtenir ces nouveaux clients (et souvent conserver les siens pour la partie relevant de leur territoire), le candidat doit répondre pour l'ensemble des clients et ainsi entrer frontalement en concurrence avec les opérateurs historiques, dont les ELD. Ces dernières se trouvent aussi dans une position complexe : elles n'ont pas toujours la taille pour répondre à des appels d'offres de cette ampleur et lorsqu'elles le peuvent elles se voient parfois obligées de se positionner contre d'autres ELD si des clients sont présents dans le territoire de ces dernières. Ces groupements entraînent donc une recomposition des rapports à la fourniture et des équilibres relativement établis entre fournisseurs historiques.

L'ouverture accrue à la concurrence semble pour l'instant principalement concerner la fourniture et préserver la distribution. La Commission européenne a souhaité intégrer les concessions de distribution d'électricité, qui constituent le cœur du modèle d'ERDF, mais aussi des ELD, dans l'ouverture à la concurrence des concessions de services en réseaux. Mais, après de longues négociations et du fait de la position de la France, la distribution de l'électricité a été exclue du champ de la directive. Depuis la loi NOME de décembre 2010, les rapports de force évoluent au sein du système de régulation du service public de l'électricité et les compétences accrues de la CRE vont de pair avec une concurrence plus importante dans la fourniture d'électricité. Nous pouvons alors nous interroger sur la dépolitisation qui semble induite par cette évolution.

La libéralisation et les nouvelles régulations de la CRE n'ont toutefois pas d'effets uniformes sur les ELD. Les plus importantes sont à la fois les plus touchées et les moins menacées : considérées comme des opérateurs ordinaires, elles doivent respecter les mêmes exigences de transparence et leurs gros clients sont intéressés par le passage au marché, mais leur activité de distribution est bénéficiaire et elles ont une taille suffisamment importante pour réagir. Pour leur part, les petites ELD passent sous le radar de la CRE, qui ne s'y intéresse pas particulièrement. À ceci s'ajoute qu'elles n'ont, pour certaines, pas de clients qui risquent de quitter le tarif réglementé et rendent nécessaire le développement d'offres commerciales. Elles restent dans une logique strictement dérogatoire et largement défensive. À la fédération des ELD du Sud-Est, nos interlocuteurs font le constat qu'il est difficile d'adapter l'ordre du jour aux préoccupations quotidiennes des plus petites ELD, qui ne se sentent pas directement concernées par les négociations du TURPE et du tarif de cession. Celles-ci ont des questionnements d'un autre ordre, sur les formulaires de raccordement du photovoltaïque ou sur les manières de s'adapter à de nouvelles exigences administratives. Cette différenciation ne doit cependant pas occulter le fait que la CRE a tendance à accroître l'étendue de ses contrôles à l'ensemble des ELD.

Conclusion

La refonte de la régulation du service public de l'électricité s'articule avec une volonté d'application uniforme des principes de la concurrence à l'ensemble des opérateurs. Cependant, à l'échelle nationale, les ELD ont été protégées de 2000 à 2010 par la continuité des équilibres de la période monopolistique entre État et EDF. Restant à la marge des instances de représentation, elles parviennent à obtenir des adaptations relatives par exemple aux tarifs d'accès aux réseaux et aux tarifs d'achat d'électricité à EDF. Elles restent de plus relativement préservées du fait de l'ouverture effective limitée.

Les équilibres économiques des ELD sont cependant menacés depuis 2010 par l'accroissement des pouvoirs de la CRE et l'accentuation de la concurrence dans la fourniture et elles doivent justifier de leur capacité à intervenir dans le secteur sans protections particulières ni régime dérogatoire. Les ELD sont donc de plus en plus contraintes dans leurs activités qui restent en monopole, la distribution et la fourniture aux tarifs réglementés d'électricité.

Au-delà de ce mouvement général de réduction de leurs marges de manœuvre au sein du fonctionnement du secteur énergétique, on note une tendance à la différenciation entre ELD. La nécessaire adaptation qui s'ensuit semble plus difficile à mettre en œuvre dans les ELD de petite taille que dans les grandes. Ces dernières, et principalement les grandes ELD urbaines, disposent en effet de davantage de ressources pour faire face à ces recompositions de leur modèle économique et développer de nouveaux leviers de croissance.

Conclusion de partie

La première partie de notre thèse nous a permis de voir que le service public de l'électricité a progressivement été organisé à l'échelle nationale, qui reste l'échelle de régulation principale malgré la libéralisation. Dans la logique du modèle français de politiques publiques décrite par Pierre Muller (Muller 1985; Muller 1990), la politique énergétique française est ainsi organisée de manière sectorielle, technicienne et verticale. Cette organisation va de pair avec une construction politique de l'énergie à cette même échelle nationale, qui marginalise de fait les communes, bien que celles-ci conservent des compétences sur l'énergie, notamment celle d'autorité concédante.

Cette régulation nationale pèse sur les opérateurs locaux que sont les ELD, qui ne maîtrisent que de manière limitée les déterminants de leur fonctionnement économique. Après avoir été dépendantes d'autres opérateurs pour l'achat d'électricité dans leurs premières années d'existence, nous avons vu qu'elles deviennent – à partir de la nationalisation – des structures dérogatoires dont le fonctionnement est construit par des négociations entre l'administration centrale et EDF. Les ELD s'accommodent de cette régulation de la période monopolistique et des règles du jeu du fonctionnement du secteur énergétique et se hissent de manière collective à l'échelle nationale pour négocier des marges de manœuvre. Elles font ainsi de cette échelle leur principal lieu de négociation pour construire une niche à caractère dérogatoire, structurée essentiellement autour de tarifs d'achats avantageux. Les ELD sont donc en quelque sorte protégées à l'ombre du monopole. Ce fonctionnement dérogatoire basé sur des adaptations spécifiques négociées avec l'appui de relais politiques importants est cependant remis en cause par la libéralisation. Les ELD voient leur niche sectorielle se tarir et doivent de plus en plus prouver leur capacité à se maintenir dans le marché sans le recours à des dérogations spécifiques.

Cette intégration de l'analyse des ELD dans le cadre multi-niveaux des politiques énergétiques nationales nous permet de voir que ces dernières sont avant tout dépendantes de dynamiques sectorielles d'ordre national, qui restent structurantes, et ce même, voire davantage, dans le cadre de la libéralisation. La compréhension de ce fonctionnement national nous permet ainsi de comprendre un levier essentiel de la montée en puissance de la dimension urbaine de l'énergie. En effet, la libéralisation conduit aussi à une différenciation entre ELD. Dans ce cadre, les grosses ELD urbaines sont largement exposées aux risques liés à l'ouverture des marchés mais aussi bien dotées pour y répondre. Ainsi, GEG et UEM se sont emparées des nouveaux outils à leur disposition pour construire de nouvelles stratégies d'entreprises prenant en compte les logiques technico-industrielles du secteur énergétique et les opportunités urbaines liées aux collectivités territoriales. C'est ce que nous explorerons plus en détail dans la seconde partie.

Deuxième partie

L'adaptabilité stratégique des ELD, vers une valorisation de leur ancrage territorial

La libéralisation du service public de l'électricité augmente fortement la contrainte sur les ELD. Le caractère sanctuarisé de leur territoire de concession est remis en cause pour leurs activités de production et de commercialisation en offre de marché : les ELD peuvent aujourd'hui être concurrencées dans leur territoire de concession, mais aussi en sortir. Après une première période au cours de laquelle une posture strictement défensive pouvait être tenue par les ELD, les nouveaux mécanismes établis dans le secteur amènent ces dernières à chercher des relais de croissance pour assurer leur pérennité. Dans l'ensemble diversifié des ELD, les structures urbaines de taille importante sont les mieux dotées en ressources économiques et stratégiques. Cette évolution nous amène à interroger l'adaptation des stratégies locales de deux d'entre elles – GEG et UEM – et leur positionnement respectif dans leur environnement politico-administratif territorial.

Un premier temps de cette partie conduira à analyser la manière dont GEG et UEM font évoluer leurs stratégies d'entreprises – entre recomposition des territorialités et diversification – pour s'adapter aux contraintes et opportunités liées à la libéralisation ainsi qu'à la montée en puissance de l'énergie-climat comme thématique d'action publique. Notons d'emblée qu'alors qu'aurait pu être envisagé un découplage très fort des ELD vis-à-vis de leur territoire, le confortement de leur ancrage territorial est au cœur des stratégies adoptées en réponse au nouveau cadre sectoriel (chapitre 4). Cette valorisation de l'ancrage territorial de GEG et UEM va de pair avec l'importance croissante des appels à projets dans leur stratégie. Les deux ELD se saisissent des effets d'aubaine liés à différents appels à projets d'échelle nationale ou européenne et inscrivent leurs propositions dans des interactions avec les communes et intercommunalités dans leur territoire de desserte historique (chapitre 5). Ces ressources pour un repositionnement territorial sont couplées plus largement à l'intérêt croissant pour l'énergie des régions, départements et intercommunalités (chapitre 6).

Chapitre 4

Une forte plasticité des stratégies d'entreprises de GEG et d'UEM en réponse aux recompositions de leur environnement

La libéralisation déstabilise fortement le modèle économique des ELD, notamment comme nous l'avons vu par l'ouverture de certaines de leurs activités à la concurrence, essentiellement la production et la commercialisation en offre de marché. Au-delà du modèle économique, c'est le positionnement des ELD dans leur territoire qui est perturbé. En effet, même si elles conservent le monopole sur la distribution, les ELD ne sont plus les seuls opérateurs énergétiques dans leur territoire et ne disposent plus de marché captif comme c'était le cas précédemment. Des fournisseurs ou des effaceurs peuvent proposer des contrats aux clients historiques des ELD, des producteurs peuvent installer des outils de production que les ELD doivent raccorder à leur réseau. Même si les différents marchés restent peu ouverts en France et dans les territoires des ELD, ces dernières doivent faire preuve d'une capacité d'adaptation importante. Or, on observe dans les grosses ELD urbaines, comme GEG et UEM, une forte plasticité de leurs stratégies d'entreprises. Elles réorientent en effet leurs stratégies vers de nouveaux marchés, par le développement de nouvelles activités ou l'extension territoriale hors du territoire de concession historique. Après avoir étudié les trois lignes directrices de positionnement des ELD, ce chapitre analysera l'évolution des stratégies d'entreprise de GEG et UEM depuis l'ouverture des marchés à la concurrence, et plus particulièrement l'évolution de leur rapport au territoire en fonction de leurs différentes activités.

1 Trois lignes directrices structurant le positionnement des ELD

L'ouverture des marchés impacte les ELD en fonction de leur taille, de leurs activités ou encore de leur rapport aux communes. Ceci implique une diversité de positionnements (Bouvier 2005; Poupeau 2007). François-Mathieu Poupeau met en avant trois principales stratégies d'adaptation des ELD concernant la commercialisation en offre de marché : une attitude défensive de conservation de leur indépendance ou un positionnement plus volontariste, soit par l'adossement à un grand opérateur, soit par l'association dans des consortiums nationaux d'ELD (Poupeau 2007). Nous allons utiliser cette typologie pour distinguer plus largement les lignes directrices de la stratégie d'ensemble des ELD, ce qui inclut l'évolution de leurs différentes activités et de leur statut. Ces trois lignes directrices – qui ne sont pas exclusives les unes des autres –

découlent généralement de propositions des directions d'ELD et relèvent en dernier lieu des élus locaux.

1.1 S'adosser à des groupes énergétiques pour s'adapter aux évolutions

La majorité des élus locaux et des dirigeants d'ELD considère que les opérateurs locaux n'ont pas la taille critique et ne peuvent pas fonctionner de manière totalement indépendante dans un secteur concurrentiel valorisant les opérateurs de grande envergure. Face à ce constat, une petite partie d'entre eux font le choix de « *l'adossement* ». Ce terme employé par les ELD renvoie à la conviction que se rapprocher de grands opérateurs permettra de bénéficier de leur puissance des ressources techniques, économiques et stratégiques. En pratique, l'adossement consiste en la prise de participation financière de ces opérateurs dans le capital de l'ELD dans son ensemble ou dans des filiales qui gèrent une partie de l'activité de l'ELD. Il implique donc une forme de satellisation – plus ou moins forte selon le niveau de prise de participation –, l'ELD entrant dans le giron de l'opérateur en question.

1.1.1 Des capitaux privés dans les ELD : l'adossement par la transformation en société d'économie mixte locale

Dans le cas de dix-neuf ELD, soit un peu plus d'une sur dix, les directeurs et élus ont choisi un adossement de l'ensemble de la structure à des groupes de grande envergure, en changeant son statut. Disposant jusqu'alors d'un statut de régie, c'est-à-dire entièrement constituée de capitaux publics, celles-ci deviennent des sociétés d'économie mixte locales (SEML). Bien que l'entrée des grands groupes dans le capital d'ELD ne concerne qu'un dixième d'entre elles, elle n'est pas anecdotique, car principalement concentrée sur les structures les plus stratégiques et dont les tailles sont les plus importantes¹.

Une SEML est une société anonyme régie par le Code général des collectivités territoriales, dont le capital doit être constitué en majorité par des actionnaires publics locaux, c'est-à-dire des collectivités ou des groupements publics. La part des actionnaires privés doit se situer entre 15 et 50 % - 1. Le choix de l'adossement d'ELD à de grands groupes par la création de SEML trouve son origine dans un mouvement d'ampleur européenne de « *privatisation des services urbains* » (Lorrain et Stoker (eds.) 1995). Depuis les années 1980, en France, dans un mouvement amplifié par la décentralisation et sous une forme relativement silencieuse, la gestion privée s'accroît dans les services publics dans lesquels elle est historiquement présente – eau, assainissement, déchets,

¹ Mis à part le cas des SICAE dont le statut est particulier, seules deux des vingt plus importantes ELD ont conservé leur statut de régie.

chauffage urbain et transports –. De nombreuses collectivités locales créent alors des SEML avec des opérateurs privés et leur délèguent la gestion du service public de l’eau ou des déchets, mais aussi des services tels que l’aménagement, la construction ou encore l’éclairage public, voire des services publics administratifs (Lorrain 1995, p. 105-106). Au cours de cet « âge d’or », les SEML bénéficient de l’engouement pour la gestion privée et sa supposée efficacité. Elles « *apparaissent ainsi comme outil idéal et consensuel d’une action publique où s’associent ‘harmonieusement’ la culture du public et celle du privé, pour la plus grande satisfaction des commanditaires et du public* » (Caillousse, Le Gales et Loncle Moriceau 1997, p. 63).

Les ELD n’échappent pas à ce mouvement général de création de SEML à partir des lois de décentralisation : la Lyonnaise et la Générale des Eaux, mais aussi GDF et EDF, sollicitent les maires, et dans une moindre mesure les dirigeants d’ELD, pour entrer au capital de ces dernières. Considérées jusque-là comme marginales et peu stratégiques dans le secteur énergétique, les ELD deviennent un point d’entrée dans l’activité de distribution d’électricité. Ces multiples sollicitations se concrétisent lorsqu’en 1986, le maire de Grenoble franchit le pas et fait entrer au capital de l’ELD, transformée en SEML, des actionnaires privés, dont le principal est la Lyonnaise des Eaux¹. Le maire présente cette transformation précoce, d’une part, comme un levier de financement des investissements nécessaires pour le changement de tension du réseau et, d’autre part, comme un moyen de valoriser économiquement cette structure possédée par la ville, voire de lui assurer une avance stratégique². Opposés à cette entrée d’acteurs privés dans la distribution d’électricité et de gaz, le préfet de l’Isère, des agents de GEG et le groupe des élus socialistes au conseil municipal déposent une requête en annulation de la décision auprès du tribunal administratif. Ils sont déboutés en février 1986 et, malgré le dépôt d’un second recours, le Conseil d’État valide définitivement la transformation en SEML en juin 1989³. Certaines ELD sont ensuite transformées par les communes dans la continuité de GEG, comme Énergies Développement Services du Briançonnais (Hautes-Alpes) en 1991 ou Énergies Services Lannemezan (Hautes-Pyrénées) en 1993. La Lyonnaise des Eaux a plus de réussite que la Générale des Eaux dans ses prises de participation. Ainsi, lorsqu’à la fin des années 1980, les communes de Houilles (Yvelines) et de Tourcoing (Nord) font état de leur volonté de supprimer leurs régies, la Générale des Eaux, qui les

¹ L’actionnariat initial de GEG comprend les acteurs suivants : la ville de Grenoble, UFINER (filiale de la Lyonnaise des eaux), EDF, Merlin-Gérin, l’entreprise Pascal, la Société grenobloise de radio-guidage et la Banque Nicollet Lafanechère et de l’Isère (Delestre Isabelle, *L’aventure de Gaz Électricité de Grenoble, Cent ans d’énergie 1903-2003*, Glénat, 2004, p. 110).

² Entretien avec un ancien cadre de GEG, juin 2010.

³ Le Conseil d’État estime que l’article 23 de la loi de nationalisation de 1946 n’a pas figé la forme juridique des régies et que celles-ci peuvent donc être transformées en SEML, statut nommé dans l’article. Cette question est cependant rouverte par l’Association démocratie écologie solidarité – basée à Grenoble – et plus particulièrement par Raymond Avrillier et Vincent Fristot (président de GEG depuis avril 2014) qui estiment que la privatisation de GEG de 1986 est illégale (ADES, « Les affaires de GEG des amis de 30 ans aux amis pour 60 ans », 9 mars 2014, www.ades-grenoble.org/wordpress/2014/03/09/les-affaires-de-geg-des-amis-de-30-ans-aux-amis-pour-60-ans/, consulté le 6 août 2014).

Les ELD qui ont été transformées en SEML par les collectivités territoriales deviennent progressivement liées en termes capitalistiques à des entreprises ou à des établissements, plus ou moins parties prenantes du secteur énergétique.

Réalisation: Pauline Gabriel
Données: sites internet des ELD

Leurs trois principaux actionnaires sont GDF Suez, EDF et la CDC. GDF Suez est entré au capital de huit ELD, dans des proportions importantes pour sept d'entre elles. Le groupe rassemble les participations de GDF, de la Lyonnaise des Eaux devenue par la suite Suez, et de la Compagnie nationale du Rhône pour les cas de SOREA (Savoie) et Énergies et services de Seyssel (Haute-Savoie). La Compagnie nationale du Rhône apparaît davantage que GDF Suez comme une entreprise à caractère « familial ». Malgré ces rattachements distincts au sein du groupe, GDF Suez développe une gestion commune de ses prises de participation par un responsable des comptes spécifiques dans la partie entreprises et collectivités de la branche énergie France. EDF est aussi fortement présente, via sa filiale EDEV, une filiale à 100 % d'EDF créée en 1990. Historiquement présente dans Électricité de Strasbourg (88,8 %), elle participe aussi au capital d'EDSB (Briançon dans les Hautes-Alpes) et de manière plus réduite de la SMEG (Monaco). Toujours

concernant les groupes énergétiques, on remarque aussi, mais dans une bien moindre importance, la participation de l'ancienne Générale des Eaux, aujourd'hui Véolia par sa filiale Dalkia¹ dans les ELD d'Huningue (Haut-Rhin) et de Lannemezan (Hautes-Pyrénées). Direct Énergie s'est impliqué dans les ELD par une participation croisée dans EBM, une ELD présente en France, en Suisse et en Allemagne, et en entrant au capital de Gascogne énergies services (Landes). Ces participations permettent aux opérateurs concernés, outre les bénéfices qu'ils en tirent, de participer au conseil d'administration de l'ELD et de se familiariser avec le fonctionnement des activités restées en monopole.

Toutefois, les prises de participation dans les ELD ne sont pas cantonnées aux opérateurs énergétiques. Le troisième actionnaire important est la Caisse des Dépôts et Consignations (CDC). Sa stratégie, récente, s'est initialement inscrite dans la continuité d'une proximité avec l'outil SEML (Caillousse, Le Gales et Loncle Moriceau 1997; Da Rold 2008), mais s'articule aujourd'hui avec un intérêt croissant pour l'énergie. La CDC est entrée au capital de Réseau GDS (Strasbourg dans le Bas-Rhin), d'UEM et de Gedia (Dreux en Eure-et-Loir). On note aussi que de nombreuses banques achètent des parts réduites du capital d'ELD (à l'exception de la Macif Matmut, qui possède 24 % de Regaz Bordeaux), ces dernières étant perçues comme des placements peu risqués, à forte dimension capitalistique.

Enfin, certaines ELD prennent des parts dans le capital d'autres ELD. Réseau GDS est actionnaire de Gaz de Barr (Bas-Rhin), Électricité de Strasbourg d'Hunelec (Haut-Rhin) et de Vialis (Haut-Rhin), dont 35 % du capital est détenu par trois ELD. Un dernier élément mérite d'être souligné : certaines communes ont choisi de transformer leur régie en SEML, tout en conservant 34 % du capital. Les communes se ménagent ainsi la possibilité de vendre une partie de ce capital ultérieurement. C'est par exemple le cas de Sorégies (Vienne), Caléo (Haut-Rhin) ou UEM.

1.1.2 L'adossement par la création de filiales communes

Outre cet adossement des ELD à différents groupes pour l'ensemble de leur structure par la création de SEML, à partir de 2004, certaines ELD se rapprochent des groupes énergétiques uniquement sur certains segments de leurs activités. Jusqu'à cette date, les ELD sont cantonnées à leur territoire de desserte historique et ne peuvent pas conquérir de nouveaux clients en offre de marché hors de celui-ci. Cette spécificité est remise en cause avec la loi du 9 août 2004², qui permet aux ELD de sortir de leur

¹ Filiale commune d'EDF et de Véolia spécialisée dans les services énergétiques, Dalkia a été partagée en 2014 entre les deux opérateurs, EDF récupérant ses activités en France (Dalkia, www.dalkia.fr/fr/medias/actualites/dalkia-closing-edf-veolia.htm, consulté le 6 août 2014). Depuis 2014, Dalkia est donc davantage rattachée à EDF, mais illustre la stratégie construite par Véolia.

² Loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières.

territoire de desserte pour les activités ouvertes à la concurrence (la production et la commercialisation) en créant des filiales spécifiques.

Certaines ELD choisissent alors de monter des filiales de commercialisation avec des opérateurs énergétiques tout en conservant leur activité de distribution en régie (Poupeau 2007, p. 156). Suez et sa filiale Electrabel sont les principaux partenaires de ces filiales communes. En 2006, les ELD de Seyssel, Thônes, des Houches (toutes trois situées en Haute-Savoie), celles du Vinay (Isère), ainsi que dix-sept autres ELD de la région Rhône-Alpes créent Enalp avec la Compagnie nationale du Rhône et Electrabel Groupe Suez. De leur côté, la coopérative d'électricité de Saint-Martin-de-Londres dans l'Hérault et les SICAE de Picardie constituent respectivement Lucia et Proxelia en 2007 avec Electrabel Groupe Suez. La création de filiales de commercialisation permet aux ELD de conserver une part importante de leur chiffre d'affaires (*Ibid.*), tandis qu'elle garantit à Electrabel un positionnement sur la fourniture sans risques importants et avec possibilité de désengagement. En effet, ces filiales assurent leurs prestations avec les ressources humaines des ELD¹.

Deux autres regroupements avec adossement ont pour objet le rachat de concessions hydroélectriques de taille importante. La Société Force Hydroélectrique des Alpes (FHéALP) a été créée fin 2010, avec la filiale de production de GEG (GEG ENeR) à hauteur de 38 %, une filiale de SOREA (Hydrea), Enalp et une filiale de production de la CNR (CN'AIR). Le partenariat Hydrocop concession a quant à lui été créé en 2011 entre huit ELD² et E.On³. L'opérateur énergétique allemand a réalisé qu'obtenir une concession hydraulique de la part des autorités concédantes est complexe pour les gros opérateurs – du fait d'un a priori négatif de la part des autorités concédantes – tandis que les ELD bénéficient d'une image de proximité.

1.1.3 Le développement de partenariats par le fournisseur EDF

Les participations de GDF, d'Electrabel et de la CNR sont aujourd'hui rassemblées dans GDF Suez et permettent au groupe de disposer de relations fortes avec certaines ELD, construites autour de prises de participation dans leur capital et de filiales communes. Face à cette influence de GDF Suez et d'autres opérateurs énergétiques sur les ELD, la direction commerciale d'EDF a évolué dans sa manière d'aborder ces opérateurs locaux, et les appréhende aujourd'hui comme un marché intéressant, pouvant déboucher sur des partenariats. C'est ce qu'illustre l'évolution des rattachements institutionnels de la gestion des ELD au sein de l'entreprise nationale. Ces dernières représentent une part non négligeable des ventes d'électricité d'EDF, avec 17,6 TWh

¹ Entretien avec un cadre de GDF Suez, janvier 2013.

² Soregies, Sicap, Ene'O, ESL, Sicae du Carmausin, Terralis power (composée de Sicae Ely, Sicae La Ferté-Alais, Sicae de l'Aisne).

³ Sur le positionnement stratégique du groupe E.On, voir (Defeuilley 2009, p. 108-109).

d'électricité vendus annuellement au tarif de cession, pour 672 millions d'euros¹. La gestion des ELD a historiquement été rattachée à la direction Grands comptes et à la direction Grands industriels et Distributeurs d'EDF². Les ELD étaient en effet considérées comme relevant des mêmes logiques que les industriels directement reliés au réseau de transport. Avec l'ouverture des marchés, toujours au sein des grands comptes, les ELD ont été intégrées au département Intermédiaires de marché. La direction d'EDF décide alors de réduire le coût de gestion de ces contrats considérés comme commercialement peu intéressants³, car les ELD étant éligibles au tarif de cession, les marges commerciales d'EDF sont plus faibles qu'avec les industriels. Les comptes des ELD – intégrant ristournes, tarification et péages – sont considérés comme complexes à gérer plus que comme commercialement stimulants.

L'intérêt potentiel des ELD pour le fournisseur est cependant affirmé à partir de fin 2008 avec l'arrivée d'un nouveau directeur des Collectivités territoriales à EDF. Celui-ci intègre les contrats des ELD dans sa direction, avec l'idée que l'influence politique de ces dernières est importante et qu'elles doivent être traitées avec les collectivités territoriales. En 2012, la cellule ELD au sein de la direction Collectivités territoriales est composée de onze personnes avec un partage des ELD par zone régionale. EDF assure un socle minimum à toutes les ELD autour de la fourniture d'électricité au tarif de cession, mais développe une approche différenciée des structures. L'opérateur a réalisé une étude pour déterminer les ELD stratégiquement intéressantes, auxquelles il propose trois types de partenariats :

- Des partenariats commerciaux : EDF propose des contrats de fourniture à long terme pour des offres de marché. Ces contrats, qui devraient prendre de l'ampleur à la fin des tarifs réglementés verts et jaunes, garantissent un prix d'achat relativement stable aux ELD qui doivent acheter de l'électricité sur le marché pour approvisionner les offres de marché qu'elles proposent à leurs clients.
- Des partenariats techniques et industriels : EDF s'intéresse aux ELD souhaitant développer des moyens de production renouvelable – comme des centrales biomasse, éolienne ou photovoltaïque – et leur propose des prestations ou la création de filiales communes. La cellule ELD est alors un « *apporteur d'affaires* » pour la partie production d'EDF.
- Des partenariats capitalistiques : avec pour objectif d'entrer au capital d'ELD. La direction générale d'EDF est aujourd'hui favorable à de telles prises de participation, mais cette stratégie est limitée aux ELD de taille importante⁴.

¹ Entretien avec un cadre de la cellule ELD à EDF, décembre 2011.

² FNCCR, *Lettre R des Régies d'électricité et de gaz*, n° 79, 14 avril 1999, « EDF : relations commerciales avec les régies ».

³ Entretien avec un ancien chargé de comptes ELD d'EDF, juillet 2012.

⁴ Ibid.

Ces partenariats – encore aujourd’hui peu développés – illustrent la volonté d’EDF d’appréhender les ELD comme des partenaires potentiels à ne pas laisser aux autres opérateurs énergétiques. Ces offres s’intègrent donc dans une volonté d’EDF de se saisir des opportunités que pourrait constituer une satellisation des ELD et illustrent l’intérêt croissant des grands groupes pour ces dernières.

1.2 Préserver l’indépendance de l’ELD

Alors que les années 1980 sont propices à la création de SEML et à la privatisation des services urbains, une majorité de communes et d’ELD refusent la diminution de la maîtrise publique¹ et l’entrée d’opérateurs privés dans la distribution d’électricité, considérées comme une féodalisation. Elles s’opposent à la vente d’une partie de leur capital et certaines proposent des offres de commercialisation ou des projets de production autonomes. Notons que ce choix d’une stratégie d’indépendance est minoritaire dans les ELD de taille importante, qui ont préféré l’adossement. Ainsi, en 2014, sur les vingt ELD les plus importantes, seules la régie du pays chartrain et celle de Thônes n’ont pas d’actionnaire privé dans leur capital et ont conservé leur statut de régie². Ce choix est par contre majoritaire dans les petites ELD, généralement soutenues en ce sens par leurs élus, mais aussi contraintes par le désintérêt des grands groupes à leur égard.

La ville de Metz a choisi une stratégie d’indépendance en 1988 et l’a tenue jusqu’en 2008. En 1988, l’intérêt de disposer d’une structure locale entièrement publique est remis en cause par le secrétaire général de la ville. UEM passe alors très près d’une transformation en SEML. La Générale des Eaux, la Lyonnaise des Eaux, EDF et GDF démarchent régulièrement le maire pour entrer au capital d’UEM³, ce qui conduit progressivement la ville à élaborer un projet de transformation en SEML. L’équipe dirigeante d’UEM s’oppose à ce projet et défend sa position auprès de la ville de deux manières. D’une part, l’assujettissement à l’impôt sur les sociétés réduirait les revenus envoyés par UEM à la ville. D’autre part, elle explique qu’un changement de statut remettrait en cause le fonctionnement de sous-concession qui permet la distribution d’électricité à 141 communes autres que Metz. En effet jusque-là, les concessions sont signées entre la ville de Metz et les communes, avant d’être sous-concédées par la ville à sa régie. Ces concessions sont légalement problématiques, mais l’article 23 de la loi de nationalisation permet aux ELD d’être maintenues « *dans leur situation actuelle*⁴ ». Le changement de statut est donc présenté par UEM comme un risque pour les concessions existantes. Ce projet de transformation entraîne une tension entre la ville et son ELD, qui

¹ La transformation en SEML remet notamment en cause la possibilité des communes de fixer de manière quasiment discrétionnaire le niveau des transferts financiers à leur égard.

² Mis à part les SICAIE dont le statut est particulier.

³ Entretien avec un ancien cadre dirigeant d’UEM, novembre 2011.

⁴ Article 23 de la loi n°46-628 du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l’électricité et du gaz.

conduit à la démission du directeur général d'UEM. Son successeur monte, à la demande du maire, un groupe de travail avec les services municipaux qui réalise une étude dont les conclusions montrent que la ville a davantage intérêt à conserver le statut de régie décret 17 d'UEM qu'à la transformer en SEML. Le maire accepte cette position et s'est tenu à la décision de conserver UEM en régie de 1988 à 2008, date à laquelle UEM a finalement été transformée en SEML.

Cette stratégie d'indépendance se retrouve concernant la commercialisation en offre de marché. Les ELD concernées continuent à se positionner seules en se concentrant sur leur territoire d'origine, avec l'acceptation qu'à minima elles puissent conserver leur activité de distribution d'électricité, qui reste en monopole (Poupeau, 2007, p. 155-156). Cette position est qualifiée de « *réserve d'indiens*¹ » par certains directeurs d'ELD. Dans le cas des ELD de taille importante comme UEM, il est possible de construire des offres de marché autonome, par des filiales de production et de commercialisation propres (que nous développerons dans la suite de ce chapitre). Dans le cas des ELD de taille plus réduite, ce refus de l'adossment va de pair avec l'abandon progressif de l'activité de commercialisation en offre de marché. En effet, n'ayant pas la taille critique et parfois un portefeuille de clients dont l'intérêt pour les offres de marché est limité, ces ELD se concentrent sur leurs activités de distribution et de fourniture aux tarifs réglementés de vente.

1.3 La mutualisation entre ELD pour peser davantage

Entre adossment et indépendance est aussi développée une troisième approche en termes de mutualisation, qui emprunte à ces deux registres de justification. Comme les ELD choisissant l'adossment du fait de la difficulté à se maintenir seules dans le secteur libéralisé, celles qui choisissent l'union le font pour assurer leur pérennité. Cependant, comme dans le cas de la défense de l'indépendance des structures, le maintien du caractère entièrement public est revendiqué.

Les expériences de mutualisation des structures concernent les petites régies² et amènent des mises en commun plus ou moins importantes. Énergies et Services est un premier exemple. Regroupant treize des vingt ELD de Moselle et une régie du Bas-Rhin, dont les territoires ne sont pas connexes, ce groupement d'intérêt économique est davantage un club d'entreprises qu'un regroupement juridique. Les ELD restent autonomes et conservent leur statut juridique et leur rattachement direct à leur commune, ainsi que leurs salariés, locaux et clients. La mutualisation concerne certains achats et

¹ Giraud Jean-Paul, « Libre tribune : L'énergie du local au service des territoires », *EuropEnergies*, novembre 2005, p. 8.

² À noter qu'une fusion entre deux grandes régies, la régie des Deux-Sèvres (aujourd'hui Séolis) et celle de la Vienne (Sorégies), initiée au début des années 2000, n'a pas abouti (Marchais-Roubelat et Roubelat 2007).

frais ainsi que des prêts de matériel et certains projets sont pensés en commun, tels que l'élaboration de sites internet ou le choix d'un système d'information. Second exemple, le groupement ELISE¹ (Énergie Locale en ISèrE), concerne quant à lui les dix régies iséroises autres que GEG. Ce groupement² rassemble des structures de tailles différentes, dont sept sont rurales et trois urbaines. Chaque régie dispose de son autonomie financière et morale et reste complètement publique, avec son président et son conseil d'administration. Un directeur unique assure la cohésion du groupement et rend des comptes aux dix conseils d'administration. Les trente-et-un salariés sont chacun rattachés à une régie, mais sont gérés de manière unifiée au niveau du groupement. Une mutualisation importante d'ELISE consiste à regrouper des points d'accueil pour les clients. Il n'y a ainsi plus un point d'accueil par commune concernée, mais trois, un par commune urbaine. La création d'ELISE a aussi permis d'unifier notamment les outils informatiques clientèle, le logiciel de paie, les achats de matériel et les travaux. Les services communs sont refacturés à chaque régie, sur la base de clés de répartition construites au prorata du nombre de clients.

Le principal frein à l'approfondissement de ces mutualisations concerne le lien aux communes. Dans les situations présentées ci-dessus, la solution d'une structure unique n'a pas été retenue. La mutualisation est présentée par les directions des régies comme un moyen de se maintenir dans un secteur de plus en plus difficile pour de petites structures. Cependant, dans ses formes les plus abouties comme la fusion, elle peut aller à l'encontre de l'intérêt historique qu'ont les communes à disposer d'une ELD : la maîtrise directe des élus sur les structures (qui peut être très forte dans le cas de petites régies) et les transferts financiers vers le budget communal.

Un autre enjeu sous-jacent concerne le rapport de ces regroupements aux grosses ELD. Mis à part certaines ELD géographiquement isolées, la plupart se situent à proximité d'une grosse ELD et sont historiquement dans le giron de cette dernière, pour des besoins de matériel ou de soutien sur la mise en place d'offres marketing. Les petites ELD s'inscrivent dans un rapport fait de dépendance et de défiance à la principale ELD de leur zone géographique et la mutualisation entre structures apparaît comme un moyen de limiter cette dépendance. Ces expériences peuvent tout à la fois apparaître comme une étape ou un frein à un mouvement de polarisation des ELD que prédisent certains analystes. Ainsi, dans une étude réalisée en 2008, le cabinet SIA a estimé que d'ici 2015, les ELD se consolideraient en six ou sept acteurs régionaux, autour des ELD les plus importantes – SICAE Oise, UEM, Électricité de Strasbourg, Gaz de Strasbourg, Sorégies, GEG, Gaz de Bordeaux – avant de basculer dans le giron d'énergéticiens nationaux ou

¹ Le nom de ce groupement a changé en 2014. Il s'agissait jusque-là d'Énergie Service de Belledonne (ESDB). Pour plus de lisibilité, nous emploierons son nom actuel tout au long de la période étudiée.

² Il existe d'autres groupements de ce type, par exemple en Ariège (rassemblement multi-départements avec différents niveaux d'intégration).

européens¹. Cette hypothèse n'est pas reprise dans la mise à jour de l'étude en 2013². En effet, nous n'observons pas aujourd'hui une telle polarisation. Les ELD les plus importantes conservent leur stratégie de solidarité traditionnelle à l'égard des plus petites, fonctionnant par prestations à bas coût. Mais ces relations souvent crispées sont peu rentables pour les grandes ELD. Ces dernières réduisent leur soutien au minimum et défendent plutôt le développement de structures mutualisées rassemblant les petites ELD, pour que celles-ci deviennent moins vulnérables aux évolutions du marché.

Outre la création de structures de mutualisation avec une ambition de mise en commun large, certaines ELD choisissent de développer des structures communes de commercialisation et de production. Concernant la commercialisation en offre de marché, en 2005 GEG et Sorégies ont créé Alterna, une société commune qui associe trente ELD en 2014. Pour la production d'électricité, des groupements se développent avec pour ambition de se positionner sur le rachat de concessions hydrauliques. Hydrocop, qui rassemble huit ELD³, et Sudhydro, composé de sept ELD⁴, sont en concurrence sur le même marché des petites concessions hydrauliques. Si ELISE ou Énergies et Services correspondent à des rassemblements de proximité territoriale, avec des régies situées sur un même secteur, ces groupements de production et de commercialisation rassemblent des ELD réparties sur l'ensemble du territoire.

Notons pour conclure cette section que les stratégies des ELD peuvent emprunter à ces trois registres. Par exemple, la Société des Régies de l'Arc (SOREA) a mutualisé en 2006 sept régies de la vallée de la Maurienne (Savoie), dans le cadre d'un projet d'adossement. SOREA a été créée avec 66 % de participations publiques, essentiellement de la part des communes ayant substitué leur régie à cette SEML commune, et 34 % d'actionnaires privés, dont principalement la Compagnie nationale du Rhône. De son côté, GEG a historiquement représenté le choix de l'adossement, avec sa transformation dès 1986, mais est aussi à l'origine du projet de mutualisation Alterna et s'est finalement recentrée sur un choix de commercialisation autonome. Dans la suite de ce chapitre, nous allons analyser la manière dont GEG et UEM ont construit leur stratégie territoriale et d'innovation en empruntant à ces différents registres.

¹ *Les Echos*, « Grandes manœuvres en vue entre les régies électriques et gazières françaises », 7 juillet 2008, p. 18.

² SIA Partners, *Les Entreprises Locales de Distribution, outil de la transition énergétique au cœur des territoires*, janvier 2013, 107 p.

³ Caléo (Guebwiller), Ene'O (Carmaux), Enerest, ESL (Lannemezan), Gaz de Barr, Sicap (Pithiviers), Sorégies (département de la Vienne) et Vialis (Colmar).

⁴ Énergies Services Lavour, Régaz-Bordeaux (via sa filiale Mixéner), Régie de Saverdun, Séolis (via sa filiale Séolis Prod), SICAE SER Lassigny, la SICAE Oise et celle de la Somme et du Cambrasis.

2 GEG, d'une initiative expansive à un recentrage à l'échelle régionale

La libéralisation n'a pas conduit GEG à diversifier ses activités, mais plutôt à rechercher de nouveaux relais de croissance au sein de ses activités historiques. Concernant son rapport au territoire, on distingue deux périodes. Des premières années de la libéralisation à 2008, GEG s'est positionnée dans une stratégie d'expansion territoriale, incluant une mutualisation avec d'autres ELD. L'idée sous-jacente est que les ELD doivent proposer une voie spécifique ambitieuse au sein du secteur. Depuis 2008, l'ELD a recentré son action sur et à proximité de son territoire de desserte historique, recentrage qui coïncide avec le développement de projets de *smart grids*.

2.1 Une stratégie territoriale expansive dans une logique de concurrence frontale

Lors des premières années de la libéralisation, GEG cherche à développer ses activités de production, de commercialisation et, dans une moindre mesure, de distribution d'électricité et de gaz hors de son territoire historique.

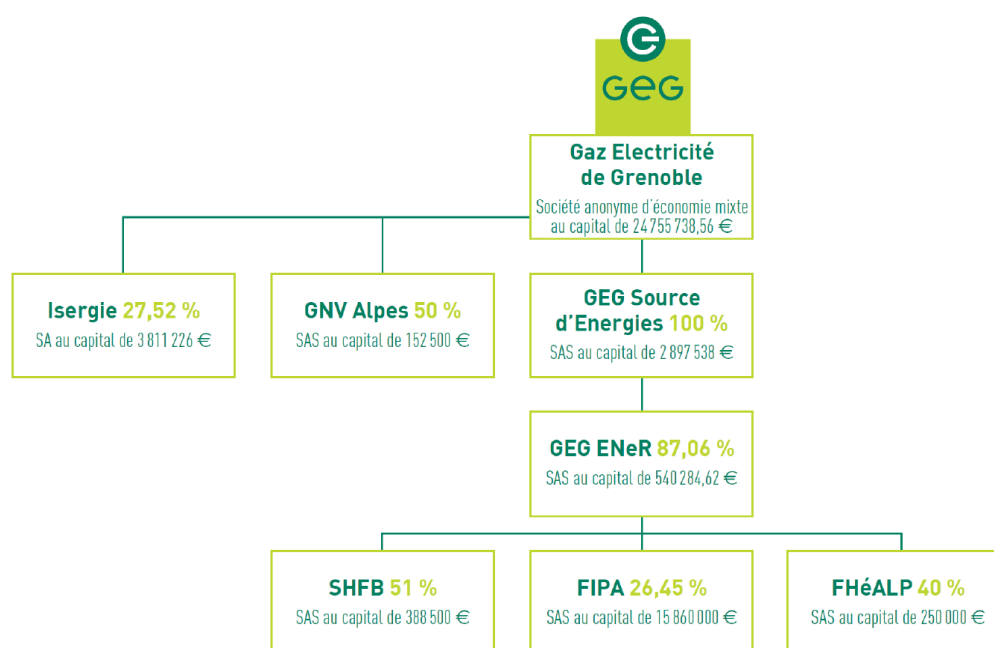
2.1.1 Une ambition principalement régionale sur la production d'énergie renouvelable

GEG choisit, à la fin des années 1990 et surtout au cours des années 2000, de produire de l'électricité d'origine renouvelable. Cette stratégie de production a principalement été portée par la direction de l'ELD et est conservée malgré quelques amendements. Elle a été développée dans GEG Source d'énergies¹ (GEG SE), filiale à 100 % de la maison-mère, avant une seconde filialisation avec la création de GEG Énergies Nouvelles et Renouvelables (GEG ENeR)². Ces filiales fonctionnent par prestation de service avec GEG. Le parc de production de l'ELD a principalement été constitué en achetant des installations et des sociétés disposant elles-mêmes d'outils de production.

¹ Créée en 1986, cette filiale était nommée GPH jusqu'en 2004.

² Il s'agit d'une filiale de GEG SE à 87 %, le second actionnaire étant la CDC depuis 2011 (GEG, *Rapport annuel*, 2012, p. 14; FUSACQ, « La CDC apporte 10 M€ à GEG ENeR », www.fusacq.com/buzz/la-cdc-apporte-10-m-a-geg-ener-a10650.html, consulté le 27 janvier 2014).

Figure 14 : Le groupe GEG



Source: GEG, *Rapport annuel* 2012, p. 16

Entre 2002 et 2005, GEG SE passe de cinq centrales hydroélectriques, dont la production annuelle moyenne est de 55 GWh, et d'une petite centrale thermique¹ à neuf centrales hydroélectriques, six en Isère et trois en Savoie². En 2007, la filiale augmente sa capacité de production en achetant la société Hydelec³, qui possède six centrales hydroélectriques (dont trois seront cédées en 2009) situées en Isère, en Savoie, dans le Doubs et l'Aube et une ferme de huit éoliennes à Rivesaltes (Pyrénées-Orientales)⁴. GEG ENeR exploite aussi des centrales photovoltaïques, dans le cadre des projets urbains grenoblois⁵. Ces installations photovoltaïques sur le territoire de concession de GEG ou à sa proximité directe sont couplées, en 2012, à l'achat de 50 % des parts de la société FIPA, qui dispose de onze centrales photovoltaïques dans le sud-est et le sud-ouest de la France pour une production totale de 11,7 GWh/an⁶. Pour ces projets hors de la région Rhône-Alpes, GEG acquiert des installations déjà en place en prenant des participations dans d'autres sociétés. GEG a aussi tenté de se diversifier vers la production de chaleur. Une chaufferie bois de 229 MWh a été mise en service en juin 2008 à Saint-Michel-les-

¹ Le chiffre d'affaires de cette activité est alors de 2,5 millions d'euros (GEG, *Rapport annuel*, 2002, p. 12).

² GEG, *Rapport annuel*, 2005, p. 16.

³ Cette société servira de base à la recomposition de l'organisation en termes de filiales de la production. Hydelec devient ainsi en 2010 GEG ENeR.

⁴ GEG, *Rapport annuel*, 2007, p. 14.

⁵ Six centrales photovoltaïques ont été construites à Grenoble, notamment la centrale les Reflets du Drac sur la ZAC Bouchayer-Viallet en 2009, la toiture du centre commercial de la Caserne de Bonne en 2010 ou l'immeuble les Reflets du Vercors de nouveau sur la ZAC Bouchayer-Viallet en 2012. Ces six projets permettent une production totale d'environ 500 MWh/an. S'y ajoute un projet dans le Trièves (à Saint-Michel-les-Portes, en lien avec un projet de chaufferie bois).

⁶ Site internet de GEG : groupe.geg.fr/101-photovoltaïque.htm, consulté le 31 juillet 2014.

Portes en Isère¹. Cette même année, GEG SE obtient la délégation de service public de production et de vente de chaleur de la commune de La Bauche (Isère) et construit une chaufferie bois de 46 MWh². Ces projets, bien que de proportions réduites, permettent à l'ELD de se positionner sur un nouveau champ des énergies renouvelables. Cependant, ils n'ont pas été rentables, en partie parce que trop éloignés de ses savoir-faire initiaux³. En 2009, GEG se désengage progressivement de la chaufferie bois de Saint-Michel-les-Portes, cette activité « *ne répondant pas aux attentes de développement du groupe*⁴ » et la commune de La Bauche reprend en régie la production et la vente de chaleur.

Outre cette production d'énergie renouvelable, GEG a investi dans la cogénération gaz. De l'électricité et de la chaleur sont produites conjointement à partir de gaz, ce qui permet un rendement important. Une centrale de cogénération gaz de grande taille a été développée à la fin des années 1990, en collaboration avec la Compagnie de chauffage, la seconde SEMI énergie de la ville de Grenoble. Une filiale commune, Isergie, dont GEG détient 27,52 % des parts, a été créée à cet effet. Cette centrale de cogénération a été jusqu'en 2012 le principal outil de production de GEG, avec une production annuelle moyenne de 105 GWh d'électricité et de 114 GWh de chaleur. Le contrat d'obligation d'achat de l'électricité produite par cette centrale, qui assurait son équilibre économique, s'est terminé fin 2012, ce qui a mis à mal la rentabilité de l'outil. En 2013, les actionnaires d'Isergie ont décidé de tenter de valoriser cet outil dans un fonctionnement de marché, c'est-à-dire de faire fonctionner la centrale uniquement lorsque les prix de marché rendaient la production rentable. Cette tentative d'optimisation économique sur le marché n'a pas été concluante et, début 2014, les actionnaires ont décidé de stopper totalement cette centrale et de la démanteler.

Ainsi, depuis 2014, la production d'électricité de GEG a baissé, passant de 210 à 105 GWh. S'y ajoutent depuis 2008 des cogénérations de taille réduite, quatorze aujourd'hui, toutes situées dans le territoire grenoblois notamment sur les ZAC de Bonne et de Bouchayer-Viallet, pour une production annuelle totale de 1,6 GWh. L'énergie produite par la cogénération n'est pas renouvelable, car la cogénération gaz requiert un approvisionnement en gaz. Cependant, son rendement est important, grâce à la production simultanée d'électricité et de chaleur. Pour les micro-cogénérations, GEG parle d'« *énergie propre* », en mettant en avant les économies d'énergie primaire du fait de l'efficacité énergétique, la diminution des émissions de CO₂ et la faiblesse des pertes techniques grâce au caractère décentralisé des installations. GEG produit donc essentiellement de l'électricité d'origine renouvelable, mais aussi de l'électricité et de la chaleur à partir de gaz.

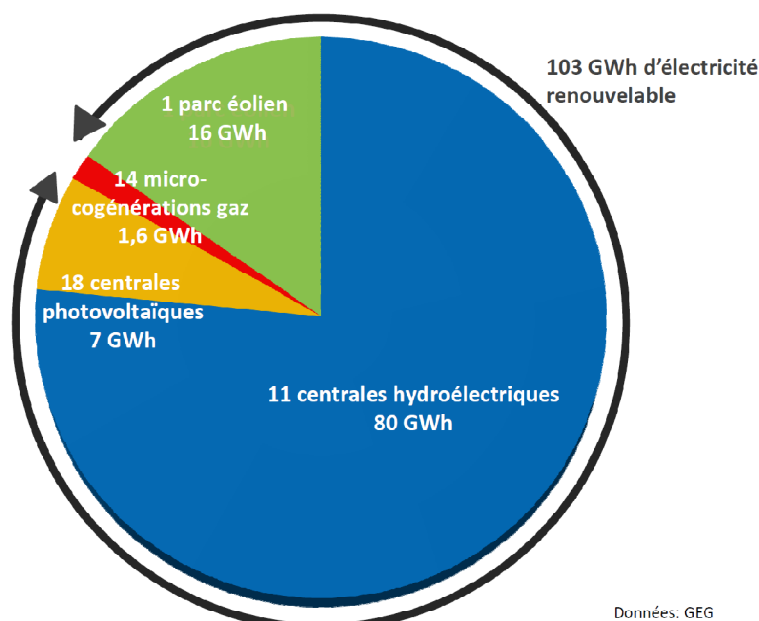
¹ GEG, *Rapport annuel*, 2007, p. 14.

² GEG, *Rapport annuel*, 2008, p. 14.

³ Entretien avec un ancien cadre dirigeant de GEG, janvier 2013.

⁴ GEG, *Rapport annuel*, 2009, p. 15.

Figure 15: Le mix électrique de la production de GEG en 2013



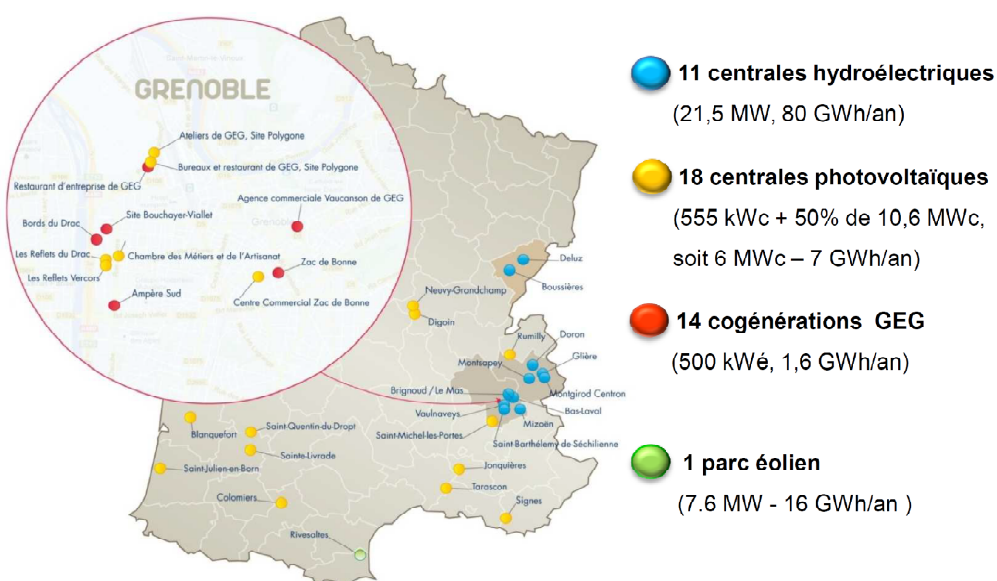
104,6 GWh de production d'électricité par le groupe GEG en 2013

Cette question du caractère renouvelable de l'électricité produite est couplée à celle de la localisation des installations de production.

« GEG ne produit pas que local, il produit local, mais pas que local. Il produit vert, il produit local, mais pas que local. » (un cadre de la direction Production de GEG, avril 2010)

Carte 4: Localisation des installations de production de GEG en 2013

GEG ENER Producteur en Energies Renouvelables

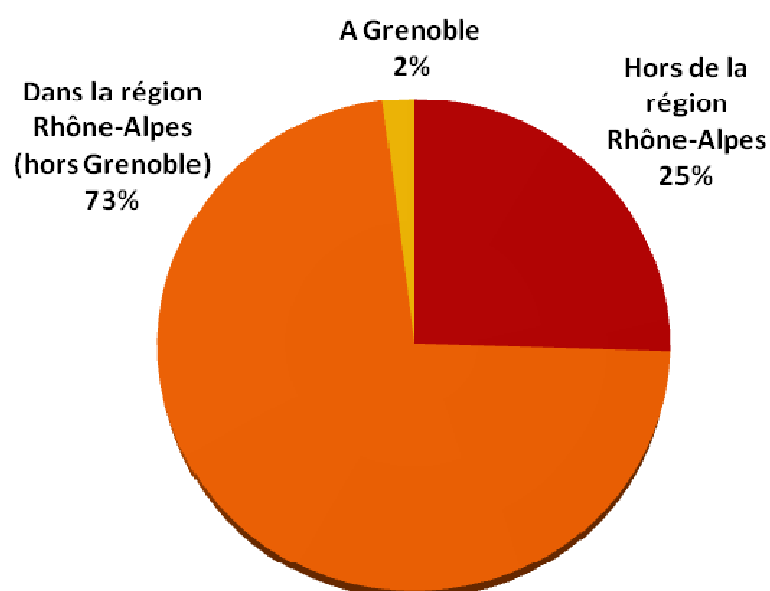


Total Production moyenne : 105 GWh /an

Source: GEG

On distingue trois types de projets de production : les projets dans le territoire de concession, ceux en Rhône-Alpes et hors de la région. Le territoire de GEG est urbain et fortement contraint par les montagnes alentour. Or, un territoire urbain dense limite l'installation de sources de production, car la production d'électricité est avide d'espace et la production d'électricité renouvelable est fortement conditionnée par les caractéristiques physiques du territoire. L'installation de centrales de production photovoltaïque nécessite un ensoleillement important pour assurer leur rentabilité. Pour des éoliennes, le territoire doit être venté, mais aussi peu dense, du fait de la surface nécessaire et de l'enjeu de l'acceptabilité sociale. Le choix de GEG sur la production d'électricité amène ainsi l'ELD à s'interroger sur les lieux possibles d'installation de ses centrales de production d'électricité. La sortie du territoire de desserte historique ne semble pas être l'objectif principal de GEG, mais davantage la conséquence d'une adaptation à ses contraintes territoriales et aux opportunités existantes.

Figure 16: Répartition spatiale de la production d'électricité de GEG en 2013



Réalisation : Pauline Gabillet

Données consolidées à partir de documents de GEG
(certaines ont été obtenues par recoupement et sont approximatives)

Gordon Walker et Noel Cass montrent que les installations de production d'énergie renouvelable peuvent être de tailles très différentes, bien que les technologies soient similaires, comme on peut le voir dans le tableau suivant :

Tableau 6: Diversité des tailles d'installations de production d'énergie renouvelable**Examples of renewable energy technology hardware at different sizes**

Type	Macro	Meso	Micro	Pico	Energy form
Wind	Wind farm	Stand alone wind turbine(s)	Roof-mounted turbine	Canal barge, mounted turbine	Electricity
Biomass	Biomass-fuelled turbine	Biomass-fuelled district heating system	Wood-fuelled boiler	Wood burners and stoves	Heat and/or electricity
Solar PV	Solar power station	PV building cladding	Roof PV panels	Calculator, garden lights	Electricity
Solar heat	Solar furnace	Passive solar building design	Roof panels or swimming pool	Solar ovens	Heat
Hydro-electric power	Reservoir based	Small hydro	Micro hydro	Hydro in streams	Electricity
Ground source heat pump	–	Office block or industrial unit heating	Household heating system	–	Heat

Source : (Walker et Cass 2007, p. 460)

Les infrastructures de production de GEG ont une capacité de production relativement limitée et correspondent aux tailles meso voire micro, bien qu'étant plus largement intégrées au système centralisé.

En termes de localisation, 75 % de la production de GEG se situaient dans la région Rhône-Alpes en 2013, dont 2 % dans le territoire grenoblois¹. Les projets dans les Alpes (Isère et Savoie) – essentiellement les centrales hydroélectriques qui permettent d'avoir accès à une électricité de base – correspondent à une volonté de GEG de se positionner comme acteur régional. Ils sont distincts des projets hors de la région – essentiellement les centrales photovoltaïques et les éoliennes – qui visent plus strictement un investissement financier et de communication dans les énergies renouvelables.

Cette ambition principalement régionale des installations de production de GEG n'est cependant pas soutenue par la ville de Grenoble, qui favorise les projets d'installation de production d'énergie renouvelable dans son propre territoire. Cette réticence communale aux projets extérieurs au territoire est notamment due à l'impossibilité de comptabiliser les projets qui se situent hors du territoire grenoblois et hors de la région Rhône-Alpes respectivement dans le Plan climat énergie territorial de la ville de Grenoble et dans le Schéma régional climat air énergie.

¹ Notons que la part de la production d'énergie sur le territoire grenoblois est beaucoup plus faible que les années précédentes, du fait de l'arrêt de la production d'Isergie.

2.1.2 La commercialisation en offre de marché, une ambition nationale avec Alterna à partir de 2005

La commercialisation en offre de marché étant ouverte à la concurrence, GEG cherche dès que cela est possible à se positionner sur le marché national. Le PDG de GEG, à ce poste entre 1995 et 2008, a défini en novembre 2005 trois voies possibles pour l'ensemble des ELD dans ce nouveau contexte :

« 1. La réserve d'Indiens : leur disparition progressive comme fournisseurs et leur transformation en seuls gestionnaires de réseaux de distribution

2. Le renard libre dans le poulailler libre : l'adossement ou la reprise par de grands groupes industriels qui cherchent une porte d'entrée sur un marché à enjeux

3. L'union fait la force : le regroupement, le rassemblement des entreprises locales...

C'est cette troisième voie qu'elles doivent emprunter à mon sens.¹ »

Il estime que face à l'ouverture de la commercialisation à la concurrence, les ELD ne doivent pas rester cantonnées à leurs territoires historiques respectifs, mais s'engager dans la concurrence sur le territoire national pour compenser les pertes de clients qu'elles auront à subir dans leur propre territoire. En développant une fourniture en offre de marché, elles peuvent représenter une alternative aux grands groupes à l'échelle nationale, un « tiers secteur² ». Ce positionnement implique la mutualisation des ELD pour atteindre une taille critique.

« S'il y a une accélération de la concurrence sur la fourniture, les entreprises locales ne peuvent représenter quelque chose que si elles sont regroupées. » (un ancien cadre dirigeant de GEG, septembre 2010)

En 2005, dès que la législation permet aux ELD de sortir de leur territoire pour la commercialisation et la production, le PDG de GEG crée Alterna avec le directeur général de Sorégies, l'ELD desservant une grande partie du département de la Vienne. Cette société par actions simplifiée – dont GEG et Sorégies sont les principaux actionnaires à 44 % chacun (GEG par sa filiale de production GEG SE) – a pour objet de commercialiser de l'électricité et du gaz en offre de marché. À GEG, ce choix d'Alterna s'inscrit dans la continuité d'une volonté depuis 1995 de réduire l'influence de la Lyonnaise des Eaux, le principal actionnaire privé.

¹ Giraud Jean-Paul, « Libre tribune : L'énergie du local au service des territoires », *EuropEnergies*, novembre 2005, p. 8.

² Ibid.

Onze autres ELD choisissent de participer à Alterna et en sont actionnaires, mais dans une bien moindre importance¹. Ce regroupement leur permet de proposer une offre de marché, elles-mêmes n'ayant pas les ressources humaines et le volume d'achat d'électricité nécessaires, tout en évitant l'adossement à un opérateur. La participation de plusieurs ELD n'implique pas pour autant une forte collégialité. Alterna est ainsi principalement dirigée par GEG et Sorégies et permet au PDG de GEG de porter sa vision de la place que peuvent avoir les ELD dans le secteur.

« Gaz et Électricité de Grenoble et Sorégies ont créé Alterna, une société commune de commercialisation pour accompagner les clients multi-sites et en conquérir d'autres partout en France. Elle va bientôt regrouper une vingtaine d'entreprises locales d'énergies et est ouverte à toutes les ELD qui partagent cette vision d'un avenir commun. Ensemble, nous fournissons déjà de l'énergie à plusieurs milliers de nouveaux clients dans plus de 20 régions et 65 départements métropolitains. Face aux grands opérateurs, nous sommes persuadés qu'il peut exister une véritable alternative locale et qu'il y a une place pour un tiers secteur, organisé sur une base mutualiste par les entreprises locales d'énergies. »²

Le fonctionnement d'Alterna peut être vu comme allant à l'encontre de l'organisation territoriale des ELD à l'échelle de leur concession. L'ambition de la société est de proposer des offres de marché sur l'ensemble du territoire national et d'obtenir 5 à 10 % du marché français de l'énergie (Poupeau 2007, p. 156). Alterna axe donc sa stratégie et sa communication autour d'une sortie du territoire de desserte historique en fourniture pour se positionner à l'échelle nationale. Cette stratégie amène des critiques de la part d'ELD non membres qui considèrent que leur atout principal est leur capacité à proposer un service de proximité. Le choix d'Alterna comme société de commercialisation commune réduit la relation des ELD à leurs clients en introduisant un intermédiaire. En effet, lorsqu'un client s'abonne à Alterna, il n'est plus client de l'ELD, mais directement du groupement. L'ELD est un apporteur d'affaires et se rémunère sur la marge commerciale du client qu'elle a amené³. Elle conserve un retour financier important quand elle apporte un client, mais n'est pas directement chargée de ce dernier. Ce choix d'une offre commerciale collective, avec un marché considéré comme national, constitue donc une proposition de concurrence frontale au sein du secteur qui remet en cause le cantonnement de GEG à son territoire historique.

¹ Au 31 décembre 2006, dix-neuf ELD sont entrées au capital d'Alterna avec des participations entre 0,2 et 3 %. GEG SE et Sorégies détiennent alors chacun 40,14 % du capital de la société (GEG, *Rapport annuel*, 2006, p. 15). Du fait de l'augmentation du nombre d'ELD actionnaires d'Alterna, en 2007 GEG dispose d'un capital moins important, de 37,3 % (GEG, *Rapport annuel*, 2007, p. 15).

² Giraud Jean-Paul, « Libre tribune : L'énergie du local au service des territoires », *EuropEnergies*, novembre 2005, p. 8.

³ Entretien avec Sylvain Gomont, directeur général d'Alterna et directeur commercial de Sorégies, *Fournisseurs Électricité*, « Entretien avec le fournisseur Alterna », 26 juin 2013, www.fournisseurs-electricite.com/actualites-de-lenergie/29749-entretien-avec-le-fournisseur-alterna, consulté le 16 janvier 2014.

La stratégie globale de GEG sur la commercialisation ne se réduit cependant pas à cette première option. L'ELD a en effet conservé, outre Alterna, une autre filiale de commercialisation. GEG SE propose aussi des offres de marché, mais dans un territoire plus limité.

« L'objectif est simple : GEG doit rester n° 1 à Grenoble, doit devenir n° 1 dans l'agglomération grenobloise, et GEG doit être n° 2 dans l'Isère, et puis on fonctionne par cercles comme ça, et puis après ailleurs on ne prend que ce qui nous arrange. Pour GEG c'est pareil de vendre à Lyon ou à Thionville en terme de technique. Mais à Thionville on va le faire que si on y gagne beaucoup d'argent, parce que c'est pas du tout stratégique pour nous. Mais en priorité il faut qu'on reste sur l'Isère, sinon on est condamné à disparaître. » (un ancien cadre dirigeant de GEG, septembre 2010)

À côté de la volonté de se positionner à l'échelle nationale avec Alterna, la direction de GEG peut affirmer une stratégie locale, avec une approche du territoire par cercles concentriques.

2.1.3 Une extension à proximité du territoire de concession pour la distribution

Dans la continuité de son engagement dans la production d'énergie renouvelable, GEG s'investit dans la distribution, avec les Alpes comme échelle d'action. Si la distribution d'électricité et de gaz n'est pas ouverte à la concurrence, des exceptions existent et GEG les a utilisées. L'ELD a ainsi obtenu des concessions de distribution de gaz dans des communes non desservies de l'Isère et repris la régie de Montsapey, qui assurait la distribution d'électricité.

Encadré 9: Les concessions nouvelles de gaz

Contrairement aux réseaux d'électricité, il n'y a pas d'obligation de desserte et les réseaux de gaz ne maillent pas l'ensemble du territoire français. Aujourd'hui, 77 % de la population française ont accès au réseau de gaz. Cependant, seules 9 500 communes, principalement les communes urbaines, plus rentables, sont desservies, soit environ un quart des communes françaises¹. Au milieu des années 1990, un débat a eu lieu concernant la possibilité légale de créer des régies pour gérer de nouvelles concessions de gaz et ainsi étendre le réseau (Sablière (ed.) 1993, p. 221). Ce débat s'inscrit dans la continuité de la plainte que le Syndicat professionnel des entreprises gazières non nationalisées (cf chapitre 3) a déposée devant la Cour de justice européenne pour abus de position dominante de GDF². En 1996, les distributeurs historiques de gaz peuvent

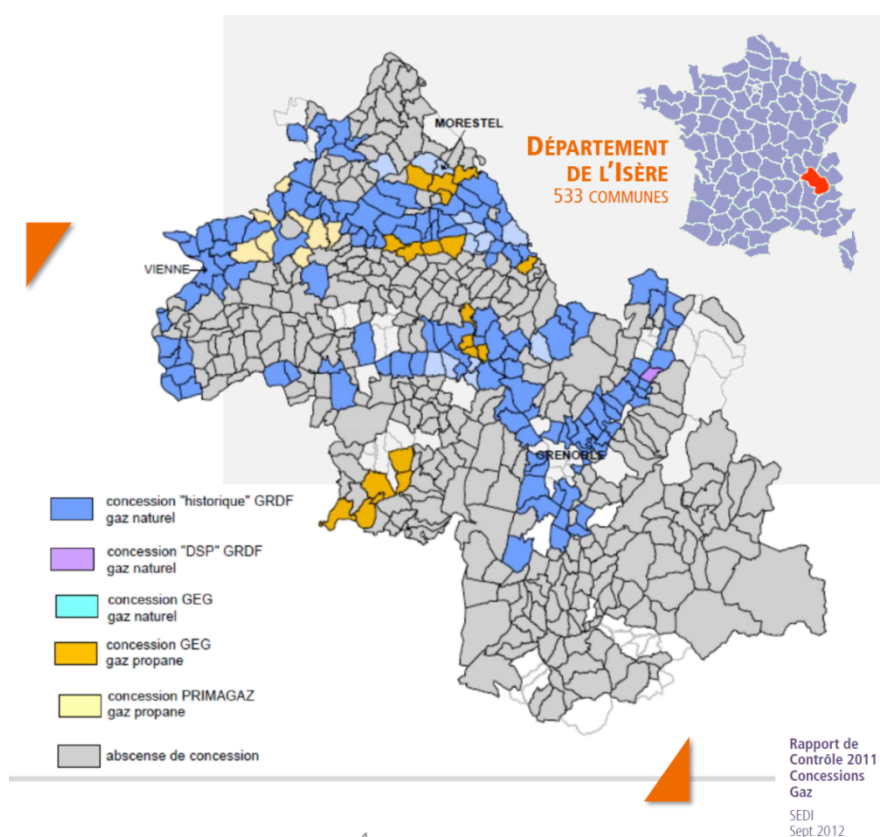
¹ Lamy Jean-Michel, Reizine Stanislas, Pertuiset Thomas, « 14 – Les infrastructures gazières », *Panorama énergies-climat*, ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie, Édition 2013, p. 2.

² Barbaras Vincent, Larchez Michèle, *Les communes et l'énergie : la nouvelle donne*, 1998, p. 68-77.

étendre leur activité dans le territoire des communes connexes¹. Aujourd'hui, les possibilités sont étendues. Les autorités concédantes ne disposant pas de réseau de gaz peuvent en développer un par délégation à un opérateur suite à une mise en concurrence, ou par la constitution d'une régie.

En Isère, trente-deux communes ont demandé la desserte en gaz de leur territoire et un appel d'offres a été lancé par le Syndicat des énergies du département de l'Isère. En 2007, GEG est devenue concessionnaire en gaz de ces trente-deux communes pour trente ans.

Carte 5: Les concessions de gaz en Isère



Les distances au territoire grenoblois peuvent être importantes puisque certaines communes sont à 65 km de Grenoble à vol d'oiseau. Certaines concessions concernent le gaz naturel et d'autres le gaz propane². GEG a investi 3,3 millions d'euros en 2011 et 2,7 millions en 2012 pour le développement des réseaux de gaz naturel sur ces concessions³. En 2012, 49 GWh de gaz naturel ont été acheminés dans ces concessions,

¹ Article 1997 de la loi n° 96-314 du 12 avril 1996 portant diverses dispositions d'ordre économique et financier.

² Dans le cas d'une concession de distribution de gaz naturel, le concessionnaire raccorde la commune au réseau national, tandis qu'une commune disposant d'une concession au gaz propane est alimentée en gaz propane par des citernes collectives installées sur la concession.

³ GEG, *Rapport annuel*, 2012, p. 8.

ce qui représente 5 % de l'acheminement total de gaz naturel par GEG¹. Cette stratégie basée sur l'extension territoriale atteste de la recherche de leviers de croissance. Si la rentabilité de ces installations est atteinte, les concessions nouvelles de gaz peuvent permettre d'ouvrir de nouveaux territoires à de futures offres de services. Ce choix de développer de nouvelles activités de distribution permet aussi d'envisager un travail commun avec le syndicat d'énergie de l'Isère et un positionnement comme acteur régional de l'énergie.

« Vous avez en plus le fait d'aller planter le drapeau de GEG dans des communes où vous n'étiez pas, mais qui pourtant sont très proches de Grenoble. Donc d'ouvrir des territoires de futures autres offres de services, de futurs autres projets, vous agrandissez potentiellement votre terrain de jeu. » (un ancien cadre dirigeant de GEG, janvier 2013)

Cette valorisation du facteur local des ELD par l'obtention de concessions nouvelles de gaz est peu développée au sein des opérateurs publics locaux². Dans le cas de GEG, cette stratégie semble s'inscrire dans une logique démonstrative. La rentabilité de ces concessions est limitée, mais l'ELD cherche à démontrer qu'il peut être un acteur local au-delà de la commune de Grenoble.

Le territoire de distribution d'électricité a lui aussi été étendu. En janvier 2004, GEG a repris pour vingt-cinq ans la concession de la régie qui distribuait la commune de Montsapey, située en Savoie³. Un ancien cadre dirigeant de GEG explique que la régie était alors en difficulté et que cette reprise du contrat de concession correspondait surtout à un objectif démonstratif et de communication⁴. Lors de cette reprise, le site internet de la ville indique dans un communiqué : *« Pour faire face à la nouvelle situation du marché européen de l'électricité, GEG axe sa réflexion sur le rapprochement entre les entreprises locales de distribution des Alpes, qu'elle considère comme sa zone naturelle d'action »*⁵. Guillaume Bouvier présente aussi dans sa thèse l'épisode intéressant d'une tentative d'expansion de GEG dans les Hautes-Alpes. En 2003, l'ELD grenobloise a proposé de racheter des actions de la SEML de distribution d'électricité de la ville de Briançon dans les Hautes-Alpes, Énergie Développement Services du Briançonnais (EDSB). La ville était en effet dans une situation économique complexe et GEG proposait 4,6 millions d'euros pour l'achat de ses parts dans ESDB (51 %). Un référendum local a eu lieu à Briançon pour valider cette proposition, mais n'a pas obtenu la majorité, ce qui a stoppé ce projet de rachat des parts de la commune par GEG (Bouvier 2005, p. 399-400).

¹ En 2012, GEG a acheminé 965 GWh de gaz naturel dont 916 GWh à Grenoble (GEG, *Rapport annuel*, 2012, p. 5).

² On peut citer l'exemple de Sorégies qui a obtenu quatre concessions du syndicat intercommunal d'énergies de Maine-et-Loire.

³ Chambre régionale des Comptes d'Auvergne – Rhône-Alpes, *Rapport d'observations définitives Société d'économie mixte locale gaz et électricité de Grenoble (GEG) (38), Exercices 2005 à 2010*, p. 35.

⁴ Entretien avec un ancien cadre dirigeant de GEG, avril 2010.

⁵ Site internet de GEG, cité par Guillaume Bouvier (Bouvier 2005, p. 398).

En résumé, pendant la première période de l'ouverture des marchés, GEG a développé trois stratégies. En premier lieu, elle a cherché à sortir de son territoire de concession et à se positionner sur les différents segments d'activités ouverts à la concurrence. La direction est convaincue que pour combler les pertes de clients que les ELD auront à subir dans leur territoire, elles doivent obtenir de nouvelles parts de marché hors de leur territoire de desserte. En second lieu, elle a initié des projets communs, comme Alterna, pour se positionner comme alternative aux grands opérateurs, entrant en concurrence avec ces derniers de manière frontale. En dernier lieu, GEG a développé ses capacités de production, et de manière plus marginale son territoire de concession.

2.2 À partir de 2009, un recentrage articulant nouvelles relations avec GDF Suez et investissement dans les *smart grids*

En 2008, suite au passage d'une coalition PS-Verts à une coalition PS-Modem pour le troisième mandat de Michel Destot, l'équipe dirigeante de GEG change. Le PDG, jusqu'alors élu de la ville, n'est pas renouvelé. Les postes de président du conseil d'administration, principalement de représentation, et de directeur général, à qui revient la direction effective de l'ELD, sont dissociés. Jérôme Safar, premier adjoint de la ville, devient président du Conseil d'administration et Franck Chevalley est nommé directeur général. Cette nouvelle équipe dirigeante refonde la stratégie d'entreprise et se rapproche de la Lyonnaise des Eaux, devenue GDF Suez¹. Elle remet en cause la concurrence frontale de la période précédente et décide d'une part de se recentrer sur le territoire de desserte historique et l'échelle régionale pour la commercialisation en offre de marché ; d'autre part de développer une stratégie innovante de *smart grid*. Le changement avec la période précédente n'est pas total. Pour la production, l'implication hors du territoire de desserte historique est maintenue du fait de l'importance des investissements capitalistiques antérieurs et de leur adéquation avec les objectifs de production d'énergie renouvelable. Cependant, on observe un ralentissement des projets hors du territoire de Grenoble. Dans la distribution, les concessions nouvelles de gaz, bien que contestées au sein de GEG, sont maintenues.

2.2.1 Une ambition de commercialisation en offre de marché recentrée à l'échelle régionale avec GEG Source d'énergies

Un premier mouvement concerne la commercialisation en offre de marché et le choix de la direction de quitter Alterna qui constituait le cœur de la stratégie de l'ELD pour s'ancrer dans un territoire plus réduit en utilisant le véhicule commercial GEG SE. Il

¹ En 2008, Suez a fusionné avec GDF. Sur les déterminants de cette fusion, voir (Defeuilley 2009, p. 107-108). Suez et GDF étant tous les deux actionnaires de GEG, leurs parts s'ajoutent et GDF Suez dispose de 42,53 % du capital de GEG.

s'agit d'une rupture majeure avec la période précédente. La sortie de GEG du capital d'Alternà répond à la faible ouverture de la commercialisation à la concurrence. Nous avons vu dans le chapitre 3 qu'en 2009, l'ouverture à la concurrence de la commercialisation est plus limitée que prévu. Les offres de marché fonctionnent donc moins bien qu'envisagé dans un premier temps¹. Alternà ne peut plus viser un objectif de 5 à 10 % du marché à moyen terme et ses résultats sont insatisfaisants en 2007 et 2008. Face à cette situation, le directeur général prend la décision de sortir d'Alternà au printemps 2009. La vocation du commercialisateur mutualisé à entrer en concurrence nationale et frontale ne semble pas en adéquation avec les capacités des ELD, qui n'ont, pour la nouvelle direction, pas la taille critique pour se positionner sur le marché.

« Alternà avait plutôt une dimension concurrence nationale et frontale avec l'ensemble des acteurs du marché ouvert, alors que GEG SE, il y a une dimension plutôt maille régionale, grosse région Rhône-Alpes quand même, avec un terrain de développement important, mais avec aussi des moyens commerciaux et des moyens de marketing à mettre en relation avec les ambitions commerciales. C'est-à-dire qu'en clair Alternà, dans son modèle fondateur me semble un peu, comment dire, pas forcément avoir la taille critique et les moyens derrière, pour aller se positionner soit face à des GDF Suez ou d'autres énergéticiens européens, qui viennent avec tous leurs moyens derrière, soit même face à de purs alternatifs comme Poweo, Direct énergie. » (un cadre dirigeant de GEG, juin 2010)

GEG cède la totalité de ses parts d'Alternà à Sorégies en octobre 2009. Cette sortie semble avoir conduit à certaines tensions avec Sorégies, mais aussi avec d'autres ELD impliquées dans la filiale². L'objectif affiché est de mettre fin à l'ambiguïté dans la stratégie de commercialisation en offre de marché de GEG, liée à la coexistence de deux véhicules commerciaux, Alternà et GEG SE. La taille de cette dernière est considérée comme suffisante et elle dispose d'une notoriété locale³ en raison de son activité de production. À la stratégie de concurrence frontale d'Alternà est préféré le lien entre production d'électricité verte et fourniture régionale à travers le véhicule commercial GEG SE⁴.

L'importance prise par la question des périmètres d'équilibre explique aussi ce changement de stratégie. En effet, pour leurs clients en offre de marché, les ELD, comme tous les fournisseurs, doivent pouvoir fournir à tout moment l'ensemble des clients, ce qui est plus aisé lorsque leur nombre est important. Or, assurer l'équilibre du périmètre

¹ Le Tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (Tartam) notamment entraîne une diminution du nombre de clients en offre de marché.

² Alternà comprend aujourd'hui trente ELD. Sorégies en est l'actionnaire principal à 70 % et ses équipes font fonctionner la structure. Son président du directoire est le président d'Alternà et son directeur commercial en est le directeur général (www.fournisseurs-electricite.com/actualites-de-lenergie/29749-entretien-avec-le-fournisseur-alterna, consulté le 16 janvier 2014).

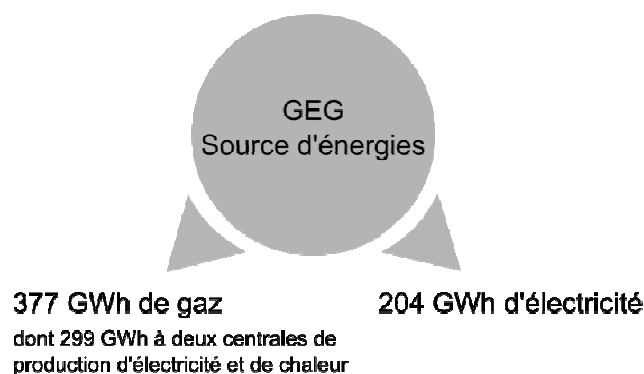
³ Entretien avec un cadre dirigeant de GEG, juin 2010.

⁴ Entretien avec un cadre de la direction Commerciale de GEG, juillet 2010.

d'Alterna était d'autant plus coûteux que ce dernier était réduit. GDF Suez de son côté a un périmètre important et peut proposer des prestations à d'autres fournisseurs. Il ne l'a pas proposé à Alterna, qui est considéré comme un concurrent. Par contre, une fois que GEG fait le choix de GEG SE, il ne s'agit plus aux yeux de GDF Suez d'un concurrent, mais davantage d'une partie du groupe. GEG SE entre ainsi dans le périmètre d'équilibre de GDF Suez, ce qui permet d'assurer son équilibre économique.

Ce resserrement autour de GEG SE s'inscrit dans une conception différente des atouts des ELD sur le segment de la commercialisation, GEG mettant davantage en avant son ancrage local. La nouvelle équipe dirigeante considère que l'ELD n'a pas la possibilité de concurrencer les grands opérateurs et que sa zone d'influence est régionale. Ainsi, selon un cadre de la direction Commerciale de GEG, en 2010, les clients de GEG SE sont présents sur l'ensemble du territoire français, mais au moins 80 % sont dans la région Rhône-Alpes¹. « *Principalement présents dans la région Rhône-Alpes, les clients de GEG Source d'Énergies sont des industriels, des sociétés du domaine tertiaire, des collectivités locales, des professionnels.* »² En 2012, GEG SE a fourni 204 GWh d'électricité à 1 500 clients sur plus de 11 000 sites. 377 GWh de gaz ont été fournis, sachant que près de 80 % de cette fourniture concerne deux centrales de production, la centrale de cogénération gaz Isergie et une centrale du réseau de chaleur géré par la Compagnie de chauffage intercommunal de l'agglomération grenobloise³.

Figure 17: Énergie commercialisée par GEG SE en 2012



Réalisation : Pauline Gabillet

Données : GEG, *Rapport annuel*, 2012

Avec ce changement majeur de stratégie, les relations avec les autres ELD ne sont plus au cœur de la stratégie de GEG, qui maintient cependant une solidarité traditionnelle à l'égard des plus petites ELD sous forme de prestations⁴ et a organisé les Rencontres nationales des ELD en 2013. Cependant, GEG semble moins porter que précédemment

¹ Ibid.

² GEG, *Rapport annuel*, 2012, p. 16.

³ Ibid.

⁴ ESDB a par exemple pu acheter à des tarifs avantageux des brochures d'information sur les certificats d'économies d'énergie montées par GEG et externalise ses appels hors des horaires d'ouverture à GEG.

une « *vision* » de la place que peuvent construire les ELD dans le service public de l'électricité.

2.2.2 Une approche plus partenariale avec GDF Suez

L'évolution de la posture de la ville vis-à-vis de GDF Suez explique en partie le positionnement beaucoup moins offensif de GEG sur la commercialisation et les projets communs qui se développent. Le changement d'équipe dirigeante en 2008 est lié au nouveau positionnement du maire vis-à-vis du principal actionnaire privé. La position de la municipalité concernant GDF Suez était auparavant portée par le PDG de GEG qui tenait à distance le principal actionnaire privé, tandis que le dialogue entre la ville et GDF Suez est aujourd'hui renoué. Les postes de président et de directeur général sont séparés et les élus municipaux demandent à GDF Suez de proposer des candidats pour la direction générale, ce qui est fréquent dans les SEM. Les directeurs généraux étant détachés du groupe pour une durée limitée. Le profil du nouveau directeur général illustre ce changement. Jusqu'en 2008, Franck Chevalley dirigeait Corys, une entreprise fabriquant des simulateurs industriels, créée en 1989 par Michel Destot, qui a en a quitté la présidence en 1995, puis vendue en 1997 à Tractebel, filiale de la Lyonnaise des Eaux. Lorsqu'il est sollicité, le directeur général de Corys dirige donc une société détenue par une filiale de la Lyonnaise des Eaux. Il est donc familier des deux principaux actionnaires de GEG. Sans considérer l'ELD comme partie intégrante du groupe GDF Suez, le nouveau directeur général cherche à valoriser la complémentarité des structures et l'apport mutuel d'une coopération sur certains projets.

L'évolution du rattachement de GEG au groupe GDF Suez permet aussi une meilleure coopération. L'entrée au capital de GEG par la Lyonnaise des Eaux s'est d'abord faite avec la partie services de l'opérateur¹, ce rattachement s'expliquant par le caractère marginal de la distribution d'énergie dans le groupe², l'énergie y étant davantage abordée par sa dimension de services³. La position des ELD au sein du groupe évolue ensuite au fil des fusions de Suez avec Electrabel puis GDF. Aujourd'hui, les ELD sont rattachées au groupe GDF Suez par la branche énergie France, qui gère la distribution de gaz naturel, ainsi que la production d'électricité et la vente d'énergie en Europe continentale. Ce rattachement correspond davantage aux activités de GEG, ce qui facilite la coordination stratégique. Un enjeu central est la coordination commerciale concernant les offres de marché et la gestion de la concurrence. Le choix de GEG SE, entraînant une reterritorialisation de la stratégie commerciale de GEG, est en partie lié à

¹ Unifer devenue par la suite Elyo.

² La Lyonnaise des Eaux, une des principales sociétés dans la production, le transport et la distribution d'électricité dans l'entre-deux-guerres, a perdu toutes ces activités avec la nationalisation. Elle s'est alors recentrée sur l'eau, puis sur le bâtiment et les travaux publics, ainsi que les déchets et l'assainissement, avec une dimension internationale importante (Defeuilley 2005).

³ Entretien avec un cadre dirigeant de GEG, juin 2010.

cette volonté de coordination commerciale avec GDF Suez, qui a soutenu la sortie d'Alterna et le passage à GEG SE, notamment par le biais du contrat de prestations pour la gestion du périmètre d'équilibre.

Ce rapprochement avec GDF Suez a été poursuivi par le directeur général en poste depuis septembre 2011. Jusque-là directeur commercial de la branche énergie France de GDF Suez pour le marché des clients particuliers et professionnels, il a ainsi déclaré lors de son arrivée à GEG :

« GEG est une entreprise qui a la chance de pouvoir proposer son savoir-faire dans tous les métiers de l'énergie : de la gestion des réseaux à la production, en passant par l'éclairage public et la fonction commerciale sur les deux énergies. C'est une situation exceptionnelle dans le secteur énergétique, qui lui a permis hier et lui permettra demain de saisir des opportunités de développement. Je suis également convaincu que l'enracinement dans la ville et la proximité avec les clients constituent des atouts majeurs.¹ »

2.2.3 Une nouvelle stratégie autour du *smart* : des compteurs à la ville intelligente

Depuis 2009, la principale stratégie d'innovation de GEG consiste à réaliser des expérimentations concernant des compteurs, réseaux et villes intelligentes. Les *smart grids* sont au cœur des enjeux énergétiques actuels. Cette notion est relativement floue, mais *« littéralement, il s'agit de réseaux intelligents, i.e. de réseaux incorporant des capacités de transmission et de traitement de l'information permettant de gérer intelligemment les flux »*. L'objectif des *smart grids* est *« d'optimiser grâce aux TIC la gestion des réseaux existants et d'envisager leur transformation en y incorporant une gestion dynamique de la demande. »* (Attour et Rallet 2014, p. 268). Souvent associés aux réseaux d'électricité, ils ne concernent toutefois pas que ces derniers, mais l'ensemble des services urbains.

Cédric Clastres montre que la définition des *smart grids* diverge entre l'Europe et les États-Unis, mais aussi au sein des États européens, en fonction du segment de marché considéré comme le plus intéressé par ces innovations. Ainsi, la Suède et le Danemark considèrent avant tout les *smart grids* comme un outil pour développer les véhicules électriques, les Pays-Bas comme un moyen de réduire les consommations d'énergie et ainsi les émissions de gaz à effet de serre, le Portugal cherche à en faire un outil d'intégration des énergies renouvelables. Les gouvernements français considèrent quant à eux les *smart grids* comme des outils d'information des consommateurs, de contrôle de la demande en énergie, d'amélioration de la qualité de la distribution ainsi que du marché

¹ Olivier Sala, cité par *Energine.com*, « Gaz Électricité de Grenoble a un nouveau DG », le 28 septembre 2011, consulté le 4 avril 2012.

énergétique et de limitation des coûts de distribution des distributeurs (Clastres 2011, p. 5400). D'une manière générale, les *smart grids* apparaissent donc comme un levier pour : intégrer les consommateurs dans le système énergétique par une meilleure gestion de leur demande ; intégrer davantage les énergies renouvelables et le stockage dans les réseaux ; développer de nouveaux services ; améliorer la qualité et la sécurité d'approvisionnement et développer de nouveaux réseaux d'informations et de données (Clastres 2011; Pérez-Arriaga 2009). Ces objectifs conduisent les États à soutenir les initiatives de *smart grids* par le développement de nombreux leviers d'incitation (Connor et al. 2014, p. 274-277), notamment des appels à projets, comme nous le verrons dans le chapitre suivant.

Du fait des objectifs distincts des *smart grids*, ce terme générique recouvre différents types de projets. « *On peut distinguer trois interprétations des smart grids. La première est centrée sur le fonctionnement du réseau électrique. La seconde l'étend à la prise en compte de services domotiques (Home Automation) greffés sur les compteurs intelligents. La troisième est encore plus étendue puisque les smart grids sont considérés comme une matrice possible des smart cities. On sort alors des services internes aux logements pour envisager des services urbains. Les smart grids en sont pour l'essentiel à la première phase. La seconde phase est encore très théorique. La troisième l'est encore plus.* » (Attour et Rallet 2014, p. 268). Du point de vue des opérateurs énergétiques, le déploiement des *smart grids* répond à des problématiques internes liées aux recompositions de l'activité de distribution et de fourniture. L'ouverture des marchés multiplie les acteurs dont la coordination est essentielle et fait des données un enjeu central pour la constitution d'offres commerciales. L'accroissement du nombre d'installations de production d'énergies renouvelables à petite échelle conduit à des injections d'électricité à basse tension sur les réseaux de distribution. D'un réseau entièrement descendant sur lequel EDF avait un quasi-monopole, articulé comme nous l'avons vu dans le chapitre 2 avec les ELD de manière très centralisée, la gestion du réseau devient beaucoup plus complexe avec différents acteurs et sources de production à coordonner. Il est de plus en plus crucial d'être en mesure de piloter offre et demande, de les moduler par la réduction des consommations, par les capacités d'effacement dans les bâtiments ou encore par les productions d'électricité.

Les *smart grids* apparaissent comme un levier de croissance potentiel pour GEG, qui dispose d'avantages importants dans ce domaine. En premier lieu, l'ELD a accès aux réseaux de distribution et aux clients finaux – contrairement aux fournisseurs alternatifs –, ce qui est essentiel pour proposer des expérimentations. En second lieu, GEG a une bonne compréhension des enjeux de l'ensemble des segments du service public de l'électricité – ce qui lui permet d'avoir une vision d'ensemble sur les *smart grids* – tout en étant intégrée juridiquement, avec une séparation uniquement comptable. Enfin, sa proximité avec des opérateurs énergétiques, principalement GDF Suez, peut permettre d'assurer des

ressources de financement et de recherche et développement. Ces éléments apparaissent comme des atouts pour expérimenter des projets de *smart grids*. Cette stratégie d'innovation – pilotée par le directeur adjoint des réseaux – est fortement soutenue par la direction générale. GEG a développé depuis 2010 plusieurs projets démonstrateurs, c'est-à-dire visant à expérimenter de nouvelles solutions sans s'engager à les développer plus avant. Ces expérimentations s'inscrivent dans une approche collaborative et s'étendent aux delà des métiers de GEG, avec une intersectorialité croissante. Elles sont essentiellement localisées dans le territoire grenoblois. Il ne s'agit pas à proprement parler d'une diversification, mais plutôt d'un approfondissement de l'activité de distribution et de fourniture, impliquant des interactions avec différents acteurs en charge de services énergétiques en amont et en aval du compteur électrique.

