



territoire
d'énergie

DRÔME - SDED

RAPPORT 2019 D'ACTIVITÉS

De l'énergie,
partout, pour tous



ÉDITORIAL

RURALITÉ ET SOLIDARITÉ

Chers collègues, chers partenaires,
C'est avec plaisir que je vous présente ce rapport d'activités 2019. En raison du contexte de crise sanitaire lors de son élaboration et de sa présentation en Comité syndical, il revêt pour la 1ère fois une forme entièrement électronique.

Vous constaterez que le SDED a toujours à cœur de placer ses métiers historiques au centre de ses actions, tout en s'investissant de plus en plus pour répondre aux enjeux de la transition énergétique qui représente l'avenir.

Ce rapport d'activité, confirme que les montants de travaux et d'interventions se maintiennent au plus haut niveau pour permettre aux Maires de mener à bien leurs projets de développement de leur commune.

Parmi les faits marquant de l'année 2019 je n'en retiendrais qu'un : l'épisode neigeux d'une ampleur exceptionnelle en novembre dernier et qui a provoqué des dégâts d'un niveau jamais atteint sur nos lignes électriques. Nous avons sollicité et obtenu, avec le soutien du Conseil Départemental et des Parlementaires, des financements exceptionnels auprès des services du Ministère de la Transition Ecologique et Solidaire par le compte du FACE (Financement des Aides aux Collectivités territoriales pour l'Electrification rurale). Ces financements d'un montant de 1 million 600 000 € HT viennent compléter les investissements consacrés par le SDED dans le cadre de ses programmes de travaux, pour mieux sécuriser les réseaux durablement.

En tant qu'autorité concédante du réseau pour le compte des communes je tiens à remercier tous ceux qui ont œuvrés, en particulier les équipes d'ENEDIS et les entreprises privées mobilisées, pour réalimenter les foyers impactés.

A quelques semaines de la fin de cette mandature qui a été décalée en raison du report du 2ème tour des élections municipales, je veux remercier une fois de plus chaleureusement toutes celles et tous ceux qui œuvrent pour l'intérêt général dans ce domaine essentiel de l'énergie. Le SDED est un acteur majeur de l'aménagement du territoire au côté des communes de la Drôme mais aussi des intercommunalités avec la volonté de toujours faire rimer ruralité avec solidarité.

Bonne lecture.

JEAN BESSON

Président, Sénateur honoraire



S O M M A I R E

■ BILAN SOCIAL	p.4
■ 2019 EN CHIFFRES	p.6
■ LES TRAVAUX	p.7
■ ANTENNE TERRITORIALE	p.9
■ LES SERVICES	p.10
■ 2019 EN PHOTOS	p.12
■ LU DANS LA PRESSE	p.16
■ SAEML ÉNERGIE RHÔNE VALLÉE	p.18
■ COMMISSION CONSULTATIVE	p.19
■ LES DISTRIBUTIONS D'ÉNERGIE	p.20
■ LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE	p.60
■ PLAN CLIMAT AIR ENERGIE TERRITORIAL	p.64
■ ÉCLAIRAGE PUBLIC	p.66
■ RECUEIL DES BUREAUX ET COMITÉ SYNDICAUX	p.68

BILAN SOCIAL

EFFECTIF AU 31 DECEMBRE 2019

45 collaborateurs à votre service.

EVOLUTION STATUTAIRE DES AGENTS

Situation antérieure	Nouvelle situation
Nomination stagiaire en catégorie B suite réussite au concours externe de technicien territorial session 2018 au 01/12/2018	Titularisation au 01/12/2019
1 personne en CDD au service informatique article 3-1	Modification du contrat en 3-2° CDD

ARRIVÉES

→ Monsieur Emmanuel EYNARD au service Urbanisme et Réseaux à compter du 14/11/2019.

→ Madame Christine CHABOUD au service Finances - Ressources Humaines à compter du 14/06/2019

→ Madame Estelle JANOT au service Finances à compter du 14/06/2019

DÉPART

→ En septembre 2019, deux apprentis : Lawrel Osei Asibey et Jeffrey GONTARD.

REPARTITION DES AGENTS PAR SERVICE

Désignation	Année 2019
Direction Générale	2
Direction Juridique	4
Direction Services Techniques	16
Direction Finances	6
Direction Ressources - Projets stratégiques	5
Direction Production et Maîtrise de l'Énergie	11
Direction Communication et Antenne Nyons	3 (dont 2 agents détachés des services techniques)
Total	45

REPARTITION DES AGENTS PAR SEXE

Activité principale répartition par sexe	Hommes	Femmes	Total
Direction Générale	1	1	2
Urbanisme Réseaux	6	3	9
Performance énergétique et concessions	6	5	11
Administratif	1	7	8
Eclairage public	5	3	8
Juridique	2	2	4
Communication / Antenne Nyons	2 (dont 1 perf. Énergétique)	1 (éclairage public)	1 (3)
Informatique	2		2
Total	24	21	45

REPARTITION DU TEMPS DE TRAVAIL

Temps partiel sur autorisation	Hommes	Femmes	Taux
Catégorie A	0	2	80%
Catégorie B	0	2	80%
Catégorie C	0	1	80%
Total	24	5	

Les 40 autres agents tous statuts confondus travaillent à 100 %.

ABSENCES

Maladie ordinaire : 358 jours / 15 agents

Congé de paternité : 11 jours / 1 agents

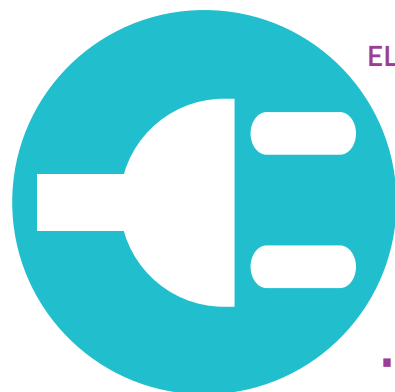
FORMATION

Nombre d'agents ayant suivi une formation	26 agents	
Total de jours de formation	14,5 jours	
Formation de perfectionnement	8 agents	13,5 jours
Formation de préparation aux concours	6 agents	25 jours
Formation de professionnalisation	18 agents	86 jours

Masse salariale 2 586 117 euros



CHIFFRES CLÉS 2019



ELECTRICITÉ

- Chiffre d'affaire : **130 M€**
- Patrimoine : **1 015 M€***
- **306 761** postes de livraison
- **8 401** postes de transformation
- **16 824 km** de lignes électriques
- **3 237 GWh** consommés

* Valeur brute d'actifs



GAZ

- Chiffre d'affaire : **26 M€**
- Patrimoine : **96 M€***
- **881 972** clients
- **1 733 km** de canalisations
- **2 203 GWh** consommés

* Valeur nette réévaluée

LE SDED EN BREF

520 000 HABITANTS SUR LE TERRITOIRE DU SDED	PRINCIPAL DONNEUR D'ORDRES DU DÉPARTEMENT DE LA DRÔME	UN PATRIMOINE ESTIMÉ À PLUS D'1 MILLIARD D'€ (ÉLECTRICITÉ ET GAZ)
SUIVI ÉNERGÉTIQUE DE 500 BÂTIMENTS PUBLICS	200 CHANTIERS ANNUELS D'ÉCLAIRAGE PUBLIC	45 AGENTS EN MAJORITÉ TECHNIQUES
GESTIONNAIRE DE 27 000 POINTS LUMINEUX POUR 144 COMMUNES	2 RÉGIES D'ÉLECTRICITÉ (ERÔME ET GERVANS)	1 CHAUFFERIE BOIS ET RÉSEAU DE CHALEUR (VASSIEUX EN VERCORS)
ACTIONNAIRE FONDATEUR D'UNE SEM POUR LA PRODUCTION D'ÉNERGIES RENOUVELABLES	GROUPEMENT D'ACHAT D'ÉNERGIES POUR 140 COLLECTIVITÉS OU ÉTABLISSEMENTS	2 000 000 D'€ DE SUBVENTIONS VERSÉES EN 2019 À 124 COLLECTIVITÉS POUR LA PERFORMANCE ÉNERGÉTIQUE
CRÉATION ET GESTION DE 125 BORNES DE RECHARGES POUR VÉHICULES ÉLECTRIQUES DANS LA DRÔME (RÉSEAU EBORN)	UNE ANTENNE TERRITORIALE POUR LES BARONNIES ET LA DRÔME PROVENÇALE (NYONS)	500 DOSSIERS TRAVAUX D'ÉLECTRIFICATION EN 2019 POUR 200 COMMUNES



