



Série Économique  
Réf AMORCE ENE 39  
Février 2020

# Financement de la transition énergétique

## Sur les réseaux de distribution

### Électricité et gaz naturel



Avec le soutien technique  
et financier de

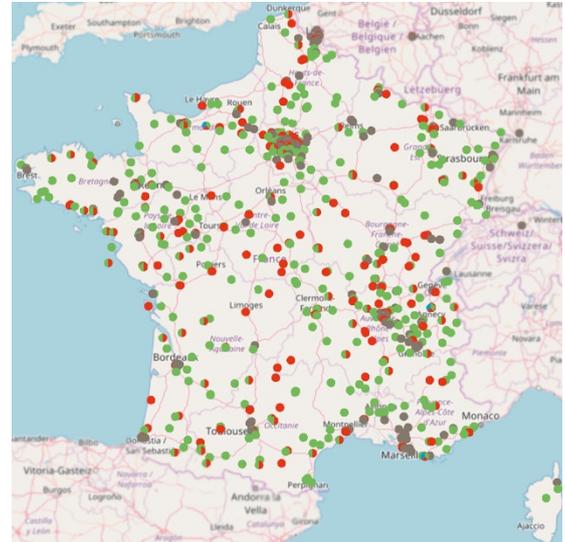


## PRÉSENTATION D'AMORCE

Rassemblant plus de 930 adhérents pour 60 millions d'habitants représentés, AMORCE constitue le premier réseau français d'information, de partage d'expériences et d'accompagnement des collectivités (communes, intercommunalités, conseils départementaux, conseils régionaux) et autres acteurs locaux (entreprises, associations, fédérations professionnelles) en matière de transition énergétique (maîtrise de l'énergie, lutte contre la précarité énergétique, production d'énergie décentralisée, distribution d'énergie, planification), de gestion territoriale des déchets (planification, prévention, collecte, valorisation, traitement des déchets) et de gestion du cycle de l'eau.

Force de proposition indépendante et interlocutrice privilégiée des pouvoirs publics (ministères, agences d'État et du Parlement) AMORCE est aujourd'hui la principale représentante des territoires engagés dans la transition énergétique, dans l'économie circulaire et dans la gestion durable de l'eau. Partenaire privilégiée des autres associations représentatives des collectivités, des fédérations professionnelles et des organisations non gouvernementales, elle a joué un rôle majeur dans la défense des intérêts des acteurs locaux lors de l'élaboration de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte ou précédemment des lois relatives au Grenelle de l'environnement.

Créée en 1987, elle est largement reconnue au niveau national pour sa représentativité, son indépendance et son expertise, qui lui valent d'obtenir régulièrement des avancées majeures (TVA réduite sur les déchets et sur les réseaux de chaleur, création du Fonds Chaleur, éligibilité des collectivités aux certificats d'économie d'énergie, création de nouvelles filières de responsabilité élargie des producteurs, signalétique de tri sur les produits de grande consommation, généralisation des plans climat-énergie, obligation de rénovation des logements énergivores, réduction de la précarité énergétique, renforcement de la coordination des réseaux de distribution d'énergie, etc...).



## PRÉSENTATION DE L'ADEME



A l'ADEME – l'**Agence de la transition écologique** – nous sommes résolument engagés dans la lutte contre le réchauffement climatique et la dégradation des ressources.

Sur tous les fronts, nous mobilisons les citoyens, les acteurs économiques et les territoires, leur donnons les moyens de progresser vers une société économe en ressources, plus sobre en carbone, plus juste et harmonieuse.

Dans tous les domaines – énergie, air, économie circulaire, gaspillage alimentaire, déchets, sols... - nous conseillons, facilitons et aidons au financement de nombreux projets, de la recherche jusqu'au partage de solutions.

A tous les niveaux, nous mettons nos capacités d'expertise et de prospective au service des politiques publiques.

L'ADEME est un établissement public sous la tutelle du ministère de la Transition écologique et solidaire et du ministère de l'Enseignement supérieur, de la Recherche et de l'Innovation.

**Contacts pour ce guide** : Marion BERTHOLON

### ADEME

20, avenue du Grésillé, BP 90406 - 49004 Angers Cedex 01

Tel : 02 41 20 41 20

[www.ademe.fr](http://www.ademe.fr) - [@ademe](https://twitter.com/ademe)

AMORCE / ADEME – Février 2020

Guide réalisé en partenariat et avec le soutien technique et financier de l'ADEME

## REMERCIEMENTS

Nous remercions l'ensemble des collectivités ayant participé à notre travail, dont celles qui nous ont fait part de leurs retours d'expérience et qui nous ont fourni des documents pour illustrer cette publication.

## RÉDACTEURS

Baptiste VEZOLE, [bvezole@amorce.asso.fr](mailto:bvezole@amorce.asso.fr)

**Comité de relecture** : Marion BERTHOLON, ADEME ; Brice ARNAUD, ADEME ; Joël RUFFY, AMORCE

**Relecture** : Julie PURDUE, AMORCE

## MENTIONS LÉGALES

©AMORCE – Février 2020

Les propos tenus dans cette publication ne représentent que l'opinion de leurs auteurs et AMORCE n'est pas responsable de l'usage qui pourrait être fait des informations qui y sont contenues.

Reproduction interdite, en tout ou en partie, par quelque procédé que ce soit, sans l'autorisation écrite d'AMORCE.

Possibilité de faire état de cette publication en citant explicitement les références.

# SOMMAIRE

<b>INTRODUCTION</b> .....	<b>6</b>
<b>1. MODELE DE FINANCEMENT DE LA DISTRIBUTION</b> .....	<b>10</b>
<b>1.1. ÉCONOMIE DES CONCESSIONS D'ÉLECTRICITÉ ET DE GAZ NATUREL</b> .....	<b>10</b>
1.1.1. <i>LE TURPE</i> .....	14
1.1.2. <i>L'ATRD</i> .....	17
<b>1.2. RESSOURCES À DISPOSITION DES COLLECTIVITÉS</b> .....	<b>20</b>
1.2.1. <i>REDEVANCE DE FONCTIONNEMENT – R1</i> .....	20
1.2.1. <i>REDEVANCE D'INVESTISSEMENT – R2</i> .....	21
1.2.2. <i>LA REDEVANCE D'OCCUPATION DU DOMAINE PUBLIC</i> .....	22
1.2.3. <i>LES TAXES</i> .....	23
1.2.4. <i>LE FACÉ</i> .....	24
<b>1.3. LE TAUX DE REFACTION DES RACCORDEMENTS DE PROJETS</b> .....	<b>25</b>
1.3.1. <i>ÉLECTRICITÉ</i> .....	25
1.3.2. <i>GAZ NATUREL</i> .....	27
<b>1.4. LA MISE À DISPOSITION DE DONNÉES</b> .....	<b>30</b>
<b>2. RETOURS D'EXPÉRIENCE DE COLLECTIVITÉS : CAS D'USAGE ET EXPÉRIMENTATIONS</b> .....	<b>31</b>
<b>CONCLUSION</b> .....	<b>46</b>
<b>BIBLIOGRAPHIE</b> .....	<b>47</b>
<b>GLOSSAIRE</b> .....	<b>48</b>

# INTRODUCTION

## Quel rôle pour les réseaux dans la transition énergétique ?

La transition énergétique vise à réduire nos consommations d'énergie, à développer la production d'énergie renouvelable, mais aussi à intégrer les nouveaux usages de l'énergie, comme la mobilité alternative au pétrole (électrique et GNV). Dans cette transformation, qui est source d'investissements et d'emplois, la maîtrise de la facture énergétique et des émissions de gaz à effet de serre est une priorité. Cette transformation doit nécessairement entraîner également des investissements sur les infrastructures de réseaux de distribution d'énergie (électricité, gaz naturel et chaleur ou froid).

Qu'elles soient propriétaires des réseaux publics de distribution d'énergie, autorités organisatrices de la distribution d'énergie (AODE), ou détentrices de compétences liées à l'aménagement, l'énergie et l'urbanisme, ou encore à la planification air-énergie-climat, les collectivités sont des acteurs incontournables dans la réflexion à mener localement en termes d'organisation et de coordination entre ces réseaux, au service de la transition énergétique de leur territoire.

Les ressources économiques, fiscales, mais aussi en termes de mise à disposition de données, doivent permettre aux collectivités d'évaluer et de prendre connaissance des réalités énergétiques de chaque territoire de façon coordonnée afin d'obtenir un effet maximal pour chaque investissement consenti.

Déjà engagée et déclinée sur de nombreux territoires, l'évolution des réseaux publics de distribution d'électricité soulève des questions complexes puisqu'il s'agit de participer à la transformation d'une architecture historiquement linéaire et centralisée (production, transport, distribution, consommation) vers un modèle décentralisé et multi-acteurs (productions décentralisées et variables, nouveaux usages de l'énergie, utilisation des nouvelles technologies de l'information et de la communication, complémentarité entre vecteurs énergétiques, adaptabilité de la demande, etc.).

AMORCE a publié en partenariat avec l'ADEME, trois notes, balayant les enjeux techniques, juridiques et économiques de la distribution d'énergie dans les territoires<sup>1</sup>. Ces publications reviennent sur les principes de fonctionnement qui régissent les réseaux de distribution d'électricité et de gaz naturel. La présente publication reviendra pour les mêmes réseaux d'énergie sur :

- Le cadre de financement de la distribution, associé aux compétences d'autorités concédantes ;
- Des retours d'expériences de collectivités sur la prise en compte des réseaux pour la transition énergétique.

## Quel coût et financement pour la transition énergétique sur les réseaux d'électricité et de gaz naturel ?

Les relations entre collectivités et gestionnaires de réseaux dépendent de la loi (code de l'énergie, code des collectivités territoriales, etc.), de contrats liants l'État et les concessionnaires et définissant leurs missions, mais aussi des contrats de concessions liants directement les collectivités et leurs concessionnaires sur leur territoire.

Les collectivités, au titre de leurs compétences d'AODE, perçoivent des redevances de contrôle et d'investissement de la part des concessionnaires des réseaux de distribution, mais aussi certaines taxes. De plus, suivant le type de travail engagé sur les réseaux, un taux de réfaction (ou taux de prise en charge des travaux par le concessionnaire) est appliqué et finance l'évolution des réseaux. Enfin, les gestionnaires de réseaux mettent à disposition des collectivités divers jeux de données en fonction de leurs compétences (planification, urbanisme ou AODE). De nombreuses ressources existent donc et sont au moins partiellement à disposition des collectivités.

Ces ressources directement affectées aux collectivités ne sont cependant pas uniquement fléchées vers la transition énergétique, mais avant tout vers les missions de contrôle du concédant. Par ailleurs la transition énergétique dépend avant tout d'objectifs nationaux déclinés localement via les SRADDET (régions) et les PCAET (EPCI de plus de 20 000 habitants) ou encore via les règles d'urbanisme (PLU) et ne repose pas

<sup>1</sup> ENE07 – Distribution d'énergie dans les territoires : quels enjeux économiques ? – AMORCE/ADEME  
ENJ04 – Distribution d'énergie dans les territoires : quels enjeux juridiques ? – AMORCE/ADEME  
ENT20 – Distribution d'énergie dans les territoires : quels enjeux techniques ? AMORCE/ADEME

uniquement sur les ressources de la collectivité, mais aussi sur les habitants et les entreprises du territoire. Le rôle de la collectivité est plutôt d'être le chef d'orchestre des projets de territoire. Elle doit prendre en compte dans son action, le développement économique du territoire, la bonne alimentation énergétique de chacun, le développement de nouveaux usages de l'énergie et la transition énergétique.

Il n'existe pas à ce jour d'estimation du coût de la transition énergétique. La programmation pluriannuelle de l'énergie fixe des objectifs pour chaque filière (énergies renouvelables, rénovation énergétique, etc.) et les subventions associées de l'État. Pour parvenir à atteindre ces objectifs, il faut en fait mobiliser les subventions d'État, les investissements privés et les investissements des collectivités. Enfin, une réflexion complète doit aussi estimer les gains et pertes engendrés par ces investissements, en termes d'emploi, de retombées fiscales, ou encore de santé publique. Une quantification précise est en fait difficile à obtenir.

Par exemple, un rapport de l'office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques de l'Assemblée nationale de mars 2019, sur les scénarios technologiques permettant d'atteindre l'objectif d'un arrêt de la commercialisation des véhicules thermiques en 2040, a prononcé les conclusions suivantes, selon des scénarios prédéfinis :

- La transition coûterait de l'ordre de plusieurs centaines de milliards d'euros sur 20 ans (tous investissements compris) ;
- Un des postes de coûts les plus élevés concernerait la disparition progressive de la taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques (TICPE, qui a atteint 37,7 Mds € en 2019, partagée à 45% au budget de l'État, 33% aux collectivités territoriales et alimentant enfin le compte d'affectation spécial transition énergétique, qui finance les tarifs d'achats et compléments de rémunération des centrales d'énergie renouvelable). L'impact en termes d'emplois (440000 emplois dans la filière automobile en France) et de fiscalité associée doit aussi être pris en compte ;
- Les coûts liés à la mise en place de l'infrastructure (bornes de recharges électrique et stations de gaz (biométhane et hydrogène), mais aussi postes de transformation, câblages, tuyauterie, etc.) est estimé entre 30,7 et 108 Mds € suivant les scénarios<sup>2</sup>. Ce dernier point ne serait évidemment pas assumé par les collectivités seules, mais bien également les porteurs de projets de bâtiments et de parking qui doivent réserver des capacités de bornes de recharges. D'un point de vue technique, le réseau électrique devra évoluer en profondeur, non parce que les capacités de production seront trop faibles, mais par ce que les appels de puissance seront difficiles à gérer et impactant.

Ces trois points visent à comprendre que le financement et l'impact de changements aussi profonds que ceux auxquels nous devons faire face vont devoir entraîner une refonte totale de la fiscalité et de la réglementation pour être accomplis. Ils permettent aussi de bien comprendre que la collectivité a un rôle à jouer, mais ne peut l'assumer seule au regard de ses ressources.

### **Quelle gouvernance et quels leviers d'actions pour les collectivités sur les réseaux ?**

Les collectivités ont un rôle clé dans la gouvernance des réseaux de distribution d'énergie de par leur rôle d'AODE. Nous nous attacherons donc ici à décrire les acteurs des réseaux de distribution publique d'électricité et de gaz naturel et leurs interactions.

La construction de la distribution d'électricité et de gaz en France est issue d'un long processus de déploiement de plaques de réseaux, associées à des centrales et des approvisionnements énergétiques locaux. Une grande quantité d'entreprises et de collectivités ont participé à développer les réseaux, en zones urbaines et périurbaines et dans les campagnes, pour répondre à des usages divers (industrie, agriculture, usages domestiques). Le rythme d'évolution et les coûts de fonctionnements étaient initialement fonction de la rentabilité de chaque concession, mais aussi de la politique tarifaire de chaque entreprise.

<sup>2</sup> « Une étude d'Enedis de 2018, mentionne dans un scénario à 9 millions de véhicules électriques en 2035 et 12 millions de points de charge (contre environ 250000 aujourd'hui), que le coût de raccordement / renforcement du réseau de distribution serait de 400 à 850 € par véhicule (75% / 25% respectivement). »

« Enedis évalue par ailleurs à environ 30 milliards € les sommes à affecter avant 2030 à l'intégration des énergies renouvelables et au déploiement des smart grids »

Extraits du rapport de l'office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques de l'assemblée nationale de mars 2019, sur les scénarios technologiques permettant d'atteindre l'objectif d'un arrêt de la commercialisation des véhicules thermiques en 2040  
Enedis – « Impact du développement de la mobilité sur les réseaux de distribution » - Université d'été – Sauvons le climat – 2018

Après la seconde guerre mondiale, les systèmes de production, de transport et de distribution de l'électricité et du gaz naturel ont été en grande partie nationalisés en France. Cette nationalisation ne s'est pas accompagnée tout de suite d'une unification des tarifs d'utilisation des réseaux. Un travail s'est étalé sur plusieurs décennies, porté par les collectivités qui se sont rassemblées autour d'autorités concédantes comme les syndicats départementaux d'énergie, via les associations AMF et FNCCR, pour porter l'intérêt des territoires dans une politique énergétique très centralisée. Le résultat finalement récent en a été la péréquation tarifaire en monopole pour les acteurs du transport (GRTgaz, Terega et RTE), mais aussi de la distribution : Enedis, GRDF et les ELD (entreprises locales de distribution) sur l'essentiel du territoire (sauf dans le cas des nouvelles concessions de distribution de gaz naturel, qui sont ouvertes à la concurrence et hors péréquation tarifaire).

La production d'électricité, l'approvisionnement en gaz du territoire et la commercialisation (ou fourniture) sont en revanche des activités ouvertes à la concurrence.

Les grandes centrales de production d'électricité (centrales nucléaires, thermiques à flamme, grande hydroélectricité) sont connectées au réseau très haute tension, dit de transport, propriété de l'État et dont la gestion est concédée à RTE. La majorité des énergies renouvelables sont cependant connectées aux réseaux de distribution d'électricité et de gaz naturel des collectivités.

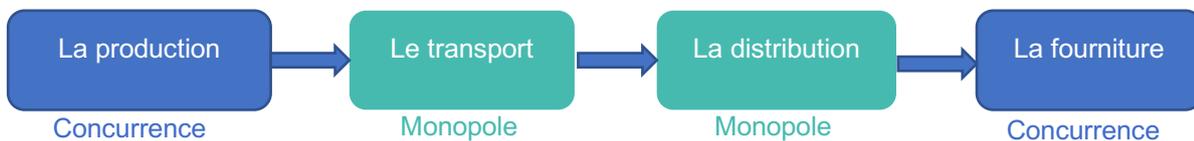


Figure 1 : De la production à la consommation, grandes familles de missions dans le déploiement de l'énergie électrique et gazière en France (le stockage gaz n'est pas représenté)

Enedis, GRDF et les ELD sont des concessionnaires. Ce sont les collectivités qui possèdent ces réseaux<sup>3</sup>. Les collectivités AODE délèguent pour des durées variables (15 à 30 ans) la gestion du service public de distribution à ces entreprises en monopole. Seules les nouvelles concessions de gaz naturel sont ouvertes à la concurrence<sup>4</sup>.