Tableau 7: Les projets *smart grids* de GEG

	objectif du projet	Services urbains concernés	actions planifiées	date du projet	partenaires	nombre de testeurs volontaires	territoire concerné
SensCity	expérimentation d'une plateforme internet de multi-services	gaz et eau	installation d'équipements de télérelève chez les testeurs et une interface internet pour assurer le suivi des consommations	2010-2012 (15 mois)	Orange (pilote du projet) et la Régie des Eaux de Grenoble	50aine de logements testeurs	Grenoble
Greenlys	démonstrateur de smart grid urbain couvrant l'ensemble de la chaîne du système électrique: production décentralisée, maîtrise des consommations, émissions de CO ₂ , proposition de nouvelles offres commerciales, compteurs communicants, réseau auto-cicatrisant	électricité	Des testeurs sont équipés de compteurs Linky couplés à un système de gestion informatique permettant notamment de réaliser de l'effacement. Ambition d'élargir à des compteurs communicants multifluides (eau, électricité, gaz). Sur le réseau, notamment outils d'auto-cicatrisation	2011-2014	ERDF, Grenoble INP, GDF Suez, Schneider Electric (dans le cadre de l'AMI Réseaux électriques intelligents financé par l'Ademe)	objectif de 500 foyers à Grenoble et 500 à Lyon et 40 sites tertiaires	Grenoble et Lyon
Ma Logibox	expérimentation d'un accompagnement des ménages en habitat social dans la maîtrise de leurs consommations électriques	électricité	mise à disposition des testeurs d'une box énergie et d'objets communicants (sonde énergie, prises intelligentes, thermostats communicants...). Une interface internet permet aux testeurs de suivre en temps réel leurs consommations électriques et de piloter à distance leurs appareils connectés.	mars 2012 - juin 2013	Grenoble Habitat (bailleur social grenoblois), Centre communal d'action sociale de la ville de Grenoble et Ijenko (plateforme de services énergétiques en aval du compteur)	15 logements testeurs	Grenoble
EcoCité	expérimentation d'une plateforme multi-énergies centralisant des informations pour permettre un monitoring territorial par la collectivité et les habitants	électricité, gaz, eau et chaleur	mutualisation du comptage communicant entre les réseaux et travail sur la question de la collecte, la transmission et l'analyse des données	2013-	Atos Worldgrid (dans le cadre du projet EcoCité)	objectif de 1500 clients	Grenoble Presqu'île

Réalisation : Pauline Gabillet

Données : site internet de GEG et sites spécifiques des projets

Ces projets illustrent la diversité des échelles auxquelles peuvent être appréhendés les *smart grids* : échelle des bâtiments (Ma Logibox), du compteur (SensCity), du réseau dans son ensemble (Greenlys) voire de la ville (EcoCité). Un des objectifs de GEG est de sortir d'une approche des *smart grids* centrée sur leur intérêt direct pour les opérateurs et

de s'intéresser à ce que le compteur intelligent peut apporter au client final, ou plutôt aux nouveaux marchés que cette meilleure articulation entre compteur et client peut ouvrir. Cet approfondissement de son cœur de métier permet à GEG d'appréhender les réseaux intelligents comme un levier vers les *smart cities* avec le projet EcoCité et sa logique de monitoring territorial. L'étendue des services concernés diffère aussi. Certains projets concernent uniquement l'électricité (Ma Logibox, Greenlys) tandis que d'autres intègrent le gaz et l'eau (SensCity) voire plus largement le gaz, l'eau, l'électricité et le chauffage urbain (EcoCité). Cette recherche de projets multi-fluides s'inscrit dans une stratégie de déssectorisation, de décloisonnement des activités. Les projets de *smart grids* de GEG sont donc de plus en plus englobants. SensCity, Ma Logibox et Greenlys apparaissent comme les bases d'un projet plus vaste, celui de l'EcoCité. Ce dernier projet renforce un élément que l'on observait déjà, bien que de manière plus limitée, dans les projets précédents : l'importance de la collectivité locale comme partenaire.

Pour développer ces projets, GEG doit compter sur des partenariats, car elle n'a pas une expertise interne suffisante, du fait d'une absence de recherche et développement dans la structure (laquelle est construite ces dernières années¹) ainsi que d'une capacité d'investissement limitée. Cependant, l'ELD peut apporter sa qualité d'opérateur intégré disposant d'une concession de distribution, ce qui intéresse clairement les partenaires potentiels. GEG utilise son positionnement séquent, petite structure proche de la ville de Grenoble avec pour principal actionnaire privé GDF Suez. C'est ainsi qu'ont été rassemblés selon les projets des opérateurs de services urbains (la régie des eaux de Grenoble, ERDF, GDF Suez), des opérateurs de services énergétiques en amont (Atos Worldgrid) ou en aval du compteur (Ijenko). La ville de Grenoble participe aussi par son centre communal d'action sociale au projet Ma Logibox et par ses directions Urbanisme et Environnement aux projets Greenlys et EcoCité. Dans cette perspective, le président de GEG expliquait en septembre 2009 sa volonté de se positionner en rassembleur.

« Nous réfléchissons par ailleurs à la manière dont nous pouvons nous intégrer dans le dossier des smart grids. Nous souhaitons ainsi que GEG puisse jouer un rôle de go between entre des partenaires industriels qui n'ont pas les mêmes logiques : entre ERDF et GDF Suez, les points de tensions sont aussi nombreux que les points de convergence² »

Par exemple le projet Greenlys – qui constitue une réponse à l'appel à manifestation d'intérêt sur les réseaux intelligents de l'Ademe (que nous approfondirons dans le chapitre suivant) – associe GEG, ERDF, l'école d'ingénieurs Grenoble INP, GDF Suez, Schneider Electric, et les villes de Grenoble et Lyon. GEG construit des

¹ Les rapports annuels de GEG montrent une forte augmentation des dépenses de recherche et développement, inexistantes jusque-là, pour atteindre 384 000 euros en 2013 (GEG, *Rapport annuel*, 2013, p. 19).

² FNCCR, *Congrès de la FNCCR*, Annecy, septembre 2009, « Table ronde L : Entreprises locales de distribution d'énergie : quel statut et quelle taille en régime de concurrence ? ».

relations de partenariat avec la ville et GDF Suez, illustrant une autonomie revendiquée, mais de plus en plus négociée. Ces nouvelles relations avec GDF Suez, dont l'objectif est de profiter des avantages de l'opérateur dans une relation partenariale tout en n'étant pas considéré comme une simple filiale, sont possibles grâce au changement d'équipe dirigeante.

« J'ai notamment beaucoup travaillé avec les équipes sur un modèle de relations où GEG en tant qu'entreprise locale plus petite, plus manœuvrante qu'un très grand groupe pourrait être un territoire d'innovation, de développement de nouvelles solutions. C'est ce qu'on est en train de faire avec notamment notre projet smart grid et dans des domaines associés à ça. Donc l'idée c'est qu'on puisse avoir un modèle de relation assez comparable à ce qui existe entre Électricité de Strasbourg et EDF, où la structure ES, la différence étant que là ils sont filiale majoritaire à 75 %, mais constituent un terreau d'innovation et de développement pour le groupe, donc développent des choses en local, les valident, les portent. Donc ES se développe avec ça, et derrière, là où c'est intéressant, le groupe EDF s'en saisit et le met en place plus largement. Moi ce que je voudrais c'est mettre en place le même genre de relations avec GDF Suez, en disant bon même s'ils sont à 42 %, on peut quand même travailler intelligemment sur ces sujets-là. » (un cadre dirigeant de GEG, juin 2010)

Le modèle est la relation existante entre Électricité de Strasbourg et EDF. GDF Suez a vocation à apporter son soutien logistique, financier et technique pour que GEG expérimente des projets innovants dans son territoire. Dans ce cadre, GDF Suez n'est pas un concurrent potentiel, mais un partenaire.

« Si on a validé des solutions un peu innovantes et plus rapidement que d'autres parce que justement on a une structure compacte et réactive et bien ça les intéresse parce que derrière ils peuvent récupérer un certain nombre de retours d'expérience, de savoir-faire, voire de propositions tout simplement et eux les valoriser à une échelle beaucoup plus large, à l'échelle du pays voire internationale. » (un cadre dirigeant de GEG, juin 2010)

Ce rapprochement ne doit cependant pas remettre en cause le fait que GEG veut être considérée comme une entreprise publique locale et non comme une filiale de GDF Suez : l'ELD souhaite donc garder son autonomie par rapport à son image et vis-à-vis de la ville¹. Notons que ce renforcement de la relation avec GDF Suez autour de Greenlys conduit aussi à un resserrement de la relation d'actionnaire.

« [Les administrateurs de GDF Suez] posent un peu plus de questions qu'avant au conseil d'administration. Alors l'intérêt c'est que du coup par le projet c'est les gens de la stratégie que j'ai en face, c'est eux maintenant qui sont dans le conseil

¹ Entretien avec un cadre de la direction Réseaux de GEG, mai 2010.

d'administration, ce qui n'était pas le cas avant. Donc voilà je pense que les choses vont aussi évoluer, parce qu'ils sont beaucoup plus au courant de ce qu'on fait et plus exigeants aussi sur des orientations stratégiques. » (un cadre de la direction Réseaux de GEG, mai 2010)

Les projets *smart grids* de GEG conduisent aussi à une appréhension nouvelle du territoire de concession et des relations avec la ville. L'innovation n'apparaît plus uniquement comme un enjeu sectoriel, mais aussi comme un enjeu territorial. Dans le cas d'EcoCité, GEG se positionne comme un acteur central de la gestion des informations des différents réseaux à destination des collectivités locales. Le projet a vocation à aider la ville à disposer de davantage d'informations pour élaborer une politique énergétique locale. EcoCité renvoie aux *smart cities* comme « *services qui permettent aux villes et à leurs habitants d'avoir une meilleure connaissance d'eux-mêmes grâce au traitement d'informations publiques auparavant non disponibles ou non traitées et d'informations produites par les end users. [...] La caractéristique commune de ces services est de fournir aux individus et aux entreprises des informations permettant d'optimiser leurs comportements de façon à satisfaire un certain nombre d'objectifs de la ville durable* » (Attour et Rallet, p. 260-261).

Trois grands types d'acteurs peuvent prétendre selon Amel Attour et Alain Rallet à la constitution d'une telle plateforme : les opérateurs de réseau, les firmes mondiales du numérique et les collectivités locales. Les opérateurs énergétiques sont fortement ancrés techniquement dans le territoire, mais aussi cantonnés à une logique sectorielle. Les collectivités locales apparaissent aux auteurs comme ayant une place primordiale du fait de leur rôle dans les écosystèmes urbains, de leur pouvoir sur les opérateurs et de leur capacité à soutenir la construction transversale de services urbains. Ceci n'implique pas nécessairement de réaliser ces services elles-mêmes, mais de les initier et de les soutenir (Attour et Rallet, p. 264-267). Dans le cas de Grenoble, le projet *smart grid* d'EcoCité est principalement porté par GEG et Atos Worldgrid, qui s'appuient sur leurs compétences techniques. Les expérimentations antérieures ont permis à l'ELD de construire une expertise technique, des partenariats et de sortir d'une approche strictement sectorielle. Cette implication est couplée à la légitimité territoriale et politique de la ville de Grenoble, avec l'idée que les projets de GEG permettent de répondre aux attentes de la ville.

« On fait de l'intelligence intégrative, c'est-à-dire qu'on va prendre tout ce qu'il y a et on intègre non pas simplement dans une vision réseau électrique, mais dans une vision diversité du territoire. » (entretien avec un cadre de la direction Réseaux de GEG, juin 2011)

Il y a donc un intérêt commun à une approche partant de GEG, mais soutenue par la ville. GEG peut ainsi se positionner comme interface entre la dimension technique des *smart grids* et les demandes de la ville en termes de politique énergétique locale. Par son

projet d'outil de monitoring dans le cadre d'EcoCité, GEG est au cœur du projet et les services municipaux reconnaissent de plus en plus son expertise¹. On le voit aussi par exemple lorsqu'au congrès Smart grid Paris de 2012, le directeur adjoint des réseaux de GEG a invité le directeur Urbanisme de la ville à présenter à deux le projet Greenlys, ce qui a permis à GEG de valoriser son inscription à l'intersection des mondes politique et industriel.

Ces différentes expérimentations de *smart grid* conduisent à faire de GEG un initiateur de projets locaux à la fois innovants et intégrés au territoire, affichant une forte ambition partenariale. GEG est aujourd'hui repérée sur cette dimension de son activité, qui devient le cœur de son innovation, mais aussi de sa communication². Ce positionnement spécifique au sein du secteur permet à GEG d'éviter une concurrence importante, parce que les projets restent concentrés dans le territoire historique et qu'ils sont souvent partenariaux. Ces changements stratégiques s'expliquent donc par les évolutions du marché, les évolutions du positionnement des actionnaires et les différentes opportunités locales.

Alors que la stratégie de GEG était, dans les premiers temps de l'ouverture, essentiellement axée autour du développement d'outils de production hors du territoire de desserte historique, ainsi que d'une expansion en termes de commercialisation en offre de marché et de distribution – donc surtout des éléments de stratégie orientés vers des logiques purement sectorielles –, l'ELD intègre la ville de manière croissante. Notamment dans le cadre des *smart grids*, elle valorise son ancrage local auprès des opérateurs et son expertise auprès de la ville. Sa stratégie est désormais moins axée autour de l'expansion territoriale, bien que les projets hors du territoire de desserte historique persistent.

3 UEM, assurer son indépendance et se positionner par les systèmes d'information

À la différence de GEG, UEM n'a pas développé une stratégie de concurrence frontale basée sur l'expansion territoriale, mais cherche davantage à assurer son indépendance en confortant son ancrage territorial et ses différentes activités par des projets locaux. Pour cela, elle fait preuve d'une certaine adaptabilité, mais son projet le plus important concerne aujourd'hui les systèmes d'information permettant un positionnement original sortant des dynamiques sectorielles traditionnelles.

¹ Entretien avec un cadre de la direction Grands projets de la ville de Grenoble, avril 2012.

² Par exemple : Sala Olivier, « La transition énergétique dans les territoires, Pourquoi ? Comment ? », *Rencontres nationales des ELD*, Grenoble, octobre 2013; Sala Olivier, « Les smart grids dans la transition énergétique », *Congrès de la FNCCR*, table ronde, Montpellier, 19 septembre 2013; Sala Olivier, « Êtes-vous smart ? », *Assises de l'énergie*, table ronde, Grenoble, 29 janvier 2013.

3.1 Un attachement ancien à l'indépendance au sein du secteur

L'ancienne direction d'UEM, aux affaires de 1988 à 2008, était très attachée à l'indépendance de l'ELD et l'actuelle équipe dirigeante s'inscrit dans sa continuité. Si GEG a été la première ELD à être transformée en SEML, UEM a été la dernière de taille importante à le faire, en réaction à deux rapports de la Chambre régionale des comptes en 1996 et 2005 critiquant son maintien en régie ¹. Le rapport de 2005 renouvelle ainsi les nombreuses critiques du rapport précédent, notamment sur l'« *inadéquation croissante entre les activités de l'Usine d'Électricité de Metz (UEM) et son statut juridique* ». Avec l'ouverture des marchés, la question du changement de statut d'UEM devient de plus en plus importante selon la Chambre régionale des comptes, car « *ce statut n'accorde aucune autonomie financière à l'entité et il ne lui permet pas d'évoluer dans un régime de sécurité juridique* ». Il est aussi reproché à la ville de ne pas avoir renouvelé les contrats de concession de distribution entre la ville de Metz et les autres communes². Le maire de Metz, le président et le directeur d'UEM finissent donc par choisir la transformation en SEML après avoir tenu leur position de conserver le statut de régie d'UEM pendant vingt ans. Des études juridiques – commandées par un groupe de travail institué en 2005 entre la ville de Metz et UEM³ – indiquent ainsi que la solution de la SEML est la plus adaptée pour répondre à l'obligation de séparation juridique.

Une procédure d'appel à ouverture du capital est lancée pour rechercher des actionnaires potentiels. Des industriels impliqués dans le secteur énergétique sont intéressés pour prendre des parts dans UEM et ainsi pénétrer le marché de la distribution d'électricité française. Certaines propositions émanent d'opérateurs étrangers, notamment Enel, E.On et ENRON. La ville, propriétaire de la régie, reçoit les offres et le maire en tient informée la direction d'UEM pour envisager conjointement ces choix, bien que leurs intérêts ne se recoupent pas complètement. Pour l'ELD, le choix d'un investisseur doit être lié à la construction d'un projet industriel, prenant en compte l'évolution du marché de l'énergie. Il est aussi nécessaire de ne pas s'attacher à un opérateur trop fortement en concurrence avec EDF, avec laquelle elle souhaite garder de bonnes relations. En même temps, s'adosser à un opérateur peut accroître la capacité d'action sur le marché national. UEM a envisagé Électricité de Strasbourg ou EDF comme actionnaire. La ville de Metz partage ces objectifs, mais s'y ajoute son intérêt de propriétaire, centré sur une bonne valorisation financière de la vente d'une partie du capital de sa régie. L'alliance industrielle n'est finalement pas considérée comme opportune et la coalition ville-UEM

¹ Chambre régionale des comptes, *Rapport d'observations définitives, Usine d'électricité de Metz (Moselle)*, 2005, 102 p.

² En effet, UEM distribue de l'électricité à 141 autres communes par le biais de sous-concessions d'avec la ville (Chambre régionale des comptes, *Rapport d'observations définitives – Usine d'Électricité de Metz*, 16 novembre 2005, 102 p).

³ Constitué d'une dizaine de personnes, il comprend le président d'UEM, son directeur général, son juriste et son responsable du personnel ainsi que le directeur général des services de la ville et son chargé des délégations de service public.

choisit de travailler avec la Caisse des dépôts et consignations (CDC), un investisseur public de long terme.

« Tout ceci a abouti en fait à une solution un peu médiane, où d'un côté le projet industriel porté par UEM dans son microcosme local, mais également dans son positionnement national a fait qu'on a décidé en fait de ne pas s'adosser à un industriel, mais à un investisseur institutionnel, la CDC, et de maintenir au combien largement l'intérêt de la ville de Metz et la préservation de ses intérêts sur son usine. » (un cadre de la mission Grands projets de la ville de Metz, octobre 2011)

C'est notamment en réaction au refus de s'adosser à un opérateur et à la volonté de préserver l'indépendance d'UEM que le choix s'est progressivement orienté vers la CDC, qui commençait alors à s'intéresser à l'énergie et plus particulièrement aux énergies renouvelables¹. Ce choix de la CDC est aussi perçu comme relativement « neutre » dans le secteur énergétique, permettant d'éviter une « guerre des territoires ». UEM a ainsi toute latitude pour proposer des solutions sans être prisonnière d'un opérateur qui pourrait imposer son point de vue², et présente ce choix comme un facteur explicatif de son dynamisme, lui permettant de développer des projets industriels ambitieux. 15 % du capital d'UEM sont vendus à la CDC par la ville, ce qui représente la part minimale du capital que les actionnaires privés doivent détenir dans une SEML. Cette vente rapporte 45 millions d'euros à la ville de Metz³ pour une transformation d'UEM en SEML effective au 1^{er} janvier 2008.

La prise de participation de la CDC est initialement considérée par la ville et UEM comme un premier portage financier, en attendant que le secteur énergétique se stabilise avec un actionnaire peu marqué dans le secteur pour permettre ensuite une adaptation aux évolutions sectorielles. Il est envisagé d'ouvrir le capital à des acteurs industriels dans un second temps⁴. L'adjoint au Développement économique, au Commerce et à l'UEM de la ville résume ce positionnement initial en expliquant que la ville parlait alors d'un « portage en vue d'un adossement⁵ ».

Ce premier portage est finalement pérennisé. Le nouveau maire, arrivé en 2008, quelques mois après la transformation en SEML, ne projette pas d'adosser UEM à un grand groupe et veut garder l'ELD dans le patrimoine de la ville de Metz⁶ et dans le même temps, la CDC s'intéresse de plus en plus à cette participation dans son portefeuille. Le changement de statut d'UEM se fait donc dans des conditions et selon des

¹ Entretien avec un ancien cadre dirigeant d'UEM, novembre 2011.

² Ibid.

³ Entretien avec un cadre de la direction Grands projets de la ville de Metz, octobre 2011.

⁴ Entretien avec un cadre de la direction Commerciale d'UEM, septembre 2011.

⁵ Entretien avec l'adjoint au Développement économique, au Commerce et à l'UEM de la ville de Metz, novembre 2011.

⁶ Entretien avec le maire de Metz, décembre 2011.

objectifs très différents de ceux de GEG. Le rapprochement vis-à-vis d'opérateurs énergétiques est vu à UEM comme une perte d'indépendance pouvant porter préjudice au développement de projets.

3.2 Sur la commercialisation et la production, le maintien d'une approche centrée sur le territoire de concession et sa proximité directe

La stratégie de production et de commercialisation en offre de marché d'UEM est moins offensive que celle de GEG. Elle est marquée dès ses premières années par une volonté de rester positionné en premier lieu dans un territoire d'échelle réduite, essentiellement structuré autour du territoire de la concession.

3.2.1 Un positionnement sur la commercialisation en offre de marché centré sur la région Lorraine

UEM a d'abord choisi une stratégie de commercialisation en offre de marché relativement défensive, avec une ambition de sortie du territoire contenue à l'échelle régionale et la volonté de rester autonome. Cette stratégie est basée sur un partage entre la maison-mère pour les offres dans le territoire de concession et une filiale pour les offres extérieures au territoire. En 2006 – alors qu'Alterna a été initiée l'année précédente et que se développent des offres de marché concernant la commercialisation – la direction d'UEM crée Energem. La maison-mère UEM est l'unique actionnaire de cette société par actions simplifiée unipersonnelle, destinée à proposer des offres de marché hors de son territoire de desserte historique. Mais Energem n'est réellement activé qu'en 2010, la direction d'UEM considérant jusque-là que le contexte de marché n'est pas suffisamment attractif¹. La création d'Energem ne vise pas tant à conquérir des parts de marché qu'à anticiper une ouverture plus large en appréhendant des mécanismes commerciaux plus sophistiqués liés à la libéralisation, notamment pour l'approvisionnement et la gestion de ses clients² (cf chapitre 3 sur ces mécanismes). Ainsi, UEM concentre ses actions commerciales sur la Lorraine.

« Commercialement nos actions sont concentrées sur la Lorraine. L'idée est d'étendre notre territoire sur la Lorraine, pour le moment sur des cibles petits professionnels et clients particuliers. » (un cadre de la direction Commerciale d'UEM, septembre 2011)

UEM se charge par ailleurs directement des offres de marché dans son territoire de desserte historique, contrairement à GEG. Le portage des offres de marché est donc

¹ Entretien avec un cadre de la direction Commerciale d'UEM, septembre 2011.

² Ibid.

différencié entre UEM et Energem en fonction du territoire concerné¹, tandis qu'à GEG, la distinction se fait entre offre de marché et tarifs réglementés. Cette distinction s'explique par la volonté de conserver une continuité du nom UEM, pour s'appuyer sur un « *vécu clientèle* »². Cette structuration institutionnelle montre la conception territoriale de la direction de l'ELD. En effet, ce choix de distinguer les véhicules commerciaux sur et hors de son territoire illustre le fait que l'objectif principal d'UEM n'est pas de constituer des offres de marché à même d'entrer dans une concurrence frontale à l'échelle nationale, mais plutôt d'élaborer un outil en prévention d'une ouverture plus forte à moyen terme.

Cette distinction territoriale s'articule avec l'obtention d'autorisations de fourniture de gaz pour proposer des offres couplées. Bien qu'UEM et Energem ne soient pas distributeurs de gaz, l'ouverture des marchés leur permet de devenir fournisseurs en offres de marché, une fois obtenu un droit d'accès aux réseaux gaziers. En 2009, UEM obtient une autorisation de fourniture de gaz dans son territoire et Energem dans le territoire lorrain³. Cette dernière propose aussi des offres de marché pour l'électricité (Objectif Elec), le gaz (Objectif Gaz) et des offres couplées (Objectif 2 Énergies) en dehors du territoire de desserte historique. Le rapport d'activités de 2012 d'UEM annonce qu'Energem a atteint son objectif de 2 000 contrats, dont 1 700 en électricité et 300 en gaz⁴. En 2013, UEM annonce 46 GWh de gaz vendu à 3 864 clients, pour un chiffre d'affaires de 2,9 millions d'euros⁵.

Pour être en mesure de faire face à la concurrence, le groupe UEM a donc monté sa propre offre de commercialisation, en électricité et en gaz, sans rechercher une mutualisation avec d'autres ELD et cherche principalement à conforter un ancrage territorial fort.

3.2.2 La production d'électricité et de chaleur, une activité centrale

UEM produit de l'électricité depuis sa création et de la chaleur depuis les années 1950. Cette activité de production s'inscrit dans la recherche d'une certaine indépendance, de marges de manœuvre, vis-à-vis des fournisseurs extérieurs. UEM a donc construit une activité de production importante, principalement dans le territoire messin. La taille importante du territoire de desserte historique d'UEM lui permet de disposer de l'espace nécessaire pour développer des projets dans son territoire. S'y ajoutent depuis 2010 des projets de production hors de son territoire de desserte. Le cœur

¹ Ce choix est possible depuis la loi du 7 décembre 2006, qui a permis aux ELD de plus de 100 000 clients de créer une société commerciale de fourniture sans pour autant y transférer l'ensemble de leurs contrats de fourniture en offre de marché.

² Entretien avec un cadre de la direction Commerciale d'UEM, septembre 2011.

³ Arrêté du 1^{er} juillet 2009 autorisant la SAS ENERGEM à exercer l'activité de fourniture de gaz naturel.

⁴ UEM, *Rapport d'activité*, 2012, p. 3.

⁵ UEM, *Faits marquants*, 2013, p. 21.

de la stratégie de production d'énergie d'UEM reste axé sur la production de chaleur en lien avec le territoire messin.

Carte 6: Le territoire historique de distribution d'UEM, géré par la filiale URM



Source : URM

Une activité historiquement importante et centrée sur le territoire de concession

UEM produit de l'électricité depuis la construction de la centrale thermique du Pontiffroy dans le territoire messin en 1901 et a progressivement complété son parc de production par trois centrales hydroélectriques au fil de l'eau¹. Cette production locale permet à UEM de disposer d'une certaine autonomie et de limiter sa dépendance aux fournisseurs.

Nous l'avons vu dans la première partie, les stratégies des ELD dépendent fortement des tarifications d'EDF. Cette dépendance inclut aussi la production d'énergie. La manière d'aborder la production évolue avec la nationalisation et plus particulièrement avec l'instauration du tarif vert pour les achats d'électricité par les ELD au début des années 1960. Au regard des tarifs d'EDF, la production de la centrale thermique n'est plus compétitive et il est plus coûteux de mettre en marche cette centrale que d'acheter à l'établissement public. UEM n'utilise alors cette installation de production que pour

¹ Construites dans le cadre de travaux relatifs à la navigation, la centrale d'Argancy est mise en service en 1933, suivie en 1957 par la centrale de Wadrineau et par celle de Jouy-aux-Arches en 1966.

éviter d'acheter aux périodes de pointe lors desquelles les tarifs sont plus élevés. La direction d'UEM réalise ensuite que la centrale thermique peut être compétitive en produisant alternativement de la chaleur et de l'électricité en fonction du signal tarifaire. Un réseau de chaleur est donc développé en 1956 par UEM dans le territoire de Metz pour améliorer le rendement de la production d'électricité et valoriser l'énergie perdue. La centrale produit de la chaleur et lorsque le signal tarifaire est plus favorable à l'autoproduction qu'à l'achat d'électricité à EDF, elle cesse de produire de la chaleur et produit de l'électricité. Cette alternance est techniquement possible du fait de l'inertie du réseau de chaleur¹. Dès 1961, une nouvelle centrale construite à Chambière, avec la particularité d'être en cogénération, remplace progressivement la centrale du Pontiffroy. Elle peut produire simultanément, et non en alternance, de la chaleur et de l'électricité. Le meilleur rendement de cette nouvelle centrale rend la production d'électricité compétitive en continu. Dans le même temps, la production de chaleur, initialement pensée pour assurer l'équilibre économique de la centrale de production thermique d'électricité, devient une activité à part entière d'UEM.

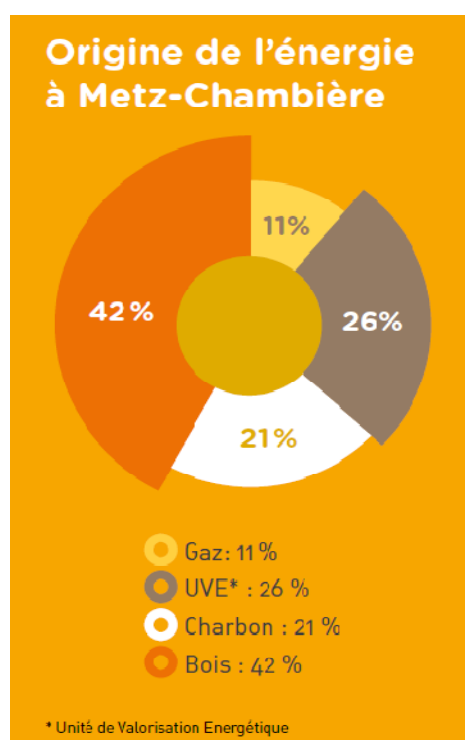
La cogénération de la centrale de Chambière illustre l'importance du caractère complémentaire de la production d'énergie – électricité et chaleur – pour UEM, dont l'appréhension du rapport entre production et territoire est aussi spécifique. Les réseaux de chaleur fonctionnant en îlots du fait de l'importance des coûts des réseaux de distribution et des pertes techniques de chaleur avec la distance, UEM produit l'intégralité de ses besoins de chaleur par ses propres outils de production. La territorialité des outils de production d'électricité couplée à la chaleur est très contrainte, ce qui conduit l'ELD à concentrer sa production dans le territoire de la ville de Metz.

UEM a progressivement adapté le mix énergétique de la centrale de Chambière et obtenu des tarifs d'achat intéressants de son électricité. En 2012, l'équipe dirigeante a inauguré une unité biomasse, qui permet d'augmenter la capacité de production de la centrale et de rendre son mix énergétique plus décarboné. En 2013, cette unité a produit 205 GWh de chaleur et 53,8 GWh d'électricité, soit 42 % des 435 GWh de chaleur vendus par UEM en 2013. Le réseau de chaleur est approvisionné avec des énergies à 68 % renouvelables (biomasse) et de récupération de la chaleur fatale des déchets (unité de valorisation énergétique)².

¹ Dans une même logique d'effacement, pendant les années 1980-1990, des groupes électrogènes ont été installés et étaient mis en route aux heures de pointe où l'achat d'électricité à EDF était le plus coûteux. Bien que leurs rendements ne soient pas importants, il était rentable de les utiliser. Un ancien cadre dirigeant d'UEM, qui portait cette solution, l'a soutenue auprès des autres ELD, dont certaines l'ont suivi (entretien avec un ancien cadre dirigeant d'UEM, décembre 2011). Mais au début des années 1990, EDF a revu ses tarifs et ces installations de production n'ont plus du tout été intéressantes économiquement. Suite à des négociations avec EDF, des « *contrats dispatchables* » ont été signés, permettant de garantir la rentabilité de ces investissements en échange de leur mise à disposition d'EDF, qui demande aux ELD de mettre en route leurs groupes électrogènes lorsque c'est nécessaire.

² UEM, *Faits marquants*, 2013.

Figure 18: Origine de l'énergie produite par la centrale de Metz-Chambière

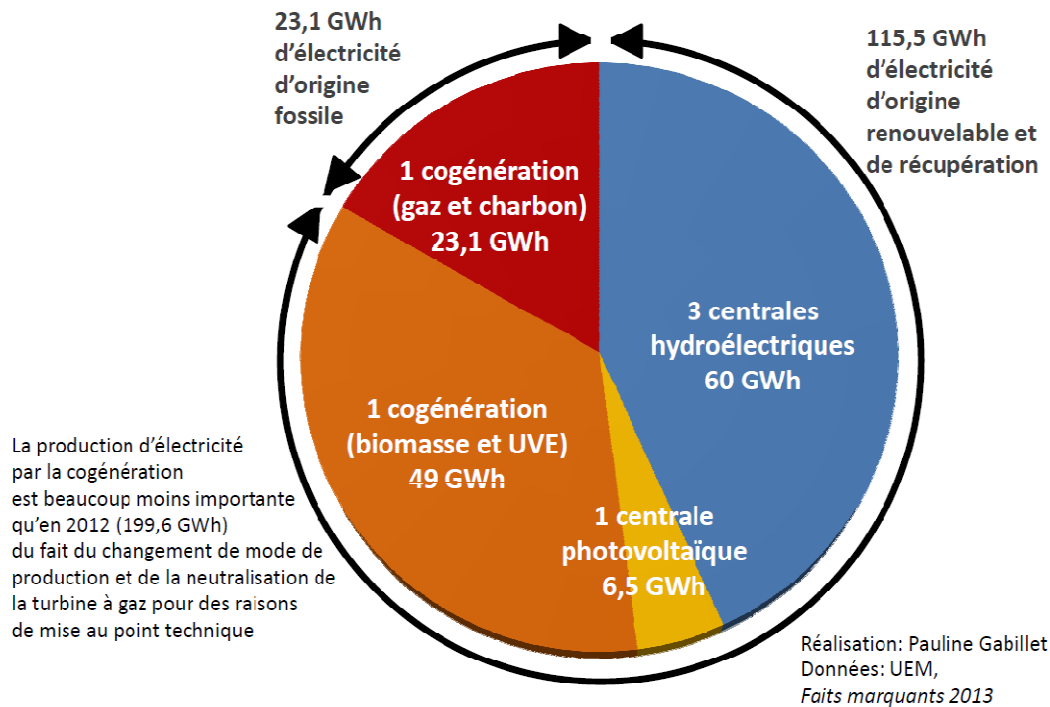


Source : UEM, *Faits marquants*, 2013, p. 11

Outre la centrale thermique de Chambière, UEM a récupéré en 2005 l'outil de production du réseau de chaleur de Metz Est, jusqu'ici géré par la Compagnie générale de chauffe devenue Dalkia. Cette centrale thermique d'une puissance de 75 MW produit de la chaleur principalement à partir de charbon et de fioul¹. Le groupe UEM a par ailleurs produit 138,6 GWh d'électricité en 2013, à partir de la centrale cogénération de Chambière, des trois centrales hydroélectriques et d'une centrale photovoltaïque. Cette production est beaucoup plus faible que les années précédentes, à cause de l'installation de l'unité biomasse et des ajustements nécessaires. Ainsi en 2012, le taux d'indépendance d'UEM en électricité était de 15 %. Ce taux est important au regard de la plupart des autres ELD, qui sont entièrement dépendantes des fournisseurs extérieurs.

¹ Depuis 2008, cette centrale est utilisée uniquement lors des périodes de pointe saisonnières, soit environ 400 heures par an. Il est prévu de remplacer l'approvisionnement au fioul par du gaz naturel en 2014 du fait des évolutions réglementaires.

Figure 19: Le mix électrique d'UEM en 2013



138,6 GWh de production d'électricité par le groupe UEM en 2013

Une expansion progressive des projets hors du territoire de concession

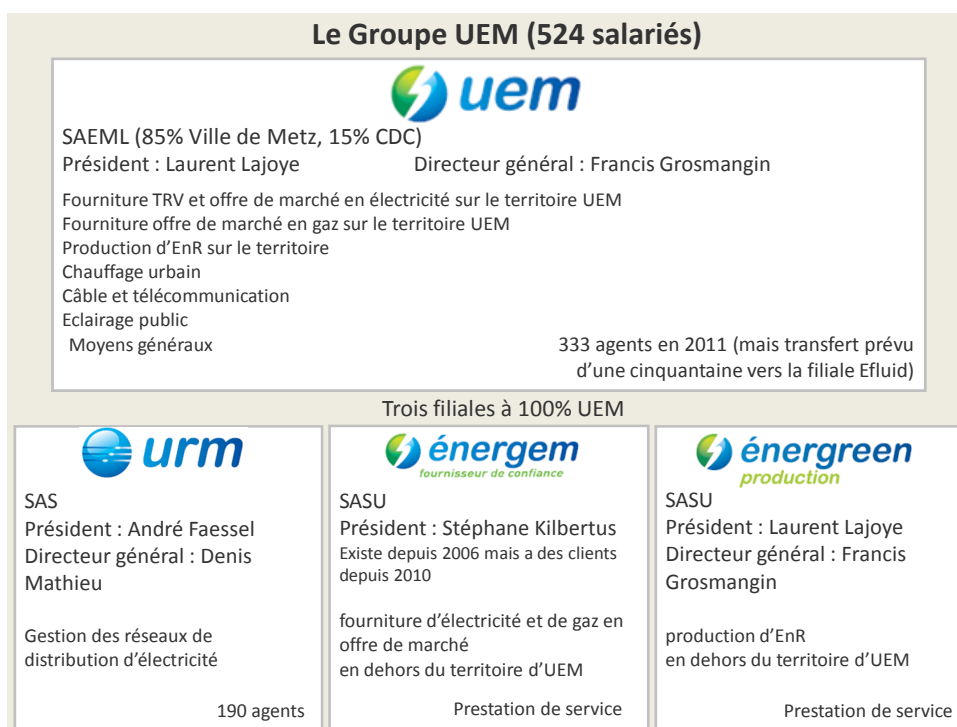
Cette stratégie n'empêche pas UEM de se positionner sur la production d'électricité hors de son territoire et parfois même hors de la région Lorraine. L'influence de l'échelle nationale se ressent par les incitations tarifaires en faveur du développement d'énergie renouvelable¹. Energreen production, une filiale appartenant à 100 % à UEM, est créée en octobre 2010 pour servir de support à des projets de production d'énergie renouvelable se situant hors du territoire et pouvant bénéficier de l'obligation d'achat. Cette filiale répond à différentes offres, mais exprime clairement une préférence pour des projets à proximité de son territoire. C'est ainsi qu'une installation de production d'électricité d'origine photovoltaïque est en projet sur la commune de Flétrange qui fait partie de la concession². Cette volonté de rester dans le périmètre du territoire de desserte, ou à proximité, s'explique par la recherche d'une valorisation de l'ancrage local, à dimension stratégique et politique. Au niveau de l'organisation, un projet à 100 km de distance rend nécessaire de transférer la compétence d'entretien³.

¹ Ces différents projets sont normalement en obligation d'achat, c'est-à-dire que l'électricité produite est rachetée à des tarifs préférentiels définis par la Commission de régulation de l'énergie dans le cadre de la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité renouvelable.

² Entretien avec un cadre de la direction Technique d'UEM, septembre 2011.

³ Ibid.

Figure 20: Le groupe UEM



Réalisation : Pauline Gabillet

Cependant, UEM n'exclut pas de continuer à monter des projets loin de son territoire, en fonction des opportunités. Ce segment d'activité représente un investissement capitalistique, des projets à vocation financière avec l'objectif de capter le soleil plus au Sud. À court terme, ce sont des investissements qui peuvent être regardés comme purement financiers et qui permettent d'atteindre une certaine rentabilité. Le groupe UEM ne s'inscrit pas dans une dynamique de conquête territoriale, mais cherche à conserver une activité de production forte.

« Le solaire aujourd'hui c'est une énergie. Quand on construit une centrale, on est sur des investissements il faut le dire qui sont purement capitalistiques. Aujourd'hui il n'y a aucun lien avec notre métier. Pourquoi ? Parce que cette énergie qui relève du régime d'obligation d'achat ne peut pas être vendue à nos clients. C'est-à-dire qu'elle est subventionnée dans des mécanismes complexes, avec la CSPE [...]. Donc aujourd'hui on est dans un système qui est fait pour promouvoir les énergies renouvelables donc avec le solaire. Donc on construit. Il y a un système d'incitation qui fait qu'on est d'abord sur les opérations financières. » (un cadre dirigeant d'UEM, novembre 2011)

Après des débuts difficiles¹, Energreen production a inauguré en juin 2013 une centrale photovoltaïque de 18 000 panneaux sur 8,5 hectares dans les Bouches-du-Rhône,

¹ En 2011 et 2012, Energreen production a réalisé des études pour différents projets de centrales, principalement photovoltaïques, mais aussi hydrauliques et éoliennes. Des études sont notamment menées

dont la production annuelle d'électricité s'élève à 6,5 GWh¹. Depuis peu, cette filiale est en phase d'expansion importante. Elle investit aujourd'hui 15 millions d'euros pour construire un parc de cinq éoliennes en Meurthe-et-Moselle². Bien que ces projets s'inscrivent dans une logique financière à court terme, le positionnement sur ce segment d'activité a aussi un intérêt à long terme. Lorsque la production d'électricité photovoltaïque deviendra rentable et pourra être vendue directement au client sans être subventionnée, il sera possible de coupler production d'énergie renouvelable et commercialisation.

« L'objectif à long terme c'est de se positionner sur un modèle de production qui permettra dans vingt ans, quand ces énergies coûteront moins cher et que l'électricité coûtera plus cher, d'être producteur sur un modèle qui deviendra verticalement intégré. » (un cadre dirigeant d'UEM, novembre 2011)

Cette logique de sortie du territoire n'a à l'origine pas particulièrement été soutenue par le maire. Comme dans le cas de GEG, ces projets n'étant pas dans le territoire communal, ils ne font pas partie de son patrimoine et de sa politique énergie-climat. Les élus n'apprécient pas que les projets de l'ELD ne soient pas concentrés dans le territoire, c'est-à-dire que les bénéfices ne soient pas réinvestis localement. UEM a justifié cette position en expliquant que l'installation de la centrale photovoltaïque à Metz serait moins rentable et entraînerait une diminution des dividendes à l'égard de la ville, ce qui a convaincu les élus. Les services de Metz Métropole sont aussi réticents à l'égard de ce projet, d'autant que l'agglomération, qui ne dispose pas de parts au capital de l'ELD, n'est pas concernée par la baisse des dividendes. Cependant, l'agglomération n'étant pas actionnaire d'UEM, son avis n'a pas pesé sur cette décision.

« Ils ont des projets de développement dans le sud de la France. Ça politiquement ça a un peu tiqué quand même parce que c'est une entreprise locale. Bon et puis finalement ils sont ok et ils vont développer dans le sud de la France. Moi j'ai fait plein de notes pour dire que ça n'allait pas, qu'il y avait d'autres choses à faire avant quoi. Après moi je suis quand même très extérieur à tout ça, parce qu'on n'a pas de compétence énergie. » (un cadre de la direction du Développement et de l'Aménagement durable à Metz Métropole, octobre 2011)

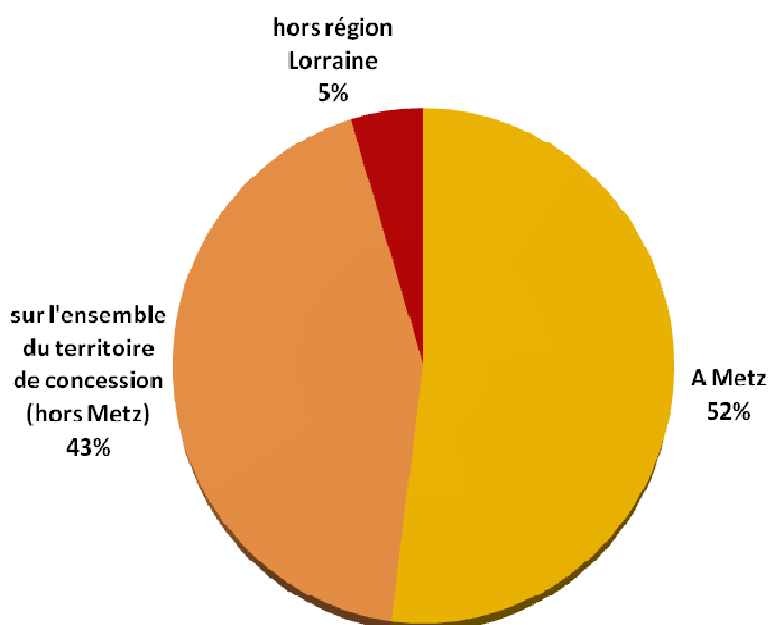
L'ambition d'Energreen production de développer des projets hors du territoire historique ne doit cependant pas occulter le fait que le principal projet est l'installation d'une centrale biomasse dans le périmètre de la concession.

pour acquérir des centrales éoliennes en Meurthe-et-Moselle (Lorraine) et dans la Marne (Champagne-Ardenne) (UEM, *Rapport d'activité*, 2011, p. 4 ; UEM, *Rapport d'activité*, 2012, p. 4).

¹ Situé à la-Fare-les-Oliviers, ce projet est une réponse à un appel à projets de la CRE fin 2011 pour lequel Energreen production n'a pas été retenu pour bénéficier d'un tarif de rachat intéressant de l'électricité produite. Le projet a été développé malgré ce refus (UEM, *Rapport d'activité* 2012, p. 4).

² La construction de ce parc éolien à Allondrelle-la-Malmaison s'est achevée fin 2014 (« UEM réalise son premier investissement dans un parc éolien », *Energine.com*, 19 février 2014, consulté le 5 juillet 2014).

Figure 21: Répartition spatiale de la production d'électricité d'UEM en 2013



Réalisation : Pauline Gabillet

Données : UEM

La localisation des installations d'UEM souligne que la production d'électricité est une stratégie très ancrée dans le territoire de Metz et plus largement dans celui de la concession d'UEM.

3.3 Un positionnement fort sur les systèmes d'information, à dimension déterritorialisée

Depuis le début des années 2000, UEM développe un système d'information destiné à assurer la gestion commerciale et technique de ses clients. Ce logiciel est au cœur de la stratégie d'innovation de l'ELD et peut être qualifié de *success story*.

3.3.1 Efluid, une stratégie d'innovation basée sur le développement d'un logiciel client

L'ouverture des marchés implique une adaptation des outils informatiques des entreprises du secteur énergétique. UEM a pris la décision au début des années 2000 d'élaborer et de gérer en interne un logiciel de relation client pour éviter une dépendance trop forte à un prestataire. Le logiciel de gestion clientèle Efluid est une réussite commerciale : de nombreuses ELD, EDF SEI (opérateur pour la Corse et l'Outre-mer) et ERDF l'ont adopté. Il constitue un relais de croissance central d'UEM, le cœur de sa politique d'innovation et de son influence à l'extérieur de son territoire de concession.

Lors des premières années de l'ouverture des marchés, deux cadres d'UEM sont missionnés pour réaliser un *benchmarking* à l'international et étudier la manière dont les systèmes d'information ont été adaptés¹ à la libéralisation et de proposer une solution. Ce projet mène notamment les deux cadres aux États-Unis et en Angleterre, où ils constatent le problème majeur que constituent les logiciels de gestion client dans les secteurs libéralisés², en partie à cause des multiples et coûteuses modifications des logiciels nécessaires. Ne trouvant pas de logiciel répondant à leurs exigences, les deux cadres proposent d'en développer un en interne – UEM ayant l'habitude de développer ses propres outils informatiques³ – en association avec CGI, une société de services et de conseils en technologies de l'information. Cette solution permet notamment d'écarter le risque de coûts incontrôlés dus à l'amendement du logiciel en fonction des évolutions réglementaires.

Cette proposition obtient l'accord du directeur général et du président d'UEM, qui soutiennent ensuite ce projet au conseil d'administration⁴. Le système d'information et de gestion clientèle Efluid est développé à partir de 2002 avec CGI. L'investissement de départ est important, dix millions d'euros sur trois ans étant alloués en 2004⁵. Le logiciel Efluid a vocation à gérer la relation avec le client : il sert aux services commerciaux pour la gestion des contrats, à la comptabilité pour la facturation et aux services techniques pour la distribution et la relève des compteurs. Le directeur commercial d'UEM considère que cette activité a pu être développée grâce à l'indépendance sectorielle de l'ELD et au choix de la CDC comme actionnaire minoritaire.

« C'est aussi parce qu'on est soutenu par notre actionnaire majoritaire et qu'on n'a pas de pression d'un actionnaire tiers, qui viendrait nous imposer des schémas ou des systèmes d'information, etc. » (un cadre de la direction Commerciale d'UEM, septembre 2011)

L'objectif n'est initialement pas de faire d'Efluid un levier de croissance, mais d'en limiter les coûts fixes en le commercialisant auprès d'autres ELD, tous les opérateurs ayant besoin d'un système d'information adapté aux évolutions de la libéralisation. Le logiciel devient une réussite commerciale. Les premières ELD intéressées sont celles avec lesquelles les relations d'UEM sont habituellement fortes : la régie de Marange-Silvange (Moselle), les ELD de Dreux et du pays chartrain en Eure-et-Loir. Cette activité d'UEM change d'échelle lorsqu'Électricité de Strasbourg fait le choix d'Efluid, suivie par EDF SEI, une direction d'EDF en charge du service public de l'électricité en Corse et dans les

¹ Ce logiciel doit notamment conserver un lien entre les données du distributeur et celles du fournisseur tout en répondant aux exigences de séparation comptable et juridique (entretien avec un ancien cadre dirigeant d'UEM, novembre 2011).

² Entretien avec un cadre dirigeant d'UEM, novembre 2011.

³ Entretien avec un cadre de la direction Commerciale d'UEM, septembre 2011.

⁴ Entretien avec un ancien cadre dirigeant d'UEM, novembre 2011.

⁵ *Les Échos*, « L'Usine d'Électricité de Metz investit pour s'adapter à la dérégulation du marché », 13 août 2003, p. 4.

départements d'outre-mer¹. S'y ajoute le choix du logiciel par d'autres ELD, avec, en 2011, Seolis (Deux-Sèvres), la SMEG (Monaco) et GEG. Cette réussite commerciale est valorisée par le maire de Metz.

« On a déjà deux millions de clients. Il y en a 150 000 sur le secteur. On a pratiquement toutes les ELD de France, plus la Guadeloupe, la Guyane, la Martinique, la Corse, la Réunion et ça avance très bien parce que personne n'est capable de faire ce qu'on fait. Ça risque de prendre une grande importance. On a un très bon produit. » (maire de Metz, décembre 2011)

UEM devient donc un prestataire pour d'autres opérateurs énergétiques. Une telle relation existait depuis de nombreuses années avec les petites ELD de Lorraine concernant la comptabilité, certaines opérations techniques complexes ou certaines opérations marketing. Ces prestations, généralement réalisées à prix d'ami, ne font pas partie d'une stratégie économique, mais d'une solidarité entre ELD. La commercialisation d'Efluid est quant à elle partie intégrante du modèle économique d'UEM et les tarifs n'ont pas vocation à être négligeables. Efluid est donc une niche à partir de laquelle l'ELD est parvenue à bâtir sa stratégie d'innovation et structure aujourd'hui une part importante de ses relations avec les autres ELD.

Cette réussite commerciale prend un tour nouveau depuis qu'ERDF a adopté ce système d'information en 2012. Pour cela, une filiale commune a été créée. En octobre 2012, au conseil municipal de Metz, l'adjoint au Développement économique et administrateur d'UEM fait valider à l'unanimité la création d'une filiale Efluid via Energem et l'ouverture de son capital à ERDF (30 %) et à la CDC (10 %)². Cette filiale commune a vocation à assurer le développement et la commercialisation du système d'information Efluid et à installer le logiciel pour la gestion des clients particuliers et petits professionnels d'ERDF d'ici 2019³. Elle permet à UEM de pérenniser sa position sur les systèmes d'information en s'appuyant sur des moyens significatifs d'ERDF et de la CDC. UEM peut aussi accéder au marché d'ERDF et conserver la majorité des parts de la filiale ainsi que la localisation des salariés à Metz. Efluid est donc devenu un levier de croissance important, « la colonne vertébrale » de l'activité d'UEM selon son directeur général.

« Si on n'est pas bon au niveau système d'information, on n'est pas bon dans la facturation, dans la qualité... et donc c'est à la fois un outil de croissance, mais aussi un outil de mise en œuvre de notre stratégie commerciale, etc. Quand on a décidé de vendre de l'électricité en dehors de notre territoire, si on n'avait pas eu une bonne maîtrise de l'informatique, ça nous aurait coûté les yeux de la tête, on

¹ Entretien avec un ancien cadre dirigeant d'UEM, novembre 2011.

² Conseil municipal de la ville de Metz, *Délibération du 25 octobre 2012*, « Création d'une filiale UEM dénommée Efluid ».

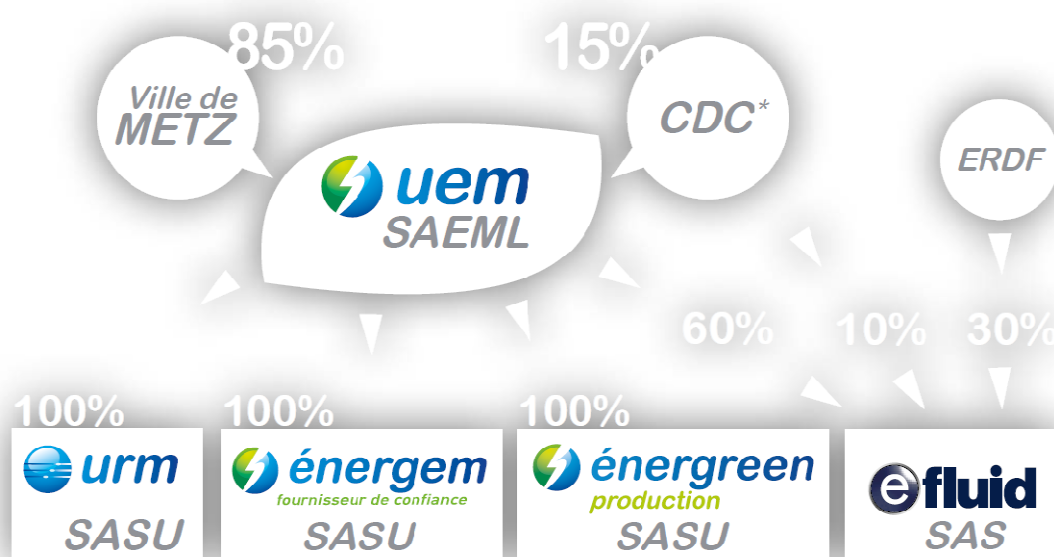
³ *Les Echos*, « L'Usine d'électricité de Metz s'allie à ERDF », 2 novembre 2012.

n'y serait jamais arrivé. Là on a la chance d'avoir une activité que l'on maîtrise complètement, dont on arrive à faire un relais de croissance. » (un cadre dirigeant d'UEM, novembre 2011)

Cette orientation implique l'embauche de nombreux salariés. Une centaine de personnes travaillaient pour Efluid en novembre 2011, réparties à parts égales entre UEM et CGI. Les ressources stratégiques (analyse fonctionnelle et modélisation informatique) sont intégralement situées dans UEM, tandis que le développement informatique est réparti entre les deux structures et que le support technique est porté par CGI¹. Cette répartition s'explique par la volonté d'UEM de conserver la maîtrise de cet outil, dont le chiffre d'affaires a rapidement augmenté. En 2011, l'activité Efluid représentait 10 millions d'euros sur plus de 200 millions pour UEM², tandis qu'en 2013, elle représente un chiffre d'affaires de 36 millions d'euros ainsi que 75 salariés à UEM³.

Le choix d'Efluid par ERDF et la création d'une filiale commune assurent l'avenir du logiciel. L'ambition forte de commercialisation d'Efluid amène un positionnement spécifique d'UEM dans le champ de l'énergie en France. L'ELD est parvenue à créer une niche dans laquelle elle dispose d'un positionnement concurrentiel intéressant. On peut faire un parallèle avec le choix de GEG d'investir dans les *smart grids*, d'étendre ses activités hors de leur amplitude historique, vers des segments d'activités permettant un positionnement de niche, où la concurrence est limitée.

Figure 22: Organisation du groupe UEM en 2013



* Caisse des Dépôts et Consignations

Source : UEM, *Faits marquants 2013*, p. 6

¹ Entretien avec un cadre dirigeant d'UEM, novembre 2011.

² Ibid.

³ UEM, *Faits marquants*, 2013, p. 9.

3.3.2 Le développement d'Enercom sur la base de ce succès du logiciel Efluid

La réussite du logiciel Efluid sert de fondement pour développer Enercom, une plateforme permettant l'achat d'électricité en commun sur le marché, devenue un des outils de commercialisation en offre de marché d'UEM.

« UEM a poursuivi ses efforts pour la mise en œuvre du projet Enercom, dont l'objectif est double :

a) doter l'entreprise des moyens pour gérer l'ensemble des composantes relatives à ses achats sur le marché

b) proposer aux entreprises locales de distribution une large coopération afin de mutualiser la gestion des achats¹ »

Les tarifs réglementés de vente aux professionnels vont être supprimés fin 2015 (cf chapitre 3). Pour conserver leurs clients professionnels, les ELD devront être en mesure de proposer des offres de marché, ce qui pose la question de l'appareil organisationnel et commercial, mais aussi celle de l'approvisionnement en électricité. En effet, pour approvisionner leurs clients en offre de marché, les ELD ne bénéficient plus du tarif de cession – tarif réglementé de vente qui leur permettait d'être protégées de cette complexité tarifaire – et doivent acheter l'électricité sur le marché. Ceci implique une instabilité et une complexité tarifaire accrue.

Face à cette situation, les ELD souhaitant conserver leurs clients professionnels doivent maîtriser davantage les mécanismes d'approvisionnement de l'électricité. Il leur est d'une part indispensable de gérer un périmètre d'équilibre, c'est-à-dire d'anticiper au mieux la courbe de charge de l'ensemble de leurs clients. D'autre part, cet approvisionnement implique l'articulation des différents outils de production de l'ELD, de l'ARENH pour acheter l'électricité de base ou encore de « la dentelle », c'est-à-dire les adaptations précises à la demande, qui coûtent plus cher, car elles impliquent de répondre aux pointes de demande. Plus un périmètre d'équilibre est important, plus sa gestion est sûre. Un portefeuille élargi de clients permet de disposer d'un meilleur foisonnement et de réduire les risques. Le projet Enercom a ainsi vocation à intégrer le maximum de clients des ELD. Cette volonté d'élargir le portefeuille répond à un besoin des ELD, qui n'ont pas les ressources pour développer les outils nécessaires et sont donc dans l'obligation de s'inscrire dans des approches collectives.

« Dans le fil d'Efluid il y a une activité extrêmement stratégique qu'on essaie de développer qui est Enercom, c'est-à-dire la capacité à maîtriser toute la chaîne de valeur du monde de l'énergie, notamment maîtriser un périmètre d'équilibre. C'est-à-dire la partie gestion du risque, management des achats d'énergie. Là il n'y a quasiment aucune ELD en France ou très peu, qui sont capables de

¹ UEM, *Rapport d'activité*, 2011, p. 6.

maîtriser toutes ces problématiques. [...] Enercom est là pour approvisionner le périmètre d'équilibre, c'est-à-dire apporter de l'énergie aux clients. » (un cadre dirigeant d'UEM, novembre 2011)

Enercom est une prestation proposée par UEM aux autres ELD, dans la continuité d'Efluid. Cette plateforme d'achat a vocation à permettre aux ELD membres d'accéder au marché, en gérant pour elles la complexité des offres. En participant à cette plateforme d'achat, les ELD mettent leurs clients en offre de marché dans le périmètre d'équilibre d'Enercom. L'étendue de cette prestation diffère de ce que proposent Alterna ou des sociétés communes de commercialisation comme Proxelia, Lucia ou encore Enalp¹, car bien qu'approvisionnées par cette plateforme commune, les ELD conservent la gestion directe de leurs clients. Des ELD telles que Seolis, la régie du pays chartrain et d'autres de taille plus restreinte comme Bonneville, Sallanches ou encore Gandrange ont adopté cette solution². UEM ambitionne d'étendre son périmètre en y incluant d'autres ELD.

Aux relations historiques d'UEM, basées sur un soutien envers des régies de sa zone géographique (principalement la Lorraine) visant principalement leur maintien, se sont ajoutées de nouvelles relations stratégiques. Une relation autour de prestations de services se construit avec Efluid et Enercom, les deux étant intimement liés. À travers ces outils, UEM modifie son rapport aux autres ELD, qui apparaissent comme un marché. Les prestations à l'égard de ces dernières peuvent devenir un levier de croissance pour UEM et consolider sa capacité à développer des offres de marché. Ce rôle de prestataire n'est pas sans susciter des critiques et certaines ELD lui reprochent de moins assurer les fonctions de solidarité qu'elle assumait précédemment. Si l'équipe de direction précédente fait l'objet de louanges unanimes concernant son implication dans les instances de représentation pour assurer la défense des ELD, il est reproché à la direction actuelle son implication limitée, ce qui conduit à une forme de défiance des autres ELD à son égard.

UEM est donc parvenue à s'appuyer sur ses spécificités historiques pour répondre aux nouveaux enjeux du secteur. L'ELD s'est ainsi transformée en SEML, mais avec pour second actionnaire la Caisse des dépôts et consignations en accord avec sa volonté d'autonomie au sein du secteur énergétique. Cette autonomie a cependant été recomposée avec la création d'une filiale commune avec ERDF pour Efluid. Cette filiale ne correspond cependant pas à un adossement pour survivre dans un marché trop concurrentiel, mais davantage au développement de nouveaux leviers de croissance en s'appuyant sur des compétences internes. Concernant son rapport au territoire, UEM s'est appuyée sur un ancrage fort dans le territoire messin et, plus largement, dans celui de la concession, du fait notamment de la place historique du chauffage urbain dans ses

¹ Notons qu'à la fin de l'année 2014, certaines ELD ne se sont pas encore engagées dans une solution de commercialisation, ce qui semble problématique quant à l'échéance 2016 à laquelle les offres de marché pour les clients professionnels doivent être prêtes pour conserver les clients.

² *Énergie 2007*, « Plateforme Enercom » : energie2007.fr/actualites/fiche/3951, consulté le 30 mars 2014.

stratégies de production. Le développement de nouveaux projets comme Efluid et Enercom contribue cependant à recomposer ce rapport de l'ELD à son territoire historique, au profit de contrats avec de nombreuses ELD ainsi qu'avec ERDF.

Conclusion

Face aux évolutions du cadre sectoriel dans lequel elles sont enserrées, UEM et GEG font preuve d'une importante capacité d'adaptation pour intégrer les nouvelles contraintes de l'ouverture des marchés et les opportunités que constituent la possibilité de sortie de leur territoire de concession et de diversification. Elles développent des projets de production et de commercialisation hors de leur territoire de concession, mais ces projets sont davantage des confortements de leurs activités historiques et de leur position municipale par une certaine agilité territoriale que des stratégies de conquête extraterritoriale. En diversifiant leurs activités, les deux ELD s'inscrivent aussi dans la recherche de segments d'activité à faible concurrence : *smart grids* pour GEG, systèmes d'information pour UEM.

Bien qu'ayant développé des stratégies industrielles différentes pour faire face aux évolutions du marché, GEG et UEM convergent en effet sur l'importance de leur territoire de concession, barycentre de leur positionnement et fenêtre d'opportunité pour de nouveaux projets. Les opportunités qu'exploitent GEG et UEM ont une forte composante locale et s'appuient sur leurs relations anciennes avec leurs clients, sur leur connaissance du territoire. Les deux ELD valorisent donc leur ancrage territorial, basé sur leur territoire de concession et élargi par cercles concentriques pour augmenter leur capacité d'action. Les recompositions sectorielles sont donc l'occasion pour GEG et UEM de la recherche d'une légitimation comme acteur territorial. Ces éléments nous amènent à interroger la place des collectivités territoriales dans la constitution de ces opportunités. C'est cette caractérisation que nous allons développer dans les deux prochains chapitres.

Chapitre 5

Les appels à projets européens et nationaux sur l'énergie-climat, leviers de financement et de structuration des projets des ELD

Le chapitre 4 nous a permis de souligner la capacité d'adaptation de GEG et d'UEM aux évolutions de leur environnement économique et institutionnel. L'augmentation du nombre de projets territorialisés par les ELD, incluant des logiques d'extension territoriale et de diversification, nous amène à questionner la place qu'y prennent les collectivités territoriales. En effet, l'adaptabilité des ELD s'observe aussi dans leur capacité à interagir avec les collectivités territoriales et les établissements publics de coopération intercommunale pour se saisir d'opportunités façonnées à l'échelle nationale voire européenne : les appels à projets. Ces derniers s'inscrivent dans une nouvelle dynamique, autour des enjeux climatiques, dont nous saisissons les principaux déterminants dans un premier temps de ce chapitre. Nous verrons dans un second temps de quelle manière GEG et UEM, au sein de coalitions d'acteurs locaux, se saisissent de ces opportunités européennes et nationales pour s'assurer de nouvelles marges de manœuvre dans leur territoire. Être retenu dans de tels appels à projets permet à GEG et UEM d'obtenir des financements supplémentaires, mais constitue surtout un levier de structuration de projets partenariaux et un moyen de légitimer leur capacité à contribuer à l'atteinte des objectifs énergético-climatiques.

1 Une légitimation progressive de la dimension locale dans l'articulation entre énergie et climat

L'énergie prend progressivement une place centrale dans les questionnements environnementaux, focalisés sur leur dimension climatique. Cette intégration entre énergie et climat s'est construite à l'échelle internationale et conduit à une nouvelle thématique d'action publique, appropriée par les différentes échelles autour d'objectifs de réduction des consommations d'énergie et des émissions de gaz à effet de serre. C'est par ces questionnements aux échelles internationale, européenne et nationale que l'énergie-climat devient un enjeu local, et plus particulièrement urbain. En effet, les objectifs d'atténuation du changement climatique impactent les collectivités territoriales, qui sont progressivement considérées comme pertinentes en France pour développer des politiques énergétiques locales et contribuer à atteindre les objectifs fixés à l'échelle européenne ou

nationale (Vaché 2009; Chanard 2011; Bertrand et Rocher 2011). Ces objectifs concernent plus spécifiquement les villes, du fait de l'importance de leurs consommations d'énergie et de leurs émissions de gaz à effet de serre. C'est pourquoi nous allons analyser la manière dont la dimension environnementale de l'énergie a progressivement été politiquement construite et son articulation avec l'échelle urbaine avant de voir la manière dont les appels projets constituent un outil de diffusion de ces objectifs.

1.1 La construction politique de la dimension environnementale de l'énergie

Les enjeux énergétiques ont été mis à l'agenda international de différentes manières – par l'environnement, le développement durable et le climat – menant à une construction progressive de la dimension environnementale de l'énergie.

1.1.1 L'énergie, entre environnement et développement durable

Les enjeux énergétiques et environnementaux sont liés de longue date dans les débats nationaux et internationaux. L'impact environnemental de l'énergie intéresse les écologistes dès les années 1970 sous trois formes principales : la pollution de l'air en lien avec la combustion, le nucléaire et ses risques, la raréfaction des ressources notamment pétrolières (Zaccaï 2011, p. 107-108). On peut y ajouter les effets possibles des champs électromagnétiques sur la santé publique, les conséquences environnementales de la construction de grands barrages hydroélectriques, les effets du rejet dans les cours d'eau de la chaleur de condensation des centrales ou encore l'impact de l'exploitation minière (Hansen et Percebois 2010, p. 592).

Cependant, si cette articulation entre énergie et environnement est ancienne, l'énergie reste alors principalement abordée par la question des coûts et de la sécurité d'approvisionnement. Ainsi, la limitation des consommations d'énergie devient un problème public en 1973, lorsque le premier choc pétrolier¹ conduit au doublement du prix du baril de pétrole, puis que ce prix explose en 1978-1979, déstabilisant la sécurité d'approvisionnement et la balance commerciale des États. Différentes réponses sont élaborées par les États, la France parvenant à réduire sa dépendance pétrolière globale par

¹ « Il y a 'choc pétrolier' quand une augmentation brutale et significative du prix du pétrole n'est pas en mesure d'être absorbée par un pays autrement que par un prélèvement immédiat ou à terme sur son pouvoir d'achat. À court terme, un choc pétrolier opère donc un transfert de revenu du pays importateur vers les pays exportateurs de brut. Cela conduit à une hausse du prix directeur de l'énergie, ce qui accroît mécaniquement la hausse des prix nationaux des divers produits manufacturés. À moyen terme, la vulnérabilité internationale des industries locales, dont les coûts de production augmentent et dont les prix de vente sont devenus moins compétitifs, tend à s'accroître ce qui amène une détérioration du solde commercial. » (Bourgeois, Criqui et Percebois 1986, p. 934).

le développement rapide de son parc électronucléaire¹. S'y ajoutent des politiques de maîtrise de la demande en énergie, avec la création de l'Agence française de la maîtrise de l'énergie², ainsi que différentes politiques à destination de l'échelle locale, visant à développer des alternatives au pétrole. Notons qu'il s'agit bien de limiter la dépendance au pétrole – ce qui ne signifie pas nécessairement ne plus utiliser d'énergies de stock³ – la renégociation de contrats gaziers et le développement du programme électronucléaire restant des éléments centraux des réponses apportées aux chocs pétroliers (Lenoir 2008, p. 28-31). Avec le contre-choc pétrolier de 1986 et la baisse des coûts d'énergie, l'État considère que la situation est redevenue normale et stoppe les différents systèmes d'aide (Pautard 2007; Lenoir 2008, p. 31)⁴. Au-delà de cette approche de l'énergie par les coûts, le ministère de l'Environnement voit son champ d'action évoluer à partir des années 1990, sous l'effet d'un mouvement des enjeux locaux vers les enjeux globaux. Ceci conduit à l'inclusion d'un nombre croissant d'acteurs autour de l'émergence du développement durable (Lacroix et Zaccaï 2010; Zaccaï 2011, p. 63-65). C'est notamment autour de cette notion qu'est redéfinie la place de l'énergie dans l'action publique.

Utilisée dès le milieu des années 1970 dans différentes organisations, la notion de développement durable a des racines multiples avec des orientations environnementales, développementalistes et économiques. À partir de 1987, ce terme est pleinement consacré par le rapport Brundtland, rédigé par la Commission mondiale sur l'environnement et le développement de l'ONU (Zaccaï 2011, p. 22-25). Le développement durable, plus transversal que les questions environnementales précédentes, y est défini comme « *un développement qui répond aux besoins du présent sans compromettre la capacité des générations futures de répondre à leurs propres besoins*⁵ ». Il comprend une volonté d'associer directement développement et environnement, comme on le retrouve plus tard dans le triptyque entre les dimensions environnementales, sociales et économiques⁶.

¹ Pour une analyse comparative des réponses apportées par douze pays aux chocs pétroliers, voir (Bourgeois, Criqui et Percebois 1986).

² L'AFME est un ancêtre de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (Ademe).

³ Les énergies de stock comprennent les énergies fossiles (charbon, gaz et pétrole) et fissile (nucléaire). Elles sont puisées dans la croûte terrestre et se renouvellent sur un laps de temps très long. Ces énergies se distinguent des énergies de flux, qui se renouvellent spontanément (solaire, éolien, hydraulique) (Barré et Merenne-Schoumaker 2011, p. 8-9).

⁴ Face à cette régression des coûts de l'énergie et au risque de réduction des politiques nationales destinées à réduire la dépendance au pétrole, le Conseil des Communautés européennes vote une résolution en septembre 1986 pour inciter au maintien des politiques de sécurisation des approvisionnements par la recherche d'une efficacité énergétique accrue (Mosar 1987). Au cours des années 1990, des programmes européens incitent à diminuer les consommations énergétiques, avec par exemple le programme de la Commission européenne « *L'efficacité énergétique dans la Communauté européenne. Vers une utilisation rationnelle de l'énergie* » en 1998 (Zaccaï 2011, p. 109).

⁵ Commission mondiale pour l'environnement et le développement, *Notre avenir à tous*, 1987, Québec, Éditions du Fleuve, 1988, 461 p.

⁶ « *Le développement durable repose donc sur une trilogie où l'économie (produire plus, en principe au service du plus grand nombre) s'allie au social (répartir mieux, lutter contre la pauvreté) dans le respect de l'environnement (préserver la nature). La quatrième composante, transversale celle-ci, est celle de la*

En 1992, le contexte géopolitique est très favorable lors de la Conférence des Nations unies sur l'environnement et le développement à Rio (*Ibid.*, p. 27-32). L'Agenda 21, ratifié par 173 chefs d'État, vise à proposer une « *stratégie mondiale pour le développement durable* ».

Cette centralité du concept de développement durable pour interroger les articulations entre dimensions environnementales, sociales et économiques est intégrée au cours des années 1990 dans le projet politique européen. Le développement durable conduit à la recherche d'une transversalité accrue dans l'action publique (Rudolf et Kosman 2004). Le programme « *Vers un développement durable* », porté à partir de 1994 par l'Agence européenne de l'environnement, insiste sur cinq secteurs clés : entreprises, énergie, agriculture, transports et tourisme (Zaccaï 2011, p. 33). En 2001, un pilier environnemental est ajouté à la stratégie de Lisbonne et une stratégie européenne de développement durable est définie. Son ambition strictement environnementale est élargie en 2006 à une dimension sociétale plus large (*Ibid.*, p. 33-34; Pallemarts et Gouritin 2007, p. 15-45). Pourtant, au niveau mondial, le développement durable perd de sa centralité dans les conférences internationales. Malgré la diversité des domaines dans lesquels la communauté internationale s'est engagée¹, le changement climatique est l'une des trois seules questions qui aboutissent à une convention internationale (Brunel 2012, p. 46-48) et, en 2002, le Sommet mondial du développement durable à Johannesburg, marqué par une conjoncture mondiale plus pessimiste, limite les engagements contraignants des États.

1.1.2 La spécialisation du développement durable autour de la dimension climatique

À partir de la conférence de Kyoto de 1997, le changement climatique éclipse les autres thèmes du développement durable, qui a aujourd'hui comme champ d'application principal le changement climatique et y est associé en premier lieu (Brunel 2012, p. 82-91; Zaccaï 2011, p. 106-117). La jonction entre énergie et climat est de plus en plus forte et naturalisée (Angot et Gabillet 2012).

Un intérêt de ce mouvement est la possibilité de chiffrer des objectifs. Les objectifs climatiques réduisent l'énergie aux émissions de gaz à effet de serre, et plus

solidarité entre générations, présentes et futures. Le développement durable unit ainsi des préoccupations horizontales (l'espace) et verticales (le temps). Une stratégie de développement durable est dite à triple dividende lorsqu'elle apporte un progrès à la fois dans les domaines environnementaux, économiques et sociaux. Faute d'instance d'arbitrage, ces objectifs apparaissent pourtant difficilement compatibles. » (Brunel 2012, p. 50).

¹ Sylvie Brunel propose à cet égard une chronologie des différents sommets qui illustre cette diversité, mais aussi la faiblesse des résultats et l'orientation de plus en plus environnementale du développement durable (Brunel 2012, p. 77-82).

particulièrement de dioxyde de carbone. Par conséquent, les objectifs se chiffrent aujourd'hui en tonnes équivalent CO₂, c'est-à-dire en tonnes de CO₂ évitées. Cette focalisation permet aux différents acteurs des politiques publiques de s'inscrire dans une vision technicienne des problèmes environnementaux, d'élaborer des politiques publiques incluant des objectifs et des indicateurs chiffrés (Villalba 2010, p. 97-99), avec la recherche d'innovations technologiques et le soutien au développement de filières, comme celle des énergies renouvelables. Cette approche technologique facilite aussi un appui des programmes de recherche et développement, notamment les 6^e et 7^e Programme Cadre de Recherche et Développement ou *Intelligent Energy for Europe* (Laugier et Velut (eds.) 2013, p. 46). Cette approche quantifiée permet en effet une évaluation des actions entreprises aux différentes échelles. « *Par cet aspect quantitatif, la lutte contre le changement climatique apparaît comme une opportunité de matérialiser le développement durable en venant donner corps à cette problématique certes omniprésente, mais par ailleurs critiquée pour son caractère insaisissable et sa tendance à se limiter à un vernis sémantique.* » (Bertrand et Rocher 2011).

Aborder l'énergie à travers ses enjeux climatiques est un construit politique qui impacte l'action publique et entraîne le déploiement de modes d'action spécifiques. En France, les conséquences de cette approche climatique de l'énergie s'observent dans les arguments des pouvoirs publics en faveur de l'électricité d'origine nucléaire. Après avoir été développé autour d'arguments relevant de l'indépendance énergétique, le programme électronucléaire est aujourd'hui légitimé par une logique de coûts, mais surtout par son caractère décarboné (Pautard 2007, p. 123; Chateauraynaud 2011). Cette association de plus en plus forte de l'énergie à la question climatique tend ainsi à occulter ses autres dimensions. Gérard Magnin, délégué général d'Énergie-Cities, s'oppose au « *parti pris de considérer la question climatique comme la seule qui vaille, la question énergétique, étant quant à elle réduite à un sous-produit du climat*¹ ». La surconsommation d'énergie fossile a en effet des conséquences bien plus larges que strictement environnementales et intègre des enjeux en termes de partage des ressources, de conflits géopolitiques, d'augmentation des prix ou encore de précarité énergétique (Chanard 2011, p. 29-30). Le cantonnement de l'énergie à sa dimension climatique est donc réducteur, car la « *tendance à la technicisation et à l'économisation des questions climatiques* » occulte l'approche systémique et transversale qui avait été introduite par le développement durable en la remplaçant par une analyse beaucoup plus quantitative autour du facteur unique des gaz à effet de serre voire du CO₂ (Bertrand et Rocher 2011).

Le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) est un acteur majeur de ce « *recentrage* ». Il a contribué à faire du changement climatique et de son origine anthropique un enjeu scientifique et géopolitique majeur. Créé en 1988, il

¹ Magnin Gérard, *Perspectives énergétiques de la France à l'horizon 2020-2050. Point de vue d'Énergie-Cités*, 2007, Besançon, Énergie-Cités.

produit notamment des rapports d'évaluation rassemblant les informations scientifiques sur les changements climatiques, qui s'attachent à évaluer les informations produites dans la recherche scientifique pour comprendre les risques du changement climatique, cerner ses conséquences et envisager des stratégies d'atténuation et d'adaptation¹. Du fait du caractère global de ces enjeux, une gouvernance climatique internationale se construit progressivement. De grands rassemblements mondiaux ont été organisés pour définir des engagements par État. Au Sommet de la Terre de 1992, la Convention Cadre des Nations unies sur les Changements Climatiques est ouverte à signature. L'objectif de ce traité non contraignant signé par 189 États est de stabiliser les concentrations de gaz à effet de serre dans l'atmosphère pour empêcher la déstabilisation du système climatique². En 1997, le Protocole de Kyoto³ est le principal instrument international organisant la réduction des émissions de gaz à effet de serre avec l'objectif de réduire le réchauffement climatique à 2 °C d'ici 2100 en réduisant de 5,2 % les émissions de gaz à effet de serre pour la période 2008-2012 par rapport au niveau de 1990⁴. Ratifié par 190 États⁵, le Protocole vise à prendre en compte l'impact environnemental, et plus spécifiquement climatique, des politiques énergétiques nationales. Trente-huit États signataires, les pays industrialisés rassemblés dans l'Annexe B, se sont engagés de manière chiffrée à réduire leurs émissions de gaz à effet de serre.

Le fonctionnement autour de conventions internationales est pourtant aujourd'hui dans une situation de blocage et ne semble pas permettre le développement d'une action collective mondiale pour réduire les émissions de gaz à effet de serre et ainsi atténuer le changement climatique (Aubertin et Damian 2010). L'échelle européenne apparaît comme plus pertinente pour limiter l'impact environnemental des consommations d'énergie (Fitoussi, Laurent et Le Cacheux 2007, p. 387-394). L'Union européenne est aujourd'hui à la pointe de la lutte contre le changement climatique et devient « *un acteur clé du système international de régulation environnementale* » (Halpern 2009, p. 205). Signataire en 1998 du protocole de Kyoto, elle s'est engagée à réduire ses émissions de gaz à effet de serre de 8 % en 2012 par rapport aux émissions de 1990⁶. C'est ainsi que depuis 1984 « *L'Europe est le seul bloc développé qui soit parvenu à n'augmenter que très modérément sa pollution atmosphérique.* » (Fitoussi, Laurent et

¹ Le cinquième rapport a été publié en 2013. Il fait suite aux rapports d'évaluations de 1990, de 1995, de 2001 et de 2007. Sur le fonctionnement de cette instance et les rapports entre science et politique qu'elle implique, voir (Hourcade 2009).

² Nations Unies, *Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques*, 1992, 25 p.

³ Nations Unies, *Protocole de Kyoto à la Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques*, 1998, 24 p.

⁴ Pour une description de ces négociations internationales, voir par exemple (Giddens 2009, p. 182-202).

⁵ Le processus de ratification des États a été lent et difficile, marqué par l'absence des États-Unis (Tsayem Demaze 2012).

⁶ En 2002, les quinze États de l'Union européenne se sont partagé la charge de l'effort en fonction du niveau et de la dynamique de leurs émissions. Ces objectifs ont été élargis aux nouveaux États membres (Fitoussi, Laurent et Le Cacheux 2007, p. 395). Ces objectifs ont été respectés à l'échelle de l'Union européenne (Réseau action climat France, *Protocole de Kyoto, Bilan et perspectives*, 2012, 51 p).

Le Cacheux 2007, p. 390). Pour atteindre ces objectifs, le Paquet Énergie Climat a été voté en décembre 2008 et l'Union européenne s'est dotée des objectifs du « 3x20 ». Il s'agit d'ici 2020 de réduire de 20 % les émissions de gaz à effet de serre, de baisser de 20 % la consommation d'énergie, et de produire 20 % d'énergie renouvelable supplémentaire¹. Si l'on ne peut pas parler en 2007 d'une politique européenne de l'énergie, il y a bien une « *vision européenne de l'énergie* », dont les grands principes sont la réduction des émissions de gaz à effet de serre, l'amélioration de l'efficacité énergétique, la diversification du bilan énergétique, la compétitivité et la sécurité des approvisionnements en énergie (Chevalier et Percebois 2008, p. 14-15).

En France, l'État est jusqu'en 1997 largement absent des politiques en réponse au changement climatique selon Didier Lenoir, qui considère que la situation change avec la participation des Verts au gouvernement et dans les collectivités locales (Lenoir 2008, p. 32). Cette réponse est alors essentiellement d'échelle nationale et l'État sollicite peu les collectivités locales dans des plans climat principalement sectoriels et d'échelle nationale (Godinot 2011, p. 3). Le « *Facteur 4* » qui vise à diviser par quatre les émissions nationales de gaz à effet de serre d'ici 2050 devient progressivement l'objectif national et est au cœur de la réponse au Protocole de Kyoto en termes d'atténuation. Il a été successivement inscrit dans la « *Stratégie nationale de développement durable* » en juin 2003, dans le « *Plan climat* » de juillet 2004 puis dans la « *Loi de programme fixant les orientations de sa politique énergétique* » en juillet 2005² avant d'être confirmé en 2007 lors du Grenelle de l'environnement.

Le Grenelle de l'environnement réaffirme au contraire l'importance des collectivités locales pour atteindre les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre déterminé à l'échelle nationale. Ainsi, les collectivités locales de plus de 50 000 habitants doivent élaborer des plans climat énergie territoriaux, et les régions doivent élaborer des schémas régionaux climat air énergie, outils de planification et de prospective énergie-climat à l'échelle régionale³. Ces outils de planification agissent comme des leviers de mobilisation d'une part importante des collectivités locales (Godinot 2011, p. 5). L'énergie est donc progressivement centrée sur sa dimension climatique, quantifiée par ses émissions de gaz à effet de serre, voire de CO₂. On retrouve cette logique lors du Débat national sur la transition énergétique, initié en novembre 2012 avec pour objectif de définir la politique énergétique française aux horizons 2025 et 2050. Plusieurs fois repoussée, la loi qui en découle devrait être adoptée au printemps 2015.

¹ En octobre 2014, le Conseil européen est parvenu à un accord définissant les grandes lignes du Paquet énergie climat pour 2030. Il a fixé comme objectif pour cette date de réduire de 40 % les émissions de gaz à effet de serre et d'accroître de 27 % l'efficacité énergétique ainsi que la part d'énergie renouvelable (Conseil européen, *Conclusions sur le cadre d'action en matière de climat et d'énergie à l'horizon 2030*, Bruxelles, le 23 octobre 2014, 10 p).

² Loi de programme n° 2005-781 du 13 juillet 2005 fixant les orientations de la politique énergétique.

³ Articles 75 et 69 de la loi du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement (loi Grenelle 2).

1.2 Une articulation nouvelle entre échelle européenne des réseaux d'électricité et échelle locale

L'émergence de ces enjeux de réduction des émissions de gaz à effet de serre a des incidences sur la recomposition du secteur électrique. S'y affrontent, d'une part, les tenants d'une organisation sectorielle centrée sur les échelles nationale et européenne, d'autre part, les porteurs d'une décentralisation énergétique, liée à un accroissement des compétences des collectivités locales, et notamment des villes.

Certaines dimensions de l'articulation entre énergie et climat – principalement autour de la production d'électricité d'origine renouvelable – impliquent de prioriser une organisation sectorielle aux échelles nationale et européenne, avec notamment une interconnexion accrue des réseaux. Des réseaux interconnectés permettent en effet de valoriser les différentes sources de production et d'améliorer l'équilibre entre offre et demande dans le territoire. Cette question est d'autant plus importante pour l'électricité que certaines sources de production d'origine renouvelable – comme l'énergie éolienne et photovoltaïque – sont intermittentes, c'est-à-dire qu'elles ne produisent pas d'électricité en continu, mais en fonction des conditions météorologiques. S'y ajoute le fait que ces installations de production ne sont pas toujours situées dans des zones à forte consommation. Étant donné que l'électricité ne se stocke pas, les réseaux de transport permettent d'équilibrer à une échelle plus vaste l'offre et la demande. Par exemple, l'éolien off-shore dans la mer du Nord et la Baltique – zones les plus propices en Allemagne à l'installation de tels outils de production – rend nécessaire de renforcer les infrastructures de transport, principalement l'axe nord-sud, car les régions du sud et notamment la Bavière sont très consommatrices d'électricité (Fischer 2009, p. 37). Le développement de sources de production renouvelables parfois décentralisées rend ainsi nécessaire d'interconnecter davantage les réseaux d'électricité à l'échelle européenne. Maïté Jauréguy-Naudin considère que, sans cette interconnexion et le développement de réseaux intelligents pour permettre une meilleure adéquation entre offre et demande, le développement des énergies renouvelables impliquerait de recourir encore davantage à des énergies fossiles pour pallier leur intermittence. L'échelle européenne apparaît donc, selon elle, comme la plus pertinente pour un mix énergétique décarboné (Jauréguy-Naudin, 2012, p. 181). Dans la même logique, pour Jean-Marie Chevalier et Jacques Percebois, les objectifs du 3x20, et plus largement ceux d'un futur énergétique compétitif, sûr et soutenable, ne pourront être atteints que par l'achèvement d'un marché unique de l'énergie et une concertation renforcée entre les acteurs du secteur, principalement entre les régulateurs et les transporteurs (Chevalier et Percebois 2008, p. 8).

Parallèlement à cette importance accordée à l'échelle européenne pour l'organisation des réseaux, les collectivités locales sont de plus en plus valorisées pour lutter contre le changement climatique. « *Cities, as entities within which an ever-larger share of energy is used, are seen as simultaneously constituting a key target of such an*

energy transition, as well as a key 'instrument' in delivering it. » (Rutherford et Coutard 2014, p. 1354). Nous l'avons vu, l'échelle locale n'est historiquement pas valorisée dans le service public de l'électricité français, mais l'émergence de la question climatique bouscule cette conception. En termes climatiques, pour atteindre les objectifs fixés par l'Union européenne et la France, il est nécessaire de recomposer les stratégies territoriales et partenariales d'atténuation du changement climatique et d'adaptation à ses conséquences. Outre que les territoires urbains sont responsables de plus de 60 % de la consommation d'énergie et de plus de 70 % des émissions de CO₂¹, les collectivités locales sont des acteurs essentiels de la lutte contre le changement climatique pour plusieurs raisons. D'abord, de nombreuses activités dont elles sont chargées génèrent des émissions de gaz à effet de serre (bâtiments et infrastructures de transport). Ensuite, leurs décisions d'urbanisme sont structurantes concernant l'atténuation du changement climatique. Enfin, les collectivités locales peuvent être un levier de conscientisation des citoyens et peuvent identifier, en raison de leur connaissance fine des territoires, des stratégies d'adaptation au changement climatique (Rocher 2011, p. 2). Dans ce cadre, certaines collectivités locales urbaines s'emparent de la question énergie-climat et augmentent leur expertise depuis les années 1990, et, surtout, des années 2000². L'échelle locale, tant régionale que communale, a de plus en plus sa place pour atteindre les objectifs européens et nationaux.

La montée en puissance de l'intérêt l'énergie-climat entraîne aussi une recomposition entre les différentes échelles d'action publique dans l'énergie. En 2008, la Commission énergie du Centre d'analyse stratégique produit un rapport sur les perspectives énergétiques de la France. En lien avec la nécessité de réduire à l'échelle mondiale les émissions de gaz à effet de serre, elle distingue quatre niveaux géographiques et de gouvernance: mondial, européen, national et territorial. « *La commission estime en effet qu'il faut considérer les collectivités territoriales comme des acteurs majeurs de la politique énergétique, dans le cadre des principes qui régissent la décentralisation.* » (Syrota 2008, p. 13). Le rapport met en avant l'importance des compétences des collectivités territoriales relatives aux enjeux énergétiques au sens large (sur le plan des infrastructures routières, des services publics de transport, de maîtrise des sols et d'aménagement de l'espace, ou encore de formation) (*Ibid.*, p. 21-22). D'où la préconisation de « *donner aux collectivités territoriales les moyens d'assumer leur part éminente de responsabilité dans une politique énergétique* » du fait de leurs compétences, mais aussi de la capacité des élus locaux à travailler avec le public et les associations (*Ibid.*, p. 182). Cette reconnaissance de la place et du rôle des collectivités territoriales dans la politique énergétique a été saluée par Énergie-Cities, un

¹ International Energy Agency, *World Energy Outlook 2008*, 2008, Paris, International Energy Agency (IEA) and Organisation for Economic Cooperation and Development (OECD), 569 p.

² Cette montée en compétence a été largement étudiée avec, par exemple (Hodson, Marvin, 2009 ; Rohracher, Späth, 2009 ; Bulkeley, Kern, 2006).

réseau européen de collectivités locales sur l'énergie, même si son délégué général regrette que ce soit « *une approche top down et centralisée qui continue de marquer plus fondamentalement le rapport, la crainte d'incohérences éventuelles l'emportant sur l'intérêt d'un foisonnement d'initiatives*¹ ».

Les réseaux de villes sur l'énergie, tel que l'*International council for local environmental initiatives* (ICLEI), relaient cette mise à l'agenda local. Cette association de collectivités locales s'est donné pour objectif en 1990 de « *faire passer la problématique du développement durable de l'échelle globale à l'échelle locale* ». Elle se positionne comme instrument de transmission et de lobbying au profit des collectivités locales (Emelianoff et Gaudillière 2005, p. 57). D'autres réseaux transnationaux de collectivités locales sont impliqués sur l'énergie-climat : *Climate Alliance*, *Cities for Climate Protection* et *Energie-Cities*. Ils s'inscrivent dans une européanisation horizontale, valorisent une logique d'exemplarité et de transfert entre collectivités territoriales européennes (Kern, 2009) et sont principalement des réseaux de pionniers pour les pionniers (Kern et Bulkeley 2009). En France, cette mise en réseau est aussi portée par Amorce et dans le cadre des Assises de l'énergie, rendez-vous annuel destiné aux collectivités locales. Ces réseaux mettent en avant l'importance de la décentralisation énergétique et de la montée en compétence des collectivités territoriales sur l'énergie. La Commission européenne considère la place des collectivités locales comme centrale pour atteindre les objectifs du 3x20 et a créé en 2008 la Convention des maires, dont les collectivités locales membres² s'engagent à réduire leurs émissions de gaz à effet de serre de 20 % d'ici 2020.

Pour articuler la vision centralisée de la lutte contre le changement climatique – valorisant notamment l'interconnexion des réseaux – et le rôle des collectivités locales, un outil de plus en plus mobilisé est l'appel à projets. Cet instrument d'action publique s'ajoute aux instruments législatifs et réglementaires « *qui constituent l'archétype de l'interventionnisme d'État* » et ils s'inscrivent dans « *une volonté de pédagogie générale qui combine la nécessité de manifester une volonté et celle de cadrer des activités* » (Lascoumes et Le Gales 2004, p. 361-362). Les appels à projets sont quant à eux des instruments de nature moins dirigiste. Ils correspondent à un fonctionnement dans lequel l'État se positionne comme mobilisateur et recherche l'engagement direct, ce qui a pour objectif de dépasser les critiques relatives à la lourdeur de la bureaucratie et son caractère déresponsabilisant. L'appel à projets s'inscrit dans cette dynamique contractuelle et vise à favoriser le développement d'outils de production d'énergie renouvelable, d'économies d'énergies et d'efficacité énergétique innovantes. Les pouvoirs publics deviennent des commanditaires, définissant les termes du type de projets qu'ils souhaitent voir

¹ Magnin Gérard, *Perspectives énergétiques de la France à l'horizon 2020-2050. Point de vue d'Énergie-Cités*, 2007, Besançon, Énergie-Cités.

² Grenoble Alpes Métropole est membre depuis octobre 2008, la ville de Grenoble depuis novembre 2008 et la ville de Metz depuis mai 2009.

développer. Ils mettent en concurrence les propositions reçues et en sélectionnent une partie en fonction des critères définis. Les projets retenus intègrent le programme et obtiennent des financements. Ces appels à projets européens et nationaux sont des leviers d'europanisation des acteurs locaux, laquelle est définie comme un ensemble de *“processes of (a) construction (b) diffusion and (c) institutionalization of formal and informal rules, procedures, policy paradigms, styles, ‘ways of doing things’ and shared beliefs and norms which are first defined and consolidated in the making of EU decisions and then incorporated in the logic of domestic discourse, identities, political structures and public policies.”* (Radaelli, 2000).

Ces appels à projets incitent les collectivités locales et acteurs du secteur énergétique à proposer des actions pour atteindre les objectifs énergético-climatiques fixés à d'autres échelles moyennant un soutien financier. Différents appels ont été montés au cours des années 2000 à l'échelle européenne. Cet outil est repris à l'échelle nationale par le ministère du Développement durable via l'Ademe ou la CRE. Les appels à projets apparaissent donc comme un nouveau levier d'implication de l'Union européenne et de l'État dans le secteur de l'énergie, dont les objectifs et les leviers d'action sont distincts des modes de régulation liés à la libéralisation.