LES TRAVAUX

511 DOSSIERS TRAVAUX EN 2019

430 EN ÉLECTRIFICATION RURALE

- 208 raccordements - 5 620 904 € TTC
- 130 renforcements - 8 523 290 € TTC
- 46 dessertes intérieures - 1 252 292 € TTC
- 46 branchements collectifs - 822 446 € TTC

soit 16 218 932 € TTC

81 EN EFFACEMENT

- 12 programme Enedis (Article 8) - 1 682 316 € TTC
- 32 programme Face C + SDED - 4 394 678 € TTC
- 37 telecom - 858 882 TTC€

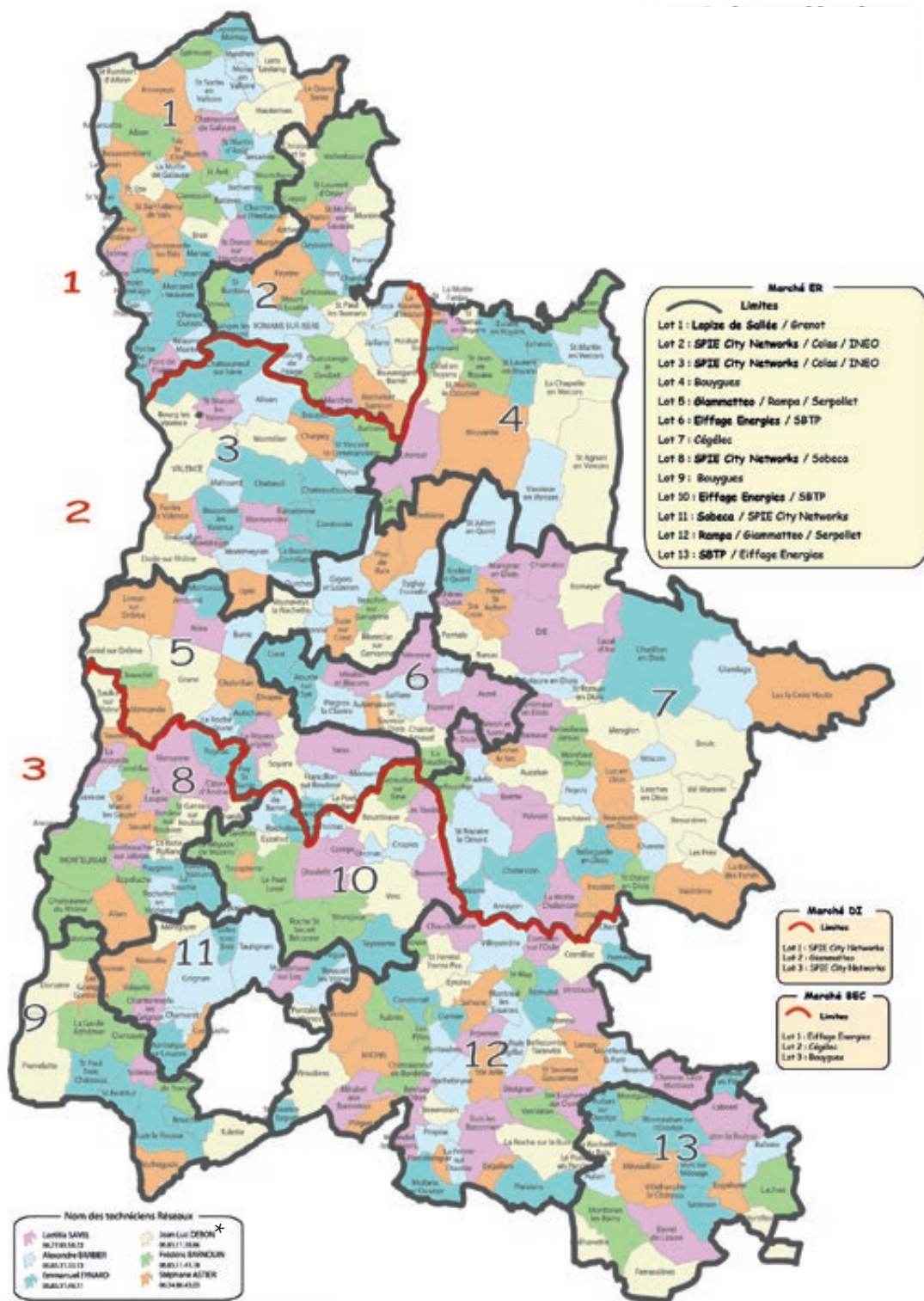
soit 6 935 876 € TTC

POUR UN TOTAL DE 23 154 808 € TTC DE TRAVAUX





ANTENNE BARONNIES DRÔME PROVENÇALE



Cette antenne a ouvert en septembre 2017.

L'antenne est plus particulièrement chargée de la gestion de l'éclairage public et l'accompagnement des communes pour économiser l'énergie avec le service performance énergétique.

Bien sûr au-delà de ces compétences, l'Antenne est à l'écoute des Maires sur tous les sujets et peut relayer au siège des questions sur les autres compétences du SDED ou régler sur place des problèmes particuliers.

A ce jour, l'Antenne est composé de 3 personnes : 1 cadre, 1 technicienne EP et un conseiller en énergie.

Quelques chiffres sur l'activité de l'Antenne :

- **55** communes du territoire pour la maintenance et les travaux d'investissement de l'éclairage public.

- **5714** points lumineux gérés par l'antenne

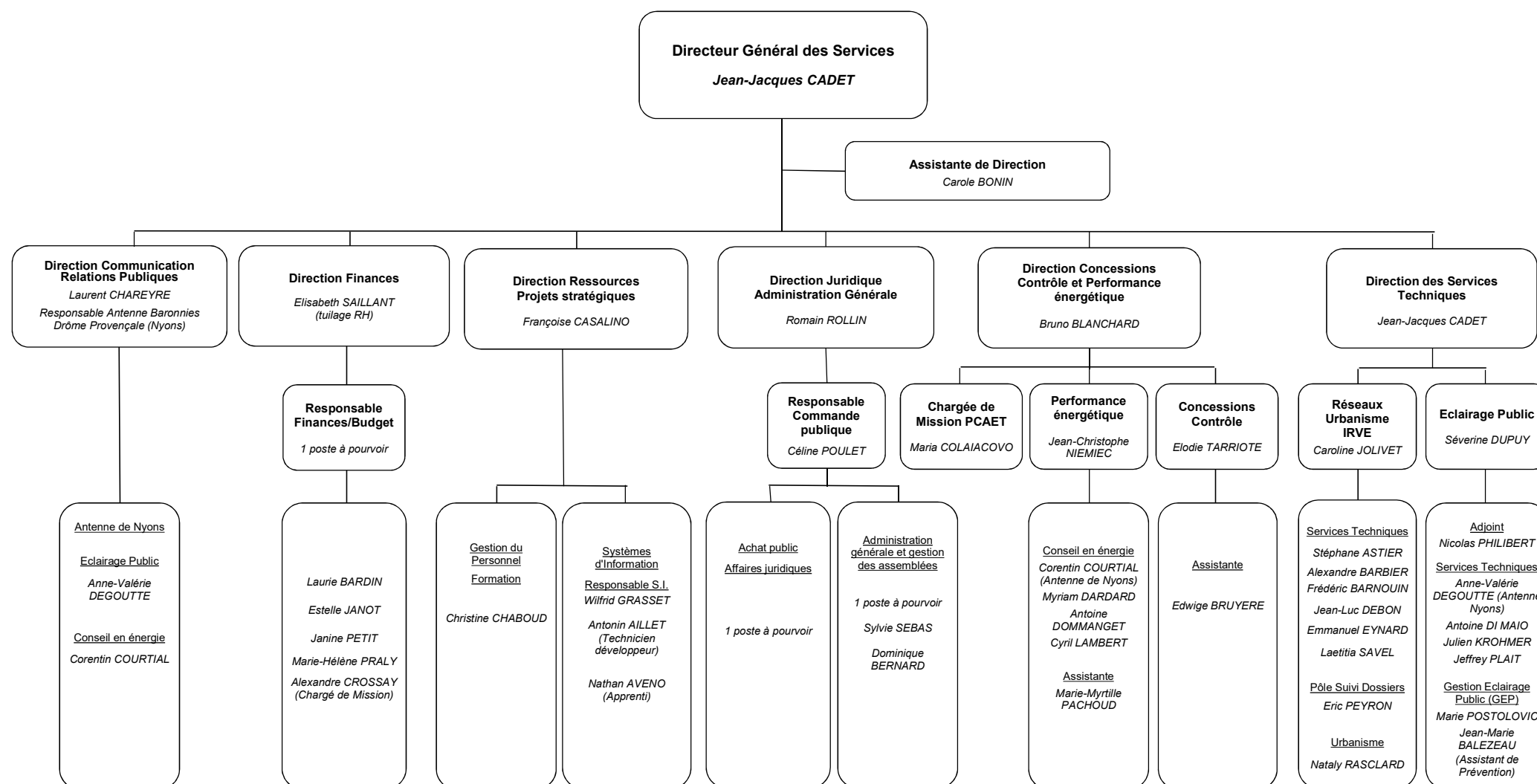
- **35** communes accompagnées sur les dispositifs d'économies d'énergie.

