

GUIDE

DE L'ÉLU LOCAL ET
INTERCOMMUNAL

TRANSITION ÉCOLOGIQUE ET ÉNERGIE



Sommaire



1. Introduction	4
Les collectivités au centre du paysage énergétique	6
2. Panorama d'ensemble	8
2.1 Électricité et gaz : des compétences historiques	9
2.2 Les années 1990, un renouveau des concessions	9
2.3 Des années 2000 à aujourd'hui : un paysage multipolaire	10
3. L'organisation des services publics de distribution d'électricité et de gaz	16
3.1 Le contrat de concession pour l'électricité	17
3.2 Le contrat de concession applicable à la distribution publique de gaz	18
3.3 La description des réseaux d'électricité	20
3.4 La description des réseaux de gaz	25
3.5 Le rôle des autorités organisatrices : du contrôle au développement des réseaux	27
3.6 Le patrimoine et l'inventaire	35
3.7 Fourniture d'énergie – fin des tarifs réglementés de vente	41
4. La distribution de chaleur et de froid	42
4.1 Contexte	43
4.2 Développement d'un réseau de chaleur	45
4.3 Description d'un réseau de chaleur	48
4.4 Le service public de la distribution de la chaleur – compétence et modes de gestion	50
4.5 Confort d'été dans les villes	52
5. L'AODE, acteur de la gestion de la donnée	54
6. Transition énergétique	60
6.1 Contexte	61
6.2 Les collectivités et la transition énergétique	66
6.3 La planification énergétique et l'aménagement du territoire	70
6.4 Développer les énergies renouvelables	72
6.5 Mieux consommer : gérer production et consommation	75
6.6 Moins consommer : efficacité énergétique et maîtrise de la demande en énergie	82
6.7 Le programme ACTEE II	84
7. Mobilité propre	86
7.1 Contexte	87
7.2 Compétence	88
7.3 Déploiement des infrastructures	89
7.4 Interopérabilité et itinérance	91
7.5 Promotion de l'éco-mobilité et extension du périmètre des compétences	92
7.6 Gaz naturel véhicule (GNV, bioGNV et hydrogène)	93
8. Participation des usagers des services publics de l'énergie	94
8.1 Démocratie participative locale	95
8.2 Démocratie participative et gestion des services publics locaux : les CCSPL	96
8.3 Participation des usagers des services publics de l'énergie dans le cadre des CCSPL	102
9. Glossaire	106

1. Introduction



Madame la Maire, Monsieur le Maire,
Mesdames et Messieurs les adjoints et
conseillers municipaux,

Madame la Présidente, Monsieur le Président,
Mesdames et Messieurs
les délégués intercommunaux,

Vous êtes en charge dans votre commune ou
intercommunalité de services publics touchant
au plus près la vie de vos administrés.

Ces services publics en réseaux sont le plus
souvent conduits à l'échelon intercommunal,
la mutualisation des moyens autorisant une
expertise technique, difficile à mettre en
œuvre à l'échelle d'une commune isolée,
si importante soit-elle. Il s'agit de services
publics essentiels à la vie de tous les jours :
alimentation en eau potable et assainissement,
accès à l'électricité et/ou au gaz, chaleur et
froid, gestion et valorisation des déchets,
téléphonie et communications électroniques
en très haut débit. Ces services publics sont
aussi des outils d'aménagement du territoire :
comme l'électrification hier, de nos jours, le
très haut débit contribue au dynamisme
économique, à l'exercice de services publics
sous d'autres formes (visioconférence,

télémédecine, e-éducation...) mais aussi au
désenclavement.

La FNCCR édite plusieurs guides détaillant ces
services publics « locaux ». Ils ont vocation à
vous en faire découvrir la complexité mais
également à vous accompagner pour la
définition de votre politique, par une approche
technique et juridique précise. Consacré à
transition énergétique, ce guide détaille les
rôles respectifs de l'État, des collectivités
organisatrices des services publics et des
entreprises délégataires. Il décrit également
les enjeux actuels liés à la transition
énergétique, essentielle pour réduire notre
impact climatique. Il aborde également les
questions de démocratie participative, afin
de garantir l'exercice du service public en
adéquation avec les besoins et les attentes de
nos concitoyens.

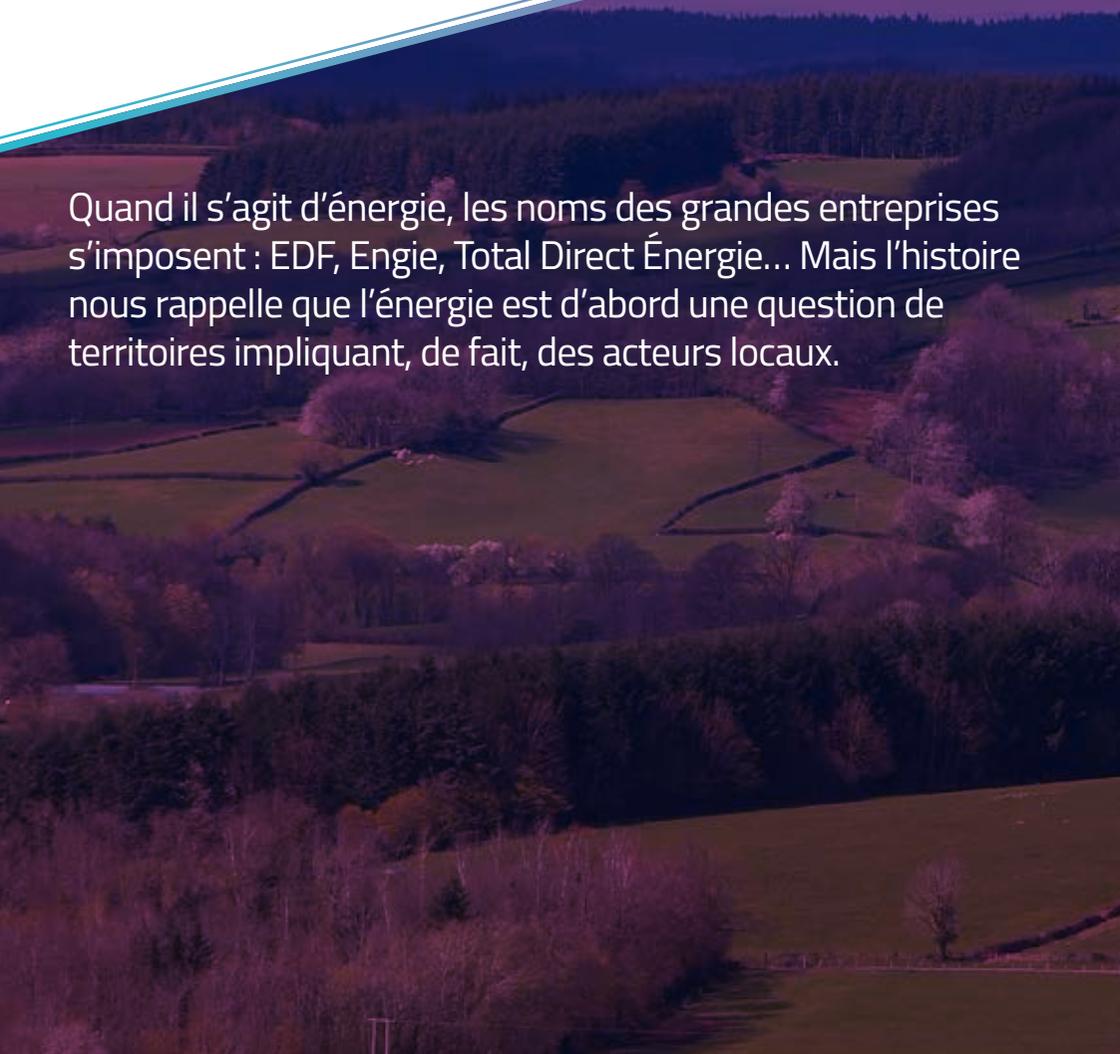
Nous vous en souhaitons une bonne lecture.



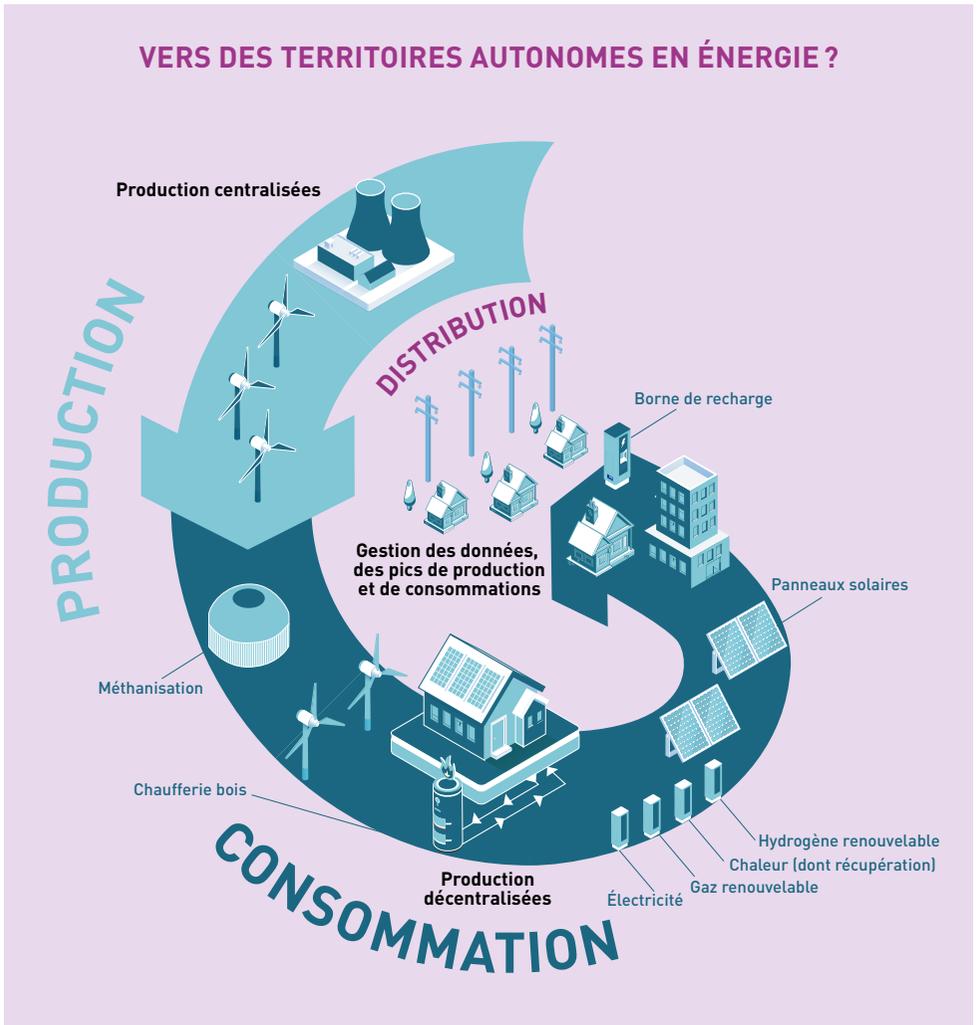
**Ce guide est également décliné en
fascicules distincts. Vous avez en main
celui qui est consacré à la compétence « énergie ».
N'hésitez pas à contacter la FNCCR si vous souhaitez
en savoir davantage sur les autres compétences.**

Les collectivités au centre du paysage énergétique

Quand il s'agit d'énergie, les noms des grandes entreprises s'imposent : EDF, Engie, Total Direct Énergie... Mais l'histoire nous rappelle que l'énergie est d'abord une question de territoires impliquant, de fait, des acteurs locaux.



VERS DES TERRITOIRES AUTONOMES EN ÉNERGIE ?



2. Panorama d'ensemble



2.1 Électricité et gaz : des compétences historiques

À la fin du XIX^e siècle, le gaz et l'électricité sont un sujet de préoccupation pour les élus locaux, soucieux de l'arrivée du gaz de ville ou de l'électrification rurale. Dès 1906, la loi consacre la compétence, liée à la distribution publique de gaz et d'électricité, et conforte la propriété des réseaux de distribution à l'échelon local. Des intercommunalités se créent, destinées à mutualiser les moyens pour gagner en efficacité. Une logique d'équilibre s'instaure : celle de la péréquation où les investissements déficitaires sont rendus possibles grâce à des recettes provenant de territoires bénéficiaires. En 1937, la création du Fonds d'amortissement des charges d'électrification (Face) permet de doter la France d'un outil national pour électrifier l'ensemble du pays et pas seulement les zones denses, par nature rentables. Peu auparavant, les collectivités en charge de l'électrification se réunissent au sein de la Fédération nationale des collectivités concédantes et régies (FNCCR).

À la Libération, le paysage change radicalement, avec la création d'Électricité de France (EDF) et de Gaz de France (GDF). Ces deux entreprises publiques sont constituées à partir d'une multitude d'entreprises, nationalisées en 1946. À l'exception de quelques centaines d'entre elles : certains territoires choisissent en effet de garder des entités publiques ou des coopératives locales de distribution. Aujourd'hui encore, environ 5% du territoire est desservi par ce que l'on dénomme des « entreprises locales de distribution » (ELD), constituées sous la forme de régie avec ou sans personnalité morale, de société d'économie mixtes locales (SEML) ou de société d'intérêt collectif agricole pour l'électricité (SICAIE).

La nationalisation d'EDF et de GDF modifie significativement l'équilibre entre collectivités et opérateurs. Néanmoins, la FNCCR s'attache à préserver le caractère local des services publics de distribution d'électricité et de gaz et à garantir l'appartenance aux collectivités locales des réseaux qui auraient pu, à défaut, être transférés aux opérateurs. Le modèle de délégation de service public, sous forme de concession, apparaît déséquilibré, avec des concessionnaires uniques, détenus à 100% par l'État et qui plus est « obligés » pour la majeure partie du territoire national, en dehors des zones des ELD. D'autant plus qu'au sortir de la Guerre, la reconstruction des infrastructures puis la mise en œuvre d'importants moyens de production (hydraulique, nucléaire), impliquent fortement le pouvoir central de l'État du fait de leur caractère stratégique. Néanmoins, grâce aux cahiers des charges de concession, les collectivités conservent la maîtrise du service public local, contrôlant les concessionnaires, tout en continuant à investir pour maintenir et développer les réseaux.

2.2 Les années 1990, un renouveau des concessions

De 1990 à 1992, la FNCCR, pour le compte des autorités concédantes, et EDF, alors entreprise concessionnaire en charge notamment de la distribution publique d'électricité, se livrent à un important travail de refonte du contrat de concession. Un nouveau modèle est établi, qui tient compte des lois de décentralisation et réaffirme la mission quasi régaliennne de contrôle des activités du concessionnaire dévolue par l'autorité concédante. Le financement de cette mission exigeante est assuré grâce à une redevance spécifique. Le cahier des charges permet à l'autorité concédante d'exercer le contrôle du concessionnaire et la maîtrise

d'ouvrage de certains investissements en lien avec le réseau de distribution, faculté incluse dans la loi de nationalisation du 8 avril 1946. Chaque année, le concessionnaire doit produire un compte rendu d'activité destiné à sa collectivité cocontractante qui préfigure le rapport d'activité institué un an après par la loi Sapin. Le nouveau modèle contractuel instaure une concertation préalable et une commission permanente de conciliation avant tout engagement d'une procédure contentieuse devant le juge du contrat, en cas de différend entre le concessionnaire et son autorité concédante.

De surcroît, il encourage le regroupement du pouvoir concédant dans le but de rééquilibrer les rapports entre, d'un côté, des autorités organisatrices du service public d'électricité (les communes, regroupées le plus souvent dans des syndicats intercommunaux de taille départementale voire supra-départementale), et, de l'autre, un concessionnaire bénéficiant d'un monopole depuis sa création, organisé quant à lui à la maille nationale.

Le même travail sera entrepris par la FNCCR et Gaz de France pour aboutir, en 1994, à l'élaboration d'un modèle de traité de concession pour la distribution publique de gaz.

Ces modèles de contrats feront l'objet d'une approbation par voie de circulaire signée par les ministères en charge de l'énergie et des collectivités locales. Ces circulaires interministérielles ont été envoyées aux préfets afin qu'ils encouragent la signature de nouveaux contrats déclinant localement les modèles élaborés au niveau national. Progressivement, les collectivités ont développé d'autres champs de compétences : production d'énergies renouvelables, actions en matière de maîtrise de la demande

d'énergie et d'efficacité énergétique, déploiement d'infrastructures de recharge pour véhicules électriques ou à hydrogène, stations d'avitaillement de gaz naturel véhicules (GNV et bioGNV), achats groupés d'électricité ou de gaz à travers la coordination de groupements de commandes... C'est l'émergence d'acteurs locaux fortement structurés dans une logique de mutualisation des besoins et ressources, où le cadre intercommunal garantit la complémentarité entre territoires urbains et ruraux. Depuis le début du XXI^e siècle, le développement de ces compétences s'est accéléré, faisant des syndicats d'énergie de véritables « bras armés » de la transition énergétique dans les territoires et, nouant à cet effet, d'ambitieux partenariats avec les régions.

2.3 Des années 2000 à aujourd'hui : un paysage multipolaire

En 2020, le paysage énergétique est profondément éclaté, avec de multiples acteurs qui, pour certains, n'existaient pas au début des années 2000. Cette situation est issue d'une vision décentralisée et donc locale et non plus systématiquement étatique, de la politique énergétique.

Les principaux enjeux à venir en termes d'énergie se situent à divers niveaux :

La production avec une multitude d'acteurs

Dans l'électricité, le groupe EDF reste l'acteur dominant avec son important parc nucléaire, mais aussi ses centrales thermiques et hydroélectriques auxquelles s'ajoutent, depuis quelques années, d'autres sources de production renouvelables (éolien et photovoltaïque notamment). Engie (ex GDF Suez) dispose également d'importants volumes de production renouvelables

(hydraulique, éolien et photovoltaïque). D'autres producteurs sont présents, à une échelle moindre, qu'il s'agisse d'énergies renouvelables ou de centrales thermiques.

En revanche, la France ne produit quasiment pas de gaz naturel mais en importe massivement - principalement depuis la Russie et les pays de la Mer du nord. Après un démarrage timide, la production de biométhane s'accélère significativement.

Les collectivités investissent de plus en plus dans les sources de production renouvelables : parcs éoliens, centrales solaires, biométhane... S'y ajoute la production de chaleur, elle aussi en partie d'origine renouvelable, avec la création et l'exploitation de nombreuses chaufferies au bois ou, plus récemment, de réseaux de

chaleur issue de la géothermie. La création de SEM reste un outil indispensable à mettre en place.

Les réseaux : des monopoles légaux

À la différence de la production, le transport et la distribution d'électricité et ceux de gaz demeurent des monopoles naturels et légaux. Pour des raisons économiques aisées à appréhender, ces activités n'ont pas vocation à être « dupliquées » avec plusieurs réseaux parallèles non rentables et ne pourraient trouver de toute façon leur place sur ou à l'intérieur d'un domaine public viaire déjà très encombré à certains endroits.

Par ailleurs, l'opérateur national est la formule la plus simple de portage de la péréquation tarifaire et financière.

Certaines collectivités arrivent à l'échéance



de leur contrat de distribution d'énergie ou de chaleur et de froid. Un des enjeux est de renégocier ces contrats sous l'égide des autorités organisatrice de la distribution d'énergie (AODE) afin d'y intégrer la nouvelle gouvernance des investissements, leur programmation, la question des données et les projets innovants liés à la transition énergétique.

Transport d'énergie

Le transport d'électricité est assuré par la société RTE, filiale d'EDF. Il concerne toutes les lignes électriques d'une tension supérieure à 50 000 volts.

Le transport de gaz est assuré par GRTGaz, filiale à 75 % d'Engie¹, et de Téréga (anciennement TIGF), société détenue par l'opérateur italien Snam (40,5%), le fonds de l'État de Singapour GIC (31,5%), EDF (18%) et Predica (10%). GRTGaz gère les zones dites PEG nord et PEG sud (points virtuels d'échange de gaz), tandis que Teréga gère la zone du sud-ouest.

Les gestionnaires des réseaux de transports (GRT) sont propriétaires des réseaux.

Distribution d'énergie

Dans le territoire métropolitain, la distribution d'électricité est assurée par Enedis, filiale à 100 % d'EDF, dans 95 % du territoire, et par les ELD dans les 5 % restants. Certaines demeurent à la taille d'une commune dans le cadre d'une régie, d'autres à l'échelle d'une agglomération (Grenoble, Metz), voire d'un département dans sa quasi-totalité (Deux-Sèvres, Vienne).

En Corse et dans les départements et territoires d'outre-mer, ainsi que dans certaines îles

de la Finistère et de la Manche, présentant la particularité de disposer d'un réseau de distribution d'électricité non interconnecté au continent, c'est EDF Système énergétique insulaire (EDF SEI) qui assure les fonctions de GRD. EDF SEI n'est pas une filiale mais un service au sein d'EDF.

La distribution de gaz est assurée par GRDF, filiale à 100 % d'Engie (ex-GDF Suez), dans environ 77 % du territoire. Une partie du territoire est desservie par des régies ou des SEM gazières. Il n'y a pas de desserte universelle pour le gaz, à la différence de l'électricité. De fait, GRDF est présent dans environ 9 500 communes.

Il existe d'autres distributeurs agréés, tel qu'Antargaz, qui peuvent construire et exploiter d'autres réseaux de gaz (au propane notamment), sous le contrôle des collectivités locales.

Les AODE² sont propriétaires des réseaux de distribution d'électricité et de gaz. Les entreprises qui les exploitent (Enedis, GRDF, les ELD...) sont des concessionnaires, liés par un contrat de concession, d'une durée de 20 à 30 ans en général. Les AODE sont notamment en charge de la négociation des contrats et du contrôle des concessionnaires.

Mobilité propre : de nouveaux services publics

D'autres infrastructures sont en cours de déploiement, notamment les bornes de recharge pour véhicules électriques. Différents acteurs en sont partie prenante : les AODE d'abord, qui ont créé des réseaux desservant

1. 25% restants sont détenus par un consortium public composé de CNP Assurances, CDC Infrastructure et la Caisse des dépôts et consignations.

2. Les AODE sont les collectivités ou groupements de collectivités qui ont pour mission d'organiser les services publics de distribution et fourniture d'énergie (électricité aux tarifs réglementés). Propriétaires des réseaux de distribution, elles peuvent déléguer ces services publics, sous forme de concession, à des entreprises, dites concessionnaires, ou l'exploiter elles-mêmes - en régie notamment.

les territoires de manière équilibrée, mais aussi les gestionnaires de ces infrastructures, le GRD Enedis, des constructeurs automobiles et des opérateurs de services (Izivia, ex-Sodetrel filiale d'EDF...). Depuis la loi d'orientation des mobilités de 2019, les EPCI peuvent également s'en saisir. Sans marque d'intérêt de ces dernières, c'est la Région qui deviendra chef de file du déploiement de ces infrastructures.

Les AODE déjà parties prenantes vont être pleinement associées à la mise en place de schémas directeurs des IRVE afin de compléter et de densifier le maillage existant.

Fourniture au prix de marché : une concurrence émergente

Autrefois exercée en monopole, la fourniture d'électricité et de gaz est désormais entièrement ouverte à la concurrence. Celle-ci reste néanmoins hésitante, les fournisseurs dits « historiques », Engie pour le gaz et, surtout, EDF restant prédominants. Cependant, plusieurs dizaines de fournisseurs sont officiellement agréés, pour certains appareils ces derniers mois : filiales françaises de grands groupes étrangers (Endesa, Enel, Eni, E.On, Gazprom, Vattenfall...), français (Total-Direct énergie) et de « nouveaux entrants » comme Enercoop, Ekwateur ou encore Cdiscount, filiale de Casino... On en dénombre actuellement plus d'une trentaine.

Cependant, la fourniture d'électricité et de gaz est encore caractérisée par l'existence des tarifs réglementés de vente (TRV), fixés par les pouvoirs publics. Ces TRV sont proposés par les fournisseurs historiques, EDF pour l'électricité et Engie pour le gaz (même si ce dernier a perdu son monopole). En outre, certaines ELD proposent les deux énergies aux TRV dans leur zone de desserte.

Les autres fournisseurs, dits « alternatifs »

par rapport aux fournisseurs « historiques », vendent l'énergie à prix de marché.

Attention : EDF et Engie commercialisent également le gaz et l'électricité avec des offres à prix de marché.

La pression concurrentielle a crû significativement avec la fin de certains tarifs réglementés de vente. Fin 2015, les TRV ont été supprimés pour tous les sites dont la puissance électrique raccordée était supérieure à 36 kVA ainsi que tous ceux dont la consommation de gaz était supérieure à 30 MWh par an. Les sites concernés étaient pour l'essentiel ceux d'entreprises ou d'acteurs publics.

Ce mouvement s'est poursuivi avec la suppression des TRV dans le secteur du gaz naturel, le 1^{er} décembre 2020, pour les « consommateurs finals non domestiques » (consommation annuelle inférieure à 30 MWh), à l'exception des propriétaires uniques et des syndicats de copropriétaires d'un immeuble à usage d'habitation avec une consommation annuelle inférieure à 150 MWh, et également dans le secteur de l'électricité, le 31 décembre 2020, pour les « consommateurs finals non domestiques » (i.e. entreprises, professionnels et collectivités) occupant plus de dix personnes ou dont le chiffre d'affaires, les recettes annuelles ou le total de bilan annuel excèdent 2 millions d'euros.

La suppression de ces tarifs a d'ailleurs imposé aux acteurs publics de mettre en concurrence leurs fournisseurs habituels. Afin de les y aider, les AODE organisent des achats mutualisés, sous la forme de groupements d'achats ; une telle démarche vise à mieux cerner les besoins et à optimiser la commande publique afin d'obtenir les meilleurs prix.

Régulation nationale et locale,



médiation

Combinée à la séparation des activités, la multiplicité des acteurs implique une régulation accrue qui s'exerce à trois niveaux : européen, national et local.

L'État reste le garant des grands équilibres, définissant la politique énergétique de la nation, notamment l'évolution du « mix énergétique » (panachage de la production), exerçant la tutelle d'EDF (privatisée en partie) et surveillant Engie (où l'État n'est plus majoritaire).

Le Médiateur national de l'énergie assure un important travail de médiation entre les clients et les fournisseurs ou les distributeurs, en proposant des solutions amiables aux litiges avec les entreprises du secteur de l'énergie et en informant les consommateurs d'énergie de leurs droits.

Une part significative de la régulation nationale a néanmoins été transférée à la Commission de régulation de l'énergie (CRE), fruit de la politique européenne qui a ouvert à la concurrence les secteurs de la production

et de la fourniture d'énergie. Les réseaux de transport et de distribution sont eux considérés comme des monopoles géographiques.

La CRE, autorité administrative indépendante, a été créée à l'occasion de cette ouverture à la concurrence des marchés de l'énergie. La loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, codifiée dans le code de l'énergie, lui a confié la mission de réguler ces marchés en vue de concourir « au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel au bénéfice des consommateurs finals et en cohérence avec les objectifs de la politique énergétique ».

Les missions de la CRE se déclinent en deux volets :

- D'une part, une mission de régulation des réseaux et des infrastructures d'électricité et de gaz naturel, monopoles géographiques naturels, consistant à garantir aux utilisateurs un accès non discriminatoire, tout en assurant la sécurité

d'approvisionnement. C'est à ce titre qu'elle définit les tarifs d'utilisation des réseaux d'électricité et de gaz et accès des tiers aux réseaux de distribution, dénommés respectivement «TURPE» et «ATRD».

- D'autre part, une mission de régulation des marchés permettant le développement d'une concurrence libre et loyale au bénéfice du consommateur final. La CRE est tenue de consulter le Conseil supérieur de l'énergie (CSE) préalablement à ses décisions pour les sujets pouvant «avoir une incidence importante sur les objectifs de politique énergétique», dont la liste figure à l'article R. 134-1 du code de l'énergie.

On notera également le rôle accru de l'Autorité de la concurrence et, surtout, du Conseil d'État, de plus en plus sollicités pour se prononcer sur des sujets concernant l'énergie, la déréglementation prônée depuis l'ouverture à la concurrence du secteur de l'énergie ayant accru le nombre de contentieux et entraîné, ce faisant, une certaine insécurité juridique.

Les AODE, autorités organisatrices de

la distribution d'énergie, assurent la régulation locale, en contrôlant l'activité des concessionnaires, en intervenant si possible en amont pour prévenir des litiges et en veillant à l'équilibre entre production et demande dans leurs territoires, notamment dans la perspective des réseaux «intelligents» (smart grids).

Propriétaires des réseaux de distribution, dans lesquels elles investissent, garantissant l'emploi dans les territoires, elles définissent et contrôlent le service public local de l'énergie, en développant des sources de production renouvelables diversifiées, en innovant et en déployant de nouvelles infrastructures (smart grids, mobilités propres). Garanties des équilibres territoriaux, les AODE sont des acteurs-clefs du paysage énergétique français, au cœur de ses transformations, armés pour mener, aux côtés des autres acteurs, la mise en œuvre des politiques locales tournées vers la transition énergétique.



Territoire d'énergie

Engagées depuis plusieurs années dans la transition énergétique, les AODE ont développé de nouvelles compétences : production d'énergies renouvelables, réseaux de chaleur, achats groupés d'électricité et de gaz, éclairage public, mobilités propres... Ces activités sont amenées à se développer encore, parce que la production et la consommation d'énergie deviennent de plus en plus locales, tout en contribuant à l'équilibre national.

À cet effet, nombre d'AODE se fédèrent en «ententes régionales» et ont signé d'ambitieux



contrats de partenariat avec les conseils régionaux, désignés par la loi comme « chef de file en matière énergétique. » Afin de mieux identifier ces AODE et leurs compétences, la FNCCR a créé la marque : « territoire d'énergie ». De nombreuses structures l'ont d'ores et déjà adoptée pour leur communication. Cette marque collective nationale dispose d'une charte graphique dédiée appropriable par toutes les AODE. La charte d'engagement précise également les valeurs associées à la marque, notamment l'engagement en faveur de la transition énergétique.

3. L'organisation des services publics de distribution d'électricité et de gaz



La distribution d'électricité et la distribution de gaz : des concessions à la jonction du monopole national et de la décentralisation

Depuis fin 2006, la distribution (en d'autres termes, l'acheminement physique de l'énergie et la gestion des réseaux correspondants) et la fourniture (la commercialisation de l'énergie fournie) d'électricité et de gaz aux tarifs réglementés de vente sont deux services publics distincts. Les cadres juridiques de l'électricité et du gaz sont toutefois différents. Imposée par les directives européennes de 2003/54/CE et 2009/72/CE du 13 juillet 2009, la séparation des activités de fourniture et de distribution d'électricité a conduit à l'identification, par la loi du 7 décembre 2006, d'un service public comportant deux missions distinctes :

- D'une part, la fourniture aux tarifs réglementés confiée à EDF et aux ELD dans leurs zones de desserte exclusives ;
- D'autre part, celle du développement et de l'exploitation des réseaux publics de distribution d'électricité, confiée à Enedis et aux ELD dans leurs zones de desserte respectives, ainsi qu'à EDF SEI pour les zones non interconnectées aux réseaux métropolitains continentaux.

De fait, la conclusion de nouveaux contrats ou d'avenants aux contrats de concessions existants doivent faire l'objet d'une signature tripartite, à la fois par l'autorité concédante, par le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente, s'il s'agit d'opérateurs distincts juridiquement.

Pour le gaz naturel, à la différence de l'électricité, le législateur a choisi de ne conserver que l'activité de distribution dans les concessions locales, pour la partie du territoire desservie par le groupe Engie.

Si l'activité de fourniture de gaz aux tarifs réglementés de vente est maintenue dans le périmètre d'attribution des autorités organisatrices de la distribution de gaz, elle ne relève plus des concessions mais d'une compétence, assez générale d'organisation et de surveillance susceptible de donner lieu à l'édiction, par l'autorité organisatrice locale, de règlements de service.

Les missions des distributeurs de gaz sont définies dans des termes voisins à ceux des GRD d'électricité.

Notons enfin qu'en ce qui concerne la distribution de gaz, seules les communes desservies en gaz par GDF Suez en 1998 (ou retenues et réellement desservies, même partiellement, à la suite d'un plan national de desserte mis en œuvre durant les trois années qui ont suivi la parution d'un arrêté définissant ce plan au niveau national) relèvent du monopole légal de GRDF. A contrario, l'extension de la desserte en gaz (gaz naturel ou propane) à de nouvelles communes n'est pas comprise dans le champ de ce monopole historique. Elle doit donc faire l'objet d'une mise en concurrence, dans les conditions prévues pour les délégations de service public, préalablement à l'attribution de la concession à un gestionnaire de réseau, sauf si le choix est fait par l'autorité organisatrice d'exploiter en régie la desserte en gaz de la commune concernée.

3.1 Le contrat de concession pour l'électricité

Excepté le cas où elle exploite elle-même, en régie, son réseau de distribution d'électricité, la collectivité, propriétaire des ouvrages de distribution, est tenue d'en confier l'exploitation à Enedis ou à une entreprise locale de distribution (ELD) dans le cadre

d'une concession. L'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales (CGCT) précise en effet que « les collectivités territoriales ou leurs établissements de coopération négocient et concluent, en tant qu'autorités concédantes de la distribution publique, les contrats de concession, et exercent le contrôle du bon accomplissement des missions de service public fixées par les cahiers des charges de ces concessions. » En tant que fédération représentative des autorités concédantes et régies, la FNCCR a été à l'initiative des modèles de contrat de concession et de leur évolution, en particulier avec :

- L'accord cadre du 21 décembre 2017 signé entre la FNCCR, France Urbaine, Enedis et EDF sur le nouveau modèle de contrat de concession, pour une relation contractuelle modernisée entre les autorités concédantes, Enedis et EDF garantissant la qualité de service concédé et adapté aux enjeux de transition énergétique ;
- L'accord cadre du 28 juin 2019 signé entre la FNCCR, France Urbaine et Enedis relatifs aux investissements éligibles au terme I dits de transition énergétique de la part R2 de la redevance de concession.

La plupart des protocoles et des accords cadre ont également été négociés entre la FNCCR et EDF SEI en vue d'en permettre une application au sein des zones non interconnectées (Corse, départements et territoires ultra-marins), grâce notamment à l'implication des syndicats d'énergie de la Guadeloupe (SyMEG), de la Martinique (SMEM) et de La Réunion (Sidélec), ainsi que des représentants locaux d'EDF SEI. Ce nouveau modèle de contrat de concession pour le service public du développement et de l'exploitation du réseau public de distribution d'électricité de la fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés de vente

se compose d'un accord-cadre quadripartite susvisé, d'un modèle de convention de concession, d'un modèle de cahier des charges et des modèles d'annexes à ce dernier. Ce modèle introduit des nouvelles dispositions intéressantes concernant les investissements au bénéfice de la concession. Les AODE auront à établir un Schéma directeur des investissements (SDI) décliné en Programmes pluriannuels d'investissements successifs (PPI) et en programmes annuels. Des dispositions relatives aux données sont également prises afin de mettre à disposition par les concessionnaires toutes les informations relatives à la transition énergétique à l'autorité concédante.

3.2 Le contrat de concession applicable à la distribution publique de gaz

De la même manière, pour la distribution de gaz naturel, la FNCCR a contribué à moderniser le contrat de concession avec un nouveau modèle de traité de concession FNCCR-GRDF daté de février 2010, destiné à se substituer soit aux contrats inspirés du contrat-type de 1961 qui ont pu être signés jusqu'en 1993, soit aux contrats signés sur la base du modèle de 1994, et, en pareil cas, pour la durée restant à courir. Ce nouveau traité de concession comprend notamment une grille d'indicateurs de performance destinés à suivre et à évaluer l'activité du concessionnaire et à améliorer en continu la performance et la qualité des services rendus. Depuis, les collectivités ont fait part d'un certain nombre d'attentes quant aux informations qui leur sont fournies sur la distribution publique du gaz naturel. Ces attentes ont notamment été exprimées lors des contrôles de concessions réalisés par les autorités concédantes.

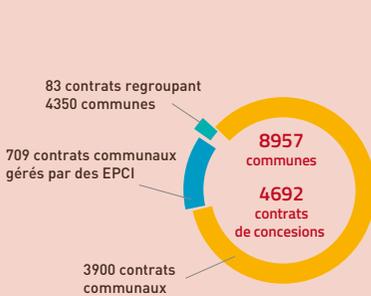
La concertation organisée courant 2016 par GRDF dans le cadre de sa démarche « nouvelles données pour une nouvelle donne » a permis d'obtenir une meilleure connaissance du patrimoine concédé et des comptes de résultat au plus près des concessions. GRDF a ainsi affiné un certain nombre d'éléments relevant du compte rendu annuel d'activité.

Les discussions sont en cours avec GRDF afin de proposer un nouveau modèle de contrat de concession modernisé, adapté aux enjeux de transition énergétique et organisant la gouvernance des investissements.

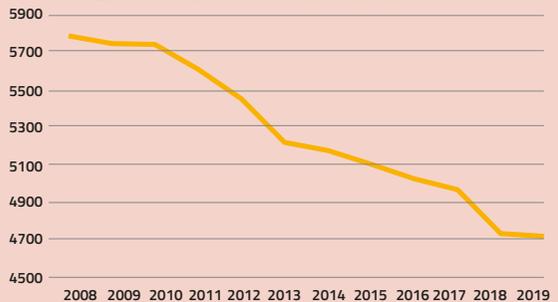


Le contrat de concession pour la distribution publique d'électricité et la fourniture aux tarifs réglementés de vente est tripartite, puisque signé entre l'autorité concédante, Enedis et EDF. Le contrat de concession pour la distribution publique de gaz naturel est bipartite entre l'autorité concédante et GRDF. La fourniture de gaz au TRV est considérée comme ne faisant plus partie du service public concédé tout en demeurant une mission de service public relevant d'un règlement de service. Les collectivités concédantes, en électricité comme en gaz, sont propriétaires des réseaux publics de distribution concédés.