1.3 Les appels à projets, essentiellement analysés du point de vue de la contrainte exercée sur les acteurs locaux

Les appels à projets sont un vecteur important de la mise à l'agenda de l'énergie localement. Différents travaux s'intéressent à la relation entre le commanditaire et les acteurs qui répondent et sont retenus dans le cadre de ces appels. Renaud Epstein analyse l'évolution des modes d'intervention de l'État dans les territoires au travers de la politique de la ville. La technique de l'appel à projets est selon lui au cœur du *« gouvernement à distance »*, un processus qui conduit à une forme de retrait de l'État des territoires (Epstein 2005). L'État élabore des appels à projets auxquels les élus locaux doivent répondre en proposant un ensemble d'actions dont ils prennent la responsabilité. Or cette définition locale des réponses n'autonomise pas les élus locaux vis-à-vis de l'État. La mise en concurrence des propositions inhérente au principe de l'appel à projets permet en effet aux pouvoirs publics nationaux de conserver une capacité de décision sur les acteurs locaux. Les élus, ayant besoin de voir leur projet retenu pour accéder aux ressources, se conforment aux objectifs définis par les pouvoirs publics nationaux. Selon Renaud Epstein, les instances pourvoyeuses de financements n'apportent pas d'autonomie aux acteurs locaux à travers l'appel à projets, mais recherchent une restauration de l'autorité politique centrale. Les appels à projets visent à orienter de manière volontariste l'action des acteurs locaux tout en leur laissant la responsabilité de leurs actions (*Ibid.*).

Rosa Sanchez-Salgado analyse quant à elle l'influence des projets transnationaux européens sur les organisations non-gouvernementales, outils d'incitation autour de possibilités de financement (Sanchez-Salgado 2007). Pour comprendre l'impact des appels à projets sur les acteurs, Rosa Sanchez-Salgado distingue deux séquences dans l'eupéanisation des associations de la société civile. Dans une première séquence, les organisations concernées prennent la décision de s'orienter vers les structures d'opportunités européennes, ce qui conduit à une « *eupéanisation comme processus d'orientation de certaines associations vers le niveau européen* ». Il est nécessaire de préciser que ne pas répondre à des appels à projets ne doit pas toujours être considéré comme une absence de dynamisme, mais peut aussi constituer un refus de dépendre de structures de financement contraignantes. Dans un second temps, cette démarche a des conséquences sur leur action, d'où une « *eupéanisation comme processus de transformation et de diffusion des pratiques* » (Sanchez-Salgado 2007). Une fois que les groupements d'acteurs ont choisi de se saisir des structures d'opportunités européennes et de répondre aux appels à projets, ils doivent se conformer au cadre fixé pour espérer être retenu. En effet, « *de même qu'il n'y a pas d'impact sans usage, il n'y a pas d'usage sans impact* » (Sanchez-Salgado 2008, p. 43). À partir de ce moment, des exigences européennes s'imposent aux organisations concernées et entraînent « *un transfert de pratiques du niveau européen aux associations* » (*Ibid.*, p. 173). Rosa Sanchez-Salgado distingue trois types d'impact: l'impact sur les priorités qui est plus ou moins important selon le degré de précision des objectifs du financeur; l'impact sur les logiques de gestion ; la diffusion de la pratique du partenariat (*Ibid.*, p. 50-54).

À propos des appels à projets concernant les politiques urbaines de changement climatique, Vincent Béal et Gilles Pinson mettent en évidence une reprise en main par l'État de l'action publique urbaine autour d'un recentrage sur les objectifs quantitatifs du changement climatique et sur les méthodes du tournant néo-managérial. Cette reprise en main, qui s'observe depuis la fin des années 2000 notamment par l'instrument que constituent les appels à projets, remet en cause l'action publique urbaine en voie d'autonomisation développée par les communes dans les années 1990 autour du développement durable et de la valorisation des outils de gouvernance procédurale (Béal et Pinson 2014).

La logique des appels à projets conduit à une valorisation des collectivités locales déjà mobilisées sur les enjeux énergétique-climatiques, qui ont construit précocement une capacité d'action et qui, en remportant des appels à projets, en retirent, outre des financements, une certaine visibilité et des occasions de se familiariser avec leurs règles (Béal et Pinson 2014, p. 12). À cet intérêt s'ajoute une condition de capacité organisationnelle suffisante (Sanchez-Salgado 2008) pour supporter le poids administratif d'une candidature puis de la gestion d'un tel projet. Les ELD urbaines de grande taille sont ainsi les mieux placées pour bénéficier de ces structures d'opportunités.

Les travaux évoqués ici, portant sur des politiques publiques et des acteurs très divers, montrent que les appels à projets sont des instruments qui structurent l'action des acteurs locaux et s'apparentent à un gouvernement à distance (Epstein 2005), c'est-à-dire à un pilotage des acteurs locaux par le centre. Ils parviennent au même constat d'une dépendance financière des acteurs locaux aux financements nationaux et européens, et d'une contrainte des commanditaires sur les actions qu'ils élaborent. En termes d'énergie-climat, les appels à projets sont principalement lancés par la Commission européenne, le ministère du Développement durable, l'Ademe ou la Commission de régulation de l'énergie. On retrouve cette dynamique dans le cas des ELD. Les financeurs sélectionnent les consortiums en fonction de leurs propres objectifs et il est nécessaire de correspondre à ces attentes pour obtenir un financement.

Tout en prenant en compte la part des contraintes et de pré-orientation des choix locaux, la principale dynamique observée concernant la participation des ELD à ces appels à projets est différente. Cette participation représente davantage des sources d'opportunités que des contraintes pour les ELD qui savent s'en saisir. Ces appels à projets leur permettent de disposer d'espaces de respiration en obtenant des financements complémentaires. En incitant aux partenariats, considérés comme une source d'innovation, avec d'autres acteurs, ils conduisent au développement de nouveaux types d'interactions à l'échelle locale et peuvent être considérés comme des opportunités pour les acteurs locaux. Ainsi, comme nous le verrons dans la seconde section de ce chapitre, les appels à projets apparaissent comme des ressources supplémentaires pour les ELD, qui renforcent leur agilité territoriale et stratégique, ainsi que leurs relations avec les villes.

2 Les appels à projets européens et nationaux sur l'énergie-climat, leviers de financement et de structuration

Nous nous intéressons dans cette section à la manière dont GEG et UEM se saisissent des appels à projets pour bénéficier de nouvelles ressources et aux effets d'aubaine qu'ils créent, tout en prenant en compte l'influence de ces instruments sur leurs actions. Toutes deux participent à différents projets financés grâce à des structures d'opportunités nationales et européennes. Concernant l'énergie-climat, on peut distinguer des appels à projets à orientation sectorielle ou urbaine. Dans les appels à projets à dimension sectorielle, les ELD sont en première ligne, avec des rôles de gestion et de coordination dans les projets. Les appels à projets qui articulent dimension urbaine et énergétique sont en premier lieu pilotés par les communes et les intercommunalités avec les ELD comme partenaires.

2.1 Les appels à projets sectoriels, des leviers de croissance directs

Les deux ELD répondent à des appels à projets à dimension sectorielle, visant le développement de solutions innovantes de *smart grid*, ou encore de source de production renouvelable. Ces appels à projets ne ciblent pas les collectivités locales, mais directement les opérateurs.

2.1.1 La stratégie des réseaux électriques intelligents de GEG soutenue par l'Ademe

L'appel à manifestations d'intérêt (AMI) Réseaux électriques intelligents est porté en 2010 par l'Ademe¹ et financé par les Investissements d'avenir. Il s'inscrit dans le programme Développement de l'économie numérique, doté d'une enveloppe budgétaire de 250 millions d'euros². Au travers de cet AMI, le ministère du Développement durable et l'Ademe visent à inciter le secteur énergétique à investir dans les *smart grids*. Dix dossiers ont été retenus pour un montant d'intervention de 41 millions d'euros. Ces interventions sont constituées de subventions pour un tiers au maximum et pour les deux tiers restants d'avances remboursables et d'interventions en capital³. La part des subventions attribuées par ces appels à projets est donc limitée au regard des investissements réalisés. Des objectifs techniques précis sont définis et les candidatures doivent répondre à un ou plusieurs d'entre eux. Les projets doivent contribuer à faciliter l'insertion de la production décentralisée d'énergie renouvelable dans le réseau ; permettre la maîtrise de la demande en énergie et limiter les pointes ; anticiper les évolutions du réseau (développement de compteurs intelligents, bâtiments basse consommation, véhicules électriques) ; développer de nouveaux modèles d'affaires⁴.

GEG porte depuis 2010 le projet Greenlys, qui vise à développer un démonstrateur *smart grid* abordant le réseau électrique intelligent dans sa totalité. Cette réponse a été initiée par le directeur adjoint Réseaux de GEG, qui a convaincu le directeur général de l'intérêt de ce positionnement stratégique. GEG s'était précédemment inscrite sur ce segment d'activité, mais, comme nous l'avons vu dans le chapitre 4, ces projets étaient d'ampleur moindre. L'ELD a sollicité des partenaires de dimensions bien plus

¹ L'Ademe est un établissement public à caractère industriel et commercial sous tutelle du ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie et du ministère de l'Éducation nationale, de l'Enseignement supérieur et de la Recherche. Elle assure des missions d'expertise et de conseil et finance des projets de recherche et de mise en œuvre concernant la gestion des déchets, la préservation des sols, l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables, la qualité de l'air et la lutte contre le bruit (www.ademe.fr).

² Ademe, AMI, Investissements d'avenir, *Programme développement de l'économie numérique action réseaux électriques intelligents*, juin 2011, 15 p.

³ Gouvernement.fr, « Investissements d'avenir », investissement-avenir.gouvernement.fr/, consulté le 10 mai 2013.

⁴ Ademe, AMI, Investissements d'avenir, *Programme développement de l'économie numérique action réseaux électriques intelligents*, juin 2011, 15 p.

importantes. Le projet est ainsi piloté par ERDF et a pour principaux partenaires GDF Suez, GEG, Schneider Electric et l'école d'ingénieurs Grenoble-INP ainsi que le soutien de Grenoble et de Lyon. Le rôle de GEG dans le projet Greenlys est celui d'un passeur entre entreprises du secteur énergétique, dont les compétences techniques et les capacités de recherche et développement sont importantes (notamment Schneider Electric, Atos World Grid, Alstom, RTE, ERDF et GDF Suez), et collectivités locales, dont les compétences et les enjeux sont davantage territoriaux. L'ELD s'est appropriée aussi bien les priorités des collectivités que les objectifs nationaux et européens de réduction des émissions de gaz à effet de serre.

« Nous on a dit qu'on amenait notre lien avec la collectivité. On amène Grenoble et si vous voulez pas que votre projet soit vu comme un projet d'industriels qui fait du dumping de ses produits et ben nous on peut inverser la chose, montrer que c'est un projet de collectivité sur lequel la collectivité est impliquée, c'est elle qui fixe les cahiers des charges et auquel cas c'est nous qui allons vous apporter cette caution. » (un cadre de la direction Réseaux de GEG, juin 2011)

Le projet Greenlys vise à développer un démonstrateur collaboratif de 1 000 clients, répartis à parts égales entre Grenoble et Lyon. À Grenoble, les sites concernés sont la Caserne de Bonne et la Presqu'île. On retrouve les sites des projets Concerto et EcoCité, ce qui illustre le lien entre les différents projets, qui créent des dynamiques. Dans ce projet de 40 millions d'euros, 2,6 millions d'euros de budget concernent GEG et sont destinés à permettre la recherche des sites démonstrateurs, le recrutement des clients, c'est-à-dire la mise en relation avec le terrain d'expérimentation¹. Le temps d'instruction du dossier a été particulièrement long. Déposé en 2010, le projet n'a été retenu définitivement qu'en 2012. Cet appel à projets a en effet été intégré *a posteriori* aux Investissements d'avenir, ce qui a considérablement ralenti le processus, mais surtout réduit les financements initialement annoncés. Cette baisse des financements est source de frustration au regard de l'investissement administratif et financier des partenaires – et notamment de GEG – dans le projet. Répondre à ce type d'appel à projets implique donc de disposer d'une structure de taille suffisamment importante pour gérer cette attente et cette incertitude.

Bien que n'étant pas très satisfaisant financièrement, le projet Greenlys s'inscrit au cœur de la stratégie que GEG a construite ces dernières années. L'appel à projets n'a donc pas initié l'intérêt de l'ELD pour les *smart grids*, mais a permis de le formaliser et de l'institutionnaliser, ainsi que de légitimer sa position stratégique et d'en faire un axe majeur de son action. Il s'agit donc d'un levier de positionnement, de partenariat et dans une moindre mesure de financement.

¹ Entretien avec un cadre de la direction Réseaux de GEG, juin 2011.

2.1.2 La centrale biomasse d'UEM portée par l'appel à projets CRE3

L'appel à projets CRE3 ne vise pas à apporter des financements directs, mais à permettre aux projets retenus de bénéficier d'un tarif d'achat d'électricité avantageux. Cet appel à projets national vise à atteindre les objectifs fixés au plan national par le ministre chargé de l'énergie dans le cadre de la programmation pluriannuelle des investissements (PPI)¹. Existant depuis la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, la PPI décline les objectifs nationaux par source d'énergie primaire, technique de production et zone géographique. Elle a progressivement pris en compte les objectifs nationaux de division par quatre des émissions de gaz à effet de serre d'ici 2050 et concernant les énergies renouvelables, la PPI prévoit d'ici 2020 l'installation de 25 000 MW d'éolien, 5 400 MW de solaire, 2 300 MW de biomasse et 3 TWh pour l'hydraulique, dont 3 000 MW de capacité de pointe². Les investissements relatifs à la production d'électricité ainsi que de chaleur sont donc planifiés au niveau national. Ces objectifs montrent bien que la production d'électricité – même d'origine renouvelable – reste programmée à l'échelle nationale.

Pour atteindre ces objectifs de production énergétique, l'article 8 de la loi du 10 février 2000 prévoit une procédure d'appels à projets portée par la Commission de régulation de l'énergie. Le ministre en charge de l'énergie peut y recourir lorsque les capacités de production ne répondent pas aux objectifs de la PPI. Concernant la cogénération biomasse, trois appels à projets ont été initiés en 2003, 2006 et 2008 par la CRE pour atteindre les objectifs définis. Ils consistent à retenir les installations pouvant bénéficier de tarifs d'achat préférentiels de l'électricité qu'elles produisent³. Cette procédure permet ainsi à la fois une production suffisante dans le territoire et l'élaboration de solutions locales portées par différents opérateurs énergétiques.

« Au titre de l'appel à projets, les candidats retenus bénéficient, pour une durée de 20 ans à compter de la date de mise en service de l'installation, de conditions d'achat spécifiques déterminées par :

- *le volume d'énergie produite et le prix proposé par le candidat;*
- *des pénalités pour non-respect des engagements contractuels⁴ »*

¹ Arrêté du 7 juillet 2006 relatif à la programmation des investissements de production d'électricité (prévisions jusqu'en 2015); Arrêté du 15 décembre 2009 relatif à la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité : (prévisions jusqu'en 2020).

² CRE, « Programmation pluriannuelle des investissements », *Glossaire* : <http://www.cre.fr/glossaire/programmation-pluriannuelle-des-investissements-ppi>, consulté le 15 février 2013.

³ Ministère du Développement durable, « Les appels d'offres biomasse », www.developpement-durable.gouv.fr/Les-Appels-d-offres.html, consulté le 4 avril 2013.

⁴ CRE, « Appel à projets - État des lieux », 3 août 2009, Paris : http://www.cogenerationbiomasserhonealpes.org/sites/default/files/090803AObiomasse_Etat_des_lieux%20CRE3.pdf, consulté le 15 février 2013.

Ce modèle des tarifs d'achat pour favoriser un type de production d'énergie n'est pas nouveau. Il existait déjà dans les années 1990 avec des contrats de douze ou quinze ans entre EDF et des producteurs d'électricité à partir de cogénération gaz. Des centrales de cogénération gaz ont ainsi été construites à Metz (la centrale de Chambièrre) et à Grenoble (la centrale d'Isergie portée par une filiale commune de GEG, la CCIAG, EDF et GDF) à une période d'incitation par des contrats d'obligation d'achat. Cependant, ces centrales ne sont plus subventionnées par ce tarif d'achat, ce qui remet en cause leur équilibre économique. UEM comme GEG ont donc dû chercher de nouveaux modèles économiques pour assurer la rentabilité de leurs installations de production.

« C'est la période où les cogénérations étaient un peu à la mode, d'actualité, ce qui n'est plus le cas aujourd'hui. Par exemple, il y a une aberration qui consiste à constater que cette chaufferie Isergie, cette centrale électrique, elle vit grâce à un contrat d'obligations d'achat par EDF, qui achète l'électricité, dans le cadre d'un contrat de 12 ans, donc 2000-2012, EDF rachète l'électricité à un certain tarif, qui assure l'équilibre économique du projet. Mais à partir de 2012, EDF n'est pas obligée de continuer à acheter l'électricité. » (un cadre de la direction Technique de la CCIAG, avril 2010)

Dans le cas de Grenoble, la centrale Isergie – dont le contrat d'obligation d'achat s'est achevé en décembre 2012 – est en cours de démantèlement après avoir fonctionné un an en valorisation d'actifs¹. Dans le cas de Metz, le contrat de la centrale Chambièrre avec EDF est arrivé à échéance fin 2012 et ne peut plus être renouvelé.

« Quand on a commencé à se lancer dans cette aventure il y a quatre ans, on produisait avec une turbine à gaz qui avait un contrat de vente d'électricité sur douze - quatorze ans, et qui s'arrête en 2012. Donc il fallait trouver des solutions alternatives, on avait deux chaudières charbon qui sont obsolètes et donc on a un réseau de chauffage urbain qu'il faut alimenter » (un cadre de la direction Production d'UEM, septembre 2011)

Pour y remédier et pérenniser sa production d'électricité et de chaleur, UEM a choisi de répondre à l'appel à projets CRE3, en proposant de construire une unité de cogénération biomasse. Cette solution a émergé après avoir étudié d'autres possibilités telles que le charbon (donc sans prendre en compte de manière contraignante la dimension énergies renouvelables).

« Il y avait le Grenelle de l'environnement et donc on a étudié toutes les possibilités : est-ce qu'on met du gaz, est-ce qu'on met du charbon, bon ça a vite été évacué pour des problèmes environnementaux, parce qu'au niveau coût de l'énergie, c'est quand même le moins cher, le charbon, mais c'est un problème

¹ C'est-à-dire que chaque heure, il est calculé s'il est intéressant ou non de mettre en route le cycle combiné en fonction des tarifs de l'électricité sur le marché.

environnemental donc ce qui a été vu, c'est de dire 'bon on fait l'étude'. On a regardé économiquement ce qui est le plus intéressant c'est le bois. Et ensuite on a fait l'étude complète de financement. Et derrière on a déterminé que c'était plus intéressant de construire une centrale biomasse et on a passé ça en comité d'investissement qui a approuvé. Et le conseil d'administration bien sûr aussi.

Et le charbon ce n'est plus possible du tout ?

En fait le charbon c'est possible sur les centrales de grande puissance. Il y a une obligation maintenant dans la réglementation, quand on développe une centrale charbon de mettre en place un processus de captation de CO₂ au moins expérimental. Bon c'est pas à l'échelle de notre taille, c'est à l'échelle de centrales de puissance beaucoup plus importante, pas à la taille d'UEM. » (un cadre de la direction Production d'UEM, septembre 2011)

La solution technique de la cogénération biomasse a donc été retenue par la direction d'UEM du fait de l'appel à projets CRE3 permettant de bénéficier d'un tarif d'achat de l'électricité produite garanti sur vingt ans et ainsi d'assurer l'équilibre économique de cette production. UEM a participé à l'appel à projets CRE3 de 2008 en proposant la construction d'une unité biomasse en cogénération à la centrale de Chambièrre. À partir de bois issu de forêts de la région, de la chaleur est produite et directement envoyée dans le réseau de chaleur pour assurer le chauffage des bâtiments et de l'eau chaude sanitaire. L'unité de production biomasse est composée d'une chaudière d'une puissance thermique de 45 MW et d'un turboalternateur d'une puissance de 9,5 MWe pour produire de l'électricité à hauteur de 44 millions de kWh par an¹. Son rendement technique est de l'ordre de 80 %². L'électricité produite est envoyée sur le réseau avec un contrat d'obligation d'achat. Le projet Sylvia a été retenu dans la tranche 1 de l'appel à projets CRE3 et représente un investissement de 50 millions d'euros. La centrale biomasse a été mise en service le 1^{er} janvier 2013. UEM, en tant qu'opérateur historique, achète l'électricité produite par sa centrale de production biomasse au tarif obtenu par la CRE. Par la suite, l'opérateur historique se fait compenser le surcoût de l'achat au tarif fixé par la contribution au service public de l'électricité³. Le choix d'UEM est donc en grande partie lié aux opportunités de niveau national. Il a fait l'objet d'une communication importante, tant par la ville que par l'ELD. Sur le site internet de la ville de Metz, il est indiqué que « *la démarche d'UEM, portée par ses actionnaires, s'inscrit dans le cadre de la lutte contre l'effet de serre, de la promotion des énergies renouvelables et de la maîtrise de l'énergie. En termes d'enjeu environnemental, Metz*

¹ Projet de cogénération à la biomasse, Centrale de Chambièrre, UEM Metz.

² Délibération du 14 janvier 2010 portant avis sur le choix des offres que le ministre chargé de l'énergie envisage au terme de l'appel à projets pour des installations de production d'électricité utilisant l'énergie issue de la biomasse, JORF n° 0058 du 10 mars 2010.

³ La CSPE, prélevée sur les factures d'électricité de l'ensemble des clients, est reversée aux fournisseurs historiques notamment pour compenser les surcoûts liés à l'achat de l'électricité produite à partir de la cogénération et des énergies renouvelables.

fait le choix d'un outil écologique performant, offrant l'avantage de présenter un bilan carbone neutre pour l'environnement¹ ». Ce choix essentiellement guidé par des dynamiques sectorielles nationales n'empêche donc pas une légitimation réciproque entre la ville et UEM, la ville présentant le projet comme la réponse d'UEM à une demande d'engagement dans les énergies renouvelables.

« Et puis la municipalité s'est aussi accaparé le projet, ce qui est bien. Elle a mis en avant 'c'est le projet de Metz'. Moi je trouve ça bien. Alors on pourrait dire 'oui c'est quand même le projet UEM' non enfin c'est le projet de toute une collectivité et nous on a tout intérêt à ce que tout le monde s'accapare notre projet. » (un cadre de la direction Production d'UEM, septembre 2011)

Les installations de cogénération biomasse s'inscrivent tout à fait dans les projets valorisés par les politiques nationales et locales en termes d'énergie-climat. UEM est parvenue, en utilisant le levier de l'appel à projets CRE3, à pérenniser les équilibres économiques de son activité de chauffage urbain. L'enjeu énergético-climatique n'était pas déterminant dans le choix d'UEM, mais l'ELD s'y est adapté, l'a intégré et en a fait un levier de croissance pour assurer son équilibre économique. On voit aussi que l'ELD a saisi une opportunité construite à l'échelle nationale pour répondre à un problème de rentabilité de son activité de production. Elle a adapté son projet pour répondre aux exigences de l'appel à projets – et on retrouve donc ici l'effet contraignant des appels à projets présentés plus haut –, lequel a principalement constitué un effet d'aubaine.

Dans ces appels à projets sectoriels, les ELD pilotent directement les réponses et les insèrent dans l'évolution de leur positionnement sectoriel ainsi consolidé. La capacité de GEG et d'UEM à se saisir de ces opportunités est ici évidente. Les deux ELD font preuve d'une certaine adaptabilité pour que leurs projets correspondent aux demandes des commanditaires, mais ces projets sont en premier lieu des opportunités, qui s'inscrivent dans des stratégies déjà engagées. Par exemple la logique partenariale forte du projet Greenlys a permis une importante recomposition de la position de GEG dans le champ sectoriel. Les deux projets étudiés laissent aussi transparaître un lien de plus en plus fort avec les communes, voire avec les intercommunalités, proximité que l'on observe de manière plus centrale dans le cadre des projets à dimension urbaine.

2.2 L'intégration territoriale favorisée par la participation à des projets à dimension urbaine

Outre les appels à projets sectoriels, l'Union européenne ainsi que le ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie construisent des appels à projets destinés à inciter les collectivités locales à intégrer les dimensions énergétiques et

¹ Ville de Metz, « Présentation du projet biomasse d'UEM », 23 avril 2009, www.metz.fr/metz2/articles/090423_biomasse.php, consulté le 20 mars 2013.

climatiques dans leurs projets urbains. Les réponses aux appels à projets Concerto et EcoCité sont portées en premier lieu par les collectivités locales, communes ou intercommunalités: la ville de Grenoble a piloté un projet européen Concerto et plus récemment un projet d'EcoCité avec Grenoble Alpes Métropole ; la ville de Metz et Metz Métropole pilotent un projet d'EcoCité¹. Dans chacun de ces trois projets, les villes et les intercommunalités ont dû s'entourer de partenaires pour répondre aux demandes des commanditaires. GEG comme UEM se sont saisies des opportunités que constituent ces appels à projets.

2.2.1 Des appels à projets centrés sur les territoires urbains

En 2003, La Commission européenne lance l'initiative Concerto, un appel à projets inscrit dans le cadre du *European Research Framework Programme* FP6 et FP7 dont l'objectif est de financer des projets visant la performance énergétique d'un quartier, en articulant production énergétique locale et faible consommation. Trois dimensions de l'initiative Concerto méritent d'être soulignées.

En premier lieu, alors que les précédents projets européens sur l'énergie traitaient de l'échelle du bâtiment ou d'un objet tel que les panneaux solaires, Concerto favorise l'échelle du quartier. Cet intérêt de la Commission européenne pour une échelle plus vaste entraîne un changement dans le type d'acteurs en mesure de répondre et renvoie à des compétences plus directement liées aux communes et intercommunalités. Les collectivités locales y ont ainsi un rôle moteur (Bobroff 2011, p. 22).

Un second élément de l'initiative est le caractère pionnier des projets qui doivent être présentés. Les réponses doivent se démarquer par leur caractère innovant, être à la source de conceptions énergétiques et urbaines novatrices. L'initiative Concerto vise des acteurs pionniers ou en voie d'être considérés comme tels. Cet élément illustre la différence entre les appels à projets et une réglementation qui s'applique à tous, acteurs intéressés ou non par la question traitée. L'implication des collectivités locales est ici considérée comme un levier pour atteindre les objectifs de l'Union européenne. « *The results will pave the way for a future European legislation in the form of energy policy recommendations for the 2020 energy and climate change targets and the 2050 Energy Roadmap. CONCERTO demonstrates good examples for sustainable district development as well as for refurbishment in buildings*² ». L'objectif est d'accompagner des villes pionnières dans le développement de projets innovants. L'initiative Concerto concerne

¹ Aux treize EcoCités du Volet 1 retenues en 2009 dans le cadre de la démarche EcoCité ont été ajoutées six EcoCités du Volet 2 désignées par l'État en juillet 2011.

² Concerto, « The CONCERTO Initiative », concerto.eu/concerto/about-concerto.html, consulté le 6 mars 2013.

ainsi des villes déjà sensibilisées à la question énergétique et en capacité de construire un projet innovant à l'échelle d'un territoire.

Un troisième élément de Concerto est la nécessité de construire des réponses partenariales (*Ibid.*, p. 22-23). Ce partenariat doit avoir une dimension transnationale, impliquant des partenaires dans d'autres États membres de l'Union européenne. Cette logique est largement encouragée par la Commission européenne¹.

L'outil a ensuite été repris par l'État. En 2008, le ministère de l'Écologie, du Développement durable, du Transport et du Logement lance le plan Ville durable, qui s'est traduit notamment par la démarche EcoCité². On peut rattacher ce processus à la dynamique de re-nationalisation européanisée décrite par Rosa Sanchez-Salgado : les États élaborent des appels à projets pour orienter les actions des collectivités locales en s'appuyant sur les règles que la Commission européenne a établies (Sanchez-Salgado 2007, p. 99). Reprise dans l'article 7 de la loi Grenelle 1, la démarche EcoCité a été intégrée aux Investissements d'avenir dans la ligne budgétaire Villes de demain. Par cette démarche, l'État cherche à encourager la réalisation d'opérations exemplaires d'aménagement durable des territoires par les collectivités locales. Les cibles de l'appel à projets sont des collectivités locales regroupées en intercommunalités proposant un projet à l'échelle d'une aire urbaine d'au moins 100 000 habitants et dans une dynamique d'accroissement démographique³. Ces opérations portées par des agglomérations volontaires doivent comprendre une recherche d'innovation tant énergétique qu'architecturale, paysagère et sociale, intégrant à leurs objectifs « *la préservation et la rénovation du patrimoine existant, le développement des transports en commun et des modes de déplacement économes en énergie, la prise en compte des enjeux économiques et sociaux, la réduction de la consommation d'espace et la réalisation de plusieurs écoquartiers*⁴ ». Dans le Volet 1 du cahier des charges Ville de demain en octobre 2010, les programmes urbains doivent respecter les conditions suivantes :

¹ « La Commission a de longue date encouragé les projets transnationaux. En revanche, ce n'est qu'à la fin des années 80 que la promotion de cet élément devient systématique. [...] Initialement, la Commission n'a apporté aucune précision sur ce qu'elle entendait par coopération transnationale. Elle ne mettait en avant qu'une exigence minimale : les projets devaient être présentés par un minimum de deux organisations appartenant à deux États membres [...]. La commission ne donnait aucune indication sur la façon dont elles devaient travailler ensemble. C'était aux entités gestionnaires d'inventer le contenu de cette nouvelle dimension. Ce n'est que très récemment que la direction générale compétente publie les premiers manuels à ce sujet. C'est sans doute la complexité à définir des valeurs communes européennes sur lesquelles fonder la coopération transnationale, qui mène la Commission à insister sur la méthode. » (Sanchez-Salgado 2007, p. 188-189).

² « La démarche EcoCité est une démarche partenariale conduite par l'État, destinée à accompagner de grandes agglomérations françaises dans leur prise en compte des objectifs du Grenelle. Elle constitue l'une des quatre actions opérationnelles du Plan Ville durable, lancé le 22 octobre 2008, avec l'appel à projets EcoQuartier, l'appel à projets Transport urbain, et la promotion et la valorisation de la Nature en ville » (Investissement d'avenir, Cahier des charges relatif à l'action ville de demain, Volet 2, juillet 2011, 37 p).

³ Guidet Thierry, « EcoCités mode d'emploi », Place publique #18, www.revue-placepublique.fr/Sommaires/Sommaires/Articles/ecocites.html, consulté le 24 avril 2013.

⁴ Loi n° 2009-9967 du 3 août 2009 de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement (1).

- *s'inscrire dans une stratégie urbaine intégrée de densification, d'amélioration énergétique de l'habitat, et de maîtrise de la mobilité qui vise la division par 4 des émissions de gaz à effet de serre et la création de villes à énergie positive*
- *développer une démarche innovante et expérimentale qui vise à faire la démonstration de l'intérêt économique et écologique de nouvelles solutions d'aménagement urbain et de mobilité*
- *faire l'objet majoritairement de cofinancements des collectivités territoriales, des opérateurs privés et de l'Union européenne¹.*

On retrouve dans ces objectifs l'échelle urbaine, le Facteur 4, l'importance accordée à l'innovation et la logique partenariale de cofinancement. Le caractère innovant, central dans l'argument, a été largement repris dans les réponses. Les candidats doivent proposer des actions intégrant un haut niveau de performance environnementale ou d'innovation, avec le développement de démonstrateurs². Dans cet appel à projets, Vincent Béal et Gilles Pinson observent que les coalitions d'acteurs retenues sont fortement contraintes par la nécessité de proposer des réponses efficaces et reproductibles avec des méthodes de contrôle s'inscrivant dans le mouvement du nouveau management public (Béal et Pinson 2014, p. 11).

2.2.2 Concerto SESAC, un projet renforçant les interactions entre la ville de Grenoble et GEG

En 2003, l'appel à projets Concerto constitue une fenêtre d'opportunité pour l'adjoint à l'Urbanisme et à l'Environnement de la ville de Grenoble (Verts) à ce poste depuis 2001, dont il s'empare pour appuyer sa conception d'un « *urbanisme durable* ». La réponse à cet appel à projets s'inscrit dans la continuité de la réhabilitation de la zone d'aménagement concerté (ZAC³) Vigny-Musset, réorientée en 2001 pour intégrer des exigences de développement durable. L'appel à projets est proposé à l'adjoint par le responsable Développement durable de l'OPAC 38, un bailleur social du département de l'Isère. Le changement d'échelle du bâtiment au quartier contenu dans l'appel à projets est à la source de la sollicitation de l'OPAC 38, qui avait précédemment répondu à des projets européens et obtenu des financements, mais celui-ci est trop important et nécessite un portage municipal⁴. Ayant travaillé au cours du mandat précédent, entre 1995 et 2001, sur la question des financements européens, l'adjoint à l'Urbanisme et à l'Environnement

¹ Investissement d'avenir, *Cahier des charges relatif à l'action ville de demain*, Volet 1, octobre 2010, 29 p.

² Investissement d'avenir, *Cahier des charges relatif à l'action Ville de demain*, Volet 2, juillet 2011, 37 p.

³ Les ZAC sont des opérations de développement urbain d'initiative publique. Cet outil, créé en 1967, donne aux communes la responsabilité financière et de programmation de leurs opérations (Bonneville 2005).

⁴ Entretiens avec l'ancien adjoint à l'Urbanisme et à l'Environnement de la ville de Grenoble, juin 2010, et avec un cadre de la direction Urbanisme de la ville de Grenoble, mai 2010.

est déjà sensibilisé à leur fonctionnement et à leur intérêt¹. On retrouve ici la nécessité d'être préalablement sensibilisé et en capacité de construire une réponse à l'appel à projets soulignée par Rosa Sanchez-Salgado (Sanchez-Salgado 2008).

La Caserne de Bonne – zone de 8,5 hectares au cœur de la ville de Grenoble – est choisie comme territoire principal du projet. Une réflexion est déjà engagée sur la réhabilitation de ce territoire au moment de l'appel à projets. Il était déjà question d'y développer des bâtiments avec de bonnes performances énergétiques et seule une adaptation de ce pré-projet a donc été nécessaire. La ville de Grenoble est retenue avec la proposition Concerto-SESAC (Sustainable Energy Systems in Advanced Cities) en avril 2004, en partenariat avec les agglomérations de Växjö (Suède) et de Delft (Pays-Bas). Le contrat est signé en mai 2005 pour cinq ans² et 8 millions d'euros sont affectés par la Commission européenne, dont 2,7 millions pour les projets pilotes du site grenoblois (Bobroff 2011, p. 26). Là encore, on observe que l'appel à projets conduit plus à une adaptation d'un projet déjà enclenché qu'à une totale constitution du projet. Cependant, cette sélection de la candidature de Grenoble est considérée par l'adjoint comme un moment fort pour l'intégration entre la question énergétique et la politique urbaine à Grenoble³. L'obtention du projet Concerto permet d'asseoir cette thématique et de la valoriser au sein de la coalition politique locale.

Concerto implique de construire un partenariat local et transnational. L'adjoint à l'Urbanisme et à l'Environnement explique que la mobilisation du réseau international de collectivités locales ICLEI a permis de trouver comme partenaires les agglomérations de Växjö en Suède et de Delft aux Pays-Bas. Au niveau grenoblois, le consortium s'est stabilisé autour de six acteurs contractuels – la ville de Grenoble, la Métro, une des deux SEML aménagement de la ville, le bailleur social OPAC 38, GEG et EDF – et de trois partenaires associés – la ville d'Échirolles, la Compagnie de chauffage intercommunale de l'agglomération grenobloise (CCIAG) et l'Agence locale de l'énergie. Le groupe de travail qui prépare la réponse à l'appel à projets intègre notamment les deux SEML énergie de la ville. Les délais très serrés impactent fortement la structuration de ce collectif⁴ qui va œuvrer pendant deux mois de manière intensive pour déterminer neuf projets pilotes, rassemblant les actions proposées par les partenaires.

¹ Entretien avec l'ancien adjoint à l'Urbanisme et à l'Environnement de la ville de Grenoble, juin 2010.

² Depuis 2005, vingt-deux projets ont été retenus, sur cinquante-huit sites différents pour un montant total des financements européens de 175 486 501 euros (Concerto, « The CONCERTO Initiative », concerto.eu/concerto/about-concerto.html, consulté le 6 mars 2013).

³ Entretien avec l'ancien adjoint à l'Urbanisme et à l'Environnement de la ville de Grenoble, juin 2010.

⁴ Ibid.

Figure 23: Projet Concerto : neuf projets pilotes sur trois sites



GEG s'est impliquée de manière dynamique et volontaire, en étant dès l'origine un partenaire du projet. Ceci s'explique en premier lieu par le fait que l'initiative Concerto incitait à la présence de distributeurs et de producteurs d'énergie dans le consortium. La présence de deux distributeurs et producteurs locaux d'énergie dans le territoire grenoblois (GEG et la CCIAG) est donc considérée comme un atout par la ville¹. L'adjoint reconnaît la place importante de GEG et explique que lors du groupe de travail pour l'élaboration de la réponse, le représentant de l'ELD a proposé l'installation de micro-cogénérations au gaz, ainsi que celle de 1000 m² de surfaces photovoltaïques sur les toits des espaces commerciaux². GEG porte ainsi deux des neuf projets pilotes de la réponse grenobloise et même deux des quatre projets du site de la Caserne de Bonne. Ce rôle stratégique dans le projet est lié à la réactivité et à la souplesse qui lui sont reconnues par les acteurs municipaux, qui n'attribuent pas les mêmes qualités à EDF du fait d'une proximité moindre³.

« GEG a été un outil qui a contribué à favoriser ce travail d'innovation, de recherche de solutions économes. Par exemple sur la ZAC de Bonne, GEG a développé des mini-chaufferies à cogénération gaz, production d'électricité et de chauffage, installé elle-même dans les immeubles, qu'elle gère aujourd'hui. Donc ça c'est une vraie innovation avec une vraie souplesse que je pense qu'on n'aurait pas eu au niveau d'un monstre comme EDF-GDF. [...] Ça permet une proximité dans les relations, les prises de décision, etc, une réactivité qu'on n'a pas en effet

¹ La ville ne veut cependant pas que l'intégration de ses entreprises publiques locales soit perçue comme une opposition à EDF. C'est pourquoi à la demande de l'adjoint à l'Urbanisme et à l'Environnement, EDF a proposé un projet de micro-centrale hydraulique de 2,7 MW de puissance sur le canal de la Viscose, dans le cadre d'un autre site du projet.

² Entretien avec l'ancien adjoint à l'Urbanisme et à l'Environnement de la ville de Grenoble, juin 2010.

³ Ibid et entretien avec un cadre de la direction Urbanisme de la ville de Grenoble, mai 2010.

avec d'autres systèmes où il n'y a pas ces entreprises locales de distribution d'énergie. » (ancien adjoint à l'Urbanisme et à l'Environnement de la Ville de Grenoble, juin 2010)

Le projet pilote de huit micro-cogénérations nous permet de préciser la manière dont ont été prises les décisions et leur justification. Dans le groupe de travail définissant la réponse à l'appel à projets Concerto, GEG a proposé d'être maître d'ouvrage et exploitant de ces micro-cogénérations au gaz d'une puissance totale de 360 kW qui produisent de l'électricité et de la chaleur à partir de gaz. Cette proposition s'appuie sur les enseignements tirés de l'expérimentation d'une micro-cogénération installée dans un local commercial de GEG en 2003. À la suite de cette expérimentation, l'ELD voulait développer l'outil sur du logement et a donc saisi l'opportunité du projet Concerto. Une micro-cogénération est prévue pour chacun des huit immeubles de logements neufs à haute performance énergétique sur la Caserne de Bonne, destinée à couvrir les besoins en électricité et la moitié des besoins en chaleur. Ces installations – qui ont vocation à fonctionner principalement pendant la période hivernale – sont raccordées au réseau de gaz, mais la production d'électricité et de chaleur est décentralisée à l'échelle des bâtiments. Pour les besoins énergétiques non couverts par la micro-cogénération, des chaudières d'appoint communes aux bâtiments sont installées, complétées par des panneaux solaires.

GEG avance différents arguments pour légitimer ce projet de micro-cogénération gaz dans l'écoquartier. Cette solution favorise des systèmes décentralisés, permettant d'éviter les pertes techniques lors de la distribution¹ et de ne pas augmenter la contrainte sur les réseaux, notamment en heure de pointe. En effet, il n'y a pas de consommation électrique pour le chauffage et l'eau chaude sanitaire et de l'électricité est produite pour les besoins spécifiques en électricité. Ces micro-cogénérations réduisent aussi les émissions de gaz à effet de serre, car par leur rendement important, elles consomment moins d'énergie primaire que d'autres sources de production d'électricité ou de chaleur et exploitent au maximum le potentiel énergétique du combustible².

Alors que le réseau de chauffage urbain est présent tout autour de l'écoquartier, la ville a validé le choix du gaz avec l'installation des micro-cogénérations, parce que l'ELD s'est placée comme acteur innovant, avec une capacité de réaction rapide et d'implication dans un projet partenarial. Ce choix s'intègre aussi dans la volonté de la ville de proposer des solutions innovantes sur cet écoquartier considéré comme un projet urbain central. On peut faire l'hypothèse que la ville voulait que les sources d'approvisionnement en énergie de ce quartier le distinguent des îlots attenants, pour mieux valoriser sa singularité et son identité.

¹ Entretien avec un cadre de la direction Production de GEG, avril 2010.

² GEG, « la cogénération » : www.geg.fr/index.php/cms/1001/La-cogeneration, consulté le 6 mars 2013.

« Et donc c'est ce qui a été décidé arbitrairement sur la caserne de Bonne. On n'a pas fait d'étude énergétique en amont pour dire quelle est la solution la plus valable, le réseau de chaleur arrivait quand même précédemment dans la réserve au nord, donc on aurait pu tout à fait choisir le réseau de chauffage urbain, mais du fait de ce partenariat et de la réactivité de GEG, il a été décidé de développer ces petites unités de cogénération. » (un cadre de la direction Urbanisme de la ville de Grenoble, mai 2010)

L'appel à projets Concerto a donc amené la ville et son partenaire GEG à réagir rapidement en mettant en avant des solutions déjà expérimentées et dont l'expansion était ici aussi envisagée. La présence de l'ELD dans le territoire apparaît ici comme un atout pour la ville. Bien que les micro-cogénérations n'aient pas été une grande réussite économique pour GEG¹, elles lui ont permis de développer des relations avec la ville et d'autres partenaires pour se saisir d'opportunités locales – et potentiels nouveaux leviers de croissance – et se positionner comme un acteur innovant.

2.2.3 EcoCité grenobloise, une forte dimension *smart grid* portée par GEG

Lors du lancement de la démarche EcoCité en 2010, l'équipe municipale a évolué. Michel Destot est toujours maire, mais les adjoints ont changé². La réponse à l'appel à projets est principalement portée par l'adjoint au Développement durable avec les directions Grands projets, Urbanisme et Environnement. L'obtention précédente du projet Concerto facilite le positionnement de la ville de Grenoble sur la démarche EcoCité. Le coût d'entrée est en effet moindre, aussi bien du côté des élus que des services en charge des projets, car le cœur des partenariats potentiels est déjà en place.

« De toute façon pour répondre à de telles exigences, parce que dans le cahier des charges pour l'énergie, il fallait être bien supérieur aux normes, il fallait des approches innovantes partout, de l'innovation partout. Bon il n'y avait que [sur la Presqu'île] que c'était prêt, mûr, en plus à une échelle importante... [...] parce qu'on a réfléchi à un concept qui est plus basé sur le retour d'expérience, sur la façon dont on a réalisé la ville jusqu'à maintenant, avec nos ZAC, nos petites habitudes, nos définitions de périmètre de projet, nos appels d'offres de promoteurs. Et on avait cherché à voir comment optimiser ça avec un maître mot qui était la mutualisation. » (un cadre de la direction Urbanisme de la ville de Grenoble, août 2012)

¹ Le modèle économique de ces outils de production n'a pas permis d'assurer leur rentabilité et la mise en place a été difficile du fait de la construction des bâtiments étalée dans le temps.

² La coalition municipale de la ville de Grenoble est passée de PS/Verts de 1995 à 2008 à PS/Modem en 2008.

La réponse de la ville de Grenoble est adaptée aux demandes d'EcoCité, notamment concernant l'exigence d'innovation, grâce aux expériences précédentes des partenaires sur les questions de ville durable. La capitalisation progressive des expériences sert de jalon à l'élaboration du projet suivant.

Le projet d'EcoCité grenobloise a comme principal territoire d'expérimentation la Presqu'île. Cette zone de 250 hectares est située dans le territoire municipal à la confluence du Drac et de l'Isère. Marquée par une forte présence d'industriels (Schneider Electric, Siemens, bioMérieux, STMicroelectronics...) et de centres de recherche (principalement le CEA qui est un grand propriétaire foncier et un grand utilisateur de cet espace), la Presqu'île rapporte une part conséquente du PIB de la ville et est considérée comme à la pointe de l'innovation. Cependant, bien que central en termes économiques, ce quartier est peu intégré à la ville.

« Clairement en fait on peut dire que c'était un ex-no mans land militaire qui était relié à peu près à rien » (adjoint au Développement durable de la ville de Grenoble, avril 2013)

Face à ce constat, l'objectif est de réencastrer la Presqu'île dans la ville avec un campus de recherche¹, un projet urbain et des réseaux de transport traversant. Cette triple dynamique vise à faire de la Presqu'île un moteur économique et à créer de l'emploi industriel dans ce territoire. La Presqu'île constitue ainsi le projet central de la ville, estimé à 1,3 milliard d'euros d'investissements sur quinze ans. Si la ville et la communauté d'agglomération portent le projet, le CEA a eu un rôle d'initiateur important².

« L'initiation du projet Presqu'île c'est la volonté des scientifiques présents sur la Presqu'île de rehausser, de mettre à niveau tout ce site par rapport à la concurrence mondiale, des sites californiens, japonais. On a un pôle de recherche important dans le monde, mais il est un peu vieillissant. [...] Et il y avait une forte volonté de se mettre à niveau des grands campus de recherche, où on trouve toutes les fonctions de la ville pour mieux accueillir les chercheurs : des commerces, des hôtels, des logements, des écoles, etc. » (un cadre de la direction Urbanisme de la ville de Grenoble, août 2012)

¹ Le volet scientifique du projet, le projet GIANT, vise à faire de la Presqu'île « un campus d'innovation de premier rang mondial » pour un coût est estimé à 600 millions d'euros, financé en partie par le Plan Campus, plan à l'échelle nationale en faveur de l'immobilier universitaire (Ministère de l'Enseignement supérieur et de la Recherche, « Plan Campus », www.enseignementsup-recherche.gouv.fr/pid24591/operation-campus.html, consulté le 4 avril 2014).

² Jean Minier, coordination de la maîtrise d'ouvrage du CEA Grenoble, lors d'un débat à l'exposition *Les Villes en mouvement*, le 28 avril 2009. Thème du débat : « l'aménagement de la Presqu'île de Grenoble : un projet innovant et durable » : « Jean Therme, directeur du CEA Grenoble, décide alors de lancer une vaste opération dédiée à la microélectronique à partir d'un concept original, celui de Minatec, consistant à associer dans un même lieu l'enseignement, la recherche et les industriels. [...] L'idée directrice était ainsi de faire de Minatec un quartier scientifique dense, sans voitures, et avec une démarche HQE. »

« D'où cette idée en commun avec la ville de projet d'aménagement, de projet urbain pour en faire à la fois un développement des fonctions scientifiques et un développement des fonctions urbaines. Donc ça a donné naissance sur l'aspect scientifique au projet Giant et sur l'aspect urbain à la ZAC Presqu'île. » (un cadre de la direction Urbanisme de la ville de Grenoble, août 2012)

La ZAC Presqu'île fait ainsi l'objet d'une profonde requalification urbaine. Le coût du volet urbain est estimé à 300 millions d'euros pour le programme d'aménagement urbain, auquel s'ajoutent 400 millions d'euros pour les infrastructures. C'est dans cette logique du projet urbain qu'est imbriquée la réponse à la démarche EcoCité. Sur les 750 millions d'euros du Fonds Villes de demain des investissements d'avenir, 7 millions d'euros sont attribués à l'EcoCité grenobloise¹. Le financement assuré par EcoCité est limité, mais cette impulsion sécurise d'autres financements spécifiques, dédiés aux dimensions énergétiques et climatiques.

« Après il y a eu l'impulsion EcoCité qui a permis ensuite de trouver des financements spécifiques. Et tout ça c'est un peu cristallisé je dirais dans le dossier qui est sorti de l'appel d'offres EcoCité. » (adjoint au Développement durable de la ville de Grenoble, avril 2013)

Dans l'élaboration du projet EcoCité et dans sa communication, la ville de Grenoble souligne l'innovation comme argument dans toutes les actions, comme on le retrouve par exemple dès la première phrase du document de présentation : *« Grenoble, forte de sa capacité d'innovation scientifique, technologique, mais aussi sociale et sociétale, veut être un modèle de développement durable dans tous ses aménagements² »*. Trois axes sont définis par la ville de Grenoble en lien avec les différents partenaires : système urbain intégré, comprenant îlots urbains intégrés et bâtiments innovants ; offre globale de mobilité ; gestion coopérative de l'énergie, comprenant des *smart grids* et des réseaux thermiques coopératifs.

L'EcoCité grenobloise est marquée par la continuité de l'investissement de GEG, mais aussi par l'intégration croissante de la Compagnie de chauffage (CCIAG). Partenaires centraux de la ville, les deux SEML énergie portent directement les composantes énergétiques du projet et sont ainsi au centre de l'axe *« gestion coopérative de l'énergie »*.

« Vous avez dans tout le volet énergie principalement les deux SEML, c'est là qu'on voit que cette proximité, cette gouvernance avec les SEML locales sont très fortes, qui sont les porteurs de nos actions. Vous avez deux-trois actions portées par la Compagnie de chauffage, dont la boucle d'eau tiède, et puis deux-trois actions portées par GEG dont smart grid, mini-production hydroélectrique,

¹ Ville de Grenoble, « Facteur 4 : Ecoquartier, Ecocité », www.grenoble.fr/574-facteur-4-eco-quartiers-eco-cite.htm, consulté le 6 mars 2013.

² Ville de Grenoble, *Plaquette Presqu'île*.

couverture photovoltaïque souple et haute performance du Synchrotron. » (un cadre de la direction Urbanisme de la ville de Grenoble, août 2012)

La proximité des deux SEML énergie est vantée par les services municipaux. Un cadre de la direction Urbanisme considère ainsi que leur présence a facilité l'innovation dans le projet, notamment du fait de la proximité des centres décisionnels des deux structures¹. On note aussi une plus forte appropriation de la question énergétique par les acteurs municipaux, notamment par les directions Urbanisme et Environnement. En effet, tant les élus que les services municipaux ont développé une expertise sur l'énergie et sont davantage que lors du projet précédent dans une logique d'amendement des propositions des SEML, surtout celles de la CCIAG, qui veut étendre le réseau de chauffage urbain sur la Presqu'île. La CCIAG est chargée par la ville de l'installation d'un réseau de chaleur parallèle à son réseau classique, distribuant de la chaleur à basse température. La boucle d'eau tiède a été imposée par l'administration municipale et plus particulièrement par l'adjoint au Développement durable.

« Par contre, on veut développer des réseaux secondaires à ce réseau, mais basse température. [...]. Ce montage de boucle d'eau tiède il est fait avec la CCIAG. [...] le fait même qu'on ait notre CCIAG amène énormément de facilités. » (un cadre de la direction Urbanisme de la ville de Grenoble, août 2012)

Pour pouvoir disposer des financements EcoCité, la CCIAG doit de plus créer une filiale avec la Caisse des dépôts et consignations². GEG a quant à lui proposé deux actions qui vont être en partie financées : un projet de *smart grid* et une centrale hydroélectrique sur le Drac. La principale action de GEG est le projet de *smart grid* EcoCité – que nous avons abordé dans le chapitre précédent – qui vise à développer un monitoring territorial. Les propositions de GEG sont inscrites dans la continuité de son action, notamment sur les *smart grids*, ce qui permet à l'ELD de s'impliquer sur des éléments qu'elle maîtrise déjà en partie et qui peuvent être déployés rapidement. Le rapport de force a cependant évolué depuis Concerto. Si la ville – en tant que porteur du projet – a un besoin crucial de GEG comme force de propositions, cette dépendance est moins forte que précédemment. Les services municipaux sont montés en expertise et sont davantage en capacité de suivre les projets et d'en négocier certains aspects, notamment concernant les îlots sur lesquels le *smart grid* peut être déployé.

Le projet d'EcoCité de la ville de Grenoble est donc caractérisé par une continuité du partenariat avec GEG, un accroissement des relations avec la CCIAG et une augmentation de l'expertise de l'administration municipale ainsi que des élus concernant l'énergie. Il est un levier majeur du développement des relations entre la ville et ses SEML énergie. Là encore, la participation de GEG au projet repose sur son axe stratégique central et permet de le renforcer. De son côté, la ville tire avantage de la

¹ Entretien avec un cadre de la direction Urbanisme de la ville de Grenoble, juin 2010.

² Entretien avec un cadre de la direction Environnement de la ville de Grenoble, juillet 2012.

présence d'un opérateur local s'inscrivant au cœur des préoccupations de l'appel à projets.

2.2.4 EcoCité à Metz, la formalisation d'un intérêt ancien pour le développement durable

Dans le cadre du plan Ville durable, la ville de Metz et Metz Métropole ont été retenues aux trois appels à projets: Écoquartiers, EcoCité et Transports collectifs. La ville de Metz porte le projet d'écoquartier des Coteaux de la Seille et Metz Métropole porte un projet de réseau de transport en commun en site propre et EcoCité. Le lancement du projet est davantage piloté par la communauté d'agglomération à Metz qu'à Grenoble.

« Oui c'est nous [Metz Métropole] qui avons commencé en tant qu'EcoCité, l'État et la CDC nous ont dit 'vous pouvez candidater', on était prioritaires, et nous accompagnent pour nous dire si on va dans le bon sens, si nos dossiers ont une chance de passer en l'état ou pas. Ils font un peu les profs quoi. » (un cadre de la direction du Développement et de l'Aménagement durable de Metz Métropole, octobre 2011)

On voit ici l'influence des acteurs institutionnels étatiques en charge de la sélection des propositions, qui conseillent les candidats pour que ceux-ci comprennent bien leurs attentes. EcoCité a permis de construire un projet à long terme et de formaliser un processus déjà enclenché (trame verte et bleue) ou en phase de conception (démarche inondation)¹. Le projet EcoCité permet donc une formalisation et une mise en cohérence vis-à-vis des acteurs locaux.

La construction du projet EcoCité à Metz Métropole a été initialement axée sur la requalification de la Base aérienne 128. Cette zone de 400 hectares – répartie sur les communes d'Augny, Marly et de Moulins-les-Metz – était occupée par l'armée de l'air. En 2008, le ministère de la Défense a annoncé son intention de fermer cette base en 2012. Un projet de ferme photovoltaïque est alors initié par la ville et UEM en réponse à l'appel à projets EcoCité. Ce projet, fortement soutenu par la direction Prévention des risques et Énergie de la ville de Metz, a fait l'objet de vives critiques – notamment par le chargé de mission Développement durable à Metz Métropole – qui refusait de geler les projets de la base pour vingt ans du fait de l'installation d'une ferme photovoltaïque. Ce projet n'a pas abouti. Finalement, le territoire central du projet est la ZAC de l'Amphithéâtre, un quartier à côté de la gare et du centre Pompidou Metz. Le choix de ce territoire vise à rééquilibrer le centre urbain autour de ce quartier.

¹ Entretien avec un cadre de la direction du Développement et de l'Aménagement durable de Metz Métropole, octobre 2011.

Faute de financements suffisants dans le cadre de l'appel à projets, le ministère du Développement durable a demandé aux EcoCités de cibler plus particulièrement un territoire pour la première tranche de financement. On retrouve ainsi une même dynamique dans les agglomérations de Grenoble et de Metz. Si les actions étaient relativement dispersées dans les agglomérations dans la phase initiale de la démarche, elles se concentrent progressivement sur un projet phare du territoire des villes centre, respectivement la Presqu'île et l'Amphithéâtre. Outre la localisation centrale de ces quartiers, les projets urbains concernant ces derniers étaient déjà en cours. Ainsi, la réflexion sur la Presqu'île à Grenoble était lancée avant le projet EcoCité et il en est de même pour la ZAC de l'Amphithéâtre à Metz. Ces deux projets sont aussi ceux sur lesquels les ELD s'étaient le plus fortement investies.

Étant donné qu'UEM est en charge de la distribution d'électricité et de chaleur sur la quasi-totalité de l'agglomération, Metz Métropole l'a sollicitée pour proposer des actions. UEM est un des acteurs moteurs de l'EcoCité messine et est valorisée tant par Metz Métropole que par la ville. Plus particulièrement, la direction Production d'UEM, chargée du chauffage urbain, est considérée comme motrice sur la dimension chauffage urbain de la ZAC de l'Amphithéâtre, car elle a permis d'apporter des projets concrets dans la réponse à appel à projets.

« Heureusement qu'il y avait l'UEM pour nous apporter des projets concrets [rires] : stockage d'énergie entre autres, compteurs individuels pour la chaleur, l'électromobilité aussi. C'est eux qui sont complètement à l'initiative, comme c'est eux qui ont proposé le développement de la biomasse et de faire de l'UEM une entreprise de pointe dans ce domaine-là. » (un cadre de la direction Urbanisme de la ville de Metz, novembre 2011)

L'ELD a proposé de contribuer à la réalisation d'un îlot positif sur la ZAC de l'Amphithéâtre – c'est-à-dire produisant davantage d'énergie que sa consommation – par le développement de solutions en termes de chauffage urbain. UEM a aussi proposé d'installer des compteurs intelligents pour le chauffage urbain et de développer des solutions innovantes de stockage de chaleur et de froid urbain. Le directeur de la production d'UEM participe au comité de pilotage mensuel. Le projet EcoCité est à l'origine de nouvelles relations entre l'ELD et les responsables du projet à Metz Métropole¹, relations qui étaient jusque-là très limitées, ainsi qu'avec la direction Urbanisme de la ville.

¹ Entretien avec un cadre de la direction du Développement et de l'Aménagement durable de Metz Métropole, octobre 2011.

Conclusion

Les appels à projets développés aux échelles nationale et européenne visent à inciter les collectivités territoriales à intervenir sur des enjeux relevant de l'énergie-climat et constituent en ce sens une forme de gouvernement à distance. L'analyse de la manière dont les acteurs locaux s'emparent de ces appels à projets nous a permis de mettre en évidence que ces derniers contribuent aussi à faire de l'ancrage territorial des ELD une ressource stratégique importante. Les ELD représentent en effet un capital important pour les villes dans le montage des réponses à l'échelle locale et leur mise en œuvre. Les appels à projets mobilisent des villes volontaristes ayant déjà mis à l'agenda les enjeux énergético-climatiques, qui disposent d'une certaine expertise énergétique ainsi que d'une capacité de réaction rapide. Dans chacun des trois projets à forte dimension urbaine montés et pilotés par les collectivités locales, l'intégration dès l'origine de GEG et UEM a permis de proposer des actions concrètes, fortement valorisables par rapport aux commanditaires. Les deux ELD sont considérées comme les acteurs principaux de la mise en œuvre des volets « énergie » de ces projets. Elles sont d'autant plus valorisées comme partenaires que les délais de réponse sont courts et nécessitent d'être réactif, avec des propositions réalisables rapidement. Les ELD contribuent donc à une capacité urbaine collective et représentent pour les collectivités locales une ressource partenariale dotée d'une expertise importante.

Ces projets partenariaux sont aussi un atout pour GEG et UEM, car y participer leur assure des financements et est un vecteur essentiel de leur légitimation comme acteurs de la « *transition énergétique* ». Les deux ELD se saisissent avec aisance des aubaines des appels à projets à dimension sectorielle et urbaine et adaptent en conséquence leurs stratégies, en proposant des actions qui sont déjà dans les cartons et qu'elles font évoluer à la marge pour répondre à l'intérêt croissant pour les aspects climatiques de la question énergétique. Cette importance croissante des appels à projets est un élément central de la plasticité dont les ELD urbaines font preuve pour faire face à la fin de la niche régulatoire strictement sectorielle qui se tarit depuis la libéralisation. L'intérêt mutuel des villes et des ELD conduit à un renforcement progressif des relations avec les communes ainsi que les intercommunalités et nous permet de voir que le territoire de concession devient une ressource pour les ELD. Être une entreprise ancrée localement n'est plus un frein dans le cadre d'un secteur organisé à l'échelle nationale, mais devient un levier d'obtention de financements et de rapprochement avec les collectivités territoriales, acteurs de plus en plus prégnants dans les politiques énergétiques.

Chapitre 6

Des collaborations émergentes aux différentes échelles d'action publique territoriale

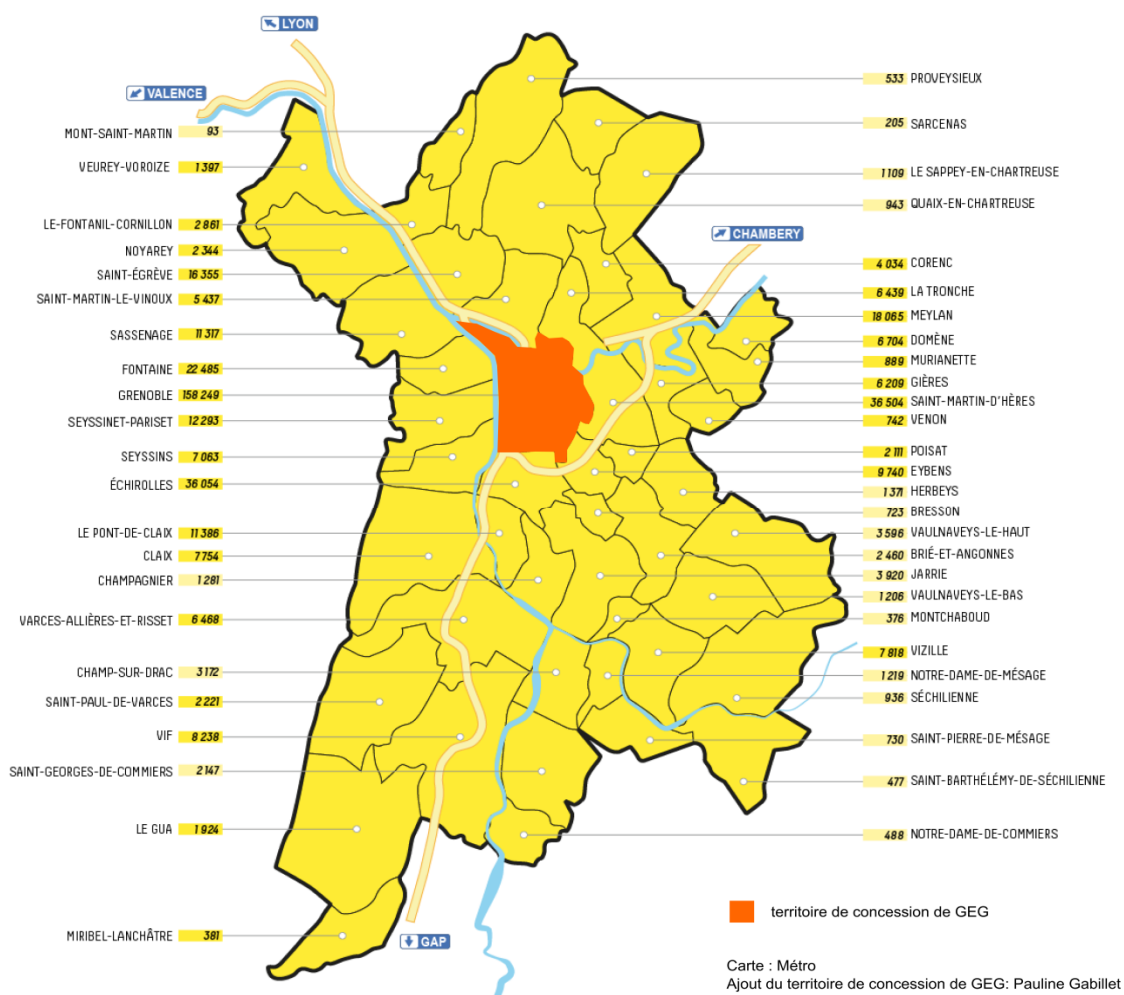
Au-delà des appels à projets, les ELD s'adaptent à la mise à l'agenda de l'énergie par les différents échelons de collectivités territoriales et les établissements publics de coopération intercommunale. L'énergie devient en effet un enjeu politique à ces échelons d'action publique – à des degrés divers selon leurs compétences – et acquièrent une place non négligeable dans la gouvernance énergétique. Ces mises à l'agenda différenciées par les acteurs publics locaux ont pu être perçues par les ELD comme un risque d'ingérence dans leurs stratégies d'entreprises. Elles les considèrent cependant progressivement comme des opportunités et développent des collaborations.

Notons que les collaborations entre GEG et UEM et les différentes échelles de collectivités locales restent à ce jour limitées, ce qui explique que nous soulignons seulement quelques lignes directrices de ces recompositions. Mais bien que représentant des signaux faibles, les études apportent des éléments supplémentaires de compréhension sur les enjeux entre acteurs sectoriels et acteurs publics locaux, caractérisés par des logiques d'action territoriale (Faure 2005; Douillet 2005). Ces collaborations montrent aussi que les ELD interagissent avec des collectivités territoriales qui ne détiennent pas de parts de leur capital. Dans la continuité du chapitre précédent, ceci nous permet de mettre en évidence que les interactions entre ELD et collectivités territoriales ne sont pas qu'une affaire d'actionnariat.

1 L'intercommunalité, échelle la plus prometteuse à court terme pour les ELD

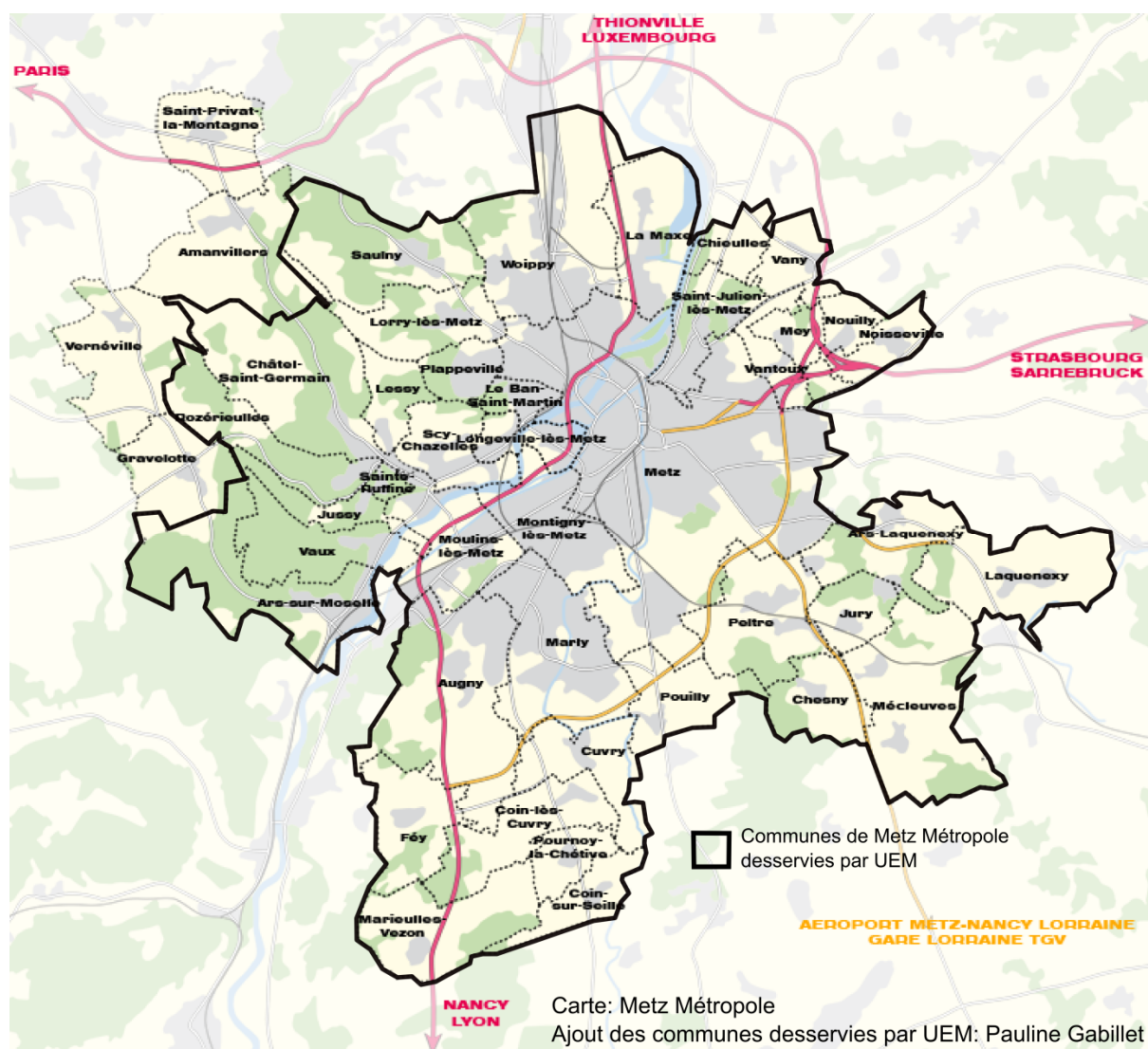
La communauté d'agglomération Grenoble Alpes Métropole – appelée plus communément la Métro – associe quarante-neuf communes et 440 000 habitants. Cet établissement public de coopération intercommunale a été créé en 1966 sous la forme d'un syndicat, avant de devenir une communauté de communes puis une communauté d'agglomération en 2000. GEG n'en dessert qu'une partie très réduite en gaz et en électricité, son territoire de concession ne couvrant que la commune de Grenoble. Les autres communes sont desservies par ERDF et GRDF.

Carte 7: La Métro et le territoire de concession de GEG



Dans le cas d'UEM, l'adéquation entre distribution d'électricité et territoire intercommunal est plus forte. La communauté d'agglomération Metz Métropole créée en 2002 regroupe quarante-quatre communes, soit 230 000 habitants. UEM distribue de l'électricité sur quarante des quarante-quatre communes de l'agglomération¹, tout en appartenant uniquement à la ville de Metz. On pourrait donc supposer que cette dimension intercommunale de l'ELD conduit à un rapprochement avec la communauté d'agglomération, ce qui n'est pourtant pas si naturel.

Carte 8: Metz Métropole et les communes desservies par UEM



¹ Trois des quatre communes de l'agglomération qui ne sont pas sur le territoire d'UEM ont ERDF pour concessionnaire (Amanvilliers, Gravelotte et Vernéville) et une dispose d'une régie (Saint-Privat-la-Montagne). Notons que le territoire de concession d'UEM dépasse largement le périmètre de l'agglomération, étant donné qu'il comprend 142 communes.

1.1 Une implication croissante sur l'énergie-climat

Nous avons vu que la Métro et Metz Métropole sont partenaires des villes de Grenoble et Metz dans le cadre de réponses à des appels à projets à dimension urbaine (cf chapitre 5). Ces deux communautés d'agglomération développent aussi des actions en propre et peuvent être en ce sens un levier d'expansion territoriale de plus en plus important pour les ELD. Cette implication intercommunale sur l'énergie-climat peut conduire à un conflit de légitimité avec les communes. L'intercommunalité fonctionne en effet sur la base de transferts de compétences obligatoires ou optionnels réalisés par les communes¹. Les communes sont responsables de la mobilité durable, de l'organisation des services publics de proximité, de l'aménagement de l'espace et du développement local mais peuvent déléguer à une autre échelle². Entre les échelles communale et intercommunale, l'une finira par supplanter l'autre sur les questions énergétiques. Or, le mouvement général va dans le sens d'une valorisation de l'échelle intercommunale, auquel GEG et UEM tentent progressivement de s'adapter.

Le portage politique de la Métro sur les enjeux énergétiques et environnementaux a été précoce. Depuis 1999, elle co-organise les Assises de l'énergie des collectivités territoriales, le rendez-vous annuel des collectivités locales impliquées sur les enjeux énergétiques avec la communauté urbaine de Dunkerque. La communauté d'agglomération est aussi l'une des premières en France à se mobiliser pour créer une agence locale de l'énergie (ALE), financée à 50 % pendant trois ans par un programme européen³. L'ALE de l'agglomération grenobloise a été financée conjointement par la Métro, la région, l'Ademe et le conseil général et se trouve aussi liée par des conventions aux bailleurs sociaux et à la ville de Grenoble. Le vice-président de la Métro chargé de la question du développement durable assure la présidence de l'ALE de manière quasiment statutaire depuis son origine⁴. L'ALE a fait un travail important auprès des communes de l'agglomération en instaurant une comptabilité énergétique, des groupes de travail pour définir des plans d'action, ou encore un bilan énergétique sur l'agglomération en 2000⁵.

En 2004, la Métro crée une mission Environnement, qui comprend une équipe de trois chargés de mission en 2010. Des collaborations étroites sont développées entre cette mission de la Métro et l'ALE. L'articulation se fait par une convention d'objectifs

¹ Par exemple, dans la loi de modernisation de l'action publique territoriale et d'affirmation des métropoles, les compétences sont attribuées à la commune ou à l'établissement public de coopération intercommunale auquel elle les a transférées.

² Article 3 de la loi n° 2014-58 du 27 janvier 2014 de modernisation de l'action publique territoriale et d'affirmation des métropoles.

³ Un partenariat avec les collectivités locales, permet de financer le reste. Pendant ces trois années, les ALE doivent convaincre de leur utilité sur le territoire pour se pérenniser et être entièrement financées par la suite par d'autres acteurs que le programme européen (Poupeau (ed.) 2008).

⁴ Entretien avec un responsable de l'ALE de l'agglomération grenobloise, avril 2010.

⁵ Il s'agissait de faire un état des lieux des consommations d'énergie et des émissions de gaz à effet de serre par secteur d'activités, par commune et par type d'énergie sur le territoire de l'agglomération (entretien avec un responsable de l'ALE de l'agglomération grenobloise, avril 2010).

pluriannuels, qui permet de définir un programme de travail avec l’ALE. L’association a joué un rôle qualifié par un cadre de la mission Environnement de « *primordial* » dans la préparation du terrain au niveau de l’agglomération¹. L’action majeure de la Métro, en coordination avec l’ALE, est l’élaboration d’un Plan climat local dès 2005. Le bilan énergétique d’agglomération réalisé par l’association amène le constat de la nécessité d’un plan d’actions au niveau intercommunal. Le plan climat est aussi une exigence du programme Concerto, dont la Métro est un partenaire, qui demande l’élaboration d’un système de management énergétique pour développer des projets d’économies d’énergie².

« Donc il y avait déjà pas mal de travail de fait et il manquait l’engagement politique et puis la mise en musique de tout ça au niveau de l’agglomération. Et le territoire était prêt pour commencer ça. » (un cadre de la mission Environnement de la Métro, mars 2010)

La première charte d’engagement du Plan climat local – signée en mai 2005 – fixe des objectifs à l’horizon 2010 pour contribuer aux objectifs de stabilisation des émissions de gaz à effet de serre et d’augmentation de production d’énergie renouvelable de Kyoto. Trente partenaires y sont associés. Suite à la réalisation d’un bilan par l’Observatoire du Plan climat en 2010, une nouvelle charte est élaborée, avec des objectifs déclinant les objectifs du 3x20 européen dans le territoire à l’échéance 2014. Dans cette deuxième charte, cinquante-huit partenaires se sont engagés sur un plan d’actions à l’horizon 2014. Cette charte est plus contraignante, car il ne s’agit plus d’objectifs généraux comme dans la première phase, mais d’objectifs chiffrés de réduction des consommations énergétiques dans le patrimoine des partenaires³.

Metz Métropole s’est engagée sur la question de l’énergie-climat plus tardivement que la Métro. Initié en novembre 2009⁴, le Plan climat de Metz Métropole est porté par le vice-président en charge de l’environnement et du développement durable. Il est rattaché à la direction du Développement et de l’Aménagement durable, avec un cadre de la direction qui en est responsable. S’y ajoute une seconde personne en 2011. Un élément particulier de ce projet est la démarche fortement intégrative auprès des communes de l’agglomération. Le responsable de ce Plan climat a notamment initié le Club ClimatCités – organe d’échanges entre communes volontaires autour des enjeux énergéto-climatiques – en 2010⁵. Ce club intègre les communes dans la dynamique du plan climat de l’agglomération par des réunions de concertation et les aider à réaliser leur bilan carbone pour leur patrimoine et leurs services. Vingt-huit communes volontaires y participaient en 2011. S’y ajoute en 2011 le club UrbaniCités dédié à l’aide au

¹ Ibid.

² Entretien avec un cadre de la direction Urbanisme de la ville de Grenoble, mai 2010.

³ Entretien avec un cadre de la mission Environnement de la Métro, mars 2010.

⁴ Metz Métropole, *Rapport d’activité*, 2009, p. 22.

⁵ Sur cette initiative, voir Metz Métropole, *Plan climat énergie territorial*, document de synthèse, novembre 2012, p. 5.

développement d'écoquartiers. Le document de synthèse de ce plan détaille quarante-trois fiches actions. Metz Métropole développe une logique de mobilisation territoriale des acteurs concernés pour atteindre les objectifs de réduction des consommations énergétiques et des émissions de gaz à effet de serre¹. Une des actions de ce Plan climat est la création de l'Agence locale de l'énergie et du climat du pays messin, créée elle aussi en 2011. On constate qu'il y a treize ans d'écart entre la création de l'ALE grenobloise et celle de Metz, ce qui, combiné au différentiel de politisation, explique aussi les écarts actuels d'implication des deux agglomérations sur l'énergie.

1.2 L'intérêt pour GEG et UEM de développer des collaborations

Cette échelle intercommunale est importante pour GEG et UEM car les compétences ont tendance à être reprises par les intercommunalités, ce qui rend nécessaire d'anticiper un rapprochement.

1.2.1 GEG, dépasser des relations historiquement tendues avec la Métro et l'ALE

Historiquement, on observe une certaine distance de GEG vis-à-vis de l'échelle de l'agglomération, du fait d'une proximité structurelle avec la ville. La Métro et l'ALE sont quant à elles plus proches de la seconde SEML énergie de la ville de Grenoble, la Compagnie de chauffage intercommunale de l'agglomération grenobloise (CCIAG), chargée de la gestion du réseau de chaleur². Entre l'échelle intercommunale et GEG, on observe cependant trois grands types d'interactions.

Une première interaction s'appuie sur le Plan climat local de la Métro, dont GEG est partenaire depuis l'origine. A GEG, c'est un cadre de la direction Production qui porte ce partenariat et a réalisé un travail important lors du lancement du projet. La rédaction de la convention a en effet permis de valoriser des actions déjà initiées, notamment sur la maîtrise de l'énergie et des modes de production efficaces et moins coûteux en CO₂³. En 2010, la seconde charte était en discussion et le cadre de la direction Production en charge de ce portage a présenté le Plan climat local en comité de direction de GEG⁴. Il a particulièrement insisté sur l'importance de la participation de GEG à ce projet, l'ELD devant le porter avec les collectivités et se positionner en tant qu'acteur énergétique local. Outre renforcer les liens avec les acteurs locaux, il s'agit en effet d'affirmer un rôle et un

¹ Metz Métropole, *Plan climat énergie territorial*, document de synthèse, novembre 2012, 63 p.

² Le réseau de la CCIAG s'étend sur sept communes de l'agglomération. La Métro possède 5 % de son capital, la ville d'Échirolles 1 % et la ville de Grenoble 50 % + 1.

³ Entretien avec un cadre de la direction Production de GEG, avril 2010.

⁴ Ibid.

savoir-faire dans la maîtrise de la demande en énergie et la production d'énergie renouvelable.

Être partenaire de la deuxième charte du Plan climat de la Métro implique des engagements chiffrés de réductions de gaz à effet de serre et de consommation énergétique du patrimoine et de la flotte de véhicules¹, sur lesquels s'engage chaque partenaire. Cette définition d'objectifs a été complexe pour GEG, qui doit réduire les consommations énergétiques de son patrimoine et du transport de ses salariés, mais ne peut pas intégrer des actions relatives à son rôle de producteur, de distributeur et de fournisseur d'électricité et de gaz dans le territoire grenoblois, ce qui apparaît comme paradoxal. Ainsi, ses actions de maîtrise de l'énergie chez ses clients comme le développement de la production d'énergie renouvelable dans et en dehors de l'agglomération ne sont pas prises en compte, ce qui exclut la majeure partie de ses actions et investissements. Après avoir tenté de négocier une adaptation, GEG a obtenu la possibilité de proposer des fiches actions pour valoriser des actions ne pouvant pas figurer dans le Plan climat lui-même². Mais l'ELD a surtout dû s'engager, comme n'importe quel partenaire, sur des objectifs concernant son patrimoine : réduire ses consommations énergétiques de 19 % et ses émissions de CO₂ de 174 tonnes de 2005 à 2014 et atteindre une part d'énergie renouvelable de 5 % de la consommation totale. Un suivi annuel de ces indicateurs d'évolution des consommations d'énergie dans les bâtiments et les déplacements, ainsi que des émissions de CO₂ est assuré par la Métro³. Ce n'est donc pas dans le cadre de ce projet que l'ELD peut réellement valoriser son action et se positionner comme un acteur majeur des enjeux climatiques de l'agglomération.

Une seconde interaction avec la Métro est liée au groupement de commandes gaz que la mission Environnement a monté en 2008 pour les communes intéressées. Dans le cadre de l'ouverture des marchés, les collectivités doivent engager une procédure de mise en concurrence pour la fourniture de tout nouveau site, ce qui nécessite des compétences spécifiques, ainsi qu'un certain poids pour obtenir des prix compétitifs. Se rassembler dans un groupement de commande permet de simplifier les procédures d'achat et de bénéficier de conditions plus avantageuses⁴. Le groupement de commandes de la Métro rassemble dix-huit des vingt-sept communes de l'agglomération et un bailleur social. En 2010, la mission Environnement faisait le constat que certains fournisseurs n'avaient pas joué le jeu, ni GEG ni GDF Suez n'ayant répondu à l'appel d'offres. Seuls EDF et Poweo ont répondu et un accord-cadre a été établi avec eux⁵. La non-implication de GEG n'a pas été comprise par la Métro, d'autant que l'ELD s'était auparavant impliquée dans la

¹ Entretien avec un cadre de la mission Environnement de la Métro, mars 2010.

² Entretien avec un cadre de la direction Production de GEG, avril 2010.

³ La Métro, *Fiche de suivi plan climat - GEG*, 2013, 2 p.

⁴ Agence locale de l'énergie de l'agglomération grenobloise, « Zoom sur les groupements de commandes », *Les dossiers de l'ALE*, dossier n° 3, juin 2008, p. 7. Sur les groupements d'achats, voir aussi SEA, *Les groupements d'achats vont-ils devenir la norme pour les énergies en réseau ?*, septembre 2014, 8 p.

⁵ Entretien avec un cadre de la mission Environnement de la Métro, mars 2010.

distribution de gaz hors de son territoire, avec l'obtention de nouvelles concessions de distribution de gaz sur trente-deux communes du département¹. Un cadre de la direction Commerciale de GEG explique cette non-participation par le fait que l'offre de marché en gaz hors Grenoble n'a été lancée qu'en avril 2010 et que GEG n'a donc pas pu répondre lors de l'appel d'offres². Quoi qu'il en soit, le fait que GEG n'ait pas saisi cette opportunité a été une occasion manquée d'approfondir les relations avec la Métro. Il est ainsi paradoxal de voir que la mission Environnement de la Métro affirme que les relations avec GEG sont bonnes, mais comme avec EDF ou GDF³, les autres fournisseurs partenaires du Plan climat local. Le caractère local de GEG n'est pas particulièrement valorisé. Les relations avec GEG ne sont pas structurellement différentes de celles avec EDF ou GDF. Ceci s'explique par le territoire de concession de GEG, limité à la ville, et où la Métro ne peut pas s'investir aisément et sans risque d'entrer en concurrence avec la municipalité.

Enfin, une troisième source d'intégration concerne les interactions avec l'ALE. GEG est membre de l'association depuis l'origine et siège à son conseil d'administration. Cependant, un responsable de l'ALE regrette que les collaborations soient dans la pratique très limitées. Cette affirmation renvoie à l'expérience du bilan énergétique de 2000 commandé à un cabinet. Dans son étude, celui-ci avait critiqué la concurrence entre les deux SEML énergie dans le territoire grenoblois, qualifiée de « *sauvage et ridicule* », et le fait que la ville de Grenoble ne s'était pas emparée de ces deux outils comme d'un véritable outil de politique énergétique locale. Il avait aussi souligné la marge de manœuvre importante dans le mix énergétique du réseau de chaleur pour réduire les émissions de gaz à effet de serre. Cette position pro-chauffage urbain a été mal reçue par GEG⁴.

« Donc voilà, je pense que c'est ce type de position qui n'a pas facilité peut-être nos relations avec GEG. Enfin ça c'est mon analyse. » (un responsable de l'ALE de l'agglomération grenobloise, avril 2010)

L'ALE explique aussi ces relations difficiles par la différence de nature entre son action et celle de GEG, ce dernier étant un fournisseur d'énergie.

« Nous sommes dans une approche associative, qui est une approche d'intérêt général, sans aucun intérêt commercial et donc on est dans cette logique de mutualisation, d'échange d'expériences, et donc on développe des outils, on se dit il faut qu'ils profitent à d'autres. Donc par exemple on met en place une méthodologie, un modèle de bilan énergétique, on le diffuse. On a vraiment une logique de réseau. Et les fournisseurs d'énergie, même si on peut avoir des

¹ Ibid. Sur cette stratégie de nouvelles concessions de gaz, cf chapitre 4.

² Entretien avec un cadre de la direction Commerciale de GEG, juillet 2010.

³ Entretien avec deux cadres de la mission Environnement de la Métro, mars 2010.

⁴ Entretien avec un responsable de l'ALE de l'agglomération grenobloise, avril 2010.

objectifs qui sont proches, ils ont quand même une logique commerciale qui fait qu'on ne peut pas être complètement sur la même logique aujourd'hui. [...] Donc on n'est pas complètement dans le même état d'esprit. » (un responsable de l'ALE de l'agglomération grenobloise, avril 2010)

Les liens entre GEG et la Métro, ainsi qu'avec l'ALE sont donc finalement relativement ténus, mais on voit clairement le potentiel qu'un approfondissement des relations pourrait représenter. L'ELD, les représentants de la communauté d'agglomération et ceux de l'ALE participent à des projets communs, se côtoient, se connaissent, mais GEG privilégie ses relations avec la ville, alors même qu'elle aurait intérêt à trouver un rôle à une échelle territoriale plus large. Un cadre de la direction Réseaux de GEG explique que certains projets sont en cours de développement, notamment sur des véhicules électriques¹. Cependant, au-delà des projets en eux-mêmes, c'est surtout la volonté politique d'un rapprochement qui semble faire défaut. Un élément explicatif des relations complexes entre GEG et l'agglomération est à chercher du côté de la concurrence entre la ville et l'agglomération autour du leadership local depuis de nombreuses années². Sur les questions d'énergie-climat, ce rapport conflictuel s'exprime dans un transfert limité de compétences des communes à l'agglomération (la Métro est une communauté d'agglomération et non urbaine), ce qui pose aussi des problèmes de gouvernance³. Par exemple, l'absence de transfert de la compétence urbanisme ne donne pas à la Métro la possibilité d'instruire les permis de construire en prenant en compte la qualité environnementale et lui impose de passer par les communes⁴. Les services municipaux et intercommunaux travaillent malgré tout ensemble.

« Sur GEG, la Métro est demandeuse d'infos aussi. Là souvent soit on fait le relais soit, on avait initié justement des réunions Métro / ville et avec des techniciens SEML. » (un cadre de la direction Environnement de la ville de Grenoble, avril 2010)

La Métro fait partie des quatorze métropoles définies par la loi MAPAM et dispose ainsi à partir de janvier 2015 de nouvelles compétences, dont celle d'autorité organisatrice de la distribution d'électricité et de gaz⁵. À cette date, le contrat de concession de GEG et les redevances qui y sont liées ont été automatiquement transférés à la métropole. Cette nouvelle compétence de l'échelon intercommunal grenoblois interroge sur la manière dont va être abordée la présence de GEG. Comment la métropole disposant de la compétence d'autorité organisatrice va-t-elle gérer le fait que la distribution d'électricité dans son territoire est assurée par GEG pour la ville de Grenoble

¹ Entretien avec un cadre de la direction Réseaux de GEG, mai 2010.

² Le maire de Grenoble n'est pas le président de l'agglomération, du fait de la taille réduite de la ville-centre par rapport à d'autres communes de l'agglomération.

³ Entretien avec le conseiller municipal à l'Énergie et aux Espaces verts de la ville de Grenoble, juin 2010.

⁴ Entretien avec un cadre de la mission Environnement de la Métro, mars 2010.

⁵ Article 43 de la loi n° 2014-58 du 27 janvier 2014 de modernisation de l'action publique territoriale et d'affirmation des métropoles.

et par ERDF pour les autres communes ? À terme, cette compétence va-t-elle être entièrement unifiée ou rester distincte comme pour la départementalisation ? Cette question se pose d'autant plus que GEG ne dessert que la ville centre et qu'il y a un conflit de légitimité entre celle-ci et l'agglomération. GEG deviendra-t-elle un outil d'action intercommunale et pourra-t-elle s'étendre dans le territoire de l'agglomération ? Pour l'instant non, parce que la loi ne le permet pas.

Un enjeu fort concerne aussi l'évolution du capital de la SEML GEG. En effet, selon le Code général des collectivités territoriales, lorsqu'une commune est actionnaire d'une SEML dont l'objet social s'inscrit dans le cadre d'une compétence qu'elle a transférée à un établissement public de coopération intercommunale, elle doit céder plus des deux tiers des actions qu'elle détenait antérieurement au transfert de compétences¹. C'est notamment le cas pour la compagnie de chauffage. Cependant, la distribution d'électricité et de gaz et la fourniture aux tarifs réglementés – qui correspondent aux compétences transférées à la métropole – ne sont pas les seuls objets de la SEML GEG. Il semble que dans cette situation, la recomposition du capital résulte de négociations entre la commune et l'intercommunalité. Une vente du capital de GEG par la ville de Grenoble – qui ne possède actuellement que 50 % + 1 des parts de GEG – conduira nécessairement à la perte de sa position d'actionnaire majoritaire au profit de la métropole, mais plus probablement de GDF Suez qui possède 42,5% du capital. Ces questions sont un des nombreux éléments en négociation entre la ville et la Métro et semblent aussi inquiéter ERDF et GRDF, qui – selon un cadre de GEG – s'impliquent fortement dans leurs relations avec la Métro pour maintenir leur présence². Quoi qu'il en soit, il est indispensable pour GEG d'améliorer ses relations avec la Métro pour faire de la création de la métropole une opportunité. Ces interrogations restent pour l'heure en suspens et il sera intéressant d'en suivre l'évolution.

1.2.2 Entre UEM et Metz Métropole, des relations émergentes

Malgré l'adéquation forte entre le territoire d'UEM et celui de Metz Métropole, les relations entre l'ELD et la communauté d'agglomération sont limitées. Comme dans le cas grenoblois, lors du mandat 2008-2014, la ville de Metz et Metz Métropole ne sont pas dirigées par les mêmes partis (PS à Metz et Modem à Metz Métropole). On retrouve donc là aussi des relations complexes entre ville-centre et communauté d'agglomération, avec un conflit de leadership important.

Ceci n'empêche pas l'émergence de collaborations, centrées sur le chauffage urbain. UEM est partenaire du plan climat énergie territorial de Metz Métropole et en porte une action, qui vise à « *soutenir le développement des réseaux de chaleur urbain et*

¹ Article L1521-1 du Code général des collectivités territoriales.

² Entretien avec un cadre de GEG, septembre 2014.

le passage à la biomasse¹ ». Ce partenariat est porté par la direction du Développement et de l'Aménagement durable, qui est également en charge des ZAC de l'agglomération, d'où une position favorable au chauffage urbain dans le cadre de ces projets d'aménagement. Le réseau de chaleur d'UEM est en effet installé dans la plupart des ZAC portées par l'agglomération dans le territoire messin et à proximité et tend à être étendu hors du territoire municipal, car il représente un moyen d'atteindre rapidement un taux important d'énergie renouvelable dans les consommations d'énergie du territoire.

« Les points qui sont mis en avant c'est que si on souhaite améliorer le chauffage urbain comme il y a une mutualisation on change la source qui est en train d'être faite avec l'usine biomasse, ça va beaucoup plus vite à réaliser, c'est des investissements importants, mais ça va plus vite à réaliser que d'attendre que 20 000 ménages le fassent d'eux-mêmes. Même si on les incite, ce n'est pas la même chose quand même.