Un partenariat exemplaire entre le SDED et la CCBDP :

A l'origine, c'est dans le cadre d'un partenariat étroit avec la CCBDP (Communauté de Communes des Baronnies en Drôme Provençale) que ce projet a été possible.

A l'ouverture l'antenne était installée dans les locaux de la CCBDP (septembre 2017 à février 2020). C'est dans cet esprit que le SDED s'est inséré dans le projet de nouveaux locaux qui accueillent désormais des partenaires extérieurs.

Organigramme des services d'Énergie SDED au 1^{er} janvier 2020





Soirée E-rallye



Congrès des Maires de la Drôme, Portes les Valence



Foire Eco-Bio Nyons, mai



Comité Syndical au département



Congrès des Maires de France



Inauguration à Condorcet, décembre



Bureau de septembre



Comité à Alixan



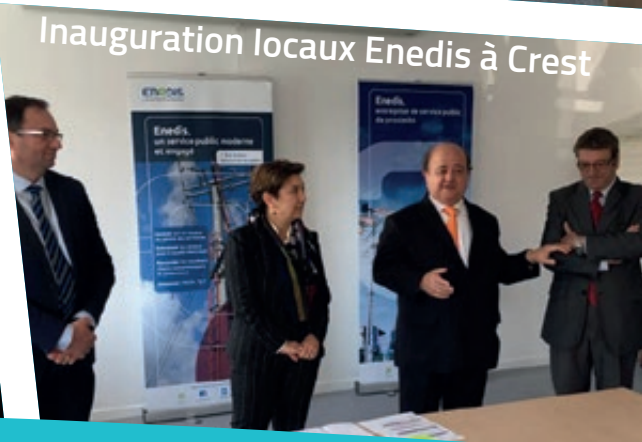
Inauguration E-born à Rochegeude



Bureau de septembre



Congrès FNCCR



Inauguration locaux Enedis à Crest

2019 EN IMAGES



1^{ère} pierre centrale photovoltaïque Montjoyer, octobre



Partenariat AMD



Inauguration éclairage connecté, la Garde d'Adhémar



Signature convention SDED / Syme 05 / Parc des Baronnies Provençales



Réunion TRE Rémuzat, mars



Inauguration Rémuzat



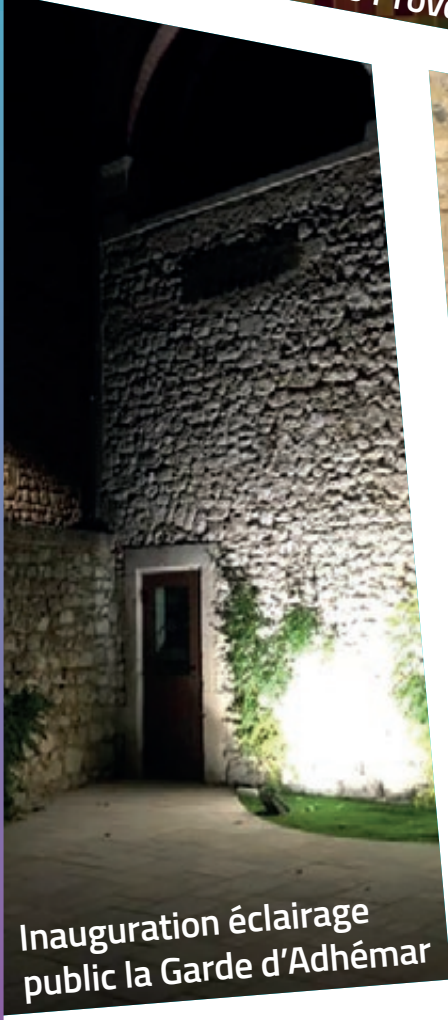
Inauguration éclairage public la Garde d'Adhémar



Médaille départementale, régionale et communale à Alain Fabre, 1er vice président - comité d'automne



Réunion en préfecture suite tempête de neige



Inauguration éclairage public la Garde d'Adhémar



Inauguration Nyons, octobre



A compter du 18/12/19 le SDED déménage durant les travaux de son siège (6 à 8 mois)

Nouvelle adresse : Plateforme de Recherche Ecotec Zone d'activités - 828 12 route Emile de Chabaut 33116



Le sded acteur de l'ingénierie pour la Drôme au coté du département

INGÉNIERIE POUR LA DRÔME LE DÉPARTEMENT ET SES PARTENAIRES AU SERVICE DES TERRITOIRES

2019 EN IMAGES

« On œuvre à la transition écologique »

DRÔME Le syndicat départemental des énergies de la Drôme fait un effort budgétaire chaque année pour accompagner les communes vers le développement durable. Interview du président du Sded, Jean Besson.

L'énergie, enjeu majeur d'aujourd'hui et de demain pour l'environnement... La problématique est connue. En Drôme, on ne reste pas les bras croisés à ce sujet. En comité syndical, les 120 délégués du Sded (Syndicat départemental des énergies) viennent de voter le budget primitif de cette superstructure au service des 360 communes de la Drôme. En matière d'investissement, c'est 25 millions d'euros, dont 800 000 en faveur de la transition écologique.

Vous préférez parler de transition écologique plutôt qu'énergétique, pourquoi ?

Jean Besson : C'est plus global et cela se rapproche davantage du concept de développement durable. La transition énergétique, sur laquelle le Sded œuvre directement, est une partie de la transition écologique, et pas des moindres. Notre consommation d'énergie impacte évidemment la planète et il faut bien sûr agir en premier là-dessus. Nous, Sded, consacrons en 2019, 800 000 euros pour la transition écologique donc et cela a été voté unanimement par les délégués drômois.

« 124 bornes électriques pour voitures en Drôme »

Une telle somme, c'est un budget supplémentaire ?

Jean Besson : Non. On n'a pas additionné les enveloppes, ni augmenté le taux de taxes locales. C'est une somme qu'on a pu réunir après avoir effectué de réelles économies sur le budget de fonctionnement qui n'est pas d'ailleurs forcément très élevé en ce qui concerne les charges de personnel, simplement une quarantaine d'agents dont l'activité induit plusieurs centaines d'emplois indirects, lorsqu'il s'agit de l'électrification rurale par exemple.

Concrètement, cela veut-il dire encourager la voiture électrique ?

Jean Besson : Oui, on a déjà prévu le futur et on a terminé de déployer un réseau de bornes de recharges électriques pour véhicules sur l'ensemble du département. Cela fait 124 bornes et donc 248 prises en tout. En Drôme, aucun véhicule ne peut tomber en panne, le maillage étant très bien serré, notamment dans l'arrière-pays. Dans la vallée du Rhône, on a posé nous-mêmes des bornes, et la Compagnie nationale du Rhône aussi. En Drôme, on est plutôt en avance sur d'autres départements. Ce qui manque sur le marché, ce sont les voitures. Mais d'ici dix ans, on peut supposer qu'il y en aura beaucoup plus et qu'il faudra peut-être, à ce moment-là, augmenter le nombre de bornes et améliorer leurs performances.

Qui les utilisent aujourd'hui ?

Jean Besson : Pour l'instant, on affiche un taux d'utilisation à 10 %. La Drôme est plutôt bien placée avec 400 charges



Jean Besson, président du Sded : « La moitié des communes drômoises coupe l'éclairage public la nuit ».

par mois. Et en été, il y a les touristes qui viennent de l'étranger et qui savent qu'ils peuvent charger sur du matériel performant. Car recharger chez soi une Zoé par exemple, est très chronophage et peut prendre toute la nuit. Alors qu'avec une de nos bornes, en deux heures maxi c'est fait.

Sur le plan départemental, vous œuvrez à la transition, mais qu'en est-il

à un niveau plus global ?

Jean Besson : Précisément, les élus du Sded ont souhaité participer au Grand débat national à ce sujet précis. Le Sded a formulé cinq propositions au gouvernement. En premier lieu, inciter les acteurs du service public de distribution d'électricité à favoriser les projets d'énergie renouvelable, l'implication des citoyens et la sortie des énergies fossiles. En Drôme, on veut en particulier faire un effort sur le photovoltaïque. Deuxièmement, accélérer les évolutions permettant l'injection de biométhane dans les réseaux de gaz. Dans le Royans, une entreprise comme Mc Phy energy travaille à cela. Troisièmement, faciliter les projets locaux utilisant le bois énergie, comme c'est le cas dans le Vercoires... Impulser la mobilité « décarbonnée » et faciliter les gains d'efficacité en éclairage public.