Dans 95% du territoire, zone de distribution de GRDF



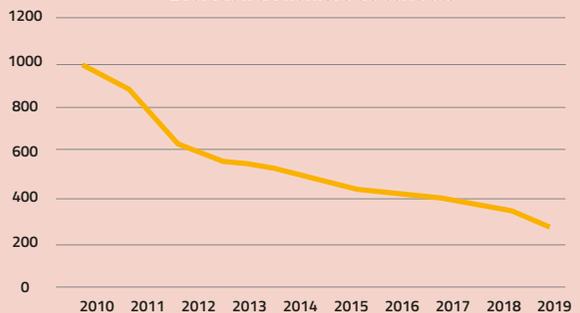
Évolution du nombre de contrats de concessions



Dans la zone de desserte exclusive d'Enedis



Évolution du nombre de contrats



3.3 La description des réseaux d'électricité

L'énergie électrique est acheminée depuis les sites de production par le réseau de transport (tensions supérieures ou égales à 50 kV) et le réseau public de distribution (poste source, réseaux moyenne tension HTA et basse tension BT) jusqu'aux compteurs des consommateurs finals. Des productions d'énergie décentralisées sont également raccordées aux réseaux publics de distribution tant en moyenne qu'en basse tension. Initialement unidirectionnel du producteur vers le consommateur final, le réseau est devenu bidirectionnel puisque destiné et conçu pour gérer non seulement les soutirages mais également les injections.

La nécessité d'une gestion optimisée des réseaux publics de distribution se fait donc sentir, soutenue par l'arrivée des compteurs communicants, des projets d'autoconsommation et de flexibilité locale. On parle ainsi de réseaux communicants ou intelligents : les smart grids.

Les réseaux publics de distribution sont constitués d'ouvrages à différents niveaux de tension.

Les postes sources

Les postes sources sont à l'interface du réseau de transport et du réseau de distribution. Il existe près de 2200 postes sources raccordés au réseau de transport. Par l'intermédiaire de plusieurs transformateurs, ils permettent d'abaisser l'électricité de haute tension (63 kilovolts –kV-, 90 kV ou 225 kV) à moyenne tension (20 kV). Ils sont équipés d'outils de surveillance, de protection et de télécommande.

Ils sont nécessaires à la sûreté générale du réseau de transport et des interconnexions, en



particulier par un système de délestage en cas de blackout et à la qualité et à la continuité de l'alimentation électrique par des systèmes de réenclenchement automatiques et de réglage de la tension.

Les réseaux publics de distribution d'électricité sont la partie du réseau électrique qui achemine et dessert les usagers-consommateurs en moyenne tension (à travers les réseaux HTA) ou en basse tension (via les réseaux BT). Ces réseaux moyenne et basse tension sont la propriété des collectivités locales dotées de la compétence d'autorité organisatrice de la distribution publique d'électricité.

La moyenne tension

Dit HTA, le réseau moyenne tension est constitué de l'ensemble des départs issus des postes sources. Le nombre de départs par poste source varie généralement de moins d'une dizaine à une cinquantaine.

Le niveau de la tension en HTA est de 20 kV. La structure des réseaux HTA est telle que pratiquement chaque départ HTA est sécurisé par un autre afin de permettre, en



cas de panne, d'incident ou d'aléa climatique, une réalimentation rapide des usagers privés d'électricité via des automatismes télécommandés. Cette sécurité appelée également «bouclage» permet de réalimenter, le cas échéant, un poste source défaillant.

Lignes moyenne tension HTA

Les départs HTA desservent des postes de transformation en basse tension (BT)

privés raccordés en HTA et des postes de distribution publique, transformant la HTA en BT (HTA/BT) servant à alimenter les consommateurs finals en basse tension. Environ 800 000 transformateurs HTA/BT sont actuellement installés dans des postes HTA/BT maçonnés ou sur poteau (dit H61). Une partie d'entre eux sont également stockés dans le cadre de leur exploitation entre différents sites.



Insertion paysagère

Dans le cadre de convention de partenariat, les collectivités et Enedis peuvent s'engager dans des projets de réhabilitation en recourant à des artistes ou à des associations pour recouvrir les postes électriques et revaloriser le patrimoine. De nombreuses municipalités s'accordent pour dire que ces réalisations s'intègrent mieux dans le paysage, améliorent le cadre de vie des riverains en luttant contre les incivilités et favorisent l'expression artistique de peintres locaux ou d'associations.





Avant - Après : enfouissement des réseaux

Les réseaux publics de distribution d'électricité en basse tension (BT) acheminent l'énergie électrique des postes de transformation HTA/BT jusqu'au branchement final du client final, pour permettre l'alimentation en électricité du foyer mais également des artisans, PME et petites industries. Ils sont composés de réseaux exploités en 400 volts triphasé et 230 volts monophasé, dits «réseaux BT».

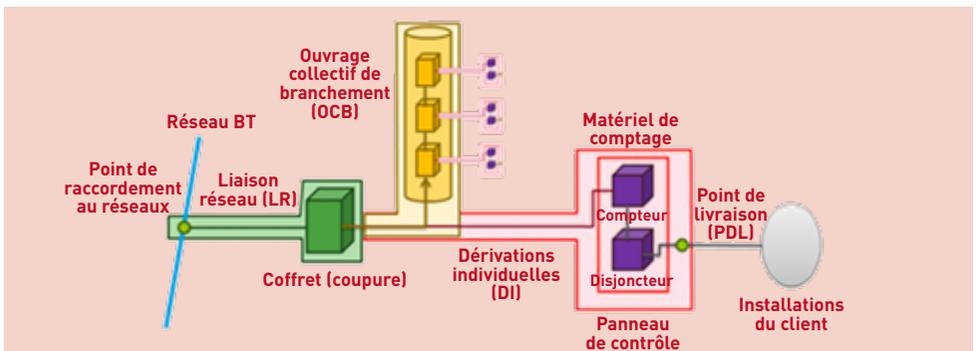
Ils peuvent recevoir l'énergie produite de manière décentralisée par les énergies renouvelables comme les éoliennes, les installations photovoltaïques et la majorité des installations de cogénération.

Il existe 3 types de réseaux BT : le réseau souterrain, le réseau aérien à fils nus et le réseau aérien à conducteurs isolés, dit aussi «torsadés».

Les ouvrages de branchement

Au titre du contrat de concession liant les AODE et Enedis, le RDPE est constitué, pour la partie branchement de plusieurs éléments : «Les branchements collectifs comprennent la liaison au réseau, les canalisations collectives (tronçon commun, colonne, dérivations collectives) et les dérivations individuelles. Les canalisations collectives et les dérivations individuelles, lorsqu'elles n'appartiennent pas aux propriétaires des immeubles concernés, font partie des ouvrages concédés.»

Ci-dessous un schéma explicatif des composantes de raccordement du RDPE :



Exemples de compteurs électriques, électromécaniques à simple ou double cadran, électronique, Linky©



Les compteurs

Les compteurs électriques sont des appareils qui permettent de mesurer les index de consommation à des fins principalement de facturation.

La France métropolitaine dénombre environ 38 millions de compteurs : plus de 33 millions de compteurs résidentiels et plus de 5 millions de compteurs non résidentiels, pour une consommation annuelle respective de 150 TWh et 273 TWh.

Il existe plusieurs typologies de compteurs pour des installations de faible puissance (≤ 6 kVA) :

- Les compteurs électromécaniques relevés manuellement, représentant environ 15 millions de compteurs (soit près de 50% du parc géré par Enedis), dont 8 millions de compteurs à double index correspondant aux « heures pleines - heures creuses » ;
- Les compteurs électroniques reliés à un centre de traitement vers lequel sont envoyées les télérelevés de mesures et de contrôles représentant environ 8 millions de compteurs à simple ou multi-index avec TCFM³ intégré (dont gestion des pointes mobiles), affichage de l'option tarifaire,

de la puissance souscrite et des index de consommation. Ces données transitent par différents modes de communication dont les ondes radio, le réseau électrique par courant porteur en ligne (CPL), le câble ou la fibre optique ;

- Les compteurs « communicants » pouvant émettre mais également recevoir un certain nombre d'informations. Baptisés Linky en ce qui concerne Enedis, soit dans 95% du territoire, ils représentaient fin 2020 près de 30 millions de compteurs.

Ces derniers sont dotés de nouvelles fonctionnalités permettant en particulier :

- D'automatiser certaines prestations (relevés de consommation, ...) mettant fin à la facturation prévisionnelle basée sur des consommations estimées ;
- D'effectuer des télé-opérations à distance (changement ou adaptation de puissance, mise en service ou interruption de la fourniture, ...) ;
- D'établir des offres tarifaires horo-différenciées, de proposer de nouveaux services et des prestations personnalisées.

3. TCFM : Télécommande centralisée à fréquence musicale - signal émis par RTE pour indiquer le changement heure pleine/heure creuse ou les jours de pointe, disparaîtra avec la mise en œuvre des compteurs Linky.

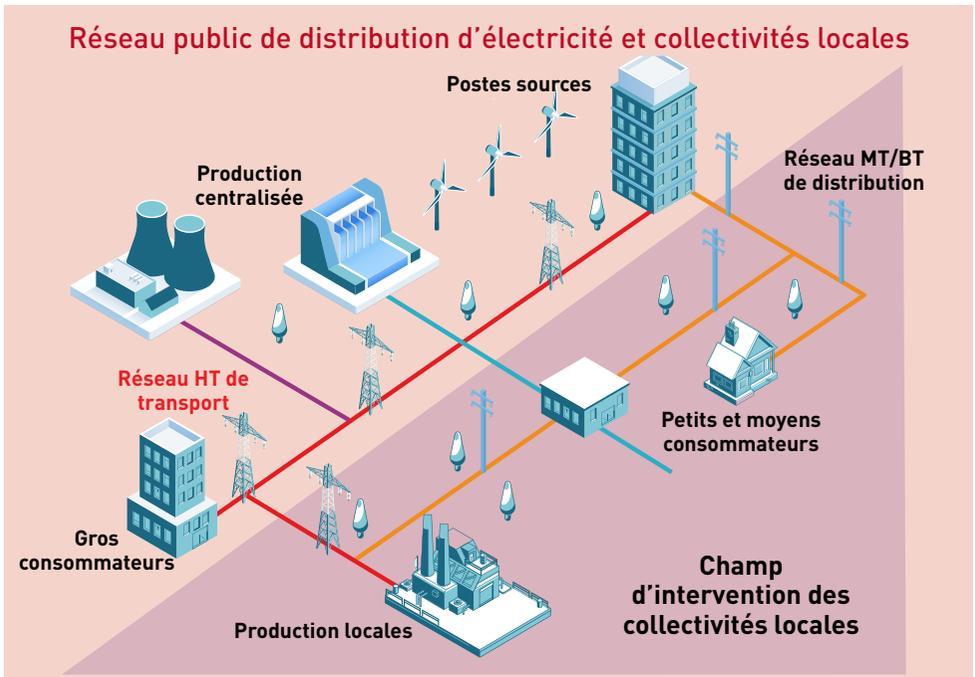
La mise en œuvre de ces dispositifs de comptage « intelligents » ou « communicants » répond aux orientations politiques visant la maîtrise de la demande énergétique et la réduction des émissions de gaz à effet de serre. La directive européenne 2009/72 sur le marché intérieur de l'électricité prévoyait le déploiement, d'ici 2020, de nouveaux compteurs électriques évolués pour au moins 80 % des consommateurs. En France, tous les logements seront équipés d'ici 2024 conformément aux orientations de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (août 2015).

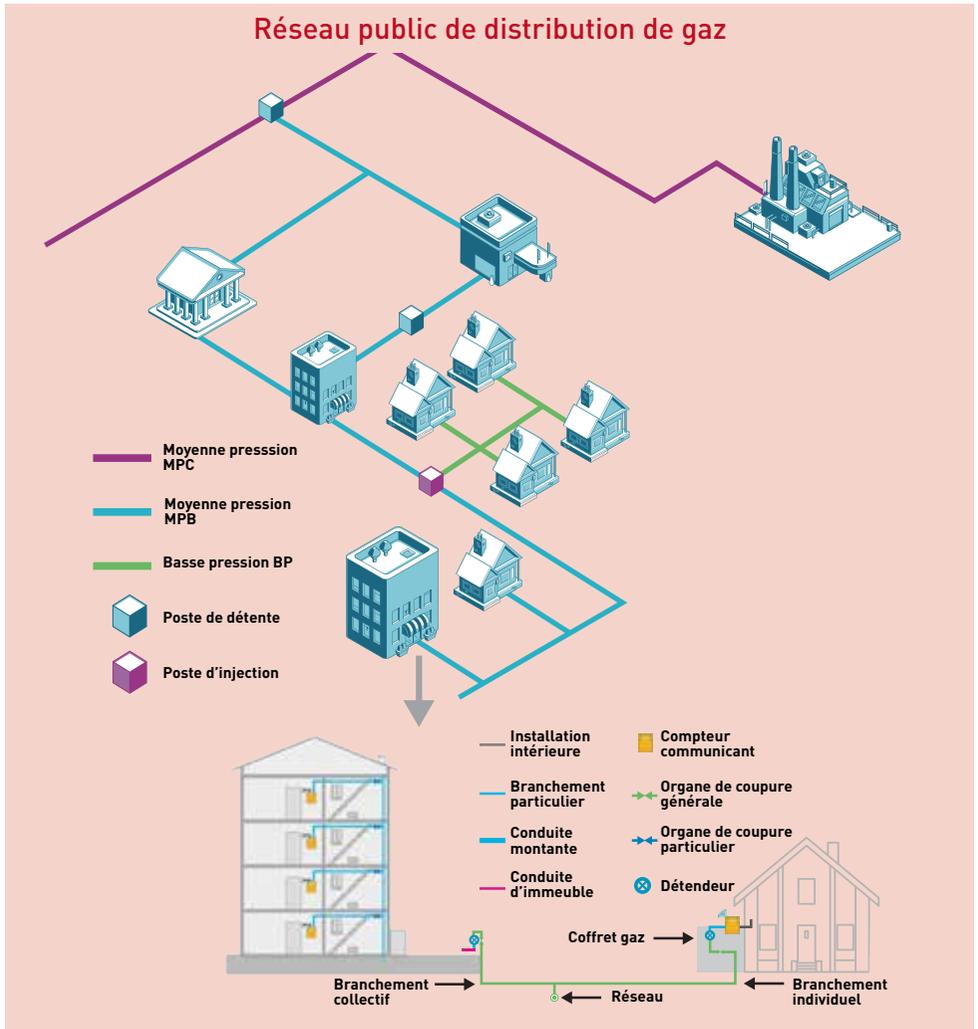
Outre l'avancée technologique importante et les bénéfices attendus concernant en particulier, la maîtrise de la consommation d'électricité, ce compteur évolué permettra une connaissance plus fine du profil de consommation des usagers et rendra possible la transmission

directe d'ordres et de données relatives aux consommations. Le compteur évolué permettra ainsi d'améliorer la qualité du service rendu au consommateur. Les relèves de la consommation seront plus fréquentes, permettant des facturations sur la base de données réelles et non plus estimées. Par ailleurs, les opérations de relève ou de maintenance pourront être effectuées à distance.

Les fournisseurs pourront construire des offres et des services diversifiés, mieux adaptés aux besoins des consommateurs. Les usagers consommateurs disposeront d'une meilleure information de leurs consommations et seront notamment incités à « consommer » en dehors des périodes de pointe.

La loi du 10 février 2000, codifiée dans le code de l'énergie, précise que :





« Dans sa zone de desserte exclusive, le gestionnaire du réseau public de distribution est responsable de l'exploitation et de l'entretien du réseau public de distribution d'électricité. [...] Il est responsable de son développement afin de permettre le raccordement des installations des consommateurs et des producteurs, ainsi que l'interconnexion avec d'autres réseaux. Chaque gestionnaire de réseau public de

distribution d'électricité veille à l'équilibre des flux d'électricité, à l'efficacité, à la sécurité et à la sûreté du réseau, compte tenu des contraintes techniques pesant sur ce dernier. Il assure, de manière non discriminatoire, l'appel des installations de production reliées au réseau public de distribution en liaison avec le gestionnaire du réseau public de transport. »



Source : CRE

3.4 La description des réseaux de gaz

Le gaz naturel est acheminé jusqu'aux zones de consommation par des infrastructures gazières de transport et de distribution :

- Les réseaux de transport permettent d'importer le gaz depuis les interconnexions avec les pays limitrophes et les terminaux méthaniers. Les installations de stockage contribuent à la gestion des flux de consommation et à la flexibilité permettant de maintenir la sécurité d'alimentation et le bon fonctionnement des réseaux ;
- Les terminaux méthaniers permettent d'importer du gaz naturel liquéfié (GNL) et de diversifier les sources d'approvisionnement en gaz naturel ;
- Les réseaux de distribution acheminent le gaz depuis les réseaux de transport jusqu'aux consommateurs à travers des canalisations moyenne et basse pression.

Concernant le transport, ce sont des

canalisations souterraines en acier qui transportent le gaz naturel à une vitesse de 30 km/h. Du fait de la longueur des canalisations et des frottements, le gaz est ralenti, d'où une baisse de pression en bout de réseau qu'il faut compenser par des stations de compression (entre 65 et 95 bars). Celles-ci sont placées tous les 100 km environ pour garantir le niveau de pression et le transport du gaz.

Il existe deux gestionnaires de réseaux de transport (GRT) de gaz naturel en France :

- GRTgaz, filiale d'Engie, gère le réseau de gaz B (bas pouvoir calorifique) dans le Nord et la majeure partie du réseau de gaz H (haut pouvoir calorifique) ;
- Téréga (ex-TIGF), filiale d'un consortium réunissant SNAM, GIC, Predica et EDF, gère le réseau de gaz H dans le Sud-Ouest.

Le réseau de distribution

Près de 11 millions de consommateurs sont raccordés aux réseaux publics de distribution

de gaz naturel. Ils sont alimentés par plus de 25 gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) de gaz naturel, de tailles très inégales :

- GRDF qui distribue 96 % du gaz naturel distribué et achemine le gaz naturel dans la majorité du territoire français (zone de desserte historique principalement mais aussi à travers des délégations de services publiques - DSP - pour plus de 600) ;
- Des GRD de plus petite taille et répartis dans le territoire, appelés entreprises locales de distribution (ELD).

La moyenne pression

Le réseau de distribution de gaz en moyenne pression (MP) comprend majoritairement des canalisations en MPB mais aussi des canalisations MPA et MPC moins présentes.

Prépondérant depuis de nombreuses années, le réseau MPB est exploité sous une pression normale comprise entre 0,4 et 4 bars. Il combine les avantages d'une grande capacité de desserte et d'une grande sécurité grâce aux dispositifs de coupure automatique en cas de fuite importante. De ce fait, la majeure partie des travaux de restructuration et d'extension du réseau sont réalisés en MPB.

La pression de service du réseau MPA est comprise entre 50 et 400 millibars

La pression du réseau MPC est comprise entre 4 et 25 bars.

Les postes de détente

Les postes de détente permettent de diminuer le niveau de pression pour alimenter le réseau de distribution en basse pression jusqu'aux usagers. Les postes de détente publics abaissent la pression du gaz naturel de 4 bars à 25 millibars. Les postes de détente dits clients abaissent la pression du gaz à un niveau compatible avec les besoins de ces clients, de 4 bars à 25 ou 300 millibars, selon les cas (industriel, tertiaire ou particulier).



La basse pression

Le réseau basse pression est exploité entre 17 et 25 millibars pour le gaz naturel de type H, correspondant à la pression effective nécessaire à l'entrée des appareils d'utilisation. Ces réseaux étaient constitués en majeure partie de conduites en fonte. Ils sont désormais réalisés en PE ou en acier.

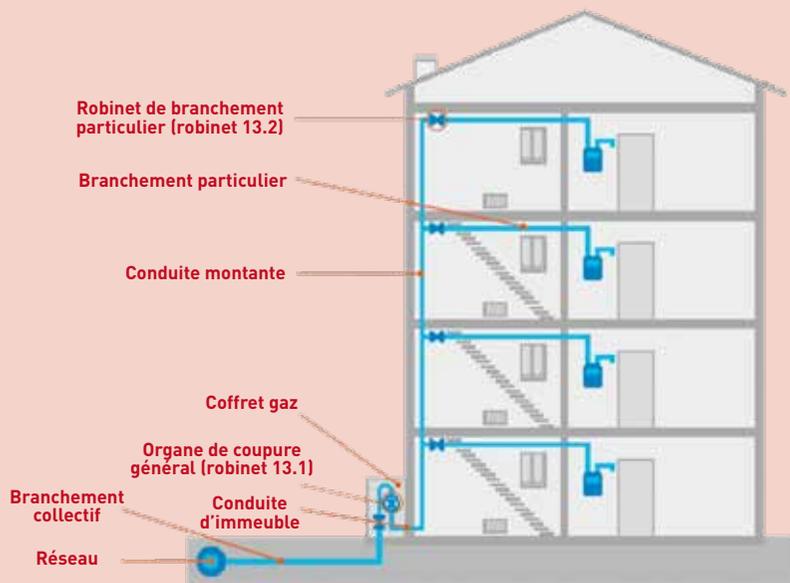
Des robinets ou vannes sont positionnés pour une meilleure exploitation du réseau. Ils permettent de modifier la distribution du gaz à travers le réseau, si nécessaire, et éventuellement d'isoler une partie du réseau en cas d'incident.

Les conduites montantes et conduites d'immeuble

Les conduites d'immeuble et les conduites montantes gaz en collectif (CICM) permettent d'alimenter chacun des logements en gaz naturel à partir du coffret gaz collectif de l'immeuble.

Les conduites d'immeuble enterrées sont constituées de polyéthylène (PE) ou d'acier. Les canalisations en acier sont revêtues de PE ou de bandes anticorrosives autorisées par GRDF.

Les infrastructures de concession - Focus sur les installations terminales



Source : GRDF

Les conduites d'immeuble à l'intérieur du bâtiment sont réalisées en acier ou en cuivre, la nature des matériaux devant être conforme aux dispositions de l'arrêté du 23 février 2020.



Le dimensionnement des conduites collectives est déterminé en fonction du débit maximum prévisionnel à satisfaire, mais reste limité en tout état de cause à :

- 108 mm, si la pression effective du gaz combustible susceptible d'être atteinte dans ces canalisations est au plus égale à 100 mbar ;
- 70 mm, si cette pression est au plus égale à 400 mbar ;
- 37 mm si cette pression peut dépasser 400 mbar.

5.6. Les compteurs

Il existe 2 modèles de compteurs gaz :

- Les compteurs traditionnels, également appelés compteurs secs ;
- Les compteurs communicants dénommés Gazpar pour GRDF.

Chacun de ces compteurs est identifiable grâce à une apparence et à un fonctionnement qui lui sont propres.

3.5 Le rôle des autorités organisatrices : du contrôle au développement des réseaux

Conformément à la loi, « les collectivités territoriales ou leurs établissements publics de coopération, en tant qu'autorités concédantes de la distribution publique d'électricité et de gaz, négocient et concluent les contrats de concession, et exercent le contrôle du bon accomplissement des missions de service public fixées. [...] Elles assurent le contrôle des réseaux publics de distribution d'électricité « et de gaz ». [...] Elles peuvent assurer la maîtrise d'ouvrage des travaux de développement des réseaux. [...] Elles peuvent réaliser ou faire réaliser des actions qui tendent à maîtriser la demande d'électricité des clients finals desservis en basse tension ou celle des personnes en situation de précarité ».

Les collectivités « autorités concédantes » ont donc en charge le contrôle des missions de service public confiées aux concessionnaires, soit Enedis et GRDF pour la partie distribution et EDF pour la fourniture aux tarifs réglementés de vente. L'électricité est un bien essentiel, de première nécessité, dont l'accès, la qualité et le prix constituent des enjeux primordiaux pour le développement et l'aménagement des territoires. Une parfaite connaissance du patrimoine et des indicateurs techniques et financiers, en rapport avec les clients finals de la concession, se révèle indispensable au bon fonctionnement du service public de distribution et à son pilotage. Elle reste un paramètre essentiel pour veiller à la qualité du service public.

En ce qui concerne l'électricité, dans sa sphère de gestionnaire des réseaux HTA- BT, Enedis demeure le principal maître d'ouvrage en milieu urbain des travaux de développement, d'entretien, de maintenance et de renouvellement des réseaux de distribution.

Les autorités concédantes assurent généralement en zone rurale la maîtrise d'ouvrage des renforcements, des extensions voire des branchements pour les réseaux publics basse tension. Elles assurent également la maîtrise d'ouvrage des travaux d'enfouissement pour des considérations à l'origine d'ordre esthétique, puis en rapport avec l'environnement et la sécurisation, et ceci, tant en milieu urbain que rural.

5.7. L'application des principes du service public aux concessions d'électricité et de gaz

Les priorités du service public de l'électricité et du gaz reposent sur le respect de certains principes :

- **L'universalité de desserte** : fournir l'électricité à l'ensemble des citoyens - consommateurs du territoire. Ce principe ne s'applique pas au gaz, puisque cette énergie demeure substituable pour tous ses usages. Les opérateurs intervenant dans le domaine de la distribution publique de gaz mettront donc en avant la rentabilité ou non de tout projet de création ou d'extension de réseau, mesurée au travers du critère de rentabilité économique prévisionnelle, dit « B/I » (rapport des bénéfices attendus sur les investissements prévisibles) ;
- **La continuité de fourniture** : assurer l'approvisionnement à tout moment et sans interruption ;
- **La péréquation tarifaire** : assurer l'égalité entre les consommateurs de même nature, notamment en fournissant un produit d'égale qualité dans l'ensemble du territoire à partir d'une unicité du prix, quelle que soit la distance entre le lieu de production et le lieu de consommation, via la fixation des tarifs d'Utilisation des réseaux publics de transport et de distribution de l'électricité (TURPE) et l'Accès des tiers au réseau de distribution de gaz (ATRD) ;

- **L'adaptabilité** : le service public de l'électricité et du gaz doit s'adapter aux progrès technologiques et aux évolutions de l'intérêt général. Il est lié à la mise en œuvre des politiques publiques et à la solidarité territoriale.

À ce titre, le service public doit inclure des actions :

- Destinées à maintenir et à renforcer la cohésion sociale, en luttant contre l'exclusion des consommateurs précaires qui ont des difficultés à faire face à leurs dépenses d'énergie et en encourageant ces usagers à réaliser des actions de maîtrise de la demande d'énergie (MDE) ;
- Destinées à assurer la sécurité des populations et la protection de l'environnement ;
- Visant à favoriser une utilisation efficace du territoire et des ressources collectives.

Contrôle de concession

Afin d'assurer ce contrôle, elles désignent un agent du contrôle distinct du gestionnaire de réseau. Elles répondent aussi aux sollicitations des élus et des usagers sur des sujets liés à la distribution publique d'énergie, à la qualité de fourniture, aux travaux, aux déplacements d'ouvrage, à la vétusté de certains ouvrages... Chaque année, les concessionnaires remettent aux AODE un compte rendu annuel d'activité de la concession (CRAC) qui retrace l'activité du concessionnaire et dresse un état des lieux patrimonial, technique et comptable de la concession. Il permet notamment à l'autorité concédante d'analyser l'évolution de son patrimoine, les investissements réalisés et la qualité de l'énergie distribuée d'une année à l'autre.

L'autorité concédante peut demander aux concessionnaires des éléments d'appréciation

complémentaires et plus détaillés permettant un contrôle effectif et approfondi de la concession. Les documents techniques et comptables permettent en particulier de vérifier l'exactitude des données produites dans le CRAC et d'identifier plus en détails les activités menées au cours de l'année écoulée.

À partir de l'ensemble de ces documents, les AODE analysent chaque année les données relatives :

- À l'état du patrimoine (évolution, âge, matériaux...) ;
- Au fonctionnement du réseau (incidents, maintenance...) ;
- À la qualité de l'énergie distribuée (temps de coupures, usagers mal alimentés...) ;
- À l'état financier et comptable des concessions.

L'analyse des données produites par le concessionnaire aboutit, chaque année, à l'élaboration d'un rapport de contrôle de l'activité du concessionnaire au travers duquel sont identifiés les points de vigilance et les axes d'amélioration à mettre en œuvre pour l'année suivante. Des missions de contrôles spécifiques sur certaines thématiques particulières peuvent également être engagées par l'autorité concédante.

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE)

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité :

- Garantissent aux consommateurs et aux producteurs un accès transparent et non discriminatoire aux réseaux publics d'électricité conformément à l'article L. 341-2 du code de l'énergie ;
- Permettent aux gestionnaires de réseaux d'accomplir leurs missions de service public, d'exploiter et d'entretenir ces réseaux dans

ce cadre tarifaire. L'article L.341-2 du code de l'énergie précise que «les tarifs (...) sont calculés de manière transparente et non discriminatoire, afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires de ces réseaux dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace».

L'article L.341-3 du même code dispose que la CRE «peut prévoir un encadrement pluriannuel d'évolution des tarifs et des mesures incitatives appropriées (...) pour encourager à élucider les (GRD) à améliorer leurs performances, notamment en ce qui concerne la qualité de l'électricité, à favoriser l'intégration du marché intérieur de l'électricité et la sécurité de l'approvisionnement et à rechercher des efforts de productivité».

Ces tarifs correspondent à une partie de la facture d'électricité payée par le consommateur final. Ils sont liés au coût de l'acheminement de l'énergie à travers les réseaux publics de transport et de

distribution en complément du prix de la fourniture d'électricité et de diverses taxes. La part de l'acheminement déterminée par le TURPE représente environ 30% de la facture d'électricité.

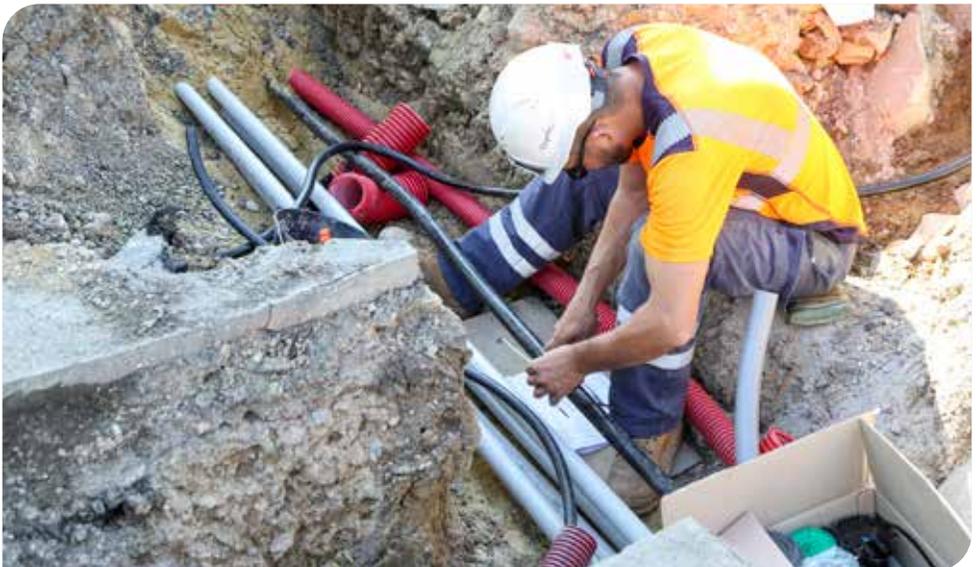
Des tarifs définis pour quatre ans

Longtemps défini par le gouvernement, il est désormais élaboré par la (CRE). Le TURPE s'applique de plein droit à tous les consommateurs pour une durée de 4 ans.

Le TURPE 5 HTA-BT est en cours depuis le 1^{er} août 2017. Il est désormais synchronisé avec le TURPE 5 HTB.

Il se caractérise par une meilleure prise en compte de l'horo-saisonnalité, notamment les coûts d'utilisation lors des pointes de consommation en incitant à réduire sa consommation lors de périodes critiques pour l'utilisation des réseaux publics de distribution.

Il intègre également la totalité des programmes d'investissements et de



recherche et développement présentés par le principal gestionnaire de réseau Enedis. Le déploiement des compteurs évolués « Linky » bénéficie d'un TURPE dédié en tenant également compte de la réduction des pertes dans les réseaux. Enfin, le TURPE 5 a introduit la possibilité pour Enedis de présenter des projets de smart grids en cours de période tarifaire sous réserve que l'analyse coûts/bénéfices soit favorable.

Le TURPE en vigueur se caractérise par la prise en compte d'éléments financiers intéressant directement les AODE :

- D'abord, avec la méthode de calcul des charges de capital retenue (à savoir la méthode dite « comptable ») : la CRE a reconduit la même méthode de calcul que celle utilisée dans le TURPE 4 HTA-BT, et validée par le Conseil d'État (CE 13/05/2016, société Direct Énergie, n° 375501). Dans sa décision, le Conseil d'État avait jugé que ni les dispositions incluses dans le droit de l'Union européenne, ni celles de l'article L. 341-2 du code de l'énergie, « n'excluent [...] l'application d'une méthode telle que celle à laquelle a eu recours la CRE, dès lors que celle-ci prend en compte, dans les taux de rémunération qu'elle retient, les comptes spécifiques des concessions et les provisions pour renouvellement des immobilisations » ;
- Ensuite, le TURPE 5 HTA/BT a inscrit dans le périmètre du compte de régulation des charges et produits (CRCP), les redevances de concession, répondant ainsi à une préoccupation de la FNCCR et des autorités concédantes, notamment dans le contexte actuel du renouvellement des contrats de concession en cours et à venir. Jusqu'à présent, les redevances de concession versées par Enedis étaient couvertes par le TURPE sur la base de trajectoires prévisionnelles définies en début de période

tarifaire sans forcément tenir compte de leurs évolutions et des engagements contractuels.

Le TURPE 5 est actuellement dans sa dernière année d'application et devra être remplacé en août 2021 par le TURPE 6 dont les règles sont en cours d'élaboration. La méthode comptable sera normalement reconduite, ainsi que la prise en charge au CRCP des redevances de concession pour les contrats restant à renouveler.

Le tarif d'accès des tiers au réseau de distribution de gaz naturel (ATRD)

Le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel, dit tarif d'accès au réseau de distribution (ATRD) :

- Réaffirme le principe de péréquation, par le gestionnaire de réseau de distribution (GRD), des tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel pour les concessions dans la zone de desserte historique des GRD ;
- Mais exclut de cette péréquation tarifaire les nouvelles concessions issues d'une mise en concurrence (délégation de service public – DSP).

On distingue plusieurs tarifs péréqués à l'intérieur de la zone de desserte historique des GRD concernés :

- Un tarif spécifique à GRDF (proposé par la CRE et entré en vigueur le 1^{er} juillet 2020) ;
- Des tarifs spécifiques pour les ELD ayant présenté des comptes dissociés : Régaz, Réseau GDS, GEG, Vialis, Gédia, Caléo, Gaz de Barr, Véolia Eau, Sorégies (proposés par la CRE le 31 octobre 2005 et entrés en vigueur le 1^{er} janvier 2006, en application de la décision du 27 décembre 2005 des ministres chargés de l'économie et de l'énergie) ;
- Un tarif commun aux ELD distribuant moins de 250 GWh/an et ne produisant pas de comptes dissociés (proposé par la CRE le 31 octobre

2005 et entré lui aussi en vigueur le 1^{er} janvier 2006, en application de la décision du 27 décembre 2005 des ministres chargés de l'économie et de l'énergie).

Le cadre de régulation mis en place par la CRE est basé sur les principes suivants :

- Un tarif pluriannuel conçu pour s'appliquer durant quatre ans à compter du 1^{er} juillet 2020, avec une évolution au 1^{er} juillet de chaque année de la grille tarifaire selon des règles prédéfinies ;
- Un compte de régularisation des charges et des produits (CRCP), permettant de corriger, pour certains postes préalablement identifiés, les écarts réels et prévisionnels pris en compte pour établir le tarif de GRDF ;
- Une clause de rendez-vous au bout de deux ans d'application du tarif, afin d'examiner les conséquences éventuelles des évolutions législatives, réglementaires ou des décisions juridictionnelles pouvant avoir des effets significatifs sur les charges d'exploitation de l'opérateur ;
- Une incitation à la maîtrise des coûts portant, d'une part, sur les charges d'exploitation de l'opérateur et, d'autre part, sur les coûts des programmes d'investissement hors investissements relatifs à la sécurité et à la cartographie ;
- Une incitation à l'amélioration de la qualité de service.

Le nouveau tarif ATRD 6 s'applique depuis le 1^{er} juillet 2020, pour une durée d'environ quatre ans, aux réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF.

Il conduit à une quasi-stabilité mais prend en compte les 4 enjeux suivants :

- Le maintien d'un niveau de sécurité maximum du réseau de distribution de gaz : le projet tarifaire ATRD 6 reprend



l'ensemble des charges d'exploitation de GRDF liées à la sécurité et permet à GRDF de mettre en œuvre sa politique d'investissement ;

- L'accompagnement de la transition énergétique : le projet tarifaire ATRD6 donne les moyens à GRDF pour l'accueil du biométhane dans les réseaux et pour la recherche et le développement ;
 - La maîtrise du niveau du tarif dans le contexte d'une baisse de la consommation de gaz ;
 - Le début de la phase industrielle du projet « Changement de gaz » qui consiste à convertir la zone gaz B en zone gaz H (le projet tarifaire ATRD 6 intègre les charges prévisionnelles liées à ce projet, qui constitue un enjeu de nature exceptionnelle par rapport à l'activité classique de GRDF.)
- La CRE reconduit pour le tarif ATRD 6 les principaux mécanismes de régulation incitative portant sur la maîtrise des charges d'exploitation et des dépenses d'investissement, ainsi que sur la qualité de service.