De qui vient cet argumentaire ?

De la ville et de l'UEM. Mais c'est l'argumentaire repris politiquement à l'agglomération pour dire qu'on choisit le chauffage urbain. C'est un argumentaire relativement partagé. Après il y a d'autres argumentaires qui sont un peu moins partagés, par l'agglomération / ville et UEM, ça fait qu'un sur l'argumentaire. Enfin c'est la situation historique qui veut ça puisque c'était une régie et que la ville reste actionnaire de l'UEM donc après il ne faut pas... il y a un intérêt financier aussi, forcément.

Mais que l'agglomération n'a pas.

Que l'agglomération n'a pas non, en effet. » (un cadre de la direction du Développement et de l'Aménagement durable, octobre 2011)

¹ Metz Métropole, *Plan climat énergie territorial*, document de synthèse, novembre 2012, p. 53.

2 Le département et la région, autres échelles d'action en émergence

Si les établissements publics de coopération intercommunale apparaissent comme les principaux acteurs dans le repositionnement des ELD, les acteurs départementaux et régionaux pourraient également être à la source de nouvelles opportunités. Ce mouvement semble cependant encore plus limité.

2.1 La départementalisation des autorités concédantes, un risque à transformer en opportunité

Les interactions entre ELD et échelle départementale se construisent principalement autour de la compétence d'autorité organisatrice, du fait d'un processus de rationalisation des syndicats intercommunaux engagé par l'État. Cette recherche d'une départementalisation recompose les équilibres entre syndicats d'énergie et ELD. Ce processus ne se construit pas – à quelques exceptions près – autour du conseil général¹, mais il peut être adhérent du syndicat. Le processus conforte la vitalité de l'échelon départemental dans le système de distribution électrique². En effet, la FNCCR a, depuis son origine, fait du département son échelle de prédilection pour assurer une solidarité entre territoires urbains et ruraux³ et construire un rapport de force plus équilibré à l'égard du concessionnaire EDF (et aujourd'hui ERDF). La carte des syndicats d'électricité est pourtant restée morcelée jusqu'à ces dernières années. Les syndicats départementaux sont rares, de nombreuses communes de taille très variable ont conservé leur compétence d'autorité organisatrice et il existe beaucoup de syndicats intercommunaux aux contours variés. Les périmètres de ces derniers ne sont généralement pas en adéquation avec ceux des communautés de communes, d'agglomération ou des communautés urbaines. L'organisation des autorités organisatrices de l'énergie est donc très disparate selon les territoires.

Cette question a été remise à l'ordre du jour par la loi sur le secteur de l'énergie de décembre 2006, qui impose au préfet de département d'engager la procédure de création d'un syndicat à l'échelle départementale⁴. L'objectif est de rationaliser les structures de

¹ Dans la loi de modernisation de l'action publique territoriale et d'affirmation des métropoles (MAPAM), le conseil général est quant à lui désigné comme chef de file pour la résorption de la précarité énergétique ainsi que la solidarité des territoires.

² Sur la place de l'échelle départementale dans l'organisation du service public de l'électricité, voir (Poupeau 2001).

³ La FNCCR recommande par exemple en 1946 la création de groupements des syndicats intercommunaux et de toutes les communes électrifiées à l'échelle des départements (FNCCR, *Bulletin d'Informations des Services Publics Communaux et Départementaux*, mai-juin 1946, n° 4, p. 8).

⁴ Article 33 de la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 sur le secteur de l'énergie.

coopération intercommunale, d'investir davantage dans les travaux d'électrification avec des moyens techniques adaptés et dans le cadre d'entités économiquement plus équilibrées rassemblant des zones rurales et urbaines¹. Ce mouvement de départementalisation répond toujours aux objectifs de la FNCCR, d'autant plus que ces dernières années, les relations entre autorités organisatrices du service public de l'électricité et ERDF se sont fortement distendues².

« On a un problème à la base qui est de créer un équilibre avec EDF et ERDF. C'est ça le sujet : quand on voit des petites collectivités ou même des syndicats pas encore bien organisés par rapport à EDF et ERDF. Si on n'y met pas un certain nombre d'outils à disposition, ils n'y arrivent pas. Ils ne font pas correctement leur métier d'autorité concédante. Donc il y a un équilibre à trouver sur la départementalisation l'enjeu c'était ça. Et j'observe que ça fonctionne plutôt bien. C'est-à-dire qu'au fur et à mesure que les syndicats d'énergie se constituent et qu'ils arrivent à regrouper toutes les communes d'un département ils sont plus forts donc ils arrivent mieux à négocier. Donc c'est vertueux. » (un cadre dirigeant de la FNCCR, février 2013)

La FNCCR explique avoir largement contribué à cet objectif de départementalisation en envoyant en 2005 des notes à la direction générale des Collectivités locales et à la direction de la Demande et des Marchés énergétiques. Dans ces notes, les ELD étaient exclues du processus de départementalisation par des mesures dérogatoires. Comme ces propositions de la FNCCR faisaient écho aux projets de simplification de la coopération intercommunale, la direction générale des Collectivités locales les a reprises, sans toutefois intégrer l'exclusion des ELD³. La FNCCR explique avoir vu ses propositions sur la départementalisation lui échapper et devenir un point de crispation très fort des ELD à son égard.

La départementalisation ne vise donc pas directement les ELD, mais elle les inclut, ce qui présente un risque pour elles. En déléguant leur rôle d'autorité organisatrice de la distribution d'énergie à un syndicat d'échelle départementale, les communes disposant d'une ELD verraient en effet transférer au syndicat les biens, équipements et services nécessaires à l'exercice de cette compétence. Les communes perdraient leur pouvoir décisionnel en matière de contractualisation au profit du syndicat, à qui il reviendrait de décider du mode de gestion du service public de l'électricité. Concrètement, ceci implique qu'un syndicat d'échelle départementale pourrait préférer unifier les différents contrats sur son territoire au profit d'ERDF – l'extension du

¹ Ministère de l'Intérieur, de l'Outre-mer et des Collectivités territoriales, Direction générale des Collectivités locales, *Circulaire relative à l'application de l'article 33 de la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 sur le secteur de l'énergie*, 8 juin 2007, 12 p.

² Comme l'illustre par exemple le livre blanc de la FNCCR en 2011 (FNCCR, *Quel mode de gestion pour les services publics locaux de l'électricité ?*, novembre 2011, 71 p).

³ Entretien avec un cadre dirigeant de la FNCCR, février 2013.

territoire de concession des ELD étant légalement impossible – plutôt que de conserver des concessionnaires distincts.

C'est pourquoi les ELD ont négocié leur exclusion du champ d'application de l'article 33 favorisant la départementalisation. Un représentant d'un syndicat d'ELD explique que cette exclusion devrait être inscrite explicitement dans la loi car, par définition, le cadre général les inclut¹. Une fois la loi votée, leurs associations ont obtenu un rendez-vous avec la direction générale des Collectivités locales du ministère de l'Intérieur. La réunion fut couronnée de succès et, en octobre 2007, la direction envoie un complément de la circulaire de juin 2007 – qui expliquait aux préfets les démarches à suivre pour la départementalisation – afin de préciser la situation des ELD dans ce dispositif. La direction générale des Collectivités locales explique que les communes disposant d'ELD peuvent être incluses dans le processus si elles donnent expressément leur accord, mais précise aussi que la participation au syndicat des communes ou groupements de communes disposant d'une ELD ne peut leur être imposée. Lorsqu'une ou plusieurs ELD sont présentes dans le département, la direction générale des Collectivités locales propose de privilégier la constitution d'un syndicat départemental comprenant un noyau principal d'attributions lié à la compétence d'autorité organisatrice, et des attributions complémentaires, par exemple des missions d'étude de nature administrative, juridique ou technique. Les communes disposant d'ELD pourraient ainsi adhérer au syndicat départemental, mais uniquement à sa partie complémentaire². Ceci leur permet de conserver leur compétence d'autorité organisatrice tout en adhérant au syndicat.

Malgré la loi de 2006, la départementalisation des autorités organisatrices de l'énergie a peu avancé. La question a été relancée en 2010 dans le cadre de la réforme des collectivités locales, dont l'article 35 cherche à rationaliser les périmètres des syndicats mixtes. Les préfets doivent en ce sens élaborer un schéma départemental de coopération intercommunale³. Lors de la discussion de cette loi en septembre 2010, des amendements ont été proposés par des sénateurs pour qu'il ne soit pas imposé aux communes disposant d'ELD d'intégrer un syndicat départemental⁴. Ces amendements ont été rejetés par la commission au Sénat et par le gouvernement⁵. Cette départementalisation est bousculée par la loi de modernisation de l'action publique territoriale et d'affirmation des métropoles. En effet, à partir de janvier 2015, les quatorze métropoles – dont Grenoble – se verront transférer la compétence d'autorité organisatrice de la distribution publique

¹ Entretien avec un représentant de syndicat d'énergie, mai 2010.

² Ministère de l'Intérieur, de l'Outre-mer et des Collectivités territoriales, direction générale des Collectivités locales, *Application de l'article 33 de la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 sur le secteur de l'énergie. Création de syndicats départementaux*, 11 octobre 2007, 2 p.

³ Article 35 de la loi n°2010-1563 du 16 décembre 2010 de réforme des collectivités territoriales.

⁴ L'Union française de l'électricité a adopté un soutien à ces amendements à l'unanimité.

⁵ Sénat, Séance du 30 septembre 2010 (compte rendu intégral des débats), Loi NOME, article 11 bis.

d'électricité et de gaz¹, ce qui les désolidarise en partie des territoires ruraux. Bien qu'encore inachevé, ce mouvement devient plus significatif. En février 2013, la Cour des comptes indiquait qu'il existait 55 syndicats départementaux et qu'il restait 736 concessions, dont 537 communales et 199 intercommunales².

Jusqu'en 2010, les autorités organisatrices de l'Isère n'étaient pas rassemblées dans un syndicat unifié. Le SE 38 – principal syndicat du département – ne regroupait pas la totalité des communes et les onze communes disposant d'ELD avaient conservé leur rôle d'autorité organisatrice. En 2010, le préfet a entamé les discussions pour rationaliser cette organisation, suscitant l'inquiétude de GEG et de la ville de Grenoble. Des négociations tendues entre le préfet, les autorités organisatrices et les représentants des ELD iséroises ont ensuite abouti à la création du Syndicat des Énergies du Département de l'Isère (SEDI), un syndicat mixte ouvert dont le département et l'ensemble des communes sont adhérentes. La ville de Grenoble intègre le SEDI, mais sans transférer son autorité concédante, à la différence des communes dont le concessionnaire est ERDF. Ce transfert différencié selon les adhérents est possible parce que le SEDI est un syndicat mixte et non un syndicat intercommunal à vocation unique (SIVU)³. Cette possibilité – qui suit les préconisations de la direction générale des Collectivités locales – permet aux communes disposant d'ELD d'adhérer au syndicat tout en conservant leur compétence d'autorité organisatrice et en assurant la sécurité juridique de leur opérateur public local⁴. Le SEDI est découpé en onze territoires, dont un regroupe les communes qui disposent d'une ELD. Ces communes conservent ainsi leur capacité à choisir leur concessionnaire, à le contrôler et à en percevoir les redevances.

Parallèlement à ce processus de départementalisation, les syndicats sont traversés par une seconde évolution. Dépasant leur vocation initiale à contrôler le concessionnaire des réseaux d'électricité et à assurer la maîtrise d'ouvrage des réseaux, certains syndicats élargissent depuis quelques années leur champ d'action en développant un rôle d'aménagement du territoire, de gestion d'équipements de production et d'incitations à la

¹ Article 43 de la loi n° 2014-58 du 27 janvier 2014 de modernisation de l'action publique territoriale et d'affirmation des métropoles (1).

² Cour des comptes, *Le rapport public annuel 2013*, Tome I, Volume I-2, « Les concessions de distribution d'électricité : une organisation à simplifier, des investissements à financer », février 2013, p. 110.

³ Dans un syndicat mixte, différents types de collectivités locales peuvent s'associer, ici des communes, des EPCI et le conseil général. La nature juridique des adhérents étant différente, elles ne peuvent pas déléguer les mêmes compétences, ce qui rend possible une délégation différenciée pour les communes disposant d'ELD. À l'inverse dans un SIVU, tous les membres doivent déléguer les mêmes compétences.

⁴ Cette solution a en premier lieu été employée en Haute-Savoie, avec la création du côté du syndicat départemental Syane, qui comprend la totalité des communes du département, ce malgré la présence de six ELD sur le territoire. Elle a par la suite été soutenue par la FNCCR aux ELD.

maîtrise de la demande en énergie¹. Dans ce cadre, le SEDI n'échappe pas à ces évolutions.

Figure 24: Les missions du Syndicat des Énergies du Département de l'Isère

activité historique	contrôle des concessions d'électricité et de gaz
	maîtrise d'ouvrage des travaux d'amélioration esthétique, de renforcement et d'extension sur le réseau d'électricité, d'éclairage public
diversification	conseil et assistance technique, juridique, administratif et financier (gestion des procédures de marchés publics, montage de dossier de subventions)
	conseil et assistance sur l'efficacité énergétique et la maîtrise de la demande en énergie (audit énergétique global sur le patrimoine communal)
	conseil et assistance sur les projets d'éclairage public : aide à la décision, financement et réalisation
	conseil et accompagnement dans l'élaboration des documents d'urbanisme et dans l'anticipation de l'évolution de la desserte du réseau d'électricité
	mise à disposition d'outils de système d'information géographique
en développement	achat d'énergies

Données : site internet du SEDI

Réalisation : Pauline Gabillet

Cette diversification d'activités peut être une opportunité de nouveaux marchés pour les ELD, comme elle peut être un risque, les syndicats empiétant sur certaines de leurs actions. Ainsi, une fois assuré le maintien du rôle d'autorité concédante de la ville de Grenoble, GEG a travaillé à faire de cette échelle départementale une opportunité. En effet, avec l'adhésion de la ville, l'ELD participe aux groupes de travail du syndicat, ce qui lui permet de se rapprocher des communes du département. GEG peut par exemple participer à des discussions sur l'éclairage public ou sur les systèmes d'information géographique et ainsi proposer des prestations au syndicat ou directement aux communes. L'interconnaissance peut être un levier pour obtenir de nouveaux contrats relatifs aux activités du syndicat, mais aussi à d'autres activités comme la production d'énergie renouvelable. Lors du congrès de la FNCCR de 2009, on retrouve cette idée d'un accroissement des interactions entre autorités concédantes et ELD du fait de la départementalisation, avec d'une part la possibilité d'expérimentations dans le territoire des ELD et d'autre part des projets, de l'expertise et du conseil à destination des petites et

¹ SEA, *La distribution d'électricité en France, quelles évolutions ?*, janvier 2011, 24 p. Sur cette question, voir aussi (Gabillet 2011; Bellanger et Poupeau 2013, p. 387-449).

moyennes régies¹. Plutôt qu'un risque majeur, la départementalisation apparaît donc comme une source de diversification et d'expansion territoriale.

La départementalisation des syndicats n'a pas touché la Moselle. D'une part, UEM gère à elle seule 142 contrats de concession, dont celui de la ville de Metz soit 1/5^e du département et l'unification des contrats de concession de l'ELD n'a pas été ouverte à la discussion lors du reconventionnement initié en 2008, ceux-ci restant rattachés à chaque commune. D'autre part, le territoire mosellan comprend 21 ELD supplémentaires tandis que les autres communes sont desservies par ERDF. La compétence d'autorité concédante relève principalement des communautés de communes² ou des syndicats intercommunaux³ et il semble qu'il n'y ait pas de processus de départementalisation en cours. UEM n'est donc pas concernée par la départementalisation : c'est à la fois une chance et un handicap. L'absence de syndicat départemental ne facilite en effet pas son accès aux autres communes du département.

2.2 Les régions, un échelon de repositionnement en devenir

La place des régions dans les politiques énergétiques locales est elle aussi en recomposition, les régions devenant un acteur de plus en plus important en termes de coordination des politiques énergétiques locales. Ainsi, bien que leurs missions sur l'énergie restent floues (autour des politiques d'incitation aux économies d'énergie, des schémas régionaux climat air énergie et d'aides financières aux énergies renouvelables et à la maîtrise de la demande en énergie), leur rôle est principalement orienté vers la mise en cohérence, l'impulsion de projets entre acteurs économiques locaux et l'animation de groupes de réflexion et de soutien technique (Chanard 2011, p. 184-188). La loi MAPAM de 2014 va dans ce sens en consacrant la région comme chef de file pour l'organisation des modalités de l'action commune concernant notamment le climat, la qualité de l'air et l'énergie⁴.

Les schémas régionaux climat air énergie (SRCAE) institués par la loi Grenelle 2⁵ ont « *renforcé le rôle des régions dans la construction et la mise en œuvre des politiques énergétiques locales* » (*Ibid.*, p. 184). Ces documents d'orientation fixent à l'échelon régional les actions permettant de réduire les émissions de gaz à effet de serre, de lutter

¹ FNCCR, *Congrès de la FNCCR*, Annecy, septembre 2009, « Plénière 4 : Réforme de l'État et des collectivités : quels territoires pour les grandes intercommunalités de services publics ? », Intervention d'Alain Mathieu, Directeur du syndicat d'énergies du Jura.

² Par exemple, les communautés de communes du Pays boulageois, du Bouzonvillois, de la Bièvre ou de Sarrebourg disposent de cette compétence.

³ Comme le syndicat d'électricité de l'est mosellan ou le syndicat des communes du pays de Bitche.

⁴ Article 3 de la loi n° 2014-58 du 27 janvier 2014 de modernisation de l'action publique territoriale et d'affirmation des métropoles.

⁵ Article 68 de la loi du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement (loi Grenelle 2).

contre la pollution atmosphérique, de développer les énergies renouvelables et de s'adapter aux changements climatiques¹. Élaborés conjointement par le préfet de région et le président du conseil régional, ils s'appuient sur un comité de pilotage comportant des représentants de l'État, de la région et des établissements publics de l'État ; et un comité technique réunissant l'ensemble des acteurs et parties prenantes (dont font partie les ELD). La première phase consiste en un « *état des lieux* » sur les six thèmes principaux : bilan énergétique, inventaire des émissions de gaz à effet de serre et des polluants atmosphériques, qualité de l'air, potentiel d'amélioration de l'efficacité énergétique et des énergies renouvelables, vulnérabilité du territoire et capacité d'adaptation au changement climatique. S'en suit une « *formulation des orientations générales* » autour de deux scénarios : l'un tendanciel correspondant aux évolutions sans SRCAE et le second incluant les effets attendus du schéma. La troisième étape est celle de l'« *arrêt du schéma* » et consiste à consulter les différents acteurs impliqués pour aboutir à l'approbation du schéma par arrêté du préfet de région (Poupeau 2013a, p. 114-115). Le projet de schéma est soumis pour avis aux collectivités territoriales et aux organismes professionnels et fait l'objet d'une concertation du public². Les SRCAE sont donc des outils faisant de l'espace régional un lieu d'interface entre engagements nationaux climatiques et mise en œuvre d'actions locales (Allemand 2013, p. 102). L'influence des acteurs régionaux dans ces processus doit cependant être nuancée car, comme le montre François-Mathieu Poupeau, l'aspiration décentralisatrice des régions a dans la pratique été contenue par les services déconcentrés de l'État et les services centraux du ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie (Poupeau 2013b).

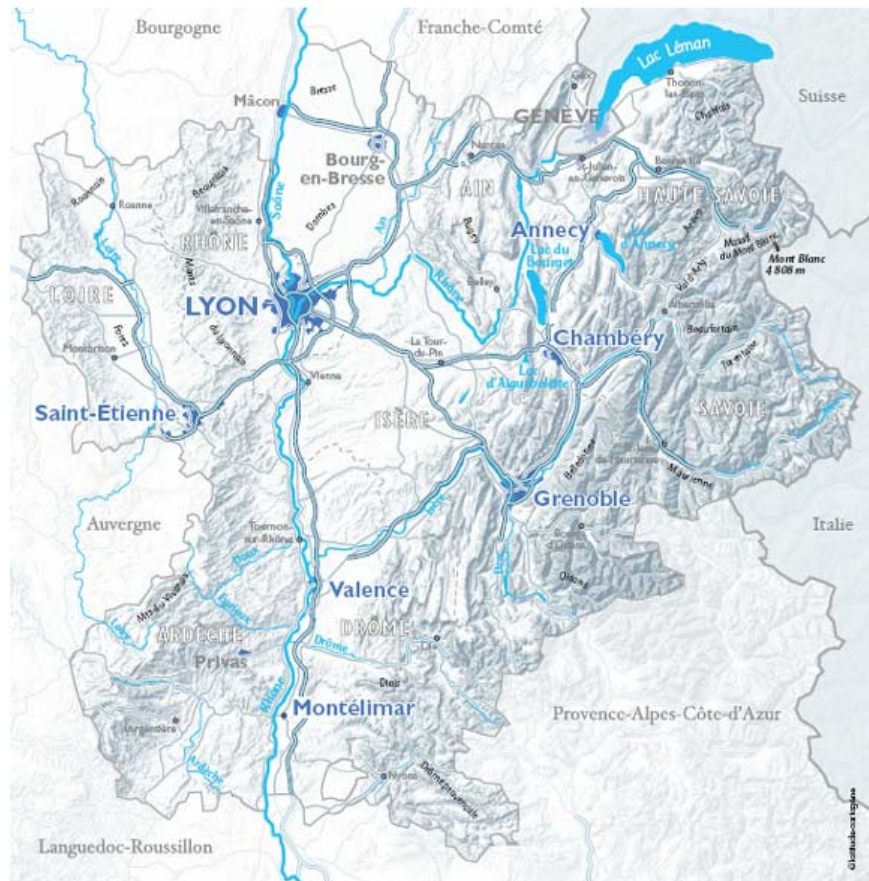
François-Mathieu Poupeau s'intéresse à la manière dont l'outil SRCAE a été perçu par les conseils régionaux et montre que l'exercice a été d'un intérêt limité pour ces derniers, d'une part, parce que le nucléaire et l'éolien marin en sont exclus, d'autre part, car aucune disposition nouvelle n'a été instaurée pour des financements au niveau régional. Cependant, cette démarche a trois effets bénéfiques. Elle a permis le développement de nouveaux liens entre acteurs déconcentrés et décentralisés, un état des lieux régional plus complet (alors qu'auparavant l'accès aux données était limité et le cloisonnement important entre secteurs), et favorise une dimension pédagogique intéressante. Ces éléments ont cependant été rattrapés par d'importantes difficultés pratiques lors de l'élaboration des schémas, illustrant les défis d'une approche transversale de thématiques très sectorisées (Poupeau 2013a, p. 116-119).

¹ Sur la portée juridique des SRCAE vis-à-vis des plans climat énergie territoriaux et des documents d'urbanisme, voir (Allemand 2013).

² Décret n° 2011-678 du 16 juin 2011 relatif aux schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie.

La région Rhône-Alpes, dont fait partie la ville de Grenoble, rassemble huit départements¹. Elle est particulièrement dynamique sur les questions énergétiques et s'oppose à « l'attitude 'prudente' » de l'État au travers du préfet de région et de la direction régionale de l'Aménagement, de l'Environnement et du Logement (*Ibid.*, p. 120).

Carte 9: La région Rhône-Alpes



Source : région Rhône-Alpes

¹ Loire, Rhône, Ain, Haute-Savoie, Savoie, Isère, Drôme et Ardèche.

La région Lorraine comprend quant à elle 2,3 millions d'habitants répartis sur quatre départements¹. Concernant le processus des SRCAE, la région Lorraine est en accord avec la position « réaliste et descendante » de l'État, qui « se traduit concrètement par un souci fréquent de limiter les éventuelles demandes des acteurs régionaux en faveur d'un développement beaucoup plus important des énergies renouvelables » (Poupeau 2013a, p. 120). Elle estime ainsi que son territoire « offre trop de contraintes pour afficher de trop fortes ambitions » (Ibid.).

Carte 10: La région Lorraine



Source : région Lorraine

Dans la région Rhône-Alpes, GEG s'est impliqué dans les ateliers du comité technique en charge de l'élaboration du SRCAE par l'un de ses cadres de la direction Production. Ce dernier estime qu'il est nécessaire d'être présent dans les discussions, car elles peuvent impacter les possibilités de développement d'énergie renouvelable dans le territoire, notamment éoliennes (en effet, les SRCAE conduisent à la définition de zones de développement de l'éolien), mais aussi l'hydraulique et l'activité de distribution. Il préconise ainsi de participer aux ateliers et de prendre connaissance des cartographies et des scénarios pour éventuellement envoyer des propositions, et de contacter les élus

¹ Meurthe-et-Moselle, Meuse, Moselle et Vosges.

consultés lors de la phase de validation¹. En Lorraine, un cadre d'UEM a participé aux ateliers du comité technique lors de l'élaboration du SRCAE en tant que représentant de l'Association technique énergie environnement (ATEE), une association rassemblant les acteurs de l'énergie destinée à faire progresser la maîtrise de l'énergie et réduire les émissions de gaz à effet de serre. L'outil SRCAE semble donc d'un intérêt opérationnel limité, mais il a légitimé l'échelle régionale dans l'action publique énergétique et a favorisé les collaborations de GEG et UEM avec les acteurs régionaux.

Dans la continuité des SRCAE et des relations qu'ils ont contribué à développer entre acteurs régionaux et ELD, les régions – ici principalement la région Rhône-Alpes – développent différentes actions. En mars 2013, la région Rhône-Alpes a ainsi porté la création d'une société publique locale (SPL²) destinée à faciliter des projets d'efficacité énergétique dans les patrimoines des communes. La SPL OSER (opérateur de services énergétiques régional) est basée à Grenoble et compte onze actionnaires fondateurs : la région Rhône-Alpes, neuf communes de la région et un syndicat d'énergies. Elle a pour objectif de prendre en charge des opérations de rénovation énergétique des bâtiments publics³ de ses actionnaires pour le compte de ces derniers⁴. OSER constitue un axe important de l'implication de la région dans l'énergie et est fortement portée politiquement. Si GEG n'est pas partie prenante de cette SPL, l'ELD participe à un projet qui s'inscrit dans sa lignée. La société de capital-risque OSER a été constituée en décembre 2013 pour soutenir la production d'énergies renouvelables en Rhône-Alpes. Dotée d'un fonds d'investissement de près de 9,5 millions d'euros, elle associe des banques locales, des investisseurs spécialisés, des producteurs d'énergies, dont GEG ENeR, et des investisseurs publics. Ce fonds a pour objectif de participer, à hauteur de 15 à 20 %, au capital des sociétés pour sécuriser les projets auprès d'autres investisseurs⁵. Il vise à contribuer en trois ans à une quinzaine de projets de production d'énergie renouvelable bénéficiant d'un fort ancrage local⁶. En participant à ce projet, GEG s'ancre dans une approche régionale de l'énergie et élargit son réseau local.

¹ GEG, « Schémas régionaux climat air énergie : point sur la réglementation et impacts pour les GRD », *Rencontres nationales des ELD*, 5 octobre 2011.

² Introduites par la loi n° 2010-559 du 28 mai 2010, les sociétés publiques locales sont des sociétés anonymes dont l'actionnariat est strictement public et qui ne peuvent être créées que dans le cadre des compétences attribuées par la loi aux collectivités territoriales et à leurs groupements. Ces structures ont vocation à intervenir pour le compte de leurs actionnaires sans mise en concurrence préalable (Ministère de l'Intérieur, de l'Outre-mer, des Collectivités territoriales et de l'Immigration, chargé des collectivités territoriales, Direction générale des Collectivités locales, *Circulaire relative au régime juridique des sociétés publiques locales (SPL) et des sociétés publiques locales d'aménagement (SPLA)*, 29 avril 2011, 20 p).

³ Ces opérations sont financées par le tiers investissement. Pouyet Régis, « Société Publique Locale d'Efficacité Énergétique », *Présentation VAD*, 20 mai 2014.

⁴ OSER : www.spl-oser.fr, consulté le 30 septembre 2014.

⁵ *Les Echos*, « La région Rhône-Alpes crée le fonds OSER pour l'énergie renouvelable », 4 décembre 2013.

⁶ Région Rhône-Alpes, « un fonds pour financer en Rhône-Alpes la production d'énergie renouvelables », *Dossier de presse*, décembre 2013, 24 p.

En Lorraine, la région porte moins d'initiatives, ce qui limite les liens avec UEM. On peut noter une convention de partenariat signée entre l'ELD et une association régionale regroupant l'ensemble des bailleurs sociaux, destinée à permettre à ces derniers de bénéficier d'un accompagnement pour améliorer les performances énergétiques et thermiques de leurs logements¹.

La région n'est donc pas tant une échelle contraignante de repositionnement que de mise en cohérence. Elle est cependant encore peu valorisée dans la stratégie des deux ELD que nous étudions. La différence d'implication entre GEG et UEM semble principalement s'expliquer par le fait que comme les cadres définis pour les politiques énergétiques régionales n'ayant pas de valeur contraignante, *« les compétences et les actions sont donc différenciées selon les régions et les avancées dans ce domaine dépendent en grande partie de la volonté et de l'implication des acteurs locaux. »* (Chanard 2011, p. 184-185). Ainsi, si la région Rhône-Alpes est dynamique sur cette question de l'énergie, la région Lorraine l'est beaucoup moins, ce qui limite les opportunités. On peut donc plutôt évoquer un potentiel d'action.

Conclusion

Dans la continuité du chapitre 5, nous voyons que les choix stratégiques de GEG et d'UEM intègrent de plus en plus des relations avec les collectivités territoriales et les établissements publics. Dans son ensemble, le repositionnement récent des deux ELD aux échelles départementale, mais surtout régionale et intercommunale semble devoir se développer au cours des prochaines années, surtout dans le cas de GEG, qui évolue dans un environnement dynamique à ces trois échelles d'action publique. Dans le cas d'UEM, la dynamique semble moins forte et donc moins favoriser une possible expansion.

GEG et UEM abordent leur territoire en fonction des opportunités façonnées par l'intérêt des collectivités territoriales pour l'énergie et contribuent à l'élaboration de choix, qui ne sont plus uniquement sectoriels, mais aussi largement territoriaux. Autrement dit, ces deux ELD ne sont plus strictement structurées par rapport au secteur énergétique, mais intègrent également les opportunités d'ordre territorial que peuvent construire les acteurs publics locaux. L'augmentation de ces collaborations, alors que les ELD n'y sont contraintes ni par leur contrat de concession, ni par leur actionnariat, illustre le fait que ces dernières y voient des opportunités.

¹ ARELOR Habitat, « ARELOR et UEM signent une convention de partenariat », www.arelor-habitat.org/fr/actu/actualites-partenariat-arelor-uem.html, consulté le 8 octobre 2014.

Conclusion de partie

Dans le cadre de la libéralisation, GEG et UEM ont fait preuve d'une solide capacité d'adaptation stratégique aux évolutions, très importantes ces dernières années, du secteur de l'énergie. Ces adaptations concernent les stratégies d'entreprises dans leur cœur d'activité, mais c'est dans le rapport au territoire que cette évolution se donne le plus à voir. Les deux ELD développent des projets dans leur territoire historique, mais aussi à sa proximité dans une logique de cercles concentriques valorisant leur ancrage territorial, sans s'empêcher pour autant de saisir des opportunités très éloignées de cette recherche d'ancrage territorial.

Pour assurer ce développement de projets territoriaux et ainsi s'adapter aux nouvelles contraintes sectorielles, les deux ELD développent une aptitude à se saisir des opportunités que constituent les appels à projets européens et nationaux ou les recompositions des compétences énergétiques entre collectivités locales. En raison de cette adaptabilité, le caractère local de GEG et UEM apparaît aujourd'hui comme une ressource potentielle alors qu'il pouvait être considéré jusque-là comme un désavantage concurrentiel. D'un fonctionnement autour d'une niche sectorielle qui leur était propre et a été construite au cours de la période monopolistique par des négociations avec EDF et les ministères, les ELD façonnent progressivement un positionnement articulant enjeux sectoriels et opportunités territoriales, notamment dans les interactions avec les collectivités territoriales. Communes et intercommunalités se trouvent, on l'a vu, au premier rang des collectivités territoriales impliquées dans les interactions avec les ELD. C'est pourquoi il nous semble important de nous interroger sur la nature des relations entre communes et ELD. Comment les communes qui possèdent la majorité des parts de leur ELD s'en saisissent-elles ? Sont-elles en mesure de les piloter ? Comment cette relation a-t-elle évolué avec l'intérêt croissant à l'échelle locale pour la transition énergétique ? Ce sera l'objet de notre troisième partie.

Troisième partie

Les interactions croissantes entre ELD et communes, un levier partiel de territorialisation urbaine des questions énergétiques

UEM et GEG – chacune en fonction de leurs spécificités – ont adapté leurs éventails d’activités et ont fait du territoire une ressource essentielle de leur positionnement en réponse à la réduction de leur niche sectorielle après l’ouverture des marchés. Cette plasticité des stratégies va de pair avec une constante : l’importance accordée au territoire de concession, sur lequel elles disposent d’un monopole et dont elles ont une connaissance fine. Ce constat conduit à interroger davantage le rôle des communes. Les projets de GEG et d’UEM sont-ils simplement spatialisés dans les territoires urbains ou observe-t-on plus largement une montée en puissance des municipalités sur l’énergie ? Les municipalités s’intéressent-elles aux enjeux énergétiques et deviennent-elles des acteurs à part entière des actions élaborées en interaction avec les ELD ? Comment une municipalité aux objectifs hétérogènes peut-elle avoir prise sur un domaine – celui de l’énergie – et ses acteurs sectoriels – les ELD ? C’est sur la nature de cette relation entre communes et ELD que nous allons concentrer notre attention dans cette troisième partie.

Nous avons vu dans l’introduction générale de la thèse que la question de la place des villes concernant l’énergie requiert de distinguer trois éléments. En premier lieu, il convient de déterminer l’échelle d’organisation des systèmes énergétiques, c’est-à-dire l’échelle à laquelle les différents éléments du secteur sont organisés. On parle ici de *scaling* des infrastructures énergétiques (Bridge et al. 2013; Jaglin et Dubresson 2013). Pour l’essentiel, comme l’ont montré les chapitres précédents, cette infrastructure est, pour GEG et UEM, d’échelle locale. La production comme la distribution sont en effet d’abord organisées pour et par les territoires de concession, pour répondre à des besoins et enjeux locaux. Ceci ne va pas sans exceptions (notamment des installations de production hors du territoire de concession, cf chapitre 4) et, bien entendu, en tenant compte des contraintes de raccordement au réseau de transport de RTE.

À cette dimension d’organisation des systèmes énergétiques s’ajoute l’urbanisation des questions énergétiques, c’est-à-dire l’intégration de ces questions dans les politiques urbaines et l’accroissement des discours, actions et conflits concernant ces enjeux dans les villes (Jaglin et Verdeil 2013, p. 10-11). C’est l’existence de ce processus dans les communes de Grenoble et de Metz que nous allons interroger dans le chapitre 7. Notre objectif sera d’analyser finement la manière dont l’énergie est saisie par les acteurs politiques municipaux et construite comme un enjeu d’action publique urbaine. Pour comprendre cette structuration de l’action collective au sein des villes, il est nécessaire de dépasser une conception monolithique des villes et de prendre en compte leur caractère fragmenté et hétérogène. Cette approche permettra d’analyser ce qui se joue dans la prise en compte des enjeux énergétiques par les communes.

Cette analyse des formes d’intégration de l’énergie dans les agendas urbains en construction nous permettra ensuite d’interroger la manière dont les acteurs municipaux sensibles aux enjeux de l’énergie-climat se saisissent de leur ELD pour en faire un outil

de politique énergétique urbaine. En effet, urbaniser la question énergétique n'implique pas directement que les acteurs publics locaux aient politiquement prise sur les leviers de pouvoir permettant de développer une politique énergétique urbaine. Il s'agit d'interroger l'existence d'un mouvement de « *territorialisation urbaine des systèmes énergétiques, témoignant un poids croissant de l'infrastructure matérielle et des enjeux urbains dans les décisions qui les gouvernent, du rôle accru des autorités locales urbaines dans leur gouvernance, d'une ré-intégration stratégique (ou d'une dé-marginalisation) des parties décentralisées du système énergétique dans leur économie politique.* » (Jaglin et Verdeil 2013, p. 10). Nous verrons dans le chapitre 8 que les acteurs portant l'urbanisation de la question énergétique cherchent à enrichir les demandes d'actionnaire majoritaire des municipalités à l'égard des ELD, en y intégrant leurs objectifs. Ces tentatives se heurtent à des relations municipales établies et favorisent davantage les objectifs économiques et industriels de la relation à l'ELD. L'intégration est cependant beaucoup plus forte concernant les interactions opérationnelles qui se construisent entre les acteurs politiques et administratifs municipaux sensibles à l'énergie-climat (chapitre 9).

Chapitre 7

L'urbanisation des questions énergétiques à Metz et Grenoble

Analyser l'urbanisation des questions énergétiques implique d'étudier la manière dont ces questions sont progressivement intégrées dans les politiques urbaines et font l'objet de discours et d'actions de plus en plus prégnants (Jaglin et Verdeil 2013). Les agendas urbains sont socialement construits en fonction de rapports de force entre acteurs (Cobb et Elder 1972; Garraud 2006; Pinson 2006). Nous allons centrer notre analyse dans ce chapitre sur les acteurs politiques et les acteurs administratifs municipaux. Les acteurs politiques municipaux sont les élus des communes, désignés pour un mandat de six ans. Le maire dispose de compétences générales étendues tandis que ses adjoints se voient attribuer des délégations spécifiques. Ces délégations sont liées à des services administratifs, eux-mêmes organisés dans l'appareil municipal en fonction d'une hiérarchie administrative, avec à la tête de l'organisation administrative le directeur général des services. Notons que l'administration municipale dispose d'une expertise à même d'éclairer les décisions des adjoints, ce qui confère à ceux-ci un certain pouvoir. À l'intersection des filières politique et administrative, se forment donc des tandems politico-administratifs, entre adjoints et directions thématiques. Les acteurs politiques et administratifs disposent chacun de sources de légitimité, de marges de manœuvre et donc de pouvoirs différents, constituant ainsi des systèmes politico-administratifs. Nous prenons ces systèmes politico-administratifs comme analyseur de l'action publique locale (Joana 2000; Lorrain 2000; Payre 2008), ici pour interroger la manière dont les acteurs politiques et les acteurs administratifs grenoblois et messins mettent l'énergie-climat à l'agenda et intègrent cet enjeu dans les politiques urbaines. Il s'agit donc de questionner la manière dont les acteurs institutionnels, politiques et administratifs, recomposent leurs interactions avec les autres acteurs dans leur territoire et d'interroger leur capacité à piloter l'action publique.

Nous abordons cette question avec une approche diachronique, pour dégager les processus d'urbanisation des questions énergétiques et en déterminer la construction progressive. Ce travail s'apparente à la démarche de Vincent Béal sur l'émergence des questions environnementales dans les agendas urbains et leur influence sur les modalités de gouvernement des villes (Béal 2011). Il met en évidence, suite à une approche historique de l'écologie urbaine dans les villes, la politisation progressive du « développement durable », avant un resserrement progressif sur l'enjeu du changement climatique, qui favorise une démarche plus technique et quantifiée (*Ibid.*; Béal et Pinson 2014). Notons qu'à la différence de Vincent Béal, il ne s'agit pas de définir l'étendue des questions environnementales dans l'action publique locale, mais plutôt

d'identifier la place de l'énergie dans ces reconfigurations successives et d'en comprendre les principaux leviers de légitimation.

François Bertrand et Laurence Rocher montrent que la définition des politiques climatiques dépend de recompositions entre les secteurs de politique publique déjà établis (Bertrand et Rocher 2011). Ainsi, la mise à l'agenda des questions énergétiques dans leur jonction avec le climat se construit en fonction de la structuration antérieure des services municipaux par rapport aux questions énergétiques et environnementales, anciennes dans les institutions municipales. « *Au niveau local, les processus de mise en politique de la question climatique sont marqués par des particularités liées aux caractéristiques socio-économiques locales ainsi qu'aux styles et savoir-faire en matière de conduite de l'action publique* » (Bertrand et Rocher 2011). Nous nous attacherons donc à identifier les acteurs qui se saisissent de ces questions au sein des systèmes politico-administratifs. Une attention toute particulière sera ainsi apportée à la compréhension de l'organisation politico-administrative qui en découle, ce qui implique de déconstruire l'idée que les communes seraient des structures monolithiques, dotées d'une volonté unique.

L'évolution de la structuration politico-administrative doit aussi être articulée à la manière dont l'action se construit au travers de l'interaction de différents acteurs. Les outils de la sociologie des organisations et de l'analyse stratégique (Crozier et Friedberg 1977) nous permettent d'étudier cette appropriation progressive, parfois compliquée, des questions énergétiques au sein des systèmes politico-administratifs locaux. En effet, l'analyse stratégique conduit à dépasser une analyse strictement basée sur la structuration formelle des systèmes d'acteurs, c'est-à-dire notamment les découpages organisationnels des communes. Elle s'intéresse aux interactions concrètes, aux jeux de pouvoir entre acteurs au sein des organisations pour comprendre l'évolution de ces systèmes. Notre objectif est ainsi d'étudier les organisations municipales en nous appuyant sur l'organisation codifiée et légitimée dans l'organigramme officiel, et d'y ajouter une analyse des logiques des acteurs et des règles du jeu qu'ils construisent pour développer des actions. Nous nous intéressons donc aussi aux jeux entre acteurs pour comprendre les actions énergétiques urbaines (*Ibid.*).

In fine, décrypter l'évolution des systèmes politico-administratifs messin et grenoblois nous permettra de caractériser les modes différenciés d'urbanisation constatés dans les deux villes. La mise à l'agenda de nouveaux objectifs dans l'action publique urbaine s'inscrit en effet dans des systèmes politico-administratifs préexistants, auxquels sont ajoutés de nouveaux services et élus. Les services municipaux sont structurés par des cultures administratives, des légitimités et expertises distinctes, qui sont difficilement absorbables dans des constructions politiques dont les périmètres s'élargissent. C'est pourquoi nous allons articuler l'analyse de la structuration des services, des portefeuilles d'adjoints à la manière dont leurs interactions évoluent. Nous nous appuierons sur de nombreux entretiens réalisés au sein des services municipaux et parmi les élus pour faire

une « *sociologie de la gouvernance politico-administrative interne* » des questions énergétiques (Angot et Gabillet 2012).

1 Une mise à l'agenda différenciée de la dimension énergie-climat dans les systèmes politico-administratifs

L'urbanisation actuelle de l'énergie-climat ne se construit pas *ex nihilo*. Bien que peu politisée et abordée de manière très technique, la question énergétique est présente depuis les années 1980 dans les appareils politico-administratifs locaux.

1.1 L'énergie : une question d'abord technique et sectorielle

Bien que l'énergie soit essentiellement considérée en France comme une thématique d'action publique relevant de l'échelle nationale, certaines communes ont créé des services techniques énergie, en réaction aux chocs pétroliers de 1973 et 1978-1979. Elles disposent pour cela du soutien financier de l'Agence française de la maîtrise de l'énergie (AFME). Dès le premier choc pétrolier, la ville de Grenoble crée un service Énergie chargé de réduire les factures énergétiques du patrimoine municipal. Rattaché à la direction générale des services techniques, ce service installe notamment un poste de pilotage centralisé des chaudières des bâtiments municipaux¹. À Metz, à partir de 1983, un service similaire² est constitué par un ingénieur thermicien. Ce service – inclus dans la direction générale des services techniques – articule l'exploitation des installations de chauffage du patrimoine communal et le paiement des factures d'énergie de la commune, qu'il travaille à réduire.

Ces deux services municipaux agissent principalement en interne, notamment sur le patrimoine communal, et se concentrent sur la réduction des consommations d'énergie dans une optique de réduction des coûts³. La question des émissions de gaz à effet de serre n'est pas encore à l'ordre du jour. Dans le cas de Metz, l'action du service Énergie est plus vaste. Elle dépasse la gestion du patrimoine communal et s'étend au contrôle de la concession du chauffage urbain. Ce fonctionnement correspond au constat dressé par Sylvain Godinot concernant les collectivités locales françaises. « *L'approche énergie des collectivités, à quelques exceptions près, se centre sur la maîtrise de la facture de la collectivité et donc sur le patrimoine municipal et les flottes de véhicules, voire sur les*

¹ Entretien avec l'ancien conseiller municipal à la Maîtrise de la demande en énergie, mai 2010.

² La cellule Maîtrise de la gestion de l'énergie. Pour plus de clarté dans notre propos, nous emploierons le terme de service Énergie ou de direction Énergie selon sa position dans les services municipaux tout au long de la période étudiée.

³ On retrouve cette approche technique – structurée autour des coûts de l'énergie dans d'autres communes – par exemple Montpellier (Hérault) et Chelles (Seine-et-Marne) (Angot et Gabillet 2012).

réseaux de chaleur » (Godinot 2011, p. 2). Cette action énergétique locale perd de son urgence politique avec le contre-choc pétrolier et l'investissement massif de l'État et d'EDF dans l'énergie électrique, qui entraînent une baisse des coûts de l'énergie et corrélativement un reflux relatif des financements publics en faveur de la maîtrise de la demande (Pautard 2007, p. 122). Les services sont maintenus, mais moins priorités politiquement.

En parallèle, des services environnementaux sont développés dans les systèmes politico-administratifs municipaux parfois dès les années 1970, mais surtout les années 1980 (Barraqué 1998). La mise à l'agenda local de la question environnementale est caractérisée par une volonté des élus municipaux d'intégrer les nouvelles demandes de la société urbaine – et notamment des classes moyennes – pour se légitimer politiquement. Vincent Béal – reprenant Fritz Scharpf – qualifie ce processus de légitimation par les *inputs* (Scharpf 2000) et montre que les élus municipaux disposant d'une délégation et de services environnementaux s'appuient sur les ressources militantes des associations de défense de l'environnement, qui s'impliquent dans la production des politiques urbaines (Béal 2010, p. 541-546). Tout comme pour les services Énergie, ce développement de politiques urbaines d'environnement est caractérisé par un ancrage sectoriel fort, structuré autour des questions de protection de la nature et lié aux structures municipales existantes, comme les services en charge des espaces verts (Béal 2011, p. 137-139). À Metz, la question environnementale est reliée à l'intérêt ancien pour la nature en ville, porté par Jean-Marie Pelt. Ce botaniste de formation, fondateur de l'Institut européen d'écologie en 1971, a été adjoint au maire de Metz de 1971 à 1983 et a porté une articulation entre écologie et urbanisme¹. Son influence a irrigué toutes les politiques de développement des espaces verts, de préservation du patrimoine, de gestion des eaux et des déchets de la ville de Metz. Elle est toujours reconnue aujourd'hui². À Grenoble, la question environnementale est principalement prise en compte dans l'action publique locale par le problème de la pollution de l'air. Cet intérêt est lié à la situation géographique de Grenoble, dans une cuvette, avec une densité de population et un bassin industriel importants.

L'action publique locale à Metz et à Grenoble est donc marquée par une disjonction entre les services techniques en charge de l'énergie et les services environnementaux aux contours spécifiques aux configurations locales. Cette appropriation initiale comprend une forte dimension sectorielle et entraîne un

¹ Comme l'illustre par exemple un reportage d'Antenne 2 en 1977, *Antenne 2*, « Écologie et urbanisme à Metz », 1977 : <http://www.ina.fr/video/I08030163>, consulté le 6 août 2014.

² Une conférence de Jean-Marie Pelt a été organisée par la ville en 2012 avec pour thème « Metz et le développement durable » (Ville de Metz, « Retour sur la conférence de Jean-Marie Pelt », 3 avril 2012, http://metz.fr/actus/2012/120403_retour_conference_jean_marie_pelt.php, consulté le 6 août 2014) ou encore l'hommage à Jean-Marie Pelt à l'occasion de ses 80 ans en 2013 (Ville de Metz, « Hommage à Jean-Marie Pelt », 25 octobre 2013, http://metz.fr/actus/2013/131025_hommage_a_jean_marie_pelt.php, consulté le 6 août 2014).

cloisonnement de l'énergie au sein des services techniques communaux. On constate notamment que les services énergie, rattachés aux directions techniques, sont éloignés dans les organigrammes des services environnementaux (Angot et Gabillet 2012). Ce fonctionnement en silos conduit à une approche distincte des interventions relatives à l'énergie et à l'environnement.

Cette approche sectorisée est en partie remise en cause au cours des années 1990, avec un agenda réorganisé par le « développement durable », qui tend à intégrer environnement et énergie. Vincent Béal explique que des élus de plus en plus influents dans la hiérarchie municipale valorisent les enjeux environnementaux autour d'une logique de développement durable. Ces enjeux apparaissent comme un levier pour renforcer la compétitivité des villes et ils témoignent d'un changement dans les stratégies de légitimation : non plus par les *inputs* et l'adossement à certains groupes sociaux, mais par les *outputs*, c'est-à-dire par la « *capacité managériale à répondre aux problèmes nés de la compétition interurbaine* » (Béal 2010, p. 550). Cette évolution des politiques urbaines d'environnement autour du développement durable remet en cause les logiques sectorielles au profit d'approches plus intégrées et diversifiées marquées par la présence croissante d'élites politiques et économiques ainsi que d'experts, avec un enrôlement des politiques d'environnement dans l'agenda entrepreneurial des villes (*Ibid.*, p. 547-553; Béal 2011, p. 201-428).

Cette injonction au développement durable et à des logiques plus transversales de l'environnement, intégrant l'énergie, se retrouve à Grenoble et à Metz. Elle entraîne une recomposition de la place de l'enjeu énergétique, dont se saisissent de nouveaux acteurs municipaux.

1.2 Grenoble, une jonction énergie-climat autour du développement urbain durable de 1995 à 2008

La jonction entre objectifs énergétiques techniques et environnementaux est enclenchée dès 1995 à Grenoble suite à l'élection de Michel Destot dans le cadre d'une coalition portée par le PS et dans laquelle les Verts ont une position forte. Un conseiller municipal Verts obtient la délégation à la Maîtrise de l'énergie : sensible aux enjeux énergétiques et à leur jonction avec les enjeux climatiques¹, il structure une action que l'on peut analyser autour de trois axes.

¹ Investi dès 1991 dans l'association Phebus, par la suite devenue Hespul, dont l'objectif historique est de soutenir le développement du photovoltaïque raccordé au réseau, il est le premier Grenoblois à installer des panneaux photovoltaïques sur le toit de son logement en 1998 (*Les quatre saisons du jardinage*, « À Grenoble, il se branche sur le soleil », n° 125, novembre-décembre 2000, p. 49-52). Il est par la suite un membre actif de négaWatt.

Un premier axe concerne le service Énergie qui est réinvesti politiquement en appréhendant la maîtrise des consommations d'énergie des bâtiments municipaux comme un enjeu non plus uniquement économique, mais aussi environnemental. Cet axe s'inscrit dans la continuité de la période précédente, avec une conception très sectorielle. Un second axe concerne le chauffage urbain. Le conseiller municipal à la Maîtrise de l'énergie, nommé dans le même temps président de la seconde SEML énergie de la ville, la Compagnie de chauffage (CCIAG), décide de faire évoluer le mix énergétique du réseau de chaleur en remplaçant une part de l'approvisionnement en charbon par du bois¹. Le troisième axe de cette intervention concerne le soutien à la création d'une agence locale de l'énergie² (ALE), outil de sensibilisation porté principalement par le vice-président à l'Environnement de la communauté d'agglomération. L'ALE de l'agglomération grenobloise est l'une des premières en France. Créée en 1998, elle est financée par Grenoble Alpes Métropole, la Région, l'Ademe, le Conseil général. Elle a initié un travail de sensibilisation très important sur les questions énergétiques en proposant aux communes de l'agglomération une comptabilité énergétique, des groupes de travail pour définir des plans d'action ou encore un bilan énergétique³.

À partir de 2001, cette intégration d'éléments environnementaux dans l'action municipale sur l'énergie prend de l'ampleur avec la mise à l'agenda des enjeux énergétiques et environnementaux dans les projets urbains. Lors de ce second mandat de Michel Destot, les Verts – alliés à un groupe de dissidents du PS – obtiennent 19,8 % au premier tour des élections municipales. Du fait de ce rapport de force électoral, la tête de liste des Verts devient adjoint à l'Urbanisme et à l'Environnement et président d'une SEML d'aménagement de la ville. Ce poste influent lui permet de dépasser l'opposition avec le PS⁴ et d'articuler enjeux environnementaux – incluant l'énergie – et urbains, avec pour objectif de développer un urbanisme durable.

« Je pense que l'énergie c'était une filière à l'époque [au premier mandat], elle n'avait pas fait le lien avec l'urbanisme fortement, c'est moi qui ai fait le lien avec l'énergie. » (l'adjoint à l'Urbanisme et à l'Environnement de la ville de Grenoble de 2001 à 2008, juin 2010)

« Je voulais absolument associer urbanisme et environnement. J'avais l'intime conviction que les écolos devaient se confronter au dur de la stratégie urbaine, qui m'apparaissait des politiques structurantes. » (l'adjoint à l'Urbanisme et à l'Environnement de la ville de Grenoble de 2001 à 2008, juin 2010)

¹ Entretien avec un ancien conseiller municipal délégué à la Maîtrise de l'énergie, mai 2010.

² Les ALE ont été développées par le biais d'un programme européen (Save) qui finance ces associations à 50 % pendant trois ans, auquel s'ajoutent des financements notamment des collectivités locales. Sur les agences locales de l'énergie, voir (Poupeau (ed.) 2008).

³ Entretien avec un cadre de la mission Environnement de la Métro, mars 2010.

⁴ Les conflits sont très importants sur plusieurs dossiers au cours de ce mandat – grand stade, rocade –, car les Verts ont refusé de signer un contrat de solidarité de gestion avec le PS.

Cette jonction entre urbanisme et environnement conduit à une nouvelle façon d'aborder la place de l'énergie dans l'action publique locale. L'énergie, comprise ici dans l'environnement, est considérée comme devant être incluse dans des questions urbaines plus larges. À partir de 2001, l'adjoint à l'Urbanisme et à l'Environnement et sa direction marquent une véritable rupture et développent un intérêt particulier pour la qualité environnementale du bâti et la réduction des consommations énergétiques des bâtiments, dont l'outil principal est la zone d'aménagement concerté (ZAC) (Bobroff, 2011, p 15).

Le premier projet de l'adjoint à l'Urbanisme et à l'Environnement concerne la ZAC Vigny Musset. Cette ZAC de 22 hectares comprenant 2 200 logements est en 2001 à la moitié de sa réalisation, mais l'adjoint définit alors un nouveau cahier des charges. Des objectifs de constructions plus respectueuses de l'environnement, de chantiers propres, ou encore de diminution des consommations d'énergie et d'introduction d'énergies renouvelables sont introduits¹. Cette jonction est renforcée en 2004 par la participation à l'appel à projets Concerto, que nous avons étudié dans le chapitre 5. Ce projet structure la manière de la ville d'aborder la question énergétique et ancre une politique de qualité environnementale du bâti, avec la construction de bâtiments basse consommation. La direction Urbanisme, renforcée par ce volontarisme politique, accroît son expertise sur les écoquartiers et monte en puissance par sa participation à des appels à projets. Son expertise relève des enjeux des ZAC, des consommations énergétiques des bâtiments prévues sur ces zones et de la production d'énergie qui peut y être attachée. Elle diffère de l'expertise du service Énergie, qui reste orienté vers l'action interne aux bâtiments municipaux. Par rapport à la période précédente (2001-2008), la direction Urbanisme est renforcée par cet élargissement de ses compétences, qui illustrent une urbanisation des questions énergétiques.

En parallèle, la ville de Grenoble s'implique dans le Plan climat local dont la communauté d'agglomération grenobloise s'est dotée en 2005 et qui définit des actions pour atteindre les objectifs de Kyoto en faveur de la réduction des émissions de gaz à effet de serre (cf chapitre 6). Ce plan d'action d'échelle intercommunale s'articule à Grenoble avec un plan d'action municipal spécifique – le schéma énergétique – porté par le conseiller municipal à la Maîtrise de l'énergie. Ce plan – initié en 2003 par une délibération du conseil municipal² – vise à réaliser une étude en groupement de commande entre la Ville, GEG et la CCIAG pour faire un état des lieux de la production, de la consommation et de la distribution d'énergie dans le territoire. L'étude aboutit au constat d'une très forte densité du sous-sol de la ville et de la nécessité de rentabiliser les coûts d'investissement et de fonctionnement des réseaux existants en densifiant la clientèle, ce qui va tout à fait dans le sens des besoins des SEML énergie.

¹ Un des objectifs du projet est de favoriser l'installation de panneaux photovoltaïques et solaires. La ville fait pour cela appel à GEG, ce qui amène une nouvelle forme d'interaction.

² Conseil municipal de la ville de Grenoble, *Délibération du 7 octobre 2003*, « Schéma énergétique de la ville de Grenoble, principe du lancement d'une étude conjointe avec les SAEML GEG et CCIAG ».

Cinq actions majeures sont identifiées. Concernant le parc de logements, la ville prévoit un programme de réhabilitation d'au moins 500 logements par an jusqu'en 2012, puis de 1 000 logements jusqu'en 2020 et un programme de diminution des consommations dans le parc tertiaire. Un programme est aussi engagé pour augmenter la part d'énergie renouvelable dans le mix énergétique du réseau de chaleur de la CCIAG et réduire celle du fioul et du charbon. Concernant GEG, des objectifs ambitieux sont fixés pour augmenter la part d'énergie renouvelable par le photovoltaïque et l'hydroélectricité. Enfin, un schéma des réseaux de distribution doit être élaboré à partir d'une étude technique conjointe entre la ville et ses deux SEML énergie pour mieux articuler enjeux énergétiques et urbains¹. Ces actions apparaissent en adéquation avec une implication croissante de la ville dans les enjeux énergétiques.

Le schéma énergétique n'a cependant pas eu les résultats escomptés, notamment concernant l'organisation des réseaux de distribution. En effet, les directions des deux SEML énergie ne sont pas parvenues à s'entendre sur le schéma des réseaux de distribution. De par leur poids politique, elles ont freiné le processus et en ont réduit l'étendue. Bien que ce document apparaisse comme un levier d'action important pour que la ville et ses SEML énergie travaillent ensemble, ce processus est donc considéré tant dans les services municipaux qu'à GEG comme un échec². Bien que résultant d'un travail important entre la ville et les SEML énergie, ce projet ne semble pas avoir été suffisamment soutenu politiquement par les élus porteurs du projet. Il s'agit pourtant d'un processus intéressant, car c'est la première étude de planification qui intègre les deux SEML énergie et qui les considère comme des leviers pour atteindre le facteur 4 et on peut aussi y trouver les fondements d'une urbanisation des questions énergétiques.

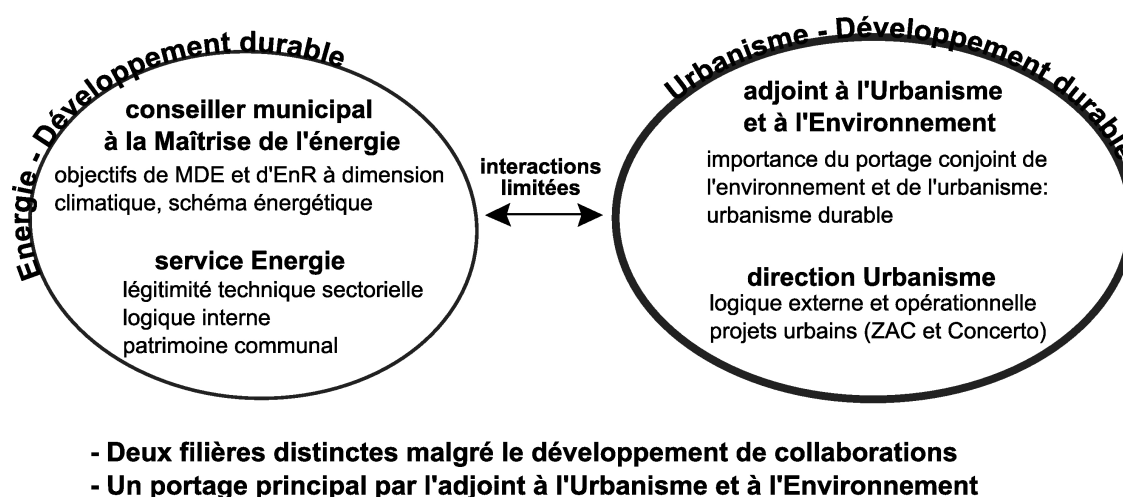
Deux filières différentes intègrent donc progressivement la dimension environnementale et climatique dans leur action. L'élu à la Maîtrise de l'énergie investit le service Énergie ainsi que la CCIAG, des organismes disposant d'une expertise technique forte. Il cherche aussi à dépasser cette approche technique en participant à la création de l'agence locale de l'énergie et en initiant le projet de schéma énergétique. L'énergie dans sa jonction avec les enjeux urbains est cependant davantage portée politiquement par l'adjoint à l'Urbanisme et à l'Environnement, qui s'appuie sur la direction Urbanisme. La question énergétique est progressivement intégrée au sein d'un ensemble plus large comprenant développement durable et urbanisme, ce qui lui permet de porter fortement cette dynamique localement. Le poids politique de l'élu est important dans le système politico-administratif grenoblois et renforcé par la participation au projet Concerto. Dans ce cadre, les interactions entre le conseiller municipal à la Maîtrise de l'énergie et l'adjoint à l'Urbanisme et à l'Environnement, d'une part, leurs services respectifs, d'autre part, existent, mais sont relativement limitées. Ils se retrouvent sur les

¹ Conseil municipal de la ville de Grenoble, *Délibération du 16 octobre 2007*, « Schéma énergétique de la ville de Grenoble ».

² Entretien avec un cadre de la direction Environnement de la ville de Grenoble, avril 2010.

objectifs du schéma énergétique, mais leurs champs d'action propres limitent leurs collaborations.

Figure 25: L'énergie dans le système politico-administratif grenoblois de 2001 à 2008



1.3 Metz, le développement d'une approche de développement durable

À Metz, l'implication des services municipaux dans l'énergie reste fortement concentrée autour du service Environnement. Au cours du mandat 2001-2008, l'équipe du service Énergie est détachée des services techniques et intégrée dans le service Environnement, plus vaste, qui comprend des architectes chargés d'intégrer l'aspect environnemental et énergétique dans la conception des bâtiments communaux. Ce service Environnement est lui-même intégré dans la direction Urbanisme¹. Les enjeux énergétiques, environnementaux et urbains sont donc intégrés en termes d'organisation politico-administrative, ce qui suggère une forte coordination entre eux et apparaît comme un outil intéressant pour assurer une approche transversale. Cependant, les interactions entre le service Environnement, incluant le service Énergie historique, et la direction Urbanisme dont il fait partie sont dans la pratique limitées. En effet, le service Environnement dispose de sa propre légitimité technique et de routines politico-administratives instituées sur l'énergie. Concernant les projets énergétiques, il s'inscrit dans la continuité de son action antérieure, basée sur une expertise technique forte visant à réduire les consommations d'énergie dans le patrimoine municipal et à contrôler les concessions de distribution d'énergie, principalement les concessions de chauffage urbain. Par ailleurs, la direction Urbanisme a peu mis à l'agenda l'énergie dans ses projets urbains du fait d'une absence de portage politique en ce sens. Le service Environnement

¹ Entretien avec un cadre de la direction Prévention des risques et Énergie de la ville de Metz, octobre 2011.

intervient dans les choix énergétiques des nouvelles ZAC. Il incite notamment au développement du réseau de chaleur dans celles-ci, mais les relations sont limitées et conflictuelles. La direction Urbanisme, contrainte par des enjeux d'équilibre économique et de bilan de ZAC, a en effet des difficultés à accepter les investissements supplémentaires que ce choix implique¹.

En parallèle, le service Environnement a embauché en 2003 un chargé de mission spécifiquement chargé de l'élaboration d'une approche en termes de développement durable. Après avoir instauré un système de management environnemental dans certains services municipaux, qui a permis d'obtenir la certification ISO 14001, il élabore un Agenda 21 local. Les Agendas 21 locaux constituent en France des démarches volontaires des collectivités locales (Boutaud 2009; Emelianoff 2005). « *Plan d'actions concrètes élaboré avec la société civile et qui vise au développement durable d'un territoire* » (Boutaud 2009), l'Agenda 21 est un outil de type conventionnel et incitatif (Lascoumes et Le Galès 2004), qui vise à intégrer de manière transversale les leviers d'action sectoriels dont disposent les collectivités locales, avec l'objectif d'y insuffler une logique environnementale (Angot 2013). Les Agendas 21 locaux apparaissent comme une réponse à la trop forte sectorisation reprochée aux politiques environnementales de la période précédente. Leur élaboration s'inscrit dans la recherche d'une approche transversale pour répondre aux problèmes environnementaux. Cependant, plutôt que d'apporter des solutions innovantes à ces problèmes, ils consistent davantage à « *assembler* » différents programmes ou actions préexistantes, avec l'objectif de les rendre plus cohérents (Béal 2011, p. 277-311). On peut aussi se demander si ce fonctionnement n'illustre pas les ressources limitées dont disposent les acteurs en charge de ces nouvelles politiques, qui sont obligés de proposer une action à la marge, basée sur les bonnes pratiques et la bonne volonté des acteurs.

Le chargé de mission, bien qu'intégré au service Environnement et plus largement à la direction Urbanisme, collabore en pratique peu avec ces derniers. Ses objectifs sont beaucoup plus transversaux, se rapportant à l'ensemble de l'action municipale et il s'inscrit dans une expertise relevant davantage de ses compétences d'animation que de son expertise technique ou urbaine. La difficulté de l'intégration de cette nouvelle ambition de développement durable par le service Environnement – issu du service Énergie – est illustrée par la réticence du responsable du service Environnement envers le projet d'Agenda 21². On peut faire l'hypothèse que cette réticence s'explique par une question de cultures institutionnelles, car la légitimité du chef du service Environnement tient à une forte expertise et à la réalisation de projets sectoriels aux résultats quantifiables, culture institutionnelle qui ne correspond pas à l'outil Agenda 21. C'est le

¹ Entretien avec un cadre de la direction Prévention des risques et Énergie de la ville de Metz, octobre 2011.

² Entretien avec un cadre de la mission Développement durable de la ville de Metz, octobre 2011.

directeur Urbanisme qui soutient le projet¹. L'Agenda 21, validé par le conseil municipal en novembre 2007, est porté politiquement conjointement par l'adjoint à l'Environnement et l'élu aux Espaces verts. Le chargé de mission Développement durable en a la charge au sein des services municipaux.

Cet Agenda 21 est – selon la typologie d'Aurélien Boutaud – de type institutionnel. Les actions définies sont en effet pilotées par la commune, dans le cadre de ses compétences et sont principalement adressées à ses propres services, avec une logique d'engagement de la collectivité vers de bonnes pratiques de gestion durable. Il s'agit d'une approche essentiellement technique et opérationnelle du développement durable, peu en prise avec une participation large de la société civile (Boutaud 2009, p. 15-22).

Encadré 10: Les actions de l'Agenda 21 de la ville de Metz de 2007

- Equiper l'ensemble des piscines municipales et certains équipements sportifs en capteurs solaires
- Réaliser le garage Poids Lourds avec une station solaire photovoltaïque
- Développer une centrale bois complémentaire au chauffage urbain (Borny et/ou Technopole 2)
- Réaliser des diagnostics de performance énergétique des bâtiments municipaux et mettre en œuvre les préconisations (isolation)
- Adapter le réseau d'éclairage public pour être économe en énergie (Réduire de 5%, d'ici 2012, sa consommation d'énergie)
- Remplacer toutes les chaufferies fioul d'ici 2015 (réduire de 35% les rejets de CO2 par chaufferie)
- Créer un Espace Info Energie
- Améliorer le rendement du réseau d'eau potable (83% de rendement d'ici 2008)
- Renaturer les berges de la Seille et de ses affluents
- Réduire l'utilisation des produits phytosanitaires de 30% d'ici 2010 dans les espaces verts
- Réaliser la tranche 4 de véloroute
- Favoriser les modes de déplacements doux (vélos/piétons) en développant les lieux de stationnement pour les vélos et en favorisant l'extension de secteurs piétonniers
- Mettre en place un Plan de Déplacement Entreprise à la ville de Metz
- Développer la mise à disposition de vélo en libre service au centre-ville
- Elaborer un guide des bonnes pratiques environnementales à l'attention des agents municipaux
- Proposer des produits « bio » dans les menus des cantines municipales
- Mettre en œuvre des clauses environnementales et sociales dans les marchés publics
- Certifier ISO 14 001 le Service Espaces Verts et Cadre de Vie

¹ Entretien avec un cadre de la mission Développement durable de la ville de Metz, septembre 2011.

- Etablir des cahiers de prescriptions environnementales pour les promoteurs dans les ZAC Sansonnet, des Coteaux de la Seille et du Technopole 2
- Mettre en œuvre des techniques alternatives de traitement des eaux pluviales, dans les ZAC
- Réaliser une enquête avec la CCI sur les pratiques environnementales dans les zones d'activités Deux-Fontaines et Actipole et mettre en œuvre ces préconisations

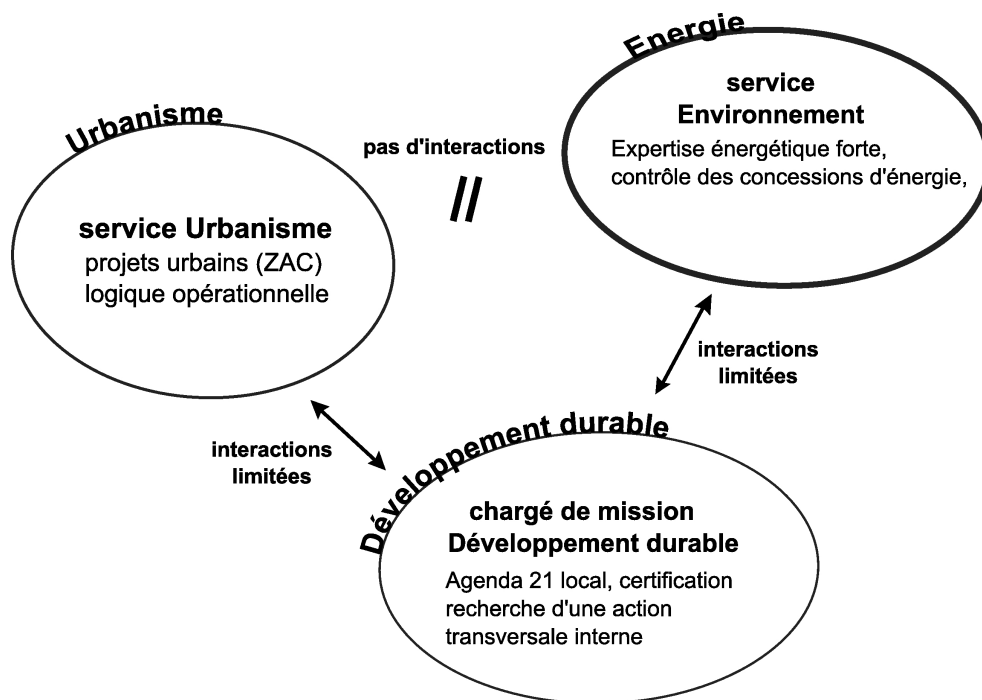
Source : Procès-verbal du conseil municipal
de la ville de Metz, 29 novembre 2007

Le champ couvert par ce plan d'action en matière d'énergie est étendu. Les sept premières actions sont explicitement liées aux infrastructures énergétiques. Deux de ces actions relèvent directement d'UEM : la construction d'une centrale à bois complémentaire au chauffage urbain et la réduction des consommations d'énergie du réseau d'éclairage public. Plus largement, cet Agenda 21 incite à développer une transversalité au sein des services municipaux afin d'intégrer une dimension environnementale dans leurs fonctionnements respectifs. Cet outil est destiné à donner une feuille de route aux services sur un certain nombre de projets à déployer et à influencer le travail quotidien de ces services par des certifications, l'instauration d'automatismes ou l'intégration de clauses environnementales dans les marchés publics. Le chargé de mission Développement durable porte cette transversalité municipale. Cet Agenda 21 constitue donc un premier jalon pour insuffler des pratiques de développement durable dans les services municipaux¹.

Malgré cet Agenda 21, qui intègre l'énergie dans une approche plus vaste de développement durable, on observe dans la pratique une difficulté à instaurer une action énergétique à dimension urbaine. Plus largement, l'articulation entre enjeux environnementaux et urbains reste limitée malgré une structuration organisationnelle qui semble favorable. D'où la nécessité de dépasser un regard centré sur l'organisation des services pour voir la nature des interactions en pratique, que l'on peut illustrer de la manière suivante dans le cas messin de 2001 à 2008.

¹ En novembre 2011, une évaluation des actions de l'Agenda 21 fait état de 95 % des actions planifiées réalisées ou en cours de réalisation (Conseil municipal de la ville de Metz, *Procès-verbal du 27 octobre 2011*).

Figure 26: L'énergie dans le système politico-administratif messin de 2001 à 2008



Des interactions limitées entre les différentes composantes de la direction Urbanisme sous la responsabilité de l'adjoint à l'Urbanisme

On observe donc que, tant à Grenoble qu'à Metz, l'intervention municipale dans l'énergie existe depuis de nombreuses années, portée par des services techniques, mais elle n'avait jusque-là pas fait l'objet d'une forte politisation. Elle devient un enjeu d'action publique une fois intégrée dans une approche plus vaste de développement durable, soutenant la transversalité des politiques environnementales.

Ceci fait écho au constat dressé par Sylvie Jaglin et Éric Verdeil : « *en s'emparant des questions énergétiques, les pouvoirs urbains cherchent moins à satisfaire des préoccupations sectorielles, qu'à enrichir des politiques urbaines transversales, dont celles-ci ne constituent qu'un volet* » (Jaglin et Verdeil 2013, p. 12). Les cas de Grenoble et Metz illustrent une diversité des couplages locaux, liée à la manière dont les deux communes ont mis à leur agenda la question énergétique en fonction des structurations administratives et politiques antérieures. Dans le cas de Grenoble, l'intégration des enjeux urbains et énergétiques autour d'un portage politique fort est précoce et articulée à l'obtention de financements dans des appels à projets. À Metz, l'articulation entre énergie et urbanisme est plus limitée : d'une part, le service Énergie conserve un poids important lié à sa légitimité technique et à son expertise historique, d'autre part, l'Agenda 21 – dont l'ambition porte sur l'ensemble des services – est en pratique peu lié aux équipes en charge de l'urbanisme et de l'environnement.

2 Un approfondissement des politiques énergétiques locales depuis 2008

En 2008, les coalitions municipales de Metz et Grenoble évoluent. Dominique Gros (PS) devient le premier maire de gauche à Metz depuis l'instauration du suffrage universel en 1848. Conseiller municipal depuis de nombreuses années, il a été adjoint d'ouverture au début des années 1990. Ingénieur de formation, il a travaillé à l'Agence de l'eau Rhin-Meuse et s'intéresse aux services techniques de la ville. À Grenoble, les élections conduisent les Verts à quitter la coalition municipale suite à une alliance du PS avec le Modem. Ces changements politiques impactent la manière dont l'énergie-climat est prise en compte dans l'action publique locale.

Plus généralement, ces changements sont concomitants d'une mise à l'agenda progressive du climat. Après avoir été centrées sur des objectifs de développement durable avec une ambition transversale, les politiques urbaines d'environnement sont structurées par la notion de changement climatique. Vincent Béal et Gilles Pinson expliquent ainsi que ces politiques sont davantage orientées autour des objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre, objectifs qui sont quantifiables et conduisent à techniciser les programmes élaborés. Ils parlent à cet égard d'une logique de néo-managérialisation (Béal 2011, p. 432-579; Béal et Pinson 2014, p. 7-13). Dans ce cadre, l'énergie devient une composante de plus en plus centrale de ces politiques environnementales orientées vers le changement climatique.

2.1 Metz, une disjonction entre expertise énergétique, développement durable et urbanisme

L'urbanisation des questions énergétiques au sein de la ville de Metz reste marquée par une difficulté persistante à intégrer l'action des services en charge de l'urbanisme, de l'énergie et du climat. Un premier élément de cette difficulté est lié à la réorganisation institutionnelle de la direction Urbanisme en 2008. L'ancien service Environnement – qui comprenait notamment les compétences spécifiques à l'énergie et le portage de l'Agenda 21 – est segmenté et dissocié de la direction Urbanisme.

La partie énergie constitue le cœur de la nouvelle direction Prévention des risques et Énergie, tandis qu'une mission Développement durable de trois personnes est créée et rattachée directement à la direction générale des services pour intervenir de manière transversale dans les différentes thématiques sectorielles. Ces deux services, dissociés de la direction Urbanisme, ont le même élu de référence, l'adjoint à l'Écologie urbaine. Seul adjoint issu des Verts dans la majorité, il occupe une position complexe, car il est relativement marginalisé au sein de la coalition municipale et dispose d'un poids politique

limité. Par rapport au mouvement que décrivent Vincent Béal et Gilles Pinson, il semble que le transfert vers des élus mieux positionnés dans la hiérarchie municipale n'ait pas eu lieu, alors même que le maire valorise de plus en plus la question énergétique dans l'agenda politique municipal (Béal et Pinson 2014).

Malgré un portage politique commun, le service en charge de l'énergie dans sa dimension technique et celui en charge du développement durable sont donc dissociés. La direction Prévention des risques et Énergie est très active sur l'énergie, dans une logique technique et peu transversale, et continue de puiser sa légitimité dans son efficacité et son expertise. Elle développe ses propres projets énergétiques au sein des bâtiments municipaux. Elle conduit l'installation de panneaux solaires thermiques et photovoltaïques sur une piscine municipale et des travaux d'efficacité énergétique, notamment d'isolation thermique, dans des gymnases et des piscines¹. La direction estime disposer de davantage de financements depuis 2008 pour porter des projets de cette ampleur. Ces projets sont inscrits dans l'Agenda 21, mais relèvent directement de la direction Prévention des risques et Énergie qui en est à l'origine et en assure le portage.

De son côté, la mission Développement durable élabore un second Agenda 21, composé d'une cinquantaine d'actions et validé par le conseil municipal en octobre 2011².

Encadré 11: Agenda 21 - Actions en lien avec l'énergie

<p>1 Etre une collectivité exemplaire – 14 actions</p> <hr/> <p>Développer une politique responsable (3 actions)</p> <p>Engager les services dans l'exemplarité (6 actions)</p> <p>Gérer durablement le patrimoine (5 actions)</p> <p>déployer un programme pluriannuel de rénovation du patrimoine communal bâti</p> <p>poursuivre les actions d'efficacité énergétique au niveau de l'éclairage public</p> <p>construire tous les nouveaux bâtiments communaux en certification HQE et à basse consommation d'énergie</p>
<p>2 Préserver l'environnement et les ressources pour les générations futures – 15 actions</p> <hr/> <p>Lutter contre les changements climatiques (5 actions)</p> <p>élaborer le Plan Climat Territorial messin en 2011</p> <p>développer les énergies renouvelables pour l'alimentation en énergie du territoire</p> <p>aider les foyers en précarité énergétique</p> <p>se déplacer autrement et devenir écomobile</p> <p>créer une ALEC à Metz pour porter la dynamique du Plan Climat Territorial</p> <p>Développer la nature en ville et protéger les ressources naturelles (6 actions)</p> <p>Contribuer à l'éducation à l'environnement et au développement durable (4 actions)</p>

¹ Pour réduire de 50 % les consommations d'énergie de huit gymnases, 15 millions d'euros ont été provisionnés par la ville et en parallèle 7,5 millions vont permettre de rénover les piscines et ainsi de réduire leurs consommations de 30 % (entretien avec un cadre de la direction Prévention des risques et Énergie, novembre 2011).

² Conseil municipal de la ville de Metz, *Délibération du 27 octobre 2011*.

3 Développer une ville harmonieuse et le vivre ensemble – 21 actions

Affirmer un urbanisme durable (7 actions)

lutter contre l'étalement urbain en densifiant la Ville
produire dans tous les nouveaux quartiers des logements de qualité à loyer modéré
poursuivre une politique de maîtrise foncière par le biais d'une convention cadre
expérimenter l'autopromotion immobilière sur un premier îlot test
favoriser l'écoconstruction notamment auprès des promoteurs et des bailleurs sociaux
lutter contre l'habitat indigne et contribuer à leur rénovation
fournir aux aménageurs un guide des bonnes pratiques

Intégrer les enjeux du développement durable dans la planification urbaine (4 actions)

reconstituer un tissu urbain de proximité pour favoriser la mixité sociale, la fonctionnalité des espaces et limiter les déplacements
intégrer dans la planification urbaine les enjeux liés notamment à la Nature en Ville et à l'adaptation aux changements climatiques

renforcer les liens intergénérationnels et le dialogue entre les habitants (5 actions)

promouvoir le Cloître des Récollets en tant que lieu emblématique pour le développement durable à Metz

Agir pour la qualité de vie, la santé et lutter contre les risques (5 actions)

Source : Ville de Metz, Agenda 21, octobre 2011

Ce nouvel Agenda 21 comprend un volet climat, le Plan climat local, qui vise à réduire de 20 % les émissions de gaz à effet de serre d'ici 2020. Cet objectif a été fixé par la Convention des maires européens, que l'adjoint à l'Écologie urbaine a signée en 2009¹. Cette initiative a permis à ce dernier de conforter sa position au sein de la ville en s'inscrivant dans un mouvement plus vaste, à l'échelle européenne. La ville de Metz s'engage ainsi sur des objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre très importants. Ce plan climat local répond aussi à l'obligation faite dans la loi Grenelle 2 à l'ensemble des communes de plus de 50 000 habitants de réaliser un plan climat énergie territorial (PCET)². Les PCET peuvent s'insérer dans une stratégie municipale plus large et devenir le volet climat d'un Agenda 21 (Boutaud, 2009, p. 45). Le Plan climat de la ville de Metz comprend 80 partenaires dont UEM, mais aussi le Conseil général, la Région, des énergéticiens, des bailleurs sociaux ou encore des associations environnementales³. L'ELD contribue là aussi par l'introduction du bois dans le mix énergétique du réseau de chaleur, avec un projet qui s'est précisé depuis le premier Agenda 21 : la construction de la centrale biomasse⁴.

¹ La Convention des maires a été créée en 2008 par la Commission européenne pour atteindre les objectifs du 3x20. Les collectivités locales membres s'engagent à réduire leurs émissions de gaz à effet de serre de 20 % d'ici 2020.

² Article 75 de la loi du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement (loi Grenelle 2).

³ Entretien avec un cadre de la mission Développement durable de la ville de Metz, septembre 2011.

⁴ Nous avons cependant vu dans le chapitre 5 que ce projet n'est pas lié à l'Agenda 21, mais à l'objectif sectoriel de recherche d'un nouveau modèle économique en réaction à la fin des tarifs d'achat avantageux de l'électricité produite par la centrale au gaz.

Ces plans permettent de définir des feuilles de route, d'articuler des actions réalisées par les services municipaux et par différents partenaires et d'inscrire ces actions dans un mode projet, c'est-à-dire d'obtenir de la part des partenaires des engagements concrets sur les actions à déployer. Toutefois, dans le cas de Metz, on peut exprimer quelques doutes sur le soutien politique dont bénéficie la mission Développement durable. On relève notamment l'absence d'instances de pilotage politique, qui permettraient d'assurer la transversalité effective du plan au sein des services¹. La mission Développement durable travaille avec l'ensemble des services municipaux – dans lesquels des référents développement durable ont été désignés par le directeur général des services² – mais le portage politique de ces plans est difficile. En effet, la position de l'adjoint à l'Écologie urbaine ne simplifie pas une transversalité historiquement complexe à construire.

« L'adjoint à l'Écologie urbaine, son rôle c'est de sensibiliser ses collègues à la prise en compte du développement durable. Sauf que ses collègues ils viennent de cultures différentes, le développement durable pour eux c'est... donc après c'est compliqué. Donc d'après moi, il fait son rôle au niveau des élus, bon le maire, lui et le maire ça va, ils s'entendent très bien. Donc je pense qu'il y a des choses qui passent parce que justement avec le maire ça passe bien. Par contre avec d'autres collègues c'est beaucoup plus compliqué, nous ce qu'on essaie de faire c'est pas forcément d'aller à l'encontre des autres élus, ou de leur dire il faudrait faire comme ça, c'est plutôt d'aller voir les services et de travailler avec eux. » (un cadre de la mission Développement durable de la ville de Metz, septembre 2011)

Au-delà des plans d'action municipaux, la mission Développement durable propose des projets aux services et les accompagne dans leur réalisation. Par exemple, elle accompagne la direction Urbanisme pour instaurer une certification des opérations immobilières dans les ZAC du Sansonnet et des Coteaux de la Seille avec des objectifs ambitieux en matière de consommation d'énergie. La ville paie cette certification – assurée par l'organisme Cerqual – aux promoteurs dans le cadre de projets urbains et si les promoteurs atteignent la certification habitat et environnement avec une labellisation BBC – et aujourd'hui avec une labellisation de bâtiment passif ou à énergie positive – elle rembourse aussi une partie du foncier payé par le promoteur. La ville impose donc cette certification aux promoteurs et les incite financièrement à dépasser les niveaux de performance. Ce projet à l'initiative de la mission Développement durable, par lequel elle

¹ Sur cette question de la gouvernance des Plans climat et Agendas 21, nous pouvons renvoyer aux travaux de l'ADEME et d'associations de collectivités qui œuvrent aux niveaux européen et national pour la prise en compte de l'énergie-climat au niveau local. La question de l'opérationnalité politique et technique de ces démarches est notamment abordée par Energy-Cities (www.energy-cities.eu), par l'ADEME (qui édite des guides de manière extrêmement régulière ; cf. www.ademe.fr ou www.pcet-ademe.fr), ou dans des manifestations annuelles telles que les Assises de l'énergie et du climat (www.assises-energie.net) ou le Colloque PCET (www.colloque-pcet2014.ademe.fr).

² Entretien avec un cadre de la mission Développement durable de la ville de Metz, septembre 2011.

cherche à impliquer la direction Urbanisme sur des objectifs énergétiques dans les ZAC¹, entraîne en pratique des interactions complexes. En effet, la direction Urbanisme, dont le caractère opérationnel est marqué, est réticente à intégrer les objectifs d'une mission qui lui est extérieure et dont elle estime qu'elle n'assure pas un appui, mais impose au contraire une contrainte supplémentaire. Cette réticence est renforcée par le fait que l'élus à l'Écologie urbaine soit relativement marginalisé au sein de la coalition municipale².

« Pour le moment, c'est plus par opportunisme sur les questions environnementales en fonction des gens qui s'occupent du projet à l'intérieur du pôle, en fonction de l'urbanisme qu'on a, en fonction des opportunités... Sur les Coteaux de la Seille [un projet d'écoquartier en cours de développement] il y a eu l'appel à projets, on était sur ce dossier-là et il fallait répondre, donc on a pris ce dossier et on a essayé d'en faire quelque chose. C'était pas forcément une démarche intégrée en amont, ça a été plutôt une démarche corrective dans un quartier qui avait déjà été lancé donc c'est pas tout à fait les mêmes approches. »
(un cadre de la direction Urbanisme de la ville de Metz, novembre 2011)

La mission Développement durable déplore de son côté la faible sensibilité des agents de la direction Urbanisme aux enjeux de développement durable et la difficulté à insuffler cette dimension énergie dans les projets urbains³.

Cette difficulté de la mission Développement durable à interagir de manière transversale avec la direction Urbanisme se retrouve à la direction Prévention des risques et Énergie. Cette dernière est réticente aux interactions avec la mission Développement durable, dont l'approche est transversale, mais moins technique. Le conflit de légitimité perdure ainsi entre une conception très technique de l'énergie et une approche développement durable plus transversale et moins spécialisée. D'autant que la mission Développement durable a tendance à court-circuiter la direction Prévention des risques et Énergie auprès de la direction Urbanisme concernant les choix de développement énergétique des ZAC⁴. La direction Prévention des risques et Énergie cherche à favoriser le développement du chauffage urbain dans les projets d'aménagement, développant pour cela des interactions importantes avec UEM. Elle s'oppose sur ce point à la mission Développement durable et à la direction Urbanisme, qui défendent des positions alternatives au chauffage urbain (nous traiterons cette question de manière plus approfondie dans le chapitre 9). La direction Prévention des risques et Énergie reproche donc à la mission Développement durable sa position « idéaliste⁵ » sur la question en lui opposant ses connaissances de spécialiste. Un cadre de la direction Urbanisme estime quant à lui que la direction Prévention des risques et Énergie ne répond pas à ses

¹ Entretien avec un cadre de la mission Développement durable de la ville de Metz, septembre 2011.

² Entretien avec un cadre de la direction Urbanisme de la ville de Metz, octobre 2011.

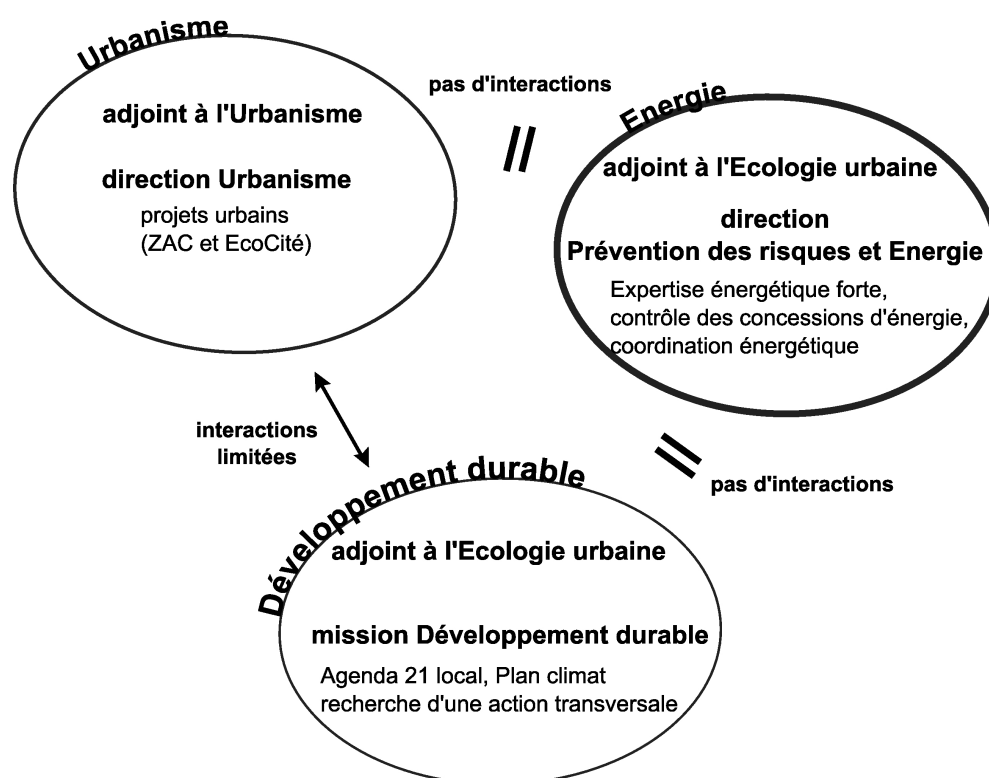
³ Entretien avec un cadre de la mission Développement durable de la ville de Metz, septembre 2011.

⁴ Entretien avec un cadre de la direction Prévention des risques et Énergie, octobre 2011.

⁵ Ibid.

demandes spécifiques sur l'énergie dans les ZAC, si elle n'apporte pas d'aide technique¹. L'expertise technique de la direction Prévention des risques et Énergie n'est ainsi pas suffisamment intégrée dans l'aménagement urbain et les projets². On relève ainsi un certain nombre de conflits d'expertise entre services, ce qui ne permet pas de sortir d'un fonctionnement en silos.

Figure 27: L'énergie dans le système politico-administratif messin de 2008 à 2014



Une disjonction qui reste forte entre l'urbanisme et le développement durable, mais surtout avec l'énergie dans sa dimension technique

Ces difficultés à élaborer des actions transversales entre services sont soulignées dans différents travaux interrogeant les évolutions des politiques énergétiques et climatiques urbaines (Bertrand et Rocher 2011; Angot et Gabillet 2012). Elles sont liées en partie à la structuration des services, mais surtout à leur différence d'expertise et à de cultures institutionnelles (Aibar et Bijker 1997; Froestad et al. 2012). L'action de la mission Développement durable peut être ici rapprochée de celle du département Environnement du Cap (Afrique du Sud) présenté par Froestad et al. S'appuyant sur les travaux de Kenneth Burke (Burke 1935; Burke 1984), ces auteurs expliquent les difficultés d'une action politique cohérente entre services municipaux par leurs cultures institutionnelles distinctes. Ces dernières sont définies par leur cadre d'action rationnel ou

¹ Entretien avec un cadre de la direction Urbanisme de la ville de Metz, octobre 2011.