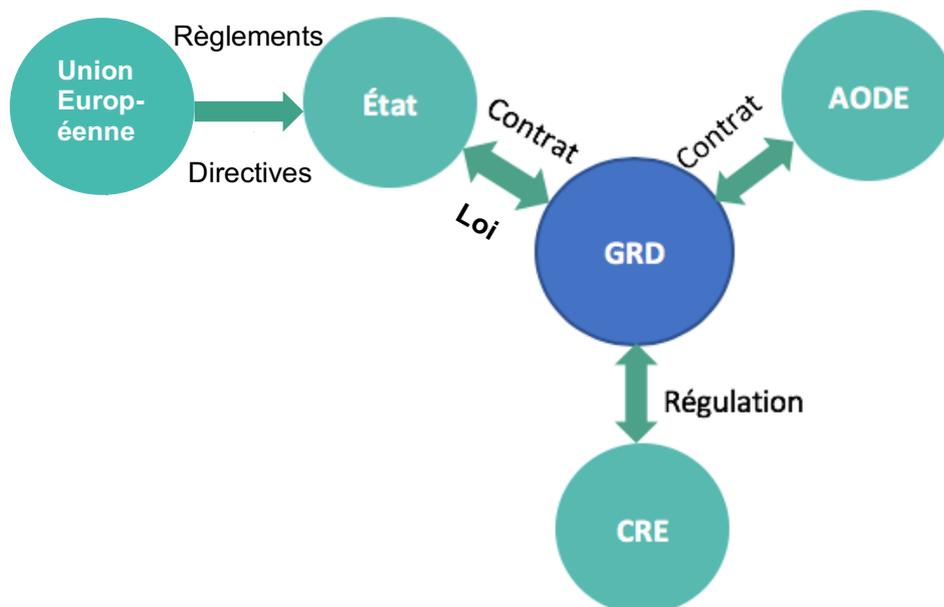


Figure 2 : Articulation des relations entre les acteurs de la distribution d'électricité et de gaz naturel

<sup>3</sup> Sauf en ce qui concerne les ouvrages mutualisés à plusieurs concessions, qui sont propriétés des gestionnaires (exemples : certains postes électriques, les réseaux d'antennes multi-réseaux, etc.), ainsi que les postes sources (code de l'énergie, art. L.322-4)

<sup>4</sup> Dans le cadre des nouveaux réseaux, construits sur le territoire de communes non desservies dans le cadre du monopole historique, la collectivité a le choix du mode de gestion : concession, régie, etc. Ces cas particuliers représentent moins de 1% des cas.

La régulation des gestionnaires de réseaux de distribution est répartie sur trois grands acteurs :

- **Les pouvoirs publics** définissent les missions de service public des gestionnaires de réseaux à travers différents supports : **lois, contrats de service public** signé l'État et le concessionnaire.
- **La collectivité AODE** (autorité organisatrice de la distribution d'énergie) : propriétaire des réseaux de distribution, elle négocie avec le GRD un **contrat de concession** local et **contrôle** la concession.
- La **commission de régulation de l'énergie (CRE)** est une autorité administrative indépendante chargée de veiller au bon fonctionnement du marché de l'énergie (électricité et gaz naturel) et notamment de la distribution : elle fixe le **tarif d'utilisation des réseaux de distribution (TURPE et ATRD)**, respectivement pour l'électricité et le gaz naturel) qui doit permettre aux GRD de remplir leurs missions, ainsi que la tarification des prestations annexes réalisées à titre exclusif par les GRD.

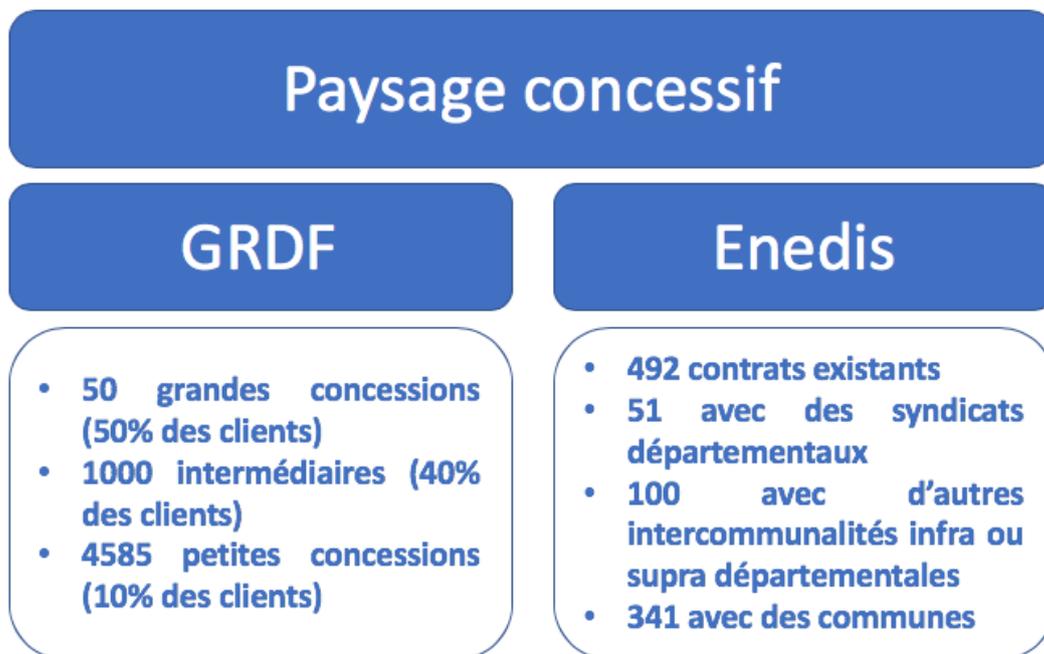


Figure 3 : Le paysage concessif français, hors ELD

Enfin, le paysage concessif français est relativement différent entre la distribution de gaz et d'électricité. Si les bases de régulation et les grands principes de fonctionnement réglementaires son relativement proches entre ces deux énergies, le domaine gazier, qui ne couvre pas la totalité du territoire, est nettement plus morcelé.

# 1. Modèle de financement de la distribution

De nombreuses ressources existent dans le domaine de la distribution de gaz et d'électricité. Il est cependant difficile de les chiffrer. Nous ferons dans cette partie l'inventaire des postes de ressources à disposition des collectivités, des gestionnaires de réseaux et des porteurs de projets, sans garantie d'exhaustivité.

Nous reviendrons donc sur les ressources financières à disposition des gestionnaires de réseaux et décrivant notamment la construction du TURPE et de l'ATRD. Nous décrivons ensuite les ressources à disposition des collectivités au titre de leur compétence d'AODE. Enfin, nous décrivons le partage des dépenses de raccordements de projets sur les réseaux et la mise à disposition de données à disposition du public et des collectivités.

## 1.1. Économie des concessions d'électricité et de gaz naturel

### Comment sont rémunérés les gestionnaires de réseaux de distribution ?

Comme évoqué en introduction de cette présente note, les opérateurs de distribution d'électricité et de gaz naturel sont en monopole sur leurs territoires historiques. Seules les nouvelles concessions de gaz naturel sur des communes qui n'étaient pas auparavant desservies, sont soumises à une mise en concurrence.

Par ailleurs, le deuxième grand principe qui régit le système concessif de distribution de gaz et d'électricité en France est la péréquation tarifaire. Selon ce principe, un consommateur du même type (exemple : consommateur domestique de gaz naturel pour la cuisson et le chauffage) paiera la même part pour l'utilisation des réseaux, quelle que soit sa situation géographique. Ce principe de péréquation invoque les principes de solidarité entre usagers et d'équilibre financier du concessionnaire. Une concession particulièrement rentable soutiendra donc le développement et l'entretien d'une concession qui l'est moins.

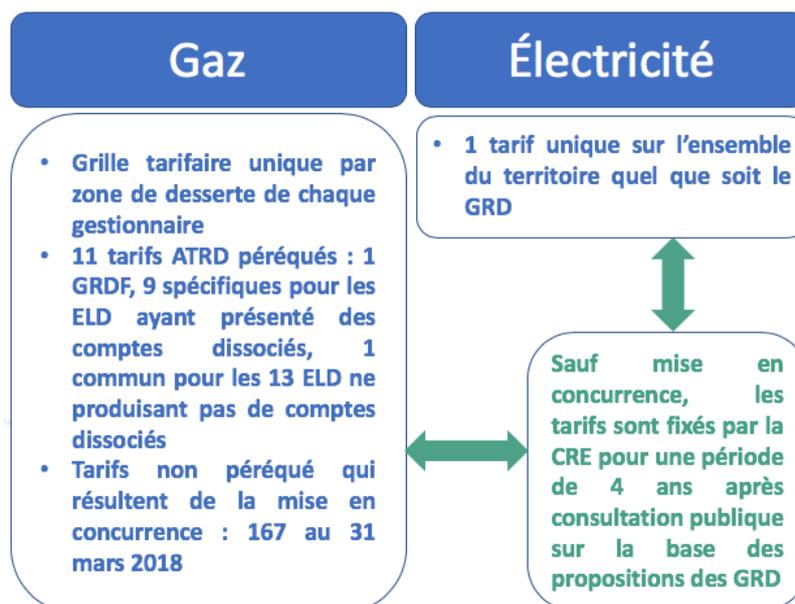


Figure 4 : La péréquation tarifaire dans la distribution d'électricité et de gaz naturel

La péréquation est totale dans le cas de l'électricité (voir [Figure 4](#)) avec un tarif unique pour l'ensemble du territoire métropolitain (même tarif pour Enedis et les ELD). Dans le cas du gaz naturel, le tarif ATRD est péréqué sur la majorité du territoire occupée par l'opérateur historique GRDF. Cependant, des tarifs péréqués locaux

persistent dans le cas des ELD de gaz naturel et les concessions mises en concurrence ne sont pas soumises à la péréquation.

### Comment sont construits les tarifs d'utilisation des réseaux ?

Les tarifs TURPE et ATRD sont fixés par la CRE, sur proposition des gestionnaires de réseaux, suite à consultation publique, pour une durée de 4 ans<sup>5</sup>.

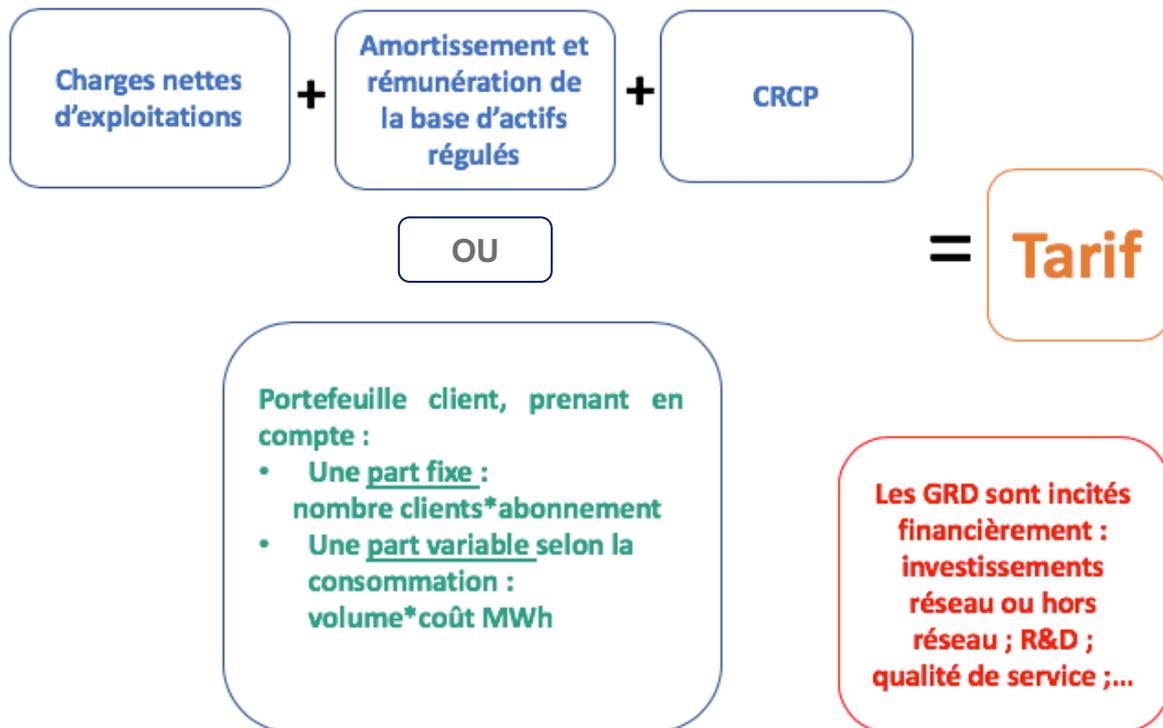


Figure 5 : Structure tarifaire dans la distribution d'électricité et de gaz naturel

Il est important de noter qu'on parle de tarif ATRD ou TURPE, à la fois pour désigner le revenu annuel autorisé des GRD et le tarif d'utilisation payé par chaque usager. La somme des tarifs payés individuellement devant en réalité représenter le revenu autorisé des GRD. Les grands principes de fonctionnement des tarifs sont les mêmes quel que soit le réseau concerné. Nous reviendrons par la suite, sur les différences qui régissent les cas du gaz et de l'électricité.

D'après la [Figure 5](#), on retrouve cette logique avec en bleu, la somme des dépenses de fonctionnement et des charges de capital qui recourent les amortissements des investissements en service ainsi qu'une rémunération des immobilisations, c'est-à-dire, la masse financière dont a besoin le gestionnaire de réseau pour assurer son service. En vert, on retrouve le portefeuille prévisionnel de clients du réseau. Pour chaque type de client (domestique, industriel, consommateur intensif...), un tarif différent est pratiqué. Chacun d'entre eux paye au gestionnaire de réseau, sur sa facture de gaz ou d'électricité, une part fixe d'utilisation des réseaux (dans son abonnement) et une part variable, fonction du volume de consommation réalisé.

Ces deux composantes verte et bleue de la [Figure 5](#) doivent être le plus proche possible. Cependant, le tarif est construit selon des hypothèses de consommation et de types de clients raccordés au réseau il existe donc une incertitude. Le tarif payé par les clients recouvrera-t-il bien les dépenses prévues par le GRD ? Les dépenses réalisées *in fine* par le GRD seront-elles les mêmes que celles prévues ?

<sup>5</sup> Voir par exemple les consultations publiques pour le TURPE 6 et l'ATRD5 :

<https://www.cre.fr/Documents/Consultations-publiques/Structure-des-prochains-tarifs-d-utilisation-des-reseaux-publics-d-electricite-TURPE-6>

<https://www.cre.fr/Documents/Consultations-publiques/Prochain-tarif-d-utilisation-des-reseaux-publics-de-distribution-de-gaz-naturel-de-GRDF-dit-ATRD5>

C'est donc ici qu'interviennent le régulateur, les consultations publiques sur les prévisions des GRD pour l'élaboration de leurs tarifs, mais aussi la composante « CRCP » de la [Figure 5](#).

En effet, selon les missions que doit remplir le GRD et les tarifs précédemment pratiqués, chacun peut s'exprimer au sujet des propositions de tarifs faites par les GRD à la CRE, qui décide de valider la proposition avec ou sans modification. Enfin, la composante CRCP ou Compte de Régulation des Charges et Produits « permet de mesurer et de compenser, pour des postes préalablement identifiés et considérés comme non prévisibles et non maîtrisables, les écarts entre les réalisations et les prévisions prises en compte lors de l'élaboration des tarifs »<sup>6</sup>. Le CRCP est donc un compte alimenté par les trop perçus, qui vient équilibrer les comptes lorsque les revenus perçus par le GRD sont finalement plus bas que prévus ou ne couvrent pas les dépenses normalement prévues du GRD. Cet élément peut être vu à la fois comme un système assurantiel et de lissage des tarifs dans le temps. La [Figure 6](#) décrit le principe de fonctionnement et d'action du CRCP qui va être alimenté en « année faste » et décaissé lorsque les revenus ne couvrent pas les frais de fonctionnement prévus.

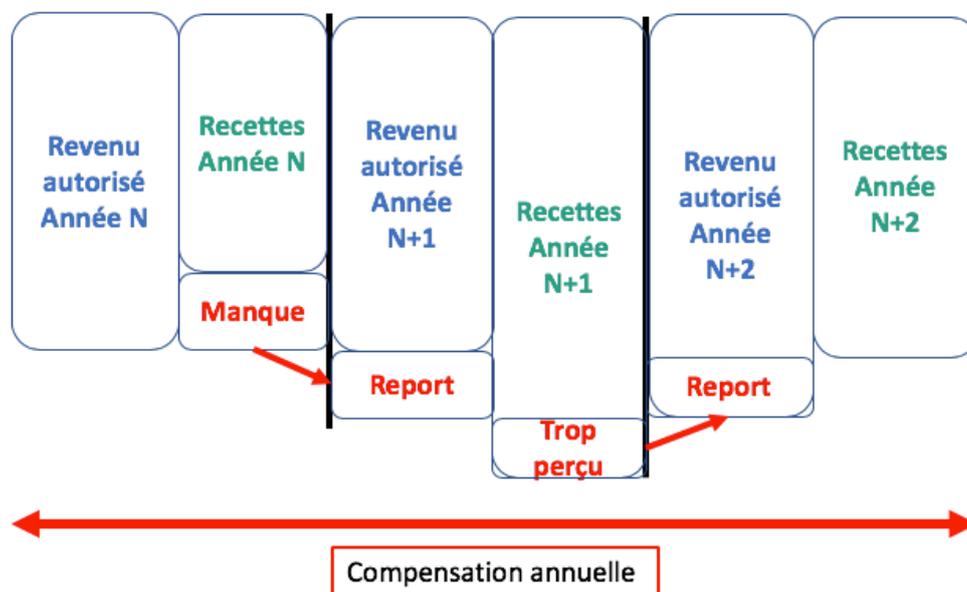


Figure 6 : Le CRCP

De plus, les tarifs sont réévalués chaque année au sein d'une période tarifaire de 4 ans, afin d'en corriger les éventuelles dérives (évolution des missions du GRD, de la base de clients, baisse de la consommation globale plus forte que prévue, etc.).

Le système de rémunération des GRD ne doit pas être vu comme une assurance à sens unique, puisque nous le verrons dans les détails du TURPE et de l'ATRD, les gestionnaires de réseaux, sont aussi incités financièrement à faire des économies. C'est-à-dire qu'en cas de dérive anormale sur les investissements ou les frais de fonctionnement par exemple, ces dépassements ne sont pas forcément compensés. De la même façon, les GRD conserveront une partie des « trop perçus » si la gestion a été frugale et plus économe que prévue.

### Quelles sont les charges des gestionnaires de réseaux et quelle rémunération associée ?

La [Figure 5](#) décrit grossièrement au numérateur, en bleu, les postes de dépense des GRD. Parmi ces postes, on retrouve le CRCP évoqué précédemment, mais aussi les charges d'exploitation et l'amortissement et la rémunération de la base d'actifs régulés. Pour des raisons de compréhension et de simplification, dans cette première partie, nous avons regroupé de nombreux postes de fonctionnement sous le terme « charges d'exploitation ».