Elle supprime l'incitation au développement du nombre de consommateurs, en accord avec les orientations de politique énergétique transmises par le ministre et demande à GRDF de recentrer ses actions sur la sécurité et la conversion rapide des chauffages au fioul vers le gaz.

Enfin, l'atteinte des objectifs en matière de biométhane injecté prévu par la PPE nécessitera des investissements importants dans les réseaux de transport et de distribution de gaz. Pour envoyer un signal complémentaire à la prise en compte par les porteurs de projet biométhane des coûts induits par leur choix de localisation, la CRE a introduit dans le tarif ATRD 6 un terme tarifaire d'injection qui est compris entre 0 et 0,7 €/MWh injecté.

Développement du réseau en milieu rural et le FACÉ

L'une des particularités du contrat de concession de distribution d'électricité trouve son origine dans les anciens contrats-types, faisant de ce contrat une « fausse concession », compte tenu de ses particularités concernant les travaux. Il s'agit en fait d'un contrat mixte, mi-concession, mi-affermage. À l'origine, face à un pouvoir concédant exercé par des

syndicats intercommunaux d'électrification ayant comme cocontractants des entreprises de distribution de nature privée, la maîtrise d'ouvrage des travaux sur les réseaux publics de distribution s'est d'abord affirmée par voie contractuelle. À telle enseigne qu'à travers les dispositions des cahiers des charges-types de concession, notamment celui de 1928, les autorités concédantes peuvent « construire elles-mêmes les ouvrages de distribution et (de) les remettre au concessionnaire pour exploitation » (art. 5 du cahier des charges-type, 1928). Ces dispositions contractuelles, reprises par les cocontractants locaux constituaient ainsi la « loi des parties ».

Par la suite, le législateur a jugé nécessaire de renforcer ces pratiques contractuelles en leur donnant une base légale. C'est ainsi que la loi de finances pour 1937, qui avait institué le Fonds d'amortissement des charges d'électrification (FACÉ), disposait à son article 36 en des termes univoques que « les concessionnaires des distributions publiques d'énergie électrique sont tenus, sous peine de déchéance, d'exploiter aux conditions des cahiers des charges de leur concession et d'incorporer au réseau concédé toutes canalisations ou tous ouvrages accessoires



situés à l'intérieur du territoire concédé et établis par l'initiative et en totalité ou en partie aux frais de l'autorité concédante, en vue d'étendre la distribution de l'énergie à de nouveaux abonnés».

À travers ces termes, le législateur a donné un ancrage fort à l'exercice de la maîtrise d'ouvrage par les autorités concédantes, qui ne s'est jamais démenti au fil des ans. La loi de nationalisation du 8 avril 1946, à l'alinéa 4 de son article 36, précisera à son tour que «les collectivités locales concédantes conservent la faculté de faire exécuter en tout ou partie à leur charge, les travaux de premier établissement, d'extension, de renforcement et de perfectionnement des ouvrages de distribution». Ainsi, dès l'origine, à une logique de rentabilité immédiate portée par des opérateurs privés, considérant que le développement de l'électricité devait se faire exclusivement dans les zones rentables, s'est opposée avec succès une vision politique prônant l'accès de tous à l'électricité, à un prix abordable. Des mécanismes de péréquation ont ainsi été progressivement mis en place, s'agissant des tarifs de l'électricité et des travaux de développement des réseaux via le FACÉ créé en 1937.

L'article 7 de la loi n° 2011-1978 de finances rectificative pour 2011 du 28 décembre 2011 a créé un Compte d'affectation spéciale (CAS), reprenant l'acronyme du FACÉ, qui signifie désormais : « **Financement des aides aux collectivités pour l'électrification rurale** ». Les fonds, qui étaient historiquement gérés par EDF, sont donc désormais intégrés au budget de l'État et gérés par le ministre chargé de l'énergie. Le CAS FACÉ permet de retracer les recettes et les dépenses affectées à l'électrification rurale.

Le CAS FACÉ est alimenté par une contribution annuelle des gestionnaires des réseaux publics de distribution (Enedis, les entreprises locales de distribution ainsi qu'EDF dans la plupart des zones non interconnectées). L'assiette de cette contribution est la livraison d'électricité (en kilowattheures) distribuée en basse tension. Le taux est plus élevé en milieu urbain que rural. Les taux sont fixés chaque année par arrêté conjoint des ministres chargés de l'énergie et du budget.

Bien que l'article 36 de la loi de nationalisation du 8 avril 1946 n'ait pas distingué l'électricité et le gaz, les AODE ne sont pas impliquées dans la maîtrise d'ouvrage du développement des réseaux de gaz. Il est vrai que dans le domaine gazier, les risques attachés à une défaillance du réseau de distribution ont contribué à ce que les AODE laissent au gestionnaire du réseau les prérogatives pleines et entières concourant au développement des ouvrages à l'instar d'une classique concession de travaux. À l'heure du développement de la méthanisation, ce sujet reste toutefois à étudier.

3.6 Le patrimoine et l'inventaire

Organisatrices de la distribution publique d'électricité et de gaz, les autorités concédantes sont propriétaires des ouvrages concédés et ce, jusqu'aux compteurs, conformément à la loi et aux contrats de concession.

Description physique des réseaux publics de distribution d'électricité

L'énergie électrique est acheminée depuis les sites de production par le réseau de transport et le réseau de distribution (poste source, réseau HTA, réseau BT). Des unités de production sont également raccordées au réseau HTA et BT.

Le réseau de transport, exploité par RTE, filiale d'EDF, concerne les tensions supérieures ou égales à 50 kV et le réseau.

Le réseau de distribution, exploité par Enedis, filiale d'EDF, ou des ELD, concerne les tensions inférieures à 50 kV.

Le protocole national d'accord du 18 septembre 2013 convenu entre la FNCCR et ERDF (Enedis) prévoyait une localisation de tous les ouvrages actuellement non localisés afin de disposer d'un inventaire.

Description physique des réseaux publics de distribution de gaz

Dans la distribution de gaz, les ouvrages de distribution sont définis par un seuil de pression (basse et moyenne pression, soit moins de 4 bars).

Les ouvrages de transport de gaz à haute et très haute pression sont exploités par deux gestionnaires de réseaux de transport, entre lesquels sont répartis les grands secteurs géographiques (GRT gaz, filiale d'Engie, dans le nord le centre et le sud-est, et TIGF, filiale d'EDF, dans le sud-ouest).

Le classement juridique des biens

Le suivi physique et patrimonial des ouvrages gérés dans le cadre du contrat de concession sous-tend les aspects comptables et financiers des investissements, quelle que soit leur forme juridique. Comme pour tout contrat de délégation de service public, les contrats distinguent trois catégories de biens :

- **Les biens de retour** sont considérés comme indispensables à l'exercice de la mission de service public. Ils doivent faire l'objet d'un retour à la collectivité concédante en fin de contrat, le plus souvent à titre gratuit ou bien repris à leur valeur nette comptable, autrement dit pour leur valeur

d'origine diminuée de la somme des amortissements pratiqués. Les articles 2 et 31 du modèle de cahier des charges de concession précisent que «les ouvrages concédés comprennent l'ensemble des installations affectées à la distribution publique de l'énergie électrique...» et qu'«en cas de renouvellement ou d'expiration de la concession, le concessionnaire sera tenu de remettre à l'autorité concédante les ouvrages et le matériel de la concession en état normal de service». Juridiquement, ces biens sont réputés constituer la propriété de l'autorité concédante dès leur mise en service ou comme repris à leur valeur nette comptable soit leur valeur d'origine diminuée de la somme des amortissements pratiqués ;

- **Les biens de reprise**, décrits le plus souvent comme nécessaires à l'exercice de la mission de service public, peuvent revenir, en option, à la collectivité concédante en fin de contrat. L'article 31 du modèle de cahier des charges de concession précise que «s'agissant du mobilier et des approvisionnements affectés à la distribution concédée, l'autorité concédante se réserve le droit de les reprendre en totalité ou pour telle partie qu'elle jugera convenable, mais sans pouvoir y être contrainte. La valeur des biens repris sera fixée à l'amiable ou à dire d'experts et payée au concessionnaire au moment de la prise de possession...». Juridiquement, ils sont réputés constituer la propriété du concessionnaire. Le montant de la reprise résulte d'une négociation entre le concessionnaire et l'autorité concédante, sous le contrôle du juge en cas de différend quant à l'estimation financière de l'ouvrage ;
- **Les biens propres** de l'exploitant sont ceux qu'il considère comme ni indispensables, ni utiles à la continuité de la mission qui lui a été confiée contractuellement. Sauf exception ou clause particulière, ils ont vocation à rester

sa propriété en fin de contrat. Les actifs affectés à la distribution concédée tels qu'immeubles de bureau, véhicules non techniques, matériels informatiques et de bureautique, etc., représentent, en principe, les biens propres du concessionnaire.

L'exploitant doit inscrire à son bilan l'ensemble de ces biens, y compris ceux qui appartiennent aux collectivités AODE.

L'inventaire des biens concédés, un enjeu important pour le pouvoir concédant

Les limites entre le réseau public de transport et le réseau de distribution publique d'électricité ont été précisées par la loi du 9 août 2004 et par le décret d'application n°2005-172 du 22 février 2005 définissant la consistance du réseau public de transport d'électricité et fixant les modalités de classement des ouvrages dans les réseaux publics de transport et de distribution d'électricité. Ainsi, les ouvrages qui relèvent des réseaux publics de distribution d'électricité, donc inférieurs à 50 kV⁴, ont été reclassés du régime d'alimentation générale (RAG) dans le régime de distribution publique (DP) et transférés à titre gratuit aux AODE.

Même si, depuis fin 2004⁵, une partie relève de la propriété du concessionnaire, les postes sources constituent pour l'autre partie des biens de retour, compte tenu de leur caractère indispensable au bon fonctionnement du service public de la distribution d'électricité. Le décret du 22 février 2005 répartit les éléments composant les postes entre les réseaux publics de transport et de distribution.

Son article 2 détaille les éléments faisant partie du réseau public de transport et, a contrario, ceux qui font partie du réseau public de distribution.

En effet, la loi réaffirme qu'« Électricité de France est propriétaire de la partie des postes de transformation du courant de haute ou très haute tension en moyenne tension qu'elle exploite » et confirme qu'« à l'exception des ouvrages mentionnés à l'article 37 de la présente loi [qui ne vise que le cas des ouvrages d'une concession de distribution aux services publics, délivrée par l'État], les autres ouvrages des réseaux publics de distribution appartiennent aux collectivités territoriales ou à leurs groupements, visés au IV de l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales », autrement dit aux autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité.

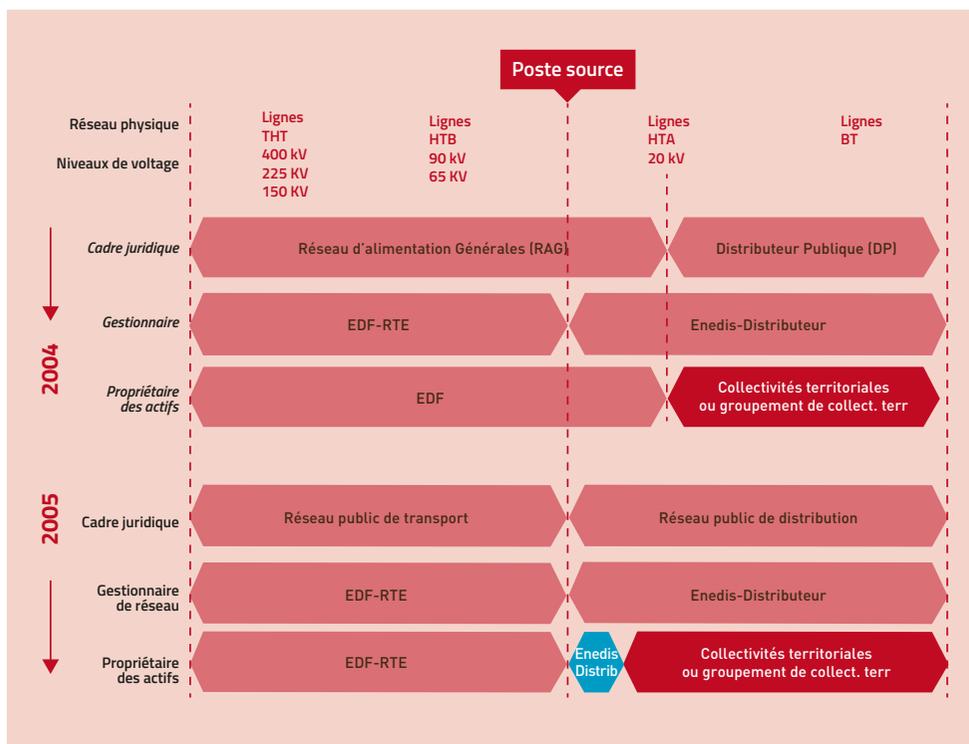
Les activités de comptage font clairement partie des missions de service public dévolues au gestionnaire de réseau de distribution⁶.

Par ailleurs, on peut également noter que conformément au droit en vigueur, les ouvrages de distribution publique d'électricité sont publics, propriété des autorités concédantes. Ils font même partie de son domaine public puisque l'article L. 2111-1 du code général de la propriété des personnes publiques (CG3P) dispose ainsi que « sous réserve de dispositions législatives spéciales, le domaine public d'une personne publique (...) est constitué des biens lui appartenant qui sont soit affectés à l'usage direct du public, soit affectés à un service public pourvu qu'en

4. Définis au IV de l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales (CGCT)

5. Article 36 II de la loi du 9 août 2004 codifié à l'Art. L. 321-4, L321-5, L322-4 et L324-1 du code de l'énergie

6. Article L. 332-8-7 du code de l'énergie



ce cas ils fassent l'objet d'un aménagement indispensable à l'exécution des missions de ce service public. »

Les colonnes montantes, ouvrages de branchement collectif, depuis les dispositions de la loi ELAN, rejoignent ainsi le réseau public de distribution d'électricité (RDPE).

Enedis tient à jour l'inventaire des ouvrages concédés au moyen de deux outils informatiques distincts :

- Un inventaire technique recensant les ouvrages physiques et servant à l'exploitation des réseaux ;
- Un inventaire comptable recensant les actifs inscrits au bilan.

Les autorités concédantes constatent depuis longtemps la divergence de ces deux outils (longueur des réseaux, année et section des conducteurs, absences d'enregistrement pour certains ouvrages...), ce qui est préjudiciable à leurs intérêts. Plusieurs rapports de cours régionales des comptes ont d'ailleurs pointé le manque de connaissance du patrimoine par les collectivités concédantes.

Suite aux demandes de la FNCCR et des autorités organisatrices, ainsi que des récentes jurisprudences (arrêt commune de Douai visant la transmission à l'autorité concédante d'un inventaire détaillé de tous les ouvrages concédés et arrêt SIPPAREC⁷ préconisant une

7 Respectivement CE Assemblée, 21 décembre 2012, n°342788 et CE, 18 décembre 2013, n°369889.

meilleure lisibilité financière en particulier pour les comptes d'exploitation à la maille de la concession) a conduit le législateur dans la loi relative à la transition énergétique, à compléter les dispositions de l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales.

Il confirme que les collectivités concédantes peuvent demander « l'inventaire détaillé et localisé des ouvrages pour ce qui concerne la distribution d'électricité », distinguant « les biens de retour, les biens de reprise et les biens propres » et « sont bien en droit d'exiger de disposer de comptes détaillés à la maille de leurs contrats de concession et, ce faisant, de disposer de tous les éléments nécessaires à un calcul transparent des tarifs de l'électricité ».

L'article L. 2224-31 du CGCT rappelle en effet que « les autorités concédantes [...] assurent le contrôle des réseaux publics de distribution d'électricité ». [...] Et que « Chaque organisme de distribution d'électricité et de gaz tient à la disposition de chacune des autorités concédantes précitées dont il dépend les informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique utiles à l'exercice des compétences de celle-ci. [...] Il communique chaque année, notamment, la valeur brute, la valeur nette comptable et la valeur de remplacement des ouvrages concédés... ». Ces informations contribuent à alimenter et améliorer le contrôle de l'autorité concédante.

Au même article L. 2224-31 du CGCT, la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique a inséré des dispositions prévoyant que le concessionnaire devra communiquer aux autorités concédantes, tant pour l'électricité que pour le gaz, les informations requises à une échelle permettant le contrôle, dans le cadre du compte rendu annuel du

concessionnaire (CRAC). Ce CRAC comporte, notamment, la valeur brute ainsi que la valeur nette comptables, la valeur de remplacement des ouvrages concédés pour la distribution d'électricité et la valeur nette réévaluée des ouvrages pour la distribution de gaz naturel. Un inventaire détaillé et localisé de ces ouvrages doit également être mis, à leur demande, à la disposition de chacune des autorités concédantes, en ce qui concerne la distribution d'électricité. Cet inventaire distingue les biens de retour, les biens de reprise et les biens propres. Un décret fixe le contenu de ces documents ainsi que les délais impartis aux gestionnaires de réseaux pour établir des inventaires détaillés. Deux décrets en application de ces dispositions égales ont été publiés : le décret n° 2016-495 du 21 avril 2016 relatif au contenu du compte rendu annuel de concession transmis par les organismes de distribution de gaz naturel aux autorités concédantes, et le décret n° 2016-496 du 21 avril 2016 relatif au compte rendu annuel d'activité des concessions d'électricité.

Ces avancées positives ont été reprises dans le cadre du nouveau modèle de contrat de concession, dans lequel figurent plusieurs progrès notables :

- Investissements à consacrer à la distribution tant en urbain qu'en rural (schéma directeur et programmation pluriannuelle) ;
- Qualité de fourniture fortement liée aux aléas climatiques (constat régulier d'incidents privant des milliers d'usagers) ;
- Aspects comptables et financiers (provisions, comptes d'exploitation...) ;
- Inventaire détaillé et localisé du patrimoine (état des lieux complet et fiable).

Un arrêté en date du 10 février 2020 est venu préciser le contenu et les délais de production de l'inventaire détaillé et localisé des ouvrages

des concessions. L'autorité concédante peut ainsi disposer, si elle le souhaite, de l'inventaire des ouvrages au niveau de détail le plus fin de la comptabilité du gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité lui permettant de mieux connaître son patrimoine et de mieux contrôler son concessionnaire.

Par-delà l'inventaire, il importe de poser la question, comptable et financière, d'une juste valorisation du patrimoine des collectivités et du montant des provisions constituées pour le renouvellement des ouvrages (directement assises d'après la valeur brute des équipements). Ces provisions sont essentielles pour garantir la qualité de la distribution d'électricité de demain. Elles participent également au montant des droits du concédant :

- En cas de renouvellement de la concession, le concessionnaire restitue à l'autorité concédante l'excédent éventuel des provisions pour le renouvellement ultérieur des ouvrages. Le concédant sera tenu en contrepartie d'affecter cette somme à des travaux consacrés aux réseaux publics de distribution concédés ;
- En cas de non-renouvellement, ce qui est théorique s'agissant d'un monopole légal, les conditions à respecter sont les suivantes : annonce de l'intention de ne pas renouveler (délais de notification d'un an) et remise des ouvrages en état normal de fonctionnement.

Le solde des dettes et créances réciproques comporterait alors :

- Le rachat des ouvrages financés par le concessionnaire à leur valeur nette comptable ;
- Le reversement des provisions pour renouvellement à l'autorité concédante complétées des amortissements industriels constitués de la part financée par le concédant.

En outre, il faut rappeler qu'en comptabilité, le concessionnaire gère différemment les ouvrages selon leur nature. Deux types d'équipements sont distingués :

- Les ouvrages dits « localisés », essentiellement ce qui concerne les réseaux et les postes de distribution publique (HTA/BT), identifiés et valorisés commune par commune. Le patrimoine de la concession peut donc être décliné à l'échelle de la commune, au sein du patrimoine géré par les centres couvrant la concession ;
- Les ouvrages dits « non localisés », principalement constitués des transformateurs, des branchements et des installations comptages. Ces biens sont gérés globalement au niveau de chaque centre de distribution et ne peuvent être isolés commune par commune. Lorsqu'il s'agit de donner une image du patrimoine concédé à l'autorité concédante, le concessionnaire répartit ces ouvrages au prorata du nombre d'usagers de la concession par rapport au nombre total d'usagers alimentés par le centre.

3.7 Fourniture d'énergie – fin des tarifs réglementés de vente

Les achats publics d'énergie

La loi du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat publiée le 9 novembre 2019, comprend des dispositions destinées, d'une part, à mettre fin aux tarifs réglementés de vente (TRV) dans le secteur du gaz naturel, d'autre part à limiter le champ d'application des TRV dans le secteur de l'électricité. Dans le secteur du gaz naturel, depuis le 1er décembre 2020, les TRV sont supprimés pour les « consommateurs finals non domestiques » (consommation annuelle inférieure à 30 MWh) à l'exception des propriétaires uniques et des syndicats de copropriétaires d'un immeuble

à usage d'habitation avec une consommation annuelle inférieure à 150 MWh. Les TRV de gaz naturel seront définitivement supprimés le 1^{er} juillet 2023 pour l'ensemble des consommateurs.

Dans le secteur de l'électricité, les offres aux TRV ne sont plus commercialisées à compter du 1^{er} janvier 2020 pour les « consommateurs finals non domestiques » (i.e. entreprises, professionnels et collectivités) occupant plus de dix personnes ou dont le chiffre d'affaires, les recettes annuelles ou le total de bilan annuels excèdent 2 millions d'euros. Les TRV sont en revanche maintenus – pour l'instant sans limitation de temps – pour les autres consommateurs disposant d'une puissance souscrite égale ou inférieure à 36 kVA (professionnels et collectivités avec des seuils inférieurs à ceux mentionnés ci-dessus, consommateurs résidentiels, propriétaires uniques et syndicats de copropriétaires d'un immeuble à usage d'habitation).

Ces seuils s'appliquent à la plupart des sites des collectivités et des acheteurs publics, lesquels sont donc tenus de mettre en concurrence les fournisseurs.

L'achat d'énergie est complexe, car les prix sont très volatils et leurs différentes composantes (acheminement, taxes, capacité, stockage, CEE...) rendent difficiles l'appréciation de la pertinence des offres.

Pour aider les acheteurs publics à respecter la loi, de nombreux syndicats d'énergie organisent des groupements de commandes d'achats de gaz naturel et d'électricité ouverts à tous les acheteurs publics dans des territoires de taille départementale, voire régionale. En massifiant les besoins, ces groupements stimulent la concurrence pour obtenir les meilleures offres, tout en sécurisant juridiquement l'achat public d'énergies. Ainsi, dans un groupement de

commandes, un coordonnateur est en charge de la totalité de la procédure administrative liée à l'appel d'offres pour l'ensemble des adhérents.

Les groupements de commandes conduits par des autorités organisatrices de la distribution d'énergie (AODE) ont déjà fait la preuve de leur efficacité à plusieurs reprises, tant pour ce qui concerne les prix obtenus que pour la qualité des services, grâce à des volumes d'achat importants. Ils sont souvent scindés en lots tenant compte des spécificités des différents sites (sites profilés ou télérelevés dans l'électricité, consommation annuelle de référence - CAR - dans le gaz).

En complément, les coordonnateurs apportent à leurs adhérents des services de veille juridique et économique, d'optimisation tarifaire, de suivi des consommations et, en cas de litiges, d'intermédiation préventive. L'achat groupé est aussi un outil efficace pour évaluer les consommations, donc les besoins des territoires, et préconiser des opérations d'efficacité énergétique. S'y ajoute la possibilité d'innover, en achetant de l'électricité ou du gaz « verts » ou des prestations de MDE...

Enfin, représenter des volumes d'achat significatifs, parfois de plusieurs TWh, permet de mieux dialoguer avec les fournisseurs.

Il est à observer que l'achat groupé est également porté par d'autres structures publiques (UniHA, RESAH, UGAP...) mais aussi privées, pour des entreprises ou des particuliers. Ainsi, l'association de consommateurs UFC Que choisir organise régulièrement la mise en concurrence de fournisseurs d'électricité et de gaz pour le compte de particuliers.

4. La distribution de chaleur et de froid



4.1 Contexte

Le réseau de chaleur s'inscrit dans les deux axes du développement durable : d'abord, moins consommer parce qu'une action sur le bâti raccordé est indispensable pour bien maîtriser ses énergies. Ensuite, mieux consommer parce qu'il agit comme un moyen de massification du développement des EnR&R (énergies renouvelables et de récupération).

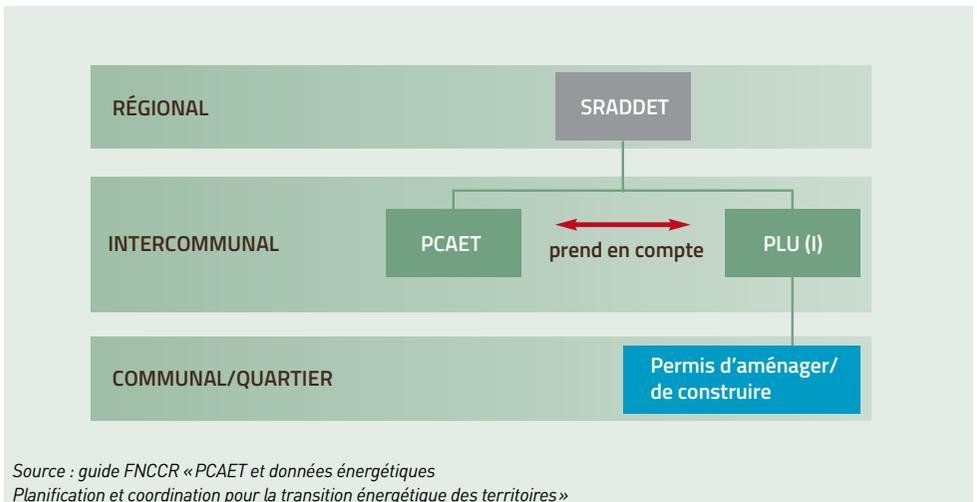
Par ailleurs, un élément central guide l'action publique dans ce domaine : 50% de l'énergie consommée en France l'est sous forme de chaleur. Le développement d'un réseau de chaleur correspond donc à une double réponse, à la fois dans l'usage, mais aussi dans la lutte contre le changement climatique.

Dans la logique des textes mondiaux (accord de Paris) et européens (3*20, Winter package, Green Deal), les textes français reprennent des éléments d'objectifs de développement des EnR thermiques.

Ainsi, dans la Loi pour la transition énergétique et la croissance verte (LTECV) adoptée en

août 2015 et la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) définie en 2016, l'objectif est d'arriver à multiplier par cinq la quantité de chaleur et de froid EnR&R livrée par les réseaux à l'horizon 2030. La LTECV reprend ainsi l'objectif des 23% d'EnR en 2020, avec l'objectif d'atteindre 32% d'EnR en 2030 dont 38% pour la seule consommation finale de chaleur. Cette approche de développement est renforcée par la loi énergie-climat de 2019, instaurant notamment le déploiement de schémas directeurs des réseaux de chaleur dans les collectivités.

Ces objectifs sont déclinés au niveau régional, via notamment le SRB (Schéma régional de mobilisation de la biomasse) inclus dans le SRADDET (Schéma régional d'aménagement) et des objectifs par filière de développement des EnR&R thermiques. Le lien avec les PCAET (Plans climat air énergie territoriaux) et les PLUi élaborés localement (le PLUi influant directement sur les permis d'aménagement et permis de construire) est alors immédiat et permet une bonne intégration des EnR&R thermiques dans le territoire.



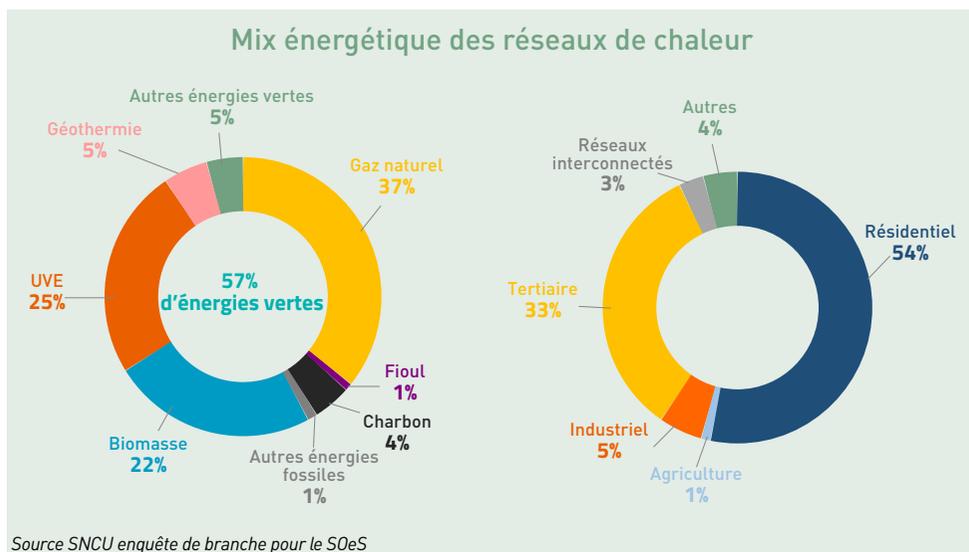
Source : guide FNCCR « PCAET et données énergétiques
Planification et coordination pour la transition énergétique des territoires »

La situation en France et en Europe

La France compte plus d'un millier de réseaux de chaleur : une centaine de vastes réseaux dans les grandes agglomérations et une multitude de petits réseaux locaux. Il s'agit donc d'un outil utilisé dans l'ensemble des territoires, urbains comme ruraux. Près de 2,1 millions d'équivalents logements pour 3 725 km de canalisations en tranchée couvrent le pays, avec une concentration diverse selon les régions.

Le Fonds Chaleur géré par l'ADEME a entraîné une nouvelle dynamique des projets. Depuis 2007, dans plusieurs régions, les réseaux de chaleur se sont multipliés avec un fort verdissement du mix énergétique, composé à présent de près de 50 % d'EnR&R.

Dans un certain nombre de pays européens, jusqu'à 50 % de la chaleur distribuée provient des réseaux de chaleur ; si en France, cet objectif est encore loin (actuellement, environ 7 % de la chaleur est livrée par réseau), l'idée



est d'augmenter significativement cette part de marché, au vu des nombreux avantages portés par cette solution.

La distribution de froid

Si d'autres pays européens devancent la France pour la production de chaleur, côté froid, c'est le contraire. La France possède en effet le plus grand nombre de réseaux de froid, à la fois dans des villes méditerranéennes (Marseille, Montpellier) mais aussi, dans des centres urbains denses (Lyon, Paris).

Les réseaux de froid disposent d'un important potentiel de développement dans les centres urbains, les villes du grand sud et les DROM, du fait de l'élévation moyenne des températures et de la multiplication du phénomène d'îlots de chaleur.

Plus d'informations sur les réseaux de froid via le groupe de travail mené par la FNCCR à ce sujet : <http://www.fnccr.asso.fr/article/journee-detude-reseau-de-chaleur/>

4.2 Développement d'un réseau de chaleur

Un réseau d'énergie locale

Le réseau de chaleur à base d'EnR&R (le raisonnement est également valable pour les réseaux de froid) présente de nombreux avantages.

Il s'appuie sur une énergie locale, mettant en valeur le territoire qui en assure directement l'approvisionnement. D'un point de vue économique, l'énergie n'est pas dépendante de la fluctuation des marchés, qu'on ne peut maîtriser ni prédire, mais bien des conditions locales permettant de s'engager durant plusieurs années. Les retombées économiques bénéficient ainsi directement au territoire et garantissent un prix stable de la chaleur pour les administrés.

Le caractère renouvelable de la ressource et sa très faible émission de gaz à effet de serre permettent de construire un projet dans une logique structurante de développement durable.

La mise en place d'un réseau de chaleur présente une réelle sécurité dans sa distribution, puisqu'il ne s'agit que du transport d'eau chaude, sans matière inflammable ou explosive.

La conception de l'installation, mutualisant tous les besoins, permet de ne pas surdimensionner une solution locale qui serait mise en place autrement et devant faire face à des pointes de consommations rares.

Les avantages du réseau de chaleur en une image :

▶ Action sur le pouvoir d'achat et la stabilité de la facture énergétique

▶ Garantir des emplois pérennes

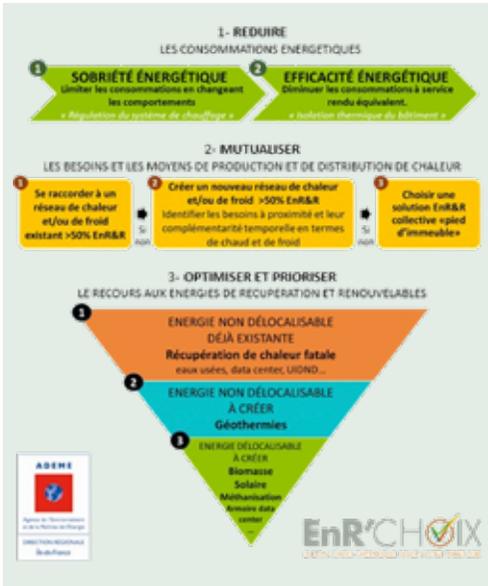
▶ Mettre en valeur les ressources locales

▶ Agir pour le climat

Plus d'informations sur les aspects positifs du réseau de chaleur :
<http://www.fnccr.asso.fr/article/rapide-diagnostic-pour-evaluer-son-territoire/>



Choix de l'énergie – source de chaleur



En exceptant les énergies fossiles, le choix de l'énergie alimentant le réseau de chaleur peut se faire selon l'ordre suivant :

- Donner la priorité à la chaleur locale, non délocalisable, qui serait perdue autrement, ou à la chaleur de récupération : unité d'incinération d'ordures ménagères, process industriel, réseaux d'assainissement... ;
- Opter ensuite pour la chaleur solaire, non délocalisable : les géothermies, de quelques dizaines de mètres pour un bâtiment à plusieurs centaines de mètres de profondeur pour de grands ensembles ;
- Enfin, utiliser la biomasse, dans la logique d'un approvisionnement en circuit court.

Économie d'un projet

Un projet à base d'EnR&R ne se conçoit pas de la même manière qu'un projet à énergies conventionnelles. Les charges de fonctionnement et leur variabilité sont





beaucoup plus faibles, mais l'investissement de départ est plus important. On parle ici de surinvestissement, qui peut être compensé par l'aide à l'investissement (Fonds Chaleur de l'ADEME, fonds régionaux...). (voir ci-contre) En prenant en compte un amortissement cohérent, le réseau de chaleur affiche alors une excellente rentabilité et participe totalement à la maîtrise de la facture énergétique des habitants.

Rôle de l'élu : le lien avec les habitants

Au centre de l'articulation des différents documents d'organisation de la collectivité, l'élu pilote les actions des services pour le développement cohérent des différents réseaux. Dans une logique de meilleur service à l'usager avec un coût raisonnable en lien avec les politiques publiques, notamment en termes de transition énergétique, l'élu s'appuie sur les différents documents d'aménagement du territoire et d'urbanisme à cet effet : PCAET, PLUi, SRADDET...



La TVA à taux réduit ?

Véritable outil de soutien aux réseaux utilisant plus de 50% d'énergies renouvelables, la TVA à taux réduit garantit dans le temps un tarif compétitif.

$$R = R1 + R2$$

Tarif binomial
Pas de péréquation nationale

- Variable
- Proportionnel à la consommation
- Lié au mix énergétique
- €/MWH
- 30% (geoth) à 60% (UIOM)

- Fixe
- Abonnement
- Proportionnel aux kW souscrits (moins souvent : m²)

Généralement décomposé en deux éléments (part fixe et part variable), le tarif profite ainsi d'un gain en compétitivité.

Au-delà de l'aspect réglementaire, la dynamique de développement d'un réseau de chaleur nécessite une implication continue. Des premières concertations sur la mise en place du réseau de chaleur (notamment l'étude approfondie du patrimoine de la collectivité, une large analyse de l'ensemble des bâtiments publics, État compris et des entités associées comme les bailleurs sociaux et les hôpitaux) à la phase du chantier, l'élu joue un rôle central de facilitateur auprès des habitants. La FNCCR organise chaque année des journées d'étude mettant en avant les liens entre communication et commercialisation pour créer une dynamique positive du développement du réseau de chaleur



SYNTHÈSE

Véritable outil de massification du développement des énergies renouvelables et de récupération, un réseau de chaleur permet de distribuer une énergie locale, bénéficiant à l'économie du territoire, à l'échelle d'un quartier ou d'une collectivité dans son ensemble. Avec une économie positive, le projet permet de participer concrètement à la transition énergétique dans les territoires.