Sur ce dernier point, l'éclairage public, la Drôme est en constante évolution, n'est-ce pas ?

Jean Besson : En effet. La moitié des communes drômoises coupe l'éclairage public, la nuit entre minuit et cinq heures du matin. Mais là encore, on essaie des choses nouvelles. Et dans certaines communes, plutôt que de couper totalement la lumière, on trouve des systèmes, tel l'éclairage au Led, qui permettent de baisser l'intensité et de limiter la pollution visuelle. L'investissement de départ est conséquent, mais l'économie à long terme est intéressante : jusqu'à 70 % de la consommation. Ce n'est pas rien.

Quel tableau

DRÔME Lors du comité syndical de Territoire d'énergie, vendredi 800 000 euros débloqués pour la transition énergétique

C'est une belle enveloppe que le comité syndical de Territoire d'énergie Drôme Service public des énergies dans la Drôme (Sded) a votée à l'unanimité, vendredi 5 avril, lors de sa réunion. « Nous débloquons 800 000 euros pour la transition énergétique », annonce fièrement Jean Besson, président du syndicat d'énergie. Concrètement, qu'est-ce que cela veut dire ? Cette somme permettra d'aider les communes drômoises à engager des travaux d'isolation sur le patrimoine bâti afin de générer un gain énergétique.



Le syndicat d'énergie a déjà déployé 124 bornes de recharge électrique dans la Drôme. Archives photo Le DL/LL.

Pousser les communes rurales à éteindre les éclairages la nuit

Cette initiative entre totalement dans la vision à long terme du syndicat. « Nous voulons inciter le service public à favoriser les énergies renouvelables », affirme le sénateur honoraire Jean Besson. A savoir que le Sded est en charge de l'éclairage public et du déploiement des bornes de recharge de véhicules électriques dans la Drôme. « Avec 124 bornes, nous faisons la promotion d'une circulation décarbonnée. Nous croyons dur comme fer au développement de la voiture électrique entre 2020 et 2050. Et qui sait, un jour, arriver au moteur à hydrogène. »

Concernant l'éclairage public, là aussi le syndicat d'énergie veut mettre le paquet. « Nous œuvrons pour un éclairage public plus écologique en favorisant la technologie led. 141 communes nous ont confié l'intégralité de cette compétence, détaille le président, soit 25 000 points lumineux dans la Drôme. » L'objectif est de pousser les communes rurales à éteindre les lumières entre minuit et 5 heures du matin.

Le biométhane s'inscrit aussi

A.S.

La Tribune magazine advertisement for April 4th, 2019. Features articles on 'Extinction: a really bright idea?', 'Thermes: economic actors engage', and 'Week-end Animations'.

SOED Plan Climat Air Energie Territorial 'L'énergie de prévoir' article. Discusses energy distribution, public lighting, and the role of the SOED in planning and implementing energy projects across the Drôme region.

AUBRES 'Entretien avec le maire, Eric Richard' article. Focuses on the renovation of the public lighting network, aiming for Dark Sky certification and energy savings through LED technology.

TAULIGNAN '22,5 M€ de travaux dans les communes' article. Reports on significant investment in public lighting and energy infrastructure, including the installation of LED streetlights and solar panels.

MONTJOYER 'Près de 4 M€ investis sur la commune' article. Details the investment in a photovoltaic park and other energy-related projects to improve the commune's energy profile.

LU DANS LA PRESSE

SAEML ÉNERGIE RHÔNE VALLÉE



Producteur d'ÉNERGIES
Renouvelables



INVESTIR DANS LES ÉNERGIES RENOUVELABLES

Le SDED a été parmi les premiers à s'engager en faveur du développement de la production d'énergies renouvelables avec, en 2011, la création de la SEM Energie Rhône Vallée qui est depuis devenu l'outil d'une ambition commune des syndicats d'énergies de la Drôme et de l'Ardèche avec le soutien d'autres associés publics et privés.

Avec de nouvelles réalisations dont de magnifiques ombrières photovoltaïques installées en fin d'année sur notre parking du SDED et un record de puissance cumulée qui a dépassé les 1 Mégawatt-crête, 2019 restera comme une année exceptionnelle.

La confiance qui lui est portée se traduit par une nouvelle augmentation de capital avec l'entrée de nouveaux actionnaires privés et publics dont le département de l'Ardèche qui rejoint ainsi son homologue Drômois.



contact@energierhonevallee.com
www.energierhonevallee.com
04 75 55 28 98

COMMISSION CONSULTATIVE

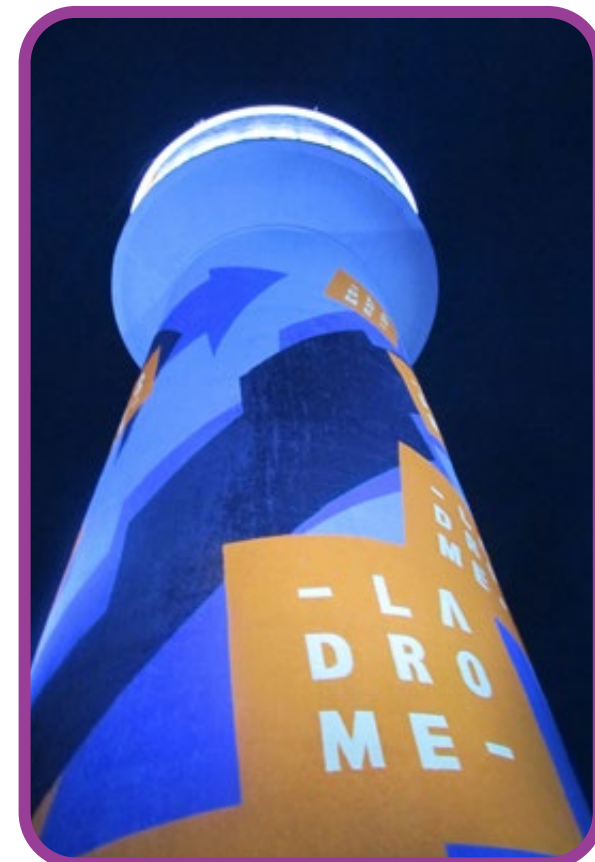
LE SDED PROCHE DES USAGERS DU SERVICE PUBLIC DE L'ÉNERGIE

L'activité en 2019 :

Depuis sa mise en place, cette commission se réunit régulièrement en fonction des projets développés par le Syndicat et des obligations légales qui font son objet.

Le 8 Novembre :

- Présentations du CRAC d'ENEDIS d'une part, et d'EDF Fournisseurs d'autre part, du CRAC EDF Fournisseur Un point a été fait sur la qualité du service public de l'énergie, la programmation des travaux sur les réseaux, ainsi que pour les questions des usagers qui ont du mal à voir aboutir la résolutions de problèmes complexes.
- Présentation du Compte Rendu d'Activités du Concessionnaire (CRAC) 2018 de GRDF. Outre les informations sur l'amélioration de la qualité du service du gaz sur tous les territoires de la Drôme et les outils à disposition des usagers (plateforme téléphonique, site Internet et application pour la téléphonie mobile), il a été débattu du déploiement du compteur communicant Gazpar sur la Drôme à échéance en 2021. Rappelons que ces Comptes Rendus d'Activités des concessionnaires sont téléchargeables sur le site du SDED



WWW.SDED.ORG

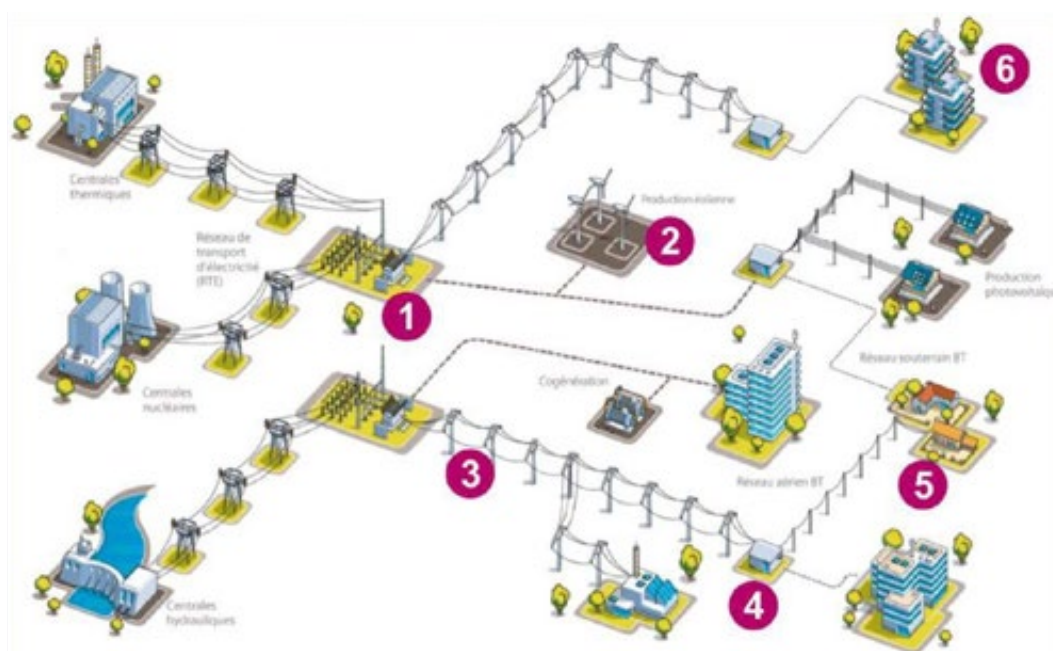
LES DISTRIBUTIONS D'ÉNERGIE

A - LE SERVICE PUBLIC DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ

Depuis les années 2000, le service public de distribution d'électricité est scindé en deux composantes : la partie « acheminement » est concédée à Electricité Réseau Distribution France (ENEDIS depuis 2016) et la « fourniture » aux tarifs régulés est déléguée à EDF Branche Commerce.