<sup>6</sup> [https://www.enedis.fr/sites/default/files/enedis\\_essentiel\\_turpe\\_2018.pdf](https://www.enedis.fr/sites/default/files/enedis_essentiel_turpe_2018.pdf)

Ce poste regroupe en fait les frais de personnel, des systèmes informatiques, de fonctionnement du siège et des antennes locales, de la R&D, ou encore de la flotte de véhicules du GRD ou l'achat d'électricité et de gaz naturel pour financer les pertes réseaux (fuites pour le gaz et effet Joule pour les lignes électriques). Nous le reverrons, différentes incitations financières s'appliquent à chacun de ces postes de frais dans le cas du TURPE et de l'ATRD.

Décrivons maintenant le principe de fonctionnement de l'amortissement et de la rémunération de la base d'actifs régulés (aussi appelée BAR)<sup>7</sup>. La BAR représente la valeur agrégée des actifs non encore amortis, opérés par un GRD. L'amortissement de la valeur de chaque ouvrage du réseau pour lequel le GRD investit (pour le renouveler ou pour une mise en place initiale) est comptabilisé dans cette BAR. L'ouvrage, selon son type et sa durée de vie est amorti sur un certain nombre d'année défini à l'avance. Un transformateur électrique ou un poste de détente de gaz naturel, par exemple sont installés avec une durée de vie prévisionnelle de 40 ans. Ils seront amortis et rémunérés pendant 40 ans.

La part amortissement est une simple division de la valeur de l'actif sur sa durée de vie prévisionnelle (exemple de la [Figure 7](#), sur un actif de valeur 100, l'amortissement perçu par le GRD est de 2,5 par an pendant 40 ans).

La part rémunération de l'actif est là pour rémunérer l'investissement selon le coût du capital et le risque associé à l'investissement pour des sociétés ayant une activité comparable. Cet argent doit permettre au GRD de remplacer l'ouvrage concerné à terme, sans avoir à répercuter son prix sur les tarifs d'utilisation du réseau à ce moment-là.

Le taux de rémunération des actifs varie selon le GRD. La rémunération du capital est de 4% et celle du risque de 2,5% dans le TURPE 5 bis pour Enedis. Pour GRDF, les taux sont respectivement de 2,8% et 2,2% dans l'ATRD 5. La BAR (hors Linky) d'Enedis est d'environ 52 Mds € en 2020 et celle de GRDF (hors Gazpar) est d'environ 15 Mds €.

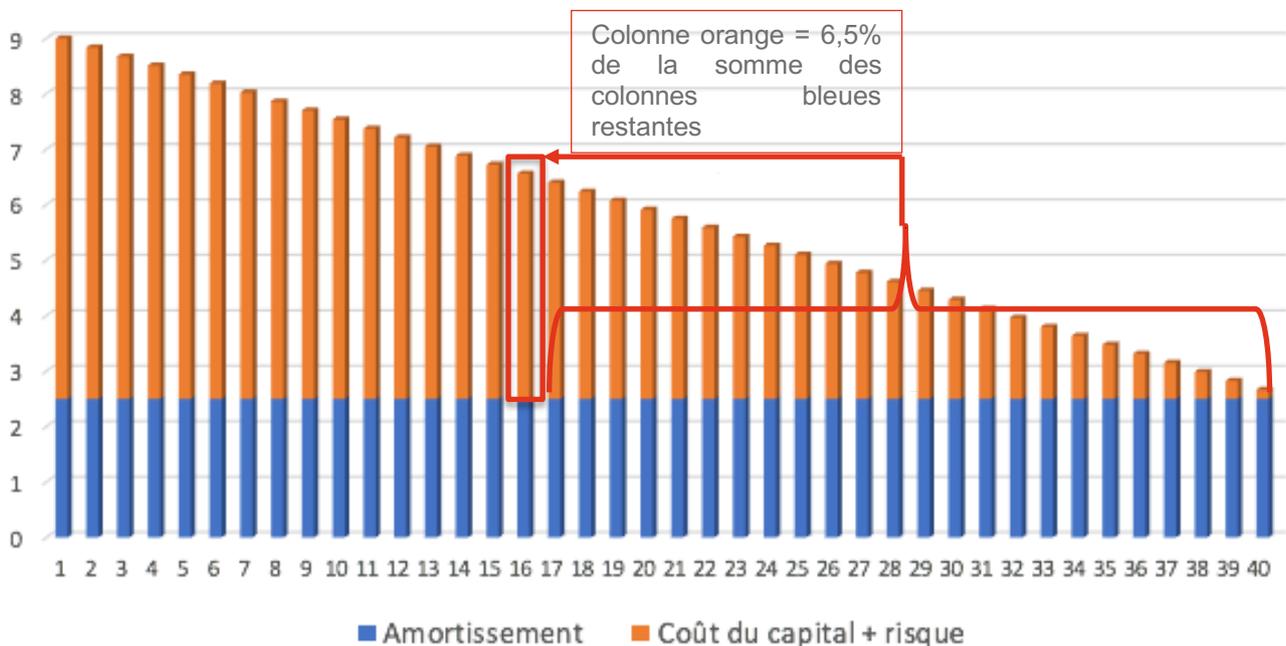


Figure 7 : Rémunération d'un investissement de 100, réalisé sous maîtrise d'ouvrage du GRD, sur 40 ans avec un taux de 6,5% (risque + coût du capital). En bleu, l'amortissement de 100 est étalé à parts égales sur 40 ans. En orange, le taux de rémunération appliqué sur la somme de l'amortissement bleu non encore perçu

Enfin, certaines charges exceptionnelles sont aussi intégrées selon des composantes particulières aux tarifs, comme par exemple le déploiement des compteurs intelligents de gaz et d'électricité Gazpar et Linky. Ces investissements sont rémunérés selon le même principe que la base d'actifs régulés, mais selon un compte

<sup>7</sup> Pour un descriptif détaillé, se reporter à la consultation publique de la CRE n°2019-003 du 14 février 2019

disjoint. Les chantiers Linky et Gazpar représentent des investissements respectifs d'environ 5 et 1,3 Mds €. Ils doivent permettre de faire des économies de charges d'exploitation grâce à la télé-relève du comptage de consommation, **mais aussi de recueillir des données de consommation précieuses pour les missions de transition énergétique** (maîtrise de l'énergie, résorption de la précarité énergétique, charge des lignes électriques, etc.).

Les GRD sont donc rémunérées sur leurs investissements réseaux, que ces investissements soient liés à la transition énergétique ou non. L'amortissement d'un transformateur construit sous maîtrise d'ouvrage d'Enedis, ou d'une canalisation de gaz sous maîtrise d'ouvrage de GRDF, est le même, qu'il soit destiné à alimenter un quartier d'habitation et/ou à recueillir la production d'un champ d'éoliennes ou d'un méthaniseur. Seule la part prise éventuellement en charge par le porteur de projet n'est pas comptabilisée dans la BAR. Une grande partie des ouvrages des réseaux de distribution, **distribue** l'énergie à consommer et **collecte** aussi la production renouvelable locale (surtout vrai dans le cas du réseau électrique dont la part de production renouvelable est bien plus importante, tout comme le nombre d'installations de production reliées). Il est donc difficile de déterminer précisément quelle part des investissements, des coûts de fonctionnement et donc des revenus du GRD sont dédiées à la transition énergétique ou au travail historique du réseau, les deux missions ayant tendance à se mêler sur une bonne part du réseau.

Cependant, des outils de planification et de prévision des investissements pour l'intégration des EnR existent bel et bien (nous y reviendrons dans les parties consacrées au TURPE et l'ATRD) et les règles de répartition des coûts de raccordement financent les EnR, cependant, la transition énergétique bénéficie aussi de l'infrastructure existante dans des proportions difficiles à déterminer.

Quoi qu'il en soit, nous venons de voir que la pérennisation du financement des ouvrages du réseau, dédiés à la transition énergétique ou non, est assurée par la construction des tarifs d'utilisation des réseaux.

### 1.1.1. Le TURPE

Pour ouvrir ce chapitre sur le financement de la transition énergétique sur les réseaux de distribution d'électricité via le TURPE, commençons par préciser une spécificité qui concerne le financement de certains ouvrages. En effet, dans le cas des concessions de distribution d'électricité, les collectivités peuvent aussi avoir la maîtrise d'ouvrage de certains travaux, notamment dans les zones rurales. Dans le cas de ces investissements faits par les collectivités, le GRD reçoit une rémunération pour cet ouvrage qu'il pourra à terme remplacer. Le taux de rémunération pour cet ouvrage à amortir est évidemment plus faible, puisque le GRD ne porte pas le coût du capital. Il est donc réduit à 2,5% (coût du risque seul) dans le cadre du TURPE 5 bis (voir [Figure 8](#)).

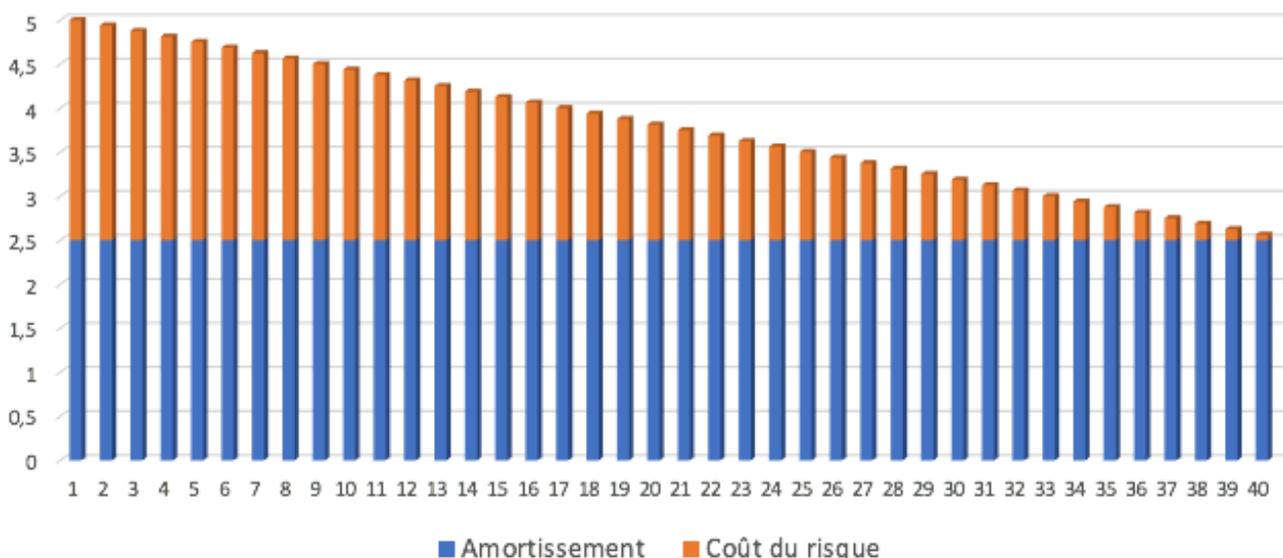


Figure 8 : Rémunération d'un investissement de 100, réalisé sous maîtrise d'ouvrage de la collectivité, sur 40 ans avec un taux de 2,5% (coût du risque seul). En bleu, l'amortissement de 100 divisé sur 40 ans. En orange, le taux de rémunération appliqué sur la somme de l'amortissement bleu non encore perçu.

Dans le cas de la [Figure 7](#), l'ouvrage initial a été financé par le GRD sur ses fonds propres (ou par la dette du GRD) et le GRD perçoit une rémunération *a posteriori*. Dans le cas de la [Figure 8](#) en revanche, c'est la collectivité qui a financé l'ouvrage initial et le GRD perçoit le financement lié à l'amortissement de l'ouvrage qu'il comptabilise comme une dette envers la collectivité. On peut considérer que le GRD perçoit une rémunération qu'il comptabilise comme dette, pour prendre en charge l'éventuel renouvellement à venir de l'ouvrage concerné financé dans un premier temps par la collectivité.

Il était aussi pris en compte selon les contrats de concession<sup>8</sup>, que le GRD fasse des provisions pour renouvellement. Ces provisions constituent une réserve pour faire face à l'augmentation du prix des ouvrages remplacer (on considère qu'un ouvrage ayant coûté 100 en 2000 coûterait par exemple 130 en 2030). La constitution de cette réserve était aussi couverte par les tarifs d'utilisation des réseaux. Dans l'exemple de la [Figure 9](#), pour un exemple de provision de 30%, le GRD percevait finalement une rémunération de 263,3 sur 40 ans pour un investissement initial de 100.

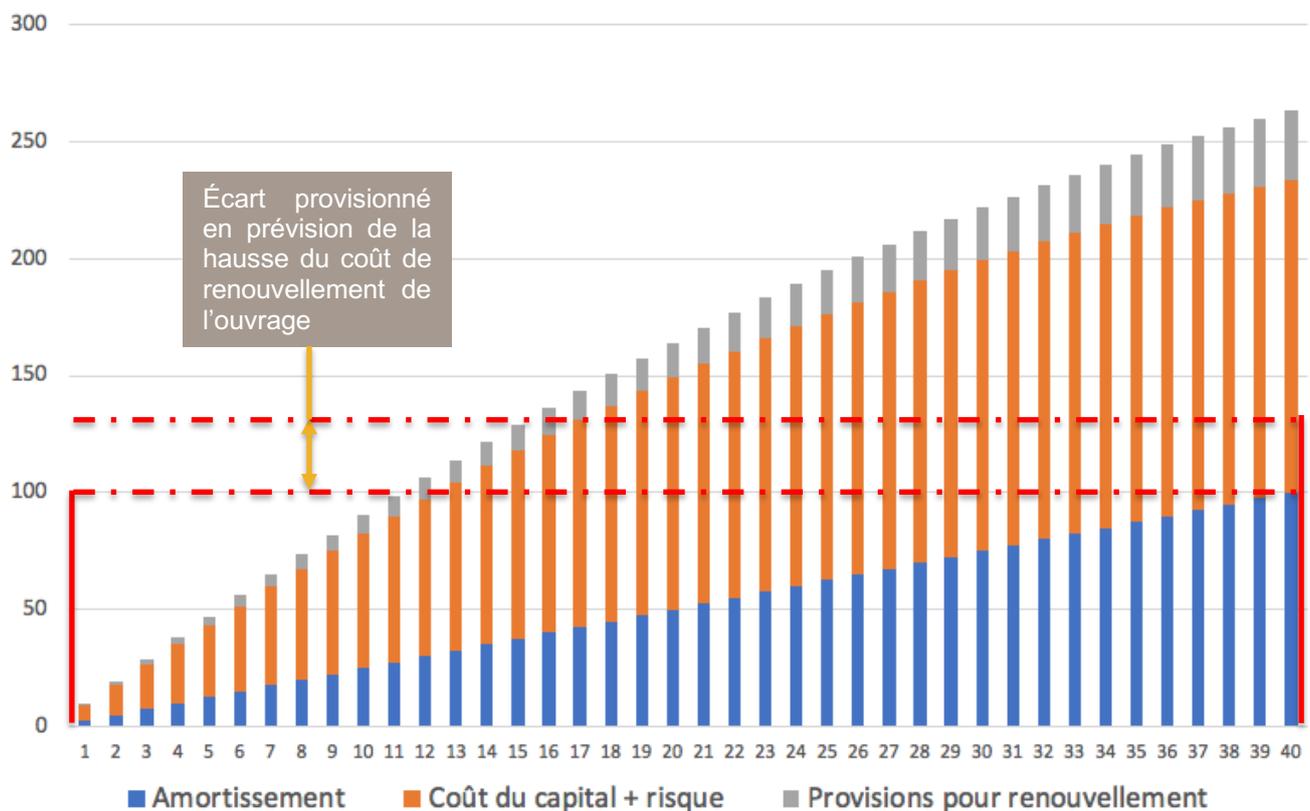


Figure 9 : Cumul de rémunérations perçues à l'année N, par le GRD pour un investissement de 100, réalisé sous sa maîtrise d'ouvrage, sur 40 ans avec un taux de 6,5% (capital + risque). La provision pour renouvellement a été fixée arbitrairement pour l'exemple à 30 et est perçue linéairement sur la durée de 40 ans.

Sur la période tarifaire du TURPE 5, il est ainsi prévu une trajectoire d'investissement de 856 M€/an en moyenne pour le déploiement de Linky (dont la BAR est calculée séparément des autres actifs en cours d'amortissement), mais aussi 224 M€/an en moyenne pour le raccordement de producteurs. 382 M€/an sont enfin prévus pour le comptage, les transformateurs et le renforcement des réseaux, qui dépendent à la fois des nouveaux consommateurs et producteurs<sup>9</sup>.

<sup>8</sup> Ce n'est plus le cas dans le dernier modèle de contrat datant de décembre 2017, mais c'était le cas dans celui de 1992 et ces provisions existent toujours dans les concessions non encore renouvelées. Par ailleurs, les sommes perçues jusqu'au nouveau contrat existent toujours dans les comptes d'Enedis

<sup>9</sup> Délibération de la CRE n°2018-117 du 14 juin 2018

En dehors de ce moyen d'investissement sur le réseau et de pérennisation du financement des ouvrages du réseau, le TURPE contient aussi d'autres éléments pour la transition énergétique.

En effet, le TURPE consacre aussi un financement à la R&D d'Enedis. Trois axes de R&D sont prévus, dont deux sont dédiés à des activités de transition énergétique (voir la thématique « préparer l'évolution du rôle du distributeur au service des acteurs » et le programme de démonstrateur de réseaux électriques intelligents de la [Figure 2](#)). Ces axes représentent 147 M € de financement sur la période tarifaire de 4 ans du TURPE 5.

En M€ courants	2017 (à titre indicatif)	2018	2019	2020
Thématique « améliorer l'efficacité des métiers de la distribution »	21	20	20	19
Thématique « Préparer l'évolution du rôle du Distributeur au service des acteurs »	20	21	21	22
Programme de démonstrateur de réseaux électriques intelligents	16	16	16	15
Subventions attendues	0,7	0,7	0,6	0,5
<b>Charges d'exploitation de R&amp;D supportées par le TURPE</b>	<b>56,3</b>	<b>56,3</b>	<b>56,4</b>	<b>55,5</b>

Figure 10 : Financement de la R&D d'Enedis par le TURPE (Source : CRE)

Le TURPE finance enfin les redevances de concessions versées par le GRD aux collectivités AODE. Ces redevances peuvent éventuellement être partiellement affectées à des missions de transition énergétique. Le TURPE prend en charge à 100% ces redevances. Les redevances évoluent sensiblement au rythme de la signature de nouveaux contrats de concessions. Elles représentent 294 M€ en 2017, 316 M€ en 2018, 331 M€ en 2019 et 340 M€ en 2020.