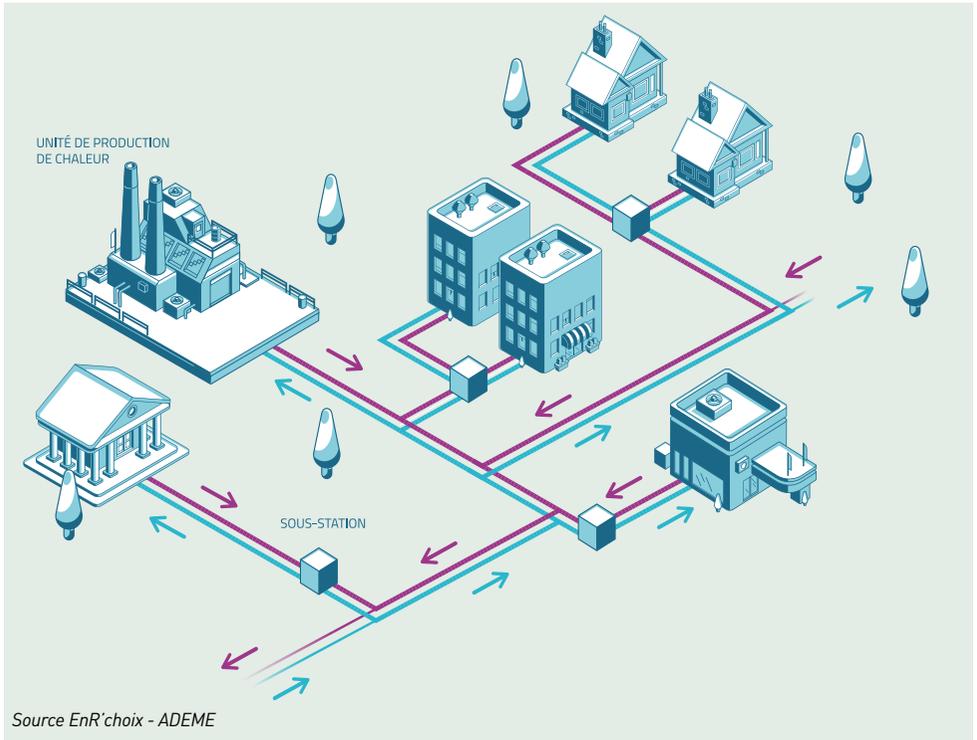
Description d'un réseau de chaleur

Le réseau de chaleur est composé d'une unité centrale de production à base EnR&R (bois énergie, géothermie, chaleur de récupération...),

d'un réseau de tubes contenant de l'eau chaude et de sous-stations qui distribuent l'énergie en pied d'immeuble.

Le réseau de distribution est généralement un réseau souterrain constitué de canalisations





calorifugées. Il achemine la chaleur et ou le froid produit en centrale jusqu'aux points d'utilisation chez les abonnés. Il fonctionne en circuit fermé, c'est-à-dire qu'il est constitué de deux canalisations, l'une pour conduire le fluide sortant de la centrale de production vers les utilisateurs, l'autre pour le retour de ce même fluide après échange en sous-station. Dans le cas du chauffage urbain, le fluide utilisé est généralement de l'eau chaude.

Concernant la sous-station, il s'agit du point de livraison de la chaleur et/ou du froid. Elle se situe dans le (ou les) bâtiment(s) à qui la chaleur et/ou le froid sont destinés. Elle se substitue à la chaufferie ou à la centrale de climatisation du bâtiment. C'est au niveau de cette sous-station que s'arrête le réseau. La distribution



de chaleur et/ou de froid située en aval est une distribution intérieure indépendante du réseau, généralement appelée « secondaire », par opposition au réseau généralement appelé « primaire ». Le transfert de chaleur et/ou de froid du primaire au secondaire se fait au moyen d'un échangeur (classique ou à plaques), de telle sorte que les fluides ne soient pas en contact. Selon les cas, la responsabilité du gestionnaire de réseau s'arrêtera à l'entrée ou à la sortie de l'échangeur. Chaque sous-station comporte un système de comptage de chaleur ou de froid destiné à la facturation des abonnés.

4.4 Le service public de la distribution de la chaleur – compétence et modes de gestion

La LTECV a apporté une réelle reconnaissance de la compétence de distribution publique de chaleur dans le CGCT, codifié à l'article L. 2224-38 du CGCT : « les communes sont

compétentes en matière de création et d'exploitation d'un réseau public de chaleur ou de froid. Cette activité constitue un service public industriel et commercial, géré selon les modalités définies à la section 1 du présent chapitre. Cette compétence peut être transférée par la commune à un établissement public dont elle fait partie. Cet établissement public peut faire assurer la maîtrise d'ouvrage de ce réseau par un autre établissement public. »

De nombreux syndicats d'énergie accompagnent les communes pour les aider dans leurs projets, répondant aux besoins du territoire et structurant la filière d'approvisionnement en conséquence.

Par ailleurs, la loi MAPTAM reconnaît aux métropoles et aux communautés urbaines la compétence en matière de « création, aménagement, entretien et gestion des réseaux de chaleur ou de froid urbains ».



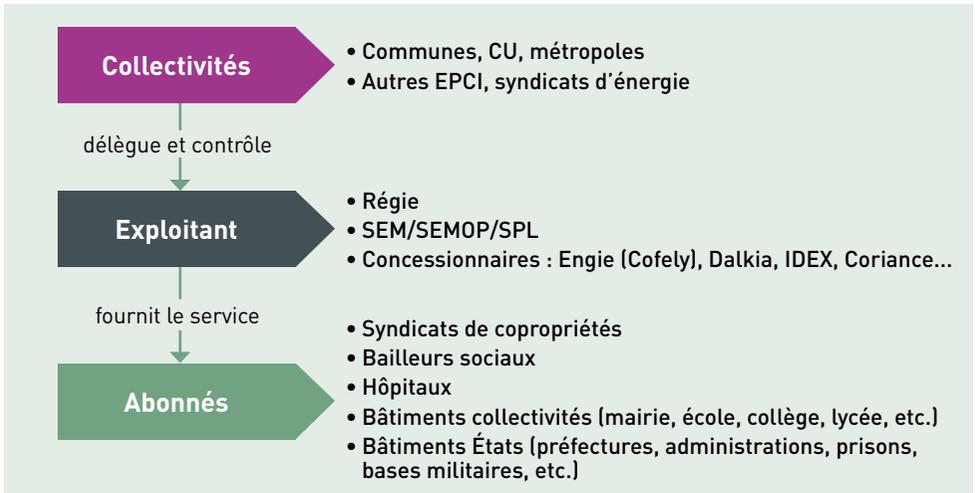
Pour exercer cette compétence, il existe plusieurs modes de gestion :

- Organe de la collectivité, la régie, personnalisée ou autonome, peut agir en direct ou via des prestataires dans le cadre de marchés publics ;
- La concession ou l'affermage, où la collectivité confie à un prestataire privé la gestion exclusive du réseau pendant une période donnée.

Les collectivités peuvent également mettre en place une SEM, une SPL ou une SEMOP.

Ces trois types de sociétés permettent de s'associer à d'autres collectivités (SPL) ainsi qu'à un ou plusieurs partenaires privés (SEM/SEMOP).

La relation entre les parties prenantes est ainsi fonction du mode de gestion juridique choisi. Dans le cas d'une concession, les relations suivantes se mettent en place :



Contrairement aux réseaux électriques et gaziers, le client du réseau de chaleur est l'abonné. Il n'est pas directement le client final qui est l'usager (habitant/ locataire).

Le choix d'un mode de gestion ne s'appréhende pas uniquement sous l'angle juridique ; il dépend, en effet, de considérations politiques et de dynamiques de territoire et nécessite l'implication de l' élu dans sa mise en place et son suivi.

Afin de mieux évaluer les différents modes de gestion, la FNCCR a édité un guide intitulé « Mise en place et développement de la

compétence réseaux de chaleur et de froid : quels modes de gestion ? ».

Confort d'été dans les villes

À l'approche de chaque saison estivale, la même crainte resurgit : y aura-t-il, comme en 2020, en 2019, en 2017 ou en 2011, des épisodes caniculaires au cours de l'été ? Selon les prévisions d'évolution, ces situations ne relèvent plus de l'exceptionnel dans la mesure où les projections climatiques du GIEC confirment une augmentation des



COMPTE-RENDU D'ACTIVITÉ DE L'EXPLOITANT D'UN RÉSEAU DE CHALEUR

Contrairement aux concessions d'électricité et de gaz, aucun texte sectoriel n'encadre la transmission du rapport de concession à l'autorité concédante compétente en matière de réseaux de chaleur et de froid. La FNCCR a produit avec des exploitants et des collectivités un guide d'aide à son élaboration.

L'article 53 de l'ordonnance du 29 janvier 2016 relative aux contrats de concession dispose que « le concessionnaire produit chaque année un rapport comportant notamment les comptes retraçant la totalité des opérations afférentes à l'exécution du contrat de concession et une analyse de la qualité des ouvrages ou des services. Lorsque la gestion d'un service public est déléguée, [...], ce rapport permet en outre aux autorités concédantes d'apprécier les conditions d'exécution du service public ».

vagues de chaleur pour les années à venir, à la fois en intensité et en fréquence. Les villes, qui connaissent déjà des températures plus élevées via le phénomène d'îlot de chaleur urbain (ICU), risquent de devenir invivables pour leurs usagers, avec des problématiques de confort d'été et de santé fortes, appelant de manière plus urgente des actions en faveur de l'adaptation au changement climatique. Collectivités, bureaux d'études, acteurs du secteur privé, organismes publics et associations doivent se mobiliser pour tenter d'y remédier.

Dans une logique d'adaptation au changement climatique, des solutions existent et peuvent être mises en place à court et à long terme. Par quoi commencer ? La difficulté de cette problématique provient du fait qu'elle relève de plusieurs domaines et doit s'intégrer dans une démarche de planification de long terme de la collectivité.

Il s'agit ainsi de travailler dans une stratégie transverse et multi-échelles permettant :

1. D'agir à l'échelle de l'individu en adaptant ses horaires de travail et de sport, en portant des vêtements légers, clairs et

2. D'adapter l'urbanisme durable en renforçant les trames vertes (arbre en ville, murs végétalisés, etc.) et les trames bleues (circulation de l'eau, miroirs d'eau, arrosage des rues, etc.) ainsi que l'organisation des rues et orientation des constructions (morphologie urbaine) par rapport aux flux d'air ;
3. De repenser la mobilité douce (pistes de vélos, trottinettes, Pédibus, etc.) et durable (véhicules électriques/GNV/bioGNV/hydrogène) pour éviter la chaleur dégagée par les voitures thermiques individuelles ;
4. De travailler sur la production et la distribution de froid durable à l'échelle de la ville (comme les réseaux de froid).

Pour accompagner les collectivités dans la gestion de leur confort d'été, la FNCCR a mis en place un centre de ressources, qui rassemble :

- Des fiches pratiques : agir en tant qu'individu chez soi ou au bureau, rafraîchir ses rues, bien choisir ses arbres, adapter son revêtement de sol, etc.

- Des guides : que mettre dans mon PLUi, PCAET ou SCoT, comment développer ses trames verte et bleu ? etc.

<http://www.fnccr.asso.fr/article/vous-avez-chaud-la-ville-aussi-les-fiches-de-lete-de-la-fnccr-pour/>



5. L'AODE, acteur de la gestion de la donnée



Les autorités concédantes contrôlent les missions confiées aux gestionnaires de réseaux de distribution. Il s'agit notamment de :

- Veiller au respect des règles régissant la sécurité et la fiabilité du réseau et d'évaluer leurs performances passées ;
- Définir ou d'approuver des normes et exigences en matière de qualité de service et de fourniture, ou d'y contribuer en collaboration avec d'autres autorités compétentes ;
- Surveiller le temps pris par les gestionnaires de réseau de transport et de distribution pour effectuer les raccordements et les réparations ;
- Contribuer à garantir, en collaboration avec d'autres autorités compétentes, l'effectivité et la mise en œuvre des mesures de protection des consommateurs, y compris celles visant précisément à la mise en place des compteurs dits intelligents.

5.1. Comptage : rôles respectifs des GRD et de l'AODE

Les activités de comptage font partie des missions de service public dévolues aux gestionnaires de réseaux de distribution.

L'article 332-8 du code de l'énergie dispose que « sans préjudice des dispositions du sixième alinéa du I de l'article L.2224-31 du CGCT, le gestionnaire de réseau de distribution d'électricité est, dans sa zone de desserte exclusive, notamment chargé, dans le cadre des cahiers des charges de concession et des règlements de service des régies [...] d'exercer les activités de comptage pour les utilisateurs raccordés à son réseau, en particulier la fourniture, la pose, le contrôle métrologique, l'entretien et le renouvellement des dispositifs de comptage et d'assurer la gestion des données et toutes missions afférentes à l'ensemble de ces activités ».

Les « instruments » de comptage regroupent aussi bien les appareils de comptage que les dispositifs additionnels et les accessoires. Du concentrateur au système de transmission des données, l'ensemble du dispositif, non seulement à son installation, mais aussi en cas de renouvellement, fait expressément partie du domaine concédé. Dans l'électricité, ces ouvrages sont classés parmi ceux appartenant en pleine propriété aux autorités organisatrices, comme « biens de retour ». Par ailleurs, le modèle de cahier des charges de concession définit la limite de propriété comme la borne aval du disjoncteur et/ou celle du coffret.

5.2. Compteurs communicants et nouvelles fonctionnalités

La télérelève permet de relever à distance les index de consommation et d'autres informations sans avoir nécessairement besoin d'accéder directement au compteur. Différentes technologies sont utilisées pour y parvenir, dont les principales sont soit unidirectionnelles, soit bidirectionnelles. Cette dernière méthode a été retenue pour les compteurs électriques afin de pouvoir disposer d'une part, des index de consommation à distance par la « remontée » d'informations via les concentrateurs puis le système d'information du gestionnaire de réseau et de renvoyer d'autre part, divers signaux au compteur (réenclenchement, ordre tarifaire, augmentation ou diminution de puissance...).

Le déploiement des compteurs communicants offre aux autorités concédantes l'opportunité de faire progresser l'efficacité et la pertinence de leur mission de contrôle des réseaux de distribution d'électricité. Ainsi, elles pourront accéder aux points de livraison à des informations sur la qualité de l'énergie fournie (continuité d'alimentation, nombre et temps de coupure, tenue de tension...).

5.3. Pour un service public «des données»

Les personnes publiques pouvant accéder aux données visées par le décret n°2016-973 du 18 juillet 2016 (pris en application de l'article 179 de la LTECV) sont :

- Les personnes publiques en charge de l'élaboration du PCAET telles que définies à l'article L.229-6 du code de l'environnement : la métropole de Lyon, les établissements publics de coopération intercommunale à fiscalité propre existant au 1^{er} janvier 2015 et regroupant plus de 50 000 habitants (devant élaborer un PCAET au plus tard le 31 décembre 2016.), les établissements publics de coopération intercommunale

à fiscalité propre existant au 1^{er} janvier 2017 et regroupant plus de 20 000 habitants (devant élaborer un PCAET au plus tard le 31 décembre 2020) ;

- Les personnes publiques compétentes pour la distribution publique (AOD) d'électricité et de gaz (L.2224-31 CGCT), de chaleur ou de froid (L.2224-38 CGCT), ainsi que les syndicats en charge de la commission consultative prévue à l'article L. 2224-37-1 du CGCT.

Il est prévu que chaque gestionnaire de réseau transmette au service des données et des études statistiques du ministère chargé de l'énergie (SDES) au plus tard le 30 juin de chaque année, les données annuelles précitées (y compris les données commercialement

Gestionnaires du réseau public de transport de gaz	Gestionnaire du réseau public de transport d'électricité
Livraison totale annuelle de gaz et d'électricité, pour les installations directement raccordées au réseau concerné, par secteur d'activité et par IRIS	
Capacité installée d'injection de biométhane et quantité annuelle injectée de chaque installation selon sa typologie	Informations sur les installations de production rendues publiques dans le cadre du registre national des installations de production d'électricité et de stockage mentionné à l'article L.142-9-1 du code de l'énergie
Gestionnaires du réseau public de distribution de gaz	Gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité
Consommation totale annuelle de gaz et d'électricité par IRIS et par secteur d'activité	
Somme régionale et par EPCI des consommations annuelles des agrégats résidentiels rendus secrets et nombre de points de livraison correspondants	
Estimation de la part thermosensible et de la thermosensibilité des consommations	
Consommation totale annuelle de gaz et d'électricité par bâtiment non résidentiel, ou comprenant plus de 10 points de livraison résidentiels, ou dont la consommation résidentielle est supérieure au seuil résidentiel	
Capacité d'injection de biométhane et quantité annuelle injectée de chaque installation de production selon sa typologie	Données relatives aux informations sur les installations de production rendues publiques dans le cadre du registre national des installations de production d'électricité et de stockage mentionné à l'article L.142- 9-1 du code de l'énergie

Aux gestionnaires de réseaux publics de distribution de chaleur ou de froid

Pour chaque réseau, la puissance installée et la production annuelle de chaleur ou de froid en précisant le contenu CO₂ et le cas échéant, la part issue d'installations de cogénération

Livraisons totales annuelles de chaleur ou de froid par secteur d'activité et par IRIS

Consommation totale annuelle par point de livraison

Présentation du réseau à la maille régionale et intercommunale sur la base d'une cartographie commentée

Données visées par le décret du 18 juillet 2016 (article D.111-53 du code de l'énergie)

sensibles). Il est également prévu que les données puissent être diffusées au public, notamment par les gestionnaires de réseaux. Lorsque les données ne sont pas diffusées au public, les gestionnaires de réseaux les mettent à disposition des personnes publiques (précitées) qui en font la demande. La demande doit préciser la compétence de la personne publique au titre de laquelle elle demande les données. Les données sont mises à disposition de la personne publique dans un délai qui ne peut excéder deux mois à compter de la demande complète.

Les gestionnaires de réseaux doivent également mettre à disposition les informations relatives à la présentation du réseau dont ils assurent la gestion, à la maille régionale et intercommunale, sur la base d'une cartographie commentée.

Les données listées ci-dessus (article D.111-53) sont fournies à titre gratuit, à l'exception des données suivantes fournies par les gestionnaires de réseaux publics de distribution de gaz et d'électricité (article D.111-57 et D.111-58 II du code de l'énergie) :

- Consommation totale annuelle par point de livraison résidentiel lorsque cette consommation est inférieure ou égale au seuil-résidentiel ;

- Consommation totale annuelle par bâtiment comportant un seul point de livraison résidentiel, la consommation de ce point étant inférieure ou égale au seuil-résidentiel ;
- Consommation totale annuelle de gaz ou d'électricité par bâtiment, dont la part résidentielle, respectivement de gaz ou d'électricité, est inférieure ou égale au seuil-résidentiel et qui comporte entre 2 et 10 points de livraison résidentiels.

Seules les données fines précitées, concernant des bâtiments précis et à la demande spécifique des personnes publiques, seront payantes. Les tarifs des prestations de transmission de ces données seront définis par la Commission de régulation de l'énergie (CRE).

Données d'intérêt général et contrats de concession

L'article 53-1 de l'ordonnance relative aux contrats de concession, modifié par l'article 17 de la loi pour une République numérique, prévoit que « lorsque la gestion d'un service public est déléguée, le concessionnaire fournit à l'autorité concédante, sous format électronique, dans un standard ouvert librement réutilisable et exploitable par un système de traitement automatisé, les données et les bases de données collectées

ou produites à l'occasion de l'exploitation du service public faisant l'objet du contrat et qui sont indispensables à son exécution. L'autorité concédante ou un tiers désigné par celle-ci peut extraire et exploiter librement tout ou partie de ces données et bases de données, notamment en vue de leur mise à disposition à titre gratuit à des fins de réutilisation à titre gratuit ou onéreux. »

Un rapport relatif aux données d'intérêt général publié en 2015 précise qu'« imposer l'ouverture de certaines données détenues par des personnes privées pourrait concourir à l'intérêt général en permettant une conduite plus efficace de politiques publiques sectorielles, en assurant une meilleure

information des citoyens, en concourant à la recherche scientifique, ou en bénéficiant au développement économique. »

À noter que ces dispositions ne s'appliquent pas aux GRD d'électricité et de gaz en monopole, car l'ordonnance concession ne leur est pas applicable. En revanche, elles s'appliquent aux concessions gaz mises en concurrence ainsi qu'aux concessions en matière de réseaux de chaleur et de froid conclues à compter du 1^{er} avril 2016.



À SAVOIR

La FNCCR organise des sessions de formation dédiées au sens de la donnée. Aujourd'hui, les données foisonnent en particulier pour les collectivités dans le domaine des services publics : données de territoires de plus en plus complètes et données d'usages qui se massifient. Ces évolutions invitent à réinterroger et à dynamiser le parcours du service public dont l'usager fait l'expérience et peut conduire à des « transformation des pratiques sociales » utiles pour les collectivités et leurs territoires.

Le pilotage de cette transformation vers plus de services demande un savoir-faire particulier :
Comment les données peuvent-elles avoir du sens ?

Comment est-il possible de transformer les services publics locaux en conséquence ?

Comment faire pour que l'usager soit le principal bénéficiaire de cette transformation ?



6. Transition énergétique



Conséquence de l'action des gaz à effet de serre, le dérèglement climatique se manifeste à tous les niveaux, y compris à l'échelle du territoire local : modifications dans la culture du vin, tempêtes de vents violents le long des côtes, pluies torrentielles et inondations, enneigements plus disparates dans les régions ayant fait du tourisme alpin leur spécificité, cultures différentes dans les régions agricoles, multiplication des îlots de chaleur dans les grandes agglomérations... La résilience des territoires devient de plus en plus nécessaire.

Deux axes d'actions s'imposent :

- Mieux consommer : en utilisant en particulier les énergies renouvelables et de récupération (EnR&R) ;
- Moins consommer : agir sur la sobriété énergétique et l'efficacité énergétique : isolation des toitures et/ou façades, réhabilitations, utilisation de matériaux biosourcés, conseillers en énergie partagée...

6.1 Contexte

La France s'est dotée dès les années 2000 d'objectifs et de plans stratégiques pour réduire ses émissions de gaz à effet de serre (GES) et entamer sa transition énergétique avec le Plan national de lutte contre le changement climatique puis à travers les différents Plans climat successifs. La Loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) a fixé l'objectif de réduire les émissions de gaz à effet de serre de 40% entre 1990 et 2030 et de les diviser par 4 en 2050 par rapport à 1990 (facteur 4).

La France s'est également fixée d'autres objectifs ambitieux en termes de baisse de la consommation d'énergie, de développement des énergies renouvelables, afin d'atteindre 32% en 2030, et de diversification de son mix électrique, avec l'objectif de baisser la part du nucléaire à 50%. Tous ces objectifs concourent à la baisse de nos émissions de gaz à effet de serre.

Une première stratégie nationale bas carbone (SNBC) a été publiée en 2015. Cette dernière visait la division par 4 des émissions de gaz à effet de serre de la France en 2050 par rapport aux années 1990. Elle constituait la feuille de route pour la réduction des émissions de GES et fixait ainsi les premiers budgets carbone jusqu'en 2028 pour atteindre ses objectifs.

En décembre 2015, l'adoption de l'Accord de Paris marque un tournant important en mettant en place un cadre international de coopération consacré au changement climatique qui :

- A pour objectif de limiter le réchauffement « bien en deçà de 2 °C, en poursuivant l'action menée pour le limiter à 1,5 °C » afin d'atteindre un équilibre au niveau mondial entre les émissions et les absorptions de GES durant la deuxième moitié du XXI^e siècle ;
- Reconnaît un principe d'équité pour l'action climatique : les pays ayant le plus contribué au changement climatique (par leurs émissions passées et actuelles de gaz à effet de serre) et étant en mesure de la faire (capacité et potentiel à réduire les émissions) doivent agir plus activement dans l'action climatique mondiale.

Étapes majeures de structuration des politiques internationales de lutte contre le changement climatique



Source : Datalab

Le 8 novembre 2019, la France a adopté la loi énergie-climat qui permet de fixer des objectifs ambitieux pour la politique climatique et énergétique française. Le texte inscrit l'objectif de neutralité carbone en 2050 pour répondre à l'urgence climatique et à l'Accord de Paris.

Pour atteindre l'objectif de neutralité carbone, le gouvernement a publié au début de l'année 2020 les deuxièmes versions de :

- La Stratégie nationale bas-carbone (SNBC), feuille de route de la France pour réduire ses émissions de gaz à effet de serre ;
- La Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), qui fixe les priorités d'actions dans le domaine de l'énergie pour la décennie à venir.

La politique énergétique française est en pleine transition. Elle s'inscrit dans un contexte de profonds bouleversements et d'incertitudes des marchés de l'énergie. À l'interface entre les sphères publiques et privées, les collectivités

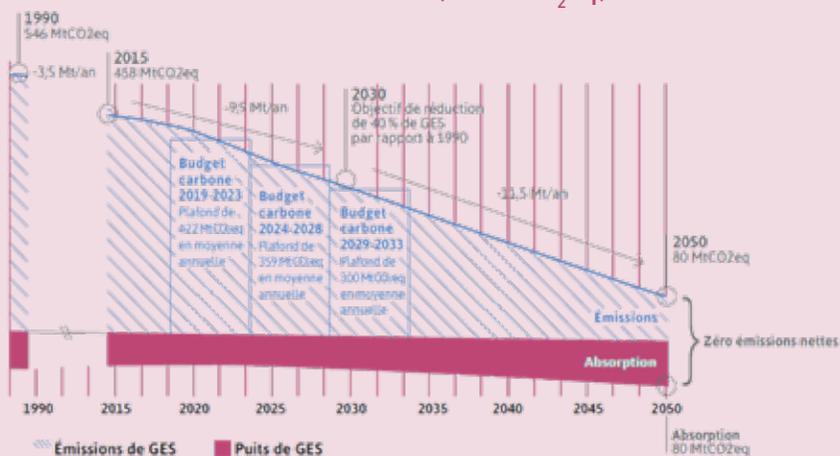
territoriales, de par leur nature et leurs rôles dans la mise en œuvre opérationnelle des objectifs gouvernementaux, constituent une charnière stratégique.

Les EnR en France se répartissent en une dizaine de filières développées à plus ou moins grande échelle selon les régions. La production de certaines filières peut varier fortement sans possibilité de maîtrise, du fait de la disparité due à la pluviométrie, à l'ensoleillement ou au vent.

D'autres aspects techniques, tels que le raccordement aux réseaux, le stockage ou les opérations de flexibilité, par exemple, constituent des facteurs clés pour le développement des EnR et la réussite de la transition énergétique plus largement.

Pour faire face aux mutations du paysage énergétique, il est donc nécessaire de moderniser le système électrique. Le contexte français et européen, dans lequel se sont développés les réseaux électriques, conduit

Évolution des émissions et des puits de GES dans le territoire français entre 1990 et 2050 (en MtCO₂eq)



Source SNBC

à privilégier le déploiement des technologies de « smart grids » (systèmes de comptage évolués, effacement, systèmes de stockage, ...) plutôt que le remplacement et le renforcement massif des réseaux. Dans le même temps, les réseaux électriques doivent toujours garantir la sécurité, la stabilité, la fiabilité, l'égalité d'accès et la qualité de l'alimentation et de service. Les installations de production sont donc un véritable défi pour les gestionnaires de réseaux.

La rénovation énergétique du parc bâtementaire, notamment le tertiaire public, le développement des actions de maîtrise de la demande en énergie et l'amélioration des usages constituent trois des plus importants chantiers de la future décennie. Le « décret tertiaire », issu de l'article 175 de la loi ELAN, publié le 23 juillet 2019 relatif aux obligations d'actions de réduction de la consommation d'énergie finale dans des bâtiments à usage tertiaire impose de réduire les consommations énergétiques des bâtiments ou ensemble de bâtiments tertiaires dont la surface de plancher est supérieure ou égale à 1000 m², de 40 % d'ici 2030, par rapport à 2010, 50 % en 2040 et 60 % en 2050. Cette obligation fait partie de l'objectif global de la stratégie nationale bas-carbone d'atteindre la neutralité carbone d'ici 2050. Le programme CEE ACTEE (Action des collectivités territoriales pour l'efficacité énergétique) porté par la FNCCR constitue l'un des leviers les plus importants pour enclencher des dynamiques de projets portés par les collectivités.

Ainsi, l'adhésion de toutes les parties prenantes (élus, acteurs économiques, citoyens, ...) est fondamentale, quels que soient le degré d'implication ou la capacité d'action de chacun, afin de tendre vers un avenir plus résilient.

Évolution 2019 – 2020 - Loi énergie-climat

Adoptée le 8 novembre 2019, la loi énergie-climat fixe un nouveau cap dans la politique climatique et énergétique française et inscrit l'ambition de neutralité carbone en 2050 dans la lignée de l'Accord de Paris.

Cette nouvelle loi fixe de nouveaux objectifs et moyens d'actions :

- **Créer des outils de pilotage, de gouvernance et d'évaluation de notre politique climat**

La Stratégie nationale bas-carbone (SNBC) est confirmée comme étant l'outil de pilotage de l'action française. Elle est révisée tous les 5 ans et pourra être ajustée et affûtée en fonction de l'évolution de nos émissions. Dès 2023, une loi de programmation quinquennale fixera les grands objectifs énergétiques (objectifs de production d'énergie renouvelable, consommation d'énergie, réduction des énergies fossiles, programmation des obligations du dispositif CEE). Cette loi sera élaborée en lien étroit avec le Haut conseil pour le climat.

- **Réduire notre dépendance à l'énergie nucléaire**

La diversification du mix-électrique, dans le cadre d'une stratégie de réduction lissée et pilotée des capacités nucléaires existantes, sera poursuivie pour atteindre 50 % de la production en 2035.

- **Sortir progressivement des énergies fossiles et développer les énergies renouvelables ;**

La loi inscrit un objectif de réduction de 40 % de la consommation d'énergies fossiles d'ici 2030, confirme l'arrêt de la production d'électricité à partir du charbon d'ici 2022 et instaure un plafond d'émissions de GES pour les installations existantes de production

d'électricité à partir de combustibles fossiles. Plusieurs outils et objectifs sont mis en place pour faciliter le développement des énergies renouvelables : sécurisation du cadre juridique de l'évaluation environnementale afin de faciliter l'atteinte des objectifs de production définis dans la nouvelle PPE (cf article 1.2.3 de ce chapitre) ; obligation d'installer une structure de production d'énergie renouvelable ou de végétaliser pour les nouveaux entrepôts et bâtiments commerciaux de plus de 1 000 mètres carrés d'emprise au sol ; aide à l'implantation de projets sur les délaissés autoroutiers (anciennes portions de voie non utilisées), ombrières de stationnement ou dans les zones de plans de prévention des risques technologiques (PPRT) ; soutien aux nouvelles filières comme l'hydrogène par exemple.

La loi énergie climat introduit également les nouvelles notions de communautés énergétiques (citoyennes (CEC) ou renouvelables (CER)). Ces entités juridiques contrôlées par des actionnaires ou des membres, à l'intérieur desquelles pourront participer les collectivités territoriales et

leurs groupements, se trouvant à proximité des projets d'énergie renouvelable auront la possibilité de :

- Produire, de consommer, de stocker et de vendre de l'électricité pour les CEC ou des énergies renouvelables pour les CER ;
- Partager, au sein de la communauté, l'énergie renouvelable produite par les unités de production détenues par ladite communauté ;
- Accéder à tous les marchés de l'énergie pertinents, directement ou par l'intermédiaire d'un agrégateur ;
- Fournir des services d'efficacité énergétique et de recharge de véhicules électriques pour les CEC.

Une ordonnance ainsi que plusieurs décrets d'application viendront préciser les possibilités d'actions de ces nouvelles entités.

La FNCCR s'est positionnée au niveau national pour que les collectivités, leurs groupements ou les structures publiques locales puissent trouver une place importante dans ces communautés énergétiques citoyennes ou renouvelables.



• Lutter contre les passoires thermiques

L'habitat représente un cinquième des émissions de gaz à effet de serre de la France : la rénovation thermique constitue un enjeu majeur de la lutte contre le réchauffement climatique. Pour en finir avec les passoires thermiques (logements dont la consommation énergétique relève des classes F et G), une série de mesures ont été prises pour accompagner les Français, notamment ceux aux revenus les plus modestes, dans cette démarche : interdiction au propriétaire d'un bien considéré comme une passoire

thermique d'augmenter le loyer entre deux locations sans l'avoir rénové, dès 2021 ; obligation de réaliser un audit énergétique lors d'une vente d'un bien considéré comme une passoire thermique dès 2022 ; la loi inscrit une obligation de travaux dans les passoires thermiques avec un objectif d'atteindre la classe E d'ici 2028.

État d'avancement et objectifs en matière de transition énergétique – (schéma) : chiffres clés et objectifs de la PPE

Émissions de GES en France en 2020 (MtCO₂eq)



445 MtCO₂eq
(incluant les émissions agricoles non énergétiques)

► Objectifs PPE 2023 – 2028 pour les émissions de GES issues de la combustion d'énergie

- Objectifs d'émissions de GES de 277 MtCO₂ en 2023 et 227 MtCO₂ en 2028
- Soit une réduction de 14 % en 2023 et de 30 % en 2028 par rapport à 2016 (322 MtCO₂ (chiffres qui excluent les émissions de GES non énergétiques) et une réduction de 27 % en 2023 et 40 % en 2028 par rapport à 1990.

Répartition de la consommation d'énergie primaire en France



249 Mtep
en 2020

► Objectifs PPE 2023 – 2028 pour les émissions de GES issues de la combustion d'énergie

- Baisse de 20 % de la consommation primaire d'énergies fossiles en 2023 et de 35 % en 2028 par rapport à 2012

Consommation finale énergétique par secteur



144 Mtepp
en 2020 En Mtep (données corrigées des variations climatiques)

► Objectifs PPE 2023 – 2028 pour les émissions de GES issues de la combustion d'énergie

- Baisse de 7,6 % en 2023 et de 16,5 % en 2028 par rapport à 2012
- Soit une réduction de 6,3 % en 2023 et de 15,4 % en 2028 par rapport à 2020

Focus sur la consommation énergétique des collectivités

L'ADEME a publié en 2019 les résultats de l'enquête «Énergie et patrimoine communal». Menée depuis 1990, cette enquête analyse tous les 5 ans l'évolution des consommations d'énergie et les dépenses payées directement par les communes et leur groupement.

En 2017, la consommation énergétique des collectivités locales est estimée à 39,6 TWh, pour une dépense de 3,9 milliards d'euros. Par habitant, cela représente une dépense moyenne de 57 euros et une consommation de 584 kWh/an.

Les bâtiments sont le premier poste de dépenses des collectivités du champ de l'enquête (communes et groupements à fiscalité propres), avec 78 % de leurs consommations et 69 % de leurs dépenses (2,2 milliards d'euros).

Globalement, les consommations énergétiques des collectivités ont augmenté de 3%, corrigé des variations du climat, mais leurs dépenses ont été réduites de 5%, grâce notamment à la mise en place de groupement d'achat.

Les réductions de consommation ont porté principalement sur les dépenses d'éclairage public (-34% dans les communes) et de carburant (-20% dans les communes). La part du budget «énergie» est plus importante dans les petites communes (6,8% pour les communes de 500 à 1 999 hab) que dans les grandes villes (3%, pour les villes > 50 000 hab) avec une moyenne de 4,2%, l'écart entre les petites et grandes villes ayant tendance à se creuser depuis 2005.

6.2 Les collectivités et la transition énergétique

Les collectivités territoriales jouent un rôle clé dans la lutte contre le changement climatique,



la maîtrise des consommations d'énergie, la promotion des énergies renouvelables et l'amélioration de la qualité de l'air. Elles ont également la responsabilité d'investissements structurants sur le plan énergétique : les bâtiments et les transports.

De fait, de nombreux leviers d'une politique énergétique territoriale sont entre les mains des collectivités.

Les collectivités territoriales jouent ainsi deux rôles majeurs en matière énergétique :

- Celui de régulateur local : les prérogatives dont sont dotées les collectivités leur permettent de réglementer, d'encadrer, de limiter et de contrôler les activités en matière énergétique ;
- Celui d'opérateur économique : les collectivités interviennent sur le marché énergétique, comme le ferait toute personne privée.

Les collectivités : régulateurs locaux dans le secteur de l'énergie

Les dispositions législatives, issues de la loi du 27 janvier 2014 de Modernisation de l'action publique territoriale et d'affirmation des métropoles (« MAPTAM »), des lois Nouvelle organisation territoriale de la République (NOTRe) du 7 août 2015, de Transition énergétique pour une croissance verte (LTECV) du 17 août 2015 et de la loi énergie climat du 8 novembre 2019 renforcent le pouvoir d'action et le rôle de régulateurs locaux des collectivités territoriales dans le secteur de l'énergie.

De nouvelles compétences leurs sont attribuées pour assurer une meilleure coordination et mutualisation entre les acteurs locaux. Par ailleurs, les collectivités doivent désormais mettre en œuvre un urbanisme réglementaire spécifique au service de la performance énergétique.

Les territoires disposent de compétences principalement réparties de la manière suivante :

- La Région devient la collectivité chef de file en matière d'efficacité énergétique ;
- La métropole joue un rôle accru ;
- Le Département se voit chargé d'une mission de lutte contre la précarité énergétique ;
- Les EPCI sont désignés comme « coordinateurs de la transition énergétique » ;
- La commune remplit une fonction clé en matière de création et d'exploitation des réseaux de chaleur.

Les syndicats d'énergie : acteurs clés de la transition énergétique

Assurant la jonction entre territoires ruraux et urbains, les syndicats d'énergie représentent tous les territoires et préparent avec eux la transition énergétique.

Ces derniers, par leur implantation au cœur du bloc communal, et leurs missions diversifiées s'appuyant sur la compétence historique des réseaux publics d'électricité et de gaz et désormais de chaleur et de froid, s'imposent comme les principaux bras armés de la transition énergétique, combinant efficacité opérationnelle à moindre coût, coordination des services publics en réseau et garantie des grands équilibres territoriaux.