En tant qu'autorité organisatrice, SDED territoire d'énergie se doit d'assurer le suivi et le contrôle de la bonne exécution de son contrat de concession. Aussi, il réalise, avec l'appui d'experts extérieurs, un contrôle périodique annuel des concessionnaires dans les domaines technique, clientèle et financier qui permet notamment de vérifier les informations contenues dans le Compte Rendu annuelle du Concessionnaire (CRAC).

Une synthèse de cet audit est présentée ci-dessous pour les données de l'année 2018 contrôlées en 2019.



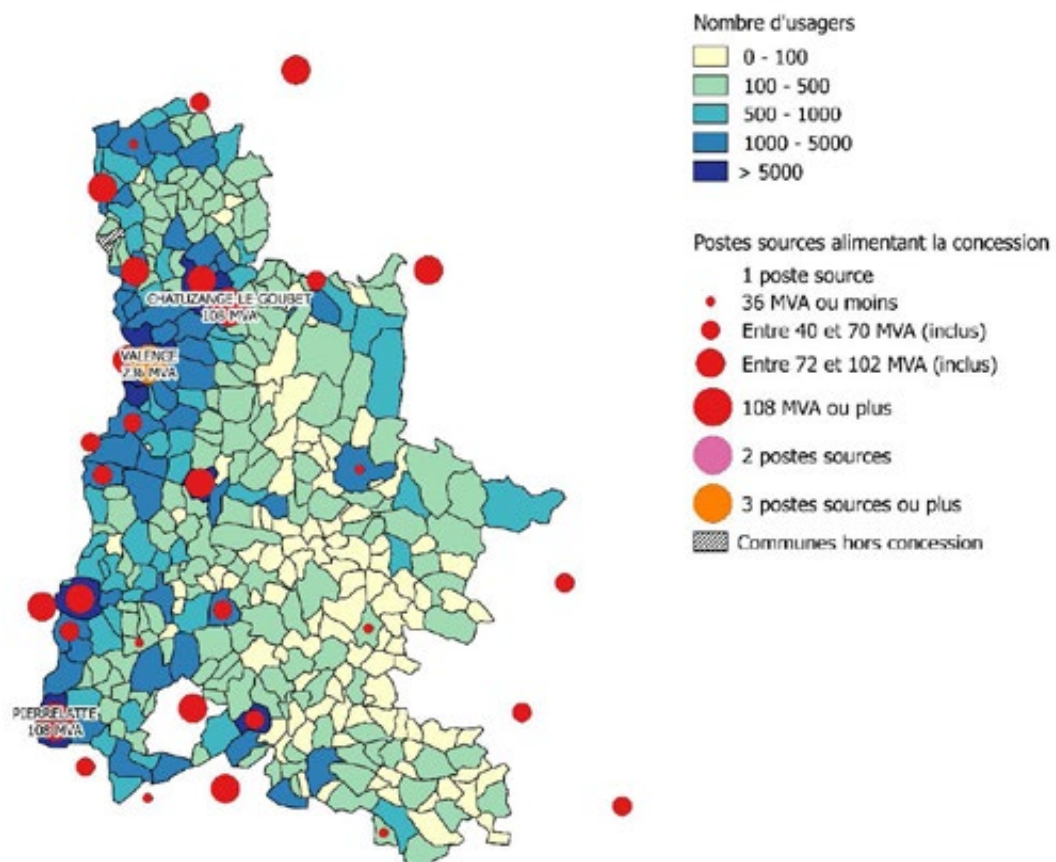
Source : ENEDIS

→ Chiffres clés concernant le réseau de distribution publique d'électricité

Repères	Nombres	Désignation
1	21	Postes sources
2	6 116	Installations de production
3	6 848	km de réseau Moyenne Tension (HTA)
4	8 401	Postes de transformation HTA / BT
5	9 976	km de réseau Basse Tension (BT)
6	306 761	Points de livraison

1. Les chiffres clés des usagers de la concession

Alimentation électrique et répartition des usagers de la concession

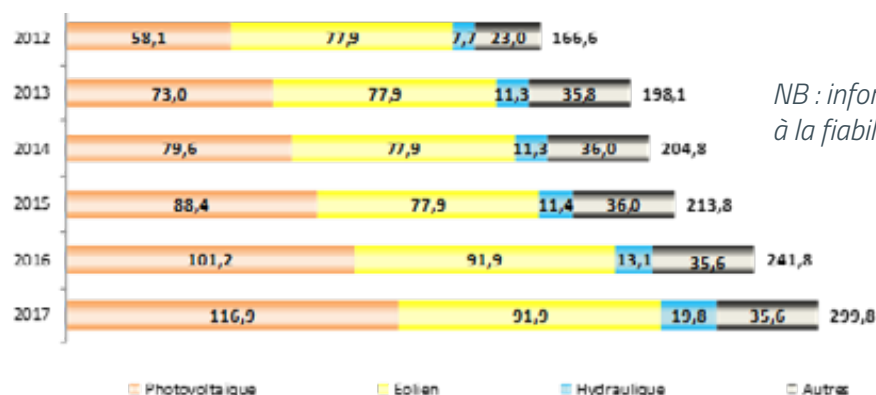


Au global, le SDED est autorité concédante sur 367 communes du département représentant **306 761 usagers** à fin 2018, chiffre qui continue à évoluer au même rythme que les années précédentes (+1% par rapport à 2017). A fin 2018, **24,4% des usagers C5** (anciens tarifs bleus inf. à 36 kVA) ont quitté les **Tarifs Réglementés de Vente** d'EDF et ont choisi une offre de marché, avec une hausse annuelle de 5 points.

Malgré la clémence des températures en 2018, la **consommation électrique** présente une tendance à la hausse avec **+0,7%** en 2018 (**3 237 GWh contre 3 213 GWh en 2017**), notamment les 970 usagers HTA représentent presque 33% de cette consommation totale. Parallèlement les recettes d'acheminement continuent à progresser (121 millions € contre 117 millions d'€ en 2017).

En outre, les producteurs représentent **6 116 installations**, en forte augmentation en nombre de 8% et en puissance de 15%. Les producteurs photovoltaïques représentent près de 98,9% de la quantité des installations raccordées au réseau de distribution (HTA ou BT). La puissance totale s'établit à **345 MVA** à fin 2018 selon la répartition suivante : 43% pour les installations photovoltaïques, 40% pour les installations éoliennes et 17% pour les autres types d'installations.

Évolution des puissances totales des installations de productions (en MVA)



LES DISTRIBUTIONS D'ÉNERGIE

En 2019, une mission spécifique d'analyse de dossiers de raccordement de producteurs a été réalisée. Elle visait à vérifier l'application de la réglementation en vigueur ainsi que la justesse des propositions techniques et financières faites par le concessionnaire.

Il faut noter que les éléments attendus ont été transmis très tardivement, ce qui a rendu difficile la réalisation d'une préanalyse complète de l'ensemble des informations à disposition. Seule une préanalyse sur 6 affaires qui semblaient a priori les plus complexes a pu être effectuée puis discutée sur site. Les 14 affaires restantes ont été analysées sur la base des éléments communiqués a posteriori.

Concernant les jalonnements des affaires, l'outil de suivi du concessionnaire permet de tracer l'historique de l'affaire (planification des études et des travaux) ;

Concernant les solutions techniques : les 6 affaires qui ont suscité des interrogations et ont été discutées en séance en présence des chargés d'affaire. Durant l'entretien sur site, les chargés d'affaire, ont pu apporter des éléments d'explication justifiant les solutions techniques proposées (plans des travaux et devis à l'appui).