Au sujet des investissements de mise à disposition de données, la CRE considère que « certains projets de systèmes informatiques d'une ampleur significative, sont exclus du mécanisme d'incitation à la maîtrise des charges de capital hors réseau. En effet, il est souhaitable de maintenir la capacité d'Enedis à répondre à des besoins du marché qui nécessiteraient des évolutions majeures des SI en cours de période tarifaire et dont les coûts et les calendriers sont difficilement prévisibles »<sup>10</sup>. La CRE autorise donc Enedis à dépasser l'enveloppe prévue d'investissement hors réseaux, avec assurance de recouvrement des dépassements par le CRCP, pour mettre à disposition les données et applications dont aurait besoin le marché et notamment les collectivités.

Enfin, le TURPE est aussi utilisé comme une incitation financière pour les usagers du réseau, à adapter leur consommation et réduire la pointe de consommation. Le TURPE propose donc des offres tarifaires pour une pointe mobile en HTA, ou encore des plages temporelles tarifaires pour la BT. De plus, un TURPE spécifique aux auto-consommateurs collectifs est proposé.

<sup>10</sup> Délibération de la CRE n°2018-117 du 14 juin 2018

Les investissements d'Enedis sur le réseau sont massifs, cependant, il est difficile de chiffrer de façon précise et exhaustive l'orientation « transition énergétique » de ceux-ci (la part raccordement producteurs est clairement indiquée, mais pas celle liée à la mobilité électrique par exemple).

Les solutions tarifaires proposées par Enedis et validées par la CRE sont, en dehors de la R&D, généralisées au territoire et empêchent Enedis de répondre à des objectifs sur-mesure que seraient en droit de demander la collectivité dans le cadre des contrats de concessions.

Par ailleurs, la mise à disposition de données bénéficie de certains moyens au sein du TURPE, notamment dans le cadre de l'article 179 de la Loi de transition énergétique pour une croissance verte de 2015 (centrée sur les données de consommation). Cependant, le cadre réglementaire et notamment le seuil d'agrégation de 10 points de livraison minimum pour garantir le respect du règlement général de la protection des données freine en contrepartie le ciblage des surconsommations sur les réseaux. De plus, les collectivités expriment aussi le besoin d'avoir à disposition une cartographie des capacités du réseau, superposable aux consommations et injections locales, sur une carte de type SIG représentant le patrimoine HTA et BT de la concession. Ces données seraient de nature à faciliter les exercices de planification énergétiques et de coordination des réseaux d'énergie des collectivités.

De plus, les collectivités ayant une vision étendue du domaine de la transition énergétique, souhaiteraient que les investissements sur les réseaux de distribution (électricité, gaz et chaleur/froid) soient mieux coordonnés, pour répondre au mieux aux besoins de collecte et de consommation d'énergie, tout en prenant en compte le coût d'extension des réseaux. Il paraît en effet coûteux, voire inopportun, d'un point de vue collectif, de doubler ou tripler les dessertes énergétiques pour des besoins souvent similaires (chauffage notamment). Les collectivités étant en charge de la planification énergétique de leur territoire, il paraît normal que celles-ci soient intégrées aux processus de décision des investissements de chaque réseau.

Enfin, ouvrir la possibilité pour les gestionnaires de réseaux de prendre en compte des solutions alternatives aux renforcements, par les solutions de maîtrise de l'énergie et de rénovation mises en place sur le territoire, pourrait aussi être un vecteur d'économie pour le déploiement d'infrastructures de réseaux, mais aussi en termes de consommations d'énergie.

## 1.1.2. L'ATRD

Comme évoqué plus haut, le réseau de gaz naturel contient un mix renouvelable beaucoup plus faible que dans le cas de l'électricité. Les installations de méthanisation reliées au réseau de gaz naturel sont aussi peu nombreuses et de par la technologie employée, représenteront à terme moins d'installation (il n'existe pas encore de méthaniseur à la maison reliée au réseau, comme ça peut être le cas pour des panneaux solaires photovoltaïques). La part transition énergétique des investissements d'infrastructures et donc plus faible que dans le cas de l'électricité, même si ce domaine est en plein développement.

Sur la période tarifaire de l'ATRD5<sup>11</sup>, il est prévu une trajectoire d'investissement de 560,4 M€ sur 4 ans pour le déploiement de Gazpar (dont la BAR est calculée séparément des autres actifs en cours d'amortissement). Le déploiement qui devrait se terminer en 2023 en fin de période ATRD6 représentera encore un investissement prévu de 708,4 M€ supplémentaires.

Les raccordements producteurs (raccordements, postes de comptage, extensions et renforcements compris) ont représenté 57,2 M€ d'investissement sur 4 ans dans l'ATRD5 (selon une courbe en augmentation annuelle constante). Elles représenteront d'ailleurs a priori 262,8 M€ sur la période de 4 ans de l'ATRD6. La CRE prévoit une trajectoire d'investissement de 2 Mds € sur les réseaux de transport et de distribution d'ici 2030, pour

<sup>11</sup> L'ATRD5 est la période tarifaire quadriennale pour le gaz naturel qui se terminera à l'été 2020. L'ATRD6 est la période tarifaire quadriennale qui lui succédera en juillet 2020.

répondre aux objectifs de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie, soit une moyenne de 182 M€/an en moyenne sur la période concernée.

en M€ courants *	Réalisé 2018	2020	2021	2022	2023	Moyenne annuelle ATRD6	Moyenne annuelle ATRD5**
Raccordement	213,7	227,0	229,0	224,4	218,4	224,7	208,3
Déplacements et adaptation des ouvrages	295,6	318,5	345,8	354,3	357,1	343,9	305,8
Compteurs et postes de livraison clients	29,6	29,9	30,8	30,9	30,9	30,6	38,6
Immobilisations incorporelles	157,3	90,9	113,2	139,0	131,0	118,5	118,2
Logistique	51,1	42,2	42,7	43,1	43,3	42,8	58,1
<b>Sous-total hors projets</b>	<b>747,3</b>	<b>708,4</b>	<b>761,5</b>	<b>791,6</b>	<b>780,7</b>	<b>760,6</b>	<b>729,0</b>
Biométhane	20,1	36,8	59,7	73,5	92,7	65,7	14,3
Comptage intelligent	198,2	246,6	236,1	187,8	37,9	177,1	140,1
Projet Changement de Gaz	4,8	10,7	8,5	11,3	10,1	10,1	4,9
<b>Sous-total projets</b>	<b>223,1</b>	<b>294,2</b>	<b>304,3</b>	<b>272,6</b>	<b>140,7</b>	<b>253,0</b>	<b>159,3</b>
<b>Total général</b>	<b>970,5</b>	<b>1 002,6</b>	<b>1 065,8</b>	<b>1 064,2</b>	<b>921,4</b>	<b>1 013,5</b>	<b>888,4</b>
<b>Total hors comptage intelligent</b>	<b>772,3</b>	<b>755,9</b>	<b>829,8</b>	<b>876,4</b>	<b>883,5</b>	<b>836,4</b>	<b>748,3</b>

\*Hypothèse d'inflation prévisionnelle de GRDF : 1,3 %/an

\*\*Moyenne des programmes d'investissement réalisés 2016, 2017, 2018 et estimé 2019

Figure 11 : Investissements prévus pour l'ATRD6 et réalisés pour l'ATRD5 (source CRE)

L'ATRD5 consacre aussi 10,7 M€/an à la R&D de transition énergétique (smart grid, technologies de l'information, projets innovants) du réseau de GRDF, soit 42,8 M€ sur la période tarifaire. Ce budget est en hausse sur la période ATRD6, avec 63,2 M€ sur 4 ans.

L'ATRD5 consacre aussi 2 M€/an aux services de mise à disposition de données et de prévision annuelles de consommation et production de gaz renouvelable, à destination des collectivités territoriales (pas d'information sur la période ATRD6).

L'ATRD finance enfin les redevances de concessions versées par le GRD aux collectivités AODE. Ces redevances peuvent éventuellement être partiellement affectées à des missions de transition énergétique. Le TURPE prend en charge à 100% ces redevances. Nous ne connaissons pas le montant global des redevances de concessions de GRDF, cependant, la CRE a validé une hausse de celui-ci en vue de la signature des prochains contrats de concession, dans l'ATRD6.

Les investissements de GRDF sur le réseau sont massifs, assez clairement définis et ont une nette tendance à la hausse.

Les solutions tarifaires proposées par GRDF et validées par la CRE sont, en dehors de la R&D, généralisées au territoire et empêchent GRDF de répondre à des objectifs sur-mesure que seraient en droit de demander la collectivité dans le cadre des contrats de concessions.

Mise à part les données de consommation, les collectivités AODE remontent moins de besoins vis-à-vis des données de réseaux de distribution de gaz naturel. Les freins à l'accès aux données de consommation sont d'ordre réglementaire actuellement (données agrégées pour respect du règlement général de la protection des données).

De plus, les collectivités ayant une vision étendue du domaine de la transition énergétique, souhaiteraient que les investissements sur les réseaux de distribution (électricité, gaz et chaleur/froid) soient mieux coordonnés, pour répondre au mieux aux besoins de collecte et de consommation d'énergie, tout en prenant en compte le coût d'extension des réseaux. Il paraît en effet coûteux, voire inopportun, d'un point de vue collectif, de doubler ou tripler les dessertes énergétiques pour des besoins souvent similaires (chauffage notamment). Les collectivités étant en charge de la planification énergétique de leur territoire, il paraît normal que celles-ci soient intégrées aux processus de décision des investissements de chaque réseau.

Enfin, ouvrir la possibilité pour les gestionnaires de réseaux de prendre en compte des solutions alternatives aux renforcements, par les solutions de maîtrise de l'énergie et de rénovation mises en place sur le territoire, pourrait aussi être un vecteur d'économie pour le déploiement d'infrastructures de réseaux, mais aussi en termes de consommations d'énergie.

Globalement, la transition énergétique est liée à de nombreux investissements sur les réseaux de distribution, de la part des gestionnaires de réseaux. Ces financements sont fléchés principalement vers les raccordements EnR, la mise à disposition de données, la R&D et les redevances aux collectivités AODE.

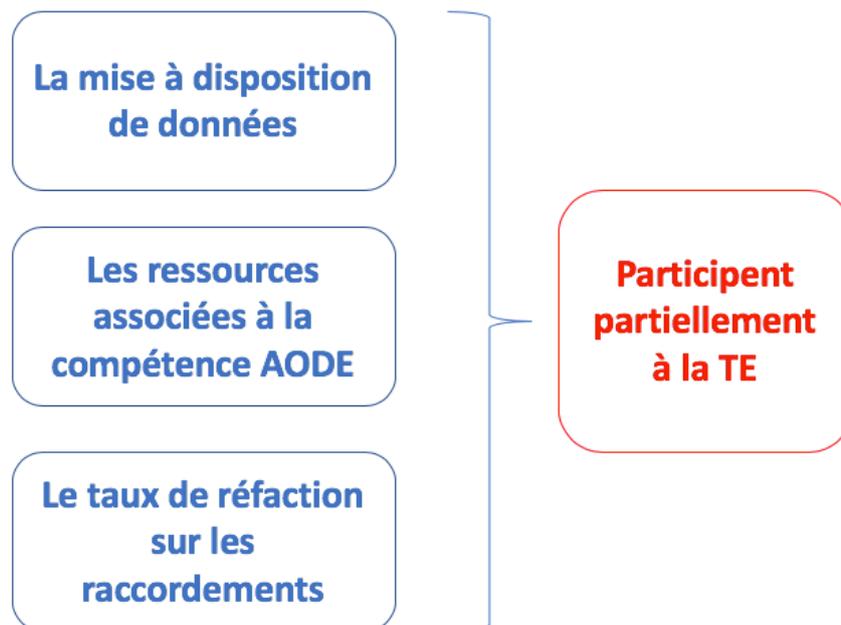


Figure 12 : La transition énergétique dans les tarifs d'utilisation de réseaux de distribution

Ouvrir la possibilité pour les gestionnaires de réseaux de prendre en main des programmes CEE vis-à-vis de leur connaissance fine des réseaux et de la consommation associée serait de nature à permettre l'accélération de la rénovation énergétique en France et pourrait aussi permettre d'en assurer facilement le suivi d'efficacité. Cela nécessiterait aussi le droit d'utiliser dans le cadre de cette mission, les données au point de livraison par le GRD. La rénovation énergétique en France pâtit des difficultés à cibler finement les logements et bâtiments dont la rénovation serait la plus nécessaire et rentable du point de vue de l'efficacité ou de la résorption de la précarité énergétique. Les bénéficiaires de ce service public des CEE qui pourrait être centralisé par les collectivités AODE liées aux différents GRD de leurs territoires, réduiraient les tarifs d'utilisation ou pourraient financer d'autres actions de transition énergétique.

## 1.2. Ressources à disposition des collectivités

### 1.2.1. Redevance de fonctionnement – R1

#### 1.2.1.1. Gaz naturel

La redevance de fonctionnement R1 pour les concessions de gaz naturel, est définie dans le cadre du modèle de contrat de concession de 2010. Le calcul de cette redevance devrait évoluer à l'avenir avec le futur modèle de contrat de concession en cours de négociation entre GRDF et les représentants des collectivités AODE. Comme indiqué en 1.1.2, GRDF a fait une demande à la CRE d'augmentation de ce montant global pour la construction de l'ATRD6.

Les missions devant ou pouvant être assurées par la collectivité AODE grâce à cette redevance sont définies dans le modèle de contrat de 2010 sont :

- Le contrôle de concession (mission obligatoire)
- Conciliation en cas de litiges usager / concessionnaire
- Coordination des travaux
- **Actions tendant à la maîtrise de l'énergie des consommateurs finals**
- Bonne application des tarifs du catalogue de prestations
- Études générales sur l'évolution du service concédé
- Frais de structure qui se rapportent à la distribution de gaz naturel

Attention toutefois, le contrôle de concession est une activité obligatoire, qui peut dans certains cas consommer toute la redevance R1 perçue.

#### 1.2.1.2. Électricité

La redevance de fonctionnement R1 pour les concessions d'électricité, est définie dans le cadre du modèle de contrat de concession de 2017 (article 2, annexe1). Les redevances de concession ont augmenté après signature de ce nouveau modèle de contrat qui est en cours de négociation dans de nombreuses collectivités.

Les missions devant ou pouvant être assurées par la collectivité AODE grâce à cette redevance définies dans le modèle de contrat de 2017 sont (les missions potentielles de transition énergétique sont en gras) :

- Contrôle des contrats
- Conseils aux usagers pour l'utilisation rationnelle de l'électricité et pour la bonne application des tarifs
- Règlement des litiges entre les usagers et le concessionnaire
- Coordination des travaux du concessionnaire et ceux de la voirie et des autres réseaux

- Étude générale sur l'évolution du service concédé ou secrétariat
- A titre accessoire, financer des actions permettant d'ancrer le réseau dans la transition énergétique (étude d'optimisation du raccordement des infrastructure de recharge de véhicules électriques, études permettant de réaliser des schémas directeurs dans le domaine de l'énergie, la conception de systèmes intelligents de pilotage d'éclairage public, l'action de sensibilisation à la MDE, y compris le déploiement des compteurs communicants, l'accompagnement des éco-quartiers par la mise à disposition de données de consommation et de production d'électricité)

La redevance de fonctionnement R1 résulte d'une formule mathématique issue du cahier des charges de concession et ne tient pas compte des compétences et missions exercées par la collectivité.

Cette redevance peut servir à financer des actions de transition énergétique (seulement de maîtrise de l'énergie dans le cas du gaz naturel). Ce levier est cependant limité dans les faits, puisque le contrôle de concession consomme une bonne part de cette redevance.

## 1.2.1. Redevance d'investissement – R2

### 1.2.1.1. Gaz naturel

Tout comme la redevance de fonctionnement R1, la redevance d'investissement R2 pour les concessions de gaz naturel, est définie dans le cadre du modèle de contrat de concession de 2010.

Les missions devant ou pouvant être assurée par la collectivité AODE grâce à cette redevance sont définies dans le modèle de contrat de 2010 sont :

- Les charges supportées par l'autorité concédante correspondant à sa participation aux frais d'établissement d'installations appartenant au réseau concédant, à l'exclusion des extensions avec participation financière de l'AODE.
- Toute initiative conjointe de l'autorité concédante et du concessionnaire relative à la sécurité, l'environnement, la qualité de service ou le développement de services nouveaux (subordonné à une convention spécifique)

Dans les faits, la R2 est bien souvent égale à 0, puisque très peu de collectivités investissent directement sur les réseaux de distribution de gaz naturel.

### 1.2.1.2. Électricité

Tout comme la redevance de fonctionnement R1, la redevance d'investissement R2 pour les concessions d'électricité, est définie dans le cadre du modèle de contrat de concession de 2017. Les redevances de concession ont augmenté après signature de ce nouveau modèle de contrat qui est en cours de négociation dans de nombreuses collectivités.

Les missions devant ou pouvant être assurées par la collectivité AODE grâce à cette redevance sont définies dans le modèle de contrat de 2017 sont (les missions potentielles de transition énergétique sont en gras) :

- Part du montant des travaux effectués sur le réseau, dont l'AODE a été maître d'ouvrage, hors opérations de raccordement
- Part de la rénovation des canalisations collectives et de dérivation individuelle

- **Terme I : dépenses d'investissement permettant la mise en œuvre de la TE sur les réseaux.**  
L'objectif visé étant de différer ou éviter les renforcements, il s'applique aux missions suivantes : pilotage IRVE, systèmes intelligents éclairage public, stockage d'énergie, diagnostique et études préalables ayant effectivement conduit à la réalisation de travaux. Dans les faits, les retours d'expériences actuels montrent que l'usage actuel du terme I est axé sur la réduction de la pointe d'appel de puissance à l'allumage de l'éclairage public (dans ce cas, 10% des travaux de modernisation de l'éclairage peuvent être pris en charge par Enedis en échange de la forte baisse de contrainte sur le réseau).

La redevance R2 est issue d'une formule mathématique dépendant de la population de la concession et de la durée du contrat de concession.

Dans les faits, la redevance R2 est peu utilisée en gaz naturel. Elle est majoritairement utilisée par les syndicats d'énergie ruraux en maîtrise d'ouvrage sur la basse tension, ou dans le cadre de l'enfouissement de lignes

## 1.2.2. La redevance d'occupation du domaine public

La redevance d'occupation du domaine public (RODP) est versée par le gestionnaire de réseau aux communes ou aux départements de la concession (ou en pratique aux EPCI dotés de la compétence voirie), en raison de l'occupation du domaine public par les ouvrages de distribution de gaz naturel<sup>12</sup> et d'électricité<sup>13</sup>.

Cette redevance est fixée par le conseil municipal dans les limites des plafonds définis aux articles R.2333-105 (électricité) et R.2333-114 (gaz naturel) du code général des collectivités territoriales. Le plafond est mis à jour annuellement.