² Entretien avec un cadre de la direction Urbanisme de la ville de Metz, novembre 2011.

normatif, le type d'outils, le cadre d'apprentissage et les horizons temporels favorisés. Froestad et al montrent ainsi que le projet de développement de chauffe-eau solaires rencontre des difficultés bien qu'il intéresse unanimement les services de la municipalité. La culture institutionnelle du département de l'Environnement – marqué par une conscience de l'urgence des projets environnementaux et une préférence pour des projets à forte dimension coercitive pour changer les comportements – diffère fortement de celle du département de l'Urbanisme – davantage caractérisé par une rationalité pratique des différents objectifs politiques et par une valorisation de pratiques plus incitatives. Le département de l'Environnement est considéré par celui de l'Urbanisme comme ayant fait échouer le projet, du fait d'une approche trop brusque alors qu'il était nécessaire de s'y impliquer de manière précautionneuse et nuancée. Le département Environnement considère quant à lui que le département Urbanisme regroupe des « bureaucrates » davantage concernés par le respect des procédures que par la réalisation des projets (Froestad et al. 2012). Cette notion de culture institutionnelle permet aussi d'interpréter les difficultés d'une approche transversale entre les services messins sur l'énergie-climat et plus largement la concurrence entre services s'appuyant sur une expertise et une légitimité distinctes.

On observe donc une forme d'accaparement de la question énergétique par la direction Prévention des risques et Énergie. Malgré ces difficultés, la direction Urbanisme intègre la dimension énergétique de manière croissante dans ses projets urbains. Outre la certification Cerqual, l'écoquartier des Coteaux de la Seille est en cours d'élaboration (nous y reviendrons dans le chapitre 9). La ZAC de l'Amphithéâtre – qui est le cœur de la réponse à l'appel à projets EcoCité de la ville de Metz et de Metz Métropole – et la ZAC des Sansonnets incorporent des objectifs énergétiques ambitieux. Cependant, la transversalité entre services qu'impliquerait cette intégration étant limitée – du fait des cultures institutionnelles et des rapports très hétérogènes des services à la question énergétique –, l'action énergétique urbaine de la ville de Metz est fragmentée, voire conflictuelle. S'y ajoute la difficulté d'un portage politique complexe, avec un élu à l'Écologie urbaine relativement marginal au sein de la coalition municipale.

2.2 Grenoble 2008-2014, la poursuite de l'intégration des enjeux énergétiques et urbains

Dans le cadre de la nouvelle coalition municipale entre le PS et le Modem, la dynamique concernant les projets à dimension énergétique et urbaine perdure. Cependant, la manière d'intégrer l'énergie dans l'action municipale est reconfigurée. Un adjoint obtient la délégation du Développement durable, articulée à une nouvelle direction, en charge de l'environnement. La réorganisation des services aurait pu se construire autour de la direction Urbanisme, mais l'équipe municipale a préféré créer une nouvelle

direction plus visible¹. Les actions relevant de l'énergie sont de plus en plus coordonnées au sein de cette dernière, qui rassemble les services Énergie et Déplacement ainsi que le pôle Climat Énergie Environnement, et comprend quatre chargés de mission en charge d'assurer la transversalité de l'action des services de la ville sur les questions énergie-climat. Un élément qui explique ce changement est que le volontarisme politique en termes d'énergie est porté par l'adjoint au Développement durable, ancien directeur général des services et proche du maire. L'adjoint au Développement durable se positionne de manière centrale sur la question énergétique. Son influence nous amène à nuancer l'hypothèse d'une politique énergétique grenobloise due uniquement à la présence des Verts dans la majorité, dans la mesure où, en tant que directeur général des services, lui aussi a beaucoup œuvré pour renforcer la question de l'énergie à Grenoble. Cette évolution renvoie au processus de transformation du rôle des élites urbaines concernant les politiques urbaines environnementales souligné par Vincent Béal. Ce dernier indique que les élus les plus influents du territoire prennent progressivement en main ces politiques au détriment des élus précédemment en charge de ces projets (Béal 2010, p. 547-550). La continuation de cette politique est aussi due à l'influence des services et de leurs compétences acquises lors du mandat précédent. Les projets déjà initiés sont ainsi repris par le nouvel adjoint à l'Urbanisme (Modem), qui s'inscrit dans la continuité d'une prise en compte des questions énergétiques dans les politiques urbaines, portage qui satisfait les cadres de la direction Urbanisme².

On observe donc deux schémas parallèles d'implication de la ville de Grenoble dans les enjeux énergétiques. Le premier est lié aux Verts et s'appuie sur la direction Urbanisme. Il est centré sur la qualité environnementale du bâti et a été dominant dans la coalition municipale de 2001 à 2008. Le second est piloté par l'adjoint au Développement durable de 2008 à 2014, en lien direct avec le maire et s'appuie sur la direction Environnement et la mise en œuvre du plan climat local Grenoble Facteur 4. Après avoir été structurée autour du premier schéma, l'action municipale dans l'énergie s'est structurée autour du second. La direction Urbanisme est toujours centrale, mais en fort lien avec la direction Environnement dont l'adjoint joue un rôle majeur.

Le lieu principal du développement de l'action énergétique urbaine est la Presqu'île. Comme nous l'avons vu dans le chapitre 5, cette zone de 250 hectares située dans le territoire grenoblois entre le Drac et l'Isère fait l'objet d'un ambitieux projet de requalification urbaine. Ce projet comprend un volet scientifique visant à construire un campus d'innovation grenoblois de premier ordre et un volet urbain autour du projet EcoCité. Piloté politiquement par l'adjoint au Développement durable, il comprend trois têtes de pont dans les services : les directeurs de l'Urbanisme, de l'Environnement et des Projets urbains. L'énergie est donc fortement intégrée par la commune, qui s'implique

¹ Entretien avec un cadre de la direction Urbanisme de la ville de Grenoble, juin 2010.

² Entretiens avec deux cadres de la direction Urbanisme de la ville de Grenoble, mai 2010.

politiquement et techniquement dans de nombreux projets, tant au niveau de la qualité environnementale du bâti que des infrastructures énergétiques.

Concernant le facteur 4, la ville de Grenoble organise son action municipale avec la délibération Grenoble Facteur 4¹, qui définit un certain nombre d'actions pour réduire fortement les consommations d'énergie et les émissions de gaz à effet de serre à l'échelle de la ville. Adoptée par le nouveau conseil municipal en septembre 2008, cette délibération fait suite au schéma énergétique du mandat précédent, qui impliquait fortement les deux SEML énergie de la ville, GEG et la CCIAG.

Ce plan d'action local porté par l'adjoint au Développement durable vise à améliorer le travail global entrepris entre la ville et ses différents services (surtout les directions Urbanisme et Environnement). Trente actions prioritaires environnementales sont définies pour la période 2008-2013, concernant la performance énergétique des bâtiments, la maîtrise de la demande et de l'offre énergétique, les déplacements, la préservation et l'économie des ressources, la sensibilisation et l'information du public. Différents partenaires ont participé à l'élaboration de ces actions, notamment des bailleurs sociaux, les SEML énergie ou encore le syndicat de transport, soit essentiellement des acteurs publics ou semi-publics.

GEG et la CCIAG – la SEML de chauffage urbain – ne sont concernées que par la partie production d'énergie et leurs objectifs sont répartis de manière équilibrée. GEG a pour objectif de développer la production d'énergie renouvelable, pour atteindre une puissance installée de 1 200 kWc pour 2012, objectif atteint en 2013 à 43 % grâce à des investissements portés par GEG². L'ELD est aussi partenaire de l'objectif de soutien à la recherche et à l'innovation par ses projets *smart grids*³. Là aussi, nous avons vu dans la seconde partie que cet ancrage territorial de GEG relève principalement d'opportunités économiques autour d'appels à projets et de mécanismes d'incitation financière.

¹ Conseil municipal de la ville de Grenoble, *Délibération du 16 septembre 2008*, « Politique de développement durable de la ville de Grenoble ».

² Ville de Grenoble, *Grenoble Facteur 4 Bilan*, novembre 2013, p. 16.

³ Ibid, p. 16-17.

Encadré 12: les trente actions de Grenoble Facteur 4

Encourager la performance énergétique des bâtiments dans un urbanisme et aménagement durables	
encourager l'amélioration thermique des logements sociaux	3000 logements rénovés (2020) atteindre le rythme de 250 logements rénovés/an (2011)
lancer un programme d'amélioration thermique des copropriétés	atteindre le rythme de 1 000 logements rénovés/an (2012)
généraliser les bâtiments neufs à performance énergétique, à coût maîtrisé	tous les permis de construire en BBC dans le neuf (2013)
maîtriser les dépenses énergétiques du patrimoine communal	objectif collectif: réduction de 25% des émissions de GES (2020)
mettre en œuvre deux réhabilitations exemplaires	amélioration énergétique d'un bâtiment communal emblématique et d'une école (2014)
encourager les filières professionnelles du bâtiment économe	(en continu)
expérimenter une offre couplée logement neuf collectif autopartage et l'ag	démarrage des travaux (2011)
généraliser les aménagements durables	approches environnementales de l'urbanisme, recommandations énergétiques et suivi de la qualité environnementales pour chaque ZAC (2009)
poursuivre la démarche végétalisation de la ville et appliquer une gestion durable des espaces verts	(en continu)
Favoriser l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables	
réduire les émissions de gaz à effet de serre du réseau de chaleur	suppression du charbon et du fuel comme combustibles en base (2020) 140 gCO ₂ /kWh chauffage urbain (2013)
produire de l'électricité renouvelable	1 200 kWc installés (2012)
soutenir la recherche et l'innovation	(en continu)
Favoriser les déplacements propres et doux	
étendre le réseau de tramway	extension ligne B (2012)
rechercher et tester des solutions modernes de bus électriques	test bus à recharge lente et rapide (2009-2011)
poursuivre le développement des zones 30 et des aménagements cycles	contre-sens cyclables généralisés en centre ville (2009) 30 km de pistes cyclables (2012)
mise en place de vélos libre service	mise en service (2013)
créer une piste cyclable Campus - presqu'île scientifique	7 km de liaison en site propre (2013)
expérimenter véhicules individuels non polluants	test véhicule hydrogène (2009) véhicule électrique (2010)
réaménager le pôle Gares	en cours de définition avec les partenaires
agir en faveur de la desserte TGV	Lyon-Grenoble: 45 min et Paris-Grenoble: 2h30 (2018)
déplacements des agents municipaux exemplaires	1 000 adhérents au Plan Déplacement Administration (2012)
Préserver et économiser les ressources	
préserver la ressource en eau	adduction sécurisée: convention avec le SIERG et maillage de Bresson (2009) outil de production rénové (2011)
promouvoir les jardins familiaux	1 600 m ² jardins familiaux créés (2013)
adapter la collecte et la valorisation des déchets	collecte Villeneuve rénovée (2013)
Sensibiliser	
sensibiliser, éduquer, informer	25 000 enfants sensibilisés / an (2010)
pérenniser la Biennale de l'habitat durable	(2010-2012-2014)
soutenir les associations de défense de l'environnement	(en continu)
proposer une candidature aux Jeux Olympiques avec une empreinte environnementale minimale	(pour 2010)
mettre en place un baromètre environnemental des services municipaux	mise en place d'indicateurs, suivi annuel (2009)
mettre en place un baromètre environnemental du territoire communal	mise en ligne d'indicateurs, mise à jour annuelle (2009)

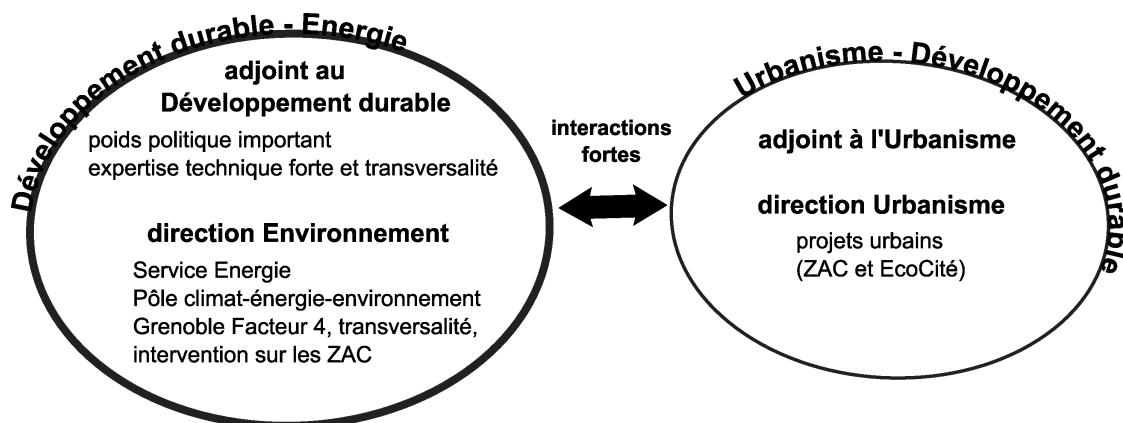
Source: Annexe - Conseil municipal de la ville de Grenoble, Délibération du 22 septembre 2008, Politique de développement durable de la Ville de Grenoble - Volet environnement: axes stratégiques et actions prioritaires du mandat

Ce programme municipal fait l'objet d'un portage politique¹ beaucoup plus important que dans le cas du schéma énergétique de 2007. Un groupe d'élus, animé par l'adjoint au Développement durable et la direction Environnement, se réunit tous les mois pour assurer son suivi et les décisions qui y sont prises sont ensuite validées dans les instances de décision formelles. Il permet un investissement conjoint des services municipaux, avec une coordination importante et donc une transversalité effective. Ce travail commun ne signifie pas que la réalisation est consensuelle. Cependant, les tensions entre services sont arbitrées politiquement entre les élus. L'adjoint au Développement durable semble exercer une certaine domination du fait de son poids politique fort et de

¹ On peut le voir par exemple avec la transformation du site internet de la ville de Grenoble, reconfiguré aux couleurs de Grenoble Facteur 4 en septembre 2010, avec pour slogan est « *Grenoble, les énergies positives* » (<http://www.grenoble.fr/>, consulté le 10 septembre 2010).

ses compétences techniques importantes. Au-delà de Grenoble Facteur 4, la direction Environnement travaille avec la direction Urbanisme – elle-même fortement sensibilisée lors du précédent mandat aux enjeux énergétiques urbains – dans le cadre des projets de ZAC. L'énergie prend ainsi une place de plus en plus importante dans l'action publique urbaine, avec une volonté de transversalité et d'objectifs de plus en plus quantifiés.

Figure 28: L'énergie dans le système politico-administratif grenoblois de 2008 à 2014



La direction Environnement assure le coeur de l'action énergétique urbaine, en coordination forte avec la direction Urbanisme sur les projets urbains

La question énergétique devient donc un enjeu d'action publique locale à Grenoble et à Metz, mais selon des configurations différentes, en fonction des compétences et de l'expertise des différents services. À Grenoble, la politique énergétique urbaine est construite en intégrant différents services municipaux et elle est aujourd'hui principalement le fait d'une étroite collaboration des directions Environnement et Urbanisme. Son portage politique est assuré par l'adjoint au Développement durable, dont l'influence est importante au sein de la coalition municipale. À Metz, en dépit de résultats, on constate plus de difficultés à développer une action transversale. La démarche messine est marquée par une faible transversalité entre la mission Développement durable et les directions Urbanisme et Environnement, et une certaine résistance de la part des différentes directions à travailler ensemble, du fait de cultures institutionnelles différentes (Froestad et al. 2012). Un point crucial de cette intégration limitée tient, nous semble-t-il, au poids politique limité de l'adjoint à l'Écologie urbaine dans la coalition.

L'investissement politique inégal des coalitions d'élus locaux et l'intégration variable des enjeux énergétiques dans les programmes sont des clés de compréhension fondamentales des avancées fortement disparates des collectivités locales en matière de politiques énergétiques.

Conclusion

L'énergie devient donc un enjeu politique urbain intégré de manière croissante dans les politiques urbaines, si bien que l'on peut qualifier cette évolution « *d'urbanisation des questions énergétiques* ». Elle n'est pas consensuelle pour autant dans les appareils politico-administratifs locaux. Les élus et les services municipaux qui s'intéressent à l'énergie l'abordent de manières diversifiées, en fonction de la structuration des tandems politico-administratifs, du cœur de leurs champs d'action et de leurs expertises. La coordination de ces différentes actions est donc difficile à élaborer, car elle doit faire face à de nombreux conflits de légitimité entre tandems politico-administratifs et nécessite un portage politique fort. Cependant, une somme d'actions ne fait pas une politique et la question de la capacité des communes à définir des objectifs puis à les porter au sein de leur territoire est posée.

Au-delà de cette structuration progressive d'actions énergétiques urbaines, nous observons que l'urbanisation des questions énergétiques à Metz et Grenoble n'a pas été directement liée à la présence des ELD dans le territoire municipal. Ces dernières sont pourtant directement concernées, notamment par le fait que les réseaux d'énergie constituent un enjeu majeur souligné par Sylvain Godinot: « *Outre l'urbanisme, l'habitat et les transports, sur lesquels les collectivités tiennent un rôle de premier plan, la production et la distribution d'énergie constituent un enjeu à reconquérir pour les collectivités. La planification énergétique territoriale (production et distribution d'énergie, mais aussi gestion de la demande) constituera un élément clé des plans climat de deuxième génération. En effet, articuler les réseaux de distribution d'électricité, de gaz et de chaleur contribuera à la réussite de ces plans. L'effacement des pointes de consommation électrique (réseaux intelligents ou 'smart grids') ou la pénétration de la cogénération limiteront le recours aux centrales thermiques.* » (Godinot 2011, p. 11).

Ceci nous amène donc à interroger l'impact de l'urbanisation des questions énergétiques sur les relations avec l'ELD. Autrement dit, si l'on reprend la distinction proposée par Vincent Béal entre « *environnement urbain compris dans sa dimension stratégique – processus de mise à l'agenda, documents stratégiques (chartes, agendas 21 locaux, etc.), programmes englobant de mise en cohérence et en visibilité des actions, etc.* – » et l'environnement urbain compris « *dans sa dimension technique – réseaux de services urbains, gestion de l'eau et des énergies, etc.* » (Béal 2010, p. 540), notre objectif dans le chapitre suivant sera d'interroger l'évolution des dimensions techniques de la gouvernance environnementale des villes. Ceci nous amènera plus précisément à analyser la manière dont GEG et UEM sont intégrées dans des objectifs urbains plus larges.

Chapitre 8

Un pilotage des ELD par les villes maintenu dans sa dimension économique et industrielle

Le chapitre 7 nous a permis de caractériser l'urbanisation des questions énergétiques à Metz et Grenoble. Au sein des deux communes, différents services se saisissent de la question énergétique dans sa dimension climatique et urbaine et en font un enjeu d'action publique. Nous avons vu que cette mise à l'agenda prend des formes distinctes, avec un poids politique et une transversalité plus marqués à Grenoble qu'à Metz, où le système d'acteurs reste éclaté, mais, dans les deux cas, les acteurs prennent progressivement conscience du levier d'action que peut constituer la présence d'une ELD dans leur territoire. Cette reconnaissance conduit-elle à une territorialisation énergétique urbaine, c'est-à-dire à une recomposition des pouvoirs en faveur de l'échelle urbaine ? Nous allons dans ce chapitre poursuivre notre introspection de l'acteur collectif qu'est la collectivité locale et l'étendre à l'analyse de ses interactions avec les ELD. Plus particulièrement, nous allons interroger la manière dont les acteurs politiques et les acteurs administratifs locaux qui promeuvent une approche urbaine de la question énergétique se saisissent de leur ELD.

La forme de régulation du service public de l'électricité constitue un premier point à prendre en compte pour interroger une éventuelle territorialisation de l'énergie à l'échelle urbaine. L'intérêt émergent de certains élus municipaux pour les ELD est confronté à une régulation essentiellement nationale, qui constitue le cœur de la territorialité du système énergétique français. Nous avons vu tout au long de la première partie que les ELD dépendent d'abord de la régulation sectorielle par rapport à laquelle elles définissent leur stratégie. Les communes ne disposent donc que de marges de manœuvre limitées concernant la régulation du service public de l'électricité, même lorsqu'elles disposent d'une ELD.

Si la régulation du service public de l'électricité reste nationale, en quoi peut-on parler de territorialisation de la question énergétique à l'échelle urbaine ? Quel rôle les collectivités locales peuvent-elles jouer dans ce cadre ? Un premier élément pour interroger la nature urbaine de cette territorialisation relève de l'analyse du contrôle et du pilotage des entreprises publiques locales. Nous pouvons pour cela nous appuyer sur des travaux en science politique et en management public qui s'intéressent à la manière dont les communes et les citoyens contrôlent les entreprises publiques locales (Sintomer, Herzberg et Houdret 2010; Citroni, Lippi et Profeti 2014). Ces travaux interrogent le rôle d'actionnaire majoritaire et dans une moindre mesure celui d'autorité organisatrice et scrutent l'influence des acteurs institutionnels publics. Avec ces auteurs, on peut supposer

qu'être actionnaire majoritaire d'une ELD offre aux communes des leviers d'action sur les questions énergétiques de leur territoire, mais Giulio Citroni et al mettent aussi en évidence une tendance à l'oligarchisation, en raison d'un accès limité aux conseils d'administration et de surveillance (*Ibid.*).

Ces travaux abordent les interactions entre les entreprises publiques locales et les collectivités territoriales en considérant le plus souvent ces dernières comme un ensemble monolithique. Or, le chapitre précédent a montré qu'il est indispensable de distinguer les relations entre les différents acteurs municipaux et les ELD. En outre, nos enquêtes de terrain montrent que les relations des communes vis-à-vis de leur ELD ne sont pas cantonnées à leurs rôles d'actionnaire majoritaire et d'autorité organisatrice. Pour saisir ces interactions de manière plus globale, nous distinguons les relations d'ordre stratégique – qui correspondent aux questionnements des travaux sur le contrôle des entreprises publiques locales – et les relations d'ordre opérationnel entre ELD et commune. Cette distinction, qu'il convient de nuancer, nous apparaît opérante pour structurer notre démonstration. Ainsi, ce chapitre s'attachera à comprendre les relations stratégiques tandis que le suivant sera axé sur la compréhension des relations opérationnelles.

Pour interroger la façon dont les acteurs porteurs des objectifs énergéto-climatiques au sein des villes de Grenoble et Metz travaillent à recomposer leurs rôles d'actionnaire et d'autorité organisatrice, nous analysons dans un premier temps la manière dont elles ont piloté leur ELD jusqu'en 2008. Jusqu'à cette date, ce pilotage se construit sur une logique industrielle et économique. Les acteurs municipaux en charge de cette relation avec les ELD sont alors les maires (et les administrateurs dans une moindre mesure), les directions municipales du contrôle juridique et gestionnaire des ELD et la direction Prévention des risques et Énergie dans le cas de Metz. La construction d'une approche urbanisée de l'énergie-climat au sein des villes de Grenoble et de Metz – dont la structuration a été présentée dans le chapitre 7 – vient réinterroger ces relations historiques entre la ville et l'ELD. Dans le second temps de ce chapitre, nous analyserons donc les rapports de force entre les acteurs historiques de la relation à GEG et UEM et les porteurs d'une approche urbanisée de l'énergie pour voir comment ces nouveaux objectifs sont intégrés au pilotage des ELD. Nous verrons que l'évolution de ce pilotage stratégique reste partielle, la pénétration des deux logiques d'action au sein des villes étant limitée.

1 Jusqu'en 2008, des ELD gouvernées selon une rationalité économique et industrielle

Les villes de Grenoble et Metz possèdent GEG et UEM en totalité ou en majorité depuis plus de cent ans et ont toujours interagi avec elles. Cette section vise à décrypter les caractéristiques de leurs interactions avant l'urbanisation des questions énergétiques. Pour cela, la comparaison avec le modèle allemand « *public local fort* » (Lorrain 2002) est instructive. De nombreuses communes allemandes disposent en effet d'un *Stadtwerk*, entreprise municipale assurant différents services urbains, notamment la distribution d'eau, d'électricité, de gaz, de chauffage urbain et les transports en commun. Adrien Fender et François-Mathieu Poupeau analysent les relations historiques entre les communes et leur *Stadtwerk* à partir de la situation d'un opérateur au champ d'action très vaste comprenant la distribution des trois énergies, les transports en commun ou encore les activités portuaires. Ils décrivent une relation très étroite entre la ville et son *Stadtwerk*, marquée par une rationalité technique prédominante et une forte proximité politique ainsi que par l'importance des transferts financiers vers la commune. L'opérateur local est considéré comme un « *bras armé* » de la ville et est fortement encadré par les élus et fonctionnaires municipaux, qui assurent un contrôle sur les orientations stratégiques, incluant les décisions tarifaires¹ et les actes de gestion quotidienne du fait de leurs fonctions d'actionnaire et d'autorité organisatrice (Fender et Poupeau 2007). La libéralisation conduit à un nouveau mode de relations. Le *Stadtwerk* doit se positionner dans un secteur en concurrence et son capital est ouvert à de nouveaux actionnaires. Les relations entre la ville et son *Stadtwerk* restent fortes, mais les auteurs mettent en évidence une mise à distance des demandes politiques par une formalisation des relations – entraînant par exemple l'accroissement des marges de manœuvre du *Stadtwerk* pour la fixation des tarifs – couplée à un resserrement des liens avec la ville, notamment par des coopérations accrues (*Ibid.*).

Dans les cas de GEG et UEM, même si l'on retrouve des similarités avec le modèle allemand, la libéralisation ne nous apparaît pas comme un levier central de recomposition des relations avec la ville². En revanche, l'urbanisation des questions énergie-climat est de plus en plus prégnante dans les appareils politico-administratifs messins et grenoblois à partir du mandat 2008-2014. C'est pourquoi nous avons déterminé comme point de bascule de notre démonstration l'année 2008. Il s'agit de voir comment cette urbanisation des questions énergétiques impacte les relations historiques à GEG et UEM. Notons que 2008 marque aussi, en lien avec les changements de coalition

¹ Dans le cas allemand, les tarifs ne sont pas nationaux comme en France, mais définis à l'échelle des concessions entre l'autorité concédante et son concessionnaire.

² La libéralisation a cependant comme nous l'avons vu dans les deux premières parties, fortement impacté les stratégies des ELD. En interne, elle a aussi conduit à recomposer les rapports sociaux de travail, comme le montre Maël Dif-Pradalier à partir du cas de Gaz de Bordeaux, transformé en SEML en 1991 (Dif-Pradalier 2009).

municipale, des recompositions des équipes dirigeantes des deux ELD. Nous allons analyser les relations historiques des villes et de leur ELD à Metz entre 1988 et 2008 et à Grenoble entre 1995 et 2008.

1.1 UEM et la ville de Metz entre 1988 et 2008, une gouvernance centrée sur les transferts financiers et la validation des principaux investissements

Le système décisionnel d'UEM a été marqué par une longue période de stabilité, de 1988 à 2008. Au long de ces vingt ans, UEM a été dirigé par les mêmes président¹ et directeur général². Durant cette période, Jean-Marie Rausch – élu centriste de dimension régionale, voire nationale³ – dirigeait la commune (et ce dès 1971).

1.1.1 Des interactions concentrées entre le maire et le directeur général

Pour comprendre le fonctionnement de la gouvernance d'UEM, la spécificité du statut juridique de l'ELD est importante. De 1925 à 2008, il s'agit d'une régie décret 17 dotée de la personnalité civile, mais pas de l'autonomie financière, ce qui rend nécessaire une étroite proximité des fonctionnements budgétaires de la régie et de la commune. Une particularité du statut de régie décret 17 réside dans la concentration de la gouvernance entre le maire et le directeur général de la régie⁴. C'est au maire, et non au conseil municipal, que revient le pouvoir de nomination des instances de direction de la régie. Il choisit le président de la régie, mais aussi son directeur général ainsi que les administrateurs sans avis du conseil municipal⁵. Bien qu'UEM soit une régie, le conseil

¹ Le président d'UEM de 1988 à 2008 a aussi été président d'Unimetal/Ascometal entre 1984 et 1988 et de l'Union des négociants en aciers spéciaux de 1988 à 1999. Au cours des six premiers mois de 2008 lui succède un professeur d'université et adjoint à l'Environnement de la ville.

² Originaire de Moselle, le directeur général d'UEM de 1988 à 2008 a intégré Supelec à Paris avant d'être embauché comme ingénieur aux études et recherches à EDF. Il a complété sa formation par l'Institut d'administration des entreprises à Nancy. Il a rapidement rejoint UEM, où il a fait toute sa carrière. Entré au service production, il a par la suite intégré le service commercial et la direction administrative en charge du personnel.

³ Outre ces trente-sept ans à la tête de l'exécutif messin, Jean-Marie Rausch a notamment été conseiller général, conseiller régional, sénateur ou encore ministre d'ouverture sous Mitterrand de 1988 à 1992 dans les gouvernements Rocard, Bérégovoy et Cresson.

⁴ En 1996, la Chambre régionale des comptes reproche cette concentration du pouvoir entre les mains du maire et le maintien du statut de régie décret 17. Le maire répond à ces critiques par l'instauration d'une commission municipale destinée à apporter aux élus une meilleure connaissance d'UEM. Composée de six élus et présidée par l'adjoint chargé de l'énergie et de l'environnement, cette commission se réunit une fois par an pour que le président et le directeur général d'UEM lui présentent le budget et les projets de l'ELD (Chambre régionale des comptes, *Rapport d'observations définitives – Usine d'électricité de Metz (Moselle)*, 2005, p. 16).

⁵ Jusqu'aux lois de décentralisation, il devait prendre l'avis du préfet, ce qui n'est plus nécessaire depuis 1981. Dans le cas de la nomination du nouveau directeur général en 1988, le maire a informé le conseil municipal, mais sans lui demander son accord.

municipal est ainsi extérieur à sa gouvernance et uniquement informé annuellement des résultats de l'ELD. Ce fonctionnement renvoie au caractère « *oligarchique* » observé dans la gouvernance des opérateurs intercommunaux à statut mixte de l'eau en Italie (Citroni, Lippi et Profeti 2014), la concentration étant même poussée au point d'aboutir à l'implication du seul maire, alors que l'ELD dispose alors d'un statut de régie. Le processus d'oligarchisation du contrôle des entreprises publiques locales ne découle donc pas uniquement de l'entrée d'actionnaires privés dans les entreprises publiques locales.

Allant dans le sens de cette forte autonomie d'UEM vis-à-vis des orientations municipales, les administrateurs ne contribuent pas à rapprocher la ville de son ELD. Le statut de régie décret 17 ne laisse qu'un pouvoir très limité au conseil d'administration, qui peut opposer son veto à un projet proposé par le directeur, mais sans lui imposer d'alternative. Toujours du fait de ce statut spécifique, les élus municipaux ne peuvent pas être administrateurs, comme c'est pourtant généralement le cas dans les entreprises publiques locales. De 1988 à 2008, le conseil d'administration d'UEM est composé de cinq personnes : quatre administrateurs, dont le président d'UEM, viennent du monde industriel¹. S'y ajoute le directeur général de la régie. Le parcours professionnel des administrateurs les amène à considérer UEM comme une entreprise dont ils doivent rechercher la bonne santé économique et industrielle, plutôt que comme un outil destiné à contribuer aux objectifs d'action publique municipale.

À la concentration s'ajoute, au cours de cette période 1988-2008, une fréquence relativement limitée des interactions entre le maire et le directeur général, qui échangent essentiellement lors de points annuels². Le directeur général d'UEM dispose ainsi d'une autonomie très importante concernant la gestion quotidienne de la régie. Ceci s'explique, selon un ancien cadre dirigeant d'UEM, par le fait que la régie dispose de l'expertise et que la ville doit lui laisser des marges de manœuvre et lui fait confiance. Il met en avant l'argument d'un rôle différent entre les services de la ville, qui ont une multitude de dossiers à gérer, et l'ELD, qui dispose des compétences nécessaires pour gérer ses activités³.

« [L'ancien directeur général d'UEM] avait pour principe d'en dire le minimum à Rausch. Il y avait une espèce de petit jeu du chat et de la souris. C'était 'je te donne de l'argent, mais ne t'occupe pas de la façon dont je le produis'. » (maire de Metz, décembre 2011)

¹ Outre l'ancien président d'Unimetal/Ascometal, les administrateurs sont président des conseils de surveillance des sociétés immobilières Foncière des régions et Batigère, président de l'Union sidérurgique de l'Est et directeur de Supelec.

² Entretien avec l'adjoint au Développement économique, au Commerce et à l'UEM, novembre 2011.

³ Entretien avec un ancien cadre dirigeant d'UEM, novembre 2011.

1.1.2 L'aval du maire sur les transferts financiers d'UEM à la ville

Mais davantage qu'un désintérêt à l'égard de la régie, l'intervention du maire se concentre sur le suivi des transferts financiers qui peuvent abonder le budget municipal et sur l'approbation des principaux investissements. Concernant les transferts financiers, la commune s'inscrit dans une gestion de rente. Il est acquis que grâce aux négociations nationales, les ELD les plus importantes bénéficient d'un modèle économique leur assurant de bons résultats économiques, dont une part est versée à la commune.

« L'UEM c'était un peu avant une poule aux œufs d'or avec des gens autour qui disaient 'pourvu qu'elle crève pas la poule'. Donc on prenait soin de la poule. »
(un élu de la ville de Metz, novembre 2011)

Au cours de la période 1988-2008, le maire de Metz est très attentif aux résultats d'UEM et décide seul des versements annuels de l'ELD. Le tableau suivant, réalisé par la Chambre régionale des comptes dans son rapport de 2005, illustre l'importance des transferts financiers d'UEM à la ville. Notons que l'ELD ayant un statut de régie, on ne distingue pas dividendes et redevances.

Tableau 8: Transferts financiers d'UEM à la ville de Metz de 1999 à 2003

Exercices (en millions d'euros)	montant du versement	résultat courant
1999	10,65	6,25
2000	10,68	8,61
2001	8,67	9,5
2002	7,61	9,7
2003	6,80	14,3

Source : Chambre régionale des comptes, *Rapport d'observations définitives – Usine d'Électricité de Metz*, 16 novembre 2005, p. 17

Cette gestion des résultats de l'ELD est critiquée. La Chambre régionale des comptes reproche à UEM et à la ville leur inconstance dans la définition du montant du versement¹. Ces montants varient beaucoup selon les années et peuvent parfois largement dépasser le résultat courant², ce qui implique de puiser dans les réserves de la régie. Ainsi, entre 1999 et 2003, la part du versement d'UEM à la ville a représenté entre 0,5 et 1,7 fois son résultat courant, ce qui indique une captation des résultats d'UEM et même parfois de ses réserves par la ville. On note néanmoins que l'ELD ne semble jamais avoir été mise en danger.

¹ Chambre régionale des comptes, *Rapport d'observations définitives – Usine d'Électricité de Metz*, 16 novembre 2005, p. 17-18.

² Le résultat courant est le solde entre les produits d'une société et ses charges.

À ces transferts financiers, la Chambre régionale des comptes ajoute que la ville bénéficie gratuitement de l'éclairage urbain¹, ce qu'elle chiffre à une dépense annuelle évitée de 2,3 millions d'euros². Ce système est remis en cause avec l'ouverture des marchés. Activité pouvant initialement être incluse au contrat de concession d'électricité, l'éclairage public est distingué des activités du contrat de concession d'UEM et ouvert à la concurrence en 2008. Depuis cette date, cette activité ne fait donc plus partie d'un service d'ensemble d'UEM. L'ELD a augmenté ses tarifs et de ce fait perdu des contrats avec certaines communes de son territoire³. UEM ne peut plus s'en servir comme d'un outil de fidélisation. On peut aussi analyser cet accroissement des contraintes sur l'éclairage public comme un outil de formalisation des relations avec les communes (Fender et Poupeau 2007), tout en permettant à UEM de renvoyer les responsabilités de ce changement sur la libéralisation.

« Il n'y a plus de raisons qu'on fasse des 'cadeaux' ou des largesses qu'on avait accordés dans le passé par rapport à une situation où on était en monopole. » (un cadre de la direction Technique d'UEM, septembre 2011)

1.1.3 Une implication dans la validation des principaux investissements

Au-delà des transferts financiers directs ou indirects d'UEM à la ville de Metz, le maire valide les principaux projets proposés par l'ELD. Ses décisions sont basées sur une analyse économique destinée à préserver la rentabilité de son ELD et par conséquent les versements annuels. Le processus de validation de la construction d'une centrale au gaz au début des années 1990 est en ce sens instructif. Le réseau de chauffage urbain est alors essentiellement approvisionné au charbon et au fioul par des installations de production anciennes, qui doivent être remplacées. Une étude financée par UEM propose la construction d'une turbine à gaz à cycle combiné, produisant conjointement de la chaleur et de l'électricité et dont l'électricité est vendue à EDF à un tarif avantageux. Un ancien cadre dirigeant d'UEM explique avoir proposé cette solution au conseil d'administration et au maire, qui l'ont acceptée sans que le conseil municipal ne soit sollicité⁴. Cet investissement de 174,9 millions de francs⁵ – soit 26,7 millions d'euros – a été initié par la direction d'UEM en fonction de ses enjeux sectoriels avant une validation par la ville et

¹ Les autres communes du territoire de concession d'UEM disposaient quant à elles de tarifs avantageux pour ces prestations dans un objectif de « *fidélisation des communes* », « *de retours du concessionnaire au concédant en termes de services* » (entretien avec un cadre de la direction Technique d'UEM, septembre 2011). L'éclairage public leur était donc facturé, mais à des tarifs très intéressants (entretien avec un chargé de mission Éclairage public, octobre 2011).

² Chambre régionale des comptes, *Rapport d'observations définitives – Usine d'Électricité de Metz*, 16 novembre 2005, p. 17.

³ Entretien avec un cadre de la direction Technique d'UEM, septembre 2011.

⁴ Entretien avec un ancien cadre dirigeant d'UEM, novembre 2011.

⁵ Chambre régionale des comptes, *Rapport d'observations définitives – Usine d'Électricité de Metz*, 16 novembre 2005, p. 29.

a été une « *opération économiquement positive et génératrice de profits pour l'UEM et la ville de Metz*¹ ».

Ce choix d'investissement en faveur de la turbine au gaz en fonction de la volonté d'UEM doit être replacé dans son contexte. Un cadre d'UEM explique que l'ELD souhaitait alors développer deux projets conjointement: la turbine à gaz, mais aussi une centrale hydraulique à Pont-à-Mousson (Meurthe-et-Moselle). Le maire de Metz – à travers le conseil d'administration – a choisi la turbine au gaz, au détriment de la centrale hydraulique. Ce second projet était pourtant fortement soutenu au sein de l'ELD, parce qu'il s'inscrivait dans la continuité de la politique historique de production. Le choix du maire, qui s'explique par la meilleure rentabilité de la turbine au gaz, a donc prévalu. Notons qu'en 1990, lorsque ce projet de centrale au gaz est élaboré, il représente l'investissement le plus important depuis la construction du réseau de chaleur en 1956. Les décisions d'investissement antérieures – notamment des extensions de réseau sur le chauffage urbain ou des renforcements du réseau d'électricité – étaient plus réduites. Les cadres d'UEM ont donc progressivement perdu l'habitude d'une ville qui décide des investissements de cette ampleur². Cette décision a rappelé aux salariés d'UEM que le maire est certes peu présent sur les décisions routinières d'investissement, mais qu'il exerce en revanche un contrôle attentif sur les importantes décisions d'investissement, qui sont à la fois les plus stratégiques, mais aussi celles qui impactent le plus fortement les revenus de la ville.

1.1.4 Un contrôle limité par l'autorité concédante

Le rôle d'autorité concédante de la ville est quant à lui peu mobilisé. Le service que doit assurer la régie UEM est basé sur un cahier des charges qui n'a pas été renouvelé de 1925 à 2008 et était donc obsolète³. Un ancien cadre dirigeant d'UEM explique que la présence d'une ELD a pu permettre d'obtenir des installations électriques plus rapidement et de manière avantageuse, comme le montre l'acceptation du doublement des réseaux d'électricité sur la zone d'activités du Technopole à la demande de la ville. Ce projet d'aménagement de 35 hectares⁴, débuté au milieu des années 1980, est situé au sud-est du territoire municipal. La ville souhaitait développer une zone destinée aux technologies de l'information et des télécommunications. Pour attirer les industriels, elle devait être en mesure de leur certifier une qualité de desserte d'électricité supérieure. Le maire a donc demandé à UEM de doubler les réseaux d'électricité sur cette zone. Alors qu'une telle demande d'investissement supplémentaire aurait été facturée à la ville si le distributeur

¹ Ibid, p. 6.

² Entretien avec un cadre d'UEM, octobre 2011.

³ Pour illustration de cette obsolescence, il était par exemple imposé à UEM d'installer une puissance de 20 W dans les logements. La consommation d'un logement à l'heure actuelle se mesurerait en kWh.

⁴ Il s'étend en 2014 sur 180 hectares.

n'avait pas appartenu à la commune, UEM a rapidement accepté de financer ce surcoût. Cette décision n'est pas sans impact financier pour la ville puisqu'elle se traduit par une baisse des versements annuels¹, mais il est plus aisé pour la collectivité locale de s'adapter à une réduction des versements de l'entreprise publique locale que de dégager un volume important d'investissement. UEM met également en avant sa réactivité, présentée comme un atout fort pour la ville. Reste qu'un ancien cadre dirigeant d'UEM estime que la ville peut exprimer des demandes, mais n'est pas en mesure de contrôler les choix techniques de l'ELD pour y répondre, car elle ne dispose pas de l'expertise technique suffisante pour contrôler l'ELD. Elle doit donc faire confiance à son opérateur et s'appuyer sur sa possibilité d'en changer la direction si ses choix ne lui conviennent plus².

Pourtant, le service Énergie de la ville de Metz – assisté du service en charge du contrôle financier et juridique des délégations de service public – assure un certain contrôle technique et financier malgré les moyens humains inégaux avec UEM. Il dispose pour cela d'une expertise importante notamment grâce à la présence d'un ingénieur thermicien à la tête des services successifs en charge de l'énergie. Son contrôle est limité sur l'électricité et semble cantonné à l'analyse du chiffre d'affaires et au calcul des redevances, car le service public de l'électricité n'est pas considéré comme un enjeu local. Le service Énergie est par contre beaucoup plus présent pour le chauffage urbain, dont le contrôle est davantage priorisé, parce que de nombreux bâtiments municipaux sont raccordés à ce réseau d'énergie d'une part, que la définition des tarifs est locale d'autre part. La territorialisation des réseaux de chaleur est donc urbaine, et non nationale. Mais une autre raison contingente doit être mentionnée : elle est liée à la présence dans le territoire municipal, d'un réseau en centre-ville géré par UEM, et d'un autre desservant un quartier à forte concentration de logements sociaux géré par la Compagnie générale de chauffe³ jusqu'en 2005. Le service Énergie a ainsi institué au cours des années 1980 un système très sophistiqué de contrôle des tarifs concernant la délégation du service public du concessionnaire privé. Le système d'« *unités de répartition forfaitaire* » visait à assurer une répartition équilibrée des bénéfices – issus du développement du réseau et de la diminution des coûts fixes grâce à des économies d'échelle – entre le concessionnaire et les usagers. En répercussion du contrôle important sur les tarifs de l'opérateur privé, l'activité de chauffage urbain d'UEM est elle aussi contrôlée jusqu'en 2005, car il n'était politiquement pas envisageable que les tarifs du réseau de chaleur concédé à la Compagnie générale de chauffe soient plus avantageux que ceux de la régie municipale. En 2005, la concession de Dalkia est arrivée à son terme et l'ELD a obtenu la concession en proposant un regroupement des deux réseaux⁴. Paradoxalement, il apparaît donc ici

¹ Entretien avec un ancien cadre dirigeant d'UEM, novembre 2011.

² Ibid.

³ Devenue Dalkia en 1998.

⁴ Cette délégation a été attribuée à la suite d'une mise en concurrence par la ville, qui a été très mal acceptée par la direction d'UEM.

que le contrôle de l'activité de chauffage urbain est davantage lié à la présence d'un opérateur privé qu'à celle d'une ELD.

La ville de Metz possède donc une structure qu'elle pilote sur des objectifs industriels et économiques à travers un groupe d'acteurs restreint composé du maire, des administrateurs (qui ne sont pas des élus), du service Énergie et dans une moindre mesure de la mission des Délégations de service public. Cette manière pour la ville d'aborder son ELD est liée au fait que l'électricité n'étant pas considérée comme un volet d'action publique locale, la municipalité ne définit pas d'objectifs spécifiques, par exemple un taux d'indépendance dans la production énergétique. La direction d'UEM dispose donc d'une large autonomie dans sa gestion quotidienne, l'ELD n'étant pas considérée comme un outil de politique énergétique, mais plutôt comme une participation industrielle source de revenus importants pour la ville.

1.2 GEG et la ville de Grenoble entre 1995 et 2008, personnalisation de la direction et éloignement du conseil municipal

L'autonomie stratégique de GEG est également importante. Le modèle de gouvernance diffère cependant fortement de celui d'UEM. En effet, de 1995 à 2008, un élu de la ville assure la direction de l'ELD et instaure une gouvernance principalement axée sur des relations bilatérales avec le maire.

1.2.1 La position centrale du président-directeur général de GEG

De 1986 à 1995, la Lyonnaise des Eaux – principal actionnaire privé de GEG par sa filiale Ufiner – est étroitement impliquée dans la stratégie de l'ELD, que ce soit par l'adhésion à GEODE – association européenne d'entreprises en faveur de la libéralisation – ou par l'incitation à la création d'un ensemble de filiales aux objets plus ou moins proches du cœur d'activité de GEG¹. En 1995, le moment politique est particulier à Grenoble. Les affaires politico-judiciaires ont entaché le second mandat d'Alain Carignon (1989-1995), maire RPR de Grenoble, qui est alors en prison. Il est condamné en juillet 1996 par la Cour d'appel de Lyon pour abus de biens sociaux, corruption et subornation de témoins. Cette condamnation porte sur les avantages qui lui ont été accordés par la Lyonnaise des Eaux en contrepartie de la privatisation en 1989 de la régie des eaux de Grenoble à son profit². Elle porte préjudice à d'autres satellites de la ville, dont GEG³.

¹ Entretien avec un ancien cadre de GEG, juin 2010.

² Pour une présentation du « système Carignon », voir (Avrillier Raymond, Descamps, *Le système Carignon*, La Décourte, 1995, 369 p).

³ Entretiens avec un membre de l'Association démocratie écologie solidarité, septembre 2010, et avec un ancien cadre de GEG, juin 2010.

« Il y a eu pendant une dizaine d'années, enfin depuis l'arrivée de la gauche au pouvoir donc en 1995, jusqu'en 2002-2003, donc au moins huit ans, un climat complètement délétère, avec ce qu'on appelait les affaires grenobloises. Tout est sorti les uns après les autres et puis GEG, bien sûr, un jour s'est retrouvé dans l'œil du cyclone » (un ancien cadre de GEG, juin 2010)

Une mise à distance de la Lyonnaise des Eaux

La coalition municipale PS-Verts arrivée en 1995 et menée par le socialiste Michel Destot doit reprendre en main les satellites municipaux. L'implication de la Lyonnaise des Eaux dans les affaires a pour conséquence des relations très dégradées avec la nouvelle majorité municipale. Au sein de cette nouvelle équipe, les écologistes – dont « *le tombeur de Carignon* » Raymond Avrillier – font de la remunicipalisation du service public de l'eau leur cheval de bataille¹. Concernant l'électricité et le gaz, Michel Destot nomme à la tête de GEG son adjoint aux Finances, qui s'intéresse à l'ELD depuis les années 1980, lorsqu'il a soutenu les syndicalistes contre la transformation en SEML. Il a notamment participé au recours – qui n'a pas abouti – contre le changement de statut au tribunal administratif puis au Conseil d'État². En 1995, il ne pousse plus à la remise en cause du statut de GEG, sans être pour autant proche de la Lyonnaise des Eaux, dont la culture leur semble différer de ce que doit proposer un service public de proximité. Dans ce contexte et du fait de l'implication de la Lyonnaise des Eaux dans les « *affaires Carignon* », la nouvelle coalition municipale et la direction de GEG œuvrent à détacher l'ELD de l'emprise du principal actionnaire privé et à la remettre dans le giron de la ville. Il s'agit de tenir la Lyonnaise des Eaux, actionnaire de GEG par sa filiale Ufiner, à distance des décisions stratégiques.

« Il fallait à tout prix que l'actionnaire public reprenne le pouvoir et donc il fallait couper [...] tous les liens que je considérais comme anormaux avec l'actionnaire minoritaire » (un ancien cadre dirigeant de GEG, septembre 2010)

Un premier élément de cette reprise en main de GEG par la ville est la décision de son président, soutenu par le maire, de cumuler cette fonction avec celle de directeur général. Ceci permet à la ville de disposer d'un pouvoir effectif important en articulant représentation de l'actionnaire majoritaire au sein de l'ELD et conduite opérationnelle de cette dernière. Ce cumul des postes³ remet en cause la pratique antérieure qui consistait à demander à la Lyonnaise des Eaux de proposer un directeur général¹.

¹ Leur combat aboutit en 1999 à la création de la Régie des Eaux de Grenoble, devenue depuis le 1^{er} janvier 2014 la société publique locale Eau de Grenoble.

² Entretien avec un ancien cadre dirigeant de GEG, avril 2010.

³ Le PDG dispose pour l'assister d'un directeur général délégué. Quatre directeurs généraux délégués se sont succédé entre 1995 et 2008. Jean-Louis Joliot a été directeur général délégué de 1995 à 2001, suivi pour la période 2001-2009 de messieurs Norbert Durand, Christian Blanes et Rémy Carbonnier (Chambre

La remise en cause par l'ELD d'une convention de prestations de services assurées par Ufiner constitue un deuxième élément fort dans la recomposition des relations entre GEG et son actionnaire Lyonnaise des Eaux par sa filiale Ufiner. Par cette convention, plus de 5 millions de francs – soit environ 760 000 euros – ont été versés par GEG à la filiale de la Lyonnaise des Eaux de 1986 à 1994 pour des prestations d'études et d'assistance juridique, comptable, fiscale ou encore informatique, dont la Chambre régionale des comptes estime que les justificatifs sont largement incomplets². Un ancien cadre de GEG explique que ces conventions étaient une forme de « *redevance intellectuelle* » des filiales, permettant de financer la holding³.

Un troisième élément de cette mise à distance consiste à remettre en cause l'organisation de l'ELD. En 1995, le groupe GEG est constitué de dix-sept filiales, groupements ou participations⁴, organisés en quatre pôles aux objets très diversifiés. Le pôle production d'électricité possède un parc de production de microcentrales hydroélectriques. Le pôle transformateurs est une filiale chargée de la décontamination des appareils fonctionnant au pyralène (une activité créée pour répondre à un besoin lié au changement de tension sur les réseaux d'électricité). Par son pôle service, GEG a aussi des participations dans des entreprises proposant des contrats de travaux et de maintenance notamment sur des installations électriques et le pôle achat est quant à lui dédié aux activités relatives à des groupements d'achats entre ELD⁵. La nouvelle direction remet à plat ces filiales et participations, avec pour objectif de recentrer GEG sur son cœur de métier. Ainsi, les activités de production d'électricité sont conservées et en 1999, le groupe GEG ne comprend plus que sept sociétés recentrées sur les métiers de base⁶.

Enfin, l'autonomisation de GEG vis-à-vis de la Lyonnaise des Eaux s'observe avec la perte d'influence de cette dernière au conseil d'administration. En dépit de la part

régionale des Comptes d'Auvergne – Rhône-Alpes, *Rapport d'observations définitives Société d'économie mixte locale gaz et électricité de Grenoble (GEG)* (38), Exercices 2005 à 2010, 64 p).

¹ Cette pratique, courante dans les SEM, a été reprise en 2008, comme nous l'avons vu dans le chapitre 4.

² Une seconde convention a été signée en 1996, avec un objet proche de celui de la précédente, mais a fait l'objet de conflits entre GEG et Ufiner (Chambre régionale des comptes, *Rapport d'observations définitives relatives aux comptes et à la gestion de la société [GEG] depuis 1986*, 2001, 54 p).

³ Entretien avec un ancien cadre de GEG, juin 2010.

⁴ Chambre régionale des comptes, *Rapport d'observations définitives relatives aux comptes et à la gestion de la société depuis 1986*, 2001, 54 p.

⁵ Les filiales et participations les plus contestées par la Chambre régionale des comptes correspondent au pôle service qui comprend des participations dans quatre sociétés : une société en charge d'études, de réalisation de travaux et de maintenance sur l'électricité, le gaz, des ascenseurs ou des chaufferies ; une société de services aux entreprises, notamment en secrétariat et dactylographie ; une société de visite et de contrôle technique de véhicules automobiles et une société d'éclairages artistiques. Plus largement, la Chambre régionale des comptes dresse un état des lieux de l'ensemble de ces filiales et participations et montre que cette stratégie – dont une part n'est pas compatible avec l'activité de GEG – n'a pas été validée par le conseil d'administration (Chambre régionale des comptes, *Rapport d'observations définitives relatives aux comptes et à la gestion de la société depuis 1986*, 2001, 54 p).

⁶ Chambre régionale des comptes, *Rapport d'observations définitives relatives aux comptes et à la gestion de la société depuis 1986*, 2001, 54 p.

importante du capital de GEG que détient l'opérateur, ses administrateurs n'ont que peu voix au chapitre dans la gouvernance de GEG. La Lyonnaise des Eaux, dont le rôle est cantonné au conseil d'administration lui-même peu influent, est un actionnaire dormant. Elle touche des dividendes, mais n'est pas impliquée dans les décisions stratégiques. On peut supposer qu'elle s'en accommode et se repositionne dans une stratégie patrimoniale à long terme. Le conseil d'administration de GEG semble lui-même avoir une place limitée concernant les décisions, les administrateurs n'étant par exemple que très rarement sollicités, notamment au sujet des stratégies concernant les filiales¹. Le rapport de la Chambre régionale des comptes sur la période 1986-2000 reproche ainsi à la direction de GEG la place insuffisante accordée aux décisions relatives à la définition des grandes orientations stratégiques de l'ELD – par exemple les choix de diversification – dans les procès-verbaux du conseil d'administration. Elle estime que « *le rôle d'organe délibérant du conseil d'administration s'en trouve ainsi occulté*² ».

Un rapprochement de l'actionnaire majoritaire à tempérer

La mise à distance du principal actionnaire privé ne conduit pas directement à un investissement de la ville dans la gouvernance de GEG. Les ELD devant faire face à la concurrence, la direction de GEG considère qu'elles doivent être dissociées d'une stricte représentation des collectivités, tout en restant dans une logique de service public local. Le PDG s'investit fortement dans leur représentation sectorielle (Bouvier 2005, p. 411), dont nous avons vu dans la première partie qu'il s'agit d'un enjeu crucial dans lequel GEG a un rôle prépondérant. En 2000, il crée le syndicat professionnel ELE, qui a vocation à représenter les employeurs des industries électriques et gazières et s'implique notamment dans la CEDEC, association européenne d'entreprises publiques locales d'énergie défavorables à l'ouverture des marchés (cf chapitre 3). Pour répondre à ce défi de l'ouverture des marchés, dans les premiers temps de l'ouverture des marchés, GEG diversifie ses activités tous azimuts pour développer de nouveaux relais de croissance (cf chapitre 4).

Ceci amène à distinguer plusieurs rôles de la ville. Pour la direction de GEG, celle-ci n'a pas vocation à s'impliquer dans la gestion quotidienne de l'entreprise, car c'est à la direction de l'ELD qu'il incombe de déterminer les stratégies de fonctionnement et de développement de l'entreprise. La ville – en tant qu'actionnaire majoritaire – a davantage un rôle de validation de la stratégie globale.

« Ça ne peut pas être la ville qui dirige. La ville elle a un rôle d'actionnaire. Mais c'est pour ça que le parallèle, c'est exactement l'État. La ville désigne le président et le directeur général et elle désigne les administrateurs, mais après

¹ Entretien avec un cadre de GEG, mai 2010.

² Chambre régionale des comptes, *Rapport d'observations définitives relatives aux comptes et à la gestion de la société depuis 1986*, 2001, 54 p.

elle ne peut pas aller plus loin sinon ça ne marche pas. Tout simplement ça ne marche pas. » (un ancien cadre dirigeant de GEG, avril 2010)

Plus précisément, le PDG se positionne comme interlocuteur unique vis-à-vis de la ville et négocie directement avec le maire les décisions stratégiques – notamment les investissements dans des outils de production d'énergie¹. Ainsi, le PDG a développé un lien fort avec le maire, obtenant l'aval politique de ce dernier, mais concentrant aussi les relations avec l'externe.

« [Le PDG] avait ce pouvoir de fédérer, d'être le lien avec le monde politique, mais il était aussi, c'était quelqu'un qui aussi absorbait le pouvoir, c'est-à-dire qu'il voulait être au centre, au cœur des relations. Donc il coupait à chaque fois les liens qu'on pouvait avoir en direct avec l'externe. Il fallait que ça passe par lui. » (un cadre de GEG, mai 2010)

« Donc à cette époque-là c'était lui qui donnait la marche, et la ville, je pense qu'elle n'a pas beaucoup donné d'orientations. » (un cadre de la direction Environnement de la ville de Grenoble, avril 2010)

Le PDG est parvenu à imposer cette autonomie stratégique de GEG, parce que l'énergie n'est pas mise à l'agenda localement, ou de manière très limitée. Les écologistes – qui font partie de la coalition municipale – s'y intéressent, mais ils disposent d'un poids politique relativement limité entre 1995 et 2001. Plus largement, comme nous l'avons vu dans le cas de la ville de Metz, l'énergie est encore considérée comme une question d'échelle nationale au sein de la ville de Grenoble et les initiatives portées par GEG sur l'énergie sont prises uniquement au sein de l'ELD.

« Pendant très longtemps, la ville s'est pas franchement intéressée, les écologistes s'y intéressaient un peu, le maire aussi, mais globalement... puis petit à petit il s'en est emparé au niveau du discours. Donc nous ça n'a en rien changé la politique de GEG puisqu'elle était préexistante. Mais ça l'a aidée parce que ça s'est mis dans le discours. Mais aujourd'hui c'est même un peu gênant pour moi d'une certaine façon parce qu'il n'y a plus que le discours municipal, qui a tendance à oublier le rôle des entreprises. » (un ancien cadre dirigeant de GEG, avril 2010)

La distinction entre rôles d'actionnaire majoritaire et d'autorité concédante comme levier de préservation de l'autonomie de GEG

Un autre élément important de la relation entre la ville et GEG est la distinction entre le rôle des élus et celui des services municipaux. La direction de GEG estime que les services municipaux ne représentent pas l'actionnaire majoritaire et ne doivent pas

¹ Entretien avec un ancien cadre dirigeant de GEG, avril 2010.

être impliqués dans la gouvernance de l'entreprise¹. Pourtant, lorsque la ville de Grenoble met à l'agenda la reprise en main et le contrôle de ses satellites, l'adjoint aux Finances, qui n'est autre que le PDG de GEG, crée au sein de l'administration municipale la direction du Contrôle de gestion déléguée, qui a vocation à contrôler les différents satellites et délégataires de la ville en termes comptable, juridique et de qualité de service². Cette direction intègre progressivement des représentants au sein de leurs conseils d'administration en tant qu'observateurs. Cela n'a jamais été accepté par la direction de GEG³ au motif que l'ELD étant une entreprise privée, son conseil d'administration n'a pas à être ouvert à davantage de représentants de l'actionnaire majoritaire⁴. Ce refus du PDG de GEG d'appliquer ce contrôle accru sur le satellite qu'il dirige peut sembler paradoxal, mais montre toutes les ambiguïtés du positionnement de la direction de GEG : son statut d' élu municipal ne conduit pas à fluidifier les relations avec la ville. Plus largement, la direction du Contrôle de gestion déléguée est alors la seule en interaction – de manière limitée – avec GEG. Elle assure le contrôle de gestion de l'ensemble des satellites de la ville et développe une approche par type de structures, et non par thématique d'action publique. Son manque d'expertise l'empêche de réaliser un contrôle de structures sur leur dimension technique.

Les liens entre les services municipaux et GEG sont donc très ténus. La concentration de l'expertise énergétique au sein de GEG amène la ville – et plus particulièrement ses services – à traditionnellement considérer l'ELD comme une « boîte noire ». Derrière la volonté d'autonomie de GEG, on trouve surtout un homme, le PDG, et un système de relations oligarchiques décrites précédemment. Le rôle des acteurs politique reste fort dans la gouvernance de l'ELD, malgré sa transformation en société d'économie mixte, mais est cantonné à un nombre très réduit d'acteurs. Que les rênes de la direction de GEG soient confiées à un élu municipal n'implique donc pas que la ville soit pleinement impliquée dans sa gestion quotidienne ni même plus largement dans sa stratégie.

1.2.2 Des transferts financiers importants de GEG vers la ville

Un autre élément explicatif de l'autonomie stratégique de GEG est sa capacité à dégager des bénéfices. Ses versements à la ville assurent à sa direction une forte légitimité. Nous l'avons vu dans le chapitre 2, de nombreuses ELD ont disparu parce qu'elles ne constituaient plus une source de revenus pour la ville.

*« GEG il ne fait QUE rapporter de l'argent et n'a fait dans son histoire que...
Moi je dis toujours, je me suis taillé un franc succès d'ailleurs quand j'ai dit ça :*

¹ Entretien avec un ancien cadre dirigeant de GEG, septembre 2010.

² Entretien avec un ancien directeur général adjoint de la ville de Grenoble, septembre 2010.

³ Ibid.

⁴ Entretien avec un ancien cadre dirigeant de GEG, avril 2010.

‘écoutez, moi je ne connais qu’un sens à un fonctionnement entreprise locale/collectivité, c’est le sens où l’entreprise locale rapporte de l’argent à la collectivité’. Alors les autres ils m’ont regardé [rires], 90 % des entreprises locales c’est le sens inverse. » (un ancien cadre dirigeant de GEG, avril 2010)

En tant qu’actionnaire majoritaire de GEG, la ville de Grenoble reçoit une partie des bénéfices de l’ELD. La politique de redistribution de dividendes résulte d’une décision de la direction de GEG, validée en conseil d’administration. Sur décision du conseil d’administration, et en son sein du PDG, les actionnaires sont bien rétribués mais de manière « *raisonnable* » pour permettre à l’ELD de conserver des ressources¹. Ce choix renvoie à une volonté d’affirmer la nature d’entreprise de GEG et de justifier une certaine autonomie en réduisant les actionnaires à un rôle de réception de dividendes. La ville reçoit 50 % des dividendes, en lien avec ses parts dans GEG. Comme dans le cas de Metz, on observe que ces dividendes ne sont pas toujours corrélés aux résultats de l’ELD, les dividendes excédant fréquemment les résultats.

Tableau 9: Résultats et dividendes distribués à GEG de 1999 à 2009

	Dividendes (en millions d’euros)	Résultat net (en millions d’euros)	Part du résultat distribué en dividendes
1999	1,66	1,37	121%
2000	1,68	1,58	106%
2001	0,72	0,49	147%
2002	0,72	0,16	450%
2003	1	1,27	79%
2004	1,17	0,92	116%
2005	1,35	1,51	89%
2006	1,5	2,91	52%
2007	1,61	2,91	55%
2008	0,70	1,02	69%
2009	1,3	2,65	49%

Réalisation : Pauline Gabillet

Données : Rapports annuels de GEG

En tant qu’autorité organisatrice, la ville de Grenoble reçoit une redevance de concession relativement stable au fil des années. En 2009, cette redevance s’élevait à 541 155 euros². Le fait de posséder la majorité des parts d’une ELD constitue donc là aussi un avantage économique clair pour la ville de Grenoble.

¹ Entretien avec un ancien cadre dirigeant de GEG, avril 2010.

² GEG, *Rapport du délégataire*, 2009, 44 p.

1.2.3 L'éclairage public, un service gratuit remis en cause

L'éclairage public est un problème central des relations entre la ville et GEG, qui a nécessité une mise en conformité avec le droit français, suite à une décision du Conseil d'État en 2009. Dans la convention d'exploitation signée en avril 1986 entre la ville de Grenoble et GEG, l'éclairage public était inclus dans la concession de la même manière que la distribution d'électricité et de gaz¹. La convention d'exploitation définit les modalités de rémunération de la ville de Grenoble et instaure, outre la redevance de concession, une « *rémunération en nature sous forme de fourniture d'électricité*² ». L'avenant n° 3 de la convention approuvé en 1994, confirme cette gratuité de l'éclairage public et institue « *d'une part, le principe de la gratuité de la totalité de l'énergie électrique consommée par le réseau d'éclairage public de la VILLE DE GRENOBLE et, d'autre part, la prise en charge totale de l'entretien courant de ce réseau*³ ». Ce système est alors très avantageux pour la ville de Grenoble : en 2009, le montant de cette redevance en nature équivaut à 723 722 euros pour l'entretien et 971 039 euros pour la fourniture d'énergie électrique, soit 1 694 761 euros⁴.

Cependant, ce mode de financement de l'éclairage public est remis en cause par un recours de Raymond Avrillier devant le tribunal administratif contestant de nouveaux avenants au contrat de concession et plus globalement la concession de GEG. Le tribunal administratif de Grenoble le déboute en 1999, avant que la cour administrative d'appel de Lyon ne lui donne raison en 2006 et annule la convention de 1986, ainsi que ses avenants 2 et 3. Suite à un pourvoi en cassation du maire de Grenoble et du PDG de GEG, le Conseil d'État dans sa décision du 31 juillet 2009 revient sur l'annulation de la convention et de l'avenant n° 2, mais maintient l'annulation de l'avenant n° 3 de la convention concernant la gratuité de l'éclairage public. L'éclairage public est ainsi considéré comme une « *dépense faisant l'objet d'une redevance en nature en contrepartie de la concession du réseau de gaz et d'électricité*⁵ ».

Le financement de l'éclairage public par les factures d'électricité et de gaz entraîne une inégalité selon les opposants à ce système. Cette inégalité serait en partie réduite par un financement par les impôts locaux. En effet, bien que les clients du gaz et de l'électricité et les contribuables soient globalement les mêmes personnes, ils ne paient

¹ Ville de Grenoble – GEG, *Convention d'exploitation entre la ville de Grenoble et la SEML Gaz et Électricité de Grenoble*, 8 avril 1986, p. 5.

² « *Pour la partie en nature, l'énergie consommée par le réseau d'éclairage public et le réseau permanent d'illuminations existant à la date de la présente convention [...], ne sera pas facturée à la ville de GRENOBLE, dans la limite de 5 % des ventes de kWh Électricité Basse Tension de 'G.E.G' au cours de l'année précédente. Le supplément éventuel sera facturé à la ville par l'application d'un tarif d'éclairage public qui ne pourra être inférieur au prix de revient constaté pour la période considérée.* » (Ville de Grenoble – GEG, *Convention d'exploitation entre la ville de Grenoble et la SEML Gaz et Électricité de Grenoble*, 8 avril 1986, p. 10).

³ Conseil d'État, n° 296694, vendredi 31 juillet 2009, p. 6.

⁴ GEG, *Rapport du délégataire*, 2009, 44 p.

⁵ Ibid, p. 33.

pas les deux services publics de la même manière. L'impôt local prend en compte la situation sociale des contribuables, ce qui n'est pas le cas des tarifs de l'électricité¹ : « *la taxe d'habitation est en partie dépendante des revenus et de la structure familiale alors que le tarif de l'électricité est le même pour tous les usagers*² ». Ce fonctionnement pose aussi problème au principal actionnaire privé, car le fait que la ville dispose de revenus en nature implique que cette part des résultats n'est pas partagée entre actionnaires. La ville, avec 50 % + 1 des actions, dispose en réalité d'une part plus importante des versements de GEG³. Cette rémunération en nature a été supprimée en 2009, la décision du Conseil d'État conduisant à formaliser les flux financiers entre GEG et la ville de Grenoble en extrayant la redevance en nature par l'éclairage public de la redevance de concession. De plus, l'éclairage public ne doit plus faire partie de la concession de GEG en 2016, lors du reconventionnement.

Suite à cette décision du Conseil d'État, un groupe de travail⁴ entre la ville et GEG a été créé, avec pour objectif de traiter dans la même démarche l'éclairage public et plus largement la renégociation du contrat de concession. L'avenant n° 6 a été élaboré entre la ville et GEG et adopté lors du conseil municipal de février 2010. Cet avenant détermine de nouvelles modalités de paiement de l'éclairage public par la ville de Grenoble à GEG. Il prévoit que le coût de l'éclairage public – fourniture d'énergie, travaux d'entretien et d'investissements – sera supporté par la ville de Grenoble⁵. Pour les investissements, un devis est élaboré annuellement par GEG, négocié avec la ville et les prestations sont facturées par trimestre.

Cette instauration d'une facturation de l'éclairage public ne remet cependant pas en cause les équilibres financiers globaux entre la ville et GEG. La redevance de GEG est fixée de manière à combler l'annulation de la redevance en nature. Autrement dit, le groupe de travail a décidé d'équilibrer la redevance et la facture de l'éclairage public, de manière à ce que les flux restent inchangés entre la ville et GEG. Il y a bien deux flux distincts, mais les équilibres restent les mêmes. L'avenant fixe que les redevances liées au contrat de concession seront notamment basées sur l'avantage que GEG retire de l'exploitation exclusive des réseaux mis à sa disposition. Le montant de la redevance est fixé à 2 650 000 euros pour l'année 2010, sachant qu'il s'élevait à 541 155 euros en 2009. Cette remise en cause du système a aussi montré que la ville, n'ayant pas l'habitude de payer ses factures d'éclairage public, ne connaissait pas ce réseau : le service Énergie doit donc être formé pour contrôler cette activité dorénavant facturée.

¹ Ou très à la marge avec le tarif première nécessité, tarif social national destiné à lutter contre la précarité énergétique.

² ADES, « Conseil municipal, vote du budget 2011 », 17 décembre 2010, consulté le 14 juin 2011.

³ Entretien avec un responsable ELD à GDF Suez, mai 2013.

⁴ Ce groupe se réunit tous les quinze jours et évolue en fonction des sujets abordés : plutôt politique ou technique, resserré sur l'éclairage public ou plus largement sur le contrat de concession.

⁵ Conseil municipal de la ville de Grenoble, *Délibération du 22 février 2010*.

Retenons que jusqu'en 2008, les interactions entre GEG et UEM et leurs communes respectives sont similaires et axées autour des transferts financiers et de la validation des principaux investissements. Elles sont essentiellement restreintes au maire et à la direction générale de l'ELD, avec une implication des services de contrôle de gestion. Ce fonctionnement essentiellement oligarchique est lié à deux éléments principaux. D'une part, l'énergie n'est alors pas une question urbaine et apparaît comme un enjeu sectoriel d'échelle nationale. Les élus municipaux ne considèrent donc pas leur ELD comme un outil d'action publique énergétique. D'autre part, ces structures sont une source de revenus importante et il convient de les aborder sous cet aspect.

Ces deux éléments distinguent la situation des ELD de celle des *Stadtwerke* allemands. En effet, à la différence des *Stadtwerke* allemands, les ELD apparaissent à cette période comme des boîtes noires rentables – comme la partie de distribution d'énergie des *Stadtwerke* allemands – mais dont les communes ne connaissent que peu le fonctionnement. Ceci distingue fortement la manière dont les ELD considèrent leur positionnement vis-à-vis de la commune. Dans le cas allemand, où « *tout en cultivant sa différence vis-à-vis des services de la ville, perçus comme une bureaucratie de fonctionnaires assez peu soucieux de l'usager, l'ensemble du corps social du Stadtwerk se pense encore comme une excroissance de la municipalité ; les traces laissées dans la culture interne par l'ancien statut de Referat, l'existence, à tout niveau hiérarchique, de liens très forts entre agents des Stadtwerke et fonctionnaires de la ville, renforcent le sentiment d'appartenance à une même communauté.* » (Fender et Poupeau 2007). On ne retrouve pas cette logique au sein de GEG et d'UEM. La disjonction en termes de profils professionnels et de représentations est beaucoup plus forte, avec le rattachement historique des salariés des ELD à leur positionnement sectoriel.

La situation des *Stadtwerke* allemands (Fender et Poupeau 2007) et celle de GEG et d'UEM diffère aussi en ce que la gouvernance de ces dernières n'a pas fondamentalement été recomposée par la libéralisation. La manière qu'ont les villes de gouverner leur ELD n'est pas tant conduite par des objectifs énergéto-climatiques – en termes de production d'énergie, d'efficacité énergétique ou de maîtrise de la demande en énergie – que par des logiques d'actionnaire. On ne peut donc pas parler de territorialisation de la question énergétique. Les ELD sont principalement un levier de financement de la ville et non un outil de politique énergétique urbaine. Il ne s'agit pas de considérer que GEG et UEM ne développent pas de projets à dimension énergéto-climatique dans leur territoire. Rappelons qu'au cours des années 1990 et 2000, GEG et UEM s'impliquent notamment sur la production d'énergie dans leur territoire de desserte historique. Cependant, ces projets sont principalement élaborés par les ELD elles-mêmes, en fonction de leurs enjeux sectoriels, et les villes de Metz et Grenoble ne s'intéressent pas tant à leur aspect énergétique que dans une optique économique et industrielle. Ils ne répondent pas à des demandes municipales et ne s'inscrivent pas dans une politique

énergétique urbaine. D'où l'objet de notre seconde section, qui consiste à interroger la manière dont l'urbanisation des questions énergétiques analysée dans le chapitre précédent recompose la relation des villes de Metz et Grenoble à leur ELD.

2 Entre 2008 et 2014 : les résistances à l'émergence de politiques énergétiques urbaines

L'émergence d'un nouvel enjeu d'action publique sur l'énergie-climat porté par des acteurs politico-administratifs distincts de ceux qui assurent les relations historiques à l'ELD nous amène à décortiquer les relations de pouvoir au sein des villes et avec l'entreprise publique locale à partir de 2008. Il s'agit dans cette section d'analyser la manière dont différents segments de la municipalité abordent l'ELD et plus précisément la manière dont les acteurs portant une approche urbanisée de l'énergie au sein des villes de Metz et Grenoble appréhendent les instances de gouvernance historique de l'ELD et tentent d'y insuffler leurs propres objectifs.

2.1 Un impact limité des objectifs énergético-climatiques urbains sur l'actionnaire municipal

Tant à Metz qu'à Grenoble, on observe des tentatives des acteurs portant une conception urbaine de l'énergie-climat de faire intégrer leurs objectifs par les acteurs porteurs du rôle d'actionnaire majoritaire vis-à-vis de l'ELD. Nous allons voir que ces tentatives ont un impact limité.

2.1.1 Metz, un actionnaire majoritaire centré sur des objectifs économiques et industriels

À partir de 2008, en lien avec la transformation d'UEM en SEML et l'arrivée d'une nouvelle équipe municipale, les élus de la ville de Metz investissent leur rôle d'actionnaire majoritaire. Alors que le conseil d'administration était jusque-là composé de personnes non élues nommées par le maire, avec la transformation en SEML les administrateurs représentent les deux actionnaires – ville de Metz et CDC –, et ceux de la ville sont des élus.

Une participation accrue aux décisions stratégiques

À partir de 2008, le maire devient administrateur de l'entreprise, de même que l'adjoint au Développement économique, au Commerce et à l'UEM et que l'adjoint à l'Écologie urbaine. Ils remplacent les administrateurs issus du monde industriel, qui constituaient certes une ressource essentielle pour UEM, mais n'assuraient pas une bonne information de la ville. La nouvelle majorité municipale estime que le conseil d'administration était une chambre d'enregistrement plus qu'un lieu de négociation et de décision. Le maire attribue la délégation d'UEM à son adjoint au Développement économique et au Commerce et le charge spécifiquement de la relation économique à UEM, ainsi que de la relation avec la CDC. Cet adjoint a effectué son parcours professionnel principalement dans le privé, ce qui, selon le maire, lui confère une expertise dans cette relation actionnariale. Le rattachement de la délégation au développement économique illustre la continuité d'un positionnement principalement industriel et économique, sans que des compétences environnementales ou énergétiques soient spécifiquement recherchées.

« On souhaite se comporter comme un actionnaire dans le privé, c'est-à-dire qu'on demande à l'UEM d'être le plus performant possible. » (adjoint au Développement économique, au Commerce et à l'UEM de la ville de Metz, novembre 2011)

Le maire propose aussi un industriel lorrain dont il est politiquement proche à la présidence du conseil d'administration d'UEM. Celui-ci représente la ville à UEM et est chargé de manière plus informelle de s'assurer que les projets de l'entreprise correspondent à la politique générale de la ville. C'est le cas par exemple pour la centrale biomasse, à propos de laquelle le comité stratégique s'est réuni à plusieurs reprises pour vérifier que ce choix était compatible avec les perspectives d'UEM comme avec celles de la ville¹. Suite au départ du précédent directeur général, il est aussi nécessaire de nommer un nouveau directeur général. Le conseil d'administration choisit une candidature interne, celle du directeur des opérations, en charge de l'informatique et de la production.

S'ajoute à ces changements la volonté du maire que deux cadres des services municipaux – le représentant du service des Délégations de service public pour ses compétences juridiques et le directeur Prévention des risques et Énergie pour ses compétences énergétiques – participent au conseil d'administration en tant qu'observateurs. Le maire cherche à augmenter l'expertise de la ville au conseil d'administration et à permettre à ces responsables d'avoir davantage d'informations sur la stratégie d'UEM. La présence de ces observateurs a toutefois été difficile à imposer auprès d'UEM.

¹ Entretien avec le président d'UEM, novembre 2011.

« Un jour, j'ai eu un incident. Je voulais me faire accompagner ici par un juriste [...], et par un technicien de l'énergie [...]. On a bloqué [le juriste] à la porte [...]. Et je me suis foutu un peu en colère, gentiment, et puis maintenant... La culture c'était il est hors de question que des gens de la ville de Metz viennent mettre le nez dans leur entreprise. C'était un peu ça l'idée. Donc maintenant, ça y est, ils le font. J'ai demandé à ce que ces personnes soient là. [...]. D'abord pour comprendre ce qui se passe et pour prendre des notes, enregistrer, être la mémoire des lieux... » (maire de Metz, décembre 2011)

La nouvelle municipalité tente de prendre davantage part à la stratégie d'UEM au travers du conseil d'administration, considéré comme un lieu de débat important¹. Une demande forte du maire en tant qu'actionnaire majoritaire concerne les dividendes d'UEM, qu'il a imposé de fixer à 8,5 millions d'euros annuels pour la ville², pour réduire le niveau des impôts locaux.

« Ça nous permet d'avoir des impôts très bas à Metz. C'est important, bien sûr. La fiscalité directe à Metz c'est 90 millions d'euros d'impôts et taxes, tout confondus. Ça fait dix pour cent. Si on ramène ça aux impôts locaux c'est plus que ça encore. 8,5 millions d'euros sur 52 millions d'impôts directs, ça fait environ 15 %. » (maire de Metz, décembre 2011)

Les dividendes n'ont jusqu'à aujourd'hui pas représenté plus de 70 % du résultat d'UEM, plafond maximal selon la CDC et la direction d'UEM.

Mais le maintien d'une gouvernance oligarchique

Cette recomposition de l'organisation n'entraîne cependant pas une profonde ouverture du fait du rôle effectif limité du conseil d'administration. Si les décisions stratégiques d'UEM y sont en effet validées, elles sont préparées en amont au comité d'investissement. Ce comité définit les aspects stratégiques principaux et travaille de manière confidentielle³. Le lieu principal de discussion n'est donc pas tant le conseil d'administration que le comité d'investissement.

« On sait très bien qu'un conseil d'administration généralement c'est bien ficelé, c'est que de l'information [...]. On sait que tout se passe avant, et justement sur les comités d'investissements, voire suivi de dossiers. Et c'est sur ce suivi de dossier et qu'on doit avoir une vision stratégique de notre outil, que nous n'avons pas aujourd'hui. Qu'il serait assez intéressant de mettre en œuvre. Qu'est-ce

¹ Entretien avec le maire de Metz, décembre 2011.

² Ceci signifie 10 millions d'euros de dividendes au total, cette somme étant répartie entre les actionnaires au prorata de leur participation au capital. Sur les 10 millions d'euros annuels, 8,5 millions sont destinés à la ville et 1,5 million à la CDC.

³ Entretien avec l'adjoint au Développement économique, au Commerce et à l'UEM de la ville de Metz, novembre 2011.

qu'on attend d'UEM dans le chauffage urbain ?» (un cadre de la mission Grands projets de la ville de Metz, octobre 2011)

Or le comité d'investissement est resserré autour des personnes disposant d'un regard industriel sur ce rôle d'actionnaire majoritaire. Il est composé du président d'UEM et du directeur général, qui peut être assisté de collaborateurs, ainsi que de deux administrateurs de la CDC et de deux de la ville, le maire et son adjoint au Développement économique, au Commerce et à l'UEM.

« [L'adjoint au Développement économique, au Commerce et à l'UEM], lui, connaît bien les affaires. [...] Il a sa place dans l'UEM comme stratège, il est une des personnalités qui donnent son avis sur les stratégies à suivre. Il est au comité stratégique avec [le président d'UEM]. [L'adjoint à l'Écologie urbaine] n'y est pas. C'est pas la peine, c'est pas son... Lui il est pour diminuer l'empreinte carbone. Ce n'est pas la même approche. Dans une liste municipale de gauche, ils sont tous les deux très bien. Très utiles. Mais ce n'est pas le même angle d'attaque. » (maire de Metz, décembre 2011)

Ainsi, l'adjoint à l'Écologie urbaine – qui est le principal représentant politique de l'enjeu énergétique-climatique – est clairement marginalisé, comme nous l'avons mis en évidence aussi dans le chapitre précédent. Au-delà, les observateurs issus des services sont de fait peu sollicités dans les décisions, alors qu'ils pourraient permettre aux administrateurs de disposer d'une expertise sectorielle.

« Mais le problème c'est que comme la plupart des décisions ont déjà été vues dans des commissions préalables, et notamment le comité d'investissements, c'est vrai que nos conseils ne servent des fois strictement à rien. » (un cadre de la mission Grands projets de la ville de Metz, octobre 2011)

Le directeur de la Prévention des risques et Énergie participe au conseil d'administration, mais nous avons vu dans le chapitre précédent qu'il n'assure pas une transversalité plus vaste au sein des services municipaux impliqués dans l'urbanisation des questions énergétiques. Il n'est donc pas un vecteur de la direction Urbanisme ou de la mission Développement durable au sein du conseil d'administration. Alors même que la gouvernance d'UEM semble au premier abord plus ouverte que précédemment, elle reste fortement oligarchique et inscrite dans la continuité des relations historiques. La direction d'UEM ne s'y trompe pas et, après une méfiance initiale, s'inquiète moins de cette évolution. En effet, la nouvelle municipalité s'implique davantage dans la stratégie d'entreprise, mais ne souhaite pas s'immiscer dans sa gestion quotidienne. Cette conception est calquée sur le modèle actionnarial du privé.

« Pour ce qui est de l'UEM, le fait qu'on ait un mix avec une dominante d'énergies renouvelables, [l'adjoint à l'Écologie urbaine] s'en réjouit. Mais il est soumis à la même règle que tout le monde, c'est-à-dire qu'il ne s'immisce pas.

C'est-à-dire que si un jour il avait envie de faire des choses un peu délirantes [...] on ne le laisserait pas faire. » (adjoint au Développement économique, au Commerce et à l'UEM de la ville de Metz, novembre 2011)

Le rôle d'actionnaire majoritaire ne consiste pas selon les administrateurs municipaux à s'immiscer dans la gestion interne d'UEM. Cette règle semble limiter la possibilité de développer la politique énergétique urbaine au profit de projets initiés par la municipalité.

« Pour autant, je vous disais tout à l'heure que l'UEM a une certaine autonomie, ils l'ont conservée. C'est-à-dire qu'ils font un certain nombre de choses dont ils informent directement les élus, sans nécessairement en parler en conseil d'administration, parce que bien évidemment au niveau des sociétés aujourd'hui vous avez des comités d'investissements au sein de la société [...]. Il n'y a que les élus avec les hautes sphères d'UEM, et la CDC. » (un cadre de la mission Grands projets de la ville de Metz, octobre 2011)

Les administrateurs municipaux doivent comprendre les enjeux d'UEM et assurer la bonne santé économique de l'entreprise tout en respectant un principe de non-ingérence dans la gestion interne d'UEM, ce qui a considérablement réduit l'inquiétude de l'équipe dirigeante de l'ELD¹. Un cadre dirigeant d'UEM explique ainsi que les administrateurs, et notamment le maire, sont très présents dans les instances de décision et qu'ils écoutent les enjeux et comprennent la complexité des problèmes énergétiques. Il estime qu'UEM est ainsi considérée comme une entreprise et ne fait pas l'objet « *d'intrusion du monde politique dans l'entreprise* », mais plutôt de soutien aux projets proposés².

« Les gens qui viennent autour de la table en conseil d'administration ne se comportent pas comme des élus, ils se comportent comme des administrateurs d'une entreprise, ce qui n'est quand même pas tout à fait pareil. Il n'y a jamais de débat politique par exemple au sein du conseil d'administration. On parle de projets, on sait que la plupart des administrateurs sont des élus, mais je pense qu'ils ont très bien conscience de ce qu'ils sont là pour faire fonctionner une entreprise et c'est comme ça que ça marche. » (un cadre dirigeant d'UEM, novembre 2011)

La volonté de réinvestissement de son rôle d'actionnaire majoritaire par la ville contribue donc surtout à développer une interconnaissance plus forte entre les élus municipaux et la direction d'UEM et une meilleure compréhension des enjeux de l'ELD. Cependant, la ville actionnaire s'inscrit dans la continuité de son implication historique – principalement économique et industrielle – et laisse peu de place aux objectifs liés à

¹ Entretien avec l'adjoint au Développement économique, au Commerce et à l'UEM de la ville de Metz, novembre 2011 ; entretien avec un cadre dirigeant d'UEM, novembre 2011.

² Entretien avec un cadre dirigeant d'UEM, novembre 2011.

l'urbanisation des questions énergétiques portées par la direction Urbanisme et la mission Développement durable.

2.1.2 Grenoble, une intégration progressive

Dans le cas de GEG, les actionnaires sont représentés au conseil d'administration, composé de quinze administrateurs, dont huit élus municipaux¹, et par le directeur général. En 2008, nous l'avons vu dans le chapitre 4, l'équipe dirigeante de GEG est recomposée, avec un directeur général issu de l'actionnaire minoritaire GDF Suez et un président non opérationnel issu de la ville. Le premier adjoint de la ville, en charge des finances, est nommé président de GEG par le maire, illustrant la volonté de conserver un pilotage municipal centré sur la dimension économique et financière. On observe au cours de sa mandature que le président reste en premier lieu élu de la ville, ce qui s'inscrit dans la continuité de la volonté d'ancrer GEG au sein de la ville, mais qu'il y défend peu les intérêts de GEG, fonctionnement qui diffère radicalement de celui de la période précédente. Le président fixe certaines grandes orientations, mais il interagit peu avec les directions Urbanisme et Environnement et avec leurs élus. Il ne constitue pas le maillon central de ce qui se construit entre la ville et GEG concernant l'intérêt pour la dimension urbaine de l'énergie-climat. Plus largement, l'actionnaire majoritaire semble peu s'immiscer dans la direction de GEG, pour laquelle le directeur général dispose de larges marges de manœuvre. Le conseil d'administration de GEG s'est aussi ouvert depuis 2008, dans le cadre du Groupe ville que nous développons dans la suite de ce chapitre, à deux observateurs issus des services de la ville : un représentant de la direction du Contrôle de gestion externe et un de la direction Environnement, que l'on peut inclure dans les nouveaux entrants porteurs de politique énergétique urbaine. Cependant, le conseil d'administration est présenté par des administrateurs comme n'étant pas le lieu central pour le rôle d'actionnaire majoritaire. Comme à UEM, les décisions sont généralement prises en amont, dans le cadre de comités plus restreints. L'action du conseil d'administration de GEG est en effet toujours largement orientée par la question des dividendes.

¹ L'adjoint aux Finances (président de GEG), l'adjoint en charge de l'Europe, le conseiller municipal à l'Évaluation des politiques publiques, l'adjoint à l'Urbanisme, le conseiller municipal à l'Énergie et aux Espaces verts, le conseiller municipal aux Technologies de l'information, l'adjoint au Développement durable et l'adjoint en charge de la Santé.

Tableau 10: Résultats et dividendes distribués à GEG de 2010 à 2013

	Dividendes (en millions d'euros)	Résultat net (en millions d'euros)	Part du résultat distribué en dividendes
2010	1,75	3,51	50%
2011	0	- 3,89*	0%
2012	0	3,29	0%
2013	0	5,48	0%

* dû à la correction d'une erreur récurrente dans le calcul des pertes non techniques

Réalisation : Pauline Gabillet
Données : Rapports annuels de GEG

En contradiction apparente avec les choix historiques d'autres communes soucieuses de préserver les revenus issus de leur ELD, le conseil d'administration de GEG a décidé en 2011 de renoncer aux dividendes. Cette décision a été déterminée par des difficultés économiques. En effet, en 2011, une erreur récurrente dans la formule de calcul des pertes non-techniques a été mise en évidence et sa régularisation a entraîné un résultat fortement négatif, le premier de GEG. Cette évolution a réinterrogé les habitudes. Pour montrer leur soutien, les actionnaires et en premier lieu la ville – principalement par le président du conseil d'administration – ont décidé de renoncer à leurs dividendes, tandis qu'un plan de performance prévoyant soixante-deux suppressions de postes sur trois ans et des départs en retraite non remplacés¹ était adopté. Le versement des dividendes a également été suspendu en 2012 et 2013, bien que les résultats soient redevenus positifs. Il faut cependant nuancer l'importance de ce renoncement pour la ville car, dans le même temps, la redevance a été maintenue et son montant est autrement plus important.

L'adjoint au Développement durable est lui aussi administrateur. Selon lui, le rôle d'actionnaire majoritaire ne se joue pas vraiment au conseil d'administration, mais davantage dans les différents projets municipaux. Il permet d'entrevoir que ce qui se joue dans les interactions n'est pas tant de l'ordre du contrôle et du pilotage que du partenariat.

« Non non c'est pas dans le conseil d'administration que les choses se passent. C'est une instance beaucoup trop formelle, vous pouvez pas travailler longtemps sur des dossiers, c'est pas fait pour ça. Le travail il se fait en amont. Ça joue très peu le fait qu'on soit ou pas administrateur sur ce qu'on vient de dire. Un conseil d'administration c'est pas le lieu pour faire un travail technique approfondi, ça dure deux heures. Ce qu'on vient d'évoquer [les actions sur la Presqu'île] c'est

¹ France 3, Franck Gassaud, « Gaz Électricité de Grenoble (GEG) supprime des postes mais ne licencie pas », 17 mai 2013. Ce plan est en partie remis en cause par le changement de majorité municipale en mars 2014. Les suppressions d'emplois devraient ainsi être plus limitées que prévu, de 24 postes. (ADES, « GEG, l'emploi sauvegardé (suite) », 22 août 2014, <http://www.adegrenoble.org/wordpress/2014/08/22/geg-lemploi-sauvegarde-suite/>).

des jours entiers de travail. Moi je le sens pas comme ça. » (adjoint au Développement durable de la ville de Grenoble, avril 2013)

Cependant, cet administrateur, de par son poids politique, son expertise technique sur l'énergie et son implication sur les différents projets énergétiques urbains de la ville – Grenoble Facteur 4 mais surtout EcoCité sur la Presqu'île – est un acteur central de la possible pénétration des logiques politiques municipales hétérogènes. S'y ajoute le fait que le développement de projets de *smart grids* a entraîné un changement dans les administrateurs de GDF Suez au sein du conseil d'administration. Ceux-ci sont davantage compétents sur les projets et intéressés par leur pilotage¹. Les administrateurs conservent donc une forte sensibilité économique, mais on observe une évolution vers une prise en compte des objectifs énergie-climat de la municipalité, même si elle n'est pas strictement concentrée dans le conseil d'administration, instance qui semble rester cantonnée à son rôle historique.

Tant à Metz qu'à Grenoble, l'implication de la municipalité dans son rôle d'actionnaire majoritaire est dans la décennie 2010 plus prégnante que dans la période précédente, mais l'intégration d'objectifs liés à l'émergence de la dimension urbaine de l'énergie-climat reste limitée. Il est intéressant de voir que malgré la proximité des configurations des deux villes, le poids politique des représentants d'une approche urbanisée de l'énergie diffère. Alors que l'adjoint au Développement durable grenoblois est au cœur de la représentation politique municipale et semble être en mesure d'insuffler un nouveau rapport de l'ELD avec l'urbanisation des questions énergétiques, l'adjoint à l'Écologie urbaine messin a moins de marges de manœuvre pour influencer sur les décisions. On retrouve cette difficulté à intégrer les objectifs dans les décisions relevant du rôle d'autorité organisatrice.

2.2 Des processus de reconventionnement qui n'ont pas conduit à l'intégration d'objectifs liés à l'urbanisation des questions énergétiques

À Grenoble comme à Metz, les conventions de concession ont été renégociées ces dernières années. Or dans les deux cas, ces processus n'ont pas été l'occasion de façonner de nouveaux objectifs pour l'ELD.