L'ensemble des affaires analysées respecte majoritairement la réglementation en vigueur.

Les engagements d'Enedis concernant les délais de production de devis ont été respectés à 73%, ce qui est perfectible ;

Concernant les solutions techniques nécessitant notamment les mutations ou des créations de poste HTA/BT, les scénarios présentant les solutions techniques non retenues ne sont pas détaillés dans les PTF (Propositions Technique et Financière). Ces éléments sont pourtant nécessaires pour analyser et confirmer les solutions retenues proposées dans les PTF ou les CDR (Conventions De Raccordement) communiquées aux demandeurs, ce qui est là encore perfectible ;

Il faut noter le manque de transparence dans les devis pour les raccordements supérieurs à 36 kVA car les quantités d'ouvrages ne sont pas affichées face aux coûts correspondants, ce qui rend difficile l'analyse de l'adéquation de la facturation par rapport au coût de la réalisation ;

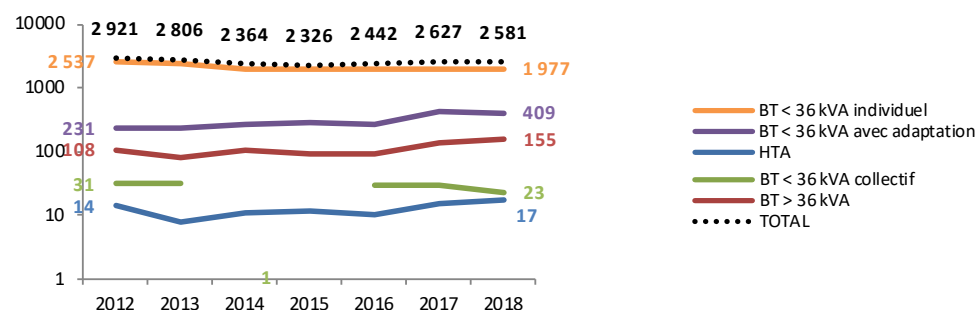
Des cas de surestimation de chiffrages sont fréquents. En effet, pour 8 affaires (40%), le taux de recouvrement est supérieur à 100%. Plus particulièrement, les surcoûts sur les 6 affaires suivantes sont assez importants (supérieur à 5 000 €).

2. La qualité de service du distributeur ENEDIS

2.1 Les raccordements

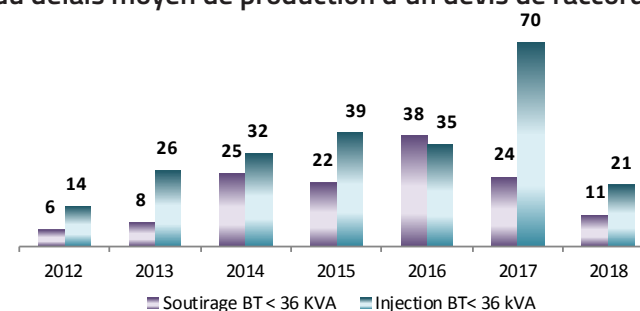
Après deux années de hausse du volume de raccordements en soutirage, **une légère baisse est constatée entre 2017 et 2018, avec - 1,8 % soit 2 581 nouveaux raccordements**. Les raccordements en injection sont quant à eux en très forte progression par rapport à l'exercice 2017 avec + 54% et 463 nouvelles installations de production raccordées au réseau, montrant le dynamisme du territoire.

Évolution du nombre de raccordements (HTA et BT) en soutirage



L'ensemble des indicateurs du raccordement se maintient à de bons niveaux, supérieurs à 95 %. Avec 21 jours, le délai moyen d'envoi des devis de raccordements pour les injections (BT < 36 kVA) a été divisé par 3 par rapport à une valeur exceptionnelle de 2017. De la même façon, avec 24 jours en 2017 puis 11 jours en 2018, ce délai moyen a été divisé par 2 pour les soutirages (BT < 36 kVA) : selon le ENEDIS « l'organisation de la production de devis a évolué fin 2017 : les devis sur ce segment étaient réalisés par le Groupe Technique Branchement après étude des prestataires ; ils sont aujourd'hui réalisés « du bureau » dès complétude du dossier ». Il conviendra à l'avenir de s'interroger sur le réalisme de ces devis réalisés sans vue du terrain.

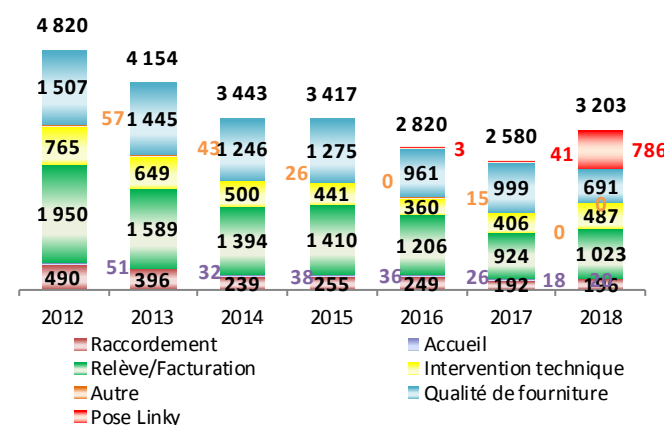
Évolution du délais moyen de production d'un devis de raccordement (en jours)



2.1 Les réclamations

Le nombre de réclamations des clients faites au distributeur en 2018 a fortement augmenté (+ 24 %) pour s'établir à 3 203. Cette hausse est en partie due aux réclamations liées à la « pose Linky » (786 réclamations). Ce chiffre est à relativiser par le nombre de compteur Linky posés en 2018 de près de 76 000 soit un taux de réclamation de 1,0 % (taux moyen de réclamation « pose Linky » constaté en métropole). La hausse est également due au doublement des réclamations sur les interventions techniques (+20%) et aussi à l'augmentation de +11% de celle relative à la relève/facturation.

Évolution de la répartition des réclamations (écrites et orales) par item



Le ratio de nombre de réclamations pour 10 000 usagers, confirme que **le volume de réclamations est conséquent**. En effet il est de 104 réclamations pour 10 000 usagers en 2018, au-dessus de la moyenne d'AEC de 92 réclamations pour 10 000 usagers (calculée avec un panel de plus 70 AODE).

Les réponses aux réclamations sont visées sous 15 jours maximum depuis 2014 et le concessionnaire y répond de façon satisfaisante avec près de 98 % de réponse dans les délais.

2.3 La relève des compteurs / coupures pour impayés

Les indicateurs relatifs à la relève et ou aux coupures pour impayés n'ont pas été communiqués par ENEDIS au titre de l'exercice 2018. De manière plus générale, Enedis a connu de **grosses difficultés pour la production des indicateurs et des données relatives à la « clientèle distributeur »**. Ce dernier a expliqué des migrations de systèmes d'informations et des normalisations des indicateurs de performance, c'est pourquoi les réponses « en cours d'instruction » sont nombreuses. **Toutefois, il est urgent que le concessionnaire rétablisse au plus vite la situation.**

LES DISTRIBUTIONS D'ÉNERGIE

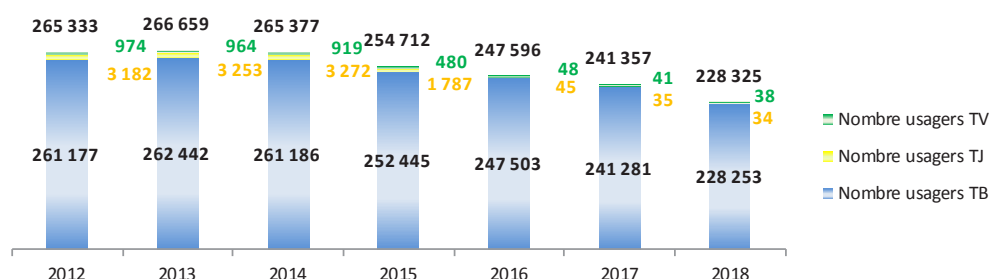
3. La qualité de service du fournisseur EDF

3.1 Les usagers de la concession aux tarifs réglementés de vente (TRV)

Le nombre d'usagers bénéficiant d'un tarif réglementé de vente présente une nette diminution en 2018 (- 5,4 %) par rapport à 2017 pour les tarifs bleus (228 325 en 2018 contre 241 357 en 2017). En outre, à fin 2018 il reste 34 clients au tarif jaune en baisse de -3 % et 38 clients au tarif vert en diminution - 7 %.

La consommation globale au tarif régulé, haute tension incluse, a atteint 1 250 GWh, en baisse de plus de 11,2 % par rapport à 2017, pour une recette de 120 millions € HT en baisse également de 8,5 % par rapport à son niveau de 2017.