Dans le cas de la **distribution d'électricité**, le plafond était en 2019 :

POPULATION CONCERNÉE PAR LA REDEVANCE	PLAFOND REDEVANCE	
	2015	2019
population < ou égale à 2 000 habitants	153 €	208,98 soit <b>209 €</b> (153 x 1,3659)
population > à 2 000 et < à 5 000 habitants	<b>PR = (0,183 P - 213) €</b>	PR 2015 x 1,3659
population > à 5 000 et < à 20 000 habitants	<b>PR = (0,381 P - 1 204) €</b>	
population > à 20 000 et < à 100 000 habitants	<b>PR = (0,534 P - 4 253) €</b>	
population > à 100 000 habitants	<b>PR = (0,686 P - 19 498) €</b>	

Figure 13 : RODP réseau de distribution d'électricité 2019. P = population, PR = plafond redevance. (Source : SIED70)

Le montant global estimé de cette redevance sur la France entière est estimé à 60 M€/an

Pour la **distribution de gaz naturel**, le plafond de la RODP :

$$PR_{2019} = (0,035 \cdot L) + 100 \cdot 1,24 \text{€}$$

L = Longueur en mètres des canalisations situées sur le domaine public

Le montant estimé de cette redevance sur la France entière est estimé à environ 13 M€/an

<sup>12</sup> Articles L2333-84, R2333-114 et suivants et R3333-12 et suivants du CGCT

<sup>13</sup> Articles L2333-84, R2333-105 et suivants et R3333-4 et suivants du CGCT

Le plafond de cette redevance reste modeste, réparti entre de très nombreuses collectivités et est essentiellement attribué à l'entretien et la coordination des travaux de la voirie concernée par l'occupation des réseaux.

## 1.2.3. Les taxes

### 1.2.3.1. La TLCFE

La taxe locale sur la consommation finale d'électricité est divisée en deux taxes, l'une communale (TCCFE), l'autre départementale (TDCFE). Ses caractéristiques sont les suivantes :

- Reversée à la commune ou EPCI et Département (**budget général**)
- Sur la facture du consommateur final (en dessous de 250 kVA) et payée par les producteurs en autoconsommation (au-dessus de 240 GWh)
- Calcul : Taux X coefficient voté localement
- Taux 0,25euros/MWh : professionnels ayant souscrits à une puissance comprise entre 250 et 36 kVA
- Taux de 0,75euros/MWh : résidentiels et professionnels ayant souscrits à une puissance inférieure à 36 kVA
- Coefficients : 2, 4 ou 4,25 pour les départements et 0 ; 2 ; 4 ; 6 ; 8 et 8,50 pour les communes

#### 1.2.3.1.1. La TDCFE

La TDCFE est toujours touchée par le département, indépendamment de la compétence AODE.

#### 1.2.3.1.2. La TCCFE

La TCCFE en revanche, peut être perçue par différents acteurs, en fonction de qui exerce la compétence AODE (voir [Figure 14](#)).

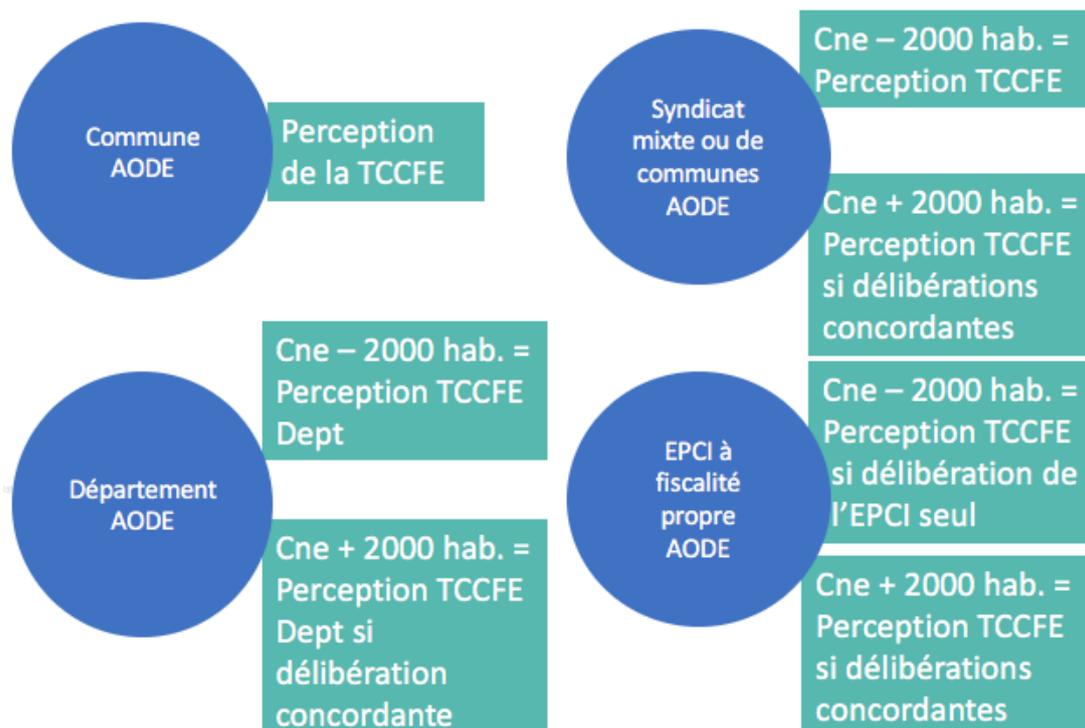


Figure 14 : Répartition de la TCCFE (TDCFE 100% départementale dans tous les cas)

### 1.2.3.2. La taxe d'aménagement

La taxe d'aménagement<sup>14</sup> est une taxe perçue par les collectivités à l'occasion de travaux sur leur territoire. Elle est due par le bénéficiaire d'une autorisation d'urbanisme dans les collectivités où elle a été instituée. Cette taxe ne s'applique donc pas spécifiquement aux GRD ou aux travaux sur les réseaux de distribution, mais contient ce type de travaux parmi d'autres.

Cette taxe, conformément à l'article L.331-1 du code de l'urbanisme, est perçue en vue de financer les actions et les opérations contribuant à la réalisation des objectifs définis à l'article L.101-2 du code de l'urbanisme. Parmi ces objectifs, on peut notamment citer : « *La lutte contre le changement climatique et l'adaptation à ce changement, la réduction des émissions de gaz à effet de serre, l'économie de ressources fossiles, la maîtrise de l'énergie et la production énergétique à partir de sources renouvelables* ».

### 1.2.4. Le FACÉ

Le « Financement des Aides aux Collectivités pour l'Électrification rurales » ou FACÉ est un compte d'affectation spécial (du même type que le CAS Transition énergétique qui finance les tarifs d'achat et compléments de rémunération des installations de production d'électricité renouvelable). Les aides du FACÉ sont arrêtés par le ministre énergie et réparties par départements.

Ce fonds est adressé aux collectivités AODE (électricité uniquement) et permet de financer à travers deux programmes :

- Des **travaux d'électrification rurale**, c'est-à-dire des travaux d'extension, de renforcement et de perfectionnement des ouvrages de distribution ;
- Des opérations de **maîtrise de l'énergie** ;
- Des opérations de **production d'électricité renouvelable**, si ces opérations permettent d'éviter des extensions ou des renforcements réseaux ;
- Des installations de production de proximité dans les zones non interconnectées, lorsque ces opérations permettent d'éviter des extensions ou des renforcements de réseaux.

Les programmes sont :

- **Le programme principal** : renforcement des réseaux, extension des réseaux, enfouissement ou pose en façade des réseaux pour raison d'ordre esthétique, sécurisation des réseaux, enfouissement de réseaux pour les communes traversées par de nouvelles lignes à très haute tension, renforcement anticipé de départs de réseaux endommagés par des intempéries
- **Le programme spécial** : opération de production décentralisée à partir d'énergies renouvelables en sites isolés, opération de production à partir d'installations de proximité en zone non interconnectée, maîtrise de la demande d'électricité

Le FACÉ a représenté en 2019, 360 M€ (électrification rurale 355 M€ + 5 M€ pour la MDE, les EnR sites isolés et la production de proximité dans les ZNI).

Pour l'année 2018, l'arrêté du 27 septembre 2018 fixait le taux de contribution à 0,1891616 c€/kWh pour les communes urbaines et 0,037832 c€/kWh pour les communes rurales.

Le FACÉ finance essentiellement des travaux historiques d'électrification. Cependant, avec la mutation des réseaux de distribution d'électricité vers des réseaux de collecte, la nature des contraintes et des missions sur le réseau changent. On peut donc imaginer qu'à l'avenir, les aides du FACÉ seront de plus en plus orientées vers les missions de maîtrise de l'énergie et d'intégration des EnR, notamment dans le but d'éviter ou de différer des investissements classiques d'infrastructures réseaux (renforcements).

<sup>14</sup> Loi de finances rectificative n°2010-1658 du 29 décembre 2010.

Les ressources à disposition des collectivités sont variées et ont pour but de permettre à la collectivité d'assurer son rôle historique de concédant. Cependant, ces ressources peuvent aussi partiellement être affectées à des missions de transition énergétique, à la main des arbitrages locaux et des missions définies comme faisant partie de la transition énergétique (développement des EnR, maîtrise de la précarité énergétique, rénovation énergétique et résorption de la précarité énergétique, planification, mobilité alternative, etc.)

## 1.3. Le taux de réfaction des raccordements de projets

### 1.3.1. Électricité

Lors d'une opération de raccordement, les collectivités en charge de l'urbanisme (CCU) peuvent être sollicitées financièrement, si une extension du réseau est prévue. Ces travaux d'extension sont pris en charge à 60% par ces collectivités, le reste étant financé par le TURPE. Mais, les CCU n'ont pas toujours le niveau de connaissance nécessaire pour évaluer et analyser les propositions de raccordement auxquelles elles participent financièrement.

Une concertation en amont de certaines opérations de raccordement pourrait ainsi contribuer à un dimensionnement optimal du réseau, sans toutefois négliger les éventuels besoins futurs. L'impact serait positif pour toutes les parties impliquées dans le raccordement : le GRD, le demandeur du raccordement, l'aménageur, ou la collectivité en charge de l'urbanisme.

Cette partie se propose donc de faire un rappel de la réglementation qui entoure les différents types de projets à raccorder (en injection ou en soutirage).

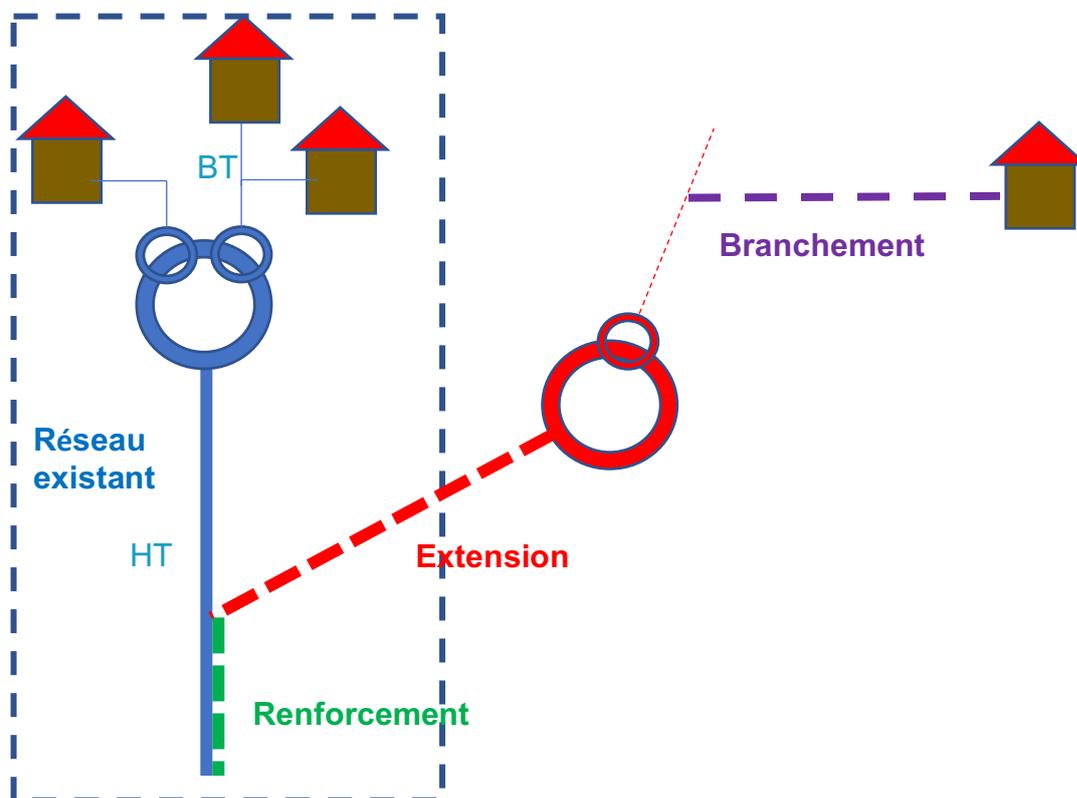


Figure 15 : Schématisation des types de travaux existants et des concepts liés au raccordement au réseau de distribution, d'un consommateur ou un producteur d'électricité

Un vocabulaire est consacré aux différents types de travaux nécessaires au raccordement d'une installation sur le réseau de distribution existant. A chacun de ces concepts est lié une part de financement par le porteur de la demande ou porteur de projet, la collectivité, ou encore le gestionnaire de réseau de distribution, en l'occurrence Enedis pour 95% du territoire et les ELD pour les 5% restant (voir [Figure 15](#)).

Tout d'abord, la part de prise en charge de ces travaux par le TURPE est donc mutualisée sur l'ensemble des utilisateurs du réseau de distribution. Cette part est aussi appelée « **taux de réfaction** ».

Enfin, suivant que le projet est un raccordement de consommation (ou soutirage), ou de production (ou injection), une répartition différente s'opère. En effet, dans le cadre du développement des EnR, les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution consacrent une part de leurs investissements selon une planification spécifique, aussi appelée **S3REnR** : Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelables.

De façon schématique, les S3REnR entraînent un changement de paradigme sur les raccordements EnR, en passant d'une méthode :

- « Je souhaite me raccorder, je paye seul la part non mutualisée par le TURPE des travaux de renforcement nécessaires »

à une méthode :

- « Le GRD prévoit des marges de raccordements en renforçant et développant les réseaux selon les objectifs de planification des SRADDET et fait payer une quote-part de ces travaux à chaque porteur de projet ».

**C'est donc une vision mutualisée du développement du réseau qui s'impose dans le cadre des S3REnR.**

Autrement dit, la « **quote-part** » revient en fait à payer une part de la puissance réservée du réseau développé dans le cadre de la planification S3REnR, en €/kW, avec un coût cependant variable d'une région à une autre. Le porteur de projet aura cependant à sa charge le coût des « **ouvrages propres** », c'est-à-dire de l'extension et des branchements nécessaires, au-delà de ce qui est prévu au titre du S3REnR.

Injection EnR		Branchement	Extension	Ouvrages propres	Quote-Part	Renforcement
Hors S3REnR	< 100 kVA	40% TURPE 60% porteur de projet				
S3REnR	100 kVA < P < 500 kW			40% TURPE 60% porteur de projet	40% TURPE 60% porteur de projet	100% TURPE
	500kW < P < 1MW				Dégressif TURPE	
	P = 1MW				20% TURPE 80% porteur de projet	
	1MW < P < 3MW			Dégressif TURPE		
	3MW < P < 5MW			100 % porteur de projet		
	P > 5MW			100% porteur de projet		

Figure 16 : Répartition des coûts des travaux, par type, pour un projet de raccordement EnR soumis au S3REnR

Dans le cas des raccordements de projets en soutirage (ou consommation), la répartition des coûts de raccordements varie selon que le raccordement nécessite ou non un branchement ou une extension du réseau. De très nombreux cas réglementaires existent et permettent de désigner l'un ou l'autre des deux cas.

Des difficultés existent localement sur l'interprétation des termes de branchement ou d'extension. L'impact peut être important pour la collectivité, puisque dans le cas d'une collectivité en charge de l'urbanisme et pour un projet nécessitant une autorisation d'urbanisme, la collectivité peut avoir à supporter 60% du coût de l'éventuelle extension à prévoir (voir [Figure 17](#)).

Soutirage	Branchement	Extension	Renforcement
Besoin autorisation d'urbanisme	40% TURPE 60% porteur de projet	40% TURPE 60% collectivité en charge de l'urbanisme	100% TURPE
Ne nécessite pas d'autorisation d'urbanisme	40% TURPE 60% porteur de projet	40% TURPE 60% porteur de projet	100% TURPE

Figure 17 : Répartition des coûts des travaux, par type, pour un projet de raccordement en soutirage. En vert, le cas où la collectivité locale doit prendre en charge une part du coût au titre de la maîtrise d'ouvrage

Comme indiqué en 1.1.1, le TURPE5 consacre 224 M€/an en moyenne au raccordement de producteurs d'électricité (essentiellement renouvelable en France), mais aussi 382 M€/an au comptage, aux transformateurs et au renforcement des réseaux (à la fois pour les nouveaux consommateurs et producteurs). Le TURPE finance donc directement la mise en place de projets de production d'électricité renouvelable. Plus le projet est de grande taille, plus la part « porteur de projet » est importante. Enfin, depuis la mise en place des S3REnR, c'est une vision mutualisée qui est en place, afin de ne pas entraîner un signal coût de raccordement décourageant pour certains projets.

Par ailleurs, de nombreuses collectivités AODE doivent mobiliser des ressources de contrôle des devis de raccordements proposés par les GRD (à la fois pour contrôler la répartition des coûts, mais aussi pour étudier le tracé proposé et le coût associé des travaux). Ce travail permet à la collectivité de faire des économies, mais entraîne aussi un coût non négligeable. Une clarification des règles, pourrait notamment permettre d'allouer certaines ressources humaines des collectivités à des missions de transition énergétique.

### 1.3.2. Gaz naturel

Le groupe de travail ministériel Lecornu pour le développement de l'injection de biométhane a engendré **le droit à l'injection** (Loi EGalim de 2018 et décret d'application n°2019-665 du 29 juin 2019). Ce droit à l'injection définit **les conditions technico-économiques d'investissements** sur l'infrastructure de réseau de distribution et de transport de gaz naturel, pour le développement de l'injection de biométhane.

D'après GRDF, seuls 30% des projets identifiés peuvent se faire sans renforcements, maillages ou rebours. En effet, le gaz naturel ne peut remonter les étages de pression du réseau, puisque celui-ci est descendant, avec des pressions qui se réduisent des plus grosses tuyauteries de transport vers les plus petites de distribution. Le biogaz produit et injecté dans le réseau doit donc être consommé localement, sinon, des travaux sont à prévoir sur le réseau de distribution ou encore le réseau de transport.