2.2.1 Le processus de reconventionnement d'UEM, une faible intégration des objectifs énergéto-climatiques

Par une délibération de décembre 2008, la ville de Metz valide le nouveau contrat de concession de distribution et de fourniture aux tarifs réglementés d'électricité. La

¹ Entretien avec un cadre de la direction Réseaux de GEG, mai 2010.

concession de distribution d'électricité est attribuée à URM et celle de fourniture aux tarifs réglementés à UEM¹. Ce reconventionnement aurait pu être une opportunité pour la ville de renégocier les termes du contrat et éventuellement d'y intégrer des objectifs correspondant à la dimension urbaine de l'énergie-climat. Ce ne fut cependant pas le cas, ce qui s'explique en partie par l'antériorité du processus de reconventionnement par rapport à la mise à l'agenda locale de l'énergie-climat. Mais la principale raison est que ce processus s'est construit autour de la nécessité de sécuriser les contrats de concession signés entre la ville de Metz et les autres communes du territoire d'UEM. Les contrats de concession des 142 communes composant le territoire historique d'UEM n'avaient en effet pas été mis à jour depuis plusieurs dizaines d'années et le système fonctionnait encore par la subdélégation des contrats de concession de la ville de Metz à UEM². En 2008, l'objectif était que la ville ne soit plus l'intermédiaire entre les autres communes et UEM, mais que le conventionnement soit direct, et ainsi en adéquation avec les pratiques générales des concessions de service public. Le risque de ce processus était que les communes choisissent de déléguer la gestion de leur réseau de distribution et la fourniture aux tarifs réglementés de vente à ERDF, ce qu'aucune n'a fait.

Le reconventionnement est initié et porté par UEM. Un cadre de l'ELD en charge de ces questions dès 2004 a traité l'ensemble du dossier, de l'inventaire des contrats existants à l'élaboration d'un nouveau contrat de concession type incluant des redevances, qui n'existaient pas précédemment, jusqu'à la négociation avec chacune des communes. Il a travaillé avec le responsable du service des Délégations de service public à la ville de Metz. Les termes du contrat et du cahier des charges s'inscrivent essentiellement dans la continuité de ceux négociés entre EDF et la FNCCR au début des années 1990 et adaptée en 2007 aux spécificités des ELD par l'ANROC et la FNCCR. La ville de Metz n'a donc pas directement rédigé le cahier des charges, puisque celui-ci avait été construit à l'échelle nationale entre la représentation des ELD et des autorités concédantes. De plus, UEM a estimé que pour assurer le fonctionnement de ce processus de reconventionnement, les contrats devaient être identiques pour l'ensemble des communes – y compris pour Metz –, ce qui a fortement orienté le processus. L'adaptation du cahier des charges aux demandes de la ville de Metz a surtout constitué un enjeu de forme

« Donc on a négocié quelques clauses juste pour s'amuser, parce que vraiment tout était ficelé. Bon on était quand même parti du contrat type FNCCR. On n'a pas inventé non plus l'eau tiède. On a négocié un peu de redevances à droite, un peu de trucs à gauche, un peu de contrôle là, mais au fond c'est un contrat type,

¹ Conseil municipal de la ville de Metz, *Délibération du 18 décembre 2008*, « point 20 – Conclusion du contrat de concession pour le Service Public du développement et de l'exploitation du réseau de distribution d'électricité ».

² Chambre régionale des comptes, *Rapport d'observations définitives – Usine d'électricité de Metz (Moselle)*, 2005.

mais on est parti du principe que ce contrat était adaptable aux 141 communes »
(un cadre de la mission Grands projets de la ville de Metz, octobre 2011)

Ce processus n'a pas conduit à intégrer les acteurs porteurs de l'urbanisation des questions énergétiques, car il n'a pas impliqué la direction Prévention des risques et Énergie, ni non plus la direction Urbanisme et la mission Développement durable. La ville de Metz a ainsi repris le contrat type de concession d'électricité et n'a pas pleinement saisi le contenu du cahier des charges et du contrat comme un enjeu de négociation. Une fois le contrat signé avec la ville de Metz, le chargé de mission d'UEM a porté ce dossier auprès des 141 autres communes. Ce dernier n'a pas accepté de différenciation des contrats, bien que certaines communes aient tenté de négocier le montant des redevances ou la durée du contrat de trente ans. Elles avaient toutefois peu de marges de négociation du fait de la faiblesse de leur expertise et de la politisation de cette question, faiblesse qu'elles n'ont pas cherché à dépasser en se regroupant par exemple dans un syndicat intercommunal pour peser davantage. Certaines communes ont interrogé UEM sur la possibilité de prendre des parts dans son capital. Sur cette question, il semble les réticences soient davantage venues de la ville que d'UEM. Le reconventionnement a donc été appréhendé par la ville de Metz en premier lieu comme un risque pour la santé économique de l'entreprise dont elle est actionnaire. La ville de Metz a principalement pesé pour que chacune des 141 autres communes du territoire de concession d'UEM renouvelle sa confiance à cette dernière. Ceci explique que l'outil du contrat de concession n'a pas été saisi comme un levier de politique énergétique urbaine ou de contrôle accru par la ville de Metz.

Au-delà du processus de reconventionnement, le contrôle de concession du contrat d'électricité n'est pas une priorité politique de l'adjoint à l'Écologie urbaine, en charge de la direction Prévention des risques et Énergie. Ce contrôle reste beaucoup plus important concernant le chauffage urbain, mais avec des objectifs différents. Depuis 2005 et la reprise de la concession de Dalkia par UEM, le contrôle des tarifs est en partie remisé, ou du moins la pression est plus limitée. La direction Prévention des risques et Énergie considère que les clients ne bénéficient pas d'une baisse tarifaire, mais que les bénéfices d'UEM restent dans le territoire au travers des revenus versés à la ville¹. Le contrôle de la concession devient davantage orienté vers l'extension du réseau hors des frontières municipales sur la commune de Woippy – limitrophe du territoire messin – et la ZAC de Mercy. Ces extensions ont été acceptés, mais avec des négociations tendues entre UEM et la direction Prévention des risques et Énergie, cette dernière souhaitant en clarifier le cadre juridique et technique pour s'assurer qu'elles ne se fassent pas au détriment de la ville. Ces négociations n'intègrent cependant ni la direction Urbanisme, ni la mission

¹ Entretien avec un cadre de la direction Énergie et Prévention des risques de la ville de Metz, octobre 2011. Ces coûts ne sont cependant pas répartis de la même manière et ne dépendent pas des ressources des personnes concernées comme dans le cas des impôts locaux.

Développement durable et ne sont donc pas vectrices d'une prise en compte transversale de l'énergie dans la politique municipale.

2.2.2 Une intégration en demi-teinte des objectifs énergétiques municipaux dans la nouvelle convention de GEG

Le contrat de concession de distribution et de fourniture aux tarifs réglementés de l'électricité et du gaz signé en 1986 entre la ville de Grenoble et GEG a été remis en cause à partir de 2009, lorsque le Conseil d'État a imposé de sortir l'éclairage public de la convention¹. Ceci a conduit la ville de Grenoble et GEG à initier un processus de reconventionnement par anticipation. Cette renégociation convenait aussi à GEG, car elle concordait avec une période d'inquiétude concernant la directive concessions en préparation à l'échelle européenne, qui menaçait alors d'ouvrir les concessions de distribution à la concurrence². L'ELD cherche alors à sécuriser la concession de distribution de Grenoble en amont – le contrat de concession de 1986 prenant fin en 2016 – pour éviter le risque de voir l'attribution de cette concession mise en concurrence. Le nouveau contrat de concession a été signé pour une durée de trente ans³ lors du conseil municipal d'octobre 2012, prenant effet le 1^{er} janvier 2013⁴.

Un groupe de travail interne à la ville – piloté par le directeur général adjoint au Contrôle de gestion et au Budget – est chargé d'étudier les options de ce renouvellement. Il est composé de représentants des directions du Contrôle de gestion externe, de l'Environnement, de l'Espace public et de la direction Juridique. S'y ajoutent deux groupes de travail techniques : un groupe de travail réseau électrique et gazier comprenant des représentants de GEG et les directions Environnement et Contrôle de gestion – destiné notamment à réaliser un inventaire du patrimoine de la concession – et un groupe de travail administratif juridique avec des représentants de GEG et la direction Contrôle de gestion en charge notamment de la définition des redevances. À la différence du processus de reconventionnement d'UEM, la direction Environnement de la

¹ Une décision du Conseil d'État du 31 juillet 2009 a entraîné la nécessité de redéfinir la convention de GEG et d'en sortir la compétence éclairage public et l'obligation pour la ville de payer l'éclairage public, qui était auparavant considéré comme une redevance en nature de GEG.

² Pachen-Lefevre Marie-Hélène, Fontaine Cécile, « Concessions d'électricité [1] La dérogation française au régime de publicité », *La gazette des communes*, 19 septembre 2011, p. 62-63 ; Pachen-Lefevre Marie-Hélène, Fontaine Cécile, « Concessions d'électricité [2] Règles communautaires de mise en concurrence », *La gazette des communes*, 26 septembre 2011, p. 62-64.

³ Ville de Grenoble – GEG, *Convention de concession pour les services publics du développement et de l'exploitation des réseaux publics de distribution d'électricité et de gaz, et de la fourniture aux tarifs réglementés d'électricité et de gaz sur le territoire de la commune de Grenoble*, octobre 2012.

⁴ Les élus Écologie et solidarité de la ville de Grenoble ont déposé un recours au tribunal administratif contre la délibération du 22 octobre 2012 adoptant cette nouvelle convention, estimant que ce renouvellement de la concession a été délégué dans la précipitation, ce qui a conduit à des illégalités. Ils soutiennent le retour à une régie municipale (ADES, « GEG : la nouvelle convention illégale ? », 16 mars 2013, www.ades-grenoble.org/wordpress/2013/03/16/geg-la-nouvelle-convention-illegale/, consulté le 10 septembre 2014).

ville est intégrée aux négociations. Le directeur général des services de la ville et le directeur général de GEG arbitrent les points non réglés au niveau technique¹. Un enjeu qui cristallise les discussions concerne la négociation des redevances que GEG doit verser à la ville. Ce processus faisant suite à la sortie de l'éclairage public de la convention, et donc des redevances historiques en nature de GEG à la ville. Cette dernière obtient – comme nous l'avons vu dans la section précédente – une augmentation substantielle des redevances pour compenser la fin de la gratuité de l'éclairage public.

Cette négociation fait apparaître l'importante différence d'expertise entre GEG et la ville, malgré le recours de la ville à des prestataires pour travailler sur la redevance, sur l'ensemble du contrat, sur l'éclairage public². Cette asymétrie est d'autant plus forte que GEG exerce une pression importante pour que le contrat soit signé rapidement, l'ELD – au contraire de la ville – étant en mesure de mettre des salariés entièrement sur ce sujet.

« La stratégie de GEG ça a été d'avoir la force de frappe, avec des gens qui faisaient que ça, et très offensifs sur le calendrier. À dire 'mais vous n'avez pas le temps, mais là on se donne quinze jours pour avoir vos avis sur telle partie'. Donc c'était la méthode [...]. Donc on n'est pas du tout sur les mêmes capacités. Et puis après ça c'est un peu inversé, je ne sais pas ce qui a fait basculer, mais il y a quand même eu un sursaut en disant, mais leur calendrier on ne peut pas le tenir, il faut qu'ils arrêtent de faire comme ça. » (un cadre de la direction Environnement de la ville de Grenoble, juillet 2012)

Au sein de ce processus porté essentiellement par la direction Contrôle de gestion externe et la direction Juridique, la direction Environnement considère ce processus de reconventionnement comme une opportunité intéressante. Elle cherche à faire de ce contrat de concession un outil en y intégrant des objectifs de développement durable, d'autant qu'elle est à la table des négociations. Pourtant, lors des arbitrages concernant les prestations attribuées au sein des services municipaux, elle n'obtient pas les assistances à maîtrise d'ouvrage spécifique demandées. Elle n'est donc pas soutenue par la ville en termes d'expertise et ne peut pas développer les outils de suivi qu'elle aurait souhaités. Malgré cette situation, le cahier des charges de la convention de concession comprend une annexe développement durable³. Dans cette annexe, la ville demande au concessionnaire de prendre en compte les objectifs définis dans le plan climat énergie territorial Grenoble Facteur 4 et de participer activement à l'élaboration du schéma régional climat air énergie de la région et à ses déclinaisons locales. Il y est aussi indiqué que *« ces orientations données par la Ville sont prises en compte par le concessionnaire pour établir ses programmes d'investissement et de travaux, et devront être déclinées par des indicateurs de suivi. Les annexes 'investissements' et 'indicateurs' sont donc liées à*

¹ Entretien avec un cadre de la direction Environnement de la ville de Grenoble, juillet 2012.

² Ibid.

³ Annexe 5 « Développement durable », Ville de Grenoble – GEG, *Cahier des charges concession électricité et gaz*, octobre 2012.

cette présente annexe, et s'enrichissent mutuellement¹ ». Suivent six items explicitant les attentes de la ville : réseaux et compteurs intelligents ; maîtrise des consommations énergétiques ; développement des énergies renouvelables ; optimisation des réseaux ; intégration des ouvrages dans l'environnement urbain ; santé publique.

Cette annexe illustre la volonté de la direction Environnement d'appréhender la convention de concession comme un levier d'intégration d'objectifs énergéto-climatiques, mais l'ensemble du document de reconventionnement ne confirme pas cette stratégie. Ainsi, l'annexe 6 – qui recense les indicateurs de performance que le concessionnaire s'engage à transmettre à l'autorité organisatrice – n'intègre pas clairement ces objectifs. Un indicateur concerne la production locale et le nombre de sites raccordés dans l'année avec la puissance injectée, un autre le nombre de sites de production de biométhane raccordés au réseau². Dans l'annexe 4, qui présente les investissements sur les réseaux prévus sur la durée de la concession, un seul point concerne explicitement le déploiement des compteurs communicants. Une première phase de déploiement est prévue entre 2015 à 2019 avec un investissement de 25 millions d'euros en électricité et de 8,1 millions d'euros en gaz³. Ceci ne nous amène pas à remettre en cause l'annexe développement durable, mais plutôt à en nuancer l'importance. Elle n'est pas centrale dans le reconventionnement et ne constitue pas le principal levier de la ville pour redéfinir les objectifs à GEG.

Un cadre de la direction Environnement explique que cette difficulté à obtenir des équilibres spécifiques vient d'une coalition entre les administrateurs de la ville, représentants de l'actionnaire majoritaire, et GEG. De plus, les choix réalisés sont tellement techniques que le conseil municipal qui vote finalement le contrat n'est pas en mesure de les contrebalancer, car il n'a pas la capacité d'en comprendre les enjeux. Dans ce cas, plus que les administrateurs du conseil d'administration, il semble que ce soit la direction générale des services qui tranche en amont des décisions qui pourraient relever des discussions du conseil municipal, mais qui lui parviennent déjà arbitrées. On observe donc ici aussi un certain maintien de l'opacité de la période précédente. Ce processus de reconventionnement n'a donc pas été traité comme un levier pour intégrer des objectifs relevant des directions Urbanisme et Environnement, parce que les enjeux économiques y étaient trop forts et sont restés au cœur des négociations. Cette question n'a pas été fortement politisée, car le conseil municipal n'intervient que pour une validation a posteriori sans avoir été impliqué dans les discussions.

¹ Ibid.

² Annexe 6 « Indicateurs de performance », Ville de Grenoble – GEG, *Cahier des charges concession électricité et gaz*, octobre 2012.

³ Annexe 4 « Investissements Réseaux 2013-2042 », Ville de Grenoble – GEG, *Cahier des charges concession électricité et gaz*, octobre 2012.

La jonction entre le rôle d'autorité organisatrice et les objectifs de politique énergétique urbaine reste limitée tant à Metz qu'à Grenoble. Dans les deux cas, la commune n'a pas transformé ce processus en occasion d'une réelle pression sur son ELD.

2.3 Des approches plus coordonnées vis-à-vis des acteurs paramunicipaux

Un mouvement commun et récent aux deux villes étudiées est la volonté de gérer de manière rassemblée les différents satellites – dans le cas de Grenoble – ou les délégations de service public – dans le cas de Metz. Ce mouvement peut apparaître comme l'opportunité d'une meilleure articulation des différents satellites, mais aussi des différents rôles municipaux à leur égard. Ces nouvelles approches incluant UEM et GEG apparaissent comme un levier pour dépasser les relations historiques d'ordre économique et industriel et y inclure des objectifs en lien avec l'urbanisation des questions énergétiques.

2.3.1 Le Groupe Ville de Grenoble comme recherche d'articulation des rôles de la ville à l'égard des satellites

Depuis 2007, la ville de Grenoble – et plus précisément le maire et son adjoint aux Finances – a réorganisé ses relations avec ses entreprises publiques locales en constituant le Groupe Ville. Pour trouver de nouveaux leviers d'action publique, les élus municipaux ont décidé de sortir d'une conception fragmentée des entreprises publiques locales et de les piloter de manière coordonnée. Lors de la semaine des entreprises publiques locales à Grenoble en 2010, le premier adjoint aux Finances – par ailleurs président de GEG – a expliqué que les entreprises publiques locales, qui emploient 3 000 personnes, constituent des outils de la ville présents tout au long de la vie des Grenoblois et peuvent être considérés comme des forces supplémentaires au service des objectifs municipaux, notamment en termes d'investissement. Les élus municipaux cherchent aussi à renforcer la position de la ville comme actionnaire majoritaire de ces structures. Il s'agit de considérer les satellites comme un ensemble, dans une logique de holding, que l'on peut mettre en parallèle avec la notion de secteur public communal (Lorrain 1977; Lorrain 1990). La ville de Grenoble comprend en effet une partie paramunicipale importante, composée de quatorze satellites aux objets très différents.

Encadré 13: Les quatorze entreprises publiques locales de la ville de Grenoble

INNOVIA (SEM)

Société concessionnaire pour les projets et réalisations d'aménagements urbains
Participation ville : 58% Effectifs : 8

SAGES (SPLA)

Société concessionnaire pour les projets et réalisations d'aménagements urbains
Participation ville : 95%

Régie du Marché d'Intérêt National (EP)

Plate-forme de distribution et de logistique au service des producteurs agricoles
Participation ville : 100% Effectifs : 10

Alpexpo (SEM)

Gestionnaire du Parc des Expositions, du Centre des Congrès et du Summum
Participation ville : 35% Effectifs : 54

Régie du Téléphérique Grenoble-Bastille (EP)

Gestionnaire du site de la Bastille et du téléphérique
Participation ville : 100% Effectifs : 15

Office de Tourisme de Grenoble (EP)

Structure dont la vocation est d'apporter des informations et des services pour le développement du tourisme local
Participation ville : 58% Effectifs : 19

Maison de la Culture - MC2 (EP)

Structure de création et de diffusion de la culture au sens large
Participation ville : 100% Effectifs : 43

Régie 2C (La Chaufferie et Le Ciel) (EP)

Structure d'aide à la création et à la diffusion pour Les musiques amplifiées
Participation ville : 100% Effectifs : 9

École Supérieure d'Art et de Design Grenoble-Valence (EP)

Participation ville : 100% Effectifs : 9

Actis (EP)

Principal organisme immobilier de l'habitat social de l'agglomération grenobloise
Participation ville : 100% Effectifs : 247

Grenoble Habitat (SEM)

Organisme bailleur en matière de logement et de promotion immobilière
Participation ville : 51% Effectifs : 46

Gaz Électricité de Grenoble (SEM)

Gestionnaire de la distribution du gaz et de l'électricité
Participation ville : 50% Effectifs : 415

Compagnie de Chauffage Intercommunale de l'Agglomération Grenobloise (SEM)

Concessionnaire de la distribution du chauffage urbain sur cinq communes de l'agglomération grenobloise dont Grenoble
Participation ville : 52% Effectifs : 194

SPL Eau de Grenoble (SPL)

Gestionnaire de la distribution de l'eau et de l'assainissement de Grenoble
Participation ville : % Effectifs : 80

Source: Site internet de la ville de Grenoble, Le Groupe Ville

Ce projet politique a abouti en juillet 2008 à la Charte du Groupe Ville, qui vise à « permettre à la Ville d'exercer son rôle d'actionnaire de façon optimale aussi bien dans les conseils d'administration qu'à travers le suivi d'indicateurs clés, la concertation et l'anticipation dans la prise de décision¹ ». Il incombe à la direction du Contrôle de gestion externe d'établir cette logique de holding, logique qui se veut à l'intersection des rôles d'autorité organisatrice et d'actionnaire majoritaire.

« À l'occasion de ce nouveau mandat, il s'agissait de voir comment réorganiser les relations entre la Ville et ses SEML et établissements publics, pour d'une part renforcer la coordination, la concertation entre la Ville et ces structures et puis pour renforcer la posture d'actionnaire de la Ville. C'est vraiment la ville actionnaire. [...] Donc renforcer la posture d'actionnaire, que la Ville maîtrise encore davantage tout ce qui est mis en œuvre par ces structures. Parce que ça a un impact financier et stratégique non seulement sur les usagers, mais également sur les structures et indirectement sur la Ville, et puis voilà. Donc renforcement de la posture d'actionnaire, faire en sorte que toutes ces SEML et établissements publics soient des bras armés de la Ville pour mettre en œuvre ses politiques : premier objectif. Faire en sorte que les relations soient plus fluides, qu'il y ait davantage d'anticipation des décisions, davantage de concertation. Et puis bien

¹ Ville de Grenoble, Charte du Groupe Ville, juillet 2008.

maîtriser l'ensemble des décisions et des stratégies qui sont mises en œuvre et qui ont un impact financier. » (un cadre de la direction du Contrôle de gestion externe de la ville de Grenoble, mai 2010)

Le Groupe Ville doit permettre à la ville de piloter les satellites en fonction de ses propres orientations politiques.

« L'idée c'est vraiment que dans toutes les politiques en général, la Ville donne vraiment le la aux satellites. » (un cadre de la direction Environnement de la ville de Grenoble, avril 2010)

Encadré 14: Les principes directeurs de fonctionnement de la Charte du Groupe Ville

<p>Des rendez-vous annuels sont organisés entre la Ville et chacune des structures</p> <p>Les élus représentant la Ville bénéficient, de la part des services de la Ville, de toute l'assistance nécessaire tout au long de la mandature pour assurer leur rôle de façon optimale</p> <p>Les services de la Ville assistent aux conseils d'administration des structures en tant qu'observateurs</p> <p>L'échange mutuel d'informations entre la Ville et les structures est systématisé</p> <p>Les relations avec les actionnaires minoritaires sont développées</p> <p>Une réunion annuelle est organisée sur des sujets transversaux avec le Maire et les membres du Groupe Ville concernés. Les échanges transversaux entre certaines structures du Groupe Ville sont, d'une manière générale, favorisés</p> <p>La charte du Groupe Ville est guidée par des principes d'efficience et de plus-value</p> <p>Ville de Grenoble, <i>Charte du Groupe Ville</i>, juillet 2008</p>
--

Ce rapprochement n'est pas exclusif aux SEML énergie, mais il les intègre dans cette volonté de coordination. L'énergie n'est ainsi pas considérée comme une thématique d'action publique indépendante, mais doit être articulée au sein d'une action publique plus large. Les quatorze satellites sont rassemblés au sein de cinq pôles : aménagement du territoire, développement économique et touristique, culture, logement social et énergies. Une collaboration est instaurée entre la direction du Contrôle de gestion externe et les directions thématiques définies comme référentes pour un ou plusieurs satellites. La direction Environnement est ainsi référente pour GEG, la CCIAG et la Régie des Eaux de Grenoble. Chaque direction thématique élabore avec la direction du Contrôle de gestion externe une « *note d'orientation par thématique* », déterminant des objectifs communs aux satellites concernés, à GEG et à la CCIAG pour le pôle énergie. Cette note est ensuite déclinée en « *lettre de cadrage pluriannuelle par structure* », co-élaborée par le directeur

général adjoint concerné, la direction thématique référente et les directeurs généraux des structures. La lettre est validée par la direction générale de la ville et signée par le maire, l'élus thématique et le président du conseil d'administration¹. Ces deux documents n'ont pas de valeur contractuelle, mais visent à développer une coordination. Cette charte envisage aussi la possibilité pour un représentant de la direction thématique et le directeur du Contrôle de gestion externe d'assister aux conseils d'administration des satellites.

Il est difficile pour les satellites d'accepter ce pilotage et pour les services qui avaient construit des relations directes avec eux de se coordonner avec la direction Contrôle de gestion externe. GEG a participé à l'élaboration de la Charte du Groupe Ville par l'intermédiaire de son directeur général délégué. La note d'orientation thématique énergie a été signée le 1^{er} mars 2010 par le maire, l'adjoint au Développement durable et le conseiller municipal à l'Énergie et aux Espaces verts. Adressée aux deux SEML énergie de la ville, elle vise clairement à considérer ses deux satellites comme des outils de politiques énergétiques locales. *« Pour impulser une politique énergétique volontariste, la Ville bénéficie de deux SAEML, GEG et la CCIAG, concessionnaires de la distribution d'énergie, et producteurs et fournisseurs d'énergie sur le territoire. [...] Les deux SAEML sont des acteurs fortement impliqués dans Grenoble, facteur 4, plan d'actions prioritaires environnementales pour le mandat. Leurs missions de réduction des émissions de gaz à effet de serre, de développement des énergies locales et renouvelables, de recherche et d'innovation, entre autres, doivent s'intégrer pleinement à la politique de développement durable de la Ville. »*² Quatre principales orientations sont définies.

¹ Ville de Grenoble, « Fiche Projet Structurant, Direction du contrôle de gestion externe », *Mise en œuvre de la charte du Groupe Ville*, 28 octobre 2010, p. 2.

² Ville de Grenoble, *Note d'orientation thématique énergie*, 1^{er} mars 2010, 3 p.

Encadré 15: Orientations de la politique de l'énergie de Grenoble fixées pour le mandat 2008-2014

Orientation n°1 : Réduire les émissions

- engagement dans le Plan Climat local
- amélioration de la performance énergétique, et réduction des émissions de gaz à effet de serre, des installations et des réseaux
- accompagnement des clients dans la réduction des consommations énergétiques, via des actions propres et des partenariats avec la Ville, avec une transparence sur la valorisation des CEE
- développement des énergies renouvelables et locales, notamment du photovoltaïque avec un objectif de 1 200 kWc installés sur le territoire d'ici 2012, et de la biomasse afin que le contenu de CO₂ du kWh du réseau de chaleur soit inférieur à 140 g dès 2012/2013

Orientation n°2 : Optimiser la desserte énergétique – schéma directeur des réseaux

- plan stratégique de la production et de la distribution, prenant en compte le développement urbain, les évolutions des besoins (développement des bâtiments basse consommation, amélioration thermique des bâtiments existants, adaptation au changement climatique,...) , les évolutions de réglementation et l'ensemble des réseaux énergétiques existants,
- maintien et enrichissement de la cartographie précise des réseaux nouvellement posés et de l'encombrement du sous sol,
- transparence des investissements liés à la desserte énergétique.

Orientation n°3 : Veiller à la transparence et l'équité sociale des tarifs

- transparence des tarifs
- développement d'un travail de communication et d'explication auprès des usagers sur les tarifs afin de s'assurer de leur bonne compréhension
- accès pour tous, lutte contre la précarité énergétique
- réduction et information sur les nuisances et impacts environnementaux des activités
- coordination avec les services municipaux
- partage des engagements, actions et résultats, en matière de développement durable, avec les usagers, riverains, élus et partenaires

Orientation n°4 : Favoriser l'innovation en matière de gestion énergétique

- engagement dans des initiatives locales de mise en œuvre de technologies ou services innovants autour de l'énergie et du développement durable, notamment dans le cadre des pôles de compétitivité
- participation à des expérimentations et diffusion de solutions nouvelles et d'adaptation au dérèglement climatique

Source : Ville de Grenoble, *Note d'orientation
thématique énergie*, 1^{er} mars 2010, 3 p.

Les réactions au sein de GEG ont été centrées sur le manque de clarté de ces orientations, en partie à cause d'un décalage entre le moment auquel les discussions entre l'ELD et les services municipaux ont eu lieu et la signature de la note.

« On a eu un peu de mal à comprendre d'où elle sortait. On a fait le lien parce qu'effectivement il y avait eu des échanges il y a un an sur le sujet. Donc il y avait

eu quelques échanges, il faut le reconnaître, mais après plus grand-chose donc on n'a pas fait le lien. » (un cadre de la direction Production de GEG, avril 2010)

« Je l'ai pas très bien vécu pour être tout à fait clair. Parce que recevoir un document de deux pages qui me dit ce que GEG doit faire dans les cinq années qui viennent, sans qu'on ait eu vraiment un échange construit avec qui que ce soit sur ce qui était dedans. [...] et puis surtout c'était pas abouti dans les quelques mois qui ont précédé, parce que les échanges ils avaient eu lieu pratiquement un an avant que la lettre ne nous parvienne. » (un cadre dirigeant de GEG, juin 2010)

Un cadre de la direction Réseaux de GEG parle lui aussi d'une concertation faible et reproche à la ville d'avoir fixé des objectifs de développement du photovoltaïque très importants sans que ceux-ci soient portés politiquement¹. Face à cette réaction, la direction du Contrôle de gestion externe de la ville admet des ratés de coordination avec la direction Environnement². Cependant, pour un cadre de cette dernière, ces contestations sont avant tout liées à quelques dossiers disputés avec GEG – notamment concernant l'éclairage public³ – et à la réticence face à l'implication municipale dans le pilotage de l'ELD. Il semble en effet que l'on retrouve à GEG, bien que de manière plus discrète qu'à UEM, une difficulté à accepter cette implication croissante. L'équipe dirigeante a aussi voulu imposer la nécessité d'une plus forte implication de GEG dans l'élaboration de la lettre de cadrage déclinant cette note thématique, signée en 2011.

La lettre de cadrage a été élaborée par la direction Environnement de la ville et la direction Réseaux de GEG, cette dernière ayant assuré la validation des indicateurs au sein de l'ELD. Une partie des indicateurs a été définie par GEG et l'autre par la direction Environnement⁴. L'interlocuteur à GEG semble toutefois avoir pris l'ascendant sur cette élaboration en raison de son expertise technique. Par exemple, suite à la demande par la direction Environnement d'un indicateur sur les extensions de réseaux de gaz, GEG a proposé un indicateur non pas sur les extensions des réseaux, mais sur leur densité de consommation. Ceci permet à l'ELD d'éviter de mettre en évidence l'augmentation de la longueur des réseaux qu'elle exploite et de montrer que le réseau de gaz réduit ses consommations tous les ans.

« Non en fait on a proposé les nôtres, ils en ont rajouté quelques-uns, on a discuté. Par exemple, ce que voulait la direction Environnement, c'était de dire 'moi je veux contrôler vos velléités de conquête'. Donc en clair elle nous dit, 'je vous que vous mettiez un indicateur sur les extensions de réseau.' Alors je lui dis 'c'est compliqué les extensions de réseaux parce qu'extension de réseau ça veut rien dire. Est-ce qu'on parle du réseau, du branchement etc... enfin c'était

¹ Entretien avec un cadre de la direction Réseaux de GEG, mai 2010.

² Entretien avec un cadre de la direction du Contrôle de gestion externe de la ville de Grenoble, mai 2010.

³ Entretien avec un cadre de la direction Environnement de la ville de Grenoble, avril 2010.

⁴ Entretien avec un cadre de la direction Réseaux de GEG, juin 2011.

compliqué. Si c'est branchement on ne le mesure pas, si c'est extension, ça peut être pour d'autres raisons que pour aller prendre un client, ça peut être aussi pour boucler. Tu peux le prendre comme ça, mais je t'en propose un autre. Si ton intérêt c'est de mesurer dans quelle mesure un réseau est utilisé ou pas, moi je te propose de mettre en ratio le km de réseau exploité par rapport à la consommation transitée, plus que le nombre de branchements. Donc la consommation en clair j'ai un réseau qui sert ou qui sert pas. Ça permet de pointer surtout qu'on a un réseau gaz qui perd 2 % de consommation tous les ans.'

Mais ça répond pas à sa question à elle si ?

En partie si. Alors bon ça lui convenait alors on n'est pas allés beaucoup plus loin. » (un cadre de la direction Réseaux de GEG, juin 2011)

Les indicateurs de la lettre de cadrage ne sont donc pas tant imposés par la Ville et négociés avec GEG que proposés par ce dernier. Le processus n'a ainsi pas été complètement maîtrisé par la ville du fait de l'asymétrie d'expertise entre l'ELD et les services municipaux, qui ne disposent pas de l'expertise suffisante pour définir directement leurs objectifs. Malgré le caractère non contraignant des orientations définies, GEG y est très attentif car ces orientations peuvent amener de nouveaux rapports de force.

Malgré cette asymétrie d'expertise et les difficultés à piloter GEG, cette expérience a cependant permis aux services municipaux de développer une coordination entre eux et de diffuser l'idée que les satellites municipaux peuvent constituer des outils dans le cadre d'une action publique définie par la ville. Le Groupe Ville apparaît donc comme un jalon dans la construction d'une intégration de la sphère paramunicipale dans l'action publique de la ville. Dans le cas de GEG, cette expérience semble avoir permis à la direction Environnement de déterminer des objectifs à destination de l'ELD. Elle a aussi montré la difficulté pour GEG d'accepter des indicateurs externes, du fait de son habitude d'autonomie. Ce faisant, une timide intégration des préoccupations énergie-climat dans la gouvernance de GEG a été facilitée, bien que la direction Urbanisme n'y ait pas directement été associée.

2.3.2 Metz, intégrer le contrôle d'UEM dans un contrôle plus général des délégations de service public

On trouve dans le cas de Metz une logique relativement similaire, bien que plus tardive. En 2011, lors de nos entretiens, la mission Contrôle de gestion externe est chargée de rassembler le contrôle de l'ensemble des délégations de service public, regroupées en trois ensembles : stationnement, sports et services à la population, énergie

et eau potable¹. Cette mission a pour objet d'assurer le contrôle des délégations de service public attribuées à des entreprises publiques locales ou à des délégataires privés² et intègre une volonté similaire de coordonner ces contrôles.

L'ensemble énergie et eau potable de ce groupement comprend les deux contrats de concession du réseau de chaleur – Metz Est et Metz Cité – ainsi que la délégation de l'eau potable. Cet ensemble mérite deux précisions. Premièrement, la délégation du gaz n'y est pas incluse : en effet, le contrat de concession avec GRDF n'a pas été renouvelé depuis 2002³, et en l'absence de contrat de concession, il n'y a pas de suivi. Deuxièmement, la délégation de service public de la distribution d'électricité est elle aussi absente de cet ensemble. Bien que n'ayant pas d'explication concernant cette absence, nous pouvons noter qu'elle fait écho à la faible politisation des questions électriques au niveau municipal, déjà mise en évidence. Le périmètre de cet ensemble apparaît donc incomplet et interroge les objectifs municipaux. Le contrôle des délégations de service public inclut la production de tableaux de bord qui recensent des informations financières et techniques concernant le chauffage urbain, comme les nouveaux clients, les travaux de renouvellement et d'extension⁴.

La direction Prévention des risques et Énergie – référente pour les délégations de service public regroupées dans l'ensemble énergie et eau potable – n'est pas favorable à ce projet de gestion coordonnée des délégations de service public. Elle considère en effet qu'il conduit à sortir UEM du contrôle énergétique pour l'intégrer dans un ensemble juridiquement homogène, mais hétérogène en termes d'action publique.

« Donc on va avoir sous la même tutelle aussi bien le crématorium que l'aire d'accueil des nomades et un réseau de chaleur, le réseau d'eau potable. Donc on va essayer de trouver le plus petit dénominateur commun, je ne sais pas comment ça va marcher. »

Ça ne vous plaît pas ?

Ça dépend ce qu'on veut faire. Moi je pense qu'aujourd'hui la gestion d'un réseau de chaleur et d'énergie c'est quasiment un travail à temps plein. » (un cadre de la direction Prévention des risques et Énergie de la ville de Metz, octobre 2011)

¹ Ville de Metz, *Délégations de Service Public Synthèse 2011*, novembre 2012, 85 p.

² Ce qui est plus large que le Groupe Ville grenoblois qui se concentre sur ses nombreuses entreprises publiques locales.

³ À la fin du contrat de concession en 2002, la ville de Metz, par la direction Prévention des risques et Énergie, a souhaité négocier des redevances dans le contrat. Ces redevances étaient inexistantes dans le contrat précédent et la ville souhaite un contrat de 15 ans, et non 30 ans, ainsi que des redevances de 200 000 euros par an et non 60 000 euros. Ces négociations étant au point mort, le contrat n'a pas été renouvelé. GRDF assure cependant toujours la distribution d'électricité, mais en l'absence de cadre juridique.

⁴ Ville de Metz, *Délégations de Service Public Synthèse 2011*, novembre 2012, p. 68.

Alors que la direction Environnement de la ville de Grenoble considère le groupe Ville comme une opportunité pour piloter GEG, la direction Prévention des risques et Énergie à Metz considère cette gestion coordonnée des délégations de service public comme un risque. En effet, elle apparaît comme une menace de réduction de sa capacité d'action basée sur une forte expertise technique par la dissolution du contrôle du chauffage urbain dans un ensemble plus vaste. Ceci s'explique peut-être par un travail moins complet de la mission du Contrôle de gestion externe sur le rôle des directions thématiques référentes. Le manque de transversalité au sein de la ville de Metz apparaît donc comme un frein à une vision partagée de l'énergie au sein des services municipaux, du fait de cultures institutionnelles distinctes et de tensions politiques. Ceci rejaille sur la difficulté à coordonner les différents rôles de la ville. Les relations entre la ville et UEM restent donc essentiellement concentrées au niveau de la direction Prévention des risques et Énergie, dont les compétences techniques sont très importantes et permettent d'assurer un solide contrôle sectoriel de la ville sur UEM.

Ces tentatives de coordination des différents satellites municipaux par les villes de Grenoble et Metz montrent que la présence d'entreprises publiques locales n'implique pas une intégration « naturelle » de leurs activités dans l'action publique urbaine. Ceci nous renvoie à un objectif majeur des villes mis en évidence par Dominique Lorrain : *« La vraie valeur ajoutée du gouvernement local dans des situations d'asymétrie structurelle réside dans sa capacité à intégrer. Son apport réside moins dans le développement de contrôle visant à cadenciser des partenaires que dans la mise en place de coordinations qui permettent de faire converger les efforts. »* (Lorrain 2000, p. 37).

Le développement de l'urbanisation des questions énergétiques n'entraîne pas une territorialisation urbaine de la question énergétique par le biais des relations historiques entre les villes de Metz et Grenoble et leur ELD. Les acteurs portant cette approche participent de manière limitée aux instances de pilotage des ELD et leurs objectifs n'y sont que marginalement intégrés. Ils ne parviennent pas à disposer d'une influence suffisamment importante pour faire évoluer clairement le pilotage à dimension industrielle et économique. Les acteurs historiques gardent la main, avec pour principal objectif la valorisation de la participation municipale à un outil rentable. Les routines politico-administratives instaurées et les rapports de force restent relativement stables. La principale explication semble être que les acteurs porteurs de l'urbanisation des questions énergétiques ne sont pas sur la même « fréquence » que les acteurs historiques de la relation d'actionnaire en termes d'expertise et de représentation. Les rapports des villes de Grenoble et de Metz à leur ELD restent donc caractérisés par des logiques d'actionnaire – et dans une moindre mesure d'autorité organisatrice – essentiellement orientées par des objectifs économiques et industriels.

En second lieu, les tentatives d'intégration de nouveaux enjeux entraînent aussi la mise en évidence de l'asymétrie entre villes et ELD. Ces dernières disposent d'une expertise très spécialisée sur l'énergie, qui n'est que peu partagée dans les communes, ce qui leur assure des marges de manœuvre importantes, comme on l'a vu par exemple concernant la définition d'indicateurs dans la note de cadrage grenobloise. Les villes cherchent à renforcer leur expertise et la place de leurs services dans les conseils d'administration. Ce mouvement, outre qu'il est complexe à développer au sein des systèmes politico-administratifs, fait l'objet de réticences de la part des ELD, avec une difficulté à remettre en cause l'autonomie stratégique dont elles bénéficiaient jusque-là.

Conclusion

Attribuer aux ELD le qualificatif d'outil de politique énergétique urbaine pose problème, bien que ces opérateurs énergétiques locaux constituent formellement un outil à disposition de la commune. Nous avons suggéré deux raisons essentielles à ce constat. D'une part, les relations historiques qui ont été instituées au fil des années sont difficiles à remettre en cause. En effet, l'autonomie historique des ELD en fait des « boîtes noires » pour les communes et rend complexes leur contrôle et leur pilotage. D'autre part, les communes développent des rapports hétérogènes à l'égard de ces structures. Plusieurs réseaux d'acteurs cohabitent au sein des villes. L'ELD est historiquement considérée par les communes comme un outil sectoriel et industriel leur assurant des ressources financières. Le contrôle et le pilotage sont donc orientés autour de ces objectifs : les ELD n'ont pas d'emblée vocation à contribuer à une politique énergétique qui serait définie à l'échelle urbaine. Si les acteurs porteurs d'une approche urbanisée de la question énergétique au sein des municipalités parviennent à s'immiscer dans les instances de pilotage, les demandes stratégiques adressée tant à GEG qu'à UEM restent structurées par la relation historique. La pénétration des logiques d'action de ces deux ensembles d'acteurs reste donc limitée.

L'approfondissement de l'urbanisation des questions énergétiques est cependant en mesure de faire évoluer ces relations. Le levier principal de changement semble devoir passer par une volonté politique forte, seule à même de faire basculer les équilibres ou du moins à davantage intégrer des préoccupations hétérogènes. Si l'analyse du pilotage et du contrôle stratégiques des ELD par les communes au cours du mandat 2008-2014 n'a pas permis d'identifier clairement de telles évolutions, nous verrons dans le chapitre suivant que les acteurs porteurs de l'urbanisation des questions énergétiques développent leurs propres relations avec les ELD, passant non pas par leur régulation et leur contrôle, mais par le développement de projets communs de territoire.

Chapitre 9

L'intégration de l'approche urbaine des questions énergétiques par les projets opérationnels

Le questionnaire que nous avons construit utilise la notion de gouvernement urbain, entendu comme l'analyse de « *la capacité des autorités locales à mettre en œuvre de manière autonome, du fait de leur initiative, des dispositifs d'action publique contribuant à la régulation des sociétés urbaines.* » (Payre 2008, p. 7). Cette approche nous permet d'étudier la place que prend progressivement la dimension urbaine de la question énergétique dans les interactions des communes avec les ELD. Il s'agit de déterminer si l'on peut considérer ces dernières comme des outils de politique énergétique urbaine. La relation stratégique des villes aux ELD reste structurée autour de leurs objectifs industriels et économiques et n'intègre que peu les enjeux énergético-climatiques et urbains. Il nous faut considérer cependant les interactions beaucoup plus opérationnelles et quotidiennes qui existent entre les services municipaux et les ELD, y compris sur ces questions.

Nous analyserons dans ce chapitre des interactions qui illustrent une capacité croissante des villes à peser sur les questions énergétiques dans leur dimension urbaine, ce qui peut sembler proche d'un processus de territorialisation urbaine des questions énergétiques. Cependant, nous allons voir que les pouvoirs sont loin d'être concentrés entre les mains des acteurs politiques urbains. On observe plutôt une relation d'interdépendance croissante entre ville et ELD, au sein de projets partenariaux portant des intérêts communs.

Nous commencerons par présenter rapidement le champ couvert par les interactions entre les acteurs politiques et administratifs municipaux recherchant une urbanisation des questions énergétiques et les ELD, en nous appuyant sur des éléments développés dans les précédents chapitres. Ceci nous permettra d'arriver au cœur de ce chapitre, qui porte sur l'intégration progressive des réseaux énergétiques dans les projets urbains et son impact sur les interactions entre acteurs municipaux et ELD. Nous analyserons ainsi les expériences de coordination des réseaux énergétiques qui sont élaborées dans les cas de Metz et Grenoble.

1 Les projets partenariaux comme vecteurs d'intégration énergético-urbaine

La difficulté des acteurs politiques et administratifs qui portent une approche urbanisée de l'énergie-climat à influencer la relation municipale avec l'ELD n'est pas synonyme d'une absence d'interactions. Ces acteurs municipaux construisent en effet des relations bilatérales avec GEG et UEM dans un cadre opérationnel, par l'élaboration d'outils de planification énergétique, mais surtout par les projets urbains en partie financés dans le cadre d'appels à projets nationaux ou européens.

Les services et élus sensibles à la jonction entre énergie-climat et politique urbaine sont à l'initiative de différents plans d'action peu contraignants tels que des Agendas 21 locaux et des Plans climat énergie territoriaux. Ces outils explicitent des objectifs en termes d'atténuation du changement climatique et d'adaptation à ses effets et cherchent à enclencher une dynamique à la fois interne entre les services municipaux et externe avec des partenaires de leur territoire, dont GEG et UEM (cf chapitre 7). Même si ces outils de planification énergétique apportent une visibilité aux ELD, ils ne constituent pas des opportunités, notamment financières, pour structurer de nouvelles activités et ne contribuent que de manière marginale à leur repositionnement stratégique. Ils relèvent davantage de la mise en ordre a posteriori d'actions dans un projet municipal plus vaste de transition énergétique. Les ELD « jouent le jeu » du partenariat principalement pour asseoir leur position d'acteur énergétique dans leur territoire. Cependant, le cœur de l'articulation des ELD avec les directions sensibles à l'énergie-climat ne se construit pas autour des documents de planification énergétique : il en constitue plutôt l'habillage et la mise en cohérence.

La situation est toute autre concernant les projets urbains, auxquels les ELD comme les communes ont intérêt à contribuer. Les évolutions de l'action publique induite par le développement de ces projets urbains font des gagnants et des perdants. Parmi les acteurs gagnants, Gilles Pinson met en évidence « *la montée en puissance des acteurs et institutions qui, de par leur activité, peuvent faire valoir une expertise sur les systèmes de ressources et de relation – sociales, économiques – proprement locaux. Ainsi, dans les villes étudiées, les agences et institutions publiques et parapubliques territorialisées, ayant un lien organique avec le territoire, comme les universités, les ports, les technopoles, les fondations, les agences d'urbanisme, de promotion du territoire ou de développement économique, sortent gagnantes de la recomposition des agendas urbains et des processus de projet.* » (Pinson 2006, p. 633). Les ELD font partie de cet ensemble d'acteurs territorialisés, qui bénéficient du développement de projets urbains construits de manière partenariale avec les acteurs municipaux. Nous avons en effet étudié dans le chapitre 5 les réponses aux appels à projets urbains sous l'angle des leviers de croissance significatifs qu'ils constituent pour les ELD. Ils permettent à ces dernières d'obtenir des

financements, de structurer leur intervention territoriale et d'ancrer leurs stratégies d'entreprise dans une logique de rapprochement avec les villes.

Nous avons vu que GEG et UEM participent aux appels à projets en développant des installations de production d'énergie (les micro-cogénérations au gaz du projet Concerto de Grenoble, les installations de production et de stockage de chaleur et de froid d'EcoCité à Metz et la centrale hydroélectrique de l'EcoCité grenobloise) ou de *smart grids* (dans l'EcoCité grenobloise). Pour Gilles Pinson, l'implication croissante de ces acteurs locaux « *ne s'est pas faite sous le signe d'une mise sous tutelle par les autorités locales, mais davantage au travers d'une inscription dans les réseaux de projets, dans des systèmes de relations relevant davantage de la coopération que de la hiérarchie* » (*Ibid.*, p. 633-634). Cette caractérisation de relations davantage coopératives que hiérarchiques a été également vérifiée précédemment : les ELD se mobilisent dans ces projets, parce qu'elles y ont intérêt plus que pour répondre aux demandes de la ville.

Cette dynamique de coopération va de pair avec une évolution des acteurs concernés au sein des communes : les acteurs qui portent ces projets au sein des systèmes politico-administratifs sont les services et élus sensibles aux enjeux énergético-climatiques. Les projets urbains en partie financés par des fonds nationaux ou européens renforcent leur rôle dans les équilibres municipaux. La capacité des communes à gouverner leur ELD sur des objectifs énergétiques ne relève donc pas ici des rôles d'actionnaire majoritaire et d'autorité organisatrice – c'est-à-dire du contrôle et d'un rapport hiérarchique –, mais de la coopération autour d'un intérêt commun. C'est donc là que se jouent un certain rapprochement, ainsi que la possibilité pour ces acteurs d'orienter l'action des ELD vers leurs propres objectifs. L'articulation entre enjeux urbains et énergétiques portée par la mission Développement durable et la direction Urbanisme à Metz et par les directions Environnement et Urbanisme à Grenoble impactent davantage les ELD dans le cadre des projets urbains opérationnels que dans celui des instances de pilotage relevant des rôles d'actionnaire majoritaire et d'autorité organisatrice.

Ce fonctionnement partenarial autour de projets urbains interroge la capacité des acteurs politiques à gouverner leur ELD. Contrairement à l'hypothèse que l'urbanisation des questions énergétiques fait des ELD de simples outils de politique énergétique locale et réduit leur autonomie stratégique par rapport aux villes, le différentiel d'expertise en leur faveur contrecarre cette évolution. Les communes sont dépendantes de l'expertise des ELD et de leur capacité à proposer des actions tout en gardant pour l'instant une autonomie opérationnelle. Ce qui se développe est plutôt une logique de « *coups* », liée au caractère « *gagnant-gagnant* » pour les communes et les ELD. Dans ces projets urbains, les collectivités territoriales sont à l'initiative et parviennent à enrôler les ELD parce que ces dernières renforcent leur positionnement territorial et que les interactions croissantes avec les acteurs municipaux porteurs de l'urbanisation des questions énergétiques les aident à saisir des opportunités. On observe donc la construction en cours d'une capacité

des acteurs politiques à gouverner leur ELD, plutôt dans le cadre d'actions énergétiques urbaines partenariales. La dépendance des communes à leur ELD tend toutefois à se réduire avec, d'une part, la politisation de ces projets par les élus et, d'autre part, la montée en expertise progressive des services municipaux, qui permet de limiter l'asymétrie. Ce différentiel d'expertise est en évolution et les services municipaux de Metz et Grenoble peuvent échanger avec l'ELD de manière de plus en plus équilibrée.

2 La coordination des réseaux comme nouveau cadre d'interactions entre ville et ELD

Les projets urbains sont un vecteur d'interactions entre les acteurs municipaux porteurs d'une approche urbanisée des questions énergétiques et les ELD. Au sein de ces projets, la coordination des réseaux de distribution d'énergie prend de l'ampleur et nous apparaît constituer de manière croissante le cœur de ces interactions. Nous allons nous focaliser sur cette dimension spécifique.

La coordination des réseaux se construit en contrepied d'une habitude de juxtaposition des réseaux énergétiques – électricité, gaz et chaleur – dans les territoires urbains et de concurrence entre eux. Le développement de pratiques de coordination vise à répartir les réseaux dans l'espace en attribuant à chacun d'entre eux des zones spécifiques, ce qui amène une répartition des marchés. Les modalités de coordination ne sont pas uniformes et stabilisées, mais se construisent généralement dans la négociation entre communes et les différents distributeurs. Coordonner les réseaux se situe à l'intersection des intérêts industriels et économiques des communes et des ELD et de l'intégration de l'énergie dans les politiques urbaines. Ceci permet aux communes d'assurer une organisation plus rationnelle des réseaux d'énergie dans leur territoire, réseaux qui, rappelons-le, leur appartiennent. Pour les ELD, cette action apporte principalement une sécurisation de leurs investissements.

L'analyse des processus de coordination de leurs dynamiques et leurs tensions, va nous permettre d'interroger plus finement l'hypothèse d'une pénétration entre les deux systèmes d'action au sein des villes vis-à-vis de l'ELD. Nous verrons que la coordination se construit sur la base d'arguments de plus en plus rattachés à une logique d'énergie-climat, ce tant qu'ils ne remettent pas en cause la rentabilité des ELD et donc les transferts financiers vers les communes. Après avoir présenté la progressive construction de l'enjeu de la coordination des réseaux d'énergie, nous verrons comment celui-ci est traité à Metz et Grenoble.

2.1 La coordination des réseaux d'énergie, un enjeu croissant dans les territoires urbains

2.1.1 Une recherche de rentabilité économique et d'efficacité énergétique

Les trois grands réseaux d'énergie – électricité, gaz et chaleur – ont structurellement besoin de prévoir leurs consommations pour assurer leur rentabilité, recouvrir leurs investissements infrastructurels et assurer l'adéquation entre dimensionnement des réseaux et niveau des consommations. Or, cette prédictibilité est limitée car ces réseaux se concurrencent sur leurs usages de chauffage. Cette concurrence concerne principalement le chauffage urbain et le gaz. L'électricité est quant à elle de plus en plus écartée de cette concurrence, car il est difficile de respecter les réglementations thermiques avec ce mode de chauffage et qu'elle est protégée sur ses usages spécifiques (principalement l'éclairage). Cette nécessité de coordination se distingue des enjeux à dimension énergético-climatique, mais elle est renforcée par la définition d'objectifs de réduction des consommations et des émissions de gaz à effet de serre. Les opérateurs doivent anticiper les futurs besoins énergétiques des zones à desservir en prenant en compte une possible baisse des consommations d'énergie.

Malgré cette situation de concurrence, les réseaux énergétiques ont historiquement été organisés en silos. Les infrastructures des réseaux d'électricité, de gaz et de chaleur sont étendues par les opérateurs en fonction de leurs spécificités et de leur rentabilité propre, sans prise en compte des autres réseaux d'énergie. La littérature académique a elle aussi peu analysé les grands réseaux d'infrastructures dans une approche intersectorielle. Ce sont principalement les travaux de l'écologie industrielle qui l'abordent en s'intéressant aux symbioses techniques dans les territoires (Frosch et Gallopoulos 1989; Tranchant et al. 2004; Chertow 2007), questionnements qui émergent dans les analyses de l'articulation entre expérimentations territoriales et fonctionnement général des réseaux (Coutard et Rutherford 2009; Coutard 2010; Coutard et Rutherford 2013). Ces intégrations techniques ne sont cependant pas représentatives de l'étendue des enjeux d'intersectorialité, qui comprennent aussi la recherche d'une limitation du développement parallèle des réseaux d'énergie dont les usages sont similaires.

De manière beaucoup plus récente, la coordination des réseaux de distribution d'énergie est aussi liée à la redécouverte de ces réseaux par les communes et les regroupements auxquels elles ont délégué ce rôle d'autorité organisatrice de l'énergie, en lien avec la mise à l'agenda des enjeux énergético-climatiques. Le rôle d'autorité organisatrice des communes a historiquement été abordé de manière distincte par réseau, mais consiste de plus en plus à avoir une vision d'ensemble cohérente de la desserte énergétique dans le territoire et à assurer la cohérence entre réseaux pour éviter des

infrastructures redondantes¹. Ainsi, certaines communes développent une approche coordonnée² et des regroupements de communes qui disposent de la compétence énergie commencent à élaborer des schémas directeurs de l'énergie pour assurer une meilleure adéquation entre les réseaux de distribution d'énergie et les projets urbains. C'est le cas par exemple de la métropole du Grand Lyon, mais aussi comme nous allons le voir à Grenoble et Metz.

2.1.2 Un enjeu crucial pour les réseaux de chaleur

L'importance croissante de la répartition des réseaux pour limiter les situations de concurrence concerne les trois réseaux, et plus particulièrement les réseaux de chaleur. Du fait de leurs caractéristiques technico-économiques, ces derniers sont plus sensibles à la baisse de la consommation d'énergie que ceux d'électricité et de gaz. Ils sont construits spécifiquement pour distribuer de la chaleur produite par une ou plusieurs sources d'énergie, pour les usages de chauffage et d'eau chaude sanitaire de multiples usagers. La chaleur est distribuée – sous forme de vapeur d'eau ou d'eau chaude – par des réseaux primaires, des canalisations souterraines installées sous la voirie, jusqu'à une sous-station au pied de chaque bâtiment raccordé. Un circuit retour ramène l'eau, une fois la chaleur transmise, jusqu'à la centrale de production pour que celle-ci soit chauffée de nouveau. Des réseaux secondaires dans les bâtiments acheminent ensuite cette chaleur jusqu'aux clients finaux. Les coûts de ces infrastructures de distribution sont importants, la pose d'un mètre de réseau est estimée entre 1 000 et 2 000 euros, en fonction de nombreux facteurs locaux³. Ils fonctionnent dans une logique d'îlots et ne sont pas interconnectés entre eux sur de longues distances⁴ (Summerton 1992, p. 76), ce qui les distingue des réseaux de gaz et d'électricité.

Les spécificités techniques des réseaux de chaleur impliquent de forts liens avec la planification urbaine et l'organisation du bâti. L'équilibre technique et économique des réseaux de chaleur nécessite une forte densité énergétique, c'est-à-dire un maximum de consommation par mètre de réseau. Les opérateurs ciblent ainsi des zones denses (Kelly et Pollitt 2010, p. 6939; Hawkey, Webb et Winskel 2013, p. 23). Par exemple, en France, le choix de la chaleur a historiquement été associé aux grands ensembles construits dans les années 1960 et 1970 (Auby 1982, p. 86; Rocher 2013, p. 26). S'ajoute à cette

¹ CETE de l'Ouest, CETE Méditerranée, CERTU, *Études sur les énergies renouvelables dans les nouveaux aménagements. Conseils pour la mise en œuvre de l'article L128-4 du Code de l'Urbanisme*, décembre 2011, 59 p.

² Un colloque organisé le 27 juin 2012 par la FNCCR et Amorce, la principale organisation nationale de réseaux de chaleur, représentant les collectivités concédantes comme les opérateurs, s'est intéressé à l'organisation distribution d'énergie dans les territoires. Les communes de Besançon, Chelles, Metz ou Dunkerque y ont présenté leurs projets.

³ CETE de l'Ouest, *Constitution d'un réseau de chaleur*, 2011, 2 p.

⁴ Lorsque les centrales de production fonctionnent sur le principe de cogénération, elles sont cependant connectées au réseau d'électricité.

recherche de densité énergétique le besoin d'équilibrer au maximum l'offre et la demande sur une zone réduite, par la mixité d'usages des bâtiments raccordés à l'échelle de la journée, mais aussi des saisons (Hawkey, Webb et Winskel 2013, p. 23). Il s'agit par exemple d'associer des clients qui consomment principalement pendant la journée – comme les bureaux – et d'autres le soir et le week-end – comme les logements¹. Scott Kelly et Michael Pollitt considèrent ces réseaux comme des technologies sur mesure, dont le fonctionnement implique de prendre en considération la fluctuation de la demande et de gérer au mieux cette variabilité par du stockage ou des alternatives d'utilisation des surplus de chaleur (Kelly et Pollitt 2010, p. 6942).

La coordination des réseaux est en premier lieu un moyen pour les opérateurs de réduire la concurrence et d'assurer le fonctionnement des grands systèmes techniques. Dans son ouvrage sur la construction d'un réseau de chauffage urbain dans une ville suédoise à partir de 1979, Jane Summerton traite de la gestion de la concurrence entre les réseaux d'énergie dans le territoire municipal. *“Competing systems can erode the market, undermining the ability to recover fixed costs and threatening the long-term cost-competitiveness of the system. Managers of district heating enterprises strive to achieve maximal market penetration within their service area, the district heating zone. System costs must be distributed among as broad a subscriber base as possible.”* (Summerton 1992). Pour assurer le fonctionnement du chauffage urbain, un partage du territoire municipal est réalisé avec le réseau électrique². Le chauffage urbain dispose d'une zone, délimitée dans un *company's heat plan*, sur laquelle il distribue de la chaleur aux consommateurs finaux de taille importante (comme les propriétaires d'immeuble, les industries et la plupart des bâtiments commerciaux). De son côté, le chauffage électrique est proposé aux petits consommateurs (essentiellement les maisons familiales) et aux consommateurs hors de la zone du chauffage urbain³. Cette limitation de la concurrence, soutenue par la ville, a pour principal objectif d'assurer le fonctionnement économique de l'activité de chauffage urbain.

Les réseaux de chauffage urbain sont à la fois bousculés et valorisés par l'urbanisation des questions énergétiques. Ils sont considérés comme un outil majeur de l'amélioration de l'efficacité énergétique en utilisant des cogénérations à haut rendement ou en installant des pompes à chaleur sur les réseaux (Lund et al. 2010). Les positions de la Commission européenne vont dans ce sens : le schéma directeur pour un réseau

¹ CETE de l'Ouest, *Besoins de chaleur: le principe du foisonnement*, 2012.

² Il n'y a pas de concurrence avec le gaz naturel, ce réseau n'ayant été introduit en Suède qu'à partir de 1985 (Summerton 1992, p. 131-133).

³ Cette répartition du territoire n'a pas empêché la volonté de clients de se raccorder au chauffage électrique bien qu'étant dans la zone du chauffage urbain. La direction générale de l'entreprise municipale a maintenu la prévalence du chauffage urbain, principalement par le biais des *electrical installation permit* qu'il est nécessaire d'obtenir en Suède auprès du distributeur d'électricité (qui assure également la distribution de chaleur) pour installer des équipements électriques (*Ibid.*, p. 223-229).

énergétique européen¹ et la directive Efficacité énergétique de 2012 encouragent le développement et la modernisation des réseaux de chaleur et de froid. Ces réseaux, et plus particulièrement ceux fonctionnant en cogénération, apparaissent comme le principal moyen d'augmenter la proportion d'énergie renouvelable dans les consommations énergétiques urbaines. La conversion des centrales de production approvisionnées en charbon et en gaz par de la biomasse ou de la chaleur fatale issue de l'incinération permet ainsi de réduire la dépendance à une source d'énergie primaire unique (Grohnheit et Gram Mortensen 2003, p. 818-819; Kelly et Pollitt 2010, p. 6939; Hawkey, Webb et Winskel 2013; Rocher 2013). Elle permet aussi d'accroître plus facilement la part d'énergie renouvelable dans le mix énergétique que dans le cas de politiques orientées vers les individus, car les négociations sont centralisées entre la commune et l'opérateur.

Ces nouveaux objectifs peuvent être considérés comme des opportunités pour les réseaux de chaleur, mais bousculent aussi leur fonctionnement. Par exemple, en Suède, la réduction de la demande implique qu'ils se trouvent dans une phase de stagnation, due à l'efficacité énergétique accrue des bâtiments, à la concurrence entre les solutions de distribution énergétique et à la montée des températures, en dépit de l'augmentation de leur part de marché, de politiques favorables et de la croissance des systèmes (Magnusson 2012). Ce paradoxe est particulièrement fort dans les écoquartiers, dans lesquels les baisses des consommations énergétiques constituent un objectif central. S'appuyant sur le cas de l'écoquartier Vauban à Freiburg (Allemagne), Philipp Späth discute l'intérêt de raccorder des logements aux consommations très réduites à un réseau de chaleur. Le raccordement au réseau de chaleur des logements du quartier – rendu obligatoire par l'administration municipale – ne satisfait pas les habitants des logements à faible consommation énergétique, car malgré la baisse de leurs consommations, leur facture d'énergie reste élevée du fait des coûts fixes du réseau². Ils se sont donc mobilisés pour avoir la possibilité de ne pas se raccorder au réseau de chaleur. Après des négociations, la municipalité a accepté cette possibilité de choix, mais à des conditions tellement drastiques³ que seul un faible nombre d'usagers s'est déconnecté (Späth 2005). Dans ce cas, le choix municipal d'approvisionnement du quartier semble s'être concentré sur l'intérêt du réseau de chaleur comme vecteur d'énergie renouvelable sans une interrogation sur le modèle économique et technique.

On retrouve cet enjeu de la combinaison entre bâtiments basse consommation et raccordement au chauffage urbain dans l'analyse d'un projet urbain norvégien. La ville a imposé le raccordement pour assurer la rentabilité des infrastructures du réseau et réduire

¹ Commission européenne, *Priorités en matière d'infrastructures énergétiques pour 2020 et au-delà. Schéma directeur pour un réseau énergétique européen intégré*, COM/2010/0677, 2010, 52 p.

² Cette articulation entre coûts fixes et coûts variables fait écho à ce qui se passe dans les villes rétrécissantes, pose la question de la rentabilité des réseaux, mais sur des infrastructures déjà existantes (Gamberini 2011).

³ Il faut pour cela que le bâtiment ait une consommation inférieure à 15 kWh/m²/an ; que soit installé un panneau solaire supplémentaire et que le chauffage ne soit pas électrique (Späth 2005).

la part du chauffage électrique. Les promoteurs se sont opposés à cette obligation à cause de l'importance des investissements cumulés pour l'efficacité énergétique des bâtiments et pour les installations de chauffage urbain, qui limitent la rentabilité des projets. Face au refus de la ville de revenir sur cette obligation, ils ont finalement construit des bâtiments moins vertueux (Thyholt et Hestnes 2008). Laurence Rocher insiste elle aussi sur cette tension entre la pertinence environnementale et sociale d'une desserte collective par le réseau de chauffage urbain lorsque les économies d'énergies des usagers augmentent. Ainsi, dans un écoquartier lyonnais, après une première phase du projet marquée par la recherche d'autonomie énergétique des immeubles, la deuxième phase est revenue à la possibilité de raccordement (Rocher 2013, p. 30-32).

Amorce, la principale association française concernant les réseaux de chaleur¹, réfute l'idée selon laquelle les réseaux de chaleur ne seraient pas adaptés aux écoquartiers. Elle a réalisé en 2011 deux études dans ce sens pour justifier la légitimité des réseaux de chaleur pour des bâtiments basse consommation. Elle remet en cause le renoncement systématique à la solution des réseaux de chaleur dans des écoquartiers et affirme la nécessité d'objectiver les choix énergétiques dans ces quartiers et de choisir les modes d'approvisionnement à partir d'études en coût global en montrant que les baisses de consommations d'énergie impliquent de faire évoluer leur fonctionnement économique et technique et non d'écarter a priori ces réseaux². Elle propose quatorze solutions techniques – principalement une baisse des températures utilisées dans les réseaux ainsi que la sur-isolation de ces derniers³ – pour optimiser les réseaux de chaleur dans un contexte de développement des bâtiments basse consommation.

En résumé, les réseaux de chaleur font face à deux ensembles de contradictions : d'une part entre l'intégration des énergies renouvelables et la pertinence de réseaux dont les coûts d'infrastructures très élevés (Rocher 2013, p. 30-34) ; d'autre part entre le besoin d'une consommation garantie pour assurer les économies d'échelle et les incitations à des économies d'énergie. Ces questions, principalement étudiées dans le cas des réseaux de chaleur, du fait de leurs caractéristiques technico-économiques – réseaux de petite taille, besoin de densité énergétique et d'équilibrage entre offre et demande à petite échelle – concernent aussi le gaz, dont les réseaux sont étendus uniquement lorsque leur rentabilité est assurée. Du fait des usages finaux spécifiques, les réseaux d'électricité ne relèvent pas de la même problématique et l'enjeu est davantage celui du dimensionnement.

¹ Fondée en 1987, l'association regroupe des collectivités locales et des professionnels. Lieu d'échange et d'informations sur les questions de déchets et d'énergie, Amorce est aussi force de propositions notamment à l'échelle nationale et européenne.

² Amorce, « Réseaux de chaleur et BBC: l'équation impossible? », *RCE12*, mai 2011, 64 p.

³ Amorce et Inddigo, « Solutions techniques pour optimiser les réseaux de chaleur dans un contexte de développement de bâtiments basse consommation », *RCT34*, mai 2011, 33 p.

2.2 La valorisation du chauffage urbain dans le territoire messin

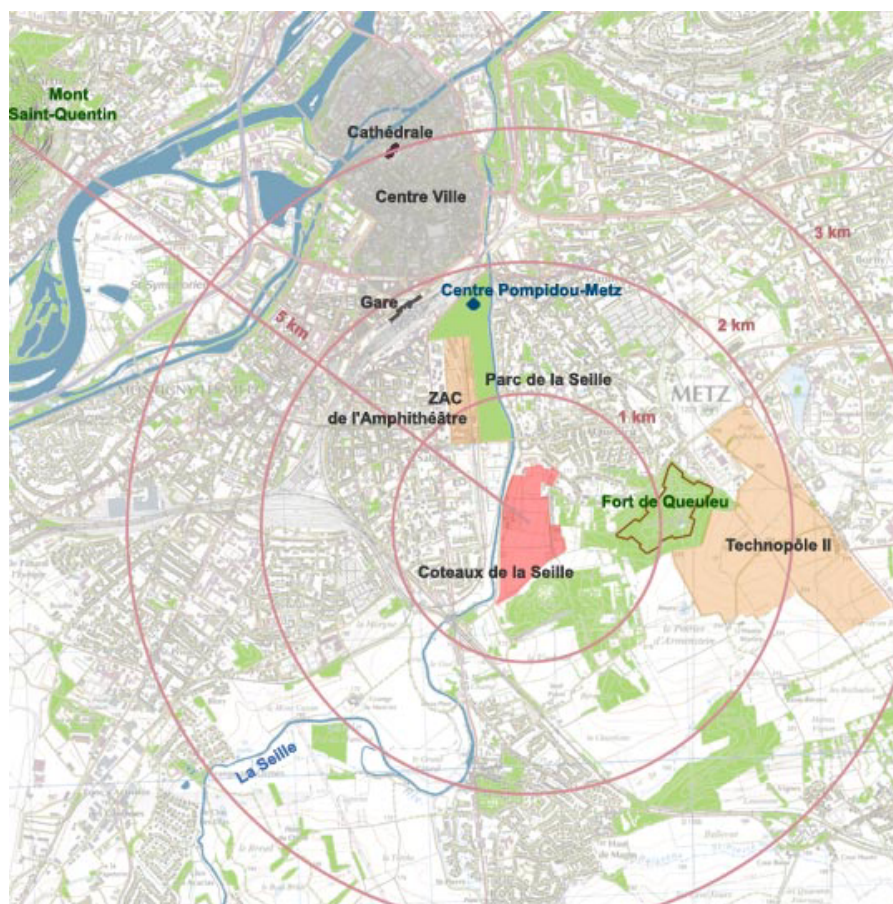
La ville de Metz a choisi depuis de nombreuses années de soutenir le chauffage urbain, ce qui aboutit à un réseau très développé, desservant 25 000 équivalents logements dans le territoire municipal. Ce choix est aujourd'hui reconfiguré au sein des politiques énergie-climat. La ville de Metz et UEM font face aux contradictions présentées ci-dessus dans les choix énergétiques urbains qu'elles construisent. La question s'est plus particulièrement posée lors du choix concernant l'approvisionnement du premier écoquartier de Metz, les Coteaux de la Seille, dont nous retraçons les tensions et les ambivalences pour comprendre la manière dont s'articulent planification urbaine et organisation des réseaux énergétiques.

2.2.1 Un raccordement sous tension au chauffage urbain

Les Coteaux de la Seille est le premier écoquartier de la ville de Metz. La zone d'aménagement concerté a été créée en 2007 sur 32 hectares – alors des vergers et des terrains cultivés – au sud du territoire communal. En 2009, le projet est adapté pour répondre à l'appel d'offres national EcoQuartier et devient la première initiative messine d'urbanisme durable à l'échelle d'un quartier. Cette adaptation est portée par la direction Urbanisme, en lien avec la mission Développement durable. La redéfinition du projet conduit à une densification – le nombre de logements prévus passe de 1 200 à 1 600 – et à la création d'une ligne de transports en commun en site propre. Le projet comprend des objectifs de limitation des consommations d'énergie pour les bâtiments¹ et quelques bâtiments à énergie positive.

¹ Ce qui correspond à la réglementation thermique 2012, qui impose consommation maximale de 50 kWh_{ep}/(m²/an) pour les bâtiments neufs.

Carte 11: Localisation de la ZAC des Coteaux de la Seille



Source : Panerai & Associés (maître d'œuvre du projet)

La décision de raccorder cet écoquartier au réseau de chaleur a provoqué des tensions au sein de la ville entre les acteurs historiques de la relation à UEM et les acteurs porteurs d'un urbanisme durable. Les premiers sont en faveur de l'extension du chauffage urbain dans le territoire municipal. Cette coalition comprend l'ELD (dont principalement la direction Production, en charge de chauffage urbain) et la direction Prévention des risques et Énergie ainsi que le maire et l'adjoint au Développement économique et au Commerce. Face à cette coalition, la direction Urbanisme et la mission Développement durable sont davantage favorables à des choix au cas par cas, sans préférence a priori pour le chauffage urbain.

Une position ancienne de la ville en faveur du chauffage urbain relégitimée par sa décarbonisation

En 1956, la ville de Metz a choisi de développer le chauffage urbain dans son territoire, sur proposition d'UEM. Ce choix stratégique a initialement été pris par l'ELD pour maximiser le rendement de son activité de production d'électricité historique en utilisant l'énergie fatale de son outil de production, une centrale de cogénération à partir

de charbon, de fioul, de gaz et de chaleur fatale issue de l'incinération de déchets¹. À partir des années 1980, le soutien municipal aux réseaux de chaleur gérés par l'opérateur public et par l'opérateur privé est assuré par la direction Prévention des risques et Énergie, qui les contrôle et facilite leur extension territoriale, en utilisant les multiples leviers à la disposition des collectivités locales pour soutenir les opérateurs de chauffage urbain (Kelly et Pollitt 2010, p. 6942-6943). Ce soutien, lié à la conviction de l'avantage que procure ce réseau aux habitants, passe par la connexion des bâtiments municipaux et une incitation des autres clients publics – région, université – à se raccorder au réseau.

Malgré cette position, certains aménagements urbains au cours des années 1980 et 1990 ne prennent pas en compte le chauffage urbain. La direction Prévention des risques et Énergie est alors en conflit avec la direction Urbanisme qui ne s'implique pas fortement sur la dimension énergétique de ces aménagements, ce qui ne favorise pas le chauffage urbain. En effet, davantage que les autres réseaux, le chauffage urbain doit faire l'objet d'un certain volontarisme politique, car il ne constitue pas le choix par défaut et doit être intégré au projet d'aménagement dès son origine. Dans les années 1990, sur un quartier d'aménagement tertiaire, les trois réseaux d'énergie – électricité, gaz et chaleur – ont été construits et surdimensionnés, ce qui a entraîné des surinvestissements et une concurrence. La rentabilité des installations en a été limitée et les coûts répercutés sur les usagers. Dans un autre cas, des réseaux de gaz et de chaleur ont été installés en parallèle. L'opérateur de gaz GDF a adopté une stratégie offensive pour obtenir un maximum de raccordements, ce qui a réduit les raccordements au réseau de chaleur et n'a pas permis à UEM de rentabiliser les investissements². Toutefois, à l'exception de ces doublons contre-productifs dans l'organisation des réseaux, le chauffage urbain est valorisé dans le territoire communal depuis de nombreuses années.

Le soutien de la ville est renforcé avec les objectifs d'augmentation de la part d'énergie renouvelable dans le réseau de chaleur d'UEM principalement par l'adjonction d'une unité de production biomasse à sa centrale principale de production, mise en service en 2012, qui fait du réseau de chaleur un levier de décarbonisation du mix énergétique primaire du territoire messin valorisé par les porteurs d'une approche urbaine de l'énergie, en charge du projet de l'écoquartier. La position municipale sur la répartition des réseaux d'énergie est la suivante : le chauffage urbain, en tant que vecteur d'énergie renouvelable, est prioritaire sur les zones denses du territoire communal et sur les projets de développement. Cette valorisation du chauffage urbain coïncide avec l'évolution de la législation française. Ainsi, une étude du potentiel de développement en énergies renouvelables doit être réalisée pour toutes les opérations d'aménagement faisant l'objet d'une étude d'impact et doit en particulier analyser l'opportunité de construire un réseau

¹ De 1956 à 1961, la chaleur et l'électricité sont produites alternativement en fonction des tarifs de l'électricité, mais depuis 1961, elles sont produites simultanément.

² Duc Didier, ville de Metz, « La distribution d'énergie dans les territoires : quels leviers, quelle gouvernance pour atteindre les 3x20 ? », Paris, 12 juin 2012.

de chaleur ou de privilégier le raccordement à un réseau existant qui a recours aux énergies renouvelables et de récupération¹. Toujours dans cette perspective de valorisation des réseaux de chaleur pour atteindre les objectifs du 3x20, le classement des réseaux permet aux communes d'imposer le raccordement des bâtiments à ces réseaux (Rocher 2013)², s'ils produisent plus de 50 % d'énergie renouvelable³. Le réseau de gaz, qui est une énergie fossile, mais moins émettrice de CO₂ que le fioul, est envisagé pour remplacer le fioul et développé dans les zones peu denses à la périphérie du territoire municipal. Le réseau d'électricité est quant à lui cantonné aux usages spécifiques de l'électricité et ne vise pas à chauffer les bâtiments⁴. Selon ce principe général de répartition, l'écoquartier des Coteaux de la Seille doit être raccordé au chauffage urbain, mais son application a fait l'objet de négociations complexes.

Des tensions concernant le choix de l'approvisionnement énergétique

Un conflit a opposé les services municipaux entre eux sur la manière de choisir l'approvisionnement énergétique de l'écoquartier. Il s'agit en effet d'un cas limite qui nécessite d'explicitier le choix du chauffage urbain et ses déterminants, car la faiblesse des consommations d'énergie prévues ne semble pas favoriser le chauffage urbain.

Une première tension concerne l'échelle à privilégier dans la répartition. Elle illustre une divergence concernant l'articulation entre projet urbain et approvisionnement énergétique.

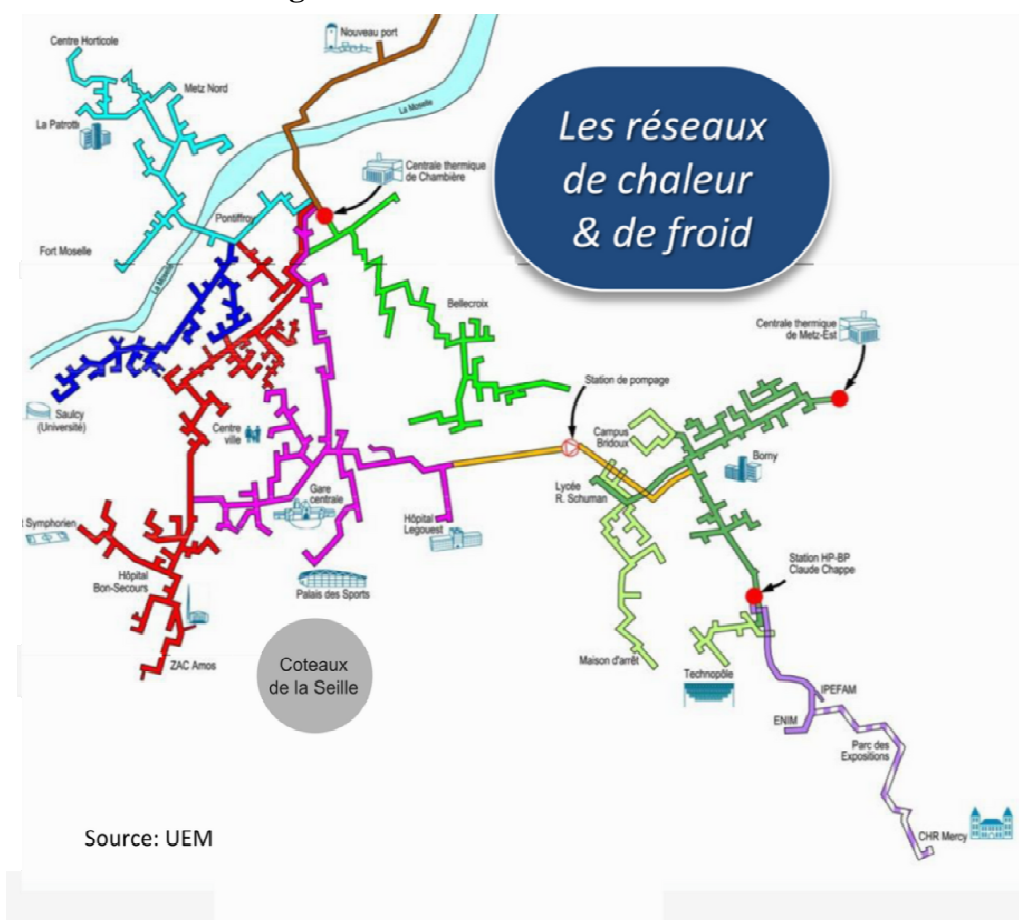
¹ Article 8 de la loi n° 2009-967 du 3 août 2009 de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement (1), Article L-128-4 du Code de l'urbanisme.

² Le classement est cependant peu utilisé par les communes, car trop strict et allant à l'encontre du « *paradigme néo-libéral de mise en concurrence* » donnant une forte importance au choix de son énergie par le consommateur (Poupeau 2013).

³ Article 85-II de la loi Grenelle 2.

⁴ Ibid.

Carte 12: Organisation des réseaux de chaleur d'UEM



Pour la direction Urbanisme et la mission Développement durable, l’approvisionnement énergétique doit être adapté au maximum aux spécificités du projet urbain, pour répondre à la volonté exprimée par les élus municipaux d’une exemplarité environnementale à l’échelle de la ZAC. Lorsqu’elle travaille sur une ZAC, la direction Urbanisme a des échelles de réflexion au niveau de l’immeuble. Dans cette logique, la mission Développement durable explique avoir proposé, sans succès, l’instauration d’un micro-réseau de chaleur indépendant du réseau d’UEM, basé sur des techniques plus adaptées aux spécificités de l’écoquartier. D’autres solutions seraient par exemple des pompes à chaleur à l’échelle des bâtiments.

Pour la direction Urbanisme et la mission Développement durable, l’approvisionnement énergétique des Coteaux de la Seille doit donc être défini par rapport à ses spécificités urbaines, ce qui exclut le chauffage urbain, qu’ils ne considèrent pas comme la solution la plus appropriée pour l’écoquartier. Les consommations prévues des bâtiments sont trop faibles par rapport aux coûts d’infrastructures, ce qui risquerait de mettre en cause la rentabilité du réseau et le niveau des tarifs, comme Philipp Späth l’a observé dans le cas du quartier Vauban à Freiburg (Späth 2005). Cette position correspond à ce que Taoufik Souami a observé concernant l’approvisionnement énergétique de nombreux écoquartiers. Leur desserte repose généralement sur un principe

de « *sur-mesure énergétique* », qui permet d'atteindre l'exemplarité recherchée (Souami 2007a).

« Plus ça va aller et plus il va falloir qu'on réfléchisse sur des périmètres de plus en plus larges pour continuer à intégrer l'UEM. Si on reste sur des réflexions très contraintes à l'immeuble c'est vrai que l'intérêt de l'UEM va s'amenuiser. Parce qu'elle a un système de production industriel et pour optimiser elle a besoin d'îlots et quasiment de quartiers entiers. Mais de moins en moins, l'immeuble par lui-même va avoir un intérêt pour elle. » (un cadre de la direction Urbanisme de la ville de Metz, novembre 2011)

La direction Prévention des risques et Énergie conserve pour l'écoquartier sa position générale d'une priorité accordée au chauffage urbain. Cette position s'explique par le caractère plus global de son objectif en faveur du développement du chauffage urbain dans le territoire municipal, perçu comme positif en termes environnementaux et économiques. Cette logique est liée à l'opposition entre grands réseaux techniques et alternatives décentralisées, ces dernières questionnant les objectifs de solidarité propres aux grands systèmes techniques (Coutard et Rutherford 2013; Rocher 2013, p. 24). Étudiant la politique énergétique de Stockholm et de son écoquartier emblématique Hammarby Sjöstad, Jonathan Rutherford montre – en lien avec le débat autour du *splintering urbanism* (Graham et Marvin 2001) – que l'approvisionnement énergétique décentralisé de l'écoquartier remet en cause la solidarité territoriale des grands systèmes techniques (Rutherford 2008, p. 1878-1879). Si le chauffage urbain peut approvisionner l'écoquartier, la direction Prévention des risques et Énergie estime qu'il faut le faire même si ce n'est pas le choix le plus adapté pour ce projet spécifique. L'échelle principale de détermination des équilibres énergétiques doit être celle de la ville, ce qui correspond aux objectifs de solidarisation territoriale et sociale attribués au chauffage urbain (Rocher 2013, p. 24). La direction Prévention des risques et Énergie et UEM s'inscrivent donc dans la continuité de la politique générale de répartition des réseaux et considèrent l'écoquartier comme une zone de développement classique.

La tension au sein des services municipaux s'explique donc par une différence d'approche de l'échelle qui doit primer dans les choix d'approvisionnement énergétique et peut être éclairée par le débat concernant les fonctions intégratives des *large technical system* dans les territoires. Le chauffage urbain est considéré par les uns comme un système d'échelle urbaine, contre la conception d'une distribution d'énergie sur mesure des autres. Les manières de concevoir le système sont fonction des expertises et des rôles différenciés au sein du système politico-administratif municipal. C'est finalement le maire qui a tranché ce conflit, en arbitrant en faveur d'un approvisionnement de l'écoquartier par le chauffage urbain. L'échelle privilégiée de planification énergétique a donc été celle du territoire municipal, avec une volonté de valoriser l'outil du réseau de chaleur.

En lien avec la première tension, la direction Urbanisme considère que le choix du chauffage urbain est basé sur des enjeux relatifs à la rentabilité de l'opérateur et non à sa dimension urbaine. Le choix du chauffage urbain pour l'écoquartier et plus largement pour le territoire municipal relève-t-il en premier lieu d'une volonté d'élaborer une politique d'aménagement urbain qui intègre la dimension énergétique ? Il peut s'inscrire dans une ambition d'assurer le raccordement à un réseau vecteur d'énergie renouvelable mais aussi de solidarité territoriale (Rocher 2013). C'est en tout cas la conviction de la direction Prévention des risques et Énergie ainsi que des élus en faveur de cet outil.

Mais pour la direction Urbanisme, le chauffage urbain n'est pas suffisamment appréhendé comme un outil d'aménagement. La planification urbaine ne bénéficie pas d'une expertise technique sur l'énergie et la discussion entre directions n'est pas engagée sur les projets d'aménagement, la direction Prévention des risques et Énergie se cantonnant au contrôle de l'opérateur dans sa dimension sectorielle.

« Après [la direction Prévention des risques et Énergie] ils ont une vision purement énergie et bon c'est... voilà il faut des fois qu'on s'entende aussi sur l'objectif au final de la ville. Parce qu'au final c'est pour ça que nous Développement durable c'est bien quelque part aussi qu'on soit un peu déconnectés de ça. C'est extrêmement important parce qu'eux ils ont une vision, 'il faut qu'on fasse consommer', parce que pour rentrer du budget il faut faire consommer. Nous on est là à dire, développement durable, 'ok il faut faire rentrer du budget pour la ville, il faut que la ville elle fonctionne etc, mais demain c'est quoi l'enjeu ? Demain l'enjeu c'est l'évolution des coûts de l'énergie.' Alors ça ils tiennent aussi ce discours-là, ils vous en parleront peut-être aussi je ne dis pas le contraire, mais après dans les faits c'est différent. C'est-à-dire que nous on dit 'ok ben dans ce cas ce qu'il faut faire c'est monter des agences locales de l'énergie entre autres, mais aussi avoir dans les projets d'urbanisme, dans les projets que nous on porte, ville de Metz, avoir une vraie réflexion là-dessus sur l'énergie, pas se dire tout de suite chauffage urbain'. C'est est-ce que c'est pertinent, est-ce que c'est vraiment pertinent, dans l'avenir. Et là c'est plus compliqué. » (un cadre de la mission Développement durable de la ville de Metz, septembre 2011)

La direction Urbanisme reproche à cette dernière de ne pas prendre suffisamment en compte les enjeux urbains des choix énergétiques et de ne pas considérer UEM comme un outil d'aménagement du territoire par l'aménagement des réseaux d'énergie.

« Il n'y a pas eu jusqu'à présent de travail entre l'aménagement du territoire et la composante de l'aménagement du territoire qui est l'aménagement du réseau. Et il y a eu une forme de dissociation : 'moi je gère ma délégation de service public, toi tu gères ton aménagement' et on n'a pas géré la délégation de service public comme un outil d'aménagement. » (un cadre de la direction Urbanisme de la ville de Metz, novembre 2011)

On peut ainsi se demander si le choix du raccordement au chauffage urbain n'est pas davantage porté par la recherche du maintien de l'équilibre économique d'UEM, dans une ambition en premier lieu sectorielle. La ville a soutenu depuis de nombreuses années le développement d'un outil coûteux et lourd sur le plan infrastructurel, qui a besoin de croître pour assurer la rentabilité de ses installations. Remettre en cause ce choix structurant en stoppant son expansion et le portage politique dont il fait l'objet serait lourd de conséquences pour l'opérateur et pour l'approvisionnement énergétique des usagers. Le chauffage urbain étant valorisé par la ville comme outil de politique énergétique urbaine, ne pas l'utiliser dans le premier écoquartier de la ville apparaîtrait comme contradictoire et le dévaloriserait dans son ensemble. S'y ajoute le fait qu'en raison des 8,5 millions d'euros de dividendes qu'UEM verse annuellement¹, la ville a économiquement intérêt à l'extension territoriale du réseau dans un contexte peu concurrentiel. Les critères de choix de desserte apparaissent largement basés sur des enjeux économiques, relatifs à la rentabilité de l'opérateur, donc au sous-système historique de relations entre la ville et l'ELD.

Il est important de noter que ces deux critères ne sont pas forcément antagonistes. Cependant, ce conflit entre deux approches suscite un questionnement sur les conditions de coordination interne à la ville concernant ses choix d'approvisionnement énergétique. En effet, dans cette négociation autour de l'approvisionnement de l'écoquartier, la ville s'est révélée démunie et dépourvue d'une « vision » propre sur ces questions.

Assurer l'équilibre technique et économique du réseau de chaleur à l'échelle du quartier

Malgré l'arbitrage de la ville en faveur du chauffage urbain, UEM doit proposer une solution énergétique viable économiquement et techniquement à l'échelle de l'écoquartier. L'opérateur a ainsi réalisé une étude économique incluant des calculs de consommation énergétique, à partir de données fournies par la direction Urbanisme. Cette étude a abouti au constat de la non viabilité économique du raccordement de cette ZAC² et à la nécessité de trouver de nouvelles solutions. On peut distinguer deux ensembles d'adaptation.

Dans un premier temps, ces adaptations sont techniques. Un premier élément permettant la rentabilité du réseau de chaleur consiste à lui assurer le monopole sur l'écoquartier, en ne l'approvisionnant pas en gaz, principal concurrent du chauffage urbain pour les usages de chaleur dans les bâtiments neufs³. Le choix de la desserte

¹ L'activité de chauffage urbain représente 19 % du chiffre d'affaires de l'ELD, soit 30 millions d'euros sur 159 millions d'euros au total en 2013 (UEM, *Faits marquants*, 2013, p. 21).

² Entretien avec un cadre de la direction Production d'UEM, septembre 2011.

³ Pour atteindre les objectifs de consommation des bâtiments définis par la réglementation thermique, il est difficile d'installer du chauffage électrique.

énergétique des Coteaux de la Seille n'a pas fait l'objet d'une mise en concurrence entre plusieurs projets de raccordement. Une étude économique a été demandée à UEM pour le chauffage urbain, mais ça n'a pas été le cas pour le gaz¹. Ce choix de ne pas développer le réseau de gaz conduit de fait à une obligation de raccordement des bâtiments des Coteaux de la Seille au chauffage urbain pour l'aménageur et les promoteurs. Cette absence de concurrence permet à UEM d'optimiser la densité énergétique et de calculer la rentabilité de ses investissements en intégrant l'ensemble des clients de l'écoquartier.

Une autre adaptation relève des infrastructures de distribution elles-mêmes. Pour assurer un retour sur investissement suffisant, UEM a prévu d'installer une boucle d'eau tiède, ce qui consiste à réduire la température à laquelle la chaleur est transportée et distribuée. Le réseau principal qui part de la centrale transporte de la chaleur à 140 °C en hiver et 110 °C en été. Ces températures élevées entraînent des investissements infrastructurels très importants. Sur le réseau de l'écoquartier, il est prévu de baisser ces températures à 80 °C, ce qui permet de réduire les pertes techniques. La chaleur est produite et transportée par le réseau principal, mais la température est baissée lorsqu'elle parvient à l'entrée du quartier. Cette solution conserve le principe d'un raccordement au réseau principal tout en l'adaptant à la réalité des consommations. Dissocier les réseaux poserait problème en limitant la possibilité d'un équilibre économique sur l'ensemble des clients et de leurs consommations d'énergie. Ces adaptations techniques apparaissent comme indispensables, mais ne suffisent pas à assurer la rentabilité du réseau sur la ZAC des Coteaux de la Seille.