Évolution du nombre d'usagers total sur la concession



3.2 L'accueil et les services aux usagers

Après une forte baisse en 2017 du **taux de réussite aux appels téléphoniques** (-6 points), ce taux remonte à 85,7% au niveau national soit le même niveau que celui de 2016 traduisant une amélioration du service d'accueil (avec 23,7 millions d'appels en 2018 en baisse de -5% par rapport à 2017). Le traitement est effectué avec une répartition nationale des flux d'appels.

EDF avait expliqué la baisse du taux de réussite aux appels téléphoniques en 2017 par plusieurs pics de volumes d'appels dans l'année en lien avec des problèmes de double prélèvement et d'incompréhension dans le courrier accompagnant les nouvelles conditions générales de ventes.

3.3 Les réclamations

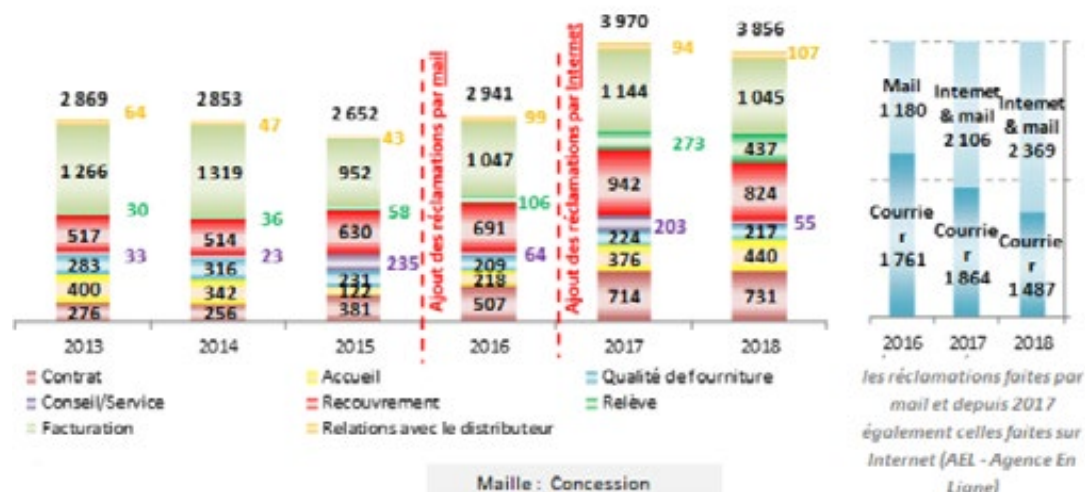
Après avoir été en forte augmentation en 2017, **le volume total de réclamations traitées par EDF à la maille de la concession en 2018 est en légère baisse** par rapport à 2017 avec 3 856 réclamations (-3%). La première cause de réclamation concerne **la facturation** avec 27% du total soit 1 045 sollicitations, mais en baisse annuelle de -9%. Le deuxième motif concerne **le recouvrement** avec 824 réclamations soit 21% du total avec là aussi un volume en diminution de -13%. Les réclamations relatives à l'accueil et à la relève sont quant à elles, en hausses respectives de +17% et +60%.

Toutefois, la concession se situe juste au-dessus de la moyenne, avec environ 169 réclamations pour 10 000 clients au tarif bleu contre une moyenne d'AEC de 154 réclamations pour 10 000 clients au tarif bleu.



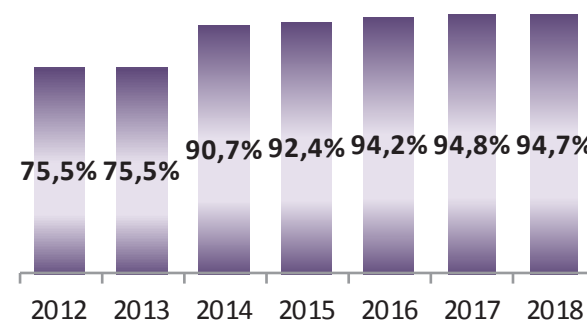
En revanche, le fournisseur ne communique toujours pas les volumes de réclamations orales, mais uniquement les volumes de réclamations écrites. De plus, seules les réclamations des clients « bleus résidentiels » sont comptabilisées, ainsi celles des clients « bleus non résidentiels » sont toujours manquantes, alors que ces clients représentent 12 % du volume des clients. EDF explique des difficultés de systèmes d'informations et de localisation des réclamations de cette catégorie d'utilisateur, et préfère ne pas communiquer ces valeurs pour ce segment de clientèle qu'il juge concurrentiel. Or cet argument n'est pas recevable par l'AODE qui exige la transparence sur l'activité du service public et qui est en mesure de conserver confidentielles des informations à caractère commercial.

Évolution de la répartition des réclamations ECRITES par item (uniquement clients au tarifs Bleu Résidentiel)



Le **taux de réclamations traitées sous 30 jours** est transmis à la maille concessive. Ce taux est stable depuis 2016 et atteint 94,7 % en 2018.

Évolution du taux de réponse aux réclamations sous 30 jours



3.4 Les usagers en précarité énergétique

Au 31 décembre 2017, 17 624 clients bénéficiaient du **TPN**, le tarif social de l'électricité. **Le Chèque Energie** a remplacé, le 1er janvier 2018, les tarifs sociaux de l'énergie. En l'état actuel des textes, les AODE compétentes pour contrôler les tarifs sociaux ne le sont plus pour le Chèque Energie.

En 2018, le nombre de chèques énergie reçus par EDF s'établit à **11 263** et le fournisseur a également reçu **860 attestations**. Par définition, les 2 systèmes sont difficilement comparables, toutefois **la baisse de -36% par rapport au TPN de 2017 laisse à penser que pour l'instant l'efficacité du nouveau système n'est pas du niveau de son prédécesseur**. Le nombre de chèques reçus par rapport au nombre de tarifs bleu de la concession s'établit à 4,9%.

LES DISTRIBUTIONS D'ÉNERGIE

Focus sur le chèque énergie

Selon les gestionnaires, le **montant moyen** du chèque énergie est de **150 €**, contre environ 114 € en moyenne pour les tarifs sociaux. En 2018, le plafond du revenu fiscal de référence donnant droit au chèque énergie est par exemple de **7 700 € par an pour une personne vivant seule, et de 16 170 € pour un couple avec deux enfants**. Il existait **9 montants des chèques énergie** en fonction de la composition familiale et des plafonds de revenus, ces montants variaient entre **48 € et 227 €**. Les chèques sont envoyés aux bénéficiaires durant le mois d'avril.

Les pouvoirs publics ont annoncé qu'en 2019, ce bénéfice sera élargi aux personnes seules avec un RFR inférieur à 10 700 € et inférieur à 22 470 € pour les couples avec deux enfants, et qu'il sera couplé à une augmentation de 50 € de chaque forfait (avec désormais 12 montants différents) pour atteindre un montant moyen de 200 €.

Concernant EDF, les autres indicateurs caractérisant la gestion des usagers en difficulté financière sont les suivants :

- **Le Fonds de Solidarité pour le Logement (FSL) :** le montant alloué par EDF au Conseil Départemental est de **180 k€ en 2018, soit une diminution de 10 k€ par rapport à l'exercice précédent**. La totalité de ce budget permet d'aider les clients à payer leurs factures. Le nombre de dossiers aidés pour le règlement de factures d'électricité est de **2 141, en hausse de 7% par rapport à l'exercice précédent**. Le Conseil Départemental est le gestionnaire du FSL et attribue les aides. Ainsi EDF a principalement le rôle de financer en partie ce Fonds et de communiquer des informations à la demande des travailleurs sociaux. La totalité du montant versé par EDF est compensé par la CSPE (Contribution au Service Public de l'Electricité), prélevée sur les factures de tous les consommateurs.

- **Le Service Minimum (SMI) :** Le Service Minimum de 1 000 watts (SMI) est installé pour les clients en situation d'impayés qui sont absents lors de l'intervention du distributeur. Depuis la parution des textes de la Loi Brottes en avril 2013, les clients en situation d'impayés (hors TPN ou FSL) ne sont plus coupés durant la trêve hivernale, mais leur puissance est réduite à 3 kVA voire 2 kVA. **Ce taux pour 10 000 usagers a diminué de 60 à 53 entre 2017 et 2018.**

- **Le nombre de coupures pour impayés :** en 2018, EDF a demandé **5 328 DPI** (demandes d'interventions pour impayés) au distributeur qui ont abouti à 854 coupures effectives, 1 200 réductions de puissance dont **813 réductions de puissance hivernale** de 2 ou 3 kVA durant la trêve hivernale du 1er novembre au 31 mars. Le nombre de coupures effectives a diminué de -25% en 2018, selon EDF les évolutions sont très variables selon les exercices et sont liées à de multiples facteurs ne permettant pas une explication précise.