Par leur spécialisation, les syndicats d'énergie se consacrent au service public, qu'il s'agisse de métiers « historiques », comme la distribution d'électricité et de gaz, ou de nouvelles compétences : développement de bornes de recharge pour véhicules électriques, optimisation de l'éclairage public, services d'information géographique (SIG), ...

Importants donneurs d'ordres pour de nombreuses entreprises locales, les syndicats

d'énergie investissent chaque jour dans les territoires pour les moderniser. En investissant directement leurs recettes (redevances, CEE, taxes), les syndicats génèrent un cercle vertueux au service du secteur énergétique. Chaque année, les syndicats d'énergie investissent quelque 850 millions d'euros dans les réseaux, pour les développer et améliorer la qualité de la distribution.

Territoires à énergie positive, réseaux « intelligents » (smart grids), énergies renouvelables, pilotage de la consommation, véhicules propres... : les syndicats d'énergie exercent de multiples métiers qui favorisent la transition énergétique tout en garantissant l'équilibre des territoires, dans une double logique de réseaux :

- Réseaux de compétences mutualisées au service de l'intérêt général ;
- Réseaux physiques pour acheminer l'énergie en tout point du territoire et optimiser la relation producteur/consommateur.

Différents types d'énergies renouvelables peuvent être valorisés en fonction des opportunités qu'offre le territoire concerné. En tant qu'expert dans le domaine de l'énergie, le syndicat d'énergie est un promoteur des « EnR » et peut intervenir à différents niveaux : pour la réalisation des premières études de gisement et de faisabilité, en MOA directe ou en accompagnement de la MOA pour ses adhérents (communes ou groupements).

Grâce à la mutualisation des moyens à l'échelle départementale ou régionale, le syndicat d'énergie apporte l'assistance technique, administrative et financière dont la plupart des collectivités ont besoin pour valoriser les ressources de leur territoire, que ce soit directement ou dans le cadre d'une Société d'économie mixte (SEM) créée spécialement à cet effet.

Les collectivités : opérateurs impliqués dans le secteur de l'énergie

En parallèle de leur rôle de régulateurs locaux, les collectivités territoriales peuvent aussi intervenir dans le secteur de l'énergie en tant qu'opérateurs, au même titre que toute personne privée.

Dès lors, les nouvelles dispositions législatives leur imposent certaines obligations, dont notamment celle de l'exemplarité en matière énergétique dans toute nouvelle construction publique. Elles leur octroient également des droits, comme celui de pouvoir participer au capital de sociétés sous condition.

Depuis la Loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) du 17 août 2015, précisée par la loi énergie climat du 8 novembre 2019, les collectivités peuvent, par délibération de leurs organes délibérant, participer au capital d'une société anonyme (SA) ou d'une société par actions simplifiée (SAS) dont l'objet social est la production d'énergies renouvelables :

- La limitation géographique d'intervention des collectivités est affinée : les installations doivent se situer dans le territoire de la collectivité concernée ou, à l'exception des régions, dans un « territoire limitrophe » ;
- La participation indirecte au travers d'une structure intermédiaire est autorisée : les communes et leurs groupements peuvent désormais porter des investissements par le biais d'holdings dont le seul objet est de détenir des actions des sociétés de projets portant sur des projets EnR ;
- Enfin, la possibilité pour les collectivités de consentir des avances (ou apports) en compte courant d'associés aux SA et SAS de production d'EnR dont elles sont actionnaires est autorisée, tout en étant encadrée (référence à L. 1522-5 du CGCT).

Synthèse : compétences liées à la transition énergétique

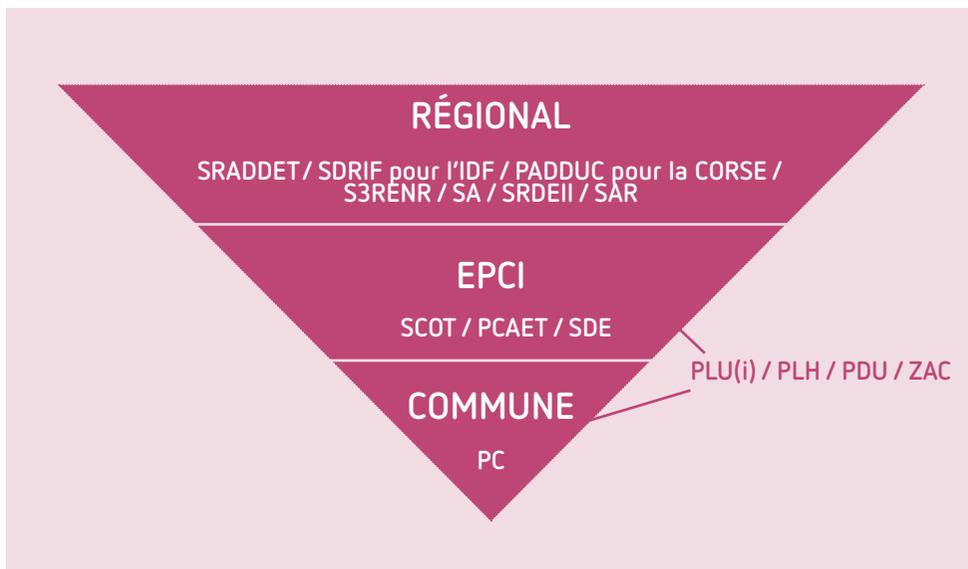
Compétences clés « Énergie - transition énergétique »					
	Commune	EPCI	Syndicat mixte	Département	Région
Autorité organisatrice de la distribution d'électricité et de gaz	✓ Art. L.2224-31 CGCT	✓ CU : art. L. 5215-20 CGCT Métropole : Art. L.5217-2 CGCT	✓ Art. L.2224-31 CGCT	✓ Si le département exerce cette compétence à la date de publication de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004	
Aménagement, exploitation d'installation de production d'énergie de sources renouvelables (L. 2224-32 CGCT)	✓	✓	✓	✓	✓
Création et exploitation d'un réseau public de chaleur ou de froid	✓ Art. L. 2224-38 CGCT)	✓ CU : art. L. 5215-20 CGCT Métropole : art. L.5217-2 CGCT Autres EPCI : Art. L. 2224-38 CGCT	✓ Art. L. 2224-38 CGCT		
Création d'infrastructures de charges nécessaires à l'usage de véhicules électriques ou hybrides (L. 2224-37-1 CGCT)	✓	✓	✓		

<p>Mise en place d'actions tendant à maîtriser la demande d'énergie</p>	<p>✓ Si AODE (art. L.2224-31 CGCT)</p>	<p>✓ Si AODE (art. L. 2224-31 CGCT) ou si EPCI chargé d'élaborer un PCAET (art. L. 2224-34 CGCT)</p>	<p>✓ Si AODE (art. L. 2224-31 CGCT)</p>		
<p>Plans Climat Air Energie Territoriaux</p>		<p>✓ EPCI comptant plus de 20 000 habitants</p>	<p>✓ Les AODE, lorsqu'elles ont mis en place la commission consultative paritaire (CCP), peuvent accompagner les EPCI membres de la CCP dans l'élaboration des PCAET</p>		

6.3 La planification énergétique et l'aménagement du territoire

À travers leurs politiques d'urbanisme, de planification et d'aménagement, les collectivités organisent la répartition des activités, des lieux d'habitation et orientent les politiques énergétiques. Nous vous

proposons dans le schéma ci-dessous une représentation simplifiée des principaux outils à leur disposition. Vous pouvez retrouver une présentation complète de ces documents sur le site Internet du ministère de la Transition écologique (<https://www.ecologie.gouv.fr/action-des-territoires-transition-energetique>).



L'évolution d'une production décentralisée à partir de sites d'énergies renouvelables nécessite une adaptation du réseau de distribution pour pouvoir collecter l'énergie produite et la distribuer localement ou l'acheminer vers le réseau de transport d'électricité. Pour cela, des schémas régionaux de raccordement aux réseaux des énergies renouvelables (S3REnR) ont été élaborés.

Ils ont pour objectifs d'assurer une visibilité des capacités d'accueil des énergies renouvelables à plusieurs années, d'anticiper les développements de réseaux nécessaires à leur accueil et d'établir une mutualisation des coûts permettant de ne pas faire porter l'ensemble des adaptations des réseaux aux premiers projets EnR proposés.

Depuis la parution du décret n°2020-382 du 31 mars 2020, il revient au Préfet de fixer la capacité globale de raccordement du S3REnR. Celle-ci est fixée en tenant compte de la PPE et du SRCAE régional de façon à satisfaire

les demandes de raccordement pendant une durée de cinq à dix ans, compte tenu de la dynamique des demandes de raccordement attendue. La capacité globale est fixée également après consultation de l'ensemble des parties prenantes.

Les S3REnR garantissent la réservation de capacités d'accueil pour les installations de production supérieures à 100 kVA pour une durée de dix ans. Les installations de faible puissance (<100 kVA) sont désormais incluses sous conditions (même énergie, appartenant à une même société ou des sociétés liées au sens de l'article L 336-4 du code de l'énergie), raccordées ou en file d'attente sur le même poste et dont la somme des puissances est supérieure à 100 kVA. Parfois, des solutions de renforcement ou de création de lignes ou de postes sont nécessaires lorsque la capacité du réseau est insuffisante ou inexistante.

Les coûts associés au renforcement du réseau de transport et des postes sources sont à

la charge des gestionnaires de réseaux et relèvent des investissements de planification des réseaux pour l'accueil des énergies renouvelables électriques.

Cependant, les coûts liés à la création d'ouvrages sont eux répartis entre les producteurs dans un périmètre régional de mutualisation par un calcul de quote-part. Depuis la parution du décret n°2020-382 du 31 mars 2020, les installations dont la puissance de raccordement est inférieure à 250 kVA, ainsi que les installations groupées (voir supra) dont la puissance est inférieure à 250 kVA sont exonérées du paiement de la quote-part. Une fois élaborés, les projets de S3REnR sont mis en consultation auprès des organisations de producteurs, des chambres de commerce et d'industrie et des services déconcentrés de l'État. Chaque projet de S3REnR fait également l'objet d'une évaluation environnementale.

6.4 Développer les énergies renouvelables

Production d'électricité et de chaleur - Les filières actuelles

Il existe plusieurs formes d'énergies renouvelables, notamment provenant de :

- L'énergie générée par le soleil (photovoltaïque ou thermique) ;
- Le vent (éolienne) ;
- L'eau des rivières et des océans (hydraulique, marémotrice...) ;
- La biomasse, qu'elle soit solide (bois et déchets d'origine biologique) ; liquide (biocarburants) ou gazeuse (biogaz) ;
- La chaleur de la terre (géothermie).

Les énergies renouvelables purement électriques comprennent l'hydraulique, l'éolien, l'énergie marine (via l'utilisation de turbines), le solaire photovoltaïque.

Les énergies renouvelables thermiques comprennent le bois de chauffage (ramassé ou commercialisé), les résidus de bois et de récoltes incinérés, les déchets urbains et industriels d'origine biologique incinérés, le biogaz, les biocarburants, le solaire thermique, la géothermie valorisée sous forme de chaleur ou d'électricité, le froid direct et les pompes à chaleur. Auquel s'ajoute la production de gaz renouvelables par la production de biométhane à partir de biogaz et des filières émergentes comme la pyrogazéification et le power-to-gas.

Les différentes filières

1/ La filière solaire

L'énergie solaire est utilisée essentiellement pour deux usages : la production d'électricité (énergie solaire photovoltaïque ou énergie solaire thermodynamique) ou la production de chaleur (énergie solaire thermique). L'électricité produite peut être utilisée sur place ou réinjectée dans le réseau de distribution électrique. L'énergie solaire thermique produit de la chaleur qui peut être utilisée pour le chauffage domestique ou la production d'eau chaude sanitaire.

2/ La filière éolienne

Une éolienne est un dispositif qui permet de convertir l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique. Cette énergie est ensuite transformée dans la plupart des cas en électricité. Fixées en haut du mât, les pales mises en rotation par le vent autour du moyeu entraînent directement ou non un générateur qui produit l'électricité.

Cette filière est composée de l'éolien terrestre et de l'éolien marin posé ou flottant. Leur principe est similaire et consiste à transformer l'énergie cinétique du vent en électricité.

3/ La filière hydraulique

Une installation hydroélectrique transforme

l'énergie gravitaire des lacs, des cours d'eau et des marées en électricité. Ce type d'installation est généralement composée d'un ouvrage de retenue (barrage) permettant, le cas échéant, de stocker l'eau, et de l'orienter vers une usine de production au sein de laquelle l'eau met en mouvement une turbine. Comme dans d'autres moyens de production d'électricité, la turbine est associée à un alternateur qui transforme l'énergie cinétique de la rotation en énergie électrique, évacuée dans le réseau électrique. La puissance électrique est proportionnelle à la hauteur de chute et au débit turbiné. La filière hydraulique ou hydroélectricité est composée de deux grandes familles : le grand et le petit hydraulique ; et les énergies marines.

4/ La filière biomasse

- Biomasse solide

La matière organique constituant la biomasse peut être transformée en produits énergétiques ou brûlée afin de produire du mouvement, de la chaleur et, éventuellement, de l'électricité dans des installations de cogénération. La filière biomasse est composée de plusieurs filières qui reflètent d'importantes disparités. On compte trois sous-filières, segmentées selon la taille et la production d'énergie résultante :

- Le chauffage individuel au bois ;
- Les chaufferies biomasse ;
- La cogénération biomasse.

- Méthanisation

La méthanisation est un processus naturel de dégradation biologique de la matière organique dans un milieu sans oxygène, due à l'action de multiples micro-organismes (bactéries). Elle permet de produire un digestat, utilisable comme amendement organique et de l'énergie, le biogaz. Le biogaz peut être utilisé directement dans un moteur de cogénération

pour produire de l'électricité et de la chaleur. Il peut également être épuré pour produire du biométhane qui sera ensuite injecté dans les réseaux de distribution ou de transport de gaz. La filière biogaz se décline en plusieurs sous-filières, segmentées selon l'origine et le traitement des sous-produits : agricole, territoriale, STEP, industrie agro-alimentaire, déchets des collectivités ou encore ISDND.

5/ La géothermie

La géothermie désigne le processus permettant de capter en profondeur la chaleur terrestre, et l'exploiter via un système de canalisations, et de l'exploiter, via un système de canalisations, en surface sous forme d'électricité ou de chaleur. Il en existe plusieurs types :

- Géothermie très basse température ou de minime importance (horizontale, sur sonde ou sur nappe) utilisable par pompe à chaleur pour le chauffage de maisons individuelles, petits collectifs, piscines ;
- Géothermie basse température (ou moyenne énergie), l'eau est utilisable directement en chauffage urbain ;
- Géothermie profonde avec production de vapeur pour produire de l'électricité.

6/ Les biocarburants

Les biocarburants et biocombustibles couvrent l'ensemble des carburants et des combustibles liquides, solides ou gazeux produits à partir de la biomasse et destinés à une valorisation énergétique dans les transports et le chauffage. Les biocarburants sont utilisés sous forme d'additifs ou compléments aux carburants fossiles. On distingue trois générations de biocarburants selon l'origine de la biomasse utilisée et les procédés de transformation associés.

Production par filière et objectifs PPE 2023 et PPE 2028

- La chaleur renouvelable, un vecteur essentiel de décarbonisation

Production (en TWh)	Niveau 2017	Objectif PPE 2023	Objectif PPE 2028
Biomasse	120	145	157-169
PAC Aérothermique	23,5	35	39-45
PAC Géothermique	3,14	4,6	5-7
Géothermie profonde	2	3	4-5,2
Solaire thermique	1,18	1,75	1,85-2,1
Biogaz	4	7	12-18
Total	154	196	219-247

Puissance installée (en GW)	Niveau 2017	Objectif PPE 2023	Objectif PPE 2028
Hydroélectricité	25,3	25,7	26,4-26,7
Éolien terrestre	13,5	24,6	33,2-34,7
Éolien en mer	0	2,4	5,2-6,2
Photovoltaïque	7,7	20,6	35,1-44
Biomasse bois		0,8	0,8
Méthanisation	0,11	0,27	0,34-0,41
Géothermie		0,024	0,024
Total	47	74	101-113

- EnR électrique : des modifications structurelles et un fort développement attendu

Puissance installée (en GW)	Niveau 2016	Objectif PPE 2023	Objectif PPE 2028
Production de biogaz (TWh PCS)	5,4 dont 0,4 injecté	14 dont 6 injectés	24 à 32 dont 14 à 22 injectés
Évolution / 2016	/	x2,6	De x4,5 à x6

Le biogaz, un développement attendu notamment pour la filière biométhane :

- Hydrogène et power-to-gas ;
- Objectif de 100 démonstrateurs de puissance pour le power-to-gas en 2028 ;
- 20 000 à 50 000 véhicules légers à hydrogène et 800 à 2 000 véhicules lourds à hydrogène en 2028 ;
- Un fort développement des réseaux de chaleur et de froid renouvelable et de récupération.

Puissance installée (en GW)	Niveau 2017	Objectif PPE 2023	Objectif PPE 2028
Livraison de chaleur renouvelable et de récupération (TWh)	14	24,4	31-36
Livraison de froid renouvelable et de récupération (TWh)	0,76	1,4	2-2,7

6.5 Mieux consommer : gérer production et consommation

Raccordement et injection des EnR aux réseaux existants

EnR électrique

Les installations de production d'énergie renouvelable doivent être raccordées à un réseau électrique public ou privé pour que l'électricité qu'elles produisent puisse être vendue sur les marchés ou de façon contractuelle (notamment dans le cadre de mécanismes d'obligation d'achat ou d'appels d'offres) et pour que cette énergie puisse être utilisée par des consommateurs raccordés au réseau.

Le grand nombre de demandes de raccordement d'installations de puissances importantes (fermes éoliennes notamment) a conduit, à partir de 2003, à une saturation des capacités d'accueil. Afin de les augmenter, des renforcements de réseaux ont été nécessaires. En attendant que ces renforcements soient réalisés, les gestionnaires de réseau ont mis en place (sous l'impulsion de la CRE) des files d'attente de raccordement.

La première demande de raccordement bénéficie de toute la capacité disponible. Les demandes suivantes sont traitées en prenant en compte la capacité d'injection utilisée par les installations dont les

demandes de raccordement sont antérieures. Le gestionnaire du réseau peut également proposer au demandeur un raccordement avec des dispositions de limitations et d'effacement. En parallèle des files d'attentes liées aux contraintes de capacité d'injection du réseau, sont apparues, avec le développement de la filière photovoltaïque notamment, des files d'attentes liées aux délais de traitement des demandes de raccordement par les gestionnaires de réseaux (notamment Enedis). Le raccordement d'une installation au réseau comprend trois catégories d'ouvrages :

- Le branchement : équipements connectant en basse tension l'utilisateur au réseau ;
- L'extension : ouvrages de réseau créés pour évacuer la puissance produite par les installations à raccorder ;
- Les renforcements : ouvrages garantissant la sécurité du réseau et l'accueil de nouvelles installations sur le réseau.

Gaz renouvelable

Épuré, le biométhane est un gaz renouvelable qui a les mêmes propriétés que le gaz naturel et donc, les mêmes usages. Par conséquent, il peut être injecté dans le réseau de distribution ou de transport de gaz naturel très facilement. La consommation de gaz naturel de ces réseaux est l'unique débouché pour le biométhane injecté. Ainsi, les capacités d'injection de biométhane d'une installation dans ces réseaux peuvent être limitées,

notamment en été, lorsque les consommations de gaz naturel sont au plus bas. Afin de gérer les réservations de capacités d'injection, il a été décidé de créer un registre de gestion des capacités tenu par les gestionnaires de réseau de transport, chacun pour les zones d'injection situées dans son réseau.

Le registre des capacités fonctionne selon la règle du « premier arrivé premier servi ». Un porteur de projet entré en premier dans le registre des capacités (suivant des modalités) dispose d'un droit d'injection prioritaire par rapport aux porteurs de projets entrés postérieurement dans le registre des capacités.

Pour injecter du biométhane dans les réseaux de gaz, il est souvent nécessaire de réaliser des travaux de renforcement des infrastructures existantes. Le décret « droit à l'injection » et sa mise en application dans la délibération n°2019-242 de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) encadrent l'insertion du biométhane dans les réseaux de gaz.

Le décret introduit trois dispositifs qui visent notamment à répondre à cet enjeu de développement efficace de l'injection de biométhane dans les réseaux :

- Un dispositif de zonage de raccordement des installations de production de biogaz à un réseau de gaz naturel. Les gestionnaires de réseaux réalisent alors des cartes de zonage indicatives permettant d'identifier les territoires a priori favorables au regard du droit à l'injection, notamment ceux pour lesquels les travaux de renforcement pourraient être réalisés. L'article D. 453-21 du code de l'énergie prévoit que le zonage de raccordement soit établi après consultation des autorités organisatrices de la distribution d'énergie (AODE) ;
- Un dispositif d'évaluation et de mutualisation dans les tarifs des projets de renforcement,

fondé sur un ratio technico-économique investissements / volumes (« I/V ») ;

- Un dispositif de partage des coûts des ouvrages mutualisés qui ne seraient pas constitutifs d'un renforcement entre les producteurs d'une même zone.

Les smart grids et la flexibilité

Jusqu'à présent, l'équilibre du système électrique était obtenu en pilotant principalement l'offre d'énergie en fonction de la demande, aux meilleures conditions d'approvisionnement et de coûts.

Aujourd'hui, la nouvelle donne énergétique (production décentralisée, évolutions des consommations et nouveaux usages notamment électriques et numériques) ne permet plus de gérer le système énergétique de cette façon.

Pour faire face aux mutations, il est nécessaire de moderniser le système de distribution et de transport d'énergie. Le contexte français et européen, dans lequel se sont développés les réseaux, conduit à privilégier le déploiement des technologies ou briques smart grids plutôt que le remplacement et le renforcement massif des réseaux. Les réseaux intelligents peuvent se définir comme des réseaux qui, grâce à des technologies informatiques, vont permettre d'ajuster les flux d'énergie entre fournisseurs et consommateurs. Ces technologies vont piloter des briques technologiques pour accueillir les productions renouvelables décentralisées non consommées directement (stockage et flexibilité et changement de vecteur énergétique ou couplage intersectoriel), des actions de maîtrise de la demande en énergie (déplacements des pics de consommation ou effacement des consommations) ou des opérations d'autoconsommation. L'objectif pour les réseaux est d'être en mesure d'accompagner les changements induits par la transition

énergétiques tant au niveau des productions de plus en plus diffuses et décentralisées que l'évolution des consommations.

Dans le même temps, les réseaux doivent toujours remplir les objectifs fondamentaux qui leur ont été assignés : garantir la sécurité, la stabilité, la fiabilité, l'égalité d'accès et la qualité de l'alimentation et de service.

Nous vous présentons dans les prochains paragraphes plusieurs briques qui peuvent s'insérer dans ces smart grids. Il faut néanmoins noter que les smart grids sont à étudier à l'échelle d'un territoire et impliquent une mobilisation forte au premier rang des AODE et des collectivités locales.

Le stockage d'électricité et les couplages intersectoriels

Si la majorité des énergies primaires (gaz, pétrole ou charbon) se stocke facilement, il est en revanche très difficile de stocker l'électricité en grande quantité. Cependant, il est possible

de la convertir en d'autres formes d'énergies intermédiaires et stockables (potentielle, cinétique, chimique ou thermique). Le stockage et la flexibilité sont des corollaires essentiels de la transition énergétique. La prochaine décennie devrait voir la démultiplication des expérimentations locales, l'industrialisation de certaines filières et l'apparition de nouveaux opérateurs afin d'intégrer les évolutions des systèmes de production voulues dans le cadre des prochaines PPE.

Les solutions techniques

D'un point de vue technique, les technologies de stockage d'électricité peuvent apporter de nombreux services au système électrique qui se classent en quatre grandes catégories :

- Le secours ;
- Le lissage de la charge ;
- Le maintien voire l'amélioration de la qualité d'alimentation ;
- L'intégration d'énergies de sources renouvelables.

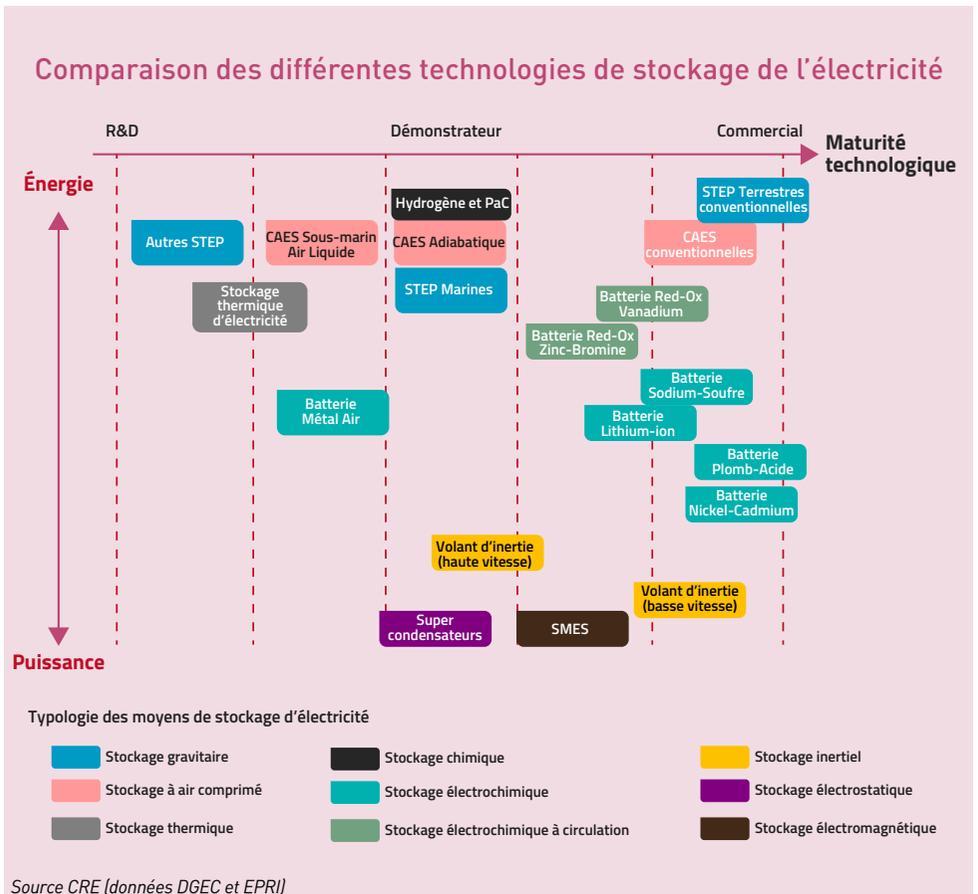


Les solutions de stockage d'énergie se divisent en quatre catégories :

- Mécanique : barrage hydroélectrique, station de transfert d'énergie par pompage (STEP), stockage d'énergie par air comprimé (« CAES »), volants d'inertie ;
- Electrochimique : piles, batteries, vecteur hydrogène ;
- Electromagnétique : bobines supraconductrices, supercapacités ;

- Thermique : chaleur latente ou sensible.

Pour comparer les technologies de stockage et choisir le procédé et le dimensionnement d'un usage particulier, plusieurs facteurs techniques doivent être pris en compte :



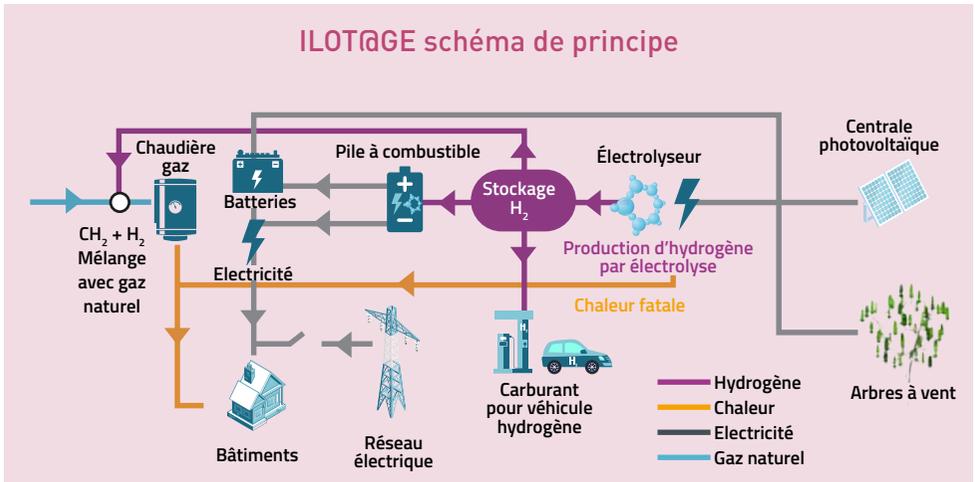
L'essor des énergies renouvelables incite également à mettre au point de nouveaux couplages intersectoriels. Leur développement potentiel rencontre de nombreux obstacles car ce sont des techniques très capitalistiques qui ne sont rentables qu'avec un taux d'utilisation élevé. À ce jour, il en existe deux grands types :

- Le power-to-gas, qui consiste à convertir de l'électricité en gaz. Plus précisément, il s'agit d'utiliser de l'électricité pour transformer de l'eau en hydrogène. La technologie principalement utilisée aujourd'hui est l'électrolyse. L'hydrogène est ensuite

recombiné avec du CO_2 pour produire du méthane qui peut être injecté dans le réseau de gaz ;

- Le power-to-heat, qui consiste à transformer de l'électricité en chaleur pour pouvoir ensuite la stocker dans des réseaux de chaleur par exemple. Plusieurs technologies existent à ce jour.

Exemple de projet couplant plusieurs technologies :



L'utilisation du véhicule électrique comme moyen de stockage

L'arrivée des véhicules électriques est un élément clé de la gestion du réseau électrique. Une voiture est inutilisée 95 % de son temps de vie et l'utilisation moyenne d'un véhicule électrique nécessitera moins de 80 % de la capacité de la batterie pour les trajets quotidiens.

Il serait donc possible pendant les périodes où le véhicule sera branché au réseau électrique d'utiliser l'électricité stockée pour l'injecter dans le réseau en période de forte demande ou, inversement, de charger la batterie du véhicule en heures creuses. Il s'agit du concept du « vehicle-to-grid » (ou V2G) qui consiste à utiliser les batteries des véhicules électriques comme une capacité de stockage mobile.

Les véhicules électriques pourraient donc représenter une capacité additionnelle de stockage d'énergie, sous réserve que cet usage soit technologiquement et économiquement pertinent.

Les avantages du stockage pour les territoires

Pour les territoires, le stockage de l'électricité permettra notamment de :

- Intégrer le stockage d'énergie comme composante d'une stratégie de développement des énergies renouvelables ;
- Sécuriser l'approvisionnement énergétique du territoire et de diminuer sa dépendance aux énergies fossiles ;
- Générer le consensus autour d'une politique énergétique cohérente ;
- Créer un tissu industriel dans un secteur innovant et en pleine émergence.

Mieux consommer : l'autoconsommation

L'autoconsommation peut se définir comme le fait de consommer sa propre production d'électricité. Qu'elle soit individuelle ou collective, l'autoconsommation est amenée à se développer fortement. En effet, l'intérêt des collectivités et des citoyens pour la production d'énergie propre est croissant. Elle repose sur le souhait d'une proximité plus forte entre centres de production et lieux de consommation.

Autoconsommation collective

L'autoconsommation collective est encadrée par l'ordonnance n° 2016-1019 du 27 juillet 2016 et le décret n° 2017-676 du 28 avril 2017 relatifs à l'autoconsommation d'électricité, elle est définie comme « la fourniture d'électricité (...) entre un ou plusieurs producteurs et un ou plusieurs consommateurs finals liés entre eux au sein

d'une personne morale et dont les points de soutirage et d'injection sont situés sur une même antenne basse tension du réseau public de distribution ».

Un arrêté inscrit dans la loi n° 2019-486 du 22 mai 2019 relative à la croissance et la transformation des entreprises prévoit, à titre expérimental et pour une durée de cinq ans, une évolution du périmètre où tous les points de soutirage et d'injection seront contenus dans un cercle de rayon inférieur ou égal à 1 kilomètre, situés sur le réseau basse tension et une puissance cumulée des installations de production serait inférieure à 3 MWh.

Bien qu'il soit regrettable que ce nouveau périmètre d'autoconsommation ne soit pas adapté aux caractéristiques démographiques des territoires et à l'architecture des réseaux de distribution qui permettrait de garantir un foisonnement des profils de consommation suffisant, l'autoconsommation collectivité étendue peut avoir un intérêt pour décongestionner ponctuellement le réseau, s'insérer dans un mécanisme de flexibilité ou éviter des renforcements de réseau et les investissements associés, à condition d'associer dans la démarche l'autorité organisatrice de la distribution d'électricité.

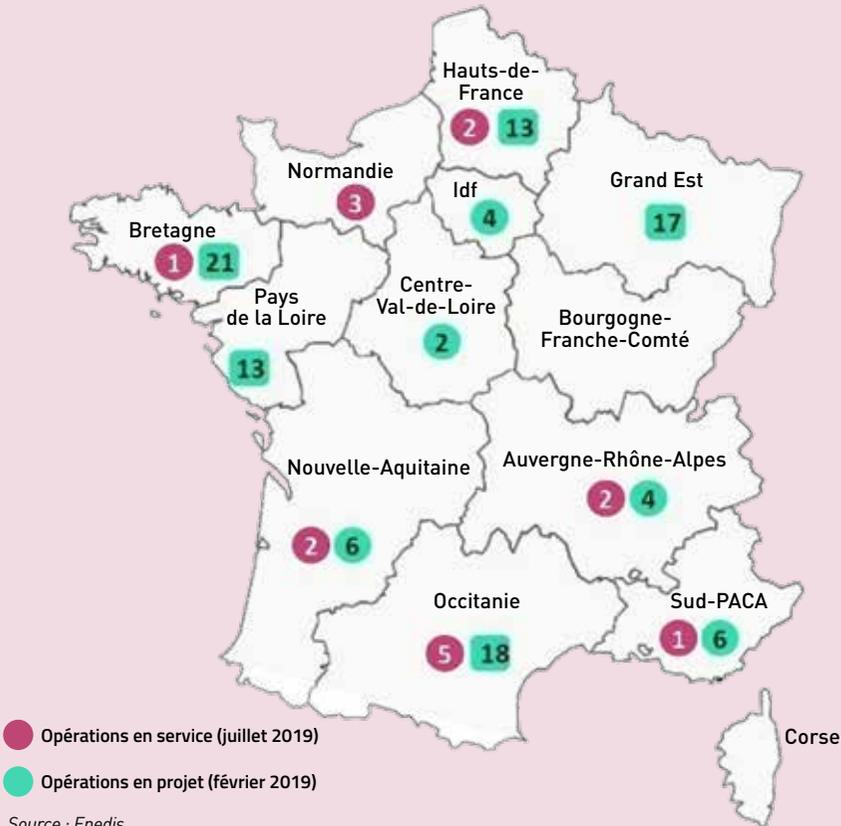
Pour le consommateur, ces nouveaux modèles de développement permettent de se placer aux côtés des producteurs et de partager les contraintes, les leviers d'actions et de s'inscrire pleinement dans la transition énergétique.

Le cadre réglementaire de l'autoconsommation étendue est en pleine évolution. Afin de répondre aux attentes du monde rural, auquel ces seuils ne sont pas toujours adaptés, un projet d'amendement est en cours de finalisation pour que le ministre en charge

de l'énergie puisse autoriser des dérogations sur demande motivée des porteurs de projet, dans la limite d'un rayon de vingt kilomètres et d'une puissance cumulée de 5 MW, uniquement en métropole continentale et pour les territoires ruraux.

Cette dérogation devrait être analysée au regard de l'isolement du lieu du projet, du caractère dispersé de son habitat et de sa faible densité de population.

Opération d'autoconsommation collective en service et en projet en France métropolitaine



Autoconsommation individuelle

Ce principe consiste à consommer tout ou partie de sa production. L'installation photovoltaïque est ainsi raccordée directement sur l'installation électrique intérieure.

Ce modèle existe en France depuis le développement du photovoltaïque.

Son développement est en pleine expansion et représente 78 % des demandes de raccordement au premier trimestre 2020 pour

La filière photovoltaïque, pour un peu plus de 72 000 auto-producteurs, soit 16 % des 446 000 installations photovoltaïques.

Il est important de noter que l'autoconsommation ne signifie pas le non-raccordement au réseau d'électricité. La production des sites en autoconsommation ne couvre que 20 % des besoins pour un client résidentiel en moyenne. Ce taux peut monter de 50 à 70 % pour des profils tertiaires spécifiques. Un autre écueil réside dans le fait que les installations d'autoproduction sont dimensionnées en fonction des besoins du bâtiment et des capacités à consommer directement l'électricité produite, et mènent à une sous-utilisation des toitures.

6.6 Moins consommer : efficacité énergétique et maîtrise de la demande en énergie

L'efficacité énergétique recouvre plusieurs approches qui doivent être combinées pour maximiser les gains qu'elle peut apporter :

- L'efficacité énergétique passive : axée sur l'enveloppe du bâtiment et son amélioration ;
- L'efficacité énergétique active : amélioration du rendement énergétique des équipements techniques du bâtiment liée à une approche systémique et globale de gestion de l'énergie, centrée sur le pilotage automatisé des énergies du bâtiment en fonction de leurs usages ;
- La transformation des usagers des bâtiments : informés et mobilisés, ils deviennent acteurs et sont capables d'optimiser leur confort tout en réalisant des économies d'énergie.