S'y ajoutent des adaptations d'ordre économique. Suite à l'étude économique d'UEM sur l'écoquartier, une négociation s'est engagée avec les directions Urbanisme et Prévention des risques et Énergie. La direction Production d'UEM explique que pour assurer la rentabilité du réseau, outre les adaptations techniques, il est nécessaire que les réseaux intérieurs soient pris en charge par l'aménageur. Ainsi, les infrastructures de distribution amenant la chaleur jusqu'à la ZAC sont financées par UEM, tandis que l'aménageur finance les réseaux au sein de la ZAC. Du fait de sa volonté de développer le réseau de chaleur, la ville a accepté cette proposition. Une convention de financement des réseaux, qui comprend un montant prévisionnel des investissements, est signée. Le financement des réseaux intérieurs est donc externalisé pour UEM et intégré au bilan de ZAC à la ligne de dépense « *voirie réseaux divers* », qui comprend principalement la voirie, les réseaux d'eau et, ici, le chauffage urbain. La direction Production d'UEM estime ce coût entre 300 et 500 000 euros². Précisons qu'il ne s'agit pas d'un financement, mais plutôt d'un préfinancement pour l'aménageur, car celui-ci inclut le coût des aménagements et donc ici des réseaux dans le prix de cession de charges foncières, c'est-à-dire le prix de vente des terrains. Le coût des réseaux intérieurs de

¹ Entretien avec un cadre de la direction Urbanisme de la ville de Metz, novembre 2011.

² Entretien avec un cadre de la direction Production d'UEM, septembre 2011.

chauffage urbain est donc reporté sur la charge foncière. Ce sont donc les promoteurs qui paient les réseaux intérieurs du chauffage urbain avant de les refacturer aux clients¹. Ce choix de faire financer les réseaux intérieurs par l'aménageur et non par le concessionnaire permet de rentabiliser l'investissement malgré les faibles consommations.

Un dernier élément pour justifier l'intérêt de développer le réseau de chauffage urbain jusqu'aux Coteaux de la Seille consiste à élargir le calcul de rentabilité des investissements en incluant les clients raccordés sur le trajet. Ce calcul ne peut être intégré au bilan de ZAC, qui porte exclusivement sur le territoire de l'opération, mais il est crucial pour l'opérateur qui calcule la rentabilité de ses choix à l'échelle de son réseau. Ce calcul permet aussi de justifier le raccordement de l'écoquartier auprès de la ville, dont il conforte la politique générale de développement du chauffage urbain.

Ces négociations entre les services municipaux et l'opérateur ont ainsi rendu possible l'ajustement de la solution du chauffage urbain aux spécificités du quartier raccordé, dans le but de maintenir sa viabilité économique. À travers elles, on décèle dans les relations opérationnelles l'importance croissante de nouveaux acteurs – la direction Urbanisme et la mission Développement durable – qui tentent de faire des questions énergétiques un aspect de leurs projets urbains.

Les choix énergétiques de la ville sont conditionnés par les infrastructures héritées. La présence de réseaux aux coûts infrastructurels importants – comme les réseaux de chaleur – conditionne les choix énergétiques municipaux pour de nombreuses années. La remise en cause du réseau de chaleur serait lourde de conséquences sur les plans politique et économique. Cette position municipale pro-chauffage urbain n'est cependant pas seulement liée aux aspects technologiques et infrastructurels, mais aussi au fort soutien de la direction Prévention des risques et Énergie, en dépit des tensions avec les autres services municipaux. L'activité de chauffage urbain d'UEM, relégitimée par la stratégie de décarbonisation en cours, dépend ainsi d'un ensemble de représentations et de traditions persistantes (Hommels 2005). Cette coalition en faveur du chauffage urbain construite depuis de nombreuses années rend donc difficile la remise en cause de ce dernier pour satisfaire des enjeux propres à l'urbanisation des questions énergétiques.

¹ Un point important pour comprendre ce fonctionnement est qu'au niveau des projets de ZAC portés par Metz Métropole, le partage est différent. « Sur la dernière zone qu'on a réalisée, celle de Mercy, on a négocié un peu différemment. Je crois qu'on est arrivé à 2/3 syndicat d'aménagement du site de Mercy, 1/3 UEM. Avec un préfinancement total par l'UEM, c'est-à-dire que l'UEM réalise ses travaux et nous demande de payer de manière échelonnée, comme un remboursement de prêt à taux zéro. Mais voilà donc on paie les 2/3 sur dix ans. Sur la ville ça ne se fait pas. » (un cadre de la direction du Développement et de l'Aménagement durable, octobre 2011).

2.3 Grenoble, une coordination en construction entre réseaux de gaz et de chaleur

À Grenoble, l'urbanisation des questions énergétiques est forte et la transversalité entre les services, portée politiquement par l'adjoint au Développement durable, entraîne peu de tensions. Mais à la différence de Metz, la situation grenobloise est caractérisée par la présence de deux SEML énergie. La coordination des réseaux se heurte donc à la difficulté à construire une approche intersectorielle entre les trois réseaux d'énergie gérés par des entreprises publiques locales.

2.3.1 Des approches coordonnées antérieures à la prise de conscience environnementale

À Grenoble, l'enjeu de la coordination des réseaux d'énergie est antérieur à la mise à l'agenda de la question climatique, et principalement lié à des objectifs d'organisation, de rentabilité et de gouvernance des opérateurs énergétiques locaux. Entre 1965 et 2008, on distingue trois périodes concernant la coordination des réseaux.

Lors de la mandature d'Hubert Dubedout (divers gauche), de 1965 à 1983, le chauffage urbain – alors nouvel outil à Grenoble¹ – est fortement valorisé avec le raccordement du Village olympique des Jeux de 1968². Cet interventionnisme municipal est remis en cause dans une seconde période par Alain Carignon (RPR), au cours de ses deux mandats de 1983 à 1995. Une concurrence se développe alors entre l'opérateur de gaz et d'électricité GEG et la CCIAG en charge du chauffage urbain, qualifiée de « guerre » par d'anciens ingénieurs de GEG³. Refusant de perdre un marché, les deux distributeurs d'énergie étendent leurs réseaux en parallèle – généralement surdimensionnés –, et proposent des offres commerciales agressives aux promoteurs et aux clients finaux pour raccorder de nouveaux bâtiments. Cette concurrence limite leur rentabilité. La ville y perd aussi, car les dividendes versés par les distributeurs sont réduits et l'organisation des réseaux d'énergie n'est pas optimale dans son territoire.

Cette concurrence est maintenue lors de la troisième période, au cours de deux premiers mandats (1995-2008) de Michel Destot, mais une base de coordination est instaurée. En 1996, GEG et la CCIAG tentent de se coordonner en se basant sur une étude menée par la ville en 1983, qui consistait en un plan municipal d'occupation des sols pour l'énergie établissant une répartition : au gaz le centre-ville avec ses rues étroites et au réseau de chaleur les grands ensembles. Ce nouveau groupe de travail ambitionne de réfléchir aux complémentarités entre les deux réseaux⁴. Il n'aboutit pas du fait de

¹ La CCIAG a été créée en 1960.

² Entretien avec un cadre de la direction Technique de la CCIAG, avril 2010.

³ Entretien avec un ancien cadre de la direction Production de GEG, avril 2010.

⁴ Entretien avec un cadre de la direction Technique de la CCIAG, avril 2010.

désaccords trop importants entre les directions des opérateurs, ce qui repousse l'élaboration d'une approche intégrée des réseaux. Cette répartition est reprise à partir de 2005 dans le cadre du schéma énergétique (cf chapitre 7). Comme nous l'avons vu, cette étude n'a pas l'effet escompté, mais elle remet à l'agenda la question de la coordination énergétique.

Bien que cette répartition soit difficile à élaborer dans le territoire municipal dans son ensemble, le chauffage urbain a été favorisé à l'échelle plus réduite des ZAC jusqu'au début des années 2000 par l'aménageur de la ville. En contrepartie de l'obtention de son installation dans les ZAC, la CCIAG finançait les investissements habituellement inclus dans le bilan de ces zones. Cette convention est remise en cause en 2001 par le nouvel adjoint à l'Urbanisme et à l'Environnement¹ et on note une répartition des ZAC entre les distributeurs. Ainsi la ZAC de Bonne – créée en 2004 – est approvisionnée en gaz du fait d'un choix de la ville, dans celle de Vigny-Musset – créée en 1991, mais modifiée au début des années 2000 – le réseau de chaleur est choisi, la ZAC Teisseire – créée en 1999 – est presque entièrement raccordée au chauffage urbain². Cependant, cette répartition tient essentiellement du rapport de force entre les SEM, que la municipalité cherche à gérer par une alternance des choix d'approvisionnement³.

Au cours des années 2000, cette répartition entre les réseaux d'énergie dans les ZAC prend une nouvelle dimension avec la montée en puissance des questions d'énergie-climat. La direction Urbanisme recherche une amélioration de la qualité énergétique du bâti, ce qui conduit à la baisse des consommations énergétiques. Les deux distributeurs locaux d'énergie recherchent de plus en plus une régulation contraignante, qui leur permette de se positionner de manière plus sécurisée en assurant la rentabilité de leurs réseaux par la définition de zones prioritaires identifiées pour chacun. Ils poussent donc la ville à trancher en ce sens⁴.

Le raccordement d'un bâtiment à un réseau résulte en effet d'une succession de choix réalisés lors de l'élaboration du projet. Différents acteurs peuvent avoir un rôle décisionnaire si l'acteur en amont n'a pas arbitré. La ville défend la nécessité d'une coordination des réseaux et de la réduction des marges de manœuvre des promoteurs et prône une approche globale des choix énergétiques au niveau de la ZAC.

« On n'a plus les moyens de laisser faire le constructeur dans son choix d'énergie. On n'a plus les moyens aujourd'hui d'amener toutes les énergies sur toutes les parcelles. C'est stupide. Il y avait comme ça un idéalisme d'époque en disant il faut que les constructeurs aient le choix des modes d'énergie. » (un cadre de la direction Urbanisme de la ville de Grenoble, août 2012)

¹ Entretiens avec un responsable de la direction Technique de la CCIAG, avril 2010 et avec l'ancien adjoint à l'Urbanisme et à l'Environnement de la ville de Grenoble, juin 2010.

² Entretien avec un cadre de la direction Urbanisme de la ville de Grenoble, juin 2010.

³ Entretien avec un ancien adjoint à l'Urbanisme et à l'Environnement de la ville de Grenoble, juin 2010.

⁴ Entretien avec un cadre de la direction Urbanisme de la ville de Grenoble, juin 2010.

L'idée que la concurrence entre réseaux est salubre pour les promoteurs et par la suite pour les clients finaux est notamment défendue par la SEML aménagement de la municipalité¹. Les tentatives de coordination des réseaux énergétiques butent sur les intérêts commerciaux des promoteurs. Tandis que les distributeurs d'énergie cherchent une répartition pour limiter la concurrence et maximiser leurs investissements, les promoteurs ont intérêt à la mise en concurrence des offres commerciales. Quant à la SEML aménagement de la ville, elle défend le développement de l'ensemble des réseaux énergétiques pour que les promoteurs puissent choisir.

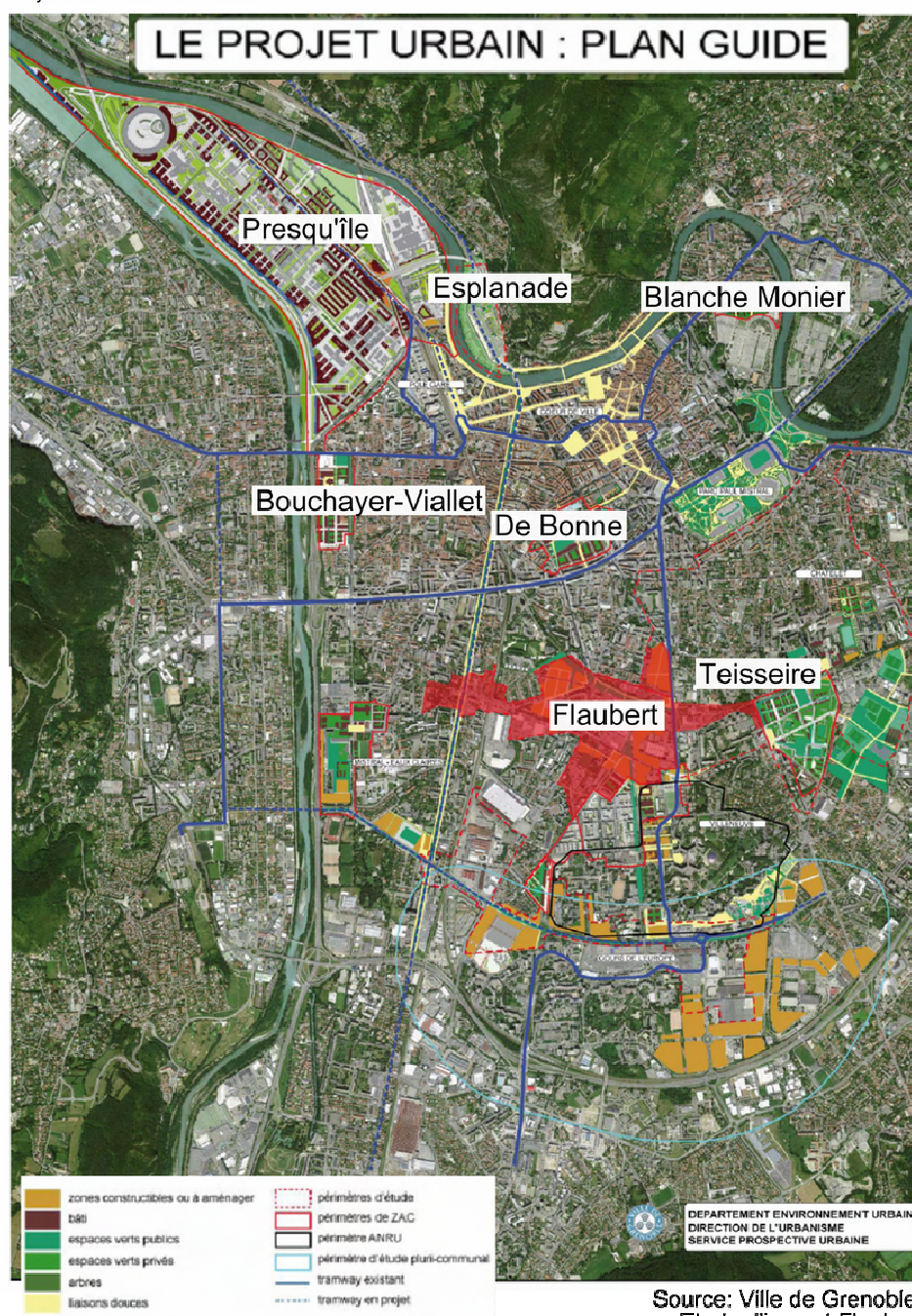
Dans le cas des ZAC, la ville élabore un cahier des charges dans lequel elle peut imposer des contraintes au promoteur. Par exemple, elle peut imposer des logements approvisionnés par au moins 40 % d'énergie renouvelable, ce qui favorise le réseau de chaleur de la CCIAG dont la part d'énergie renouvelable et de récupération représente 54 % du mix énergétique. Le fait d'être actionnaire majoritaire des deux opérateurs énergétiques locaux confère à la ville une influence décisive sur cette question.

Une fois le choix municipal établi, la gestion du projet est transmise à la SEML aménagement de la ville, qui prend en charge la réalisation de la ZAC en élaborant un cahier des charges de cession de terrain défini par îlot. Les marges de manœuvre de l'aménageur dépendent des choix antérieurs des acteurs politiques et administratifs municipaux. Il en est de même pour le promoteur dont les choix de raccordement dépendent des réseaux installés. Ce sont les grandes orientations de la ville que nous allons à présent analyser, qui limitent fortement les marges de manœuvre des acteurs en aval dans les projets d'aménagement.

¹ Entretien avec un chargé de mission de la SEML aménagement de la ville de Grenoble, mai 2010.

Carte 13: Les ZAC en cours de réalisation à Grenoble

Projet urbain des Ateliers Lion



Source: Ville de Grenoble,
Etude d'impact Flaubert

2.3.2 L'articulation progressive d'enjeux sectoriels et environnementaux dans la coordination des réseaux à Grenoble

La coordination des réseaux de distribution d'énergie est historiquement basée sur des critères sectoriels, avec pour objectif d'assurer la bonne santé économique des deux SEML énergie.

Une relative continuité : la ZAC Presqu'île

La Presqu'île est aujourd'hui le projet urbain majeur de requalification urbaine porté par la ville. Cette ZAC créée en 2009 est cruciale pour les deux distributeurs d'énergie en raison de son envergure et de la communication qui l'entoure. Le réseau de chaleur est historiquement présent, tandis que le réseau de gaz ne dessert qu'une petite partie de la zone. Les opérateurs se sont accordés sur un partage de la zone, avec la ville comme arbitrage politique, dans la continuité directe de la période précédente, marquée par une répartition d'ordre principalement sectorielle.

Plutôt que de perdre en rentabilité avec l'installation parallèle d'un réseau de gaz et d'un réseau de chaleur, les deux opérateurs ont amorcé une tentative de répartition. Un groupe de négociation a été créé avec les directions techniques des deux opérateurs et un animateur ville. Le fait que l'aménageur et les promoteurs n'y soient pas représentés montre qu'il s'agit de traiter cet enjeu énergétique, en amont des décisions d'aménagement, à l'initiative de la ville en tant qu'actionnaire majoritaire des deux opérateurs, rôle dont elle tire son statut d'arbitre. Après des discussions houleuses sur la définition des critères économiques et écologiques pertinents, trois scénarios de répartition des réseaux ont été bâtis. Le scénario « *jungle* » reprend le modèle habituel avec extension des deux réseaux en parallèle ; le « *Yalta* » propose un découpage de la ZAC en deux zones distinctes ; le troisième scénario envisage la distribution sur toute la ZAC du chauffage urbain, mais avec en amont la conversion d'une chaufferie importante du fioul au gaz, fourni par GEG. Aucun accord n'a pu être trouvé entre les directions techniques sur ces scénarios. Le dossier a donc été transmis aux directeurs généraux, puis aux présidents des deux distributeurs qui ne sont pas parvenus à s'entendre. C'est finalement l'adjoint au Développement durable qui a tranché en faveur de la troisième solution¹, en partie du fait des investissements importants qu'a réalisés la CCIAG pour faire évoluer son mix énergétique vers la biomasse. Sauf pour quelques clients déjà approvisionnés en gaz sur la Presqu'île, il est donc prévu d'amener les réseaux du chauffage urbain sur l'ensemble de la ZAC. Cette solution est aussi intéressante pour GEG, car approvisionner une centrale de chauffage urbain permet des ventes de gaz importantes pour des investissements de réseaux limités (Grohnheit et Gram Mortensen 2003, p. 821).

¹ Entretien avec un cadre de la direction Réseaux de GEG, mai 2010.

À la demande de la ville, la CCIAG a aussi développé des innovations techniques sur son réseau en créant une boucle d'eau tiède alimentée par géothermie et récupération d'énergie des bâtiments, dans une logique de symbiose. On retrouve ici le principe de métabolisme circulaire (Coutard et Rutherford 2009; Coutard et Rutherford 2013). Ce réseau de chaleur est indépendant techniquement du réseau principal, à l'exception d'un raccordement de secours. Il dépend du réseau d'électricité pour ses pompes à chaleur. Un projet de *smart grid* permet par ailleurs de valoriser le réseau d'électricité dans la ZAC, bien que l'électricité ne soit pas utilisée pour des usages de chauffage. GEG bénéficie finalement de cette répartition, tant pour le gaz que pour l'électricité, en dépit d'un arbitrage initial en apparence défavorable.

Les élus, et singulièrement l'adjoint au Développement durable¹, ont donc joué un rôle décisif dans cette négociation dont l'issue ne résulte donc pas d'une étude énergétique comparative construite indépendamment des opérateurs. Le réseau de gaz étant désavantagé sur la question du CO₂, par rapport au réseau de chaleur, GEG pousse à l'instauration et à la formalisation d'un choix multicritères. L'ELD souhaite ainsi que soit pris en compte le fait que le gaz est l'énergie fossile la moins émettrice en CO₂ ; qu'il peut se développer en synergie avec le chauffage urbain, par exemple en remplaçant du fioul ou du charbon dans l'approvisionnement des centrales; et qu'il est nécessaire de prendre en compte le coût des réseaux². Pour asseoir son assise commerciale, GEG accepte donc de dépasser la logique économique qui prévalait dans la coordination en y intégrant des objectifs environnementaux, mais cherche à éviter des arbitrages strictement basés sur les émissions de CO₂.

Une progressive formalisation de la coordination sous l'impulsion de la ville

Ce mode d'arbitrage négocié se formalise et s'affine avec l'implication croissante des services municipaux, notamment des directions Environnement et Urbanisme. On constate un recours accru de la ville à des bureaux d'études pour contrebalancer l'expertise technique de GEG et de la CCIAG.

La ZAC Esplanade s'étend sur 29 hectares à l'entrée nord du centre-ville de Grenoble. Créée en 2012, elle est séparée du centre-ville par le fleuve Isère. Parmi les objectifs du projet urbain, on note la création d'un parc, l'aménagement des berges de l'Isère, mais aussi la création de 1 000 logements et la rénovation de logements existants. Pour définir des solutions énergétiques adaptées aux spécificités de cette ZAC, la direction Environnement a missionné un bureau d'études. Au travers de cette sollicitation de compétences extérieures, elle recherche une vision experte pour sortir d'une relation centrée sur la négociation entre opérateurs. La ville souhaite prendre ses décisions de

¹ Entretiens avec un cadre de la direction Réseaux de GEG, mai 2010, et avec un cadre de la direction Urbanisme de la ville de Grenoble, juin 2010.

² Entretien avec un cadre dirigeant de GEG, juin 2010.

répartition non plus seulement sur des critères propres aux opérateurs et à leur organisation, mais aussi sur des critères environnementaux relatifs aux enjeux urbains.

Cette attente importante a cependant été déçue : ni la ville ni les opérateurs énergétiques locaux ne sont satisfaits par l'étude livrée¹. GEG trouve intéressant qu'un bureau d'étude ait été missionné par la ville, mais reproche à cette dernière de ne pas avoir consulté préalablement les opérateurs pour construire le cahier des charges de l'étude. Cette insatisfaction a finalement conduit la ville à demander à GEG et à la CCIAG de proposer des projets de desserte énergétique de cette zone dans un temps très limité². De la situation géographique contrainte de cette zone, il découle une absence ancienne du chauffage urbain. Après discussions, et au vu des enseignements de la ZAC Flaubert, que nous développons ci-dessous, le gaz est finalement choisi pour approvisionner la zone. Cette expérience a montré qu'une émancipation totale de l'expertise des opérateurs était illusoire et la ville est finalement obligée de réenclencher une collaboration, qui impose aussi de réinventer un équilibre entre les enjeux économiques sectoriels des opérateurs et les critères environnementaux des projets urbains.

La dernière négociation en date, qui concerne la ZAC Flaubert créée en 2012, a beaucoup mieux répondu aux attentes des opérateurs publics locaux. Cette ZAC représente une emprise de 90 hectares dans la partie sud de la ville. Il s'agit de transformer cette zone déjà entièrement urbanisée par des interventions ponctuelles, de contribuer au renouvellement urbain du sud de Grenoble et d'assurer une mixité plus importante des usages. Environ 2 000 logements sont prévus dont 30 % en locatif social, accompagnés d'espaces d'activité tertiaire et de petites industries, de commerces et de services. Comme dans la situation précédente, la ville a commandé une analyse des répartitions des consommations énergétiques auprès d'un bureau d'études. Cette commande comprend l'étude d'opportunité sur le potentiel en énergie renouvelable – obligatoire depuis le Grenelle de l'environnement³ – mais va plus loin en émettant des recommandations d'usage des énergies spécifiques à chaque îlot de la zone. Le travail final a davantage convaincu les services municipaux ainsi que GEG et la CCIAG que celui consacré à la ZAC Esplanade. Ceci tient en partie au fait que le bureau d'études a rencontré très tôt les deux distributeurs locaux, ce qui a permis aux distributeurs de formuler leurs demandes en amont.

Une fois l'étude réalisée, la ville a arbitré entre différentes possibilités et proposé une répartition des réseaux par zones. Le projet urbain consistant en partie à réduire la

¹ Entretien avec un cadre de la direction Environnement de la ville de Grenoble, avril 2010.

² Entretien avec un cadre de la direction Production de GEG, avril 2010.

³ Et que l'on retrouve dans l'article L128-4 du Code de l'urbanisme. Sur cette question, voir CETE de l'Ouest, CETE Méditerranée, CERTU, *Études sur les énergies renouvelables dans les nouveaux aménagements. Conseils pour la mise en œuvre de l'article L128-4 du Code de l'Urbanisme*, décembre 2011, 59 p.

densité résidentielle, il entraîne une diminution des consommations par rapport à la période antérieure. L'objet de la négociation consiste donc à limiter les pertes pour les opérateurs. La ville a attribué 30 % de la zone au réseau de gaz et 70 % au réseau de chaleur. Elle a conservé une orientation pro-chauffage urbain, en proposant une densification du réseau de chaleur, ce qui permet d'assurer l'équilibre économique de ce dernier et donne accès à un mix énergétique faiblement carboné. Le réseau de chauffage urbain, fortement présent dans le territoire, est conforté et des extensions sont ajoutées en réseau basse température. Pour ne pas mettre en péril le réseau de gaz présent sur une petite partie de la zone, la municipalité accepte de compenser la perte des consommations en lui attribuant une légère augmentation de sa desserte. Les réseaux existants mais aussi la consommation existante sont donc pris en compte.

Après un premier accord des deux directeurs généraux des opérateurs, les choix de la ville ont cependant été contestés par la direction Réseaux de GEG, qui estime que la répartition n'est pas suffisamment basée sur les données de l'étude réalisée, qu'elle favorise trop le chauffage urbain et va à l'encontre de la politique de répartition équilibrée des réseaux. À ce moment du processus de décision, les directions Environnement et Urbanisme ne sont plus dans une logique de négociation avec les opérateurs. Elles estiment que les opérateurs ont pu faire entendre leurs arguments et leur spécificité auprès du bureau d'études. Pourtant, la position de la municipalité est revue et GEG obtient non pas un changement sur la ZAC Flaubert, mais l'approvisionnement total en gaz de la ZAC Esplanade. Cette situation montre que, malgré des négociations par ZAC, la coordination des réseaux s'inscrit dans un rapport de force économique et à l'échelle du territoire municipal. Cette réouverture des négociations questionne aussi l'autorité des directions Environnement et Urbanisme en matière de répartition des réseaux, dont la place dans les négociations n'est pas encore pleinement acceptée face au poids politique des opérateurs. La coalition de l'actionnaire majoritaire autour des intérêts économique et industriel reste très puissante et finalement décisionnaire.

Ces trois exemples permettent de mettre en évidence la constitution d'une procédure de coordination énergétique dans les ZAC grenobloises, marquée par un abandon de la seule concurrence. La primauté au réseau de chaleur, lorsqu'il est présent dans un territoire, est justifiée par la municipalité autant par ses coûts et son étendue actuelle que par son caractère vertueux en termes environnementaux, encore plus depuis que la CCIAG fait évoluer son mix énergétique vers la biomasse. Par contre, lorsque le réseau de chaleur est absent, la zone est attribuée au réseau de gaz, dont les infrastructures sont moins coûteuses et moins lourdes en termes d'utilisation d'espace¹. Les critères environnementaux portés par les directions Urbanisme et Environnement prennent donc une place croissante dans l'argumentation relative aux choix de coordination, qui reste

¹ Entretien avec un cadre de la direction Urbanisme de la ville de Grenoble, juin 2010.

toutefois attentive aux intérêts économiques sectoriels des opérateurs et prend en compte un pouvoir d'arbitrage qui reste politiquement lié au rôle d'actionnaire majoritaire.

Des freins concernant les possibilités de micro-réseaux ou de solutions hors-réseau

Cette prévalence des objectifs sectoriels des réseaux sur les critères environnementaux dans la coordination est confirmée par la stratégie adoptée par la municipalité face au développement de solutions alternatives aux opérateurs publics locaux. Des projets d'installation de chaufferies bois indépendantes par des promoteurs ont par exemple été contestés par les opérateurs locaux et sont généralement refusés par la ville. Ainsi dans la ZAC Bouchayer-Viallet – créée en 2004 – un promoteur a voulu installer une chaufferie bois alors que le réseau de chaleur passe au pied du bâtiment. Ce projet a été refusé suite à une implication directe de l'adjoint au Développement durable¹, ainsi que du président de la CCIAG, par ailleurs adjoint à l'Urbanisme réglementaire.

On pourrait considérer ce choix de la ville de favoriser l'extension des réseaux au détriment d'alternatives décentralisées comme un moyen de limiter la fragmentation sociospatiale qu'engendre la distinction des approvisionnements pour l'ensemble de la ville et pour les quartiers exemplaires (Rutherford 2008, p. 1878-1879; Rocher 2013, p. 24). Cependant, il s'agit davantage de valoriser la présence des opérateurs publics locaux pour développer des projets innovants sur des zones réduites. Une exception est à noter dans la ZAC Blanche-Monier – créée en 2008 – où la ville a imposé aux promoteurs d'approvisionner leurs bâtiments avec un minimum de 40 % d'énergie renouvelable. Cinq immeubles vont y être alimentés par une chaufferie bois. La CCIAG a fini par se ranger à cette solution, du fait de l'importance des investissements à engager. Mais GEG s'y est opposée, car le réseau de gaz, moins coûteux, aurait pu être développé². Mis à part cet exemple, l'importance économique et politique des deux opérateurs locaux limite la possibilité pour la ville de trancher en faveur d'alternatives comme les chaufferies bois. Ceci amène plus largement une recomposition des rapports de force, avec un rôle d'arbitrage accru de la municipalité, qui rend la question de son expertise de plus en plus prégnante. La coordination énergétique est progressivement négociée entre les acteurs en fonction de leurs intérêts et du rapport de force sociopolitique. Le travail d'objectivation des critères de négociation permet la définition d'une position de la ville en lien avec son implication croissante dans une politique énergético-climatique.

La coordination des réseaux énergétiques s'impose ainsi progressivement au nom de l'intégration des enjeux énergético-climatiques et des enjeux urbains, tout en

¹ Ibid.

² Ibid.

préservant la rentabilité des opérateurs énergétiques locaux ainsi que leurs intérêts industriels. Les décisions municipales ne sont donc pas uniquement portées par une ambition territoriale et conservent une dimension sectorielle forte.

Conclusion

Le chapitre 8 a montré la faible capacité des acteurs municipaux en charge des questions énergético-climatiques à imposer leurs objectifs dans le pilotage stratégique des ELD. En dépassant une approche centrée sur le contrôle des entreprises publiques locales par les municipalités, ce dernier chapitre démontre que ces mêmes acteurs municipaux contribuent pourtant de manière croissante à intégrer des objectifs urbains et environnementaux à travers les relations opérationnelles qu'ils entretiennent avec les ELD.

Tant à Metz qu'à Grenoble, les projets partenariaux sont en effet un vecteur d'intégration des objectifs énergético-climatiques, car ils permettent une convergence des intérêts des communes et des ELD. Dans nos deux cas, la coordination des réseaux fait l'objet d'une institutionnalisation en cours qui n'était pas ou peu un choix politique local jusque récemment. Elle est liée à l'urbanisation des questions énergétiques, car elle intègre des aspects énergético-climatiques et urbains dans les choix de planification des réseaux. Les ELD deviennent ainsi progressivement un outil de politique énergétique urbaine, destiné à contribuer à des objectifs énergétiques et urbains définis par les municipalités même si ces derniers doivent aussi composer avec d'autres logiques d'action notamment en tant qu'actionnaire majoritaire.

Conclusion de partie

Après avoir démontré dans la seconde partie de cette thèse que les ELD saisissent de plus en plus leur territoire de concession et ses opportunités dans le cadre de leur stratégie d'entreprise, nous avons interrogé dans cette troisième partie la manière dont les ELD sont saisies par les communes. Ceci a impliqué de nous détacher d'un présupposé consistant à appréhender les ELD comme des outils naturellement pilotés par les communes, qui en possèdent la majorité des parts.

L'analyse de ces interactions est un révélateur du rôle des collectivités territoriales dans l'énergie. Nous avons dans un premier temps déconstruit l'idée de politiques urbaines unifiées en entrant dans la complexité de l'action communale. L'énergie a été saisie au cours des années 2000 comme un enjeu d'action publique par différents acteurs politiques et administratifs municipaux, en fonction de leurs propres objectifs et expertises. La coordination de ces acteurs n'est pas évidente et pour qu'une certaine transversalité soit élaborée entre ces différentes manières d'appréhender l'énergie, la politisation de cette question nous apparaît comme un prérequis. En l'état, qualifier les actions urbaines portées par les différents élus et leurs services de politique énergétique urbaine nous semble prématuré, en dépit d'un mouvement réel de politisation et de montée en expertise.

Ce mouvement complexe, qualifié d' « *urbanisation de la question énergétique* » (Jaglin et Dubresson 2013; Jaglin et Verdeil 2013), conduit à une recomposition des relations entre ELD et communes. Ces dernières appréhendent historiquement leur ELD comme des satellites via un ensemble d'acteurs porteurs d'une approche économique et industrielle. Ces acteurs bénéficient d'un poids politique et administratif fort au sein des organisations municipales. Peu à peu, de nouveaux acteurs, porteurs d'une approche urbaine de l'énergie-climat, réinterrogent la relation à l'ELD en tentant d'intégrer les instances de pilotage, pour y porter des objectifs et des projets qu'ils ont eux-mêmes définis. Ces tentatives d'inflexion des orientations du pilotage des ELD sont cependant peu concluantes du fait d'une permanence des objectifs historiques.

L'influence des acteurs porteurs d'une approche urbanisée de l'énergie-climat s'observe davantage dans le cadre de projets opérationnels. Les interactions sont alors basées non pas sur le contrôle et le pilotage des ELD, mais sur des relations autour d'intérêts communs dans le cadre de projets urbains. L'analyse des choix de coordination des réseaux de distribution d'énergie nous a permis de creuser davantage l'articulation entre les intérêts des acteurs municipaux et ceux des ELD. Au vu des arbitrages réalisés, nous avons montré que l'urbanisation croissante de l'énergie n'exclut en rien les enjeux industriels sectoriels et conduit à forger de nouveaux arbitrages s'attachant à prendre en

compte le maintien de la bonne santé économique des ELD et les objectifs environnementaux.

Cette analyse des interactions entre ELD et communes a donc été un révélateur du rôle des collectivités territoriales dans l'énergie. Bien que les ELD orientent de manière croissante leur stratégie vers l'échelle urbaine, les communes ont des difficultés à se saisir de ces acteurs pour en faire des outils de politique énergétique locale. Elles en sont pourtant actionnaire majoritaire et autorité organisatrice. Cette difficulté est liée à l'hétérogénéité des rapports politiques et administratifs avec l'ELD, ainsi qu'à l'expertise limitée dont les communes disposent sur la thématique énergétique.

Conclusion générale

Avec la mise à l'agenda local des préoccupations liées à l'énergie et au climat, le modèle des ELD intéresse aujourd'hui vivement un certain nombre de décideurs politiques. L'échelle d'organisation de ces entreprises publiques locales et leur capital majoritairement détenu par les communes les font apparaître comme des outils stimulants pour développer des politiques énergétiques urbaines. Elles font plus spécifiquement écho à une volonté des communes de décider du mode de gestion de l'énergie dans leurs territoires et de se positionner comme des acteurs importants au sein de la chaîne énergétique. Cette thèse permet en premier lieu d'apporter des connaissances empiriques et d'enrichir la littérature sur le secteur énergétique en éclairant un pan relativement méconnu de ce dernier. Or, ce pan des ELD ne peut plus être considéré comme négligeable dans l'analyse des évolutions du secteur, car il permet d'interroger les relations entre villes et énergie en mettant en évidence la nécessité d'intégrer les opérateurs à l'analyse.

Nous nous sommes intéressée à la coévolution des politiques urbaines et des systèmes énergétiques en privilégiant une entrée par les opérateurs (Lorrain 2000; Monstadt 2007; Monstadt 2009). Notre objectif était d'interroger la manière dont les ELD participent à l'élaboration et à la mise en œuvre des politiques énergétiques territoriales et la capacité des acteurs politiques urbains à les piloter en ce sens. Autrement dit, nous nous sommes demandé si les ELD constituent un outil de politique énergétique urbaine. Ceci nous a conduit à interroger les liens de proximité entre ces opérateurs énergétiques locaux et les collectivités territoriales, qui sont souvent considérés comme acquis. Bien qu'étant des structures paramunicipales (Lorrain 1990; Lorrain 2000), les ELD ne peuvent pas être appréhendées comme répondant strictement aux demandes des collectivités locales.

1 Les stratégies des opérateurs comme marqueurs des évolutions sectorielles

Au terme de ce travail, un étonnement perdure : malgré l'échelle locale d'organisation de notre objet d'étude, nous avons été amenée à consacrer un temps important à l'analyse de la régulation nationale du secteur énergétique. Ce nécessaire détour montre que l'on ne peut pas parler de décentralisation énergétique et que les échelles nationale et européenne restent les principales échelles de fonctionnement du secteur énergétique.

L'étude de l'échelle nationale est ainsi non seulement nécessaire pour comprendre la construction historique du secteur énergétique, mais aussi les logiques qui continuent de le structurer à ce niveau et influencent grandement les ELD. En distinguant l'échelle d'organisation des infrastructures et des opérateurs et la régulation du service public, nous

avons vu que ces dernières ont dès l'origine été dépendantes d'opérateurs extérieurs (fournisseurs et transporteurs d'énergie notamment), malgré une organisation initialement locale du secteur. Les spécificités des infrastructures électriques et les choix structurants de la nationalisation et de la période monopolistique ont fortement limité la place des communes dans la définition du service entre 1946 et 2000 et happé les ELD dans une régulation sectorielle élaborée entre l'État et EDF. Le principal objectif des ELD dans ce secteur énergétique territorialisé à l'échelle nationale a alors consisté à négocier des adaptations du système de régulation – principalement les tarifs d'achat d'électricité et les outils de péréquation entre distributeurs – pour disposer d'un modèle économique viable. Ce fonctionnement très contraignant, mais aussi relativement protecteur, s'inscrit dans une régulation négociée à l'échelle nationale par des relais politiques importants. Dans ce contexte, les communes n'ont joué qu'un rôle limité par rapport aux ELD et ces dernières n'ont historiquement pas réellement appréhendé ces relations locales comme un enjeu stratégique.

La libéralisation n'a pas remis en cause la prégnance de l'échelle nationale. Elle a en revanche augmenté la contrainte sur les ELD, qui ne peuvent plus bénéficier du régime en partie dérogatoire qu'elles étaient parvenues à construire durant la période précédente. Elles doivent changer de registre de justification pour conserver un traitement spécifique et démontrer leur capacité économique à se maintenir dans le secteur, mais aussi trouver de nouveaux relais de croissance. L'attention que nous avons portée aux acteurs et aux infrastructures nous a ainsi permis de mettre en évidence que les recompositions du modèle énergétique territorial sont liées aux évolutions des techniques énergétiques et des mécanismes de régulation. Ces évolutions conduisent à un changement partiel de l'organisation des infrastructures et à une valorisation croissante de la production et de la distribution à l'échelle locale (Coutard 2010; Coutard et Rutherford 2013).

Malgré leur implantation locale, les ELD accordent une place importante à l'échelle urbaine dans leurs stratégies d'entreprises seulement depuis quelques années. Le territoire des ELD n'est plus tant considéré comme une contrainte témoignant de leur faible ampleur d'action, que comme un potentiel levier de croissance. En effet, depuis les années 2000, les ELD se saisissent des possibilités de diversification d'activités et de sortie de leur territoire de concession liées à la libéralisation. Nous avons ainsi montré que GEG et UEM développent des projets de production d'énergie renouvelable et des offres de marché pour la commercialisation d'électricité et de gaz dans et hors de leurs territoires de concession. UEM axe sa stratégie sur le chauffage urbain et les systèmes d'information tandis que GEG oriente la sienne sur les *smart grids*.

Ces nouvelles stratégies s'appuient notamment sur des appels à projets partenariaux. La multiplication des appels à projets dans le domaine énergétique – principalement portés par la Commission européenne, l'Ademe, le ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie encore la Commission de

régulation de l'énergie – offre en effet un ensemble d'opportunités importantes aux ELD. Celles qui savent s'en saisir et qui disposent pour cela des moyens nécessaires en tirent profit : il s'agit principalement des ELD urbaines de taille importante, dont GEG et UEM. Ces dernières ont les moyens d'évoluer en faisant preuve d'une certaine plasticité dans leurs stratégies et notamment dans leurs rapports au territoire. Leur importante adaptabilité leur permet de se saisir de ces projets pourvoyeurs de ressources financières mais aussi de nouveaux partenariats avec les collectivités territoriales. Leur ancrage territorial urbain devient ainsi peu à peu le cœur de leurs stratégies. Initialement considérée comme non stratégique, l'échelle urbaine devient centrale, car les territoires urbains apparaissent comme supports d'importantes opportunités stratégiques, et non plus uniquement comme l'extrémité des réseaux énergétiques à approvisionner.

Cet ancrage territorial n'est pas stabilisé, comme nous l'avons vu dans le chapitre 6. Le développement de certains projets d'UEM et de GEG aux échelles intercommunale et régionale constitue à ce jour un signal faible, qui illustre l'émergence de nouveaux équilibres territoriaux sur les questions énergétiques. On observe notamment depuis la fin de nos terrains une montée en puissance de l'échelle intercommunale, avec dans le cas grenoblois la création de la Métropole dotée de la compétence énergie en janvier 2015.

Nous avons souligné que les dépendances et les interactions avec les échelles nationale et européenne ne disparaissent pas, pas plus que la nécessité d'assurer les équilibres sectoriels. Notre analyse a enfin révélé que les projets énergétiques des ELD dans les territoires urbains résultent moins des demandes des collectivités territoriales que des opportunités qu'elles ouvrent et qui peuvent servir de levier dans la recomposition du modèle économique des opérateurs.

2 Qui gouverne l'énergie dans les villes ?

La disjonction entre le développement de projets énergétiques dans les territoires urbains disposant d'une ELD et la politisation encore partielle de la question énergétique par les communes nous amène à poser la question suivante : qui gouverne l'énergie dans les villes ? En effet, l'ancrage urbain des ELD n'en fait pas pour autant des outils de gouvernement d'une politique énergétique urbaine, qui supposerait une capacité d'initiative et de pilotage de la part des acteurs politiques municipaux en fonction d'objectifs propres. Cette question de la capacité des villes à définir des politiques énergétiques et à en piloter la mise en œuvre renvoie à une analyse du gouvernement urbain. Notre approche, fondée sur l'analyse des interactions entre les acteurs municipaux, politiques et administratifs, et les ELD, nous a permis d'interroger la nature du pilotage de l'énergie par les villes, en prenant en compte les avancées des travaux sur

la gouvernance concernant la pluralisation des acteurs dans l'action publique urbaine (Pinson 2006; Pinson 2009; Béal et Pinson 2015).

Historiquement, les villes n'ont pas fait de l'énergie une thématique d'action publique, car l'énergie est considérée comme un enjeu d'ordre national, même dans le cas de communes qui disposent d'une ELD. Dans celles-ci, les ELD ont toujours été saisies par les acteurs politiques urbains comme des outils économiques et industriels, à la source de transferts financiers importants dont il était nécessaire d'assurer la pérennité. Ce mode de relation aux ELD est questionné par l'« urbanisation des questions énergétiques » (Jaglin et Dubresson 2013; Jaglin et Verdeil 2013). Nous avons analysé cette construction progressive de l'intérêt pour l'énergie dans sa jonction avec les questions climatiques et urbaines depuis le milieu des années 2000 et montré qu'il est nécessaire d'entrer au sein des systèmes politico-administratifs municipaux pour en comprendre les déterminants (Borraz 1994; Borraz 1995). Les acteurs politiques et les acteurs administratifs se saisissent des questions énergétiques et les intègrent de manière différenciée aux enjeux climatiques, environnementaux ou encore de planification urbaine, en fonction de la structuration des projets engagés et des rapports de force internes. Il en résulte une difficulté à construire des approches transversales et nous avons ainsi montré que la fragmentation interne des systèmes politico-administratifs messins et grenoblois conduit pour l'heure davantage à une somme d'actions sur l'énergie qu'à de véritables politiques énergétiques urbaines.

Cette mise à l'agenda de l'énergie-climat à Metz comme à Grenoble conduit à réinterroger la place des ELD dans les politiques urbaines. Aux acteurs municipaux portant une approche urbanisée des questions énergétiques, elles apparaissent comme des outils potentiels pour développer des actions énergétiques urbaines, ce qui réinterroge l'approche jusque-là essentiellement économique et industrielle du pilotage des ELD. C'est donc l'analyse d'une appropriation en cours que nous avons proposée, appropriation qui se construit dans les interactions avec les acteurs du territoire.

Notre principal apport aux travaux sur le gouvernement urbain porte sur l'analyse de la place des SEML dans l'ordre politique urbain. Très peu étudiés (Payre 2008, p. 63-64), ces acteurs paramunicipaux offrent pourtant un point de vue pertinent et complémentaire dans l'analyse des recompositions de l'action publique territoriale. Ils permettent de comprendre ce qui se construit localement concernant les questions énergétiques, car la capacité d'une action énergétique urbaine autonome par les villes est limitée. Par rapport à l'ensemble des entreprises publiques locales, il nous semble cependant que la spécificité des ELD doit être précisée. D'une part, elles sont très anciennes. Elles ne relèvent donc pas de choix politiques récents et n'ont pas été créées pour répondre à de nouvelles demandes politiques, comme c'est généralement le cas pour les entreprises publiques locales. L'enjeu est donc ici celui d'une réappropriation d'opérateurs existants par les communes selon des objectifs qui évoluent. La seconde

différence est que les ELD, et principalement celles à caractère urbain, dégagent des revenus, ce qui entraîne un contrôle et un pilotage spécifique par les communes.

Cette thèse contribue aussi à la connaissance des systèmes politico-administratifs locaux qui sont peu étudiés alors qu'ils constituent une variable importante de la compréhension de l'action publique urbaine. La politisation récente de la question énergétique, en lien avec les politiques énergie-climat et les politiques urbaines, a amené les services et les élus concernés à se rapprocher considérablement de leurs opérateurs. Pour autant, nous avons montré les difficultés qui perdurent dans l'élaboration de relations stratégiques avec GEG et UEM. Les acteurs historiques de la relation aux ELD ne prennent ainsi en compte que de manière marginale les objectifs d'énergie-climat, notamment dans les décisions des conseils d'administration ou lors des processus de reconventionnement.

Mais cette analyse des relations stratégiques de contrôle ou de pilotage, qui coïncide avec les objets analysés par les travaux sur le contrôle des entreprises publiques locales, ne nous dit rien sur les relations d'ordre opérationnel qui se nouent entre les ELD et les villes. C'est pourtant dans le cadre de ces relations que les changements sont les plus importants. Ce sont en effet les acteurs municipaux sensibles aux questions énergétiques dans leurs dimensions climatique et urbaine qui contribuent le plus directement à reconfigurer les relations avec les ELD dans le cadre de projets urbains. Le vecteur de leur relation n'est pas lié à l'actionnariat, mais à l'intérêt commun autour d'une action partenariale. Les ELD sont donc moins des outils des communes pour développer leur politique énergétique urbaine que des coproducteurs, avec les communes, des actions énergétiques urbaines. Elles agissent sur la mise en œuvre, mais aussi la définition en amont des actions énergétiques à engager dans le territoire. Nous avons précisé que cet intérêt commun ne signifie pas pour autant l'absence de tension. En ce qui concerne par exemple la coordination des réseaux d'énergie dans leur territoire, les décisions articulent des objectifs d'ordre économique et industriel liés à l'actionnariat et des objectifs relatifs à l'énergie-climat. Cette analyse nous amène à conclure que l'on ne saurait appréhender les interactions entre entreprises publiques locales et communes uniquement comme découlant de manière mécanique de leurs formes juridiques. Au-delà des relations stratégiques portées par les rôles d'actionnaire majoritaire et d'autorité concédante, les rapports sociaux qui se construisent dépendent aussi des intérêts communs entre acteurs dans le cadre des projets opérationnels.

Pour les villes, la politisation de l'énergie et le développement des appels à projets impliquent une nécessaire montée en expertise des services municipaux, afin d'être en mesure d'attirer des partenaires industriels et d'orienter les projets. Cette montée en expertise nous apparaît comme le vecteur d'un partenariat davantage équilibré entre la ville et son ELD. Pour l'heure toutefois, l'expertise interne des services administratifs reste insuffisante, tandis que les ELD conservent une capacité de détermination autonome

de leur stratégie. Elles constituent donc encore un outil de politique énergétique urbaine partiellement approprié. Le statut local des opérateurs ne suffit pas au développement d'un gouvernement énergétique urbain, lequel procède aussi de la politisation des questions énergétiques et de la construction d'une expertise adaptée au sein des systèmes politico-administratifs urbains.

Depuis la fin de nos terrains, nous avons observé un renforcement de la politisation à l'échelle urbaine des questions énergétiques. À Metz, bien que la coalition municipale n'ait pas changé suite aux élections de mars 2014, l'adjoint en charge des relations avec UEM n'est plus l'adjoint au Commerce et au Développement économique, mais celui en charge de l'Énergie, du Développement durable et de l'Environnement. Ceci nous semble pouvoir assurer une plus forte pénétration des objectifs énergéto-climatiques dans le pilotage d'UEM. On trouve à Grenoble un mouvement similaire, auquel s'ajoute un changement de coalition municipale. La coalition incluant principalement Europe Écologie les Verts et le Parti de Gauche est arrivée en tête des élections et Éric Piolle a été élu maire, ce qui fait de Grenoble la plus grande ville française dirigée par les écologistes. Le programme de cette coalition a fait une large place aux questions énergétiques. Il comprend une révision de la tarification des services publics locaux, notamment pour en améliorer la progressivité, l'annulation du renouvellement du contrat de concession signé en 2012 et du plan de suppressions d'emplois prévu ainsi que l'étude de la fusion de GEG et de la CCIAG dans un service public d'agglomération¹. Un marqueur de cette évolution est le changement de l' élu référent dans l'appareil politique municipal. L'adjoint à l'Urbanisme, au Logement, à l'Habitat et à la Transition énergétique a été nommé président de GEG et succède à l'adjoint aux Finances.

Notons que les relations entre la ville et GEG sont pourtant très tendues après un an de mandat du fait de la non-attribution du marché de l'éclairage public à GEG. Ce marché a été attribué au groupement privé concurrent Citéos (filiale de Vinci énergies associée à Bouygues énergies). Une régie publique devrait être créée pour contrôler l'exécution du marché². Ce choix, qui doit être définitif en mai 2015 suite à un vote au conseil municipal, a provoqué un conflit avec GEG³. Il est lié à un lourd passif entre les écologistes grenoblois et l'ELD. En 1986, les écologistes ont fortement contesté la délégation du service public de l'eau, ainsi que la vente d'une part de GEG à la Lyonnaise des Eaux. Cette contestation a débouché sur la reprise du service public de l'eau en régie en 1999, ce qui n'a pas été le cas pour GEG. Ils continuent depuis cette période à prôner un retour du service public de l'électricité et du gaz en régie, notamment en contestant la

¹ Une ville pour tous, *Programme de la liste aux municipales 2014 de Grenoble*, mars 2014 : <http://unevillepourtous.fr/le-projet/bouclier-social-ecologique/>, consulté le 4 avril 2014.

² *France 3 Alpes*, « Éclairage public de Grenoble : retour à la case Citéos du groupe Vinci », 24 avril 2015.

³ *Place Gre'net*, Paul Turenne, « Éclairage public : coup de force des salariés de GEG », 21 octobre 2014.

création du contrat de concession de 1986 ainsi que son renouvellement en 2012¹. Pour eux, GEG constitue un outil aux mains de GDF Suez². C'est au prisme de ce passif que se comprend en grande partie la non-attribution de l'éclairage public à GEG. Il est difficile à l'heure actuelle de présumer des conséquences potentielles de ces évolutions, mais elles pourraient recomposer fortement les relations entre GEG et la ville, en remettant en cause un point qui semblait acquis, celui de l'intérêt commun de la municipalité et de GEG à la bonne santé économique de cette dernière. À ces relations tendues s'ajoute le transfert de la compétence énergie à la Métropole. Nous avons vu dans le chapitre 6 qu'en plus de l'évolution des compétences institutionnelles, ce transfert devrait conduire à une entrée de la Métropole au capital de l'ELD.

3 Ouverture

Les conclusions de notre recherche pourraient constituer un point de départ à trois principaux développements.

3.1 Ouvrir la possibilité de créer des ELD ?

Un premier questionnement est lié à la volonté de nombreuses communes d'ouvrir la possibilité de créer de nouvelles ELD pour disposer localement de leviers adaptés à leur action. Cette idée a notamment été portée par la ville de Paris en 2009³ et le CLER⁴ en 2011. Peut-on imaginer une forme de libération des initiatives dans le territoire national, notamment sur la base d'une logique d'expérimentation ? Cette thèse n'est pas centrée sur cette question, mais elle permet de proposer quelques éléments pour y répondre.

Par leur modèle économique et leur ancrage territorial, les ELD peuvent être un vecteur de projets énergétiques innovants dans les territoires, en termes de production, mais aussi de distribution d'énergie. Pour autant, elles ne doivent pas être considérées comme des outils à la disposition des communes de manière mécanique et leur création devrait aller de pair avec une réelle mobilisation des acteurs politiques urbains et une

¹ ADES, « Les affaires de GEG des amis de 30 ans aux amis pour 60 ans », 9 mars 2014, www.ades-grenoble.org/wordpress/2014/03/09/les-affaires-de-geg-des-amis-de-30-ans-aux-amis-pour-60-ans/, consulté le 6 août 2014

² *Rue89Lyon*, « L'énergie publique fait disjoncter Grenoble : qui veut la peau de GDF Suez ? », 3 novembre 2014.

³ *Énergie 2007*, « Concession de la Ville de Paris: entretien avec Denis Baupin », 22 décembre 2009, http://www.energie2007.fr/actualites/fiche/2269/denis_baupin_erdf_edf_paris.html, consulté le 5 novembre 2014.

⁴ CLER, « Pour le rétablissement d'un contrôle démocratique local des réseaux de distribution d'électricité : un citoyen saisit le Tribunal Administratif », *communiqué et dossier de presse*, 17 janvier 2011.

augmentation de l'expertise des services. La condition principale de l'émergence de politiques énergétiques locales se trouve davantage dans le développement d'une capacité municipale à se positionner de manière autonome sur l'énergie pour piloter les ELD de manière partenariale.

Cependant, la possibilité de créer des ELD reste aujourd'hui entravée par les logiques qui président aux équilibres économiques du service public de l'électricité, qui reste structuré à l'échelle nationale, et plus particulièrement par le maintien de la péréquation des coûts de distribution de l'électricité. Malgré la présence d'ELD, le service public de l'électricité – et surtout la distribution et la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente – est constitué sur la base d'un modèle unifié, avec une péréquation géographique à l'échelle nationale. Or cette péréquation telle qu'elle est construite actuellement est principalement assurée par EDF en interne. Les outils de péréquation de la distribution comme le fonds d'amortissement des charges d'électrification (FACE) ainsi que le fonds de péréquation de l'électricité (FPE) et les outils qui permettent la péréquation de la fourniture comme le tarif de cession ne sont pas construits pour équilibrer l'ensemble des coûts des concessions. L'organisation de ces activités reste pensée de manière monopolistique.

Développer des ELD semble aller contre cette péréquation. On trouve ici un enjeu de l'État jacobin où le modèle doit être généralisable, ce qui entraîne une difficulté dans le positionnement des ELD. L'exemple allemand est souvent mis en avant, mais l'organisation des services urbains en réseaux est très différente et se structure plus à l'échelle locale dans des organismes multi-activités que dans des filières nationales. De même, les exemples de remunicipalisation de l'eau sont fréquemment mobilisés, mais là aussi le système est davantage territorialisé à l'échelle locale. Les ELD ne peuvent constituer dans leur forme actuelle un modèle indépendant d'EDF. La création d'autres ELD fragiliserait en effet paradoxalement leur modèle sur le plan sectoriel.

Un mouvement que l'on observe en parallèle est le développement de SEML énergie dédiés à la production et l'efficacité énergétiques. Ces structures diffèrent des ELD, car elles ne sont pas positionnées sur des activités en monopole : la distribution d'énergie et la fourniture aux tarifs réglementés de vente. Il serait intéressant d'analyser la position de ces structures, en prenant soin là aussi de ne pas présupposer leur proximité avec les collectivités territoriales qui en sont à l'origine. On peut faire l'hypothèse que les résultats seront différents et que ces nouvelles structures apparaîtront comme davantage pilotées par les collectivités territoriales.

3.2 Élargir l'analyse aux territoires ruraux

Dans cette thèse, nous avons choisi de centrer nos recherches dans les territoires urbains. Nous n'avons donc pas traité l'importance de la distinction urbain/rural dans les

politiques énergétiques. Celle-ci est pourtant au cœur de questionnements importants concernant le service public de l'électricité, essentiellement appréhendé en France autour de la difficulté à assurer une péréquation des investissements sur les réseaux de distribution et des tarifs réglementés de vente. Les territoires ruraux apparaissent dans ce sens comme dépendants des ressources économiques assurés par les territoires urbains. On retrouve ces questions dans les ELD (cf chapitres 2 et 3), celles qui interviennent dans les espaces ruraux pouvant avoir davantage de difficultés avec les contraintes croissantes sur les activités de distribution, mais aussi sur les activités de fourniture en fonction de leur portefeuille de clients.

Les recompositions du modèle énergétique territorial, notamment par l'adjonction de mécanismes incitatifs sur l'énergie-climat valorisant la production d'énergie renouvelable, entraînent pourtant un certain rééquilibrage de cette logique. C'est en effet dans les territoires ruraux que les opportunités pour la production d'énergie, et plus particulièrement d'énergie renouvelable via des éoliennes, des panneaux photovoltaïques ou des méthaniseurs, sont les plus nombreuses. Les territoires ruraux apparaissent donc comme les principaux détenteurs de gisements de ressources renouvelables et sont donc des acteurs très importants du développement de la production d'énergie renouvelable. Au-delà de l'espace dont ils disposent, certains territoires ruraux développent des projets d'autonomie énergétique, dans une logique de réappropriation des questions énergétiques (Dobigny 2012). C'est aussi à destination des territoires ruraux qu'a été créé en 2011 le réseau Territoire à énergie positive (TEPOS) par le CLER : « *Un territoire à énergie positive se donne l'ambition et les moyens de couvrir totalement ses besoins en énergie, – électricité, chaleur, mobilité – (et plus si possible) avec des ressources renouvelables. Chaque territoire s'y engage dans une démarche systémique, cohérente avec ses ressources et potentialités, en donnant la priorité à la création de valeur ajoutée économique locale*¹ ». Ainsi, la communauté de communes du Mené, ou Biovallée dans la Drôme développent des projets innovants sur la production d'énergie et l'efficacité énergétique². Le principe de ces initiatives rurales a été repris par le ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie dans l'appel à projets Territoires à énergie positive pour la croissance verte, qui a conduit à retenir 212 candidatures en février 2015. Cette valorisation des territoires ruraux, pour peu qu'une volonté politique et qu'une expertise importantes soient développées, s'observe indépendamment de la présence d'une ELD.

Concernant les communes rurales qui disposent d'une ELD, plusieurs situations illustrent cette valorisation. Dans la Somme, la régie d'électricité de la commune de Montdidier a élaboré une stratégie de production d'électricité à partir d'éoliennes. Cette stratégie a été fortement soutenue par les élus municipaux, qui ont mis en avant

¹ Réseau TEPOS, *En route vers des territoires à énergie positive en Europe*, 2015, 18 p.

² Pour une analyse de certaines de ces expériences de territoire à énergie positive, voir (Nadaï et al. 2015).

l'importance de la politique énergétique locale et l'ambition d'autonomie énergétique¹. Bien que cette communication ait été vivement attaquée par l'Union française de l'électricité, qui réfute le terme d'autonomie énergétique², notons que l'ELD a développé une stratégie d'entreprise partenariale avec la ville, qui lui permet d'asseoir son rôle dans le territoire. Un second exemple est celui du rassemblement de régies SOREA (Savoie), qui développe une forte politique de production d'énergie hydraulique et photovoltaïque ainsi que des projets de fibre optique. Ce repositionnement stratégique montre que les ELD à dimension rurale peuvent appréhender les spécificités de leur territoire comme des opportunités intéressantes. On peut également citer l'exemple de Sergies³, qui propose aujourd'hui aux habitants du sud de la Vienne de co-investir dans un parc éolien⁴. Ce projet est un signe fort que les ELD peuvent aussi développer un nouveau type de relations avec les usagers. Il répond en partie à un étonnement qui reste au terme de notre recherche : la très faible place accordée aux usagers et aux citoyens dans le service public de l'électricité.

3.3 Les recompositions du modèle énergétique territorial

Nous arrivons dans cette thèse au constat que les ELD sont des outils de gouvernement énergétique urbain partiellement appropriés et dont l'appropriation ne relève pas tant de leur statut que de leur rôle de partenaire dans les projets urbains. Ceci étant posé, une piste importante concerne les évolutions du modèle territorial des villes qui ne disposent pas d'opérateurs publics locaux, que nous pouvons élargir aux territoires ruraux, de plus en plus susceptibles de se saisir des questions énergétiques.

Le modèle énergétique territorial tend à se recomposer sous l'effet du double repositionnement des opérateurs qui se saisissent de nouvelles opportunités locales, et des municipalités qui montrent un intérêt croissant pour les questions énergétiques. Les groupes EDF et GDF Suez et leurs filiales, mais aussi l'ensemble des opérateurs

¹ Sur la valorisation de la régie dans la stratégie de production portée par la commune, voir : Régie communale de Montdidier, « Montdidier, ville pilote en maîtrise de l'énergie », <http://www.regiecommunaledemontdidier.fr/>, consulté le 12 décembre 2014. Cette communication est reprise et portée en exemple, voir par exemple Régner Yannick, « Le parc éolien public de la régie communale de Montdidier », <http://www.territoires-energie-positive.fr/>, consulté le 12 décembre 2014 ; Kempf Hervé, « Montdidier inaugure le premier parc éolien communal de France », *Reporterre*, 15 janvier 2011 ; ou Laponche Bernard, « Montdidier – Ville pilote en maîtrise de l'énergie Ou 'Tout ce que peut faire une petite ville qui en a la volonté' », *L'efficacité énergétique à travers le monde*, Passerelle, n°8, 10/2012.

² L'UFE indique que la régie de Montdidier profite d'une procédure incitative construite à l'échelle nationale concernant la production d'électricité (la CSPE) et est dépendante du réseau de transport pour gérer l'intermittence (UFE, « La ville de Montdidier, le 'Petitbonum' de l'électricité ? », 2 avril 2013, consulté le 4 mai 2013).

³ Sergies est une SEML de production d'énergie issue de la dissociation des activités de l'ELD de la Vienne, Soregies. Les deux sociétés appartiennent au Groupe Énergies Vienne.

⁴ Sergies, « Un financement innovant et citoyen pour le parc éolien du Sud Vienne », 16 août 2014, www.sergies.fr, consulté le 28 avril 2015.

énergétiques, sont souvent partenaires des projets énergétiques développés par les collectivités territoriales. Ceci leur permet, comme pour les ELD, de s'inscrire dans des dynamiques urbaines et d'obtenir des financements pour conduire des expérimentations. On peut citer par exemple les projets de *smart grids*, qui s'articulent aux projets urbains, dans une logique de *smart cities*. Cette participation illustre un changement de conception des opérateurs historiquement orientés vers l'échelle nationale : ils prennent de plus en plus au sérieux les acteurs politiques locaux, considérés comme porteurs de projets intéressants pour recomposer leurs modèles économiques.

Au regard de cet intérêt croissant, un élément central du point de vue des collectivités territoriales est la nécessité d'augmenter leur capacité d'expertise pour peser davantage dans les projets face aux opérateurs. Cette expertise reste peu développée et souvent concentrée dans les syndicats d'électricité, dont l'échelle de prédilection est départementale et qui ont été organisés de manière très autonome des collectivités territoriales. L'approfondissement de l'expertise énergétique territoriale porte donc sur la capacité des collectivités à recomposer les relations avec les syndicats d'énergie et à s'en saisir comme des outils dotés d'une expertise technique importante et sectorielle pour développer des projets territoriaux plus vastes. Les modalités de cette recomposition territoriale sont au cœur de débats importants entre leurs représentants respectifs, à la jonction des textes législatifs portant sur l'énergie-climat et la transition énergétique et de ceux concernant les réformes territoriales.

Le développement de la coordination des réseaux nous apparaît comme un levier pour que les collectivités territoriales se saisissent de la question énergétique de manière technique. Ceci permet, d'une part, de considérer les réseaux énergétiques comme une composante des projets urbains dans une logique plus transversale et, d'autre part, d'équilibrer les relations avec les opérateurs. Certaines collectivités territoriales et leurs groupements développent des projets en ce sens. La communauté urbaine de Dunkerque, qui dispose de la compétence d'autorité organisatrice des réseaux d'énergie, questionne cet enjeu depuis 2009, notamment avec le projet RÉGES. Ce projet de recherche précurseur a été monté en réponse à un appel à projets de la région Nord-Pas de Calais et de l'Ademe par la Communauté urbaine de Dunkerque, le Centre international de recherche sur l'environnement et le développement (CIRED) et le cabinet Explicit¹. Il vise à réduire l'asymétrie entre la collectivité et les opérateurs sur la question de l'organisation des réseaux énergétiques. Il s'agit de construire une analyse spatiale de l'articulation entre demande énergétique et organisation des réseaux de distribution pour mieux intégrer les réseaux énergétiques dans la politique globale portée par la Communauté urbaine de Dunkerque². D'autres acteurs publics urbains développent

¹ Région Nord-Pas de Calais, Ademe, *Appel à projets de recherche : Lutte contre le changement climatique. Domaine 2 : Réseaux énergétiques et maîtrise de la demande d'énergie*, 2009, 13 p.

² Mabillet Frédéric, « Coordination technico-économique des réseaux au service du Plan climat-énergie : l'expérience des ZIP Énergie-Climat », *Appel à projets de recherche : Lutte contre le changement*

aujourd'hui des projets de schéma directeur énergie, par exemple la Métropole de Lyon¹ ou Grenoble Alpes Métropole². Après une période de méfiance, les opérateurs voient de plus en plus leur intérêt au développement de l'expertise des collectivités. Cette montée en expertise permet en effet un dialogue plus exigeant, mais aussi potentiellement plus stimulant et permet d'envisager une conception différente des équilibres entre collectivités locales et opérateurs.

climatique. Domaine 2 : Réseaux énergétiques et maîtrise de la demande d'énergie, Dunkerque, 28 septembre 2012 ; Nadaud Franck, « Distribution d'énergie, quelle place pour les communes et intercommunalités dans la coordination des réseaux ? », *Séminaire Collectivités locales : Quels leviers pour la distribution et la production locale d'énergie ?*, PUCA, La Défense, 9 février 2015.

¹ Grand Lyon, *Extrait du registre des décisions du bureau*, 3 novembre 2014, 5 p ; Lefort Eymeric, « Distribution d'énergie, quelle place pour les communes et intercommunalités dans la coordination des réseaux ? », *Séminaire Collectivités locales : Quels leviers pour la distribution et la production locale d'énergie ?*, PUCA, La Défense, 9 février 2015.

² Grenoble Alpes Métropole, *Avis de marché, Étude pour la construction de la transition énergétique de la Métropole Grenobloise*, 27 mars 2015, <http://www.lametro.fr/161-marches-de-services.htm>, consulté le 10 mai 2015.

Annexe 1 : Liste des entretiens réalisés

Pour garantir l'anonymat des personnes interviewées, nous n'indiquons pas leur nom mais uniquement leur titre. Nous avons aussi fait le choix de masculiniser l'ensemble des titres, le maintien de titres féminins rendant trop facilement identifiables certaines personnes. Les positions indiquées sont celles des interviewés lors de l'entretien.

Échelle nationale

un responsable de l'ANROC	mars 2010
un responsable de syndicat professionnel d'énergie	avril 2010
un responsable d'Amorce	avril 2010
un responsable de syndicat professionnel d'énergie	mai 2010
un directeur d'ELD	juin 2010
deux responsables de syndicats d'électricité	juillet 2010
un cadre d'ERDF	juillet 2010
un responsable de syndicat professionnel d'énergie	septembre 2010
un responsable d'un syndicat professionnel d'électricité	décembre 2010
un cadre d'ERDF	décembre 2010
un directeur d'ELD d'Énergies et Services	octobre 2011
un directeur d'ELD d'Énergies et Services	octobre 2011
un cadre de la cellule ELD à EDF	décembre 2011
un responsable de l'ANROC	juin 2012
un cadre d'un regroupement d'ELD	juin 2012
un directeur d'un regroupement d'ELD	juin 2012
un ancien chargé de comptes ELD d'EDF	juillet 2012
un ancien responsable de l'ANROC	septembre 2012
un responsable ELD à GDF Suez	janvier 2013
un cadre dirigeant de la FNCCR	février 2013
un responsable ELD à GDF Suez	mai 2013
un directeur d'un regroupement d'ELD	décembre 2013
un cadre dirigeant d'une ELD de taille importante	mars 2014
un responsable ELD à GDF Suez	mars 2014

Grenoble

GEG

un cadre	mars 2010
un cadre de la direction Réseaux	mars 2010
un cadre de la direction Production	avril 2010
un ancien cadre dirigeant	avril 2010
un cadre de la direction Commerciale	avril 2010
un ancien cadre de la direction Production	avril 2010
un cadre de la direction Production	avril 2010
un cadre de la direction Réseaux	mai 2010
un cadre de la direction Éclairage public	mai 2010
un cadre de la direction Production	juin 2010
un cadre dirigeant	juin 2010
un ancien cadre	juin 2010
un cadre de la direction Commerciale	juillet 2010
un ancien cadre dirigeant	septembre 2010
un cadre dirigeant	septembre 2010
un cadre dirigeant	septembre 2010
un cadre de la direction Réseaux	juin 2011
un ancien cadre dirigeant	janvier 2013
un cadre	septembre 2014

CCIAG

un cadre de la direction Technique	avril 2010
------------------------------------	------------

Ville de Grenoble

un cadre de la direction Environnement	avril 2010
un ancien conseiller municipal délégué à la Maîtrise de l'énergie	mai 2010
un cadre de la direction Environnement	mai 2010
un cadre de la direction Voirie et Déplacements	mai 2010
un cadre de la direction Urbanisme	mai 2010
un cadre de la direction du Contrôle de gestion externe	mai 2010
Un cadre de la direction du Contrôle de gestion externe	mai 2010
un cadre de la direction Environnement	mai 2010
un conseiller municipal à l'Énergie et aux Espaces verts	juin 2010
un cadre de la direction Urbanisme	juin 2010
ancien adjoint à l'Urbanisme et à l'Environnement	juin 2010
un ancien directeur général adjoint	septembre 2010
un membre de l'Association démocratie écologie solidarité	septembre 2010

un cadre de la direction Environnement	juillet 2012
un cadre de la direction Urbanisme	août 2012
un cadre de la direction Grands projets	août 2012
adjoint au Développement durable	avril 2013

Communauté d'agglomération grenobloise

un cadre de la mission Environnement	mars 2010
un cadre de la mission Environnement	mars 2010

Agence locale de l'énergie

un responsable	avril 2010
un ancien responsable	avril 2010

SEML aménagement de la ville de Grenoble

un cadre d'une SEML aménagement	mai 2010
---------------------------------	----------

Metz

UEM

un cadre de la direction Commerciale	septembre 2011
un cadre	septembre 2011
un cadre de la direction Technique	septembre 2011
un cadre de la direction Production	septembre 2011
un cadre dirigeant d'URM	octobre 2011
un cadre d'URM	octobre 2011
un cadre d'URM	octobre 2011
un cadre	octobre 2011
un chargé de mission éclairage public	octobre 2011
un cadre dirigeant	novembre 2011
un ancien cadre dirigeant	novembre 2011
un cadre dirigeant	novembre 2011
un ancien cadre dirigeant	novembre 2011
un ancien cadre dirigeant	décembre 2011
un ancien cadre	décembre 2011

Ville de Metz

un cadre de la mission Développement durable	septembre 2011
un cadre de la mission Grands projets	octobre 2011
un cadre de la direction Urbanisme	octobre 2011
un cadre de la direction Énergie et Prévention des risques	octobre 2011

un cadre de la direction Urbanisme	novembre 2011
l'adjoint à l'Écologie urbaine	novembre 2011
l'adjoint au développement économique, au commerce et à l'UEM	novembre 2011
un cadre de la direction Énergie et Prévention des risques	novembre 2011
le maire de Metz	décembre 2011

Metz Métropole

un cadre de la direction du Développement et de l'Aménagement durable	octobre 2011
un cadre de la direction du Développement et de l'Aménagement durable	octobre 2011
le président de Metz Métropole	décembre 2011

Bibliographie

AIBAR Eduardo et BIJKER Wiebe E., 1997, « Constructing a City: The Cerdà Plan for the Extension of Barcelona », *Science, Technology, & Human Values*, vol. 22, n° 3, p. 3-30.

AILLERET François, 1999, « L'internationalisation des grandes entreprises françaises: le cas d'Electricité de France », *Annales des Mines*, novembre, p. 31-36.

ALAVOINE Ivoa et VEYRENC Thomas, 2008, « Idéologie communautaire vs réalisme national? L'épineux problème des tarifs d'électricité », *Questions d'Europe*, avril, n° 13, p. 1-11.

ALLEMAND Roselyne, 2013, « Les effets juridiques du schéma régional climat air énergie » dans MARCOU Gérard, POUPEAU François-Mathieu et STAROPOLI Carine (eds.), *Collectivités territoriales et énergie: ambitions et contradictions*, Paris, Le Moniteur, p. 102-112.

ANASTASSOPOULOS Jean-Pierre, 1980, *La stratégie des entreprises publiques*, Paris, Dalloz, 222 p.

ANASTASSOPOULOS Jean-Pierre et NIOCHE Jean-Pierre (eds.), 1982, *Entreprises publiques: expériences comparées textes et cas*, Paris, FNEGE, 275 p.

ANDRIEU Claire, VAN Lucette LE et PROST Antoine (eds.), 1987, *Les Nationalisations de la Libération: de l'utopie au compromis*, Paris, Presses de la Fondation nationale des sciences politiques, 392 p.

ANGOT Sylvère, 2013, « Plans climat-énergie territoriaux et Agendas 21. Des outils institutionnels au service de la transition? », *Mouvements*, vol. 3, n° 75, p. 125-134.

ANGOT Sylvère et GABILLET Pauline, 2012, « Pour une sociologie de la gouvernance politico-administrative interne des questions d'énergie-climat », *Premières journées internationales de sociologie de l'énergie*, Toulouse.

ARMSTRONG Mark, COWAN Simon et VICKERS John, 1994, *Regulatory Reform Economic analysis and British Experience*, Cambridge, The MIT Press, 392 p.

ASSOCIATION POUR L'HISTOIRE DE L'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE, 1996, *La nationalisation de l'électricité en France: nécessité technique ou logique politique?*, Paris, Association pour l'histoire de l'électricité en France, 595 p.

ATTOUR Amel et RALLET Alain, 2014, « Le rôle des territoires dans le développement des systèmes trans-sectoriels d'innovation locaux: le cas des smart cities », *Innovations*, vol. 1, n° 43, p. 253-279.

AUBERTIN Catherine et DAMIAN Michel, 2010, « L'actualité des conventions sur le climat et la biodiversité. Convergences et blocages » dans AUBERTIN Catherine et VIVIEN Franck-Dominique (eds.), *Le développement durable*, Paris, La Documentation française, p. 47-75.

AUBRUN Juliette, 2005, « S'unir pour gérer un service public. Le socialisme municipal à l'épreuve de l'intercommunalité 1901- 1914 », *Cahiers Jaurès*, vol. 3-4, n° 177-178, p. 39-51.

AUBY Jean-François, 1982, *Les services publics locaux*, Que sais-je?, Paris, Presses Universitaires de France, 127 p.

BARRAQUÉ Bernard, 1998, « Les collectivités locales et l'environnement » dans BARRAQUÉ Bernard et THEYS Jacques (eds.), *Les politiques d'environnement. Evaluation de la première génération: 1971-1995*, Paris, Editions Recherches, p. 347-372.

BARRÉ Bertrand et MERENNE-SCHOUMAKER Bernadette, 2011, *Atlas des énergies mondiales*, Paris, Autrement, 95 p.

BAUBY Pierre, 2002, « L'Europe des services publics: entre libéralisation, modernisation, régulation, évaluation », *Politiques et management public*, mars, vol. 20, n° 1, p. 15-30.

BAUBY Pierre, 1998, « Service public: de la tutelle à la régulation », *Flux*, vol. 14, n° 31, p. 25-34.

BAUBY Pierre, 1997, *Le service public*, Paris, Dominos-Flammarion, 126 p.

BAUMOL William Jack, PANZAR John C. et WILLIG Robert D., 1982, *Contestable Markets and the Theory of Industry Structure*, New York, Harcourt Brace Jovanovich, 538 p.

BÉAL Vincent, 2011, *Les politiques du développement durable. Gouverner l'environnement dans les villes françaises et britanniques (1970-2010)*, thèse de science politique, Université de Saint-Etienne, Université de Lyon, 665 p.

BÉAL Vincent, 2010, « Gouverner l'environnement dans les villes européennes: des configurations d'acteurs restructurées pour la production des politiques urbaines », *Sociologie du travail*, vol. 52, p. 538-560.

BÉAL Vincent, 2009, « Politiques urbaines et développement durable: vers un traitement entrepreneurial des problèmes environnementaux? », *Environnement Urbain / Urban Environment*, vol. 3, p. 47-63.

BÉAL Vincent et PINSON Gilles, 2015, « From the Governance of Sustainability to the Management of Climate Change: Reshaping Urban Policies and Central-local Relations in France », *Journal of Environmental Policy and Planning*, vol. 17, n° 3, p. 402-419.

BECKER Sören, GAILING Ludger et NAUMANN Matthias, 2012, « Neue Akteurslandschaften der Energiewende Aktuelle Entwicklungen in Brandenburg », *RaumPlanung*, vol. 162, n° 3, p. 42-46.

BELLANGER Emmanuel et POUPEAU François-Mathieu, 2013, *Lumières sur la banlieue Histoire du Syndicat intercommunal de la périphérie de Paris pour l'électricité et les réseaux de communication (SIPPEREC)*, Paris, Les Editions de l'Atelier, 463 p.

BELTRAN Alain, 1998, « La politique énergétique de la France au XXe siècle: une construction historique », *Les annales des mines - Réalités industrielles*, août, p. 6-10.

BELTRAN Alain, 1991, « Les débuts de l'électrification parisienne » dans CARON François et CARDOT Fabienne (eds.), *Histoire générale de l'électricité en France: 1881-1918, Tome premier: Espoirs et conquêtes*, Association pour l'histoire de l'électricité en France., Paris, Fayard, p. 403-410.

BELTRAN Alain, 1986, « Les débuts du réseau électrique dans les villes : 1880-1920 », *Bulletin d'histoire de l'électricité*, juin, n° 7, p. 81-91.

BERLO Kurt et WAGNER Oliver, 2011, « Zukunftsperspektiven kommunaler Energiewirtschaft », *RaumPlanung*, n° 158-159, p. 236-242.

BERTRAND François et ROCHER Laurence, 2011, « L'intégration du changement climatique dans l'action publique locale, facteur de renouvellement du développement urbain durable? » dans BÉAL Vincent, GAUTHIER Mario et PINSON Gilles (eds.), *Le développement durable changera-t-il la ville? Le regard des sciences sociales*, Saint-Etienne, PUSE, p. 385-403.

BEZANÇON Xavier, 1998, *Les services publics en France: de la Révolution à la Première guerre mondiale*, Paris, Presses de l'École nationale des Ponts et chaussées, 368 p.

BEZANÇON Xavier, 1995, *Les services publics en France: du Moyen âge à la Révolution*, Paris, Presses de l'École nationale des Ponts et chaussées, 439 p.

BIENVENU Jean-Jacques et RICHER Laurent, 1984, « Le socialisme municipal a-t-il existé? », *Revue historique de droit français et étranger*, mars, n° 1, p. 205-223.

BLANCHET Thomas, 2015, « Struggle over energy transition in Berlin: How do grassroots initiatives affect local energy policy-making? », *Energy Policy*, vol. 78, p. 246-254.

BOBROFF Jacotte, 2011, *La caserne de Bonne à Grenoble. Projet emblématique d'un développement durable à la française*, Paris, PUCA, 77 p.

BOCQUET Denis, 2006, « Les réseaux d'infrastructures urbaines au miroir de l'histoire: acquis et perspectives », *Flux*, septembre, vol. 63, n° 3, p. 6-16.

BONAÏTI Jean-Pierre, 1996, « La décentralisation dans la loi de 1946 : du compromis introuvable à l'accommodement implicite » dans *La nationalisation de l'électricité en France: nécessité technique ou logique politique?*, Paris, Association pour l'histoire de l'électricité en France, p. 173-193.

BONNEVILLE Marc, 2005, « The ambiguity of urban renewal in France: Between continuity and rupture », *Journal of Housing and the Built Environment*, vol. 20, n° 3, p. 229-242.

BORRAZ Olivier, 2000, « Le gouvernement municipal en France, un modèle d'intégration en recomposition », *Pôle Sud*, novembre, n° 13, p. 11-26.

BORRAZ Olivier, 1995, « Politique, société et administration: les adjoints au maire à Besançon », *Sociologie du travail*, n° 2, p. 221-248.

BORRAZ Olivier, 1994, *Le gouvernement des villes – une analyse comparée dans deux villes suisses et deux villes françaises*, thèse de Sociologie, IEP de Paris, Paris.

BOUCHAYER François, 1954, *Pionniers de la houille blanche et de l'électricité*, Paris, Dalloz, 138 p.

BOUNEAU Christophe, 1994, « Le transport d'énergie et l'interconnexion » dans LÉVY-LEBOYER Maurice et MORSEL Henri (eds.), *Histoire générale de l'électricité en France, Tome deuxième: L'interconnexion et le marché, 1919-1946*, Association pour l'histoire de l'électricité en France., Paris, Fayard, p. 777-902.

BOURGEOIS Bernard, CRIQUI Patrick et PERCEBOIS Jacques, 1986, « Politiques énergétiques et adaptations au nouveau contexte économique: l'exemple de douze pays sur la période 1973-1983 », *Revue de l'énergie*, décembre, n° 388, p. 933-945.

BOUTAUD Aurélien, 2009, *Les agendas 21 locaux Bilan et perspectives en Europe et en France*, Lyon, Millénaire 3, Grand Lyon, 56 p.

BOUTHILLIER Guy, 1968, *La Nationalisation du gaz et de l'électricité en France, contribution à l'étude des décisions politiques*, Fondation nationale des sciences politiques, Centre de recherches administratives, Paris, 409 p.

BOUVIER Guillaume, 2005, *Les collectivités locales et l'électricité*, thèse de géographie, Université Paris 8, Paris, 535 p.

BRADSHAW Michael, 2010, « Global energy dilemmas: a geographical perspective », *The Geographical Journal*, vol. 176, n° 4, p. 275-290.

BRANDT Torsten, 2006, *Liberalisation, privatisation and regulation in the German electricity sector*, Düsseldorf, PIQUE, 30 p.

BRIDGE Gavin, BOUZAROVSKI Stefan, BRADSHAW Michael et EYRE Nick, 2013, « Geographies of energy transition: Space, place and the low-carbon economy », *Energy Policy*, n° 53, p. 331-340.

BRILLET Emmanuel, 2004, « Le service public "à la française": un mythe national au prisme de l'Europe », *L'Economie Politique*, vol. 4, n° 24, p. 20-42.

BRIQUET Jean-Louis et SAWICKI Frédéric, 1989, « L'analyse localisée du politique », *Politix*, 1989, vol. 2, n° 7-8, p. 6-16.

BRUNEL Sylvie, 2012, *Le développement durable*, Que sais-je?, 5e éd. mise à jour., Paris, Presses universitaires de France, 127 p.

BULKELEY Harriet et BETSILL Michele, 2003, *Cities and Climate Change: Urban Sustainability and Global Environmental Governance*, London, Routledge.

BULKELEY Harriet, CASTAN BROTO Vanesa et MARVIN Simon (eds.), 2010, *Cities and Low Carbon Transitions*, Abingdon, NY, Routledge.

BULKELEY Harriet et KERN Kristine, 2006, « Local Government and the Governing of Climate Change in Germany and the UK », *Urban studies*, vol. 43, n° 12, p. 2237-2259.

BURKE Kenneth, 1984, *Attitudes towards History*, Berkeley, University of California Press.

BURKE Kenneth, 1935, *Permanence and Change: An Anatomy of Purpose*, New York, New Republic Inc.

CAILLOSSE Jacques, GALES Patrick LE et LONCLE MORICEAU Patricia, 1997, « Les sociétés d'économie mixte locales: outils de quelle action publique? » dans GODARD Francis (ed.), *Le gouvernement des villes, Territoire et pouvoir*, Paris, Descartes et cie, p. 23-97.

CALANDRI Laurence, 2013, « Les rapports entre les collectivités territoriales et les régulateurs nationaux et européens de l'énergie » dans MARCOU Gérard, POUPEAU

François-Mathieu et STAROPOLI Carine (eds.), *Collectivités territoriales et énergie: ambitions et contradictions*, Paris, Le Moniteur, p. 95-107.

CARON Bertrand, 2009, « Le management du personnel au sein d'EDF », *CIRAC, Développement de la concurrence dans les services publics : les nouveaux enjeux de la gestion des ressources humaines dans les secteurs à concurrence régulée*, novembre, Institut historique allemand, Paris.

CARON François, 1991, « La distribution: des installations privées aux stations centrales » dans CARON François et CARDOT Fabienne (eds.), *Histoire générale de l'électricité en France: 1881-1918, Tome premier: Espoirs et conquêtes*, Paris, Fayard, p. 394-399.

CARON François et CARDOT Fabienne (eds.), 1991, *Histoire générale de l'électricité en France: 1881-1918, Tome premier: Espoirs et conquêtes*, Association pour l'histoire de l'électricité en France., Paris, Fayard, 999 p.

CASTELLS Manuel et GODARD Francis, 1974, *Monopolville, l'Etat, l'urbain*, Paris-La Haye, Mouton.

CÉRON Jean-Paul, 1985, *L'intervention économique des collectivités locales dans le cadre des régies de production et de distribution d'électricité*, Paris, École des hautes études, CIRED, 18 p.

CHANARD Camille, 2011, *Territoires et énergie: politique locale, échelle d'intervention et instruments de mobilisation, de connaissance et d'action*, thèse de géographie, Université de France Comté, Besançon.

CHATEAURAYNAUD Francis, 2011, « Sociologie argumentative et dynamique des controverses: l'exemple de l'argument climatique dans la relance de l'énergie nucléaire en Europe », *A contrario*, vol. 2, n° 16, p. 131-150.

CHEBEL-HORSTMANN Nadia, 2006, *La régulation du marché de l'électricité: concurrence et accès aux réseaux*, Paris, l'Harmattan, 501 p.

CHENOT Bernard, 1983, *Les entreprises nationalisées*, Que sais-je?, 7^e édition., Paris, Presses Universitaires de France, 126 p.

CHERTOW Marian, 2007, « "Uncovering" Industrial Symbiosis », *Journal of Industrial Ecology*, vol. 11, n° 1, p. 11-30.

CHEVALIER Jean-Marie, 2004, *Les grandes batailles de l'énergie*, Paris, Gallimard, 472 p.

CHEVALIER Jean-Marie, 1995, « Les réseaux de gaz et d'électricité: multiplication des marchés contestables et nouvelle dynamique concurrentielle », *Revue d'économie industrielle*, 2^e trimestre, vol. 72, p. 7-29.

CHEVALIER Jean-Marie, DERDEVET Michel et GEOFFRON Patrice, 2012, *L'avenir énergétique: cartes sur table*, Paris, Gallimard, 210 p.

CHEVALIER Jean-Marie et PERCEBOIS Jacques, 2008, *Gaz et électricité: un défi pour l'Europe et pour la France*, Paris, Conseil d'analyse économique, La Documentation française, 148 p.

CHRISTENSEN Jorgen Gronnegard et PALLESEN Thomas, 2001, « The Political Benefits of Corporatization and Privatization », *Journal of Public Policy*, vol. 21, n° 3, p. 283-309.

CITRONI Giulio, LIPPI Andrea et PROFETI Stefania, 2014, « Representation through corporatisation: municipal corporations in Italy as arenas for local democracy », *European Political Science Review*, 2014, p. 1-30.

CLASTRES Cédric, 2011, « Smart grids: Another step towards competition, energy security and climate change objectives », *Energy Policy*, vol. 39, p. 5399-5408.

COBB Roger W. et ELDER Charles D., 1972, *Participation in American Politics: the Dynamics of Agenda-building*, Boston, Allyn and Bacon, 182 p.

COHEN Elie, 1992, *Le Colbertisme « high tech »*, Paris, Hachette, 404 p.

COLLIARD Claude-Albert (ed.), 1956, *Le fonctionnement des entreprises nationalisées en France*, Paris, Dalloz, 416 p.

COLLIER Ute et LÖFSTEDT Ragnar E, 1997, « Think globally, act locally? Local climate change and energy policies in Sweden and the UK », *Global Environmental Change*, vol. 7, n° 1, p. 25-40.

CONNOR Peter M., BAKER Philip E., XENIAS Dimitrios et BALTA-OZKAN Nazmiye, 2014, « Policy and regulation for smart grids in the United Kingdom », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 40, p. 269-286.

COUTARD Olivier, 2010, « Services urbains: la fin des grands réseaux? » dans COUTARD Olivier et LÉVY Jean-Pierre (eds.), *Ecologies urbaines*, Paris, Economica, p. 102-129.

COUTARD Olivier, 2008, « Placing splintering urbanism: Introduction », *Geoforum*, vol. 39, n° 6, p. 1815-1820.

COUTARD Olivier (ed.), 1999, *The Governance of Large Technical Systems*, London, Routledge, 303 p.

COUTARD Olivier et PFLIEGER Géraldine, 2002, « Une analyse du rôle des usagers dans le développement des services de réseaux en France », *Entreprises et histoire*, vol. 3, n° 30, p. 136-152.

COUTARD Olivier et RUTHERFORD Jonathan, 2013, « Vers l'essor de villes 'post-réseaux': infrastructures, innovation sociotechnique et transition urbaine en Europe » dans FOREDT Joëlle et HAMDouch Abdelillah (eds.), *L'innovation face aux défis environnementaux de la ville contemporaine*, Lausanne, Presses Polytechniques Universitaires Romandes.

COUTARD Olivier et RUTHERFORD Jonathan, 2011, « The rise of post-networked cities in Europe? Recombining infrastructural, ecological and urban transformations in low carbon transitions » dans BULKELEY Harriet, CASTAN BROTO Vanesa et MARVIN Simon (eds.), *Cities and Low Carbon Transitions*, Abingdon, NY, Routledge, p. 107-125.

COUTARD Olivier et RUTHERFORD Jonathan, 2009, « Les réseaux transformés par leurs marges: développement et ambivalence des techniques "décentralisées" », *Flux*, septembre, n° 76-77, p. 6-13.

CROZIER Michel et FRIEDBERG Erhard, 1977, *L'acteur et le système*, Paris, Editions du Seuil, 500 p.

CROZIER Michel et THOENIG Jean-Claude, 1975, « La régulation des systèmes organisés complexes. Le cas du système de décision politico-administratif local en France », *Revue française de sociologie*, n° 1, p. 3-32.

CURIEN Nicolas, 1995, *L'économie des réseaux*, Paris, la Découverte, 47-59 p.

DAHL Robert, 1961, *Who Governs? Democracy and Power in an American City*, New Haven, Yale University Press, 355 p.

DA ROLD Jacques, 2008, *Les sociétés d'économie mixte locales: acteurs et témoins des politiques urbaines et territoriales*, thèse d'urbanisme et aménagement de l'espace, Université Bordeaux 3, Bordeaux, 506 p.

DEFEUILLEY Christophe, 2009, « Le gaz naturel en Europe. Entre libéralisation des marchés et géopolitique », *Flux*, n° 75, n° 1, p. 99-111.

DEFEUILLEY Christophe, 2005, « La dynamique industrielle des firmes de services urbains », *Entreprises et histoire*, vol. 38, n° 1, p. 96-107.

DEFEUILLEY Christophe, 1998, « Régulation et service public. Enseignements tirés de l'expérience britannique », *Flux*, vol. 14, n° 31, p. 49-60.

DELION André, 2007, « De l'État tuteur à l'État actionnaire », *Revue française d'administration publique*, vol. 4, n° 124, p. 537-572.

DESCHIZEAUX Patricia, 1986, « La Régie grenobloise de gaz et d'électricité de 1882 à 1945: l'histoire d'une impossible indépendance », *Bulletin d'histoire de l'électricité*, n° 8, p. 103-115.

DEVÈS Claude et BIZET Jean-François, 1991, *Les sociétés d'économie mixte locales*, Paris, Economica, 299 p.