Par ailleurs, le réseau de gaz naturel, qui ne couvre qu'environ 40% du territoire est géré en concessions. Les communes n'ayant pas d'alimentation en gaz naturel étaient jusqu'ici privées de la possibilité de valoriser le biogaz produit en injection sur le réseau. Le droit à l'injection permet maintenant d'aller chercher les potentiels selon un principe de rentabilité, même dans les collectivités sans concession de gaz naturel. D'après GRDF, 35% des projets identifiés de méthanisation se situent actuellement dans des zones non desservies en gaz naturel.

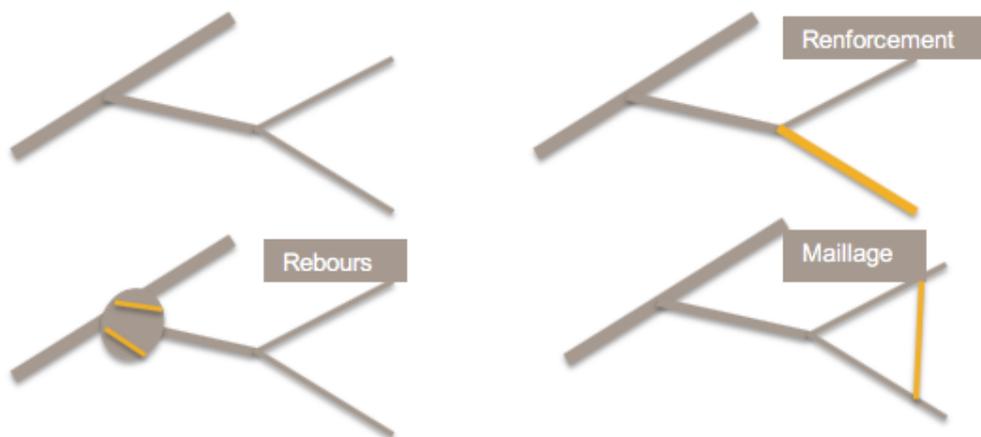


Figure 18 : Que sont les maillages, rebours et renforcement sur le réseau de gaz naturel ?

Le décret relatif au droit à l'injection introduit trois dispositifs :

- Le zonage de raccordement ;
- L'évaluation et la validation des projets de renforcement ;
- Le partage des coûts de certains ouvrages mutualisés.

**Zonage de raccordement des installations de production<sup>15</sup>** est défini par les gestionnaires de réseaux et validé par la CRE, après consultation des collectivités AODE, sur les volumes d'injection à considérer sur la zone. Ce principe est finalement proche du S3REnR pour l'électricité. Pour chaque nouveau projet, un chiffrage des investissements de renforcement et de raccordement nécessaires est fait. Ce chiffrage prend en compte la mutualisation éventuelle des investissements entre les différents projets identifiés. La CRE valide ensuite les investissements à engager pour les projets ayant atteint le stade du dépôt de leur dossier ICPE.

Les gestionnaires de réseaux doivent mettre à disposition des acteurs de la filière biométhane, une cartographie dès le premier semestre 2020, permettant de se renseigner sur l'éligibilité d'une zone à la mutualisation, dans les tarifs de ses investissements de renforcements. Cette cartographie se veut informative et non engageante pour le gestionnaire de réseau, qui doit la mettre à jour suivant les projets déjà identifiés.

Pour chacune des 500 zones prévues, les gestionnaires de réseaux de distribution et de transport établissent conjointement la capacité d'accueil maximale du réseau sans renforcement et suivant les projets en cours et le potentiel de la zone, définissent le schéma de raccordement le plus pertinent. Ce schéma est défini selon une formule I/V correspondant au rapport entre investissement (renforcement et raccordement, dont la définition

<sup>15</sup> Voir l'article D.453-21 du code de l'énergie

des organes mutualisés de renforcement) et volume de projets probabilisé (pour prise en compte des projets à divers stades d'avancement).

Un autre calcul I/V ne contenant que les investissements de raccordement est aussi calculé, en application du décret n°2019-665 cité précédemment. Si le ratio technico-économique dépasse le plafond prévu, le porteur de projet a la possibilité de financer lui-même l'excédent.

Couleur de la zone	Ratio-technico économique
	$I/V > 4\,700 \text{ €/nm}^3/\text{h}$ (soit 3,2€/MWh)
	$3\,300 \text{ €/nm}^3/\text{h} < I/V \leq 4\,700 \text{ €/nm}^3/\text{h}$ (soit 2,2 €/ MWh < I/V < 3,2€/MWh)
	$I/V \leq 3\,300 \text{ €/nm}^3/\text{h}$ (soit 2,2 €/MWh)

Figure 19 : Code couleur permettant d'identifier rapidement les zones éligibles au dispositif de mutualisation dans les tarifs des coûts de renforcement (Source : CRE)

Afin de ne pas faire porter le coût de renforcement au premier porteur de projet raccordé, la CRE autorise les gestionnaires de réseaux à supporter une partie des coûts des ouvrages mutualisés, le temps que d'autres projets soient raccordés. Chaque porteur de projet concerné paye alors une quote-part des ouvrages mutualisés de renforcement. Il revient à la CRE de déterminer la quote-part payée par chaque producteur de biométhane.

Le droit à l'injection définit aussi le taux de prise en charge des investissements réseaux par le gestionnaire de réseau. **Ce taux, dit de réfaction** du raccordement (branchement et poste d'injection) des **projets de Biométhane est de 40%**.

Enfin, un timbre d'injection est mis en place, afin de refléter auprès du producteur, les coûts engendrés sur le réseau par son installation.

Coefficient appliqué par type de projet	Timbre d'injection (€/MWh)
<b>Coefficient 3</b> = le zonage prévoit un rebours ou une compression mutualisée	0,7
<b>Coefficient 2</b> = le zonage comprend un maillage et/ou une extension mutualisée	0,4
<b>Coefficient 1</b> = autres zones	0

**Dans le cadre du soutirage**, ou de la consommation de gaz naturel, les principes de prise en charge des raccordements sont les suivants :

- Barème de raccordement fonction de la puissance, si pas d'extension ;
- Si consommateur trop éloigné du réseau et qu'il faut procéder à une extension du réseau, l'étude du raccordement se fait selon une prestation GRD<sup>16</sup>.

<sup>16</sup> Voir Catalogue des prestations annexes de GRDF :  
<https://www.grdf.fr/documents/10184/5567990/catalogue+des+prestations.pdf/849c4080-04c3-6dcf-0b76-985c1fefa925?t=1570617127618>

Le principe de prise en charge par le tarif d'utilisation du réseau ATRD est le calcul du B/I (Bénéfice/Investissement). C'est en fait le calcul de rentabilité de l'opération. Si le coût est trop important par rapport à la consommation prévue, l'ATRD ne prend pas en charge le dépassement. Il y a alors possibilité pour le porteur de projet ou consommateur, de payer le dépassement si le B/I non favorable.

Comme indiqué en 1.1.2, l'ATRD6 consacre 262,8 M€ sur 4 ans au raccordement de producteurs de biométhane. L'ATRD finance donc directement la mise en place de projets de production de biogaz. Avec la mise en place du droit à l'injection, c'est une vision mutualisée qui est en place, afin de ne pas entrainer un signal coût de raccordement décourageant pour certains projets.

## 1.4. La mise à disposition de données

L'article 179 de la LTECV décrit la mise à disposition de données de comptage, notamment par les gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité, **à destination du public et des collectivités**. Par ailleurs, les collectivités AODE ont accès à des données pour remplir **leur rôle d'autorité concédante** (données patrimoniales, incidents réseaux, qualité d'alimentation, données économiques, commerciales, industrielles, etc.). Le financement de cette mise à disposition est assuré par le TURPE et l'ATRD (voir partie 1.1).

Certaines données sont réservées aux collectivités pour remplir leurs missions, notamment de planification (exemple : maille inférieure à la maille IRIS, comme les données de consommation à la maille adresse).

De plus, on peut considérer que certains investissements sur les réseaux mis en place dans le cadre des tarifs d'utilisation TURPE et ATRD, rentrent dans la thématique de la mise à disposition de données pour la transition énergétique : exemple, **Linky** et **Gazpar** (respectivement 5 et 1,3 Mds€ pour ces chantiers). Les compteurs « intelligents » n'ont pas pour seul rôle cependant de faciliter la transition énergétique, puisqu'ils ont aussi été conçu pour leurs gains de productivité sur le comptage et la télé relève des données de consommation en vue de la facturation des clients (plus besoin de déplacer un agent pour ce faire).

La mise à disposition de données par les gestionnaires de réseaux de distribution nourrit de nombreux objectifs. Parmi eux, nous retrouvons encore une fois, pour les collectivités, l'application de leur rôle d'autorité concédante et de contrôle de concession. Mais ces données, qu'elles soient mises à disposition de la collectivité AODE ou d'une collectivité qui n'en a pas la compétence, peuvent permettre de faciliter l'intégration des EnR, des bornes de recharge de véhicules électriques ou GNV, ou encore, de repérer les zones les plus propices pour une rénovation énergétique efficace.

## 2. Retours d'expérience de collectivités : cas d'usage et expérimentations

## Retour d'expérience de la Métropole Européenne de Lille

### Investissements pour la transition énergétique et le développement coordonné des réseaux d'énergies

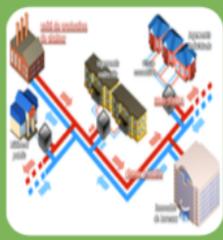
« Aujourd'hui, nous dépendons à plus de 95 % d'énergies produites en dehors de notre métropole, le plus souvent à partir de sources fossiles, notamment pour le transport et le chauffage. Relocaliser une partie de la production à partir des énergies renouvelables dont nous disposons représente un enjeu fort au plan environnemental et financier, mais aussi un levier important pour la création d'emploi. »

**Erwan Lemarchand**, Directeur énergie, développement durable et transition énergétique

En janvier 2015, la Métropole Européenne de Lille (MEL) s'est vue confier la compétence énergie dans le cadre de la Loi MAPTAM.

Les décisions de la MEL sont parties de plusieurs constats. Tout d'abord, la consommation d'énergie provient à 95% de sources importées, dont la moitié touche le volet chauffage, majoritairement carboné. Par ailleurs les réseaux d'énergie (électricité, gaz et chaleur) sont fortement développés et de bonne qualité. Enfin, la population est concentrée sur 50% du territoire et l'habitat collectif ou individuel en bandes est fortement développé.

Le potentiel de production local d'énergies a donc été estimé et mis en face de ces besoins. Les leviers les plus prometteurs ont ainsi pu être définis : le solaire thermique, l'incinération des déchets, le photovoltaïque sur bâtiment, le biogaz et la valorisation de la chaleur fatale notamment industrielle.



#### Le rôle des réseaux d'énergie

- Une connexion dynamique et intelligente entre producteur et consommateur et connexion multi-réseau
- Une énergie renouvelable en bonne qualité au bon moment pour un bon usage
- Une énergie de qualité pour tous et au meilleur coût

Depuis, de nombreux projets ont fleuri, dans le but d'ancrer le territoire dans la transition énergétique et la résilience. La MEL a fait le choix d'investir dans les outils de réseaux d'énergie en s'attaquant notamment à deux domaines.

Dans l'électricité tout d'abord, via le projet **So Mel So Connected**, ambitionnant d'expérimenter à grande échelle les **smart grids**. Sont abordées, l'**autoconsommation**, avec dans le viseur, une production locale sur les grandes toitures, mais aussi la **flexibilité des consommations**. La **mobilité électrique** est aussi ciblée, notamment via un pilotage flexible des consommations pour maximiser l'utilisation de l'électricité renouvelable et optimiser les infrastructures électriques. Enfin, il s'agit aussi de faire bénéficier de **solutions d'économie d'énergie aux populations les plus fragiles**, par le déploiement de compteurs Linky et d'un accompagnement à la maîtrise de l'énergie. C'est une brique de la Smart City avec des citoyens « consom'acteur » et « consom'producteur » Pour cela, un investissement total de 20 millions €, est porté par la MEL, Enedis, EDF, DALKIA, Intent Technologie, l'université catholique de Lille et la Laboratoire d'Economie Management de l'université de Lille avec le soutien de l'ADEME.

#### Budget - 20 M € dont :

- 11 M € consacrés aux investissements d'Enedis sur le réseau électrique
- 5 M € apportés par la MEL
- Ce projet est soutenu par l'ADEME dans le cadre un Plan d'Investissement d'Avenir à hauteur de 4,4 M €.

- A noter que les redevances R1 électriques représentent un montant annuel de 450 000 euros et les redevances R2 un montant compris entre 1 et 1,2 millions d'euros.

Dans le domaine de la chaleur, la MEL construit depuis 2018 une autoroute de la chaleur alimentée à partir des déchets ménagers métropolitains. Avec ce projet, **255 à 350 GWh/an** de chaleur seront produits et permettront d'atteindre en 2021 un **taux de 65% d'énergie renouvelables ou de récupération**, contre 19% en 2017. De quoi couvrir à termes presque 50 % des besoins annuels en chauffage et eau chaude sanitaire de **70 000 logements**. Cette énergie de récupération locale, permettra à l'usager de bénéficier de la **TVA à taux réduit** et de **s'affranchir de 5 millions € de gaz et de charbon importés par an**. Un bénéfice direct sera aussi de limiter l'exposition des usagers aux fluctuations des prix du marché. Ce projet permettra enfin d'améliorer la qualité de l'air et les émissions de CO2 et de particules de la MEL.



Le montant total des investissements s'élève à 75 millions d'euros, dont 40 millions pour le réseau de transport « autoroute de la chaleur » et 35 millions d'euros pour l'aménagement des réseaux de distribution de chaleur de Lille et Roubaix. Le projet bénéficie d'un soutien financier de l'ADEME à hauteur de 12 millions € et de l'union européenne via le fond FEDER pour 13 millions €. Les travaux ont débuté en juillet 2018 et se termineront à l'été 2019 pour la branche allant à Roubaix et l'été 2020 pour celle de Lille.

### Et dans les faits, quels leviers pour agir dans les collectivités ?

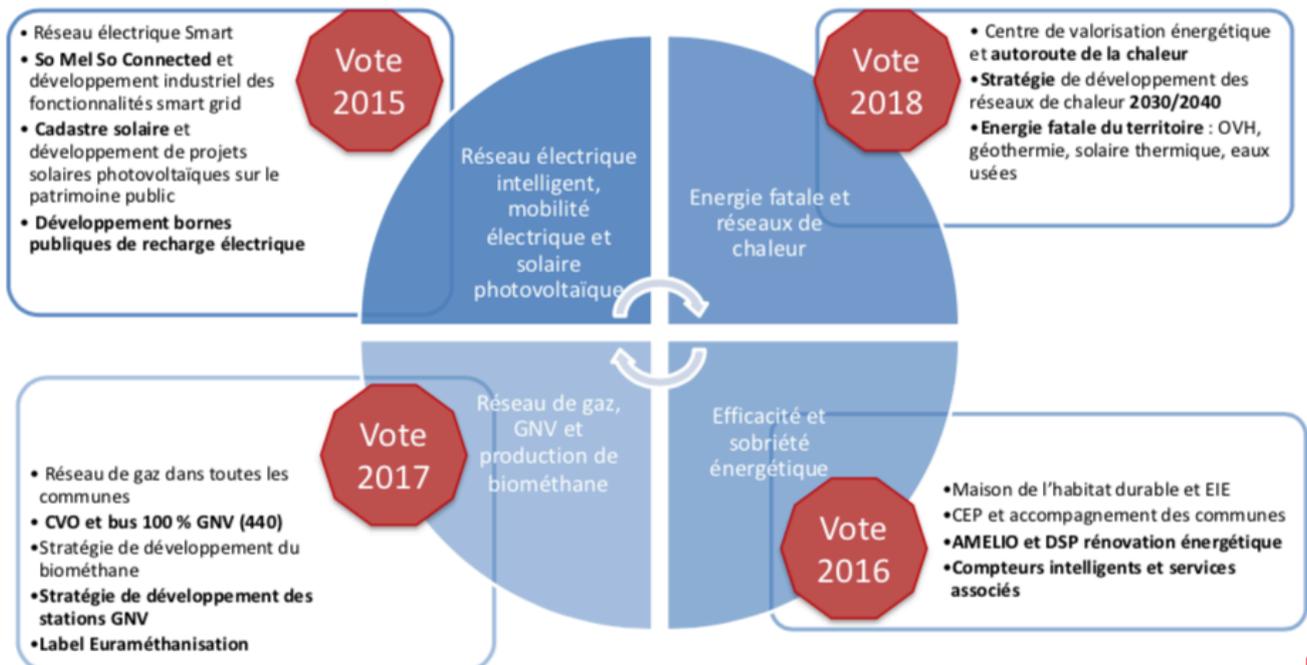


Figure 20 : Une stratégie globale autour des trois réseaux d'énergie de la MEL

Pour construire une stratégie globale de développement des réseaux de chaleur, plusieurs étapes importantes se sont et vont encore s'échelonner. Tout d'abord, un schéma directeur des réseaux de chaleur a été voté en

décembre 2018 pendant la concertation sur le PLUi. Il vise à se projeter en 2030 et 2035 et l'élaboration de ce nouveau PLUi a été l'occasion de travailler avec les aménageurs sur ces enjeux. Il accompagne le développement des réseaux de chaleur, via notamment le classement de tous les réseaux et l'obligation de raccordement dans un périmètre de 200 mètres. Les orientations d'aménagement et de programmation du PLUi intègrent à la fois le développement des réseaux de chaleur, mais aussi dans le cadre d'OAP spécifique l'obligation de réalisation de chaufferies collectives pour les immeubles non raccordés, afin de faciliter leur conversion future sur les réseaux de chaleur.

### Quels résultats marquants ?

**Une autoroute urbaine qui traverse des quartiers à potentiel de développement**

**Une puissance totale disponible de 50 MW avec extension possible à 65MW**

**Des vannes en attente sur le parcours pour assurer le développement futur**

**Interconnexion des réseaux de chaleur Nord et Sud de la Métropole**

**Un investissement de 65 millions d'euros (autoroute + adaptation des réseaux de distribution) financé en 8 ans**

**Un prix moyen de vente de chaleur à 29 € MWh pour le volume mini**

1. Un R2 fort à 65 € HT/KW/an
2. Un R1 de base à 15,5 € Mwh
3. Un R1 incitatif au-delà des minimums à 11 € Mwh



Depuis des décennies, la question énergétique dans l'aménagement est abordée de manière unilatérale en partant des besoins nouveaux de l'aménagement vers le distributeur et le producteur d'énergie. Aujourd'hui, avec leurs nouvelles compétences, les Métropoles sont en mesures de faire des choix pour mieux gérer leurs ressources et leurs réseaux. A la demande de la MEL, ENEDIS réalise une modélisation du fonctionnement des postes sources en intégrant les projets d'aménagement sur les 10 prochaines années, afin d'identifier les besoins nouveaux selon les scénarios d'évolution de la production et de la consommation locale d'électricité.