La maîtrise de la demande en énergie vise à optimiser les dépenses énergétiques des consommateurs, tout en limitant les coûts

d'infrastructures publiques ainsi que les impacts sur l'environnement, dans tous les secteurs.

Son objectif est donc double :

- Améliorer le rendement du système électrique, au niveau de la consommation des équipements situés après le compteur ;
- Réduire les puissances de pointe, car ce sont elles qui déterminent principalement l'éventuelle nécessité de construire de nouvelles infrastructures ou de renforcer les réseaux actuels.

Contexte et enjeux actuels

Les économies d'énergie sont l'un des axes prioritaires de la transition énergétique étant donné qu'elles apportent notamment les bénéfices suivants :

- Pouvoir d'achat pour les ménages ;
- Compétitivité pour les entreprises ;
- Innovation et création d'activité économique ;
- Réduction des émissions de gaz à effet de serre et de polluants atmosphériques.

Elles sont également essentielles pour réduire la facture énergétique de la France, ainsi que le déficit de la balance commerciale. Pour être durable, l'économie française doit donc diminuer sa dépendance à l'énergie.

L'efficacité énergétique a accompli de notables progrès par l'effet de la technologie, de la hausse des prix et de la sensibilisation au gaspillage. Souvent considérée comme une contrainte, l'efficacité énergétique constitue pourtant la première source potentielle d'énergie domestique à l'horizon 2020.

L'efficacité énergétique dans le secteur public

L'État et les collectivités territoriales jouent également un rôle très actif en matière d'efficacité énergétique, non seulement à travers la gestion de leur patrimoine et leurs

activités directes, mais aussi dans le cadre de l'exercice de leurs compétences (par exemple en matière d'urbanisme pour les collectivités). Les actions d'exemplarité de l'État et des collectivités territoriales portent, pour partie, sur la rénovation des bâtiments publics. Des actions sont également engagées en matière d'achat public et de déclinaison territoriale des politiques climatiques énergétiques au travers des PCAET, des SRCAE, des SRADDET.

De plus, suite à l'adoption de la LTECV, les nouvelles constructions publiques devront être exemplaires sur le plan énergétique et environnemental, et autant que possible à énergie positive ou à haute performance environnementale.

Les mesures principales transversales

Parmi la multitude des moyens et des actions qui concernent l'efficacité énergétique et la maîtrise de la demande en énergie, les éléments suivants sont les plus significatifs :

- Les certificats d'économies d'énergie (CEE) : de manière transversale, les certificats d'économies d'énergie constituent la clef de voûte de la politique française de maîtrise de la demande ;
- L'écoconception des produits liés à l'énergie : la réglementation relative à l'écoconception des produits liés à l'énergie permet de maîtriser voire d'interdire la mise sur le marché de produits qui n'atteignent pas des niveaux de performance fixés par des règlements européens ; elle assure une offre de produits performants au plan énergétique et environnemental ;
- L'évolution des comportements : les actions de sensibilisation permettent d'agir sur les comportements.

Les programmes CEE portés par la FNCCR (ACTEE)

Les programmes CEE portés par la FNCCR permettent d'accompagner le passage à l'action des collectivités en matière de rénovation énergétique. Dans un contexte de besoin d'accélération des actions d'efficacité énergétique et d'arbitrage sur la gestion du patrimoine des collectivités (obligation de réduction des consommations énergétiques des bâtiments tertiaires, via l'article 175 de la loi dite ELAN), le programme CEE ACTEE (Action des collectivités territoriales pour l'efficacité énergétique), validé par le décret du 11 mars 2019, vise à apporter un soutien aux collectivités territoriales par l'attribution de fonds permettant de réduire les coûts organisationnels liés à la transition énergétique, ainsi que par la mise à disposition d'outils permettant de simplifier leurs actions. Le programme ACTEE vise à faciliter le développement des projets d'efficacité énergétique et de substitution d'énergies fossiles par des systèmes énergétiques efficaces et bas carbone pour les bâtiments publics en se basant sur une démarche à deux niveaux :

- La mise en place d'un cadre général de mise à disposition d'outils au service des collectivités, comprenant des guides, un MOOC, des documents contractuels types et des outils innovants ;
- L'accompagnement aux projets de mutualisation des actions d'efficacité énergétique, proposées par les syndicats mixtes, établissements publics de coopération intercommunale et autres acteurs de terrain, agrégeant les activités dans ce domaine et dans leur périmètre, permettant un effet de levier mutualisé dans les territoires.

La FNCCR a obtenu une première levée de fonds de 12,5 M€ avec ACTEE1 en 2019 et une deuxième levée de fonds avec ACTEE2 en 2020 de 100 M€ permettant une redistribution de ces fonds aux collectivités. Ce programme vise à inciter les acteurs à mutualiser leurs projets afin de créer des synergies et des dynamiques nouvelles. Il fédère plus de 75 entités à différents niveaux de regroupement de collectivités à l'heure actuelle et agit à long terme avec les CEE et la stratégie patrimoniale pluriannuelle mise en place par les économes de flux. Les économes de flux sont de véritables ambassadeurs de la transition énergétique pour les collectivités. Son réseau permettra d'interagir lors de colloques et de groupes de travail pour accélérer la transition énergétique.

6.7 Le programme ACTEE II

Le volet 2 d'ACTEE va continuer dans cette dynamique en lançant de nouveaux appels à manifestation d'intérêt pour le secteur des hôpitaux, des écoles et des établissements scolaires, des bâtiments culturels, des piscines...couvrant le large spectre des bâtiments publics en s'adaptant aux différentes cibles.

Ce nouveau programme devrait créer des dizaines d'emplois directs (techniciens, commerciaux, juristes, économistes, ingénieurs etc...), et plusieurs centaines d'emplois indirects avec l'amplification du réseau des ambassadeurs de la transition énergétique.



LE PROGRAMME ACTEE1

ACTEE Action des Collectivités
Territoriales pour
l'Efficacité Énergétique

La première vague d'ACTEE a insufflé une belle dynamique de projets de rénovation énergétique dans les territoires.

Avec 24 lauréats issus d'appels à manifestation d'intérêts (en septembre 2019 et en janvier 2020) regroupant près de 10 000 communes et agissant pour 2 000 bâtiments publics, le programme CEE ACTEE axé sur la rénovation énergétique du patrimoine public a déjà déclenché de très nombreuses actions. À l'issue de cette première phase, 60 économes de flux ACTEE auront été déployés dans les territoires, avec un impact important des fonds ACTEE dans le déclenchement des travaux puisque 1 € d'investissement génèrera 10,44 € de travaux.

Les économes de flux jouent un rôle pivot dans l'accompagnement des collectivités pour le passage à l'action : une sensibilisation en amont, un accompagnement à la rédaction des cahiers des charges, au passage des marchés et le suivi des travaux, avec une analyse long terme résultant des travaux réalisés.

Il est à noter que les postes d'économes de flux ACTEE englobent d'une part, les notions de détection, conseil et diagnostic (premier niveau de conseil, sauf lorsqu'un conseiller en énergie partagé est déjà présent dans le territoire) et d'autre part, les notions relatives aux plans de financement des travaux (ingénierie financière, établissement de plans de financement, portage de subventions ou autres modes de financement, agrégation de valorisation des CEE, etc.), d'ingénierie juridique et de suivi post travaux.

Il va également permettre de relancer l'économie par le suivi des travaux (et post travaux) avec des missions de maîtrise d'œuvre qui généreront également des emplois induits.

1. Les points clés du programme ACTEE II :

- Rénover le patrimoine public bâti par une approche long terme et pluriannuelle ;
- Mutualiser des collectivités de toute taille pour consommer moins et mieux ;
- Faire de l'efficacité énergétique une priorité, un moyen d'amélioration de confort, de santé et de bien-être ;
- Connecter les territoires en impulsant des dynamiques locales d'efficacité énergétique et bas carbone.

2. Ce nouveau programme aura comme objectifs de :

- Créer et d'animer une cellule de soutien des collectivités dans la transition énergétique ;
- Créer des passeports de la rénovation énergétique et de développer 8 nouveaux appels à projets spécifiques (Appel à manifestation d'intérêt - AMI) :
 - Bâtiments municipaux : écoles, salle des fêtes, mairies, gymnases ;
 - Hôpitaux publics, EHPAD.

3. Développer 2 sous-programmes spécifiques

- Piscines ;
- Bâtiments publics classés.



7. Mobilité propre



7.1 Contexte

Le développement des carburants alternatifs est une composante essentielle de la mise en œuvre de la transition énergétique initiée par l'Europe avec la directive 2014/94/UE de 2014 relative au déploiement d'infrastructures pour carburants alternatifs. L'enjeu est majeur à plusieurs égards :

- « Il vise à limiter la dépendance des transports à l'égard du pétrole et à atténuer l'impact environnemental des déplacements », selon le ministère de la Transition écologique ;
- Il contribue à une amélioration de la qualité de l'air, recherchée en particulier par la réalisation des Plans climat air énergie territoriaux (PCAET), la toxicité des particules fines (PM_{2,5} de diamètre inférieur à 2,5 micromètres) étant à l'origine de plus de 500 000 décès par an en Europe.

En France, le cadre d'action pour le développement des carburants alternatifs et le déploiement des infrastructures correspondantes a pour ambition :

- De mettre en place un Plan de protection de l'atmosphère (PPA), visant à lutter contre la pollution de l'air et à ramener les concentrations de polluants les plus toxiques sous les seuils réglementaires ;
- De « développer un réseau d'infrastructures de recharge et de ravitaillement en carburants alternatifs (bornes de recharge électriques, stations de ravitaillement en gaz naturel, stations de ravitaillement en hydrogène) pour les transports routier, maritime et fluvial, et d'apporter la sécurité à long terme nécessaire aux investissements ».

La loi d'orientation des mobilités (LOM) publiée au Journal officiel le 26 décembre 2019 poursuit cette transformation en

profondeur de la politique des mobilités avec un objectif simple : des schémas directeurs de déploiements ambitieux avec des transports au quotidien, à la fois plus faciles, moins coûteux et plus propres et l'inscription dans la loi de la fin des ventes de véhicules à énergies fossiles carbonées d'ici 2040 et le développement des zones à faibles émissions.

Il s'agit également d'engager la transition énergétique vers une mobilité plus propre avec l'objectif de neutralité carbone en 2050 visé par la loi, conformément au Plan climat, avec une trajectoire claire : - 37,5 % d'émissions de CO₂ d'ici 2030 et l'interdiction de la vente de voitures utilisant des énergies fossiles carbonées d'ici 2040.

La prime à la conversion et la possibilité de recharger partout son véhicule électrique sont incitées en multipliant par 5 d'ici 2022 les points de recharge : équipement obligatoire dans certains parkings, création d'un droit à la prise, division par plus de 2 du coût d'installation...

La mobilité douce n'est pas oubliée avec la mise en place d'un plan vélo inédit pour tripler sa part dans les déplacements. Des zones à faibles émissions pour un air plus respirable, permettant aux collectivités de limiter la circulation aux véhicules les moins polluants, selon des critères de leur choix.

Près d'une trentaine de collectivités, soit plus de 20 millions d'habitants concernés, sont déjà engagées dans la démarche.

La mobilité propre concerne notamment :

- La construction d'infrastructures de bornes de recharge pour véhicules électriques, pour véhicules au gaz naturel (GNV) ou bioGNV, de véhicules à hydrogène, de réseaux intelligents de voies de tramway, de pistes cyclables...

- La mise en place de plans de déplacement ;
- Une sensibilisation et une éducation de la population (changement des usages, écoconduite, partage de la chaussée, etc.) ;
- Un accroissement du parc de véhicules propres (voitures électriques, hybrides rechargeables, à biocarburant, deux roues électriques...)
- L'auto-partage, le recours accru aux transports en commun...

7.2 Compétence

Depuis plusieurs années, l'État impulse le développement de l'électromobilité en France. Les collectivités y sont associées. Ainsi, dès 2009, la FNCCR a participé à l'élaboration du « Plan national pour le véhicule électrique et hybride rechargeable » placé sous l'égide de la coordination interministérielle du plan véhicule décarboné.

Très vite, les collectivités exerçant la compétence d'autorité organisatrice de la distribution publique d'électricité (AODE), ont été identifiées comme pouvant déployer efficacement des infrastructures de recharge aux abords de la voie publique. La FNCCR a alors préconisé un cadre juridique renforcé. Ainsi, a été créé un véritable service public de la recharge, codifié à l'article L. 2224-37 du code général des collectivités territoriales. Le déploiement est défini comme complémentaire aux infrastructures privées de recharge dès lors que ces dernières se révèlent inexistantes ou insuffisantes : « Sous réserve d'une offre inexistante, insuffisante ou inadéquate sur leur territoire, les communes peuvent créer et entretenir des infrastructures de charge nécessaires à l'usage de véhicules électriques ou hybrides rechargeables ou mettre en place un service comprenant la création, l'entretien et l'exploitation des infrastructures de charge

nécessaires à l'usage des véhicules électriques ou hybrides rechargeables. L'exploitation peut comprendre l'achat d'électricité nécessaire à l'alimentation des infrastructures de charge ». Les communes désireuses d'instaurer ce service public peuvent en transférer l'organisation notamment à leur autorité organisatrice du service public de la distribution publique d'électricité, qu'il s'agisse d'un syndicat intercommunal ou d'un syndicat mixte ouvert ou fermé, la mutualisation permettant une meilleure gestion et une optimisation des projets de déploiement.

La loi LOM précise que les communautés d'agglomération, les communautés urbaines, les métropoles et la métropole de Lyon demeurent autorités organisatrices de la mobilité dans leur ressort territorial. Les communautés de communes sont incitées à prendre la compétence au travers de plusieurs mesures.

Les communautés de communes auront à se positionner avant le 31 décembre 2020 sur le transfert de compétence mobilité. Au 1er juillet 2021, tous les territoires disposeront d'une autorité organisatrice de la mobilité qui sera en charge de développer des services locaux.

Dans l'objectif d'une organisation la plus pertinente et effective des mobilités dans chaque partie du territoire, la loi LOM introduit un mécanisme de « recherche » de la collectivité à la fois en volonté et en capacité d'exercer la compétence.

Au 1^{er} juillet 2021, la Région devient l'autorité organisatrice de la mobilité dans le territoire de la communauté de communes si cette dernière n'a pas pris la compétence. Il est toutefois permis aux communes qui organisaient déjà un service de mobilité de continuer à organiser ce seul service.

La loi LOM introduit la notion de bassin de mobilité, échelle représentative de la mobilité du quotidien, par exemple, autour des grandes métropoles ou des agglomérations. Ces bassins sont définis par la Région après consultation des différentes collectivités concernées. Pour la mise en œuvre de son rôle de chef de file, la Région conclut, à l'échelle de chaque bassin de mobilité, un contrat opérationnel de mobilité avec les autorités organisatrices de la mobilité (AOM), les syndicats mixtes, les départements et les gestionnaires de gares de voyageurs ou de pôles d'échanges multimodaux concernés. Ces contrats peuvent associer les EPCI ou tout autre partenaire.

7.3 Déploiement des infrastructures

Cette implication a favorisé un vif essor de la mobilité propre, avec le déploiement de près de 28 000 infrastructures de recharge, dont 70 % ouvertes au public par les collectivités AODE dans le cadre des plans d'investissements d'avenir aidés par l'ADEME. Certaines collectivités ont eu un rôle pilote, à

l'instar du Syndicat départemental d'énergies de la Vendée (SyDEV) avec plus de 160 points de charge normale ou accélérée et 6 rapides. Ou encore Territoire d'énergie Indre-et-Loire (SIEIL) qui compte plus de 420 points de recharge, soit un peu plus de 200 bornes doubles et a anticipé l'interopérabilité pour rendre ses bornes accessibles à tout véhicule quel que soit son territoire d'origine.

Ces déploiements sont le plus souvent inscrits a minima dans un plan départemental d'action pour la croissance verte. La plupart font l'objet d'une convention avec le Conseil régional, chef de file de la transition énergétique, en tenant compte de la carence de l'initiative privée dans le domaine de l'électromobilité dans les territoires concernés.

Le réseau e-born par exemple a mutualisé son déploiement d'IRVE dans 11 départements de la région Auvergne-Rhône-Alpes en débordant dans la région Provence-Alpes-Côte-d'Azur, permettant ainsi de disposer d'un réseau public de 1 200 bornes de recharge accessibles au public.

Réseau e-born



Réseau Révéo



On retrouve cette même dynamique dans la région Occitanie avec le réseau Révéo couvrant 10 départements.

De fait, en concertation étroite avec les élus locaux, les AODE ont défini un schéma directeur d'implantation d'infrastructures de recharge pour véhicule électrique (SDI rve) afin de pouvoir mailler l'ensemble du territoire concerné, y compris en milieu rural, et ainsi :

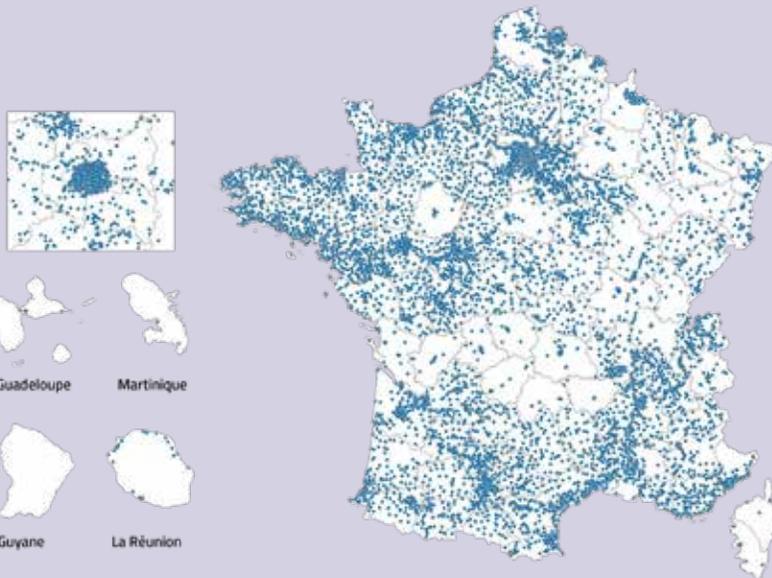
- Développer la mobilité électrique grâce à un opérateur possédant une vision générale dans le cadre d'un service public de proximité ;
- Favoriser l'émergence rapide d'un nombre significatif de véhicules « propres ». À cet effet, un réseau bien maillé est de nature à rassurer les utilisateurs, pour développer une offre publique quantitative et qualitative. S'y ajoutent parfois des bornes pour vélos électriques favorisant ainsi les voies vertes et les découvertes à vélo.

En complément de cette approche technique, les élus ont veillé à mettre en œuvre des politiques incitatives : facilitation des trajets domicile / travail, disponibilité des emplacements, répartition des horaires de charge pour éviter les contraintes de réseau, pédagogie auprès des utilisateurs pour faire appréhender les équilibres entre production et consommation.

Le déploiement des points de charge ouverts au public a montré une évolution constante hormis la période d'interruption du service Autolib' en région parisienne à l'automne 2018, pour atteindre 27 745 points de charge fin octobre 2019. En ce début d'année 2021, nous atteignons les 30 000 bornes de recharge ouvertes au public.

Répartition des points des stations et points de charge au 1^{er} octobre (source GIREVE) :

11 632 stations représentant 27 745 points de recharge (situation au 1^{er} octobre 2019)



7.4 Interopérabilité et itinérance

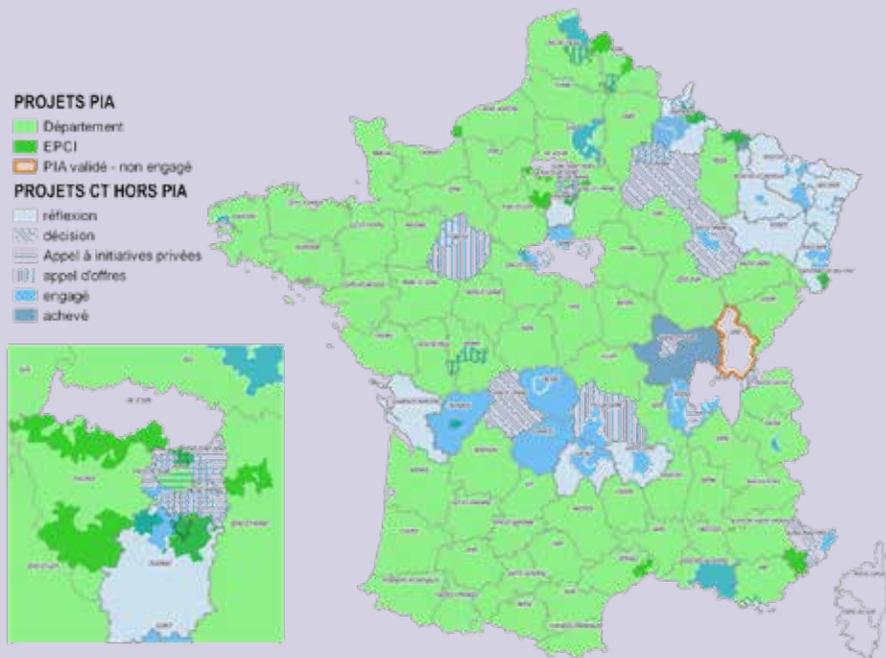
Afin d'aider les AODE à s'adapter à l'évolution des processus de supervision et d'interopérabilité, la FNCCR a noué un partenariat avec GIREVE. Déclinable en conventions locales, ce partenariat vise l'information des usagers sur les points de charge déployés (localisation, disponibilité ou non, caractéristiques techniques (lente, rapide, accélérée, les modalités de service, son coût). Il assure aussi l'interopérabilité des services de recharge entre réseaux exploités par différents opérateurs.

Ce partenariat établi entre la FNCCR et GIREVE a démontré son efficacité puisque l'on dénombre plus de 60 conventions signées,

permettant aux collectivités de se conformer au décret n° 2017-26 du 12 janvier 2017, notamment en :

- Permettant une meilleure visibilité des infrastructures déployées par les AODE ;
- Proposant des modalités de déploiement de l'itinérance de la recharge sur les réseaux des AODE ;
- Formalisant la remontée d'informations descriptives de l'IRVE déployée par les AODE sous forme de données statiques et dynamiques vers la plateforme nationale de GIREVE ;
- Communiquant davantage de façon à valoriser l'action des AODE et les partenaires pour le déploiement de la mobilité électrique.

Répartition des déploiements d'IRVE dans le territoire national (source Ministère/ADEME)



D'autres collectivités ont également conventionné avec des acteurs de l'interopérabilité comme Virta, Hubject, ZE Pass de Renault, etc.

Plusieurs textes réglementaires ont précisé les règles applicables aux IRVE, en particulier le décret du 12 janvier 2017. Face à la diversité des infrastructures de recharge existantes, ce texte entend homogénéiser les pratiques et faciliter l'accès au service en partant du principe qu'un utilisateur de véhicules électriques doit toujours être en mesure d'accéder à une borne, soit via son

propre abonnement en itinérance, soit via un paiement à l'acte.

7.5 Promotion de l'écomobilité et extension du périmètre des compétences

Afin d'amener le grand public à se tourner vers la mobilité propre, les rallyes de promotion des véhicules propres se multiplient : Vendée énergie tour, Breizh Electric tour, Normandie électrique tour, Var Electric tour, Révéo Electric tour... France électrique tour.

4 MAI 2018

VAR electric tour

VILLE DU PRADET

Spiritcity

RÉGION PROVENCE-PAYS D'AX

INSCRIVEZ-VOUS !

LE SYNDICAT DÉPARTEMENTAL D'ÉNERGIE D'ILLE-ET-VILAINE ORGANISE :

SAMEDI 15 SEPTEMBRE 2018

ELECTRIC TOUR 35

SDE35

EDF

BODIPUS

ENEDIS

energiecoop

Suite au Breizh Electric Tour 2017, le SDE35 organise un rallye touristique spécial "patrimoine" en véhicules électriques sur le département de l'Ille-et-Vilaine.

Un parcours de 160 km sur une journée :

- Départ de Châteaugiron, au pied du château.
- Plusieurs étapes locales avec des visites.
- Étape de mi-journée à Maen Roch.
- Arrivée à Saint-Malo au sein du Village des Mobilités.

Informations et inscriptions ici

7.6 Gaz naturel véhicule (GNV, bioGNV et hydrogène)

Le gaz naturel véhicule (GNV/bioGNV) est un complément indispensable à l'électricité dans le développement de l'écomobilité.

Plusieurs AODE ont construit des stations d'avitaillement au GNV/bioGNV accessibles au public, la plupart portant des projets de développement de biométhane, aux propriétés identiques et favorisant l'économie circulaire. Une vingtaine de projets portés par des AODE est en cours de réalisation.

La FNCCR et GRDF ont édité un guide méthodologique détaillant la démarche d'installation de stations d'avitaillement. Ce document dresse un état des lieux de la filière, de son contexte règlementaire et des conditions opérationnelles de mise en oeuvre d'une station GNV raccordée au réseau de distribution de gaz naturel.

Un guide similaire, consacré aux stations de ravitaillement en hydrogène a été réalisé avec l'Afhy pac et mobilité hydrogène France.



8. Participation des usagers des services publics de l'énergie



8.1 Démocratie participative locale

Nous avons assisté ces dernières années à une évolution des modes de gouvernance au sein des collectivités et de leurs groupements (communes, départements, régions, établissements publics de coopération intercommunale) avec l'apparition puis le développement des processus de « démocratie participative ».

Plus qu'un simple phénomène de mode, la nécessité d'une plus grande participation des citoyens-usagers à la gestion de leurs collectivités est apparue indispensable pour rapprocher les élus de leurs administrés, et ainsi, rendre les projets de territoire et les services publics des collectivités et de leurs groupements plus efficaces et adaptés à leurs attentes et à leurs besoins.

Qu'est-ce que la démocratie participative ?

Le concept de démocratie participative désigne l'ensemble des procédures, instruments et dispositifs qui favorisent la participation des

citoyens-usagers à l'élaboration des politiques publiques, cette participation pouvant revêtir différentes formes :

- Consultation : recueil d'un avis pour préparer la décision ;
- Concertation : recherche d'accord entre les parties dans l'objectif d'une prise de décision ;
- Codécision (ou co-élaboration) : décision prise en commun.

Certains dispositifs de participation sont imposés par la loi et le règlement, d'autres résultent de la seule initiative des élus qui souhaitent impliquer de façon plus ambitieuse leurs administrés à leurs prises de décisions. Des dispositifs de participation peuvent être permanents, d'autres sont mis en œuvre ponctuellement à l'initiative des décideurs locaux.

Cette nouvelle forme de gouvernance a vocation à compléter le système de démocratie représentative en associant plus directement les citoyens-usagers. Il a d'abord émergé dans le domaine environnemental et dans celui de l'urbanisme, avant de s'immiscer dans le secteur des services publics locaux.

Qu'est-ce que le dialogue citoyen apporte à la démocratie ?

« C'est un impératif exigé par plusieurs évolutions de nos démocraties. Aujourd'hui, l'élection ne suffit plus à légitimer les décisions prises par les élus et il est impératif que, dans l'intervalle des élections, les autorités politiques reviennent vers les citoyens pour les écouter et mettre en débat leurs projets. Par ailleurs, le mouvement des Gilets jaunes l'a montré : il y a dans la population, et c'est relativement nouveau, une demande de participation, d'influence sur la décision qui s'exprime soit par la revendication d'un référendum d'initiative citoyenne, soit de manière plus ordinaire. Lorsqu'un citoyen est informé d'un projet qui le concerne, il ne supporte plus qu'on ne l'écoute pas ou qu'on ne

prenne pas en compte son avis. C'est un effet de l'élévation générale du niveau d'éducation de la population et de l'exigence de reconnaissance que les citoyens expriment face aux autorités politiques. Le dialogue citoyen n'est plus un luxe, ni une option, mais une nécessité. On voit bien aujourd'hui cet impératif participatif s'imposer à toutes les échelles de l'action publique. »

Question posée à Loïc Blondiaux, professeur de sciences politiques à l'université Paris I Panthéon-Sorbonne, La Dépêche.fr, 1^{er} février 2020, Gérald Camier

La crise subie par la démocratie représentative (phénomène croissant de l'abstention aux élections nationales et locales, défiance des citoyens vis-à-vis des élus,...) combinée aux crises économiques, financières, sociales et environnementales qui favorisent un climat de tensions croissantes militent en faveur d'une plus large implication des citoyens-usagers à la vie de leur cité.

Les processus de concertation permettent, en effet, d'accroître la transparence des politiques publiques facilitant ainsi l'instauration d'un climat de confiance entre les élus et leurs administrés. Ils peuvent également être utiles pour déjouer en amont d'éventuels conflits ou incompréhensions grâce au dialogue qu'ils induisent.

Par ailleurs, les contraintes budgétaires qui pèsent sur les budgets communaux et intercommunaux (diminution des ressources et freins à l'accroissement de la fiscalité locale) imposent aux décideurs locaux de faire des choix. Les instances ou processus de participation de la simple consultation à la codécision permettent d'expliquer ces choix, voire d'impliquer directement les citoyens-usagers dans ces choix (exemple des budgets participatifs).

Ces processus de consultation sont, en outre, des outils d'aide à la décision pour les élus locaux. En effet, ils leur permettent d'associer à l'expertise technique traditionnelle une nouvelle forme d'expertise : celle de l'usage. Enfin, ils œuvrent à une adaptation des projets de territoire et des services publics locaux aux besoins et aux attentes des citoyens-usagers. Mais la réussite de ces processus repose sur une véritable volonté d'ouverture, de transparence et d'écoute de la part des élus.

“
L'information consiste à donner des éléments à la population concernée sur les projets à venir ou en cours. L'information doit être complète, claire et compréhensible par tous. Elle doit être sincère et objective vis-à-vis du public informé. Donner une information, c'est donner du pouvoir, ainsi, informer quelqu'un, c'est lui donner la possibilité d'agir. L'information est portée à la connaissance de la population à travers différents supports : bulletin d'information, brochure de présentation du projet, site Internet, articles de presse, réunions publiques, etc.

Extrait du site de la commission nationale du débat public

Un préalable à toute démarche participative : l'information

Tout processus de participation présuppose une exigence de transparence. Pour certains, cette information constitue d'ailleurs le premier niveau d'un processus participatif. Outre les dispositions légales concernant le droit à l'information des citoyens et des usagers (droit d'accès aux documents administratifs, publication des décisions publiques), les décideurs locaux doivent mettre à leur disposition des informations sincères et complètes, mais également suffisamment pédagogiques, sur l'organisation, le fonctionnement et l'exercice des missions des

collectivités, et sur les dossiers faisant l'objet de consultations/concertations.

La politique de communication de la collectivité doit ainsi s'adapter aux exigences d'une démocratie locale qui ne doit pas craindre d'être plus « ouverte ».

8.2 Démocratie participative et gestion des services publics locaux : les CCSPL

Il existe de multiples dispositifs et divers outils destinés à l'organisation de processus participatifs, en fonction des collectivités et des groupements, des publics concernés, des sujets traités, ou encore de leur caractère obligatoire ou facultatif, permanent ou ponctuel. Conseils de quartier, conseils de développement mais également référendums locaux, enquêtes publiques, les responsables politiques locaux disposent aujourd'hui d'un arsenal leur permettant de mettre en œuvre une véritable « démocratie locale participative ». Les commissions consultatives des services publics locaux (CCSPL) font partie de cet arsenal s'agissant de la gestion des services publics locaux.



Focus population

Le chiffre de population à prendre en compte pour l'application des dispositions du CGCT afférentes aux CCSPL est celui de la population totale, obtenu en additionnant le chiffre de la population municipale et celui de la population comptée à part (cf. article R 2151-2 du CGCT). La population municipale comprend les personnes ayant leur résidence habituelle dans le territoire de la commune, les personnes détenues dans les établissements pénitentiaires situés dans le territoire de la commune, les personnes sans abri, les personnes résidant

Obligation d'instituer une CCSPL

L'article L.1413-1 du Code général des collectivités territoriales (CGCT) impose la création d'une commission consultative des services publics locaux pour l'ensemble des services publics confiés à un tiers par convention de délégation de service public, ou exploités en régie dotée de l'autonomie financière par :

- Les régions ;
- Les départements ;
- Les communes de plus de 10 000 habitants ;
- Les syndicats mixtes comprenant au moins une commune de plus de 10 000 habitants ;
- Les établissements publics de coopération intercommunale (EPCI) de plus de 50 000 habitants.

Le législateur a également prévu la possibilité pour les EPCI dont la population est comprise entre 20 000 et 50 000 habitants de créer une telle commission, ce qui n'exclut pas la possibilité pour les collectivités de moindre ampleur d'en instituer une également, mais sans les doter des mêmes prérogatives.

habituellement dans des habitations mobiles. La population comptée à part correspond aux personnes ayant une résidence habituelle dans une autre commune mais conservant un lien avec la commune (élèves ou étudiants de moins de 25 ans ayant leur résidence habituelle dans une autre commune, élèves ou étudiants mineurs dans la même situation...). La population totale d'une structure intercommunale est la somme des populations totales des communes qui la constituent (article R. 2151-1 du CGCT).



Focus CCSPL : seuil de constitution

Dans le respect du principe de la libre administration des collectivités territoriales, il reste loisible aux conseils municipaux [communes dont le seuil de population est inférieur à 20 000 habitants] qui le souhaitent de constituer, en application de l'article L. 2143-2 du CGCT, des comités consultatifs dont ils fixent la composition pour une durée qui ne peut excéder la durée du mandat municipal en cours, et qui peuvent être consultés pour toute question ou tout projet concernant les services publics.

La composition des CCSPL

Le législateur a souhaité laisser aux collectivités locales et à leurs groupements une grande latitude quant à l'organisation et au fonctionnement des CCSPL. Néanmoins, certaines indications sont données aux exécutifs locaux s'agissant de la composition de ces commissions.

L'article L. 1413-1 du CGCT prévoit ainsi que la présidence de la CCSPL revient au Président de l'assemblée délibérante ou de l'organe délibérant de la collectivité, ou à son représentant. La CCSPL doit être composée, d'une part, de membres de l'assemblée délibérante de la collectivité désignés en son sein, d'autre part, de représentants d'associations locales nommés par cette même assemblée délibérante. Le Président de la CCSPL peut, en outre, en fonction de l'ordre du jour, proposer à la commission d'inviter à participer à ses travaux des personnes qualifiées dont l'audition pourrait paraître utile, ces dernières ne disposant alors que d'une voix consultative.

Rien ne fait obstacle à ce que les comités consultatifs aient une composition identique à celle des CCSPL, lorsque les circonstances locales le permettent, mais ils ne sauraient être dotés des prérogatives des CCSPL énumérées à l'article L. 1413-1 précité.

Réponse ministérielle, QE de Guy Fischer, JO du Sénat du 11 mars 2010, n° 11153

Les membres de l'assemblée délibérante doivent être désignés dans le respect du principe de la représentation proportionnelle. L'article 1413-1 du CGCT susmentionné ne fait mention que du mode de scrutin proportionnel sans indiquer s'il convient d'opter pour la répartition des sièges à la plus forte moyenne ou au plus fort reste. Mais la volonté d'assurer la représentation la plus égalitaire doit inciter à utiliser le système du plus fort reste, ce mode de désignation étant plus à même de représenter le maximum d'opinions différentes (cf. désignation des membres des commissions d'appels d'offres).

Le législateur a visé, pour assurer la représentation des usagers des services publics, les représentants d'associations locales. Les associations de défense des consommateurs ne sont donc pas les seules visées, même s'il convient de leur réserver une place de choix au sein de ces instances. Les coordonnées des antennes locales des associations de défense des consommateurs agréées par les pouvoirs publics peuvent être consultées sur le site Internet respectif de ces

associations (cf. annuaire des associations présenté sur le site Internet d'information de l'institut national de la consommation : www.conso.net). Peuvent en outre être conviés aux travaux des CCSPL en qualité de membres, les représentants des associations locales de défense de l'environnement, des associations caritatives locales, des associations professionnelles et de toutes autres associations d'usagers de services publics, de locataires, de copropriétaires etc. susceptibles d'être intéressés par les travaux de ces commissions, dont la liste peut être obtenue auprès des préfectures.

Le nombre des membres de la CCSPL est laissé à la libre appréciation de l'assemblée délibérante mais il convient de le proportionner à la taille de la collectivité ou du groupement ayant institué cette commission. Aucune indication précise n'est par ailleurs donnée quant à la répartition du nombre de sièges entre les deux catégories de membres mais il semble indispensable pour le bon fonctionnement de cette instance de concertation d'assurer une juste représentation des usagers-consommateurs des services publics locaux visés par la CCSPL.

Pour pallier l'absence de représentation d'autres organismes que des associations

loi 1901 (chambre de commerce, chambre d'agriculture, office HLM, CCAS,...), il demeure possible de convier aux travaux des CCSPL, sur proposition du Président et en fonction de l'ordre du jour des réunions, ces organismes en qualité de personnes qualifiées, mais ces derniers ne disposent alors que d'une voix consultative. Par ailleurs, pour associer plus directement les usagers des services publics locaux, des consultations ad hoc (du type « jury citoyens », assises, etc.) peuvent être organisées dans ce cadre, dont les résultats peuvent compléter utilement les travaux de ces instances.

Au titre des personnes qualifiées invitées, peuvent être également conviés des représentants des entreprises délégataires, des représentants de l'administration (représentants des directions départementales de la protection des populations DDPP - ou des directions départementales de la cohésion sociale et de la protection des populations - DDCSPP - par exemple). C'est également en cette qualité que les services de la collectivité ont vocation à participer aux travaux de ces commissions pour apporter leur expertise technique en soutien aux élus représentants de la collectivité au sein de ces commissions.