DEZOBRY Guillaume, 2012, « L'indépendance des autorités de régulation économique à l'égard des opérateurs régulés », *Revue française d'administration publique*, vol. 3, n° 143, p. 645-654.

DIF-PRADALIER Maël, 2009, *Libéralisation du marché de l'énergie, réorganisation du travail et mobilisation collective dans l'entreprise. Le cas de Gaz de Bordeaux*, thèse de sociologie, Université Bordeaux 2, Bordeaux, 633 p.

DOBIGNY Laure, 2012, « Produire et échanger localement son énergie. Dynamiques et solidarités à l'oeuvre dans les communes rurales » dans PAPY Fabrice (ed.), *Nouveaux rapports à la nature dans les campagnes*, Versailles, Quae, p. 139-152.

DOUILLET Anne-Cécile, 2005, « Conclusion générale: Fin des logiques sectorielles ou nouveaux cadres territoriaux? » dans FAURE Alain et DOUILLET Anne-Cécile (eds.), *L'action publique et la question territoriale*, Grenoble, Presses Universitaires de Grenoble, p. 271-279.

DOUILLET Anne-Cécile, FAURE Alain, HALPERN Charlotte et LERESCHE Jean-Philippe (eds.), 2012, *L'action publique locale dans tous ses états. Différenciation et standardisation*, Paris, l'Harmattan, 353 p.

DULONG Delphine, 1999, « La technocratie (au) miroir des sciences sociales. La réflexion technocratique en France (1945-1960) » dans DUBOIS Vincent et DULONG

Delphine (eds.), *La question technocratique. De l'invention d'une figure aux transformations de l'action publique*, Strasbourg, Presses Universitaires de Strasbourg, p. 77-91.

DURAND Guy, 1995, « L'avenir des sociétés d'économie mixte locales », *Revue d'économie financière*, Hors-série, p. 289-298.

DURAN Patrice et THOENIG Jean-Claude, 1996, « L'Etat et la gestion publique territoriale », *Revue française de science politique*, vol. 46, n° 4, p. 580-623.

DURUPTY Michel, 1986, *Les Entreprises publiques*, Paris, Presses universitaires de France, 408 p.

ECKERT Gabriel, 2012, « L'indépendance des autorités de régulation économique à l'égard du pouvoir politique », *Revue française d'administration publique*, vol. 3, n° 143, p. 629-643.

EDELING Thomas, STÖLTING Ehrard et WAGNER Dieter, 2004, *Öffentliche Unternehmen zwischen Privatwirtschaft und öffentlicher Verwaltung. Eine empirische Studie im Feld kommunaler Versorgungsunternehmen*, Wiesbaden, Verlag für Sozialwissenschaften, 194 p.

EMELIANOFF Cyria, 2014, « Local Energy Transition and Multilevel Climate Governance: The Contrasted Experiences of Two Pioneer Cities (Hannover, Germany, and Växjö, Sweden) », *Urban studies*, vol. 51, n° 7, p. 1378-1393.

EMELIANOFF Cyria, 2005, « Les agendas 21 locaux: quels apports sous quelles latitudes? », *Développement durable et territoires*, vol. 4.

EMELIANOFF Cyria et GAUDILLIÈRE Jean-Paul, 2005, « Pour une ville durable Entretien avec Cyria Emelianoff », *Mouvements*, octobre, n° 41, p. 57-63.

EPSTEIN Renaud, 2005, « Gouverner à distance Quand l'Etat se retire des territoires », *Esprit*, n° 11, p. 96-111.

EVESQUE Jacques, 1947, *La nationalisation de l'électricité*, thèse de droit, Faculté de droit de Paris, Paris, 130 p.

FAURE Alain, 2005, « La "construction du sens" plus que jamais en débats » dans FAURE Alain et DOUILLET Anne-Cécile (eds.), *L'action publique et la question territoriale*, Grenoble, Presses Universitaires de Grenoble, p. 9-24.

FAURE Alain et DOUILLET Anne-Cécile (eds.), 2005, *L'action publique et la question territoriale*, Grenoble, Presses Universitaires de Grenoble, 300 p.

FAURE Alain, LERESCHE Jean-Philippe, MULLER Pierre et NAHRATH Stéphane (eds.), 2007, *Action publique et changements d'échelles: les nouvelles focales du politique*, Paris, L'Harmattan, 378 p.

FAURE Alain et NÉGRIER Emmanuel (eds.), 2007, *Les politiques publiques à l'épreuve de l'action locale. Critique de la territorialisation*, Paris, L'Harmattan, 302 p.

FEINTUCH Pierre, 1986, « L'interconnexion "Massif Central - Paris" du réseau électrique, dans les années trente », *Bulletin d'histoire de l'électricité*, juin, n° 7, p. 93-106.

FÉLIX Maurice, 1932, « L'activité économique de la commune. I Régies municipales », *Les cahiers administratifs*, n° 6, p. 1-251.

FENDER Adrien, 2003, *Le système Stadtwerk à l'épreuve de la libéralisation*, Mémoire de DEA en sociologie, IEP de Paris, Paris, 109 p.

FENDER Adrien et POUPEAU François-Mathieu, 2007, « L'émergence d'un nouveau mode de gouvernement local des réseaux en Allemagne. Une ville moyenne et son Stadtwerk face au processus de libéralisation », *Sociologie du travail*, vol. 49, n° 4, p. 366-382.

FERNANDEZ Alexandre, 1999, « Economie et politique municipale: l'exploitation des services d'électricité à Bordeaux 1887-1956 », *Revue d'histoire moderne et contemporaine*, vol. 46, n° 4, p. 713-728.

FERNANDEZ Alexandre, 1994, *Electricité et politique locale à Bordeaux 1887-1956*, thèse d'histoire, Université Bordeaux 3, Bordeaux, 518 p.

FISCHER Séverin, 2009, « Les défis de l'intégration européenne pour la politique énergétique allemande », *Regards sur l'économie allemande*, n° 90, p. 31-38.

FITOUSSI Jean-Paul, LAURENT Eloi et CACHEUX Jacques LE, 2007, « La stratégie environnementale de l'Union européenne », *Revue de l'OFCE*, vol. 3, n° 102, p. 381-413.

FROESTAD Jan, SHEARING Clifford, HERBSTSTEIN Tom et GRIMWOOD Sakina, 2012, « City of Cape Town solar water heater by-law. Barriers to implementation » dans CARTWRIGHT Anton, PARNELL Susan, OELOFSE Gregg et WARD (eds.), *Climate Change at the City Scale: Impacts, Mitigation and Adaptation in Cape Town*, Abingdon, Oxon, Routledge, p. 244-262.

FROSCH Robert et GALLOPOULOS Nicolas, 1989, « Strategies for Manufacturing », *Scientific American*, septembre, n° 261, p. 144-152.

GABEL Markus, 2006, « Régulation de l'énergie: l'exception allemande », *Regard sur l'économie allemande*, n° 76, p. 13-20.

GABILLET Pauline, 2013, « Les entreprises locales de distribution d'énergie, construire des organisations pour être représenté dans le champ décisionnel national et européen » dans MARCOU Gérard, POUPEAU François-Mathieu et STAROPOLI Carine (eds.), *Collectivités territoriales et énergie: ambitions et contradictions*, Paris, Le Moniteur, p. 125-135.

GABILLET Pauline, 2011, « Le rapport des collectivités locales à leurs réseaux électriques au prisme des politiques énergétiques locales », *Séminaire: Mutations des services urbains. Processus, enjeux, questions pour la recherche*, Ecole des Ponts ParisTech.

GAMBERINI Julia, 2011, « Rétrécissement urbain et conditions d'innovation pour un développement durable: le cas de l'enjeu énergie-climat », *Géocarrefour*, vol. 86, n° 2, p. 139-149.

GARRAUD Philippe, 2006, « Agenda/émergence » dans BOUSSAGUET Laurie, JACQUOT Sophie et RAVINET Pauline (eds.), *Dictionnaire des politiques publiques*, Paris, Presses de la Fondation nationale des sciences politiques, p. 51-59.

GARRAUD Philippe, 1989, *Profession: homme politique. La carrière politique des maires urbains*, Alençon, l'Harmattan, 222 p.

GAUDIN Jean-Pierre, 1989, *Technopolis Crises urbaines et innovations municipales*, Paris, Presses Universitaires de France, 168 p.

GENOUD Christophe, 2004, « Libéralisation et régulation des industries de réseau: diversité dans la convergence? », *Revue internationale de politique comparée*, vol. 11, n° 2, p. 187-204.

GIDDENS Anthony, 2009, *The politics of climate change*, Cambridge, Polity Press, 264 p.

GLACHANT Jean-Michel, 2007, « L'eupérisation des entreprises de l'électricité: modèle de marché ou modèle intégré? », *Reflexive Governance in the Public Interest Institutional Frames for Markets*, Working paper series: REFGOV-IFM -35, p. 1-9.

GLACHANT Jean-Michel, 2001, « Une quinzaine de "marché unique" de l'électricité dans l'Union européenne? », *Flux*, n° 44-45, n° 2, p. 8-27.

GLACHANT Jean-Michel, 1998, « L'électricité en Grande-Bretagne: une industrie privée et un service public partiel », *Sociétés contemporaines*, octobre, n° 32, p. 97-107.

GODINOT Sylvain, 2011, « Les plans climat énergie territoriaux: voies d'appropriation du facteur 4 par les collectivités et les acteurs locaux? », *Développement durable et territoires*, vol. 2, n° 1, p. 1-16.

GRAHAM Stephen et MARVIN Simon, 2001, *Splintering Urbanism: Networked Infrastructures, Technological Mobilities and the Urban Condition*, London, Routledge, 478 p.

GRÉMION Pierre, 1976, *Le pouvoir périphérique. Bureaucrates et notables dans le système politique français*, Paris, Seuil, 477 p.

GRISSET Pascal et FERNANDEZ Alexandre, 2007, « Les logiques spatiales de l'innovation, XIXe-XXe siècles », *Histoire, économie & société*, vol. 26, n° 2, p. 3-13.

GROHNHEIT Poul Erik et GRAM MORTENSEN Bent Ole, 2003, « Competition in the market for space heating. District heating as the infrastructure for competition among fuels and technologies », *Energy Policy*, vol. 31, p. 817-826.

GROSSMAN Sanford J. et HART Oliver D., 1983, « An Analysis of the Principal-Agent Problem », *Econometrica*, vol. 51, n° 1, p. 7-45.

HALPERN Charlotte, 2009, « La politique de l'environnement » dans Renaud Dehousse (ed.), *Politiques européennes*, Paris, Presses de Sciences Po, p. 205-225.

HANSEN Jean-Pierre et PERCEBOIS Jacques, 2010, *Energie Economie et politiques*, Bruxelles, De Boeck, 779 p.

HAWKEY David, WEBB Janette et WINSKEL Mark, 2013, « Organisation and governance of urban energy systems: district heating and cooling in the UK », *Journal of Cleaner Production*, n° 50, p. 22-31.

HODSON Mike et MARVIN Simon, 2010a, « Can cities shape socio-technical transitions and how would we know if they were? », *Research Policy*, vol. 39, p. 477-485.

HODSON Mike et MARVIN Simon, 2010b, *World cities and climate change: producing urban ecological security*, Maidenhead, Open University Press, 160 p.

HODSON Mike et MARVIN Simon, 2009, « Cities mediating technological transitions: understanding visions, intermediation and consequences », *Technology Analysis & Strategic Management*, p. 515-534.

HOLMGREN Kristina, 2006, « Role of a district-heating network as a user of waste-heat supply from various sources - the case of Göteborg », *Applied Energy*, n° 83, p. 1351-1367.

HOMMELS Anique, 2005, « Studying Obduracy in the City: Toward a Productive Fusion between Technology Studies and Urban Studies », *Science, Technology, & Human Values*, vol. 30, n° 3, p. 323-351.

HOURLADE Jean-Charles, 2009, « Des liens compliqués entre sciences et politique à propos du Giec », *Projet*, décembre, vol. 6, n° 313, p. 42-47.

HUGHES Thomas, 1983, *Networks of power: electrification in Western society, 1880-1930*, Baltimore, Md, Johns Hopkins University Press, 474 p.

HUNTER Floyd, 1953, *Community Power Structure. A study of decision makers*, Chapel Hill, University of North Carolina Press, 297 p.

ISIDORO Cécile, 2006, *L'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence communautaire et sa mise en oeuvre: Allemagne, France, Italie, Royaume-Uni*, Paris, LGDJ, 664 p.

JACQUIGNON Louis, 2000, *Histoire de l'électricité dans les Hautes-Alpes: des origines à la nationalisation de 1946*, Paris, Association pour l'histoire de l'électricité en France, 329 p.

JAGLIN Sylvie, 2008, « Introduction » dans Sylvie Jaglin (ed.), *ACI « Espaces et territoires », Territorialisation des espaces urbanisés dans les grandes villes: Une confrontation Nord/Sud*, Paris, LATTIS, p. 1-47.

JAGLIN Sylvie et DUBRESSON Alain, 2013, « Municipalities, major actors in energy change? Lessons from Cape Town (South Africa) », *Urban energy governance, Gif-sur-Yvette*, septembre.

JAGLIN Sylvie et VERDEIL Eric, 2013, « Energie et villes des pays émergents: des transitions en question. Introduction », *Flux*, 2013, n° 93-94, p. 7-18.

JOANA Jean, 2000, « Du gouvernement des villes au gouvernement municipal », *Pôle Sud*, 2000, n° 13, p. 3-9.

JOBERT Bruno (ed.), 1994, *Le tournant néo-libéral en Europe*, Paris, l'Harmattan, 328 p.

JOBERT Bruno et SELLIER Michèle, 1977, « Les grandes villes: autonomie locale et innovation politique », *Revue française de science politique*, vol. 27, n° 2, p. 205-227.

KELHETTER René, 1996, « Les collectivités locales et leurs élus » dans Association pour l'histoire de l'électricité en France (ed.), *La nationalisation de l'électricité en France: nécessité technique ou logique politique?*, Paris, Association pour l'histoire de l'électricité en France, p. 337-341.

KELLY Scott et POLLITT Michael, 2010, « An assessment of the present and future opportunities for combined heat and power with district heating (CHP-DH) in the United Kingdom », *Energy Policy*, vol. 38, p. 6936-6945.

KERN Kristine et BULKELEY Harriet, 2009, « Cities, Europeanization and Multi-level Governance: Governing Climate Change through Transnational Municipal Networks », *JCMS*, vol. 47, n° 2, p. 309-332.

KLEINSCHMIDT Christian, 2007, « Services urbains en Allemagne: l'économie municipale d'approvisionnement entre industrialisation et reconversion », *Histoire, économie & société*, vol. 26, n° 2, p. 101-110.

KUNTZ Francis, 1989, « Histoire d'une entreprise au service de sa région: Electricité de Strasbourg », *Bulletin d'histoire de l'électricité*, Juin, n° 13, p. 141-151.

LACROIX Valérie et ZACCAÏ Edwin, 2010, « Quarante ans de politique environnementale en France: évolutions, avancées, constante », *RFAP*, n° 2, p. 205-232.

LAGET-ANNAMAYER Aurore, 2002, *La régulation des services publics en réseaux: télécommunications et électricité*, Bruxelles Paris, Bruylant LGDJ, 546 p.

LASCOUMES Pierre et LE GALÈS Patrick, 2004, « De l'innovation instrumentale à la recomposition de l'État » dans LASCOUMES Pierre et LE GALÈS Patrick (eds.), *Gouverner par les instruments*, Paris, Presses de la Fondation nationale des sciences politiques, p. 357-370.

LASSERRE Georges, 1956, « Aspects économiques des nationalisations françaises » dans COLLIARD Claude-Albert (ed.), *Le fonctionnement des entreprises nationalisées en France (Travaux du Troisième Colloque des Facultés de Droit)*, Paris, Dalloz, p. 31-47.

LAUGIER Sandra et VELUT Sébastien (eds.), 2013, *SHS et énergie*, Paris, Alliance Athena, 95 p.

LEFÈVRE Christian et JOUVE Bernard, 1999, « De la gouvernance urbaine au gouvernement des villes? Permanence ou recomposition des cadres de l'action publique en Europe », *Revue française de science politique*, vol. 49, n° 6, p. 835-854.

LE GALÈS Patrick, 1995, « Du gouvernement des villes à la gouvernance urbaine », *Revue française de science politique*, vol. 45, n° 1, p. 57-95.

LENOIR Didier, 2008, « 1985-2007: l'émergence de politiques territoriales de l'énergie » dans POUPEAU François-Mathieu et D'ARCIMOLES Marie (eds.), *Séminaire LATTIS-PUCA L'émergence de politiques énergétiques locales*, Paris, LATTIS-PUCA, p. 28-34.

LÉVY-LEBOYER Maurice, 1994, « Introduction générale » dans LÉVY-LEBOYER Maurice et MORSEL Henri (eds.), *Histoire générale de l'électricité en France, Tome deuxième: L'interconnexion et le marché, 1919-1946*, Paris, Fayard, p. 13-127.

LÉVY-LEBOYER Maurice et MORSEL Henri (eds.), 1994, *Histoire générale de l'électricité en France, Tome deuxième: L'interconnexion et le marché, 1919-1946*, Paris, Fayard, 1438 p.

LIBBE Jens, HANKE Stefanie et VERBÜCHELN Maic, 2011, *Rekommunalisierung - Eine Bestandaufnahme*, s.l., Deutsches Institut für Urbanistik - Berlin, 23 p.

- LOJKINE Jean, 1977, *Le Marxisme, L'Etat et la question urbaine*, Paris, Presses Universitaires de France, 362 p.
- LORCIN Jean, 1988, « Du “socialisme municipal” au libéralisme. Le régime de la production et de la distribution de la force motrice à Saint-Etienne (Loire) avant 1914 », *Bulletin d'histoire de l'électricité*, décembre, n° 12, p. 61-82.
- LORENTZ Claude, 2000, *100 ans d'énergie Histoire de l'électricité de Strasbourg 1900-2000*, Strasbourg, Éditions Oberlin, 267 p.
- LORRAIN Dominique, 2002a, « Capitalismes urbains: la montée des firmes d'infrastructures », *Entreprises et histoire*, vol. 3, n° 30, p. 7-31.
- LORRAIN Dominique, 2002b, « Capitalismes urbains Des modèles européens en compétition », *L'année de la régulation*, n° 6, p. 195-240.
- LORRAIN Dominique, 2000, « Gouverner les villes Questions pour un agenda de recherche », *Pôle Sud*, n° 13, p. 27-40.
- LORRAIN Dominique, 1998, « Administrer, gouverner, réguler », *Les annales de la recherche urbaine*, n° 80-81, p. 85-92.
- LORRAIN Dominique, 1995, « France: le changement silencieux » dans LORRAIN Dominique et STOKER Gerry (eds.), *La privatisation des services urbains en Europe*, Paris, la Découverte, p. 105-129.
- LORRAIN Dominique, 1991, « De l'administration républicaine au gouvernement urbain », *Sociologie du travail*, vol. 91, n° 4, p. 461-484.
- LORRAIN Dominique, 1990, *Les Mairies Urbaines et leurs Personnels*, Paris, La Documentation française, 209 p.
- LORRAIN Dominique, 1987, *Les cadres communaux urbains 1974-1986*, Paris, Fondation des villes, 54 p.
- LORRAIN Dominique, 1977, *Relation entre organisations municipales et politiques urbaines*, Paris, Fondation des villes.
- LORRAIN Dominique et STOKER Gerry (eds.), 1995, *La privatisation des services urbains en Europe*, Paris, la Découverte, 218 p.
- LUND Henrik, MÖLLER Bernd, MATHIESEN Brian Vad et DYRELUND A, 2010, « The role of district heating in future renewable energy systems », *Energy*, vol. 35, p. 1381-1390.
- MABILEAU Albert et SORBETS Claude (eds.), 1989, *Gouverner les villes moyennes*, Paris, Pedone, 188 p.
- MAC FARLANE Colin et RUTHERFORD Jonathan, 2008, « Political Infrastructures: Governing and Experiencing the Fabric of the City », *International Journal of Urban and Regional Research*, vol. 32, n° 2, p. 363-374.
- MAGNIEN Maurice, 1986, « Le réseau électrique: les techniques de transport et les hommes du réseau », *Bulletin d'histoire de l'électricité*, juin, n° 7, p. 33-48.
- MAGNUSSON Dick, 2012, « Swedish district heating - A system in stagnation: Current and future trends in the district heating sector », *Energy Policy*, n° 48, p. 449-459.

- MALEVILLE Georges, 1996, « Le rôle de Paul Ramadier » dans Association pour l'histoire de l'électricité en France (ed.), *La nationalisation de l'électricité en France: nécessité technique ou logique politique?*, Paris, Association pour l'histoire de l'électricité en France, p. 315-320.
- MANGOLTE Pierre-André, 1986, *La Vie privée des entreprises publiques*, Paris, Éd. ouvrières, 162 p.
- MARCHAIS-ROUBELAT Anne et ROUBELAT Fabrice, 2007, « Le sens de l'événement Manoeuvres stratégiques autour des régies de distribution d'électricité. Nouveau départ ou chant du cygne? », *Flux*, vol. 2, n° 68, p. 102-104.
- MARCOU Gérard, 2013, « Electricité, marché unique et "transition énergétique": les contradictions du nouveau système électrique et la place des collectivités territoriales » dans MARCOU Gérard, POUPEAU François-Mathieu et STAROPOLI Carine (eds.), *Collectivités territoriales et énergie: ambitions et contradictions*, Paris, Le Moniteur, p. 47-77.
- MARCOU Gérard et WOLLMANN Helmut (eds.), 2007, *Les collectivités territoriales et l'énergie, annuaire 2007 des collectivités locales*, Paris, CNRS Editions, 665 p.
- MARVIN Simon, GRAHAM Stephen et GUY Simon, 1999, « Cities, regions and privatised utilities », *Progress in Planning*, février, vol. 51, n° 2, p. 91-165.
- MAYNTZ Renate, 1995, « Progrès technique, changement dans la société et développement des grands systèmes techniques », *Flux*, n° 22, p. 11-16.
- MÉRIAUX Olivier, 2005, « Le débordement territorial des politiques sectorielles » dans *L'action publique et la question territoriale*, Grenoble, Presses Universitaires de Grenoble, p. 27-32.
- MONNIER Lionel, 1983, *La Tarification de l'électricité en France: origines, bilan, perspectives*, Paris, Economica, 260 p.
- MONSTADT Jochen, 2009, « Conceptualizing the political ecology of urban infrastructures: insights from technology and urban studies », *Environment and Planning*, vol. 41, p. 1924-1942.
- MONSTADT Jochen, 2007, « Urban Governance and the Transition of Energy Systems: Institutional Change and Shifting Energy and Climate Policies in Berlin », *International Journal of Urban and Regional Research*, juin, vol. 31, n° 2, p. 326-343.
- MORSEL Henri, 1991a, « L'électricité dans l'économie générale du pays » dans CARON François et CARDOT Fabienne (eds.) *Histoire générale de l'électricité en France: 1881-1918, Tome premier: Espoirs et conquêtes*, Paris, Fayard, p. 505-670.
- MORSEL Henri, 1991b, « Le patronat de l'électricité en France dans l'entre-deux-guerres », *Bulletin d'histoire de l'électricité*, décembre, n° 18, p. 31-60.
- MOSAR Nic, 1987, « La politique de l'énergie dans la Communauté européenne "un état de l'Union" », *Revue de l'énergie*, janvier, n° 389, p. 1-5.
- MULLER Pierre, 2013, *Les politiques publiques*, Que sais-je?, 10^e (1^{ère} édition 1990), Paris, Presses Universitaires de France, 127 p.

- MULLER Pierre, 1992, « Entre le local et l'Europe. La crise du modèle français de politiques publiques », *Revue française de science politique*, n° 2, p. 275-297.
- MULLER Pierre, 1990, « Les politiques publiques entre secteurs et territoires », *Politiques et management public*, vol. 8, n° 3, p. 19-33.
- MULLER Pierre, 1985, « Un schéma d'analyse des politiques sectorielles », *Revue française de science politique*, vol. 35, n° 2, p. 165-189.
- NADAÏ Alain, LABUSSIÈRE Olivier, DEBOURDEAU Ariane, RÉGNIER Yannick, COINTE Béatrice et DOBIGNY Laure, 2015, « French policy localism: Surfing on "Positive Energy Territories" (TEPOS) », *Energy Policy*, vol. 78, p. 281-291.
- OFFNER Jean-Marc, 2006, « "Les territoires de l'action publique locale" Fausses pertinences et jeux d'écarts », *Revue française de science politique*, vol. 56, n° 1, p. 27-47.
- OFFNER Jean-Marc, LORRAIN Dominique et COUTARD Olivier, 1998, « Avant propos », *Flux*, vol. 14, n° 31, p. 5-6.
- PALLEMAERTS Marc et GOURITIN Armelle, 2007, « La stratégie de l'Union européenne en faveur du développement durable », *Courrier hebdomadaire du CRISP*, vol. 16, n° 1961, p. 5-45.
- PANZARELLA-DESCHIZEAUX Patricia, 1986, *La Régie grenobloise de gaz et d'électricité de 1882 à 1945: histoire d'une impossible dépendance*, mémoire de maîtrise d'histoire, Grenoble III, Grenoble.
- PAUTARD Eric, 2007, « Vers une gouvernance électrique territoriale. Enjeux des incitations à la sobriété énergétique », *Annales de la Recherche Urbaine*, septembre, n° 103, p. 120-127.
- PAYRE Renaud, 2008, *Ordre politique et gouvernement urbain*, habilitation à diriger des recherches de science politique, Université Lumière Lyon 2, Lyon, 196 p.
- PERCEBOIS Jacques, 2012, « Le partage de la rente nucléaire de rareté, facteur de relative maîtrise des tarifs de l'électricité en France? », *Revue de l'énergie*, n° 606, p. 84-97.
- PÉREZ-ARRIAGA Ignacio, 2009, *Regulatory Instruments for Deployment of Clean Energy Technologies*, Calgary, CAETS, 27 p.
- PFLIEGER Géraldine, 2003, *Consommateur, client, citoyen: l'utilisateur dans les nouvelles régulations des services en réseaux. Les cas de l'eau, de l'électricité et des télécommunications en France*, thèse d'urbanisme et aménagement, Ecole nationale des Ponts et Chaussées, Paris, 496 p.
- PIATECKI Cyrille et BESANCENOT Damien, 1994, « La privatisation du secteur électrique en Grande-Bretagne: une analyse critique », *Politiques et management public*, vol. 12, n° 1, p. 77-99.
- PICARD Jean-François, BELTRAN Alain et BUNGNER Martine, 1985, *Histoires de l'E.D.F.: comment se sont prises les décisions de 1946 à nos jours*, Paris, Dunod, 265 p.
- PINSON Gilles, 2009, *Gouverner la ville par projet. Urbanisme et gouvernance des villes européennes*, Paris, Presses de Sciences Po, 420 p.

PINSON Gilles, 2006, « Projets de ville et gouvernance urbaine Pluralisation des espaces politiques et recomposition d'une capacité d'action collective dans les villes européennes », *Revue française de science politique*, vol. 56, n° 4, p. 619-651.

PORTE Christophe, 1987, « L'électrification de Tourcoing jusqu'en 1914 », *Bulletin d'histoire de l'électricité*, décembre, n° 10, p. 157-170.

PORTE Christophe, 1986, *L'électrification de Tourcoing jusqu'en 1914*, mémoire de maîtrise d'histoire, Université de Lille III, Lille.

POUPEAU François-Mathieu, 2013a, « Simples territoires ou actrices de la transition énergétique? Les villes françaises dans la gouvernance multi-niveaux de l'énergie », *Urbia - Les Cahiers du développement durable urbain*, n° 15, p. 73-86.

POUPEAU François-Mathieu, 2013b, « Les schémas régionaux climat air énergie: la démarche vue par les conseils régionaux » dans MARCOU Gérard, POUPEAU François-Mathieu et STAROPOLI Carine (eds.), *Collectivités territoriales et énergie: ambitions et contradictions*, Paris, Le Moniteur, p. 113-121.

POUPEAU François-Mathieu, 2013c, « Quand l'Etat territorialise la politique énergétique. L'expérience des schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie », *Politiques et management public*, vol. 30, n° 4, p. 443-472.

POUPEAU François-Mathieu (ed.), 2008, *Gouverner sans contraindre: l'agence locale de l'énergie outil d'une politique énergétique territoriale*, Paris, l'Harmattan, 275 p.

POUPEAU François-Mathieu, 2007a, « Les entreprises locales d'énergie: la fin d'un levier d'action pour les villes françaises? », *Les annales de la recherche urbaine*, n° 103, p. 153-158.

POUPEAU François-Mathieu, 2007b, « La fabrique d'une solidarité nationale », *Revue française de science politique*, vol. 57, n° 5, p. 599-628.

POUPEAU François-Mathieu, 2004a, *Le service public à la française face aux pouvoirs locaux. Les métamorphoses de l'Etat jacobin*, Paris, CNRS Editions, 246 p.

POUPEAU François-Mathieu, 2004b, « Un siècle d'intervention publique dans le secteur de l'électricité en France », *Gérer et comprendre*, vol. 77, p. 6-15.

POUPEAU François-Mathieu, 2001, « Libéralisation du service public et action publique locale. Le département dans la recomposition du système de distribution électrique français », *Sociologie du travail*, vol. 43, n° 2, p. 179-195.

POUPEAU François-Mathieu, 1999, *EDF ou la permanence d'un « compromis républicain » Le système de distribution électrique français entre Etat et collectivités locales, de la nationalisation à la mondialisation*, thèse, Institut d'étude politique de Paris, Paris, 571 p.

PRETECEILLE Edmond, 1989, « Les marxistes et la question urbaine », *Politix*, vol. 2, n° 7, p. 24-29.

RIVERO Jean, 1956, « L'évolution du droit des entreprises nationalisées » dans CLAUDE-COLLIARD Albert (ed.), *Le fonctionnement des entreprises nationalisées en France (Travaux du Troisième Colloque des Facultés de Droit)*, Paris, Dalloz, p. 49-71.

ROCHER Laurence, 2013, « Le chauffage urbain dans la transition énergétique: des reconfigurations entre flux et réseau », *Flux*, n° 92, p. 23-35.

ROCHER Laurence, 2011, « Action locale et planification climatique Pratiques des collectivités et nouvelles responsabilités », *La semaine juridique - Edition administrations et collectivités territoriales*, décembre, n° 50, p. 1-4.

ROJEY Alexandre, 2008, *Énergie & climat: réussir la transition énergétique*, Editions TECHNIP, 220 p.

RUDOLF Florence et KOSMAN Julie, 2004, « Le développement durable entre programme d'action et applications? », *Ecologie & politique*, n° 29, p. 37-53.

RUTHERFORD Jonathan, 2008, « Unbundling Stockholm: The networks, planning and social welfare nexus beyond the unitary city », *Geoforum*, n° 39, p. 1871-1883.

RUTHERFORD Jonathan et COUTARD Olivier, 2014, « Urban Energy Transitions: Places, Processes and Politics of Socio-technical Change », *Urban studies*, vol. 57, n° 7, p. 1353-1377.

RUTHERFORD Jonathan et JAGLIN Sylvie, 2015, « Introduction to the special issue - Urban energy governance: Local action, capacities and politics », *Energy Policy*, vol. 78, p. 173-178.

RUTLAND Ted et AYLETT Alex, 2008, « The work of policy: actor networks, governmentality and local action on climate change in Portland, Oregon », *Environment and Planning D: Society and Space*, vol. 26, p. 627-646.

SABLIÈRE Pierre (ed.), 1993, « Le loi du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz », *Cahiers juridiques de l'électricité et du gaz*, février, Numéro hors série, p. 1083.

SANCHEZ-SALGADO Rosa, 2008, « Les projets transnationaux européens: analyse d'une expérience européanisante », *Politique européenne*, vol. 3, n° 26, p. 53-74.

SANCHEZ-SALGADO Rosa, 2007, *Comment l'Europe construit la société civile*, Paris, Dalloz, 360 p.

SAPPINGTON David E. M., 1991, « Incentives in Principal-Agent Relationships », *The Journal of Economic Perspectives*, avril, vol. 5, n° 2, p. 45-66.

SCHARPF Fritz, 2000, *Gouverner l'Europe*, Paris, Presses de Sciences Po, 238 p.

SCHMIDT Susanne K., 1998, « Commission activism: subsuming telecommunications and electricity under European competition law », *Journal of European Public Policy*, vol. 5, n° 1, p. 169-184.

SINTOMER Yves, HERZBERG Carsten et HOUDRET Annabelle, 2010, *La participation des usagers dans la gestion de l'eau avec un focus sur les régions et entreprises municipales*, Centre Marc Bloch - ville de Paris.

SMIL Vaclav, 2010, *Energy Transitions: History, Requirements, Prospects*, Hardcover, Praeger, 178 p.

- SOUAMI Taoufik, 2007, « L'intégration des technologies énergétiques dans l'action urbaine », *Les annales de la recherche urbaine*, septembre, n° 103, p. 7-17.
- SPÄTH Philipp, 2005, « District heating and passive houses – Interfering strategies towards sustainable energy systems », *ECEEE Summer study*, p. 339-344.
- STAHL Pierrette, 1985, « L'essor des syndicats de communes pour la distribution d'énergie électrique », *Bulletin d'histoire de l'électricité*, décembre, n° 6, p. 61-74.
- STOFFAËS Christian, 1995, *Services publics, question d'avenir / rapport de la commission présidée par Christian Stoffaës; rapporteur général, Michel Matheu*, Paris, Commissariat général du plan, Odile Jacob / La Documentation française, 437 p.
- STOFFAËS Christian (ed.), 1994, *Entre monopole et concurrence La régulation de l'énergie en perspective historique*, Editions P.A.U., Paris, 521 p.
- STOKER Gerry, 1995, « Urban governance in Britain », *Sociologie du travail*, vol. 37, n° 2, p. 301-315.
- STRAUS André, 1994, « Le financement de l'industrie électrique par le marché financier » dans LÉVY-LEBOYER Maurice et MORSEL Henri (eds.), *Histoire générale de l'électricité en France, Tome deuxième: L'interconnexion et le marché, 1919-1946*, Paris, Fayard, p. 904-954.
- SUMMERTON Jane (ed.), 1994, *Changing Large Technical Systems*, Boulder.
- SUMMERTON Jane, 1992, *District heating comes to town: the social shaping of an energy system*, Linköping, Linköping studies in arts and sciences, 319 p.
- SYROTA Jean, 2008, *Perspectives énergétiques de la France à l'horizon 2020-2050*, Paris, Commission énergie du Centre d'analyse stratégique, La Documentation française, n°12, vol. 1.
- TARR Joel et DUPUY Gabriel (eds.), 1988, *Technology and the Rise of the Networked City in Europe and America*, Philadelphia, PA, Temple University Press.
- THYHOLT Marit et HESTNES Anne Grete, 2008, « Heat supply to low-energy buildings in district heating areas. Analyses of CO₂ emissions and electricity supply security », *Energy and Buildings*, vol. 40, p. 131-139.
- TIXIER Pierre Éric et MAUCHAMP Nelly, 2000, *EDF-GDF: une entreprise publique en mutation*, Paris, la Découverte, 206 p.
- TOPALOV Christian, 1974, *Les promoteurs immobiliers. Contribution à l'analyse de la production capitaliste du logement en France*, Paris, Mouton.
- TOPÇU Sezin, 2009, « Nucléaire: de l'engagement "savant" aux contre-expertises associatives », *Natures Sciences Sociétés*, septembre, vol. 14, n° 3, p. 249-256.
- TRANCHANT Carole, VASSEUR Liette, OUATTARA Ibrahim et VANDERLINDEN Jean-Paul, 2004, « L'écologie industrielle: une approche écosystémique pour le développement durable », *Développement durable: leçons et perspectives*, juin, p. 203-210.
- TSAYEM DEMAZE Moïse, 2012, « La difficile construction de la gouvernance internationale de la lutte contre les changements climatiques », *VertigO*.

VACHÉ Isabelle, 2009, *L'émergence des politiques énergétiques en pays de la Loire (France) Effets de contexte, potentiels et jeux d'acteurs*, thèse de géographie, Université du Maine, Le Mans, 476 p.

VARONE Frédéric et GENOUD Christophe, 2001, « Libéralisation des services de réseaux et responsabilité publique: le cas de l'électricité », *Politiques et management public*, septembre, vol. 19, n° 3, p. 191-212.

VERBONG Geert et LOORBACH Derk, 2012, « Introduction » dans Geert Verbong et Derk Loorbach (eds.), *Governing the Energy Transition. Reality, Illusion or Necessity?*, New York, Routledge, p. 1-23.

VERDEIL Eric, 2012, « Mike Hodson et Simon Marvin, World cities and climate change: producing urban ecological security », *Géocarrefour*, vol. 87, n° 2, p. 145-146.

VILLALBA Bruno, 2010, « Le développement soutenable et les politiques publiques. Interprétation restrictive et institutionnalisation extensive » dans AUBERTIN Catherine et VIVIEN Franck-Dominique (eds.), *Le développement durable*, Paris, La Documentation française, p. 77-101.

VUILLERMOT Catherine, 1996, « Le groupe Durand: une acquisition majeure pour l'EDF » dans Association pour l'histoire de l'électricité en France (ed.), *La nationalisation de l'électricité en France: nécessité technique ou logique politique?*, Paris, Association pour l'histoire de l'électricité en France, p. 267-279.

WALKER Gordon et CASS Noel, 2007, « Carbon Reduction. "The Public" and Renewable Energy: Engaging with Socio-Technical Configurations », *Area*, décembre, vol. 39, n° 4, p. 458-469.

WEBB Janette, 2015, « Improvising innovation in UK urban district heating: The convergence of social and environmental agendas in Aberdeen », *Energy Policy*, vol. 78, p. 265-272.

WIEVIORKA Michel et TRINH Sylvaine, 1989, *Le Modèle EDF: essai de sociologie des organisations*, Paris, la Découverte, 272 p.

WOLLMANN Helmut, BALDERSHEIM Harald, CITRONI Giulio, MARCOU Gérard et MCELDOWNEY John, 2010, « Energy provision: from public service to commodity » dans WOLLMANN Helmut et MARCOU Gérard (eds.), *The Provision of Public Services in Europe. Between State, Local Government and Market*, Northampton, Edward Elgar, p. 168-190.

YON Guillaume, 2014, « L'économicité d'EDF. La politique tarifaire d'Electricité de France et la reconstruction de l'économie nationale, de la nationalisation au milieu des années 1960 », *Politix*, n° 105, p. 91-115.

ZACCAÏ Edwin, 2011, *25 ans de développement durable, et après?*, Paris, Presses Universitaires de France, 237 p.

Sources

Ademe, www.ademe.fr

Ademe, AMI, Investissements d'avenir, *Programme développement de l'économie numérique action réseaux électriques intelligents*, juin 2011, 15 p.

ADES, « Conseil municipal, vote du budget 2011 », 17 décembre 2010, consulté le 14 juin 2011.

ADES, « GEG : la nouvelle convention illégale ? », 16 mars 2013, www.ades-grenoble.org/wordpress/2013/03/16/geg-la-nouvelle-convention-illegale/, consulté le 10 septembre 2014.

ADES, « Les affaires de GEG des amis de 30 ans aux amis pour 60 ans », 9 mars 2014, www.ades-grenoble.org/wordpress/2014/03/09/les-affaires-de-geg-des-amis-de-30-ans-aux-amis-pour-60-ans/, consulté le 6 août 2014

ADES, « GEG, l'emploi sauvegardé (suite) », 22 août 2014, <http://www.ades-grenoble.org/wordpress/2014/08/22/geg-lemploi-sauvegarde-suite/>.

Agence locale de l'énergie de l'agglomération grenobloise, « Zoom sur les groupements de commandes », *Les dossiers de l'ALE*, dossier n° 3, juin 2008, p. 7.

Amorce, « Réseaux de chaleur et BBC: l'équation impossible? », *RCE12*, mai 2011, 64 p.

Amorce et Inddigo, « Solutions techniques pour optimiser les réseaux de chaleur dans un contexte de développement de bâtiments basse consommation », *RCT34*, mai 2011, 33 p.

ANROC - Groupe tarification, « Évolutions tarifaires électricité Enjeux et perspectives », *Journées des ELD*, octobre 2013.

Antenne 2, « Écologie et urbanisme à Metz », 1977 : <http://www.ina.fr/video/I08030163>, consulté le 6 août 2014

ARELOR Habitat, « ARELOR et UEM signent une convention de partenariat », www.arelor-habitat.org/fr/actu/actualites-partenariat-arelor-uem.html, consulté le 8 octobre 2014.

Assises de l'énergie et du climat, www.assises-energie.net

Assises de l'énergie et du climat, « Quels nouveaux pouvoirs aux collectivités territoriales pour réussir la transition énergétique », Table ronde, Grenoble, janvier 2013.

Autorité de la concurrence, *Décision n° 09-D-14 du 25 mars 2009 relative à des pratiques mises en œuvre dans le secteur de la fourniture de l'électricité*.

Avrilier Raymond, Descamps, *Le système Carignon*, La Décourte, 1995, 369 p.

Barbaras Vincent, Larchez Michèle, *Les communes et l'énergie : la nouvelle donne*, 1998.

Bureaux du Fonds de Péréquation de l'Électricité, *La péréquation de l'électricité*, décembre 1966, 72 p.

CESML, *90 ans CESML. L'énergie complice*, CESML, 2010, 56 p.

CETE de l'Ouest, *Constitution d'un réseau de chaleur*, 2011, 2 p.

CETE de l'Ouest, CETE Méditerranée, CERTU, *Études sur les énergies renouvelables dans les nouveaux aménagements. Conseils pour la mise en œuvre de l'article L128-4 du Code de l'Urbanisme*, décembre 2011, 59 p.

CETE de l'Ouest, *Besoins de chaleur: le principe du foisonnement*, 2012.

Chaire Ville de l'École des Ponts ParisTech : <http://www.enpc.fr/node/7946>, consulté le 5 novembre 2014.

Chambre régionale des comptes, *Rapport d'observations définitives, Usine d'électricité de Metz (Moselle)*, 2005, 102 p.

Chambre régionale des comptes Aquitaine Poitou-Charentes, *Rapport d'observations définitives Électricité Services Gironde*, 10 février 2005, 8 p.

Chambre régionale des comptes, *Rapport d'observations définitives relatives aux comptes et à la gestion de la société [GEG] depuis 1986*, 2001, 54 p.

Chambre régionale des Comptes d'Auvergne – Rhône-Alpes, *Rapport d'observations définitives Société d'économie mixte locale gaz et électricité de Grenoble (GEG) (38), Exercices 2005 à 2010*, 64 p.

Champsaur Paul (président), *Rapport de la commission sur l'organisation du marché de l'électricité*, avril 2009, 35 p.

CLER, « Pour le rétablissement d'un contrôle démocratique local des réseaux de distribution d'électricité : un citoyen saisit le Tribunal Administratif », *communiqué et dossier de presse*, 17 janvier 2011.

Colloque PCET, www.colloque-pcet2014.ademe.fr

Commission européenne, *Priorités en matière d'infrastructures énergétiques pour 2020 et au-delà. Schéma directeur pour un réseau énergétique européen intégré*, COM/2010/0677, 2010, 52 p.

Commission mondiale pour l'environnement et le développement, *Notre avenir à tous*, 1987, Québec, Éditions du Fleuve, 1988, 461 p.

Concerto, « The CONCERTO Initiative », concerto.eu/concerto/about-concerto.html, consulté le 6 mars 2013

Conseil d'État, n° 296694, vendredi 31 juillet 2009.

Conseil européen, *Conclusions sur le cadre d'action en matière de climat et d'énergie à l'horizon 2030*, Bruxelles, le 23 octobre 2014, 10 p.

Conseil municipal de la ville de Grenoble, *Délibération du 7 octobre 2003*, « Schéma énergétique de la ville de Grenoble, principe du lancement d'une étude conjointe avec les SAEML GEG et CCIAG ».

Conseil municipal de la ville de Grenoble, *Délibération du 16 octobre 2007*, « Schéma énergétique de la ville de Grenoble ».

Conseil municipal de la ville de Grenoble, *Délibération du 16 septembre 2008*, « Politique de développement durable de la ville de Grenoble ».

Conseil municipal de la ville de Grenoble, *Délibération du 22 septembre 2008*, « Politique de développement durable de la Ville de Grenoble - Volet environnement: axes stratégiques et actions prioritaires du mandat ».

Conseil municipal de la ville de Grenoble, *Délibération du 22 février 2010*.

Conseil municipal de la ville de Metz, *Procès-verbal du 29 novembre 2007*.

Conseil municipal de la ville de Metz, *Délibération du 18 décembre 2008*, « point 20 – Conclusion du contrat de concession pour le Service Public du développement et de l'exploitation du réseau de distribution d'électricité ».

Conseil municipal de la ville de Metz, *Procès-verbal du 27 octobre 2011*.

Conseil municipal de la ville de Metz, *Délibération du 27 octobre 2011*.

Conseil municipal de la ville de Metz, *Délibération du 25 octobre 2012*, « Création d'une filiale UEM dénommée Efluid ».

Conseil national de la Résistance, *Programme : Les jours heureux*, adopté le 15 mars 1944.

Cour des comptes, *Le rapport public annuel 2013*, Tome I, Volume I-2, « Les concessions de distribution d'électricité : une organisation à simplifier, des investissements à financer », février 2013, p. 105-216.

CRE, *Délibération de la Commission de régulation de l'électricité du 15 février 2001 relative aux principes de dissociation comptable*.

CRE, *Rapport d'activité*, juin 2001, 49 p.

CRE, *Avis de la Commission de régulation de l'énergie sur le projet de décret relatif aux tarifs de cession aux distributeurs non nationalisés*, 8 janvier 2004, 6 p.

CRE, *Rapport d'activité*, juin 2005, 140 p.

CRE, *Rapport d'activité*, juin 2006, 136 p.

CRE, *Avis de la Commission de régulation de l'énergie du 11 août 2008 sur le projet d'arrêté relatif aux tarifs de cession de l'électricité aux distributeurs non nationalisés.*

CRE, *Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 10 août 2009 portant avis sur le projet d'arrêté relatif aux tarifs de cession de l'électricité aux distributeurs non nationalisés.*

CRE, *Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 11 août 2010 portant avis sur le projet d'arrêté relatif aux tarifs de cession de l'électricité aux distributeurs non nationalisés.*

CRE, *Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 26 juillet 2011 portant avis sur le projet d'arrêté relatif aux tarifs de cession de l'électricité aux distributeurs non nationalisés.*

CRE, *Rapport d'activité*, 2011, 81 p.

CRE, *Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 19 juillet 2012 portant avis sur le projet d'arrêté relatif aux tarifs de cession de l'électricité aux distributeurs non nationalisés.*

CRE, *Rapport d'activité*, 2012, 176 p.

CRE, « TURPE 3 : suite de l'annulation par le Conseil d'État », *Décryptages*, mars/avril 2013, n° 34.

CRE, « Appel à projets - État des lieux », 3 août 2009, Paris : http://www.cogenerationbiomasserhonealpes.org/sites/default/files/090803AObiomasse_Etat_des_lieux%20CRE3.pdf, consulté le 15 février 2013.

CRE, *Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 12 décembre 2013 portant décision relative aux tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTA ou BT.*

CRE, *Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 25 avril 2013 portant décision sur les tarifs péréqués d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz nature des entreprises locales de distribution.*

CRE, *Observatoire des marchés de l'électricité, du gaz et du CO₂*, 2^e trimestre 2013, 96 p.

CRE, *Respect des codes de bonne conduite et indépendance des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel*, Rapport 2013-2014, 92 p.

CRE, « marché de gros », *Glossaire* : www.cre.fr/glossaire/marche-de-gros, consulté le 18 novembre 2013.

CRE, « Programmation pluriannuelle des investissements », *Glossaire* : <http://www.cre.fr/glossaire/programmation-pluriannuelle-des-investissements-ppi>, consulté le 15 février 2013.

Dalkia, www.dalkia.fr/fr/medias/actualites/dalkia-closing-edf-veolia.htm, consulté le 6 août 2014

De Gravelaine Frédérique, O'Dy Sylvie, *L'État EDF*, Paris, Alain Moreau, 1978, 348 p.

Delestre Isabelle, *L'aventure de Gaz Électricité de Grenoble, Cent ans d'énergie 1903-2003*, Glénat, 2004, 142 p.

Délibération du 14 janvier 2010 portant avis sur le choix des offres que le ministre chargé de l'énergie envisage au terme de l'appel à projets pour des installations de production d'électricité utilisant l'énergie issue de la biomasse, JORF n° 0058 du 10 mars 2010.

Duc Didier, ville de Metz, « La distribution d'énergie dans les territoires : quels leviers, quelle gouvernance pour atteindre les 3x20 ? », Paris, 12 juin 2012.

EDF : fr.edf.com/autres-pages-53295.html, consulté le 3 novembre 2013.

Énergie 2007, « Concession de la Ville de Paris: entretien avec Denis Baupin », 22 décembre 2009, http://www.energie2007.fr/actualites/fiche/2269/denis_baupin_erdf_edf_paris.html, consulté le 5 novembre 2014.

Énergie 2007, « ELD : UEM Metz et Réseau GDS adhèrent à la FNCCR », 16 décembre 2010 : www.energie2007.fr/actualites/fiche/3070/uem_metz_gds_fnccr_regies_sem_eau_dechets_energie_151210.html, consulté le 20 juillet 2011.

Énergie 2007, « Plateforme Enercom »: energie2007.fr/actualites/fiche/3951, consulté le 30 mars 2014.

Energy Cities, www.energy-cities.eu

Energine.com, « Gaz Électricité de Grenoble a un nouveau DG », le 28 septembre 2011, consulté le 4 avril 2012.

Energine.com, « UEM réalise son premier investissement dans un parc éolien », 19 février 2014, consulté le 5 juillet 2014.

FNCCR, *Bulletin d'Informations des Services Publics Communaux et Départementaux*, mai-juin 1946, n° 4, p. 8.

FNCCR, « Compte-rendu du VIIIe Congrès National de l'Équipement et des Services Publics des Collectivités locales : Journée des Régies », *Bulletin d'Informations des Services Publics Communaux et Départementaux*, n° 10, août 1948, p. 4-7.

FNCCR, « Les régies d'Électricité et de Gaz en France : Leur importance – Leur situation avant et depuis la nationalisation », *Bulletin d'Informations des Services Publics Communaux et Départementaux*, octobre 1949, n° 11.

FNCCR, « Le IXe Congrès national de la Fédération : Compte-rendu général du Congrès », *Bulletin d'Informations des Services Publics Communaux et Départementaux*, n° 11, octobre 1949, p 5-9.

FNCCR, *Quel mode de gestion pour les services publics locaux de l'électricité ?*, novembre 2011, 71 p.

FNCCR, « Onzième Congrès national de l'électrification et des services publics des collectivités locales : journée des régies », *Bulletin d'Informations des Services Publics Communaux et Départementaux*, n° 17, décembre 1951, p. 10-11.

FNCCR, *Actes du Congrès de la Fédération*, 27 juin 1963, Toulouse.

FNCCR, *Actes du Congrès de la Fédération*, 12 juin 1972, Cannes.

FNCCR, *Actes du Congrès de la Fédération*, Strasbourg, septembre 1991.

FNCCR, *Congrès de la FNCCR*, Annecy, septembre 2009, « Table ronde L : Entreprises locales de distribution d'énergie : quel statut et quelle taille en régime de concurrence ? ».

FNCCR, *Congrès de la FNCCR*, Annecy, septembre 2009, « Plénière 4 : Réforme de l'État et des collectivités : quels territoires pour les grandes intercommunalités de services publics ? ».

FNCCR, *Lettre R des Régies d'électricité et de gaz*, n° 9, 1^{er} juin 1994, « Fonds de péréquation de l'électricité ».

FNCCR, *Lettre R des Régies d'électricité et de gaz*, n° 11, 20 octobre 1994, « Prix de l'électricité et du gaz : baisse des tarifs HT ».

FNCCR, *La lettre R des Régies d'électricité et de gaz*, n° 20, 21 avril 1995, « Hausse de la TVA sur l'électricité : Compensation partielle de la perte sur le prix hors taxe ».

FNCCR, *Lettre R des Régies d'électricité et de gaz*, n° 36, 13 juin 1996, « Europe de l'énergie : Marché unique de l'électricité ».

FNCCR, *Lettre R des Régies d'électricité et de gaz*, n° 40, 16 octobre 1996, « CEDEC ».

FNCCR, *Lettre R des Régies d'électricité et de gaz*, n° 40, 16 octobre 1996, « Europe de l'énergie : directive sur l'électricité ».

FNCCR, *Lettre R des Régies d'électricité et de gaz*, n° 74, 30 octobre 1998, « Nouvelle organisation électrique française : position de la FNCCR sur l'avant-projet de loi ».

FNCCR, *Lettre R des Régies d'électricité et de gaz*, n° 77, 3 mars 1999, « Nouvelle organisation électrique française : projet de loi ».

FNCCR, *Lettre R des Régies d'électricité et de gaz*, n° 79, 14 avril 1999, « EDF : relations commerciales avec les régies ».

FNCCR, *Lettre R des Régies d'électricité et de gaz*, n° 96, 30 octobre 2000, « Nouvelle organisation électrique française : Congrès de Toulouse ».

FNCCR, *Lettre R des Régies d'électricité et de gaz*, n° 101, 30 mars 2001, « Nouvelle organisation électrique française : dissociation comptable ».

Fournisseurs Électricité, « Entretien avec le fournisseur Alterna », 26 juin 2013, www.fournisseurs-electricite.com/actualites-de-lenergie/29749-entretien-avec-le-fournisseur-alterna, consulté le 16 janvier 2014.

France 3, Franck Gassaud, « Gaz Électricité de Grenoble (GEG) supprime des postes mais ne licencie pas », 17 mai 2013.

France 3 Alpes, « Éclairage public de Grenoble : retour à la case Citeos du groupe Vinci », 24 avril 2015.

FUSACQ, « La CDC apporte 10 M€ à GEG ENeR », www.fusacq.com/buzz/la-cdc-apporte-10-m-a-geg-ener-a10650.html, consulté le 27 janvier 2014

Gabillet Pauline, « Les ELD, des repositionnements stratégiques entre libéralisation et transition énergétique », *Commission permanente de l'ANROC*, 8 juillet 2014

Gabillet Pauline, « Repositionnements stratégiques des ELD entre libéralisation et transition énergétique », *Rencontres nationales des ELD*, 15 octobre 2014

GEG, *Rapport annuel*, 2002, 70 p.

GEG, *Rapport annuel*, 2005, 90 p.

GEG, *Rapport annuel*, 2006, 73 p.

GEG, *Rapport annuel*, 2007, 76 p.

GEG, *Rapport annuel*, 2008, 81 p.

GEG, *Rapport annuel*, 2009, 84 p.

GEG, *Rapport du délégataire*, 2009, 44 p.

GEG, « Schémas régionaux climat air énergie : point sur la réglementation et impacts pour les GRD », *Rencontres nationales des ELD*, 5 octobre 2011.

GEG, *Rapport annuel*, 2012, 88 p.

GEG, *Rapport annuel*, 2013, 102 p.

GEG, « la cogénération » : www.geg.fr/index.php/cms/1001/La-cogeneration, consulté le 6 mars 2013.

Giraud Jean-Paul, « Libre tribune : L'énergie du local au service des territoires », *EuropEnergies*, novembre 2005, p. 8.

Grand Lyon, *Extrait du registre des décisions du bureau*, 3 novembre 2014, 5 p.

Gouvernement.fr, « Investissements d'avenir », investissement-avenir.gouvernement.fr/, consulté le 10 mai 2013.

Greenpeace, *Decentralising Power: An Energy Revolution for the 21st Century*, 2005, London, 76 p.

Grenoble Alpes Métropole, *Avis de marché, Étude pour la construction de la transition énergétique de la Métropole Grenobloise*, 27 mars 2015, <http://www.lametro.fr/161-marches-de-services.htm>, consulté le 10 mai 2015.

Guidet Thierry, « EcoCités mode d'emploi », *Place publique #18*, www.revue-placepublique.fr/Sommaires/Sommaires/Articles/ecocites.html, consulté le 24 avril 2013.

International Energy Agency, *World Energy Outlook 2008*, 2008, Paris, International Energy Agency and Organisation for Economic Cooperation and Development, 569 p.

International Energy Agency, *Cities, Towns and Renewable Energy. Yes In My Front Yard*, 2009, Paris, 194 p.

Investissement d'avenir, *Cahier des charges relatif à l'action ville de demain*, Volet 1, octobre 2010, 29 p.

Investissement d'avenir, *Cahier des charges relatif à l'action ville de demain*, Volet 2, juillet 2011, 37 p.

JO, 22 mars 1946.

JO, 28 mars 1946.

Kempf Hervé, « Montdidier inaugure le premier parc éolien communal de France », *Reporterre*, 15 janvier 2011.

La Métro, *Fiche de suivi plan climat - GEG*, 2013, 2 p.

Lamy Jean-Michel, Reizine Stanislas, Pertuiset Thomas, « 14 – Les infrastructures gazières », *Panorama énergies-climat*, ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie, Édition 2013, p. 2.

Laponche Bernard, « Montdidier – Ville pilote en maîtrise de l'énergie Ou 'Tout ce que peut faire une petite ville qui en a la volonté' », *L'efficacité énergétique à travers le monde*, Passerelle, n°8, 10/2012.

Lefort Eymeric, « Distribution d'énergie, quelle place pour les communes et intercommunalités dans la coordination des réseaux ? », *Séminaire Collectivités locales : Quels leviers pour la distribution et la production locale d'énergie ?*, PUCA, La Défense, 9 février 2015.

Les Echos, « L'Usine d'Électricité de Metz investit pour s'adapter à la dérégulation du marché », 13 août 2003, p. 4.

Les Echos, « Grandes manœuvres en vue entre les régies électriques et gazières françaises », 7 juillet 2008, p. 18.

Les Echos, « L'Usine d'électricité de Metz s'allie à ERDF », 2 novembre 2012.

Les Echos, « La région Rhône-Alpes crée le fonds OSER pour l'énergie renouvelable », 4 décembre 2013.

Les Echos, « EDF : France : Le décret sur le prix du nucléaire sera retardé », 25 mars 2014.

Les quatre saisons du jardinage, « À Grenoble, il se branche sur le soleil », n° 125, novembre-décembre 2000, p. 49-52.

Libération, « Le sort d'Électricité Services Gironde suspendu à EDF. Le distributeur indépendant a été ruiné par la tempête », 21 mars 2000.

Lenoir Jean-Claude, *Rapport fait au nom de la Commission des affaires économiques, sur le projet de loi (N° 2831) modifié par le Sénat, portant nouvelle organisation du marché de l'électricité*, Assemblée nationale, 3 novembre 2010.

Mabille Frédéric, « Coordination technico-économique des réseaux au service du Plan climat-énergie : l'expérience des ZIP Énergie-Climat », *Appel à projets de recherche : Lutte contre le changement climatique. Domaine 2 : Réseaux énergétiques et maîtrise de la demande d'énergie*, Dunkerque, 28 septembre 2012.

Magnin Gérard, *Perspectives énergétiques de la France à l'horizon 2020-2050. Point de vue d'Énergie-Cités*, 2007, Besançon, Énergie-Cités.

Metz Métropole, *Plan climat énergie territorial*, document de synthèse, novembre 2012, 63 p.

Metz Métropole, *Rapport d'activité*, 2009, 52 p.

Michel Jean-Claude, *Les distributeurs d'énergie non nationalisés, État des lieux*, novembre 2005.

Ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie, « structures et fonctionnement de l'énergie », www.developpement-durable.gouv.fr/energie/electric/structure-fonct.htm, consulté le 24 septembre 2013.

Ministère de l'Enseignement supérieur et de la Recherche, « Plan Campus », www.enseignementsup-recherche.gouv.fr/pid24591/operation-campus.html, consulté le 4 avril 2014.

Ministère de l'Intérieur, de l'Outre-mer et des Collectivités territoriales, Direction générale des Collectivités locales, *Circulaire relative à l'application de l'article 33 de la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 sur le secteur de l'énergie*, 8 juin 2007, 12 p.

Ministère de l'Intérieur, de l'Outre-mer et des Collectivités territoriales, direction générale des Collectivités locales, *Application de l'article 33 de la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 sur le secteur de l'énergie. Création de syndicats départementaux*, 11 octobre 2007, 2 p.

Ministère de l'Intérieur, de l'Outre-mer, des Collectivités territoriales et de l'Immigration, chargé des collectivités territoriales, Direction générale des Collectivités locales, *Circulaire relative au régime juridique des sociétés publiques locales (SPL) et des sociétés publiques locales d'aménagement (SPLA)*, 29 avril 2011, 20 p.

Ministère du Développement durable, « Les appels d'offres biomasse », www.developpement-durable.gouv.fr/Les-Appels-d-offres.html, consulté le 4 avril 2013.

Nadaud Franck, « Distribution d'énergie, quelle place pour les communes et intercommunalités dans la coordination des réseaux ? », *Séminaire Collectivités locales : Quels leviers pour la distribution et la production locale d'énergie ?*, PUCA, La Défense, 9 février 2015.

Nations Unies, *Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques*, 1992, 25 p.

Nations Unies, *Protocole de Kyoto à la Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques*, 1998, 24 p.

OSER : www.spl-osser.fr, consulté le 30 septembre 2014.

Pachen-Lefevre Marie-Hélène, Fontaine Cécile, « Concessions d'électricité [1] La dérogation française au régime de publicité », *La gazette des communes*, 19 septembre 2011, p. 62-63.

Pachen-Lefevre Marie-Hélène, Fontaine Cécile, « Concessions d'électricité [2] Règles communautaires de mise en concurrence », *La gazette des communes*, 26 septembre 2011, p. 62-64.

PCET-Ademe, www.pcet-ademe.fr

Place Gre'net, Paul Turenne, « Éclairage public : coup de force des salariés de GEG », 21 octobre 2014.

Pouyet Régis, « Société Publique Locale d'Efficacité Énergétique », *Présentation VAD*, 20 mai 2014.

Régie communale de Montdidier, « Montdidier, ville pilote en maîtrise de l'énergie », <http://www.regiecommunaledemontdidier.fr/>, consulté le 12 décembre 2014.

Région Nord-Pas de Calais, Ademe, *Appel à projets de recherche : Lutte contre le changement climatique. Domaine 2 : Réseaux énergétiques et maîtrise de la demande d'énergie*, 2009, 13 p.

Région Rhône-Alpes, « un fonds pour financer en Rhône-Alpes la production d'énergie renouvelables », *Dossier de presse*, décembre 2013, 24 p.

Régnier Yannick, « Le parc éolien public de la régie communale de Montdidier », <http://www.territoires-energie-positive.fr/>, consulté le 12 décembre 2014.

Réseau action climat France, *Protocole de Kyoto, Bilan et perspectives*, 2012, 51 p.

Réseau TEPOS, *En route vers des territoires à énergie positive en Europe*, 2015, 18 p.

Rue89Lyon, « L'énergie publique fait disjoncter Grenoble : qui veut la peau de GDF Suez ? », 3 novembre 2014.

Sala Olivier, « Êtes-vous smart ? », *Assises de l'énergie*, table ronde, Grenoble, 29 janvier 2013.

Sala Olivier, « Les smart grids dans la transition énergétique », *Congrès de la FNCCR*, table ronde, Montpellier, 19 septembre 2013.

Sala Olivier, « La transition énergétique dans les territoires, Pourquoi ? Comment ? », *Rencontres nationales des ELD*, Grenoble, octobre 2013.

SEA, *La distribution d'électricité en France, quelles évolutions ?*, janvier 2011, 24 p.

SEA, *Les groupements d'achats vont-ils devenir la norme pour les énergies en réseau ?*, septembre 2014, 8 p.

Secrétaire d'État à l'Industrie, *Vers une future organisation électrique française*, Livre blanc, 1998.

Sénat, *La politique énergétique de la France, passion ou raison ?*, collection Les rapports du Sénat, n° 439, 1997-1998.

Sénat, Séance du 30 septembre 2010 (compte rendu intégral des débats), Loi NOME, article 11 bis.

Sergies, « Un financement innovant et citoyen pour le parc éolien du Sud Vienne », 16 août 2014, www.sergies.fr, consulté le 28 avril 2015.

SIA Partners, *Les Entreprises Locales de Distribution, outil de la transition énergétique au cœur des territoires*, janvier 2013, 107 p.

UEM, *L'Usine d'électricité de Metz : 75 ans au service de la région messine*, Metz, 1978, 28 p.

UEM, *Rapport d'activité*, 2011, 12 p.

UEM, *Faits marquants*, 2012, 27 p.

UEM, *Rapport d'activité*, 2012, 13 p.

UEM, *Faits marquants*, 2013, 28 p.

UFE, *La lettre de l'UFE*, « 10 ans édition spéciale anniversaire », janvier 2010, 15 p.

UFE, « La ville de Montdidier, le 'Petitbonum' de l'électricité ? », 2 avril 2013, consulté le 4 mai 2013.

Une ville pour tous, *Programme de la liste aux municipales 2014 de Grenoble*, mars 2014 : <http://unevillepourtous.fr/le-projet/bouclier-social-ecologique/>, consulté le 4 avril 2014.

Ville de Grenoble – GEG, *Convention d'exploitation entre la ville de Grenoble et la SEML Gaz et Électricité de Grenoble*, 8 avril 1986.

Ville de Grenoble, <http://www.grenoble.fr/>, consulté le 10 septembre 2010

Ville de Grenoble – GEG, *Convention de concession pour les services publics du développement et de l'exploitation des réseaux publics de distribution d'électricité et de gaz, et de la fourniture aux tarifs réglementés d'électricité et de gaz sur le territoire de la commune de Grenoble*, octobre 2012.

Ville de Grenoble – GEG, *Cahier des charges concession électricité et gaz*, octobre 2012.

Ville de Grenoble, *Charte du Groupe Ville*, juillet 2008.

Ville de Grenoble, *Note d'orientation thématique énergie*, 1^{er} mars 2010, 3 p.

Ville de Grenoble, « Fiche Projet Structurant, Direction du contrôle de gestion externe », *Mise en œuvre de la charte du Groupe Ville*, 28 octobre 2010.

Ville de Grenoble, *Plaquette Presqu'île*.

Ville de Grenoble, *Grenoble Facteur 4 Bilan*, novembre 2013.

Ville de Grenoble, « Facteur 4 : Ecoquartier, Ecocité », www.grenoble.fr/574-facteur-4-eco-quartiers-eco-cite.htm, consulté le 6 mars 2013.

Ville de Metz, *Cinquantenaire des régies municipales d'Électricité et des T.C.R.M. 1901-1951*, Régies municipales d'électricité et des Transports de Metz, Metz, 1951, 48 p.

Ville de Metz, *Délégations de Service Public Synthèse 2011*, novembre 2012, 85 p.

Ville de Metz, *Agenda 21*, octobre 2011, 13 p.

Ville de Metz, « Présentation du projet biomasse d'UEM », 23 avril 2009, www.metz.fr/metz2/articles/090423_biomasse.php, consulté le 20 mars 2013.

Ville de Metz, « Retour sur la conférence de Jean-Marie Pelt », 3 avril 2012, http://metz.fr/actus/2012/120403_retour_conference_jean_marie_pelt.php, consulté le 6 août 2014.

Ville de Metz, « Hommage à Jean-Marie Pelt », 25 octobre 2013, http://metz.fr/actus/2013/131025_hommage_a_jean_marie_pelt.php, consulté le 6 août 2014.

World Bank, *Eco2 Cities: Ecological Cities as Economic Cities*, 2010, Washington, 392 p.

Paris, Archives de la FNCCR, Boîtes tarification DNN

« Lettre de Georges Gilberton, délégué général de la FNCCR, à l'attention de M. Varlet, Directeur de l'électricité et du gaz », 14 mai 1948.

« Lettre du directeur général de la régie du syndicat intercommunal d'électricité des Deux-Sèvres à Georges Gilberton ».

« FNCCR, circulaire du 16 décembre 1960 aux régies adhérentes ».

« Lettre du directeur adjoint de la distribution d'EDF aux directeurs généraux et chefs de centre d'EDF », 19 janvier 1962.

« Compte-rendu de la réunion de la section des régies de la FNCCR », 3 octobre 1962.

« Note interne de la FNCCR, tarif d'achat de l'électricité par les régies », 9 février 1972.

« Lettre de M. Catutelle (ANROC) à destination de M. Kelhetter (FNCCR) à propos d'une note à envoyer au Ministre de l'énergie », 22 décembre 1982.

« Lettre de M. Bohl (président de l'ANROC) et de M. Morlevat (président de la FNCCR) à M. Guilhamon, directeur général d'EDF », 4 janvier 1983.

« Lettre de René Aubertin (directeur général d'UEM) au délégué régional du CIME Est d'EDF », 28 janvier 1983.

« Lettre commune ANROC FNCCR à destination des directeurs de régies », 8 avril 1983.

« Enquête FNCCR ANROC - Lettre commune aux régies », 9 décembre 1983.

« Lettre du directeur de la régie de Lannemezan au directeur de la FNCCR », 20 juillet 1984.

« Réunion sur le protocole d'accord EDF/régies », 13 juin 1985.

Index des cartes

Carte 1 : Les territoires desservis par des ELD en France.....	18
Carte 2 : Localisation des entreprises locales de distribution.....	59
Carte 3: Territoire de distribution d'électricité d'UEM.....	68
Carte 4: Localisation des installations de production de GEG en 2013.....	205
Carte 5: Les concessions de gaz en Isère.....	211
Carte 6: Le territoire historique de distribution d'UEM, géré par la filiale URM...	228
Carte 7: La Métro et le territoire de concession de GEG.....	274
Carte 8: Metz Métropole et les communes desservies par UEM.....	275
Carte 9: La région Rhône-Alpes.....	291
Carte 10: La région Lorraine.....	292
Carte 11: Localisation de la ZAC des Coteaux de la Seille.....	379
Carte 12: Organisation des réseaux de chaleur d'UEM.....	382
Carte 13: Les ZAC en cours de réalisation à Grenoble.....	391

Index des figures

Figure 1: Le secteur public local.....	34
Figure 2: Répartition des ELD par nombre de clients.....	60
Figure 3: La régulation nationale du service public de l'électricité.....	95
Figure 4: La tarification de l'électricité adaptée aux spécificités des ELD.....	123
Figure 5: La séparation des activités concernant l'électricité.....	138
Figure 6: Séparation des activités en France et position des ELD.....	150
Figure 7: Trois formes de séparation juridique.....	154
Figure 8: Les fournisseurs proposant des offres de marché en France.....	158
Figure 9: Répartition des sites par type d'offres au 30 juin 2013.....	159
Figure 10: Répartition des consommations par type d'offres au 30 juin 2013.....	160
Figure 11: La représentation des ELD aux échelles nationale et européenne.....	167
Figure 12: Évolution des achats des ELD au tarif de cession.....	181
Figure 13: L'actionnariat privé dans les ELD.....	194
Figure 14 : Le groupe GEG.....	203
Figure 15: Le mix électrique de la production de GEG en 2013.....	205
Figure 16: Répartition spatiale de la production d'électricité de GEG en 2013....	206
Figure 17: Énergie commercialisée par GEG SE en 2012.....	215
Figure 18: Origine de l'énergie produite par la centrale de Metz-Chamblère.....	230
Figure 19: Le mix électrique d'UEM en 2013.....	231
Figure 20: Le groupe UEM.....	232
Figure 21: Répartition spatiale de la production d'électricité d'UEM en 2013.....	234
Figure 22: Organisation du groupe UEM en 2013.....	237
Figure 23: Projet Concerto: neuf projets pilotes sur trois sites.....	264

Figure 24: Les missions du Syndicat des Énergies du Département de l'Isère.....	288
Figure 25: L'énergie dans le système politico-administratif grenoblois de 2001 à 2008.....	309
Figure 26: L'énergie dans le système politico-administratif messin de 2001 à 2008.....	313
Figure 27: L'énergie dans le système politico-administratif messin de 2008 à 2014.....	319
Figure 28: L'énergie dans le système politico-administratif grenoblois de 2008 à 2014.....	324

Index des tableaux

Tableau 1: Quatre ensembles d'ELD.....	66
Tableau 2: Synthèse des caractéristiques d'UEM.....	70
Tableau 3: Synthèse des caractéristiques de GEG.....	72
Tableau 4: Les principaux éléments des directives de libéralisation du marché de l'énergie.....	140
Tableau 5: Transposition de la directive de 1996 dans les États membres.....	147
Tableau 6: Diversité des tailles d'installations de production d'énergie renouvelable.....	207
Tableau 7: Les projets <i>smart grids</i> de GEG.....	219
Tableau 8: Transferts financiers d'UEM à la ville de Metz de 1999 à 2003.....	332
Tableau 9: Résultats et dividendes distribués à GEG de 1999 à 2009.....	342
Tableau 10: Résultats et dividendes distribués à GEG de 2010 à 2013.....	352

Index des encadrés

Encadré 1: L'article 23 de la loi de nationalisation.....	85
Encadré 2: Sémantique des ELD.....	87
Encadré 3: Les réformes favorables aux régies revendiquées par la FNCCR en 1963.....	102
Encadré 4: Des tarifs de vente maximums définis entre l'État et EDF.....	109
Encadré 5: Les conditions tarifaires du Fonds de péréquation de l'électricité.....	111
Encadré 6: La disparition de la régie de Bordeaux, illustration d'un emboîtement de facteurs.....	130
Encadré 7: L'électricité, un bien non stockable.....	139
Encadré 8: Quatre types de clientèle.....	159
Encadré 9: Les concessions nouvelles de gaz.....	210
Encadré 10: Les actions de l'Agenda 21 de la ville de Metz de 2007.....	311
Encadré 11: Agenda 21 - Actions en lien avec l'énergie.....	315

Encadré 12: les trente actions de Grenoble Facteur 4.....	323
Encadré 13: Les quatorze entreprises publiques locales de la ville de Grenoble...	360
Encadré 14: Les principes directeurs de fonctionnement de la Charte du Groupe Ville.....	361
Encadré 15: Orientations de la politique de l'énergie de Grenoble fixées pour le mandat 2008-2014.....	363

Table des matières

Sommaire	7
Liste des sigles et abréviations utilisés.....	10
Introduction	13
1 Les entreprises locales de distribution d'énergie comme objet de recherche.....	17
2 Construire un cadre d'analyse de l'action énergétique urbaine.....	19
2.1 Évolution de l'articulation entre ville et énergie dans l'analyse	19
2.1.1 Des travaux sur les gouvernances climatiques et énergétiques urbaines.....	19
2.1.2 Des infrastructures à la ville : réformes des services en réseaux et intégration des spécificités urbaines	22
2.1.3 Vers une analyse articulant acteurs et infrastructures.....	24
2.2 Une territorialisation des politiques énergétiques ?.....	26
2.2.1 Le poids de l'organisation sectorielle des politiques énergétiques.....	26
2.2.2 Vers un mouvement de territorialisation de l'action publique à l'échelle urbaine ?.....	28
2.2.3 Distinguer les éléments constitutifs des systèmes énergétiques	30
2.3 Interroger la capacité de pilotage des ELD par les villes	33
2.3.1 L'appartenance des ELD au secteur public communal : une évidence à déconstruire.....	33
2.3.2 Les villes, leurs ELD et le gouvernement urbain	38
3 Démarche de la recherche.....	42
3.1 Sujet et posture de recherche.....	42
3.2 Les méthodes de la recherche.....	43
3.3 Deux études de cas : Metz et Grenoble	45
3.4 Architecture de la thèse	46
Première partie : Les ELD : des structures locales, mais un fonctionnement technico-économique contraint par l'échelle nationale	49
Chapitre 1: La gestion directe, un choix local progressivement enserré dans des dynamiques sectorielles nationales (fin 19^e siècle – 1946).....	53
1 La gestion directe dans le développement des réseaux d'électricité, un choix minoritaire	53
1.1 L'origine locale et privée des réseaux d'électricité : fin 19 ^e – début 20 ^e siècle	53
1.2 La gestion directe, un choix caractérisé par des facteurs locaux	56
1.2.1 Un faible développement du municipalisme en France.....	56
1.2.2 Un ensemble hétérogène aux origines et caractéristiques différenciées	59
La situation de l'Alsace et de la Moselle au moment de l'électrification	61
Les capacités locales de production, notamment hydroélectriques.....	62

Le désintérêt des entrepreneurs privés à l'égard des zones rurales	63
Les dynamiques du municipalisme dans des territoires urbains	64
1.3 Metz et Grenoble, des choix locaux de gestion directe aux caractéristiques distinctes	66
1.3.1 Metz, une électrification influencée par le modèle allemand des <i>Stadtwerke</i>	66
Une articulation historique entre électricité pour l'éclairage et pour les transports	66
Un nouveau statut de régie décret 17	67
Un territoire dépassant les frontières communales	68
Un ensemble d'activités diversifié	69
1.3.2 Grenoble, une électrification en lien avec l'hydroélectricité et le municipalisme	70
L'expérience de la gestion privée avant la création d'une régie	71
Entre présence des hydroélectriciens et gestion directe	71
Un ensemble d'activités réduit	72
2 Des structures en gestion directe insérées dans des dynamiques sectorielles régionales et nationales	73
2.1 Le fonctionnement technico-économique des ELD	73
2.1.1 UEM et la sidérurgie lorraine	73
2.1.2 La RGE et l'hydroélectricité de l'Isère	74
2.2 De fortes recompositions au sein du secteur : interconnexion et concentration	75
2.3 Une perte progressive d'influence des communes	77
2.3.1 Une asymétrie croissante du fait de la concentration des sociétés privées	77
2.3.2 L'interventionnisme croissant de l'État	78
3 La gestion directe perdure en dépit de la nationalisation	79
3.1 Continuité de l'interventionnisme étatique	80
3.2 La nature dérogatoire du maintien de la gestion directe	82
3.2.1 Désaccord entre Parlement et Gouvernement	82
3.2.2 Les ELD, précurseurs de la nationalisation ?	83
3.3 L'article 23 permet le maintien de la gestion directe	85
3.4 Un maintien temporaire	86
Conclusion	89

Chapitre 2 : Réorganisation du système électrique et nouvelles formes de dépendance (1946 – 1996) 91

1 Les ELD et le système décisionnel national du service public de l'électricité	91
1.1 La structuration du service public de l'électricité par l'État et EDF	92
1.1.1 Les tutelles au cœur de la définition du service public de l'électricité	92
Une tutelle administrative et économique	93
Une étatisation progressive	94
Une capacité de contrôle à nuancer	97
1.1.2 Un renforcement mutuel du système politique et de l'organisation des réseaux	98
1.2 La construction d'un système de représentation nationale des ELD	100
1.2.1 Des associations distinctes pour les ELD issues de groupements d'usagers ou de communes	100
1.2.3 FNCCR, ANROC et FNSICAE : des ressources en expertise disparates	105
1.2.4 UEM, pilier de l'ANROC	106

2 La tarification, enjeu central de la régulation du service public de l'électricité....	108
2.1 Un rabais sur les tarifs d'achat spécifique aux distributeurs de 1935 à 1958.....	108
2.1.1 Continuité du tarif distributeur antérieur à la nationalisation	109
2.1.2 Émergence de la prise en compte de la diversité des ELD	110
2.2 Le rabais remis en cause en 1958 par la tarification au coût marginal.....	112
2.2.1 Les ELD intégrées au droit commun de la tarification au coût marginal	112
2.2.2 Un équilibre économique assuré par des arrangements para-tarifaires	114
Les ristournes : conserver les rabais à la marge	115
Les dépassements de puissance, une prise en compte de la difficulté des distributeurs	
à maîtriser les consommations de leurs clients	116
L'élaboration d'une péréquation entre distributeurs	116
2.3 Les ELD parviennent à préserver leurs adaptations face aux refontes du	
système tarifaire.....	118
2.3.1 Le front commun des ELD en 1982-1986 face à la refonte du système	
tarifaire	118
2.3.2 Regroupement des points de livraison et passage à la tension supérieure.....	120
2.4 Des aménagements para-tarifaires à l'importance différenciée selon les ELD....	121
2.4.1 Les régies urbaines et les régies largement auto-productrices peu dépendantes	
des aménagements para-tarifaires.....	121
2.4.2 Les régies rurales et les SICAE, une forte dépendance	122
3 La réduction des capacités d'action des ELD conduit à la disparition	
d'une partie d'entre elles	124
3.1 De nombreuses disparitions d'ELD.....	124
3.2 Une volonté d'absorption de la part d'EDF ?.....	125
3.3 Des décisions qui relèvent en dernier recours des communes et de leurs élus.....	128
Conclusion	131

Chapitre 3 : La libéralisation : des risques accrus pour les ELD

(1996 – 2015)133

1 L'ambition d'un marché unique de l'électricité à l'échelle européenne	134
1.1 Remise en question générale des systèmes de régulation des services en réseaux	
depuis les années 1970	134
1.2 Un intérêt croissant de la Commission européenne pour la régulation des	
services en réseaux à la fin des années 1980.....	136
1.2.1 Une réduction du champ du monopole basée sur la théorie des marchés	
contestables.....	136
1.2.2 Le processus européen d'ouverture des marchés.....	138
1.3 Entre GEODE et la CEDEC, les ELD s'organisent à l'échelle européenne	142
1.4 La place des entreprises publiques locales, un enjeu d'ordre national	146
1.4.1 Diversité des transcriptions nationales de la directive.....	146
1.4.2 Les ELD et le service public de l'électricité, une position à défendre	147
2 Une centralisation maintenue malgré la recomposition de la régulation du	
service public de l'électricité.....	151

2.1 Les ELD concernées comme EDF par l'ouverture à la concurrence et la séparation des activités.....	152
2.1.1 Assurer l'accès non-discriminatoire aux infrastructures des ELD.....	152
Séparation comptable et organique pour assurer la transparence et la non-discrimination	152
La séparation juridique pour les ELD de plus de 100 000 clients.....	154
2.1.2 De nouveaux acteurs, mais une concurrence effective limitée	156
2.1.3 Les spécificités de l'ouverture du territoire des ELD à la concurrence	161
2.2 L'élaboration de nouvelles réglementations, entre présence accrue et influence limitée.....	164
2.2.1 La refondation des rôles de l'État	164
2.2.2 Les nouveaux modes de représentation des ELD.....	166
2.2.3 La prise en compte limitée des ELD dans l'élaboration du tarif d'accès aux réseaux	171
Le TURPE construit à partir des données d'ERDF avec une péréquation en aval.....	172
Pourquoi pas un tarif par distributeur comme pour le gaz ?.....	174
3 Vers une centralisation moins protectrice pour les ELD.....	175
3.1 La CRE devient un acteur central de la régulation.....	176
3.2 Les ELD, ou justifier la légitimité de leur approvisionnement en électricité : le tarif de cession.....	178
3.2.1 De la recherche d'une éligibilité aux offres de marché à la défense d'un tarif réglementé.....	178
3.2.2 Le tarif de cession, un tarif réglementé d'achat spécifique aux ELD	180
3.2.3 Les ELD justifient le tarif de cession par une étude	182
3.3 Vers une augmentation de la concurrence sur la fourniture.....	183
Conclusion	187
Conclusion de partie	188

Deuxième partie: L'adaptabilité stratégique des ELD, vers une valorisation de leur ancrage territorial.....189

Chapitre 4 : Une forte plasticité des stratégies d'entreprises de GEG et d'UEM en réponse aux recompositions de leur environnement 191

1 Trois lignes directrices structurant le positionnement des ELD.....	191
1.1 S'adosser à des groupes énergétiques pour s'adapter aux évolutions	192
1.1.1 Des capitaux privés dans les ELD : l'adossement par la transformation en société d'économie mixte locale	192
1.1.2 L'adossement par la création de filiales communes.....	195
1.1.3 Le développement de partenariats par le fournisseur EDF	196
1.2 Préserver l'indépendance de l'ELD	198
1.3 La mutualisation entre ELD pour peser davantage	199
2 GEG, d'une initiative expansive à un recentrage à l'échelle régionale.....	202
2.1 Une stratégie territoriale expansive dans une logique de concurrence frontale ...	202

2.1.1 Une ambition principalement régionale sur la production d'énergie renouvelable	202
2.1.2 La commercialisation en offre de marché, une ambition nationale avec Alterna à partir de 2005	208
2.1.3 Une extension à proximité du territoire de concession pour la distribution	210
2.2 À partir de 2009, un recentrage articulant nouvelles relations avec GDF Suez et investissement dans les <i>smart grids</i>	213
2.2.1 Une ambition de commercialisation en offre de marché recentrée à l'échelle régionale avec GEG Source d'énergies	213
2.2.2 Une approche plus partenariale avec GDF Suez	216
2.2.3 Une nouvelle stratégie autour du <i>smart</i> : des compteurs à la ville intelligente .	217
3 UEM, assurer son indépendance et se positionner par les systèmes d'information	223
3.1 Un attachement ancien à l'indépendance au sein du secteur	224
3.2 Sur la commercialisation et la production, le maintien d'une approche centrée sur le territoire de concession et sa proximité directe	226
3.2.1 Un positionnement sur la commercialisation en offre de marché centré sur la région Lorraine	226
3.2.2 La production d'électricité et de chaleur, une activité centrale	227
Une activité historiquement importante et centrée sur le territoire de concession.....	228
Une expansion progressive des projets hors du territoire de concession	231
3.3 Un positionnement fort sur les systèmes d'information, à dimension déterritorialisée	234
3.3.1 Efluid, une stratégie d'innovation basée sur le développement d'un logiciel client	234
3.3.2 Le développement d'Enercom sur la base de ce succès du logiciel Efluid	238
Conclusion	240

Chapitre 5 : Les appels à projets européens et nationaux sur l'énergie-climat, leviers de financement et de structuration des projets des ELD.....241

1 Une légitimation progressive de la dimension locale dans l'articulation entre énergie et climat.....	241
1.1 La construction politique de la dimension environnementale de l'énergie	242
1.1.1 L'énergie, entre environnement et développement durable.....	242
1.1.2 La spécialisation du développement durable autour de la dimension climatique	244
1.2 Une articulation nouvelle entre échelle européenne des réseaux d'électricité et échelle locale	248
1.3 Les appels à projets, essentiellement analysés du point de vue de la contrainte exercée sur les acteurs locaux.....	251
2 Les appels à projets européens et nationaux sur l'énergie-climat, leviers de financement et de structuration.....	253
2.1 Les appels à projets sectoriels, des leviers de croissance directs	254
2.1.1 La stratégie des réseaux électriques intelligents de GEG soutenue par l'Ademe	254

2.1.2 La centrale biomasse d'UEM portée par l'appel à projets CRE3	256
2.2 L'intégration territoriale favorisée par la participation à des projets à dimension urbaine	259
2.2.1 Des appels à projets centrés sur les territoires urbains.....	260
2.2.2 Concerto SESAC, un projet renforçant les interactions entre la ville de Grenoble et GEG.....	262
2.2.3 EcoCité grenobloise, une forte dimension <i>smart grid</i> portée par GEG	266
2.2.4 EcoCité à Metz, la formalisation d'un intérêt ancien pour le développement durable.....	270
Conclusion	272
Chapitre 6 : Des collaborations émergentes aux différentes échelles d'action publique territoriale	273
1 L'intercommunalité, échelle la plus prometteuse à court terme pour les ELD	274
1.1 Une implication croissante sur l'énergie-climat.....	276
1.2 L'intérêt pour GEG et UEM de développer des collaborations	278
1.2.1 GEG, dépasser des relations historiquement tendues avec la Métro et l'ALE... ..	278
1.2.2 Entre UEM et Metz Métropole, des relations émergentes	282
2 Le département et la région, autres échelles d'action en émergence.....	284
2.1 La départementalisation des autorités concédantes, un risque à transformer en opportunité.....	284
2.2 Les régions, un échelon de repositionnement en devenir.....	289
Conclusion	294
Conclusion de partie	295

Troisième partie : Les interactions croissantes entre ELD et communes, un levier partiel de territorialisation urbaine des questions énergétiques.297

Chapitre 7 : L'urbanisation des questions énergétiques à Metz et Grenoble..	301
1 Une mise à l'agenda différenciée de la dimension énergie-climat dans les systèmes politico-administratifs	303
1.1 L'énergie : une question d'abord technique et sectorielle.....	303
1.2 Grenoble, une jonction énergie-climat autour du développement urbain durable de 1995 à 2008	305
1.3 Metz, le développement d'une approche de développement durable	309
2 Un approfondissement des politiques énergétiques locales depuis 2008.....	314
2.1 Metz, une disjonction entre expertise énergétique, développement durable et urbanisme	314
2.2 Grenoble 2008-2014, la poursuite de l'intégration des enjeux énergétiques et urbains	321

Conclusion	326
------------------	-----

Chapitre 8 : Un pilotage des ELD par les villes maintenu dans sa dimension économique et industrielle.....328

1 Jusqu'en 2008, des ELD gouvernées selon une rationalité économique et industrielle	330
1.1 UEM et la ville de Metz entre 1988 et 2008, une gouvernance centrée sur les transferts financiers et la validation des principaux investissements	331
1.1.1 Des interactions concentrées entre le maire et le directeur général	331
1.1.2 L'aval du maire sur les transferts financiers d'UEM à la ville.....	333
1.1.3 Une implication dans la validation des principaux investissements.....	334
1.1.4 Un contrôle limité par l'autorité concédante	335
1.2 GEG et la ville de Grenoble entre 1995 et 2008, personnalisation de la direction et éloignement du conseil municipal	337
1.2.1 La position centrale du président-directeur général de GEG.....	337
Une mise à distance de la Lyonnaise des Eaux.....	338
Un rapprochement de l'actionnaire majoritaire à tempérer.....	340
La distinction entre rôles d'actionnaire majoritaire et d'autorité concédante comme levier de préservation de l'autonomie de GEG	341
1.2.2 Des transferts financiers importants de GEG vers la ville.....	342
1.2.3 L'éclairage public, un service gratuit remis en cause.....	344
2 Entre 2008 et 2014 : les résistances à l'émergence de politiques énergétiques urbaines.....	347
2.1 Un impact limité des objectifs énergético-climatiques urbains sur l'actionnaire municipal	347
2.1.1 Metz, un actionnaire majoritaire centré sur des objectifs économiques et industriels	347
Une participation accrue aux décisions stratégiques.....	348
Mais le maintien d'une gouvernance oligarchique	349
2.1.2 Grenoble, une intégration progressive.....	352
2.2 Des processus de reconventionnement qui n'ont pas conduit à l'intégration d'objectifs liés à l'urbanisation des questions énergétiques	354
2.2.1 Le processus de reconventionnement d'UEM, une faible intégration des objectifs énergético-climatiques	354
2.2.2 Une intégration en demi-teinte des objectifs énergétiques municipaux dans la nouvelle convention de GEG.....	357
2.3 Des approches plus coordonnées vis-à-vis des acteurs paramunicipaux.....	360
2.3.1 Le Groupe Ville de Grenoble comme recherche d'articulation des rôles de la ville à l'égard des satellites	360
2.3.2 Metz, intégrer le contrôle d'UEM dans un contrôle plus général des délégations de service public	366
Conclusion	369

Chapitre 9 : L'intégration de l'approche urbaine des questions énergétiques par les projets opérationnels.....	370
1 Les projets partenariaux comme vecteurs d'intégration énergético-urbaine.....	371
2 La coordination des réseaux comme nouveau cadre d'interactions entre ville et ELD	373
2.1 La coordination des réseaux d'énergie, un enjeu croissant dans les territoires urbains.....	374
2.1.1 Une recherche de rentabilité économique et d'efficacité énergétique	374
2.1.2 Un enjeu crucial pour les réseaux de chaleur	375
2.2 La valorisation du chauffage urbain dans le territoire messin.....	379
2.2.1 Un raccordement sous tension au chauffage urbain.....	379
Une position ancienne de la ville en faveur du chauffage urbain relégitimée par sa décarbonisation	380
Des tensions concernant le choix de l'approvisionnement énergétique.....	382
Assurer l'équilibre technique et économique du réseau de chaleur à l'échelle du quartier	386
2.3 Grenoble, une coordination en construction entre réseaux de gaz et de chaleur..	389
2.3.1 Des approches coordonnées antérieures à la prise de conscience environnementale	389
2.3.2 L'articulation progressive d'enjeux sectoriels et environnementaux dans la coordination des réseaux à Grenoble	393
Une relative continuité : la ZAC Presqu'île	393
Une progressive formalisation de la coordination sous l'impulsion de la ville.....	394
Des freins concernant les possibilités de micro-réseaux ou de solutions hors-réseau.....	397
Conclusion	398
Conclusion de partie.....	399
Conclusion générale.....	402
1 Les stratégies des opérateurs comme marqueurs des évolutions sectorielles.....	403
2 Qui gouverne l'énergie dans les villes ?	405
3 Ouverture	409
3.1 Ouvrir la possibilité de créer des ELD ?	409
3.2 Élargir l'analyse aux territoires ruraux.....	410
3.3 Les recompositions du modèle énergétique territorial	412
Annexe 1 : Liste des entretiens réalisés	416
Bibliographie.....	420
Sources	439
Index des cartes.....	452

Index des figures.....	452
Index des tableaux.....	453
Index des encadrés	453
Table des matières.....	455