Avec une approche au fil de l'eau des raccordements, le besoin d'un nouveau poste source à l'horizon 2025 est identifié (40MW, puis 80 MW, avec une réserve de 40 MW). Avec une stratégie réseau de chaleur pour le chauffage et « zéro chauffage électrique » sur une partie des secteurs en tension électrique, on observe un décalage du besoin d'un premier poste source de 40 MW en 2028 et une interrogation sur une tranche supplémentaire de 40 MW à l'avenir. Et l'économie d'un tel transformateur représente plus de 5 M€ par tranche de 40 MW.

## Retour d'expérience du Syndicat Départemental d'Énergie d'Ille et Vilaine (SDE35) Développement des Énergies Renouvelables par la création d'une SEM



Énerg'iv  
Notre territoire se renouvelle,  
notre énergie aussi

### Qui :

Le SD35 est la seule AODE d'Ille et Vilaine, y compris sur le territoire de la Métropole de Rennes qui est membre du Syndicat.

Chiffres clefs : 1 million d'habitants, 45 millions d'euro de budget, 55 agents

### Constat :

Malgré les volontés locales, traduites notamment dans les PCAET des 18 EPCI du département, le développement des énergies renouvelables en Ille et Vilaine progresse beaucoup trop lentement pour atteindre l'objectif de 33 % en 2030 (15 % en 2019 dont la moitié avec l'usine marémotrice de la Rance).

Plusieurs raisons à cela : un équilibre économique difficile à obtenir pour le photovoltaïque en Bretagne, des projets éoliens et de méthanisation contestés par manque d'ancrage local et de concertation, une technicité insuffisamment maîtrisée par les acteurs publics et difficile à mettre en place à une échelle trop petite, des besoins d'accompagnement en phase de développement.

### Solution mise en œuvre :

Fort de ce constat, le SDE35 a initié mi 2017 une démarche active pour créer une SEM dédiée aux Énergies Renouvelables. Durant 6 mois, plus de 60 acteurs locaux (collectivités, SEM d'aménagement, porteurs de projets citoyens, entreprises, banques) ont été rencontrés afin de définir l'outil le mieux adapté au territoire et établir un premier portefeuille de projets à accompagner ou développer.

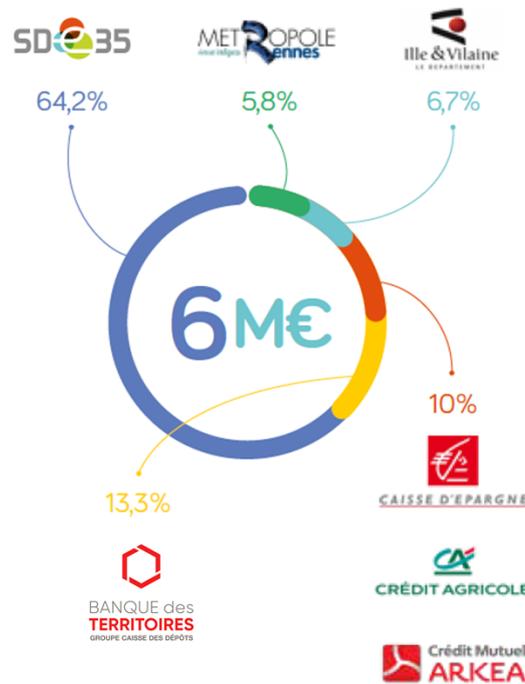
- Durée : 9 mois.
- Moyens humains internes : Directeur et Responsable du Pôle Énergie à hauteur de 50 % de leur temps. Réalisation de l'intégralité des rendez-vous avec les acteurs locaux.
- AMO externe sur le volet juridique (choix du véhicule juridique, écriture des statuts et du pacte...) et financier (élaboration du premier business plan) intégrant un volet benchmark des SEM existantes.
- Accompagnement, notamment des élus, par la FEPL.

En septembre 2018, soit à peine un an après le démarrage de la démarche, Energ'iv obtient son n° de SIRET et démarre officiellement son activité. Ses points forts :

- Un outil agile public-privé, consacré aux Énergies Renouvelables, commun entre un Syndicat d'Énergie et une Métropole.
- Une mutualisation des moyens avec les services du SDE35, disposant déjà d'une partie des compétences nécessaires (gestion de projet, administration générale, suivi de travaux ..)
- Un partenariat avec 4 acteurs privés majeurs du financement des Énergies Renouvelables permettant un important effet de levier.
- Une vision stratégique partagée entre actionnaires et clairement définie dès la phase de faisabilité au sein de son pacte d'actionnaire : massifier toutes les énergies renouvelables (éolien/photovoltaïque/méthanisation/biomasse), s'impliquer dès la phase de développement à risque,

impliquer les citoyens et les collectivités locales, stimuler les partenariats gagnants - gagnants avec les acteurs privés de la filière.

- Un capital initial de 6 millions d'euro réparti comme suit :



Le capital de 6 millions d'euro a été dimensionné :

- à partir des apports en capitaux jugés nécessaires pour couvrir les besoins du portefeuille de projets recensés durant la phase de préfiguration : une vingtaine pour un productible annuel de 120 GWh/an,
- à partir des charges de fonctionnement des premières années

**Origine des fonds :**

Le SDE35 a apporté 3,84 millions d'euro sur deux exercices (2018 et 2019). Ces fonds proviennent de l'excédent du syndicat issu des recettes non affectées à savoir la TCCFE (10 millions € /an) et la Redevance R1 du contrat de concession (800 000 € / an)



Figure 21 : Origine des principales recettes annuelles du SDE35

DÉPENSES RÉELLES		
Mission 1	Réduire les consommations énergétiques	13 374 273 €
Mission 2	Améliorer l'efficacité énergétique	26 646 879 €
Mission 3	Développer les énergies renouvelables	2 105 450 €
Mission 4	Développer la relation aux usagers	176 490 €
Mission 5	Mutualiser les moyens et les expériences	1 069 554 €
Mission 6	Assurer le contrôle de concessions	72 280 €
Mission 7	Développer des moyens généraux adéquats	1 612 120 €
<b>TOTAL DES DÉPENSES RÉELLES</b>		<b>45 057 046 €</b>

Figure 22 : Budget 2019 du SDE35 par mission. Les dépenses de la mission 3 sont essentiellement consacrées au second versement du capital d'Enreg'iv

Les fonds de la Métropole proviennent du budget général de la Collectivité et s'inscrivent comme une des actions de son PCAET.

### Premier bilan (janvier 2020)

La première année d'existence a permis d'engager une vraie dynamique de projets, preuve que l'outil SEM était attendu et adapté aux besoins : 11 prises de participation dans des sociétés de projet sont déjà opérationnelles et une cinquantaine de projets sont en développement, le tout pour un productible cible de 220 GWh/an. Cette dynamique a conduit le Conseil d'Administration à approuver le renforcement des moyens humains en 2020 (6 ETP).

La première année de fonctionnement a également permis d'actualiser le business plan et de préciser les montants et le rythme des recettes d'exploitation attendues :

- La vente d'énergie pour les projets PV de petite taille en toiture portés par Energ'iv – dès l'année 2
- Les prestations de services pour les sociétés de projet créées par Energ'iv : prime d'apporteur d'affaires, contrat de développement sur la partie animation de territoires, contrat de gestion – dès l'année 2
- Les loyers pour les stations GNV – dès l'année 3
- Les remboursements de Compte Courant d'Associés – dès l'année 3
- Les versements de dividendes des sociétés de projet – au mieux à partir de l'année 6

Malgré ce bon démarrage, aucun résultat net positif n'est attendu avant l'année 8 ... soit en 2026. Ce besoin long termes était bien compris par l'ensemble des actionnaires à la création de la SEM.

## Retour d'expérience de la Fédération Départementale d'Énergie du Pas-de-Calais Production, stockage hydrogène et autoconsommation



Communauté de Communes  
de Desvres-Samer

### Qui sommes-nous ?

La FDE62, est une autorité organisatrice de distribution de gaz et d'électricité d'échelle départementale (Pas de Calais). Son territoire, qui allie à la fois zones urbaines et rurales est largement multi-énergie, avec 890 communes desservies en électricité et 390 au gaz naturel. La FDE 62 rassemble 15 employés.

### Le projet :

Le centre aquatique de la communauté de communes Desvres-Samer est un projet unique en Europe, porté par une start-up française qui développe depuis 2015 une pile à combustible réversible qui stocke et utilise l'hydrogène pour produire énergie et chaleur. Ce projet s'inscrit dans la transition énergétique et dans le projet REV3 de la Région. REV3 est une dynamique collective qui vise à transformer les Hauts de France, pour en faire l'une des régions européennes les plus avancées en matière de transition énergétique.

Le principe de ce projet est de stocker une énergie locale, avec une certaine flexibilité entre usage chaleur et électrique. Des panneaux solaires photovoltaïque produisent de l'électricité autoconsommée par le centre aquatique. Le système de stockage Sylfen batteries et pile à combustible permet de restituer de l'électricité stockée sous forme d'hydrogène. La pile à combustible permet à la fois de stocker du surplus de production d'énergie sous forme d'hydrogène et de restituer l'énergie ainsi stockée sous forme d'électricité ou de chaleur. Lorsque le stockage est vide, le bâtiment s'approvisionne sur les réseaux.

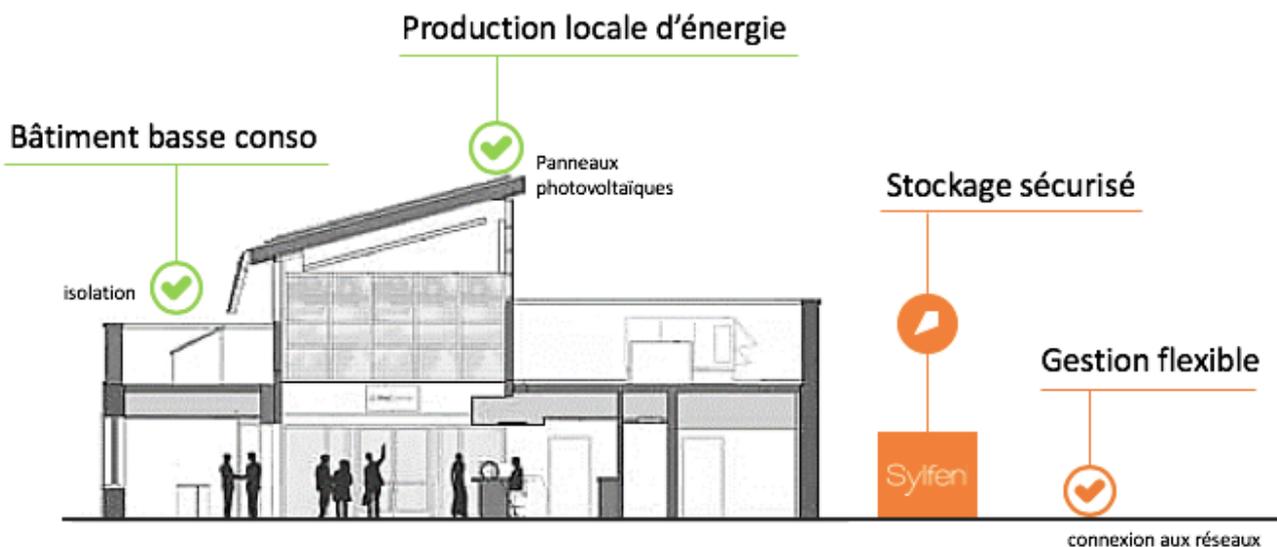


Figure 23 : Le stockage d'énergie locale – Fiabiliser un approvisionnement énergétique à partir de productions renouvelables

L'investissement à consentir dans une nouvelle technologie est conséquent. Celui doit être subventionné pour une grande partie. Le reste à payer pour la collectivité est estimé entre 739 000 et 1,035 M €.

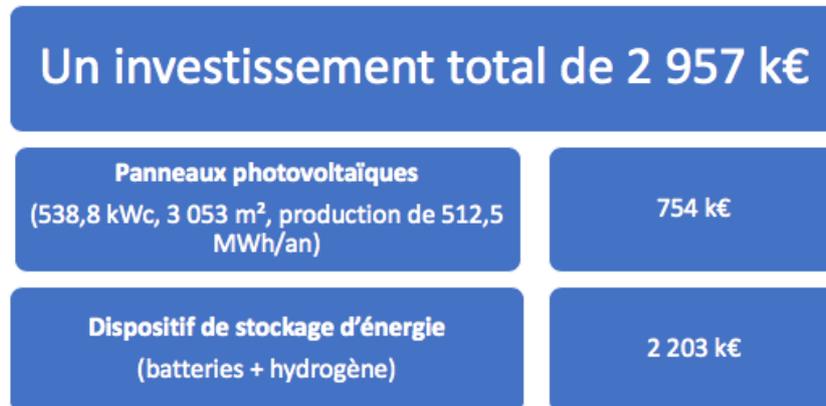


Figure 24 : Répartition de l'investissement du projet entre production et stockage d'énergie

La vision économique pour ce projet inclue donc cette part variable de subvention, le reste à investir par la collectivité, les frais d'exploitation et de maintenance et les achats d'énergie évités sur 20 ans. Hors subvention, l'économie engendrée par la baisse des achats d'énergie sur le réseau est estimée entre 1191 et 1487 k€.

Taux de subvention espéré	65%	70%	75%
Cout de la solution sur 20 ans	2 239 k€	2 091 k€	1 943 k€
CAPEX	1 035 k€	887 k€	739 k€
OPEX	1 204 k€		
<b>Achat d'énergie sur 20 ans</b>	<b>- 3 430 k€</b>		
Sans solution de stockage et sans PV	7 319 k€		
Avec solution de stockage et avec PV	3 889 k€		
<b>ECONOMIE GLOBALE REALISEE SUR 20 ANS</b>	<b>1 191 k€</b>	<b>1 339 k€</b>	<b>1 487 k€</b>

A travers ce projet d'autoconsommation ont aussi été pris en compte, au-delà de l'aspect financier, les gains environnementaux et énergétiques, à travers un bilan d'émissions de CO<sub>2</sub>, ainsi qu'un prévisionnel de part d'autoconsommation de chaleur et d'électricité. Il a été estimé, par rapport à une alternative envisagée de liaison au réseau de chaleur sans autoproduction, que ce projet devrait faire baisser les émissions de CO<sub>2</sub> du site de 13% et consommation d'énergie primaire, de 48%, pour l'ensemble des consommations d'énergie.

Ce projet de la CCDS, a nécessité un investissement financier et humain de la part de la FDE62 :

- Un accompagnement interne de 300 heures
- L'assistance de bureau d'études – 10 000 €
- L'assistance d'un avocat pour combiner l'appel d'offres classique lié à la construction du Centre Aquatique avec l'appel d'offres de performances lié au système SYLFEN – (5 000 € Avocat + 25 000 € assistance à maîtrise d'ouvrage)
- ... et surtout du temps pour élaborer et soutenir un dossier de subventions auprès de la Région et des fonds européens susceptibles d'être partenaire

## Retour d'expérience de la Fédération Départementale d'Énergie du Pas-de-Calais Expérimentation réussie de recharge de véhicules électriques sur le réseau d'éclairage public (REMORA)



La Fédération Départementale d'Énergie du Pas-de-Calais (FDE 62) en partenariat avec EDF, Citelum, Ubitricity et la Ville de Calais, vient de dévoiler les conclusions positives de ses expérimentations d'installation de bornes de recharges pour véhicules électriques (BRVE) sur le réseau d'éclairage public.

Depuis le mois de février 2018, les 3 premières bornes ont été déployées à Calais à différents endroits et des raccordements électriques différents pour tester l'intérêt et la faisabilité technique des solutions. Le dispositif de recharge consiste à intégrer des prises dans les candélabres d'éclairage public, à proximité d'une place de stationnement.

La solution mise en place en 2018 pour cette expérimentation est un succès à tous points de vue : économique, technique et pratique.

L'installation présente un certain nombre de qualités. En plus de ne pas encombrer le trottoir avec un nouveau mobilier urbain, son intégration parfaite et sans aspérité aux mâts d'éclairage, associe esthétique et prévention contre le risque de vandalisme ou d'escalade du candélabre. Le système est par ailleurs étudié pour éviter le vol d'énergie, l'autorisation de charge se faisant à distance sur présentation d'un moyen de paiement.

Propriétaire de son parc d'éclairage, la Ville peut déployer selon son calendrier, le nombre de bornes souhaité. Elle maîtrise ses choix de lieux d'implémentation, ses travaux, ses délais et ses coûts. L'absence de génie civil sur la voirie, n'engendre pas de gêne supplémentaire pour les riverains et la circulation au moment de l'installation. Facile à installer, modulaire, la solution sera également facile à maintenir et à déplacer si nécessaire.

Pour un investissement limité, des frais d'entretien et de fonctionnement réduits, la collectivité va également pouvoir percevoir de nouvelles recettes via le service facturé à l'utilisateur. Elle peut ainsi choisir le mode de rémunération selon plusieurs critères : l'heure (tarifs préférentiels de nuit quand le coût de l'énergie est plus faible), la politique de stationnement (tarifs plus élevés en journée pour éviter les voitures tampons), et mettre en place des stratégies commerciales en centre-ville au bénéfice des conducteurs et des commerçants. Des systèmes d'abonnement peuvent également être proposés pour fidéliser la clientèle et optimiser le retour sur investissement pour la collectivité.