Focus

Les contestations dirigées contre les délibérations par lesquelles les assemblées délibérantes des collectivités ou de leurs groupements désignent les membres de la commission consultative des services publics locaux prévue à l'article L. 1413-1 du code général des collectivités territoriales ne soulèvent pas

de litige en matière électorale mais relèvent des règles propres au contentieux de l'excès de pouvoir.

Cf. Conseil d'Etat, M. Guetto c/ Commune de Savigny-sur-Orge, Requête n° 338499, 23 juillet 2010.

Les compétences des CCSPL

Le législateur a prévu de doter les commissions consultatives des services publics locaux de compétences précises, sans pour autant restreindre le champ d'activités de ces dernières.

La CCSPL doit ainsi examiner chaque année sur le rapport de son président :

- Le rapport, mentionné à l'article L. 1411-3 du CGCT (cf. article 52 de l'ordonnance n° 2016-65 du 29 janvier 2016 relative aux contrats de concession), établi par le délégataire de service public ;
- Un bilan d'activité des services exploités en régie dotée de l'autonomie financière ;
- Le rapport mentionné à l'article L. 2234-1 du code de la commande publique établi par le titulaire d'un marché de partenariat ;
- Les rapports sur le prix et la qualité du service public d'eau potable, et sur les services d'assainissement visés à l'article L. 2224-5 du CGCT.

Elle est consultée pour avis par l'assemblée délibérante ou l'organe délibérant sur tout projet de délégation de service public, avant que l'assemblée délibérante ou l'organe délibérant se prononce dans les conditions prévues par l'article L. 1411-4 du CGCT.

Les assemblées délibérantes des collectivités territoriales, de leurs groupements et de leurs établissements publics se prononcent sur le principe de toute délégation de service public local après avoir recueilli l'avis de la commission consultative des services publics locaux prévu à l'article L 1413-1.1 Elles statuent au vu d'un rapport présentant le document contenant les caractéristiques des prestations que doit assurer le délégataire.

- Tout projet de création d'une régie dotée de l'autonomie financière, avant la décision portant création de la régie ;

L'article L.1413-1 ne vise que les régies dotées de l'autonomie financière. Néanmoins, une réponse ministérielle est venue préciser qu'une telle consultation devait être opérée s'agissant également des régies dotées de la personnalité morale et de l'autonomie financière cf. réponse ministérielle, QE de Jean-Louis Masson, JO du Sénat du 3 janvier 2013, n° 01549 ;

- Tout projet de partenariat avant que l'assemblée délibérante ou l'organe délibérant ne se prononce dans les conditions prévues à l'article L. 1414-2 ;
- Tout projet d'établissement d'un règlement de service d'eau potable et d'assainissement (cf. article L.2224-12 du CGCT) ;
- Tout projet de participation du service de l'eau ou de l'assainissement à un programme de recherche et de développement, avant la décision d'y engager le service.

Ces diverses consultations pour avis revêtent un caractère obligatoire, autrement dit, leur absence peut entraîner l'irrégularité de la procédure et son annulation par le juge administratif. L'assemblée délibérante ou l'organe délibérant peuvent charger, par délégation, l'organe exécutif de saisir pour avis la commission des projets précités.

Les CCSPL peuvent enfin être amenées à délibérer sur « toute proposition relative à l'amélioration des services publics locaux » à la demande de la majorité des membres de la commission.

Un état des travaux de la CCSPL doit être présenté par son Président à l'assemblée délibérante ou à l'organe délibérant qui l'a instituée avant le 1^{er} juillet de chaque année.

Organisation et fonctionnement des CCSPL

Aucune obligation légale n'impose aux collectivités locales et à leurs groupements ayant institué des commissions consultatives des services publics locaux de doter ces dernières d'un règlement intérieur, mais une circulaire d'application du ministère de l'Intérieur du 7 mars 2003 recommande de procéder à l'adoption, lors de la première réunion de la CCSPL, d'un tel règlement.

La circulaire susmentionnée laisse aux exécutifs locaux le soin de déterminer les modalités d'organisation et de fonctionnement des commissions. Elle précise toutefois qu'il « pourrait utilement fixer, notamment, la périodicité des réunions, les modalités

de détermination de l'ordre du jour, les conditions de convocation et, le cas échéant, d'envoi de documents, les éventuelles conditions de quorum, les modalités de délibération des membres, et les conditions dans lesquelles une publicité sera donnée aux débats, le compte rendu de ces travaux devant l'assemblée de l'exécutif local concerné paraissant une piste adaptée ».

Par ailleurs, il paraît opportun de mentionner dans le règlement intérieur l'objet de la CCSPL, sa composition, les modes de désignation de ses membres, les modalités de modification du règlement intérieur, ainsi que les modalités de validation des comptes rendus.



Amélioration du fonctionnement des CCSPL

Les résultats d'une enquête portant sur les CCSPL réalisée par la FNCCR auprès de ses collectivités adhérentes plaident en faveur :

- De la nécessité d'un plus large appel aux représentants des associations locales et d'une sensibilisation de ces derniers aux enjeux liés à leur participation au sein de ces instances (présentation de la collectivité ou du groupement, de ses compétences, du fonctionnement et de l'organisation des services publics locaux, des attributions des CCSPL, ...);
- D'une adaptation du contenu des réunions au public concerné (montée en compétence progressive des membres de la CCSPL au moyen de formations par exemple) et d'une plus grande implication des associations dans le suivi de la gestion des services publics locaux ;
- De l'importance de maintenir un lien entre la tenue des réunions au moyen de la mise en place, par exemple, d'un espace collaboratif sur Internet (également bulletins d'information, etc.) ;
- De la nécessité de communiquer davantage auprès du grand public sur les travaux de la CCSPL via le site Internet de la collectivité (et ceux des associations locales lorsqu'elles en disposent), les journaux et bulletins de la collectivité ou du groupement de collectivités et des collectivités membres de ce groupement ;
- D'une adaptation du fonctionnement des services de la collectivité ou du groupement en intégrant cette démarche participative dans les processus décisionnels.

Le règlement intérieur de la CCSPL peut être adopté par la CCSPL lors de sa première réunion (solution recommandée par la circulaire du 7 mars 2003) ou par l'assemblée délibérante de la collectivité ou l'organe délibérant du groupement après avis des membres de la CCSPL.

 **Attention** : une seule commission doit être instituée pour tous les services gérés par la collectivité ou le groupement mais le règlement intérieur peut prévoir la tenue de réunions thématiques sous forme de groupe de travail pour préparer les séances plénières de la CCSPL.



LA LETTRE DES CCSPL :



Afin de permettre à ses collectivités et groupements adhérents de maintenir un lien suivi et régulier avec les membres de leur CCSPL hors du cadre de l'organisation de réunions, et sans préjudice

d'autres formes de communication adaptées au contexte local (envoi des journaux ou bulletins de la collectivité ou du groupement, informations sur le fonctionnement des services publics locaux diffusées sur le site Internet de la collectivité ou du groupement,...), la FNCCR publie depuis 2009 un bimestriel - *La lettre des CCSPL* - destiné à être adressé par ses adhérents aux membres de leur CCSPL.

8.3 Participation des usagers des services publics de l'énergie dans le cadre des CCSPL

La CCSPL est le lieu privilégié de participation des représentants des usagers à la gestion des services publics locaux, mais la collectivité ou son groupement peut compléter les travaux de cette instance en ayant recours à des démarches de consultation ad hoc afin d'élargir le champ de la concertation organisée au sein de cette instance, qui ne doit comprendre suivant les textes que des représentants d'associations locales.

L'avis du « grand public » peut être ainsi directement sollicité pour éclairer les travaux des CCSPL, ou celui des chambres consulaires, des chambres d'agriculture ou d'autres organismes, l'organisation de ces consultations complémentaires pouvant être opérée au sein de ces instances. Par ailleurs, pour les groupements disposant d'un conseil de développement (communautés d'agglomération, communautés urbaines et métropoles), il convient de veiller à coordonner les travaux de cette instance participative disposant d'une composition plus élargie avec ceux des CCSPL, et plus généralement, avec les autres instances ou les processus participatifs mis en place par la collectivité.

Avis de principe de la CCSPL

En premier lieu, les membres d'une CCSPL sont appelés à se prononcer pour avis, préalablement à tout projet de délégation des services publics de distribution de gaz (naturel et propane), de chaleur, de services d'efficacité énergétique ou de production d'énergies renouvelables, ou tout projet de création de régie dotée de l'autonomie financière pour l'exploitation de ces services. Pour élaborer ces avis, la CCSPL peut utilement chercher à recueillir celui des usagers directement

concernés (exemple : enquête sur les attentes des usagers d'un service public de distribution de gaz ou de chaleur).

Leur avis peut être également sollicité, mais de façon facultative, lorsque ces services sont délégués à une société publique locale (L.1413-1 CGCT), et de façon obligatoire lorsqu'il est envisagé de confier la gestion du service sous forme de partenariat public-privé (contrats de performance énergétique par exemple).

L'avis des membres de la CCSPL peut être également requis lors des renouvellements des contrats de concession de distribution et de fourniture d'électricité et de distribution de gaz naturel.

Les membres de la CCSPL statuent au vu d'un rapport présentant le document concernant les caractéristiques des prestations que doit assurer le délégataire (ce document peut s'inspirer du cahier des charges du service public dont la délégation est envisagée) ou la régie. Il convient de veiller pour ces consultations à une bonne information des membres de la CCSPL. Pour cela, peuvent leur être transmis les mêmes éléments que ceux dont disposent les élus de l'assemblée délibérante pour se prononcer. Ces documents peuvent être opportunément présentés par des notes explicatives rédigées par les services de la collectivité ou du groupement de façon pédagogique et objective.

Examen des rapports et bilans d'activités des délégataires, des régies et des titulaires de marchés de partenariat

Chaque année, la CCSPL est appelée à connaître des comptes-rendus d'activités des concessionnaires de la distribution et de la fourniture d'électricité et de la distribution

de gaz naturel. Des activités assurées par Enedis (distribution d'électricité), EDF (fourniture d'électricité), GRDF (distribution de gaz naturel) ou des entreprises locales de distribution (ELD). Ces comptes-rendus peuvent être complétés par une présentation des rapports de contrôle de la collectivité ou du groupement sur ces activités. À cette occasion, une présentation des indicateurs de contrôle et de leur suivi dans le temps peut être faite dans le cadre des CCSPL. En effet, ces derniers permettent d'apporter un éclairage simple et objectif sur les missions déléguées aux concessionnaires. Des enquêtes de satisfaction réalisées directement auprès des usagers, organisées par la collectivité ou son groupement dans le cadre de sa mission de contrôle ou par la CSSPL, pourront compléter utilement ces présentations.

L'examen de la CCSPL porte également sur les comptes-rendus d'activités des délégataires de la distribution de gaz pour les nouvelles communes desservies en gaz (naturel ou propane), et celles des exploitants des réseaux de chaleur ainsi que les rapports des titulaires de marchés de partenariat. Les membres de la CCSPL devront veiller pour ces examens à recueillir les avis des usagers ou de leurs représentants, directement concernés par ces services.

De la même façon, pour les collectivités ou leur groupement qui ont confié l'exploitation de ces services à des régies, un bilan d'activité de ces dernières doit être présenté aux membres de la CCSPL pour examen. Par exemple, il en est ainsi pour les collectivités et leur groupement disposant d'entreprises locales de distribution d'électricité et ou de gaz naturel (dans 5% du territoire national), dont les seuils de population leur imposent la création d'une telle commission.

Ces présentations doivent permettre aux membres de la CCSPL d'assurer notamment un suivi de la qualité des services (conditions d'accueil des usagers, suivi des réclamations, traitement de la précarité...), des investissements permettant d'assurer cette qualité (interruption et défaut d'alimentation pour l'électricité...), des exigences liées à la sécurité (plus spécifiquement pour la distribution du gaz naturel, les réseaux de chaleur, ...), des éléments patrimoniaux de la concession ou de la régie, plus globalement des niveaux de performances des services ainsi gérés.

Par ailleurs, à l'occasion de l'examen de ces rapports, les membres de la commission disposent de la faculté de délibérer de toute proposition relative à l'amélioration de ces services publics locaux.

Information et échanges

Outre les prérogatives précitées prévues par les textes, la CCSPL doit être un lieu d'information et d'échanges entre les élus, les services et les représentants des usagers présents au sein de ces instances. Par ailleurs, si la collectivité doit constituer une seule CCSPL pour tous les services publics locaux, il est possible en dehors des consultations obligatoires prévues par les textes (consultation pour avis et examen) de réunir la CCSPL sous la forme de groupes de travail constitués autour de thèmes particuliers.

Divers sujets peuvent être abordés dans ce cadre au titre desquels :

- Les évolutions législatives et réglementaires des secteurs concernés (électricité, gaz naturel, gaz propane, énergies renouvelables, efficacité énergétique, précarité énergétique...);
- Un bilan de l'ouverture des marchés de

l'électricité et du gaz naturel (évolution des tarifs et des prix de marché, part de marché des fournisseurs dits alternatifs, régulation du secteur...);

- Le suivi du phénomène de la précarité énergétique et des moyens de lutter contre ce phénomène (retour sur des études nationales de l'Observatoire national de la précarité énergétique – ONPE - et d'autres instances, évolution de la réglementation relative au chèque énergie, action des collectivités pour l'aide au paiement des factures : fonds de solidarité logement, CCAS/CIAS...);
- Le suivi du déploiement des nouveaux compteurs dans le secteur de l'électricité avec Linky et du gaz naturel avec Gazpar;
- Le suivi des réclamations dont est saisi le Médiateur national de l'énergie au niveau national, mais également à l'échelle de la collectivité ou de son groupement;
- La politique de la collectivité ou de son groupement concernant la transition énergétique (politique liée à l'efficacité énergétique, développement dans le territoire des énergies renouvelables, installation des bornes de recharge pour véhicules électriques, développement de l'autoconsommation...);
- Le suivi des travaux réalisés par la collectivité ou son groupement en qualité de maître d'ouvrage (amélioration et dissimulation des réseaux...);
- Les opérations de coopération décentralisée (solidarité internationale) conduites par la collectivité ou son groupement dans le secteur de l'énergie;
- Des informations/formations ponctuelles sur les aspects techniques des services (règles budgétaires et comptables, prescriptions techniques...).

Associer les CCSPL à la vie et à la gestion des services publics locaux de l'énergie : quelques exemples

Un lieu d'échanges et d'information

Lors d'une réunion de sa CCSPL, Territoire d'énergie Isère (TE 38) a présenté un état de l'avancement du déploiement des bornes de recharge pour véhicules électriques dans le territoire et son action s'agissant de l'achat groupé d'énergie. D'autres actualités ont également été abordées dont notamment les changements liés au tarif d'acheminement de l'électricité (TURPE), les problèmes relatifs à la propriété des colonnes montantes dans l'habitat collectif et l'avenir des tarifs réglementés de vente d'électricité et de gaz dans le contexte européen. Une association de défense des consommateurs membre de cette instance a, au cours de cette même réunion, évoqué le sujet préoccupant des dérives potentielles du financement participatif, encouragé par l'État pour les projets de développement d'énergies renouvelables (présentation de rendements trompeurs, clauses illicites ou défaut d'information).

Élaboration de documents d'information à destination du grand public

La CCSPL du SIEL 42 – Territoire d'énergie Loire a travaillé à l'élaboration de documents d'informations à destination des travailleurs sociaux et des particuliers. Ces éditions concernent les droits des consommateurs ainsi que les économies d'énergie. Le Syndicat départemental d'Ille-et-Vilaine (SDE35) a

réalisé, quant à lui, en concertation avec sa CCSPL, une fiche pédagogique sur la facturation de l'électricité (présentation des diverses composantes d'une facture).

Suivi de l'expérimentation du compteur communicant Linky

Lors du déploiement du compteur Linky, à titre expérimental, dans le département du SIEL - Territoire d'énergie Indre-et-Loire, un suivi de cette expérimentation a été assuré dans le cadre des travaux de la CCSPL du SIEL, ce dernier a pu ainsi faire connaître les avancées de cette expérimentation aux représentants des usagers de la concession et ceux-ci ont pu communiquer au syndicat leurs remontées d'information provenant des usagers.

Réseau de chaleur : contribution à l'élaboration du cahier des charges

La communauté urbaine de Lyon (devenue depuis Métropole de Lyon) a associé, au-delà de son périmètre classique d'intervention (avis préalable), la CCSPL pour que le cahier des charges élaboré pour l'exploitation de son réseau de chauffage urbain reflète les attentes des usagers. Cette démarche a abouti à une liste hiérarchisée de points de vigilance et de préconisations à prendre en compte dans le futur contrat de délégation.

9. Glossaire



ADEME

Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie. L'ADEME est un établissement public industriel et commercial de l'État.

AODE

Les AODE sont les collectivités locales ou leurs groupements qui ont pour mission d'organiser le service public de distribution et de fourniture d'énergie aux tarifs réglementés (électricité et gaz notamment). Propriétaires des réseaux de distribution (moyenne tension A/HTA et basse tension BT), elles peuvent déléguer ce service public, sous forme de concession, à des entreprises, dites concessionnaires, ou l'exploiter elles-mêmes - en régie notamment. Plusieurs d'entre elles se nomment « territoire d'énergie », en y associant le nom de leur département.

ATRD

Accès des tiers au réseau de distribution (tarif perçu par les GRD Gaz – et principalement GRDF) fixé par la CRE.

CCSPL

Commission consultative des services publics locaux.

CEE

Certificat d'économie d'énergie. Les CEE valorisent des actions de réduction de la demande en énergie. Ces certificats sont attribués à des producteurs et fournisseurs (dits « obligés », parce que c'est pour eux une obligation) et d'autres organismes, « éligibles », pour leurs actions volontaires, dont les collectivités territoriales.

CGCT

Code général des collectivités territoriales.

CRE

Commission de régulation de l'énergie. Autorité administrative indépendante chargée de veiller au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz en France.

CSDPE

Comité de suivi de la distribution publique d'électricité (article L111-56-1 du Code de l'énergie introduit par la loi n°2015-992 du 17 août 2015 - art. 153).

CSE

Conseil supérieur de l'énergie. Le CSE est un organisme national français créé en novembre 2002 par le ministère chargé de l'énergie, ces membres, représentants du secteur de l'énergie examinent les textes réglementaires relatifs à l'énergie.

Conseil à l'ER

Composé notamment, dans la proportion des deux cinquièmes au moins, de représentants des collectivités territoriales et des établissements publics maîtres d'ouvrage de travaux et présidé par un membre pris parmi ces représentants, il est consulté pour tout pour tout sujet lié au FACE.

DGEC

Direction générale de l'énergie et du climat. La DGEC établit la politique énergétique du gouvernement.

DSP

Délégation de service public : procédure juridique permettant à une collectivité territoriale de déléguer un service public, de manière unilatérale ou contractuelle. La première possibilité résulte d'un acte juridique unilatéral qui investit une personne publique ou privée de la gestion d'un service public local. La seconde alternative résulte de la signature d'un contrat par lequel la collectivité confie la gestion d'un service public à une personne publique ou privée.

ELD

Entreprise locale de distribution (régie, SICAE, coopérative...).

ENEDIS

Précédemment ERDF, Enedis, filiale d'EDF, est le principal gestionnaire du réseau de distribution d'électricité du territoire métropolitain (soit environ 95% du territoire).

FACÉ

Fonds d'amortissement des charges d'électrification dont les ressources dont les ressources proviennent de prélèvements sur les recettes des ventes d'électricité basse tension des distributeurs. Ce fonds permet d'aider les travaux d'extensions, de renforcements, de dissimulations des réseaux et de maîtrise de la demande d'énergie entrepris par les collectivités locales, autorités concédantes.

FNCCR « territoire d'énergie »

Fédération nationale des collectivités concédantes et régies. La FNCCR regroupe les collectivités territoriales et établissements publics de coopération, spécialisés dans les services publics en réseaux : électricité, gaz, chaleur, froid, eau et assainissement, communications électroniques, valorisation des déchets, qu'ils soient délégués (en concession) ou gérés directement (en régie).

Fournisseur

Personne morale titulaire d'une autorisation ministérielle de fourniture (article L443-1 du code de l'énergie pour le gaz, article L333-1 du code de l'énergie pour l'électricité) achetant et vendant de l'énergie.

Gestionnaire de réseaux

Opérateur chargé de l'acheminement de l'électricité ou du gaz via les réseaux dont il a pour mission l'exploitation, le développement, l'entretien et le renouvellement.

GRDF

Gaz réseau distribution France : filiale d'Engie, GRDF est le principal gestionnaire du réseau de distribution de gaz naturel.

GRTgaz

Filiale à 75% d'Engie, GRTgaz est le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel dans les points d'échange de gaz (PEG) « nord » et « sud ».

HTA

Haute Tension A : tension comprise entre 1 000 et 50 000 volts en courant alternatif, couramment appelée moyenne tension, elle est principalement égale à 20 000 volts.

HTB

Haute Tension B : les lignes HTB ont une tension supérieure à 50 000 volts. Elles font partie du réseau de transport et sont gérées par RTE.

MDE

Maîtrise de la demande en énergie. La MDE vise les opérations d'efficacité énergétique visant à réduire la consommation (isolation, chauffage...).

MNE

Médiateur national de l'énergie. Autorité administrative indépendante, le médiateur national de l'énergie est chargé de recommander des solutions aux litiges relatifs à l'exécution des contrats de fourniture d'électricité ou de gaz naturel et de participer à l'information des consommateurs sur leurs droits.

PCAET

Plan climat air énergie territorial.

PLUi

Plan local d'urbanisme intercommunal.

PPE

Programmation pluriannuelle de l'énergie.

RTE

Réseau de transport d'électricité : filiale d'EDF, RTE est le gestionnaire du réseau de transport d'électricité.

SAR

Schéma d'aménagement régional.

SICAE

Société d'intérêt collectif agricole d'électricité.

SIG

Système d'information géographique.

SRADDET

Schéma régional d'aménagement de développement durable et d'égalité des territoires.

SRCAE

Schéma régional climat énergie.

S3EnR

Schéma régional de raccordement aux réseaux des énergies renouvelables.

TIGF

Transport et infrastructures Gaz France : il s'agit du gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel dans le PEG (points d'échange de gaz) «sud-ouest.»

TRV

Tarifs réglementés de vente (d'électricité et de gaz).

TURPE

Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (tarif perçu par les GRD électricité – et principalement Enedis) fixé par la CRE.

Crédits photos : FNCCR, Lucie Lagarde, Alexandre Allion, Benjamin Dubuis, Bernaud, Hélène Valenzuela, SDEF, SO Dupont Renoux, SIEL territoire d'énergie Loire, Antoine Guillaume, TE80, TE38, SIEEEN, Antonin Weber, Shutterstock, Adobe Stock.

CONTRÔLER LE SERVICE PUBLIC DE LA DISTRIBUTION – GAZ OU ÉLECTRICITÉ

fiche #1

Le rôle de l'autorité concédante

Que ce soit en électricité ou en gaz, l'autorité organisatrice de la distribution d'énergie (AODE) doit veiller non seulement à ce que le concessionnaire respecte ses engagements contractuels liés au cahier des charges mais aussi, à ce qu'il inscrive ses actions dans la logique d'un service public performant. Les AODE ont en charge le contrôle de l'activité



des concessionnaires, Enedis, GRDF, et DNN (Distributeurs non nationalisés). Pour ce faire, elles ont besoin d'une solide connaissance du patrimoine, d'éléments techniques et financiers indispensables au pilotage de la concession pour le bon fonctionnement de ce service public local.

Le rôle des concessionnaires

Ils assurent le développement, le renouvellement et l'entretien du réseau pour la desserte des particuliers, entreprises et administrations. Ils rendent compte de leur activité de service public aux AODE au cours de réunions mensuelles, dans le compte rendu annuel d'activité (CRAC) ou lors de contrôles ad hoc.

Un contrôle, pour quoi faire ?

Le service public de la distribution d'énergie doit répondre à la complexité des territoires urbains ou ruraux. Les suivis de la qualité de l'électricité fournie et de l'amélioration des réseaux permettent de prioriser les investissements.

Les points de vigilance

Un des principaux indicateurs de la qualité de la distribution d'électricité est le temps de coupure moyen annuel par usager, appelé « critère B ». L'inventaire du patrimoine permet d'identifier le vieillissement des ouvrages et de prioriser les renouvellements.

Quels contrôles ?

Il existe trois natures de contrôle :

- Le contrôle au quotidien qui s'effectue tout au long de l'année à partir du traitement et de l'analyse des remarques, réclamations et doléances des élus et des usagers. Les équipes opérationnelles techniques des AODE participent activement à ce contrôle au quotidien par leur présence régulière sur le terrain et grâce à l'information précieuse et réaliste qui en résulte ;
- Le contrôle lié au Compte-rendu d'activité du concessionnaire (CRAC) présenté chaque année à l'autorité concédante dans les six mois qui suivent la fin de l'exercice considéré ;
- L'audit annuel qui permet d'aborder des points précis relatifs à des thématiques particulières utiles à la bonne compréhension des modalités d'exécution du contrat de concession (suivi patrimonial, qualité de l'alimentation en énergie, relations du concessionnaire avec les usagers, raccordements, aspects comptables et financiers de la concession...).



Le cadre juridique d'un contrat de concession

Le contrat de concession pour la distribution publique d'électricité et la fourniture aux tarifs réglementés de vente est tripartite, puisqu'il est signé entre l'autorité concédante, Enedis et EDF. Le contrat de concession pour la distribution publique de gaz naturel est bipartite entre l'autorité concédante et GRDF. La fourniture de gaz au TRV est considérée comme ne faisant plus partie du service public concédé tout en demeurant une mission de service public relevant d'un règlement de service. Les collectivités concédantes, en électricité comme en gaz, sont propriétaires des réseaux publics de distribution concédés.



Un service public

L'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales (CGCT) précise que « les collectivités territoriales ou leurs établissements de coopération négocient et concluent, en tant qu'autorités concédantes de la distribution publique, les contrats de concession, et exercent le contrôle du bon accomplissement des missions de service public fixées par les cahiers des charges de ces concessions. »

AMÉLIORER LA RÉSILIENCE EN ÉNERGIE ÉLECTRIQUE DU TERRITOIRE

fiche #2



Parallèlement au développement des énergies renouvelables, les usages de l'électricité connaissent de profondes évolutions. Certains usages déjà existants ont pris une ampleur considérable (climatisation, chauffage électrique, pompes à chaleur), tandis que de nouveaux se développent fortement (mobilité électrique, usages spécifiques). Ces changements contraignent à un pilotage plus fin des réseaux électriques du fait de fortes variations journalières et horosaisonniers. Le développement de la production décentralisée conduit à multiplier les sites de production et à injecter de l'énergie dans les réseaux publics de distribution conçus pour l'acheminer et non la collecter.

La modernisation du réseau électrique

La gestion des réseaux électriques, jusqu'à présent centralisée et unidirectionnelle allant de la production à la consommation, devient décentralisée et bidirectionnelle, ce

qui constitue un changement majeur dans leur conception et leur pilotage. Renforcer uniquement les réseaux pour permettre ces échanges d'énergie n'est pas optimale techniquement et économiquement compte tenu des coûts et des investissements à consentir.

Cette adaptation du système électrique doit donc passer par l'intégration des nouvelles technologies de flexibilité, d'information et de communication des réseaux publics de distribution d'électricité.

Rôle et actions des AODE

Les autorités organisatrices de la distribution d'énergie (AODE) sont le plus souvent des syndicats de grande taille, départementaux, intercommunaux, mais également des métropoles, des communautés urbaines... Propriétaires des réseaux de distribution d'électricité et de gaz, les AODE contrôlent l'exécution des missions de service public, délégués dans la plupart des cas à Enedis et GRDF ou à des entreprises locales (régies, SEM, SICAE...).

En développant leur socle de compétences, les AODE sont devenues d'importants acteurs territoriaux de l'énergie. Par leurs actions, elles accompagnent les territoires dans leur transition dans les domaines de l'énergie : gestion des contrats de concession (électricité et gaz), de l'éclairage public, production

d'énergies renouvelables, mobilités propres, efficacité énergétique, création de réseaux de chaleur, achats mutualisés etc.

Plus spécifiquement, les AODE sont une véritable pierre angulaire de l'aménagement des territoires, acteurs majeurs pour accompagner la transition énergétique dans les territoires, d'abord via les contrats de concession renouvelés et modernisés pour contrôler les engagements du concessionnaire et développer des projets innovants : création de réseaux « intelligents » (smart grids...), développement d'opérations d'autoconsommation individuelle ou collective, d'infrastructures de recharge pour véhicules électriques, effacement des consommations, opération de flexibilité sur le réseau ou raccordements intelligents des énergies renouvelables.

Conduire un projet

Plusieurs solutions s'offrent aux collectivités :

Autoconsommation collective

L'autoconsommation collective est définie comme « la fourniture d'électricité (...) entre un ou plusieurs producteurs et un ou plusieurs consommateurs finals liés entre eux au sein d'une personne morale et dont les points de soutirage et d'injection sont situés sur une même antenne basse tension du réseau public de distribution ».

Points clés :

- Assurer la faisabilité technique et économique en optimisant le dimensionnement des installations de production et les profils de consommation de tous les utilisateurs ;
- Définir la Personne morale organisatrice (PMO), le rôle et les actions de chacun des participants ;
- Mettre en place la convention de gestion avec



Une décennie pour améliorer la résilience en électricité du territoire

La prochaine décennie permettra de fiabiliser les technologies et modèles économiques des opérations de stockage, de flexibilité et de gestion des flux de production d'électricité renouvelable. Les AODE et les collectivités peuvent d'ores-et-déjà s'engager dans le cadre de projets spécifiques et d'expérimentations afin de mettre en œuvre des raccordements intelligents (limitation de la puissance de raccordement ou du volume d'injection), de changer de vecteur énergétique (transformation de l'électricité en chaleur ou en gaz pour faciliter le stockage et la réutilisation de l'énergie produite) et de jouer des flexibilités (smart grids, effacement des consommations, maîtrise de la demande). La prochaine décennie verra apparaître la massification de technologies de stockage d'électricité permettant le secours ou le lissage de l'injection électrique dans les réseaux.

le gestionnaire du réseau de distribution pour définir les échanges entre producteurs et consommateurs.

Textes de référence :

- Ordonnance n° 2016-1019 du 27 juillet 2016 ;
- Décret n° 2017-676 du 28 avril 2017 ;
- Arrêté du 21 novembre 2019.

Autoconsommation individuelle

Le principe consiste à consommer tout ou partie de la production de son installation photovoltaïque qui est raccordée directement sur l'installation électrique intérieure. L'objectif est de substituer le maximum de consommation du bâtiment tout en optimisant son installation afin de ne pas perdre le potentiel de production

d'énergie du bâtiment. Cette opération permet de réduire la facture électrique du bâtiment, d'autant que la production autoconsommée est exemptée d'une partie des taxes (CSPE et TCFE).

Points de vigilance :

- Disposer d'un potentiel solaire suffisant et d'une surface dégagée pour l'installation PV ;
- S'assurer d'une utilisation continue et régulière du bâtiment surtout en été ;
- Anticiper les évolutions de consommation du bâtiment pour plusieurs années ;
- Faire concorder la consommation du bâtiment avec la production de l'installation PV.

Pour aller plus loin :





RÉUSSIR UN PROJET BOIS ÉNERGIE

fiche #3

Le bois énergie constitue un axe phare de la politique énergétique territoriale, notamment dans les zones disposant de la ressource en abondance.

Les collectivités locales investissent dans des chaufferies bois et des réseaux de chaleur permettant d'alimenter des bâtiments publics, des logements ainsi que le parc social.

Énergie renouvelable et bon marché, à prix stable, le bois énergie contribue à la transition écologique tout en étant un outil de lutte contre la précarité énergétique. Enfin, cette ressource du territoire maintient et génère des emplois locaux, depuis la production du combustible jusqu'à l'exploitation des systèmes.

Le bois énergie

Quels sont les combustibles possibles ?

Les projets collectifs publics se portent en général sur des chaufferies automatiques fonctionnant aux plaquettes (bois déchiqueté) ou aux granulés.

Le bois déchiqueté peut être issu du recyclage d'emballages en bois, des déchets de scieries, de l'entretien des haies ou bien produit directement sous forme de plaquettes dites forestières. L'approvisionnement peut se faire auprès d'entreprises locales, renforçant leur présence dans le territoire et limitant ainsi des transports de longues distances, coûteux et dégradant le bénéfice écologique d'un projet.

Qualité du bois

La qualité du combustible constitue un enjeu majeur de la réussite d'un projet. Par qualité, on entend le respect d'un taux d'humidité maximal, une granulométrie régulière et l'absence d'éléments étrangers (métal, plastiques, bois souillé, pierres...). La qualité du bois assure un rendement énergétique optimal, limite les rejets polluants et préserve des casses et pannes matérielles.

Le bois énergie pollue-t-il l'air ?

Utilisé dans une cheminée à foyer ouvert, ou dans un appareil à faible rendement, le bois énergie émet une part significative de particules fines. Dans le cadre de projets collectifs publics, les équipements modernes et bien entretenus disposent d'excellents rendements et génèrent des rejets contrôlés. En outre, pour les installations les plus importantes, des systèmes de filtration de l'air sont systématiquement installés.



Conduire un projet

Plusieurs étapes s'offrent aux collectivités qui souhaitent développer le bois énergie :

Conduire une étude de faisabilité

Il s'agit de conduire une première analyse des bâtiments qui pourraient se raccorder au réseau de chaleur à venir : bâtiments de la collectivité (écoles, mairie, salle des fêtes, services techniques...), bâtiments publics (bailleurs sociaux, maisons de retraite, EHPAD...), tertiaires (bureaux...), bâtiments de l'État, etc. Ensuite, l'analyse des ressources du territoire est primordiale pour trouver la bonne énergie renouvelable : chaleur de récupération (combustion des ordures ménagères, datacenter, etc.), géothermie, bois énergie, solaire thermique... À cette étape, rassembler tous les services de la collectivité autour de la table permet d'avancer plus vite. Avancer aux côtés de l'ADEME, d'un animateur bois énergie ou EnR permet avec le concours éventuel d'un AMO d'avoir une étude optimisée. La connaissance fine de l'usage du bâtiment et de son occupation, et de l'évolution de ses consommations permet d'avoir une pérennité économique de son réseau.

Prendre la décision

Après avoir mené cette étude de faisabilité, c'est au tour des élus de se positionner : va-t-on plus loin ? Quel mode de gestion choisir ? Le choix d'un mode de gestion se fait par rapport à la situation locale du réseau, dépendant de son équilibre économique, des prestataires présents du territoire, du choix politique, etc.

Quelles sont les aides pour réaliser son projet ?

Différentes aides sont disponibles pour aider ce passage à l'action :

- Les aides à l'investissement, et notamment le Fonds chaleur géré par l'ADEME, mais aussi les subventions du Conseil régional, du syndicat d'énergie avec les contrats de développement territorial, etc. ;
- Les aides à l'exploitation, via notamment la TVA à taux réduit pour les réseaux vertueux, c'est-à-dire avec au moins 50 M d'EnR&R.



Le réseau de chaleur qu'est-ce que c'est ?

Un réseau de chaleur est avant tout un moyen de distribuer la chaleur renouvelable à partir d'une installation centralisée. En ce sens, il fonctionne comme un chauffage central, avec une unité de production de chaleur (bois énergie, unité d'incinération d'ordures ménagères, géothermies...) distribuée par des canalisations transportant l'eau réchauffée en boucle fermée. L'énergie est livrée dans chaque bâtiment grâce à des sous-stations (échangeurs thermiques).



Un service public

La compétence des collectivités est définie par l'article L2224-38 du CGCT leur donnant la capacité de construire, développer et exploiter des réseaux de chaleur. Elles peuvent gérer directement ce service public ou bien le déléguer via une concession.

RAFRAÎCHISSEMENT URBAIN ET CONFORT D'ÉTÉ

fiche #4

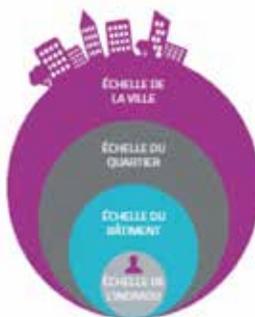
2003, 2011, 2016, 2017, 2018, 2019... Les années où nous sommes confrontés à des records de températures se succèdent. Désormais, ces tendances ne relèvent plus de l'exceptionnel, dans la mesure où les projections climatiques du GIEC confirment une augmentation des vagues de chaleur pour les années à venir, à la fois en intensité et en fréquence. Les villes, qui connaissent déjà des températures plus élevées via le phénomène d'îlot de chaleur urbain (ICU), risquent de devenir invivables pour leurs usagers, avec des problématiques de confort d'été et de santé fortes, appelant de manière plus urgente des actions en faveur de l'adaptation au changement climatique. Collectivités, bureaux d'études, acteurs du secteur privé, organismes publics et associations doivent se mobiliser pour tenter d'y remédier.

Dans une logique d'adaptation au changement climatique, des solutions existent et peuvent être mises en place à court et long terme. L'appui sur les outils de l'urbanisme durable (matériaux, utilisation des trames vertes et bleues...), la nouvelle réglementation thermique dédiée au confort d'été, ainsi que les modes actifs de lutte (comme les réseaux de froid urbains), sont des leviers à actionner pendant le mandat.

Rafraîchir la ville en trois étapes

Faire le bon diagnostic

L'approche autour du rafraîchissement d'un territoire se fait à la fois dans une logique multi-



échelle et multi-compétences. Il s'agit ainsi de mener un diagnostic à plusieurs échelles, le climat urbain étant influencé par la configuration des différents bâtiments dans

la zone considérée : échelle urbaine, échelle quartier, échelle îlot.

Pour mener ce diagnostic, il va falloir s'appuyer sur une analyse de différents facteurs : paramètres anthropiques (émissions de chaleur d'origine humaine : transports, climatiseurs, etc.), paramètres morphologiques (rugosité aux vents, piégeage du rayonnement avec une forme de « canyons urbains » selon les immeubles composant la ville), paramètres surfaciques (perméabilité ou non des surfaces, taux d'artificialisation des sols, absorption et stockage de la chaleur selon les matériaux).

Aménagement durable

L'organisation de l'espace de la ville constitue l'un des éléments centraux dans la lutte durable pour le confort d'été : savoir déconcentrer la ville, avec du bâti moins dense, en créant des voies d'accès pour de la mobilité durable (réduisant ainsi la chaleur des moteurs individuels) est un axe efficace. Il s'agit ensuite de travailler à l'échelle du bâti, à la

fois en mettant en application une logique de conception bioclimatique (orientation de la construction par rapport à l'ensoleillement et les vents, utilisation des casquettes et protections solaires, etc.), et en travaillant sur la couleur des matériaux pour le revêtement de la ville et des bâtiments : plus la ville est claire, plus elle renverra les radiations et ne stockera pas la chaleur. L'utilisation de matériaux poreux permettant la circulation de l'eau dans les sols aide à la respiration naturelle de la ville.

Les trames verte et bleue

La végétation joue elle aussi un rôle majeur : par son rôle d'ombrage, mais aussi d'évapotranspiration (le rejet de gouttelettes d'eau puisées dans le sol dans l'air ambiant), que ce soit via des arbres ou des toitures/façades végétalisées, elle aide au confort local à l'échelle de l'individu et des bâtiments environnants. La trame bleue rassemble à la fois les cours d'eau naturels traversant la ville et le parcours de l'eau lors des pluies, mais aussi tous les éléments que l'on peut ajouter : fontaines, buses d'aspersion, etc. qui constituent une aide utile au rafraîchissement en période de forte chaleur.

Focus sur certaines actions

D'autres actions peuvent être développées par la sensibilisation de la collectivité :

Action sur le comportement

En période de canicule, un travail consacré aux habitudes des citoyens est essentiel. La campagne de publicité de l'agence de l'environnement dans les années 80-90 : « Vous avez froid ? Mettez un pull » a marqué les esprits. La logique est similaire dans le domaine du confort d'été.

Ainsi, il s'agit d'abord de jouer sur l'habillement de chacun, avec certaines tolérances



Le réseau de froid, qu'est-ce que c'est ?

Un réseau de froid permet une mutualisation de la production et de la distribution du froid. Il est constitué d'une source froide (l'eau de la rivière, du lac, de la mer, etc.) ou d'une source chaude (comme un incinérateur ou une chaufferie bois) qu'on va transformer en froid (via une machine à compression ou à absorption) et de canalisations transportant l'eau froide jusqu'aux sous-stations libran en pied d'immeuble. Par son installation centralisée, il concentre efficacement l'entretien d'une telle installation et possède un bilan environnemental nettement supérieur à celui d'installations de climatisation individuelles.

vestimentaires dans le domaine du travail, dans la logique du Super Cool Biz qui a été lancé par les Japonais depuis quelques années (voir encadré), ou des Allemands avec la logique du « Hitzefrei » qui dispensent les écoliers de cours en cas de fortes chaleurs. Le Super Cool Biz japonais est assez innovant, car il apporte une tolérance à l'habillement professionnel (dans un pays très strict sur ces normes, en acceptant le non port de cravate ou de veste) sous réserve qu'un effort soit fait dans l'utilisation de la climatisation, permettant ainsi de ne pas renforcer le pic d'appel de puissance des climatiseurs que l'on observe en été. De même, l'adaptation des horaires de travail (commencer plus tôt et finir plus tôt) permet une meilleure productivité du salarié. Plus globalement, les écogestes (utilisation des ventilateurs, fermer ses volets en journée, aérer la nuit, s'hydrater régulièrement...) sont des éléments quotidiens essentiels dans cette stratégie individuelle d'adaptation qui peuvent être encouragés par une collectivité.

La vision des réseaux énergétiques

La réponse souvent rapide du citoyen aux vagues caniculaires consiste en l'équipement de ventilateurs, un point positif, mais également de climatiseurs individuels. La problématique de ce suréquipement des ménages se retrouve dans le suivi de la courbe électrique : malgré l'augmentation de la performance des appareils, on retrouve désormais un pic d'appel de puissance pour l'appel de froid, que l'on n'avait auparavant que l'hiver pour l'appel de chaud. Pour la collectivité, cela implique un renforcement du réseau électrique, donc des coûts supportés par tous, ainsi qu'une charge excessive du réseau faisant craindre le phénomène de black-out. Par ailleurs, les rejets de chaleur à l'extérieur contribuent à renforcer les phénomènes d'îlots de chaleur, en plus d'entraîner possiblement des nuisances sonores importantes.

Pour aller plus loin :



Un service public

La compétence des collectivités est définie par l'article L2224-38 du CGCT leur donnant la capacité de construire, développer et exploiter des réseaux de chaleur. Elles peuvent gérer directement ce service public ou bien le déléguer via une concession.



METTRE EN PLACE UNE STRATÉGIE DE MOBILITÉ DURABLE

fiche #5

Un contexte favorable

Des politiques publiques volontaristes pour le développement des véhicules électriques sont mises en place avec la volonté de :

1. Réduire les émissions de gaz à effet de serre ;
2. Diminuer la dépendance énergétique au pétrole du secteur des transports ;
3. Améliorer la qualité de l'air, notamment en milieu urbain.

L'accord de Paris (COP21) a souligné les efforts importants à accorder au transport propre, à commencer par la voiture. Le Plan Climat a mis fin à la vente des véhicules thermiques émettant des gaz à effet de serre d'ici 2040 dans l'objectif de viser la neutralité carbone à l'horizon 2050.

La loi « transition énergétique » pour la croissance verte promeut de son côté :

1. Le développement de véhicules dits « propres » (art.37) ;
2. Le renouvellement des flottes avec des obligés : État, collectivités, police, entreprises nationales avec des conditions de circulation et de stationnement facilitées.

La loi LOM d'orientation des mobilités poursuit cette dynamique. Plusieurs décrets et arrêtés sont attendus notamment sur l'élaboration de schéma directeur de déploiement des infrastructures, de maillage et d'interopérabilité afin d'accompagner la mobilité durable dans les territoires.

2019/2020



2030



Des dizaines de millions de véhicules électriques et un marché de plusieurs dizaines de milliards d'euros chaque année.



Quels outils ?

Mettre en place un schéma directeur des infrastructures de recharge pour véhicules électriques (SDIrve) avec les grandes autorités organisatrices (70 % des bornes existantes sont mises en place par les collectivités), interopérable avec les infrastructures existantes, essentiel pour garantir leur bon fonctionnement et leur continuité, respectant les aspects d'organisation et de planification des collectivités tels que les émissions de gaz à effet de serre, la qualité de l'air, l'autopartage, les zones de circulation restreinte et le développement des EnR.

Quels financements, quelles aides ?

Le programme «Advenir» finance la fourniture et l'installation de points de recharge pour véhicules électriques à usage individuel ou partagé dans le résidentiel collectif à hauteur de 50 % ou accessibles au public dans les parkings à hauteur de 40 %.

Ce programme soutient ainsi les collectivités en prenant en charge 40 % des coûts d'acquisition et d'installation, dans la limite de 1 860 euros par point de recharge. Dans le cadre de la mise en place d'un programme de bornes à la demande, une surprime de 300 euros leur sera versée, portant l'aide à 2 160 euros.

Plusieurs régions ont mis en place des subventions pour l'installation de bornes de recharge. Il convient de s'adresser à elles pour connaître les critères d'éligibilité et le montant des aides accordées.

Pour aller plus loin :



Le cadre juridique d'un contrat de concession ?

Article L.2224-37 du CGCT (modifié par la loi n°2017-1839 du 30 décembre 2017 - art. 20)

« Sous réserve d'une offre inexistante, insuffisante ou inadéquate sur leur territoire, les communes peuvent créer et entretenir des infrastructures de charge nécessaires à l'usage de véhicules électriques ou hybrides rechargeables ou de navires à quai, ainsi que des points de ravitaillement en gaz ou en hydrogène pour véhicules ou pour navires, ou mettre en place un service comprenant la création, l'entretien et l'exploitation de telles infrastructures ou points de ravitaillement. L'exploitation peut comprendre l'achat d'électricité, de gaz ou d'hydrogène nécessaire à l'alimentation des véhicules ou des navires.

Elles peuvent transférer cette compétence aux établissements publics de coopération intercommunale exerçant les compétences en matière d'aménagement, de soutien aux actions de maîtrise de la demande d'énergie ou de réduction des émissions polluantes ou de gaz à effet de serre, aux autorités organisatrices d'un réseau public de distribution d'électricité visées à l'article L. 2224-31, aux autorités organisatrices de la mobilité mentionnées au titre III du livre II de la première partie du code des transports et, en Île-de-France, au Syndicat des transports d'Île-de-France (...) ».

DÉVELOPPER LE BIOGAZ DANS MON TERRITOIRE

fiche #6

Le biogaz est une source d'énergie renouvelable qui permet de valoriser des sous-produits organiques en énergie, tout en réduisant les émissions de gaz à effet de serre localement et en créant des emplois non délocalisables. À la différence des énergies renouvelables électriques, sa production est prévisible et ne dépend que du type de sous-produit utilisé. Portée par des acteurs variés, cette énergie constitue un atout pour le développement du territoire et l'atteinte des objectifs énergétiques et climatiques locaux.

La collectivité, acteur central de son développement

Un procédé de production biologique

La méthanisation est le processus de production du biogaz. La digestion de matière organique en absence d'oxygène s'opère dans un digesteur fermé. Elle permet la transformation de la matière organique en biogaz (50 à 70% de méthane (CH₄), 30 à 45% de dioxyde de carbone (CO₂) et des traces d'autres gaz comme l'ammoniac ou le sulfure d'hydrogène). Différentes matières peuvent être méthanisées : sous-produits agricoles, résidus de cultures, fumier, lisier, sous-produits animaux, déchets d'industries, boues d'épuration d'eaux urbaines, tontes des municipalités, déchets de restauration, ou encore les biodéchets ménagers. Le biogaz produit pourra soit :

- Alimenter un moteur de cogénération et produire ainsi de l'électricité et de la chaleur ;
- Être épuré pour produire du biométhane, avec la même qualité que le gaz naturel, et ainsi être injecté dans le réseau de gaz naturel ;

- Être directement consommé dans une chaudière pour des process spécifiques.

Il existe différents types de méthanisation, différenciés selon les intrants utilisés : agricoles, territoriales, industrielles, à partir de stations de traitement des eaux usées ou d'installations de stockage des déchets non dangereux.

Rôle et actions des collectivités

La méthanisation est une démarche d'économie circulaire à la croisée des politiques énergétiques et environnementales des collectivités. Le biogaz produit est une énergie facilement stockable, avec une production flexible, stable et valorisable sous différentes formes.

Pour impulser des projets de production de biogaz dans leur territoire, les collectivités peuvent intervenir à différents niveaux permettant de :

- Faciliter l'émergence de projets (définition de stratégie locale de développement) en intégrant des objectifs de production dans les outils de planification (PCAET, SRADDET, PRPGD, ...) ;
- Aider à la structuration des projets par la mise en relation d'acteurs ou en réalisant des études de potentiels ;
- Encourager leur développement en accompagnant techniquement les porteurs de projets, en mettant à disposition des gisements ou des débouchés pour la production de chaleur par exemple ou en étant elle-même maître d'ouvrage ;
- Accompagner financièrement par l'apport de capitaux dans les sociétés de projets de manière directe ou indirecte, flécher des

sources de financement européen, investir via des fonds spécifiques (fonds régionaux par exemple), développer des dispositifs spécifiques (subventions, avances remboursables, appel à manifestation d'intérêt...);

- Sensibiliser et communiquer autour des projets pour les légitimer et leur donner de la visibilité.

Conduire un projet

Pour les collectivités urbaines, la méthanisation peut être envisagée à partir des déchets fermentescibles collectés (déchets verts, déchets des cantines et des ménages, des industries agroalimentaires). Dans ce cas, la réflexion devra être menée avec les autres acteurs du territoire et notamment, les agriculteurs et les industriels pour s'assurer de la disponibilité des gisements et l'épandage des digestats.

En station de traitement des eaux usées, le développement d'une unité devra être analysé au regard du mode de gestion de la station et du niveau minimal d'équivalent habitants de celle-ci qui définit la quantité de matière fermentescible. L'ADEME préconise un niveau de 15 000 équivalent habitants minimum.

Pour les communes rurales qui disposent de moins de gisements, elles peuvent les mettre à disposition de projets portés par d'autres acteurs, notamment agricoles.

Enfin, les syndicats d'énergie qui ne disposent pas de gisements directs peuvent, dans le cadre de leurs compétences, informer, orienter et coordonner les porteurs de projets ou les collectivités souhaitant mettre à disposition du foncier ou des débouchés de chaleur par exemple. Ils peuvent également développer des dispositifs d'accompagnement financier.



Zoom sur la participation d'une collectivité au capital d'une société de projet

Conformément aux articles L.1521-1 et L.1531-1 du CGCT, les collectivités territoriales et leurs groupements ont la possibilité de prendre part au capital des sociétés d'économie mixte (SEM) ou des sociétés d'économie mixte à objet unique (SEMOP) et des sociétés publiques locales (SPL). Cette habilitation large leur permet de participer à des sociétés ayant pour objet la production de biogaz. La loi TEPCV du 17 août 2015, précisée par la loi énergie et climat, a consacré la possibilité pour les collectivités territoriales et leurs groupements de participer au capital ou au financement de sociétés commerciales ou coopératives ayant pour objet la production d'énergie renouvelable sous conditions. Des transports d'Île-de-France (...).

Quelles sont les aides à l'investissement ?

- Soutien tarifaire mis en place dans le cadre des contrats d'obligation d'achat ou de compléments de rémunération ;
- Aides de certains conseils régionaux ;
- Aide de l'ADEME ;
- Dispositifs spécifiques de certains syndicats d'énergie.

Pour aller plus loin :



METTRE EN PLACE UNE PLATEFORME DE SERVICES ÉNERGÉTIQUES

fiche #7

Un contexte favorable

Les dernières lois ont précisé au fur à mesure les obligations de mise à disposition des données : loi sur la transition énergétique, loi pour une République numérique, loi d'orientation des mobilités, directives européennes...

Des décrets favorisent les modalités de transmission de données, qui sont de plus en plus présentes et importantes via :

- Les compteurs communicants ;
- La mobilité propre ;
- La cartographie (SIG, PCRS...) ;
- Le développement des objets connectés.

Il en ressort une volonté politique d'aller vers des plateformes de données « énergie » en tenant également compte de nouveaux usages comme :

- L'open data/le big data ;
- Les smart city, smart territoires ;
- Le service public de la donnée portée par la collectivité avec gouvernance publique.

Les principales propositions de la FNCCR relatives aux données :

1. Utiliser des formats standards permettant l'interopérabilité ;
2. Disposer de données homogènes et fiables (indice de qualité) ;
3. Générer des informations à valeur ajoutée ;
4. Élargir le périmètre des données mises à disposition sous réserve de l'accord des consommateurs à des fins de politiques énergétiques locales (granulométrie plus fine...) ;
5. Encourager le partage et le croisement des données tels que le data sharing ou l'accès premium ;
6. Favoriser l'approche multi-domaines, multi-usages.

Un processus itératif

Mettre en place une plateforme de services énergétiques nécessite de se questionner sur la transformation des services.



Le pilotage de cette transformation vers davantage de services plus personnalisés demande un savoir-faire particulier :

- Comment les données peuvent-elles avoir du sens ?
- Comment est-il possible de transformer les services publics locaux en conséquence ?
- Comment faire pour que l'utilisateur soit le principal bénéficiaire de cette transformation ?

Quels accompagnements ?

La FNCCR forme les services et les élus à une nouvelle façon de concevoir les services publics d'infrastructures.

Plus intégrés dans la vie des citoyens par l'intermédiaire des données, qui rendent les services rapidement accessibles et appréhendables, le service public de la distribution d'énergie peut être redéfini suivant les priorités locales : rénovation énergétique, développement des EnR, plan solaire, recyclage des déchets...



Le rôle de tiers de confiance

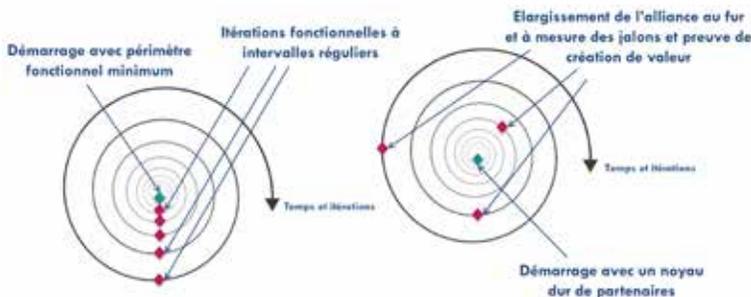
- Réduit l'opacité des marchés ;
- Limite le risque d'être victime de l'opportunisme de certains ;
- Arbitre qui renoue le dialogue entre deux parties ;
- Expert (ou la communauté) qui donne un avis indépendant sur la qualité d'un produit.

2 catégories :

- Dispositifs de jugement (les experts, les labels, les systèmes de réputation et les guides comparatifs) ;
- Dispositifs de promesse (sécurisation paiements, autorégulation contraignante).

Dans le numérique

Un dispositif qui peut associer plusieurs critères : un cadre juridique, des technos cryptographiques, un statut, une image de marque, une bonne assurance en responsabilité civile, une capacité à coopérer avec d'autres tiers de confiance.



RENDRE MON TERRITOIRE SMART GRID READY

fiche #8

Les quartiers, villes et territoires de demain vont être de plus en plus aménagés et exploités avec les outils numériques :

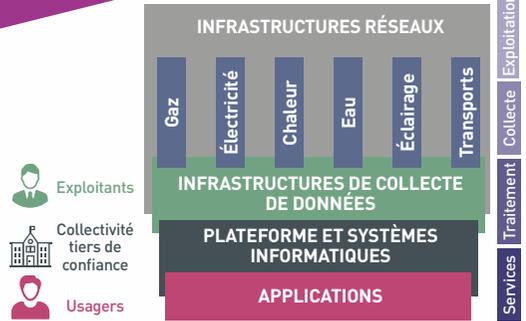
- Imagerie en 3D des ouvrages et des infrastructures ;
- Données plus fines des flux (énergie, eau, déchets) grâce aux compteurs communicants ;
- Données environnementales et d'usages ;
- Objets connectés ;
- Plateformes digitales pour agglomérer et valoriser ces données de manière sécurisée.

Les acteurs territoriaux, les grands opérateurs d'infrastructures d'énergie, les partenaires de la construction, de l'exploitation et des services et les entreprises innovantes commencent à intégrer cette « dimension ».

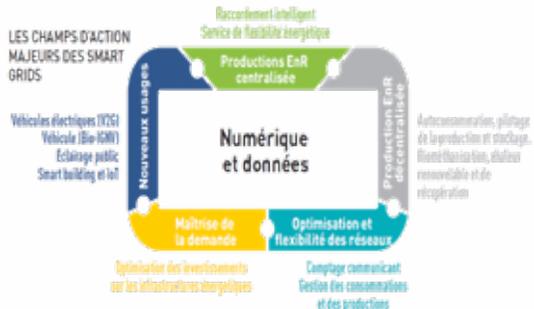
Les smart grids sont l'occasion de repenser les complémentarités entre espaces métropolitains et territoires ruraux environnants, propices à la production d'EnR. Il peut être alors opportun d'alimenter, avec un éventuel surplus d'énergie, les villes voisines, dont les capacités d'ingénierie technique et financière peuvent être réciproquement mutualisées avec les communes rurales proches.

La cohésion territoriale

Les autorités organisatrices de l'énergie, les syndicats d'énergie, les métropoles, ou encore les EPCI ont un rôle à jouer dans la cohésion des moyens mis en œuvre et dans le



rassemblement des initiatives territoriales autour de contrats de réciprocité pour créer une synergie énergétique solidaire entre urbain et rural.



Conduire un projet

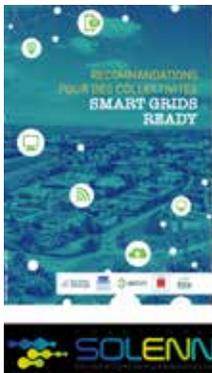
Plusieurs solutions s'offrent aux collectivités :



Quelles sont les aides à l'investissement ?

- Financements européens : FEDER, Plan Juncker, programme LIFE, H2020 ;
- Aides sur fonds d'État :
 - Fonds de soutien à l'investissement public local ;
 - Fonds chaleur (attribué par l'ADEME) pour les projets de réseaux de chaleur, de biomasse, de géothermie et de solaire thermique ;
 - Prêts à des lauréats sélectionnés par appel à projets.
- Aides des collectivités en capitalisation de projet :
 - Fonds d'investissement régionaux ;
 - Investissement par l'intermédiaire des SEM ou SEMOP.
- Outils bancaires : intracting, prêts de la Banque des Territoires, BPI France, investisseurs privés ou fonds d'investissements ;
- Financement participatif : SA ou SAS dont l'objet est la production d'EnR. L'épargne citoyenne est souvent mobilisée via une plateforme de crowdsourcing spécialisée.

Pour aller plus loin



Les dix recommandations smart grids :

1. Positionner les smart grids comme l'un des moteurs de la transition énergétique et de la transformation numérique du territoire.
2. Engager les élus et désigner un référent pour en faire des ambassadeurs de la démarche.
3. Disposer d'un état des lieux exhaustif des domaines d'action de la collectivité susceptibles d'avoir un impact ou une interaction avec le déploiement d'un smart grid (urbanisme, habitat social, économie circulaire...).
4. Garantir l'appropriation des smart grids par les acteurs de la collectivité : opérateurs, consommateurs, parties prenantes.
5. Ouvrir une commission de concertation et de débat citoyen afin de s'assurer de l'acceptabilité des solutions technologiques.
6. S'assurer de l'accompagnement du déploiement des compteurs communicants et, plus généralement, des outils numériques conduisant à collecter les données aidant à la prise de décision.
7. Suivre et évaluer les financements privés et publics disponibles ainsi que les évolutions juridiques et contractuelles qui favorisent le déploiement économique des smart grids : saisir les opportunités.
8. Anticiper la montée en qualité des infrastructures des réseaux d'énergie et de communication et l'Internet des objets connectés.
9. Proposer des bâtiments, écoquartiers, smart grids dans les schémas d'urbanisation.
10. Contacter les pôles de compétitivité pour animer une démarche d'innovation associant des start-ups et des PME innovantes locales, et assurer une veille technologique et scientifique.

GROUPEMENT D'ACHAT D'ÉNERGIE

fiche #9

Le rôle essentiel des syndicats d'énergie dans un contexte en pleine évolution

Pour aider les acheteurs publics à respecter la loi, de nombreux syndicats d'énergie organisent des groupements de commandes d'achats de gaz naturel et d'électricité. Ces groupements sont ouverts à tous les acheteurs publics dans des territoires de taille départementale, voire régionale. Les achats groupés permettent de massifier les besoins, de réaliser des économies d'échelle et d'améliorer la concurrence pour obtenir les meilleures offres, tout en sécurisant juridiquement l'achat public d'énergies. Acheter requiert des compétences spécifiques et une connaissance précise des marchés qui pourront être mutualisés autour de la structure coordinatrice du groupement.

Ces seuils s'appliquent à la plupart des sites des collectivités et des acheteurs publics, lesquels sont donc tenus de mettre en concurrence les fournisseurs. L'achat d'énergie est complexe, car les prix sont très volatils et leurs différentes composantes (tarif d'acheminement, taxes, mécanisme de capacité, stockage, CEE...) rendent difficiles l'appréciation de la pertinence des offres.

Ces achats mutualisés ont déjà prouvé leur efficacité à plusieurs reprises, tant pour ce qui concerne les prix obtenus que pour la qualité des services, grâce à des volumes d'achat importants. Ils sont souvent scindés en lots tenant compte des spécificités des



La fin des tarifs réglementés

Le contexte français de la fourniture de gaz et d'électricité traverse depuis plusieurs années une grande évolution du fait de l'ouverture progressive à la concurrence des marchés de l'énergie. La loi du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat publiée le 9 novembre 2019, comprend des dispositions destinées, d'une part, à mettre fin aux tarifs réglementés de vente (TRV) dans le secteur du gaz naturel, d'autre part à limiter le champ d'application des TRV dans le secteur de l'électricité. Dans le secteur du gaz naturel, malgré une dernière ultime dérogation pour les propriétaires uniques et les syndicats de copropriétaires d'un immeuble à usage d'habitation avec une consommation annuelle inférieure à 150 MWh, les TRV de gaz naturel seront définitivement supprimés le 1^{er} juillet 2023.

Dans le secteur de l'électricité, les offres aux TRV ne sont plus commercialisées depuis le 1^{er} janvier 2020 pour les « consommateurs finals non domestiques » (i.e. entreprises, professionnels et collectivités) occupant plus de dix personnes ou dont le chiffre d'affaires, les recettes annuelles ou le total de bilan annuels excèdent 2 millions d'euros. Les TRV sont en revanche maintenus pour les autres consommateurs disposant d'une puissance souscrite égale ou inférieure à 36 kVA.

différents sites (sites profilés ou télérelevés dans l'électricité, consommation annuelle de référence (CAR) dans le gaz). L'achat groupé est aussi un outil efficace pour évaluer les consommations, donc les besoins des territoires, et préconiser des opérations d'efficacité énergétique. S'y ajoute la possibilité d'innover, en achetant de l'électricité ou du gaz «verts», ou encore des prestations de MDE.

Conduire un projet

Quelques conseils pour mutualiser ses achats d'énergie :

1. Contacter votre syndicat d'énergie ou l'autorité organisatrice de la distribution d'énergie de votre territoire pour connaître le groupement d'achat le plus proche.
2. Recenser vos besoins : inventorier des contrats à passer, en nombre et en volume de consommation, est un élément essentiel en amont pour la commune et le groupement. L'objectif est d'estimer les besoins mais également de permettre aux prestataires d'élaborer une réponse adaptée.
3. Classer les sites à alimenter et les rassembler par lot : identifier les différents types de sites de consommation similaire (volume et profils de consommations) et les regrouper au sein de lots distincts (typologie, ...). Il est également important d'évaluer aux mieux ces besoins ou d'apporter des informations spécifiques pour faciliter les réponses des fournisseurs.



Zoom sur les actions de la FNCCR

Depuis plus de 5 ans, la FNCCR avec le CLEEE (association de grands consommateurs industriels et tertiaires français) anime un réseau des acheteurs publics et privés d'énergie.

Un groupe de travail a été créé, ouvert aux adhérents de la FNCCR, qui permet d'accompagner la montée en compétence des acheteurs à travers des retours d'expérience, la fourniture de documents cadres, des auditions d'acteurs nationaux et une veille dédiée aux innovations. C'est également un lieu d'échange pour développer des stratégies d'achat adaptées aux besoins de chaque groupement. Dans le cadre de ce groupe de travail, la FNCCR et le CLEE organisent annuellement plusieurs enquêtes notamment sur la qualité de la relation clients – fournisseurs.

ASSURER UNE BONNE PERFORMANCE ÉNERGÉTIQUE ET ÉCONOMIQUE DE SES BÂTIMENTS

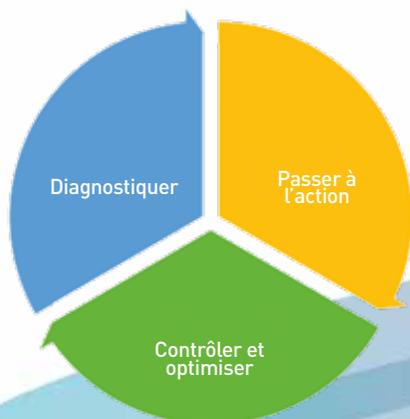
fiche #10

Agir sur la rénovation énergétique de son bâti répond à différents enjeux :

- Économique, avec une recherche de baisse de sa facture énergétique ;
- Environnemental, en cherchant à moins consommer, on rejette moins de gaz à effet de serre ;
- Local, en travaillant avec les artisans et professionnels du territoire, renforçant par ailleurs la résilience de celui-ci ;
- Règlementaire, en mettant en œuvre les obligations du décret tertiaire et en exprimant l'exemplarité des collectivités.

Comment agir ?

La mise en place d'une démarche durable de rénovation énergétique peut se décliner en trois étapes :



- Une première phase autour de la connaissance de son patrimoine : état des lieux, audit, identifier les usages des bâtiments, les postes de consommation, la stratégie patrimoniale...
- Une seconde phase consistant à passer à l'action, avec les travaux à proprement parler, en mobilisant les outils adaptés : groupement de commandes, rédaction des cahiers des charges et lancement des marchés...
- Une troisième étape consistant à suivre et à agir sur les actions réalisées à long terme : contrôler la bonne réception des travaux, suivre les écarts et les corriger...

C'est la mise en place de ce cycle vertueux qui permet d'assurer une durabilité de la performance énergétique de ses bâtiments.

Le décret tertiaire ?

Le décret tertiaire concerne les bâtiments de plus de 1 000 m², publics comme privés, et décline un objectif de réduction des consommations énergétiques des bâtiments : -40 % en 2030, -50 % en 2040 et -60 % en 2050 par rapport à 2010.

Les données doivent être remontées à l'ADEME via la plateforme OPERAT qui permet de suivre l'avancée des objectifs pour les différents types de patrimoine.

Financer son projet

Pour chaque étape précitée, plusieurs solutions de financement et d'accompagnement existent :

Préparer l'action

Le patrimoine d'une collectivité est très diversifié et multiple : bâtiments directement utilisés pour les services publics, mis en location, peu utilisés...dont l'usage dépend de dynamiques locales mais aussi nationales (réorganisation des casernes, hôpitaux, etc.). Il est donc indispensable de connaître l'état de ses bâtiments et leur utilisation pour bien prioriser le type de travaux à y faire figurer. À cet effet, plusieurs facilitateurs peuvent accompagner les collectivités, et en particulier les conseillers en énergie partagée de l'ADEME et les économistes de flux ACTEE qui sont complémentaires. On trouvera également des aides financières pour les audits et les équipements de mesure via le programme ACTEE, et les conseils régionaux.

Passer à l'action avec des travaux

Une fois que le patrimoine est bien connu et que les actions ont été priorisées et mises en place dans une stratégie de long terme (commencer par mettre en place des actions à temps de retour rapide - changement d'éclairage, équilibrage de sa chaufferie et réseaux - et continuer avec des actions plus structurantes à long terme), plusieurs aides peuvent être sollicitées : les financements ACTEE dédiés à l'aide à la maîtrise d'œuvre, la valorisation des CEE par un syndicat d'énergie ou autre acteur les regroupant, la DSIL gérée par les préfetures, les subventions régionales ou le FEDER, la mise en place de contrats de performance énergétique ou de l'intracting, etc.



Le programme ACTEE, au service des collectivités

Porté par la FNCCR, le programme ACTEE poursuit un triple objectif :

- Financer le passage à l'action avec une aide dédiée aux équipements de mesure, aux audits, aux économistes de flux et à la maîtrise d'œuvre ;
- Constituer un centre de ressources directement utilisables par les collectivités pour leurs actions : cahiers des charges-type, guide, formations, MOOC, simulateurs en ligne, etc. Et le troisième objectif ?

Suivre dans le long terme

La livraison des travaux ne doit pas sonner la fin de l'action de rénovation énergétique : il faut non seulement continuer pour creuser encore les différents gisements d'économie d'énergie, mais aussi suivre les performances à long terme, pour se prémunir de tout écart, via des outils de suivi de consommation, l'économiste de flux ACTEE ou le CEP concerné selon le type d'action.

Pour aller plus loin :



FAIRE VIVRE ET ANIMER SA CCSPL

fiche #11

Qui fait quoi ?

La CCSPL a été créée en vue d'examiner les rapports et d'émettre à titre consultatif des avis relatifs au fonctionnement des services publics locaux.

La CCSPL est présidée par l'exécutif de la collectivité ou du groupement, ou son représentant.

Deux catégories de membres sont désignées par délibération de la collectivité ou du groupement :

- Des représentants de l'assemblée délibérante ;
- Des représentants « d'associations locales ».

Des « invités » peuvent être associés aux travaux de la CCSPL, sur proposition du Président (ou autres modalités à prévoir dans le règlement intérieur), avec voix consultative, tels que des représentants du délégataire, des personnes qualifiées, des représentants d'autres instances de concertation (comité d'usagers, conseil de développement, ...).

Quelles obligations ?

Dans le secteur de l'énergie, la consultation des CCSPL est obligatoire en amont pour avis sur tout projet de :

- Délégation de service public ;
- Création d'une régie dotée de la seule autonomie financière ou de la personnalité morale et de l'autonomie financière ;
- Contrat de partenariat.

La consultation est facultative pour :

- Une délégation à une SPL ou à une SEM à opération unique ;
- Un projet de classement d'un réseau de chaleur ou de froid.

NB : l'organe de délibération de la collectivité/du groupement peut charger l'exécutif de saisir la CCSPL pour avis.

La CCSPL doit examiner chaque année sur le rapport de son président :

- Le rapport, mentionné à l'article L. 1411-3 du CGCT (cf. article 52 de l'ordonnance n° 2016-65 du 29 janvier 2016 relative aux contrats de concession), établi par le délégataire de service public ;
- Le bilan d'activité des services exploités en régie dotée de l'autonomie financière ;
- Le rapport mentionné à l'article L. 2234-1 du code de la commande publique établi par le titulaire d'un marché de partenariat.

Sélectionner les participants

La phase de sélection des représentants des associations appelés à siéger au sein des CCSPL est essentielle. Ce sont eux qui vont poser les questions et former un avis sur les sujets présentés par l'AODE.

La liste des antennes locales des associations de consommateurs peut être obtenue sur le site de la DGCCRF (<https://www.economie.gouv.fr/dgccrf/Partenaires-283>). Pour une recherche plus large d'interlocuteurs associatifs, le moteur de

recherche des associations du *Journal officiel* est également à disposition ici : <https://www.journal-officiel.gouv.fr/associations/recherche/>.

Rédiger un règlement intérieur

L'explicitation des règles de gouvernance et de tenue des réunions au sein d'un règlement intérieur favorisera l'implication des participants. Il peut même devenir le premier objet co-construit dans le cadre de la mise en place de la CCSPL. La FNCCR tient à la disposition de ses collectivités adhérentes un modèle de règlement intérieur.

Prévoir un ordre du jour avec des sujets attractifs

L'ordre du jour des réunions doit être en relation avec les préoccupations des participants (au moins pour une partie des sujets) et les sujets d'actualité dans le secteur de l'énergie ne manquent pas ! Il convient par ailleurs de rendre accessible des données qui ne le sont pas toujours, tout en faisant œuvre de transparence. Des interventions de personnes invitées peuvent en outre « nourrir » utilement les ordres du jour des réunions de ces commissions.

Assurer un suivi entre les réunions des CCSPL

Pour susciter l'intérêt des membres de la CCSPL dans la durée, il est indispensable d'entretenir des relations régulières avec les membres associatifs de ces commissions. La FNCCR publie une *Lettre des CCSPL*, qui a justement pour vocation d'aider ses collectivités adhérentes à maintenir ce lien. Un espace Internet dédié à la CCSPL peut également être créé sur le site de la collectivité ou du groupement (composition de la commission, règlement intérieur, publication des comptes-rendus, et d'autres informations en lien avec la tenue des réunions de la commission).



POUR ALLER PLUS LOIN :

Une Lettre bimestrielle, *La Lettre des CCSPL*, est mise à la disposition des adhérents de la FNCCR pour une diffusion locale auprès des membres de ces commissions. Un groupe d'échanges relatifs aux CCSPL a par ailleurs été créé sur la plateforme collaborative de la FNCCR (GTO CCSPL). Il est ouvert aux collectivités adhérentes de la FNCCR.



Création des CCSPL

Textes de référence :

- Article L.1413-1 du Code général des collectivités territoriales (CGCT)
- Circulaire de la DGCL du 7 mars 2003 relative aux modalités d'organisation des CCSPL

Des textes imprécis : une grande liberté est laissée aux collectivités et à leurs groupements pour définir les modalités d'organisation et de fonctionnement de ces commissions.

A series of horizontal dotted lines for writing notes.

Le Guide de l'élu est édité par la Fédération nationale des collectivités concédantes et régies (FNCCR).

Il comprend cinq volumes traitant des services publics locaux de l'énergie, de l'eau, du numérique, de l'éclairage public et des déchets.

Créée en 1934, la FNCCR est une association regroupant plus de 850 collectivités territoriales et des établissements publics de coopération, spécialisés dans les services publics de distribution d'énergie, de gestion énergétique, d'eau et d'assainissement, de communications électroniques et de valorisation des déchets. Les adhérents de la FNCCR délèguent ces services (en concession) ou les gèrent directement (en régie).



SERVICES PUBLICS LOCAUX
DE L'ÉNERGIE, DE L'EAU,
DE L'ENVIRONNEMENT ET
DES E-COMMUNICATIONS

Fédération nationale des collectivités concédantes et régies (FNCCR)
20, boulevard de Latour-Maubourg – 75007 - Paris

fnccr.asso.fr