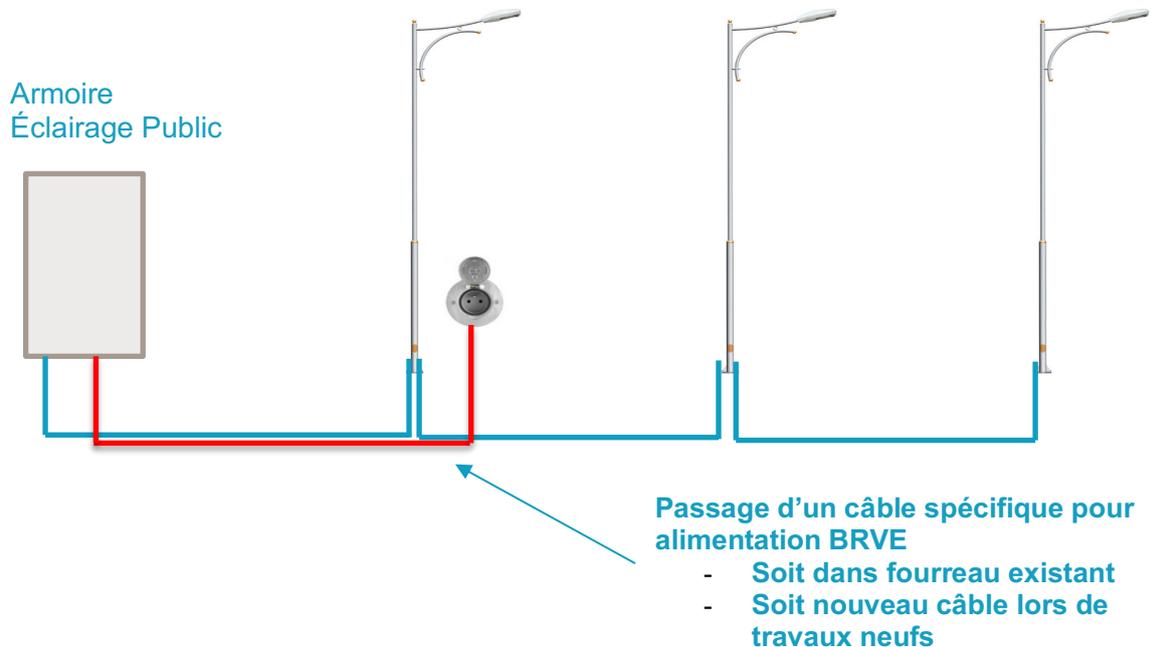
Facile à utiliser pour les riverains, cette solution est également simple à mettre en place pour les collectivités. Les résidents pourraient également solliciter la Mairie pour installer des bornes de recharges à proximité de chez eux, comme c'est le cas à Londres depuis 2016.

Avec environ 9 millions de points lumineux en France, ce dispositif innovant déployé avec succès à Calais, Londres et Berlin constitue une solution nouvelle pour les collectivités qui souhaiteraient participer activement à la transition énergétique, réduire la pollution en ville et démocratiser la mobilité électrique.

Les trois solutions expérimentées ont été les suivantes :

- Câble spécifique pour alimentation BRVE
- Séparation des conducteurs - Phase spécifique pour la BRVE
- Alimentation 24/24 du réseau d'éclairage public – Transformation d'un réseau commuté en réseau permanent.

## Solution 1 : Câble spécifique pour alimentation BRVE (Borne de Recharge de Véhicule Électrique)



### Avantages

- Le câble sera dimensionné pour l'installation (possibilité de mettre plusieurs prises sur le réseau voir augmenter la puissance des prises)
- Installation adaptée pour les installations neuves (type zone de co-voiturage)

### Estimation du coût de l'installation :

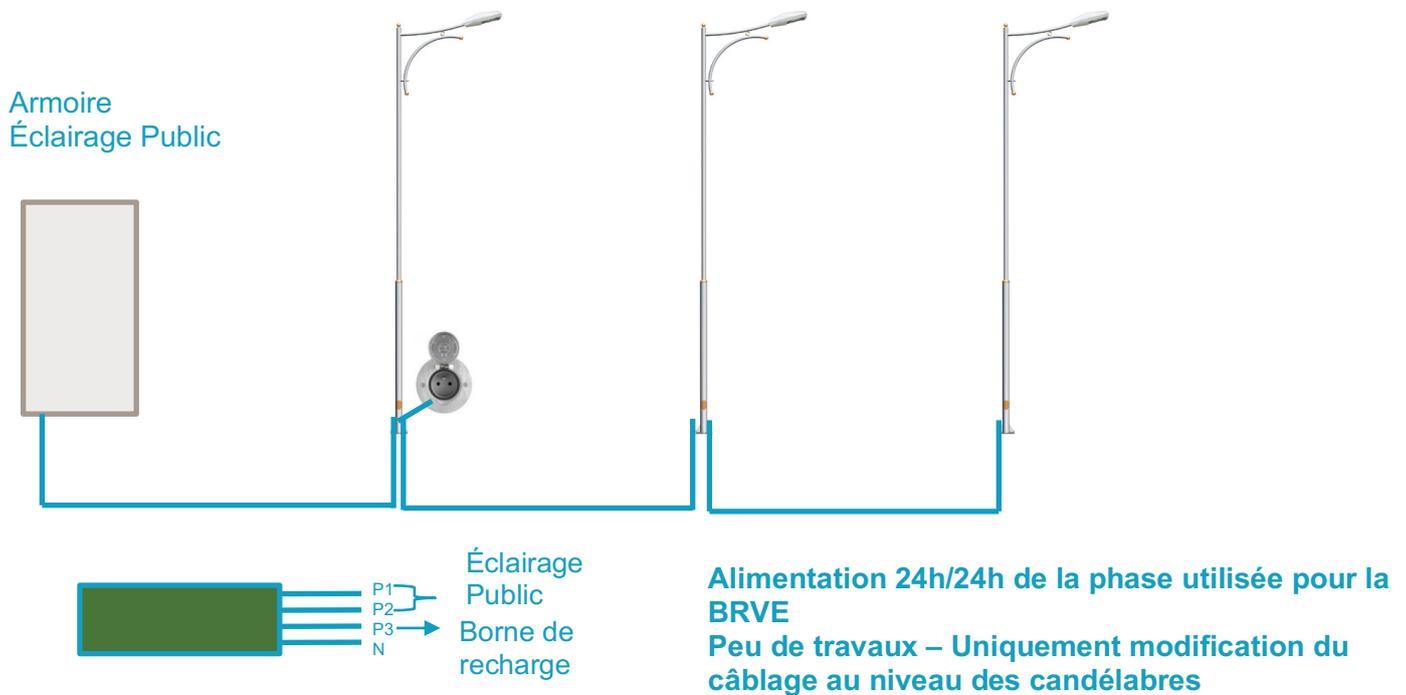
#### Installation Remora

- Fourniture et pose de la borne : 4 000 € HT
  - Vérification de l'installation par bureau de contrôle : 500 € HT
  - Adaptation de l'installation existante : 1 800 € HT
- 6 300 €

#### Installation Borne de recharge standard

- Fourniture et pose de la borne : 4 700 € HT
  - Raccordement Enedis (50ml) : 3 200 € HT
  - Vérification de l'installation par bureau de contrôle : 300 € HT
- 8 200 € HT

### Solution 2 : Phase spécifique pour la BRVE



#### Avantages :

- Pas de travaux de génie civil
- Solution présentant un faible coût

#### **Mais**

- Le nombre d'IRVE doit être adaptée à l'installation électrique existante

#### Estimation du coût de l'installation :

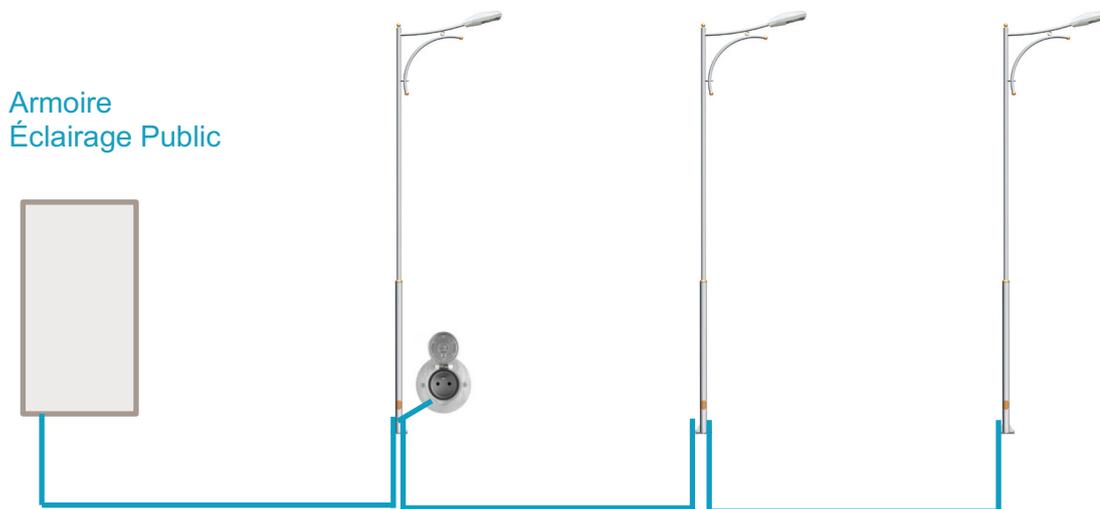
##### Installation Remora

- Fourniture et pose de la borne : 4 000 € HT
- Vérification de l'installation par bureau de contrôle : 500 € HT
- Adaptation de l'installation existante : 1 500 € HT
- 6 000 € HT

##### Installation Borne de recharge standard

- Fourniture et pose de la borne : 4 700 € HT
- Raccordement Enedis (50ml) : 3 200 € HT
- Vérification de l'installation par bureau de contrôle : 300 € HT
- 8 200 € HT

### Solution 3 : Alimentation 24h/24 du réseau d'éclairage public



**Alimentation 24h/24h du réseau d'éclairage public**  
**Mise en place d'un organe de commande au niveau de chaque candélabre**

#### Avantages :

- Pas de travaux de génie civil

#### **Mais**

- Le coût peut être important si le réseau présente de nombreux points lumineux
- Le nombre d'IRVE doit être adaptée à l'installation électrique existante

#### Estimation du coût de l'installation :

##### Installation Remora

- Fourniture et pose de la borne : 4 000 €
- Vérification de l'installation par bureau de contrôle : 500 € HT
- Adaptation de l'installation existante : 1 300 € HT
- Mise en place de la gestion éclairage public en armoire : 3 700 € HT
- Mise en place commande éclairage public par lanterne : 220 € HT par lanterne

➤ 9 720 € HT

##### Installation Borne de recharge standard

- Fourniture et pose de la borne : 4 700 € HT
- Raccordement Enedis (50ml) : 3 200 € HT
- Vérification de l'installation par bureau de contrôle : 300 € HT

➤ 8 200 € HT

## Retour d'expérience de la Métropole de Grenoble Développement d'un cadastre solaire en ligne « Métrossoleil »



### Qui :

Grenoble Alpes Métropole – Direction de la Transition Energétique

### Constat :

Depuis la mise en place de son schéma directeur énergie, la Métropole œuvre pour favoriser le développement d'installation photovoltaïque. Elle a participé à la création de Energ'Y Citoyennes, SAS permettant la location de toiture pour l'installation de centrale solaire grâce à l'investissement citoyen et Park'o'SOL, une SAS destinée à l'installation de centrale photovoltaïque en Ombrière sur les parkings relais.

Afin d'atteindre les objectifs de production photovoltaïque, tous les acteurs doivent s'impliquer. L'outil « Métrossoleil » cible les habitants afin de faciliter l'information et les premières étapes d'aide à la décision.

### Solution mise en œuvre :

Un cadastre solaire accessible au grand-public via une page web accessible par internet ainsi qu'un accompagnement à son utilisation pour concrétiser les potentiels estimés jusqu'au stade travaux.

Il permet aux collectivités, entreprises et ménages du territoire de LA METROPOLE d'obtenir une information claire et précise, servant d'aide à la décision pour la mise en œuvre d'une solution d'énergie renouvelable solaire thermique ou photovoltaïque (en injection ou en autoconsommation).

**Votre toit peut servir à produire de l'énergie !**

Cette application vous permettra d'en apprendre plus sur le potentiel solaire de votre toiture. Pour commencer, il vous suffit de répondre aux questions ci-dessous. Vous pourrez revenir en arrière à tout moment pour modifier vos réponses et tester d'autres scénarios !

Je suis un particulier

J'appartiens à une entreprise

J'appartiens à une collectivité

**3 Rue des Bains, 38000 Grenoble, France**

**Répartition du potentiel solaire de la toiture**

Excellent	267 m <sup>2</sup>
Bon	407 m <sup>2</sup>
Inexploitable	340 m <sup>2</sup>

**Surface totale 1 014 m<sup>2</sup>**

Avec mon toit, je veux :

Produire de l'électricité

Chauffer l'eau

**Info** Pour les particuliers, le service Info.Energie de l'Isère apporte un conseil de proximité gratuit et indépendant sur les économies d'énergie et les énergies renouvelables.

Figure 25 : Il suffit de sélectionner un bâtiment sur la carte ou de renseigner une adresse. Le site propose ensuite des informations sur la production de chaleur ou d'électricité solaire

Un appel à manifestation d'intérêt a été réalisé pour sélectionner les installateurs recensés sur la plateforme, cette sélection permet de garder favorable la confiance mutuelle entre les usagers et installateur via la collectivité. L'outil permet de solliciter un devis directement auprès de l'un ou plusieurs des installateurs recensés.

Lien vers l'outil : <https://grenoble-metropole.cadastre-solaire.fr/>



Figure 26 : Exemple de note d'information produite par « Métrosoleil » pour une production d'électricité solaire photovoltaïque en toiture, en injection sur le réseau

**Calendrier de mise en œuvre :**

- Été 2018 : Recrutement prestataire
- Sept 2018 : Prestataire recruté
- Mai 2019 : Outil en ligne

**Moyens mobilisés :**

- Moyen financier prestataire : 41 200 €HT (production de données et production de l'outil avec maintien en service et reporting pendant 3 ans)
- Moyens humains internes :
- Chargé de projet : environ 90 jours
- Recrutement, relation prestataire et service interne (communication - ALEC)
- Réalisation AMI installateurs
- Mise en place de la communication
- Accompagnement ALEC pour vérification des hypothèses de calcul, du parcours utilisateur et des messages d'informations et conseil personnalisé des utilisateurs (EIE)

**Origine des fonds :**

L'intégralité des fonds relatif à la création de l'outil a été financée en fond propre par Grenoble Alpes Métropole. Le temps de travail de chargé de projet a été financé en partie par un projet Européen Cityzen (financement à 75%)

**Evaluation du dispositif :**

Le dispositif suscite des retours positifs mais l'évaluation n'a pas été effectuée à ce jour.

## CONCLUSION

Les réseaux de distribution d'électricité et de gaz naturel sont, avec leurs concessionnaires et autorités concédantes, des acteurs incontournables pour mener à bien la transition énergétique selon les objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie.

Les tarifs d'utilisation des réseaux, le TURPE et l'ATRD, contiennent des parts de plus en plus importantes, pour faciliter et financer de façon mutualisée les projets de production d'énergies renouvelables. Par ailleurs, les gestionnaires de réseaux de distributions sont aussi des acteurs incontournables en ce qui concerne la mise à disposition de données et d'informations, au grand public, mais aussi aux collectivités en charge de l'urbanisme ou autorités concédantes. Ces données sont précieuses dans le cadre de la maîtrise de l'énergie, du repérage de la précarité énergétique, ou encore dans l'optimisation des coûts de raccordements de projets (injection, soutirage, dont la mobilité électrique ou GNV).

Les collectivités ont, en fonction de leurs compétences, accès à des ressources financières en lien avec les réseaux de distribution d'énergie sur leurs territoires. Cependant, ces ressources, si elles peuvent en général être affectées partiellement à la transition énergétique, doivent avant tout financer les missions de contrôle de concession ou de coordination des travaux. La transition énergétique est en effet une mission parmi un large ensemble qui incombe à leur responsabilité. En fonction des besoins de chaque territoire, des arbitrages locaux sont donc effectués pour orienter une part des recettes issues des réseaux vers cette transition.

Au delà du financement, une meilleure coordination entre GRD et AODE, autour de missions communes clairement définies, notamment à travers leurs exercices respectifs de planification, serait de nature à rendre l'investissement dans les infrastructures de distribution d'énergie plus efficient et pourrait permettre soit de faire des économies, soit d'investir les excédents dégagés dans la transition énergétique.

## Bibliographie

Délibération de la CRE n°2018-117 du 14 juin 2018 : Projet de décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT

Délibération de la CRE du 18 février 2016 portant projet de décision sur l'ATRD de GRDF

Délibération de la CRE n°2019-271 du 19 décembre 2019 portant projet de décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF

Consultation publique de la CRE du 14 février 2019 n°2019-003 relative au cadre de régulation tarifaire applicable aux opérateurs d'infrastructures régulées en France

Consultation publique de la CRE n°2019-005 du 27 mars 2019 relative à la structure des prochains tarifs d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel

ENJ04 – Distribution d'énergie dans les territoires : quels enjeux juridiques ? – AMORCE/ADEME, novembre 2015

ENE07 – Distribution d'énergie dans les territoires : quels enjeux économiques ? – AMORCE/ADEME, novembre 2015

ENT20 – Distribution d'énergie dans les territoires : quels enjeux techniques ? – AMORCE/ADEME, août 2015

ENT25 – Transition énergétique et distribution publique d'électricité : proposition de modèle de convention locale – AMORCE, juillet 2018

## Glossaire

**AMF** = Association des Maires de France

**AODE** = Autorité Organisatrice de la Distribution d'Énergie (électricité et / ou gaz naturel)

**ATRD** = Accès des Tiers au Réseaux de Distribution de gaz naturel (tarif d'accès aux réseaux de distribution de gaz naturel)

**BAR** = Base d'Actifs Régulés

**BRVE** = Borne de Recharge de Véhicule Électrique

**CGCT** = Code Général des Collectivité Territoriales

**CRAC** = Compte Rendu d'Activité de Concession

**CRCP** = Compte de Régulation des Charges et Produits

**CRE** = Commission de Régulation de l'Énergie

**ELD** = Entreprise Locale de Distribution (concessionnaires en monopole hors des territoires desservis par Enedis et GRDF. Ex : GEG dans la région grenobloise ou ÉS dans la région strasbourgeoise).

**EPCI** = Établissement Public de Coopération Intercommunale

**ETP** = Équivalent Temps Plein

**FNCCR** = Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies

**GRD** = Gestionnaire de Réseau de Distribution (d'énergie)

**GNV** = Gaz Naturel Véhicule

**PADD** = Projet d'Aménagement et de Développement Durable

**PCAET** = Plan Climat Air Énergie Territorial

**PLU** = Plan Local d'Urbanisme

**SEM** = Société d'Économie Mixte

**SRADDET** = Schéma Régional d'Aménagement, de Développement Durable et d'Égalité des Territoires

**S3REnR** = Schéma Régional de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelables

**TURPE** = Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité

**AMORCE**

18, rue Gabriel Péri – CS 20102 – 69623 Villeurbanne Cedex

Tel : 04.72.74.09.77 – Fax : 04.72.74.03.32 – Mail : [amorcer@amorcer.asso.fr](mailto:amorcer@amorcer.asso.fr)

[www.amorcer.asso.fr](http://www.amorcer.asso.fr) -  [@AMORCE](https://twitter.com/AMORCE)