Évolution des coupures effectives pour impayés à la demande du fournisseur



4. Les caractéristiques du patrimoine technique

4.1 Le réseau moyenne tension HTA et l'amont

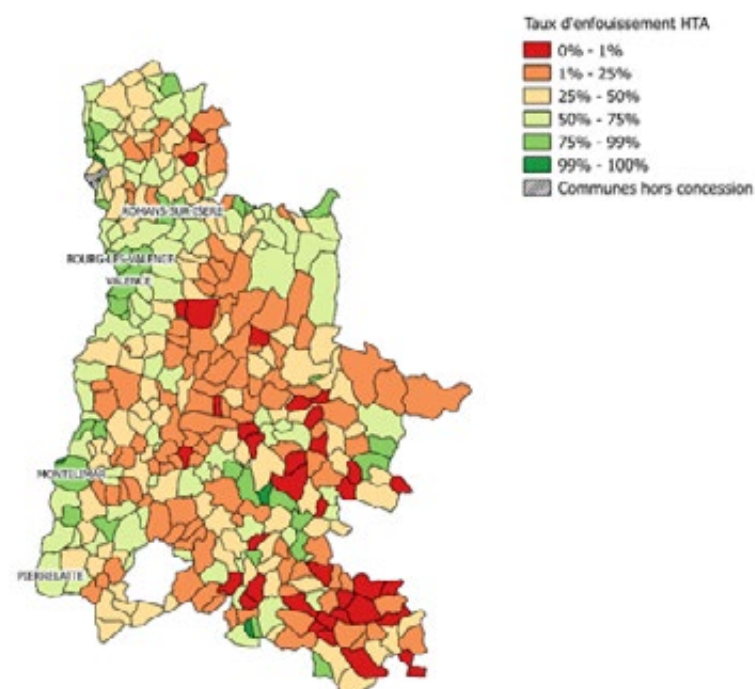
Depuis 3 ans, **34 postes sources** alimentent la concession, dont **21 sont situés sur le territoire du SDED**.

Ces 34 postes sources hébergent au total 75 transformateurs HTB/HTA qui cumulent une puissance totale de 2 092 MVA, servant également à desservir d'autres concessions voisines. Cette puissance est en hausse de 80 MVA entre 2017 et 2018. Cependant, étant donné qu'aucun ajout de transformateur n'a eu lieu en 2018 aux dires du concessionnaire (2 012 MVA de puissance), Enedis a indiqué suite à l'audit sur site que la requête 2018 était erronée et qu'elle serait corrigée pour 2019.

Ces postes sources alimentent les usagers de la concession via **le réseau HTA dont le taux d'enfouissement s'établit à 49 %**, soit 1 point au-dessus de la moyenne nationale (calculée à partir des résultats de 90 départements de l'opendata d'Enedis).

😊 **Ce taux d'enfouissement a augmenté de 11 points en 9 ans.** En outre, considérant la densité d'usagers moyenne sur le territoire du SDED (environ 45 usagers par kilomètre de réseau), le taux d'enfouissement de la concession se positionne légèrement au-dessus de la tendance observée.

Taux d'enfouissement des réseaux HTA




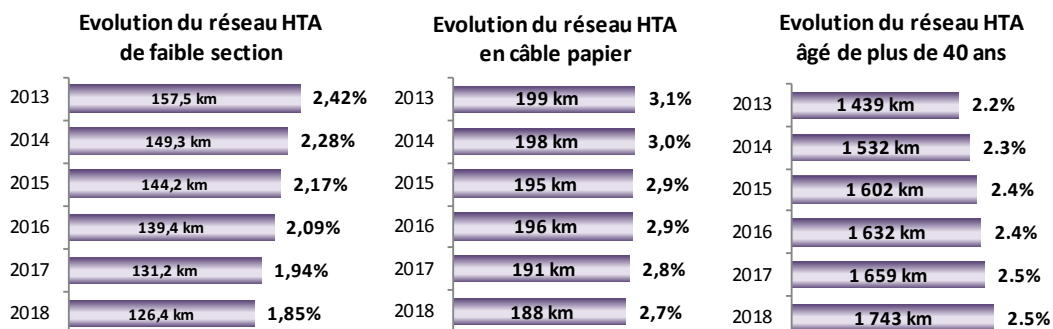
☹️ **Le réseau aérien nu HTA de faible section reste important** sur la concession (126,4 km), pour un taux de réseau de faible section (1,85 %) nettement supérieur à la moyenne mesurée par ailleurs (1,1 %).


☹️ Consécutivement au taux d'enfouissement HTA relativement conséquent, la concession compte 188 km de réseau HTA souterrain qui sont des Câbles Papier Imprégné (CPI), technologie particulièrement incidentogène, en baisse de 3 km en un an (taux à 2,7%, légèrement inférieur à la moyenne de 3,2% pour une quarantaine de concessions auditées par AEC). Les communes de Valence, Romans sur Isère, et Pierrelatte rassemblent plus de la moitié (61 %) des linéaires CPI de la concession.

Selon le rythme moyen de résorption annuel constaté sur les 6 derniers exercices (environ 2 km/an, soit 10 km en 5 ans), **ces câbles seront entièrement traités à un horizon dépassant 2100, soit un horizon trop lointain et discutable**. Il existe néanmoins une incertitude de l'ordre de 25% sur la nature de certains câbles synthétiques datés antérieurement à 1980 selon Enedis. Cette incertitude a pour conséquence une sous-représentation des CPI dans les inventaires par rapport aux présences réelles sur le terrain.

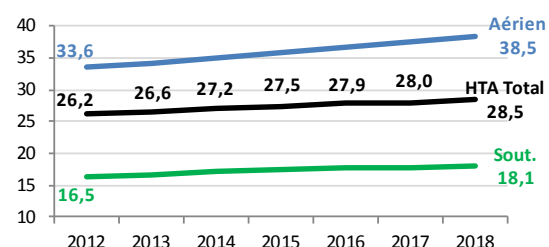
LES DISTRIBUTIONS D'ÉNERGIE

 **25,4 % du réseau HTA a plus de 40 ans, soit 1 743 km**, en augmentation régulière. Cet indicateur est légèrement au-dessus de la moyenne observée par AEC (23,6%).



 **L'âge moyen des réseaux HTA de la concession est au même niveau que la moyenne nationale** calculée par AEC parmi la trentaine de concessions auditées (âge moyen de 28,4 ans contre une moyenne de 28,5 ans) et en hausse de 0,1 points par rapport à 2017.


Âges moyens par technologie de réseau HTA




En particulier, le réseau **HTA aérien est en moyenne âgé de 39 ans**. Face à cela, la politique industrielle du concessionnaire est d'opérer au renouvellement partiel des ouvrages HTA aérien via des opérations de maintenance lourde dénommées « **Prolongation de la Durée de Vie** » (PDV).

Ces opérations qui ont débuté nationalement en 2012 ont pour objet le renouvellement des accessoires potentiellement les plus défaillants (attaches, isolateurs, armements, ponts, bretelles, éclateurs, parafoudres, supports, etc.) et ce, suite à un diagnostic précis réalisé sur le terrain. Par définition, ces travaux doivent coûter plus de 5€/m (pour ne pas être qualifié en maintenance) et moins de 70% du coût du renouvellement complet du tronçon HTA considéré. **Présentée comme étant la démarche technico-économique optimale par Enedis, elle n'empêche pas le vieillissement du réseau HTA aérien déjà important.**


L'autorité concédante va donc rester vigilante à ce sujet, face au risque d'obsolescence de son patrimoine HTA dans le futur. En particulier, elle devra suivre l'évolution de la qualité de desserte sur les tronçons traités par des opérations PDV puisqu'elles visent une mise en état opérationnel pour 15 ans à partir de la date de travaux.


 Le concessionnaire a communiqué au SDED la localisation des tronçons traités en PDV. Ce nouveau fichier permet de préciser que depuis le début de ce programme **117 km de réseaux HTA aériens de la concession ont été concernés par des affaires de PDV**, dont 78 km (soit 67%) avec des changements effectifs d'accessoires et avec des immobilisations résultantes, et dont également 39 km avec uniquement de la fiabilisation suite au diagnostic sur le terrain, sans travaux. Pour l'instant les longueurs traitées en PDV représentent moins de 4 % des linéaires aériens de la concession.


 Parmi les 270 départs HTA de la concession, 26 présentent un **linéaire supérieur à 70 km**. Rappelons que les départs longs sont susceptibles de subir une chute de tension importante, et sont des facteurs d'augmentation du nombre de coupures subies par les usagers alimentés par ces départs.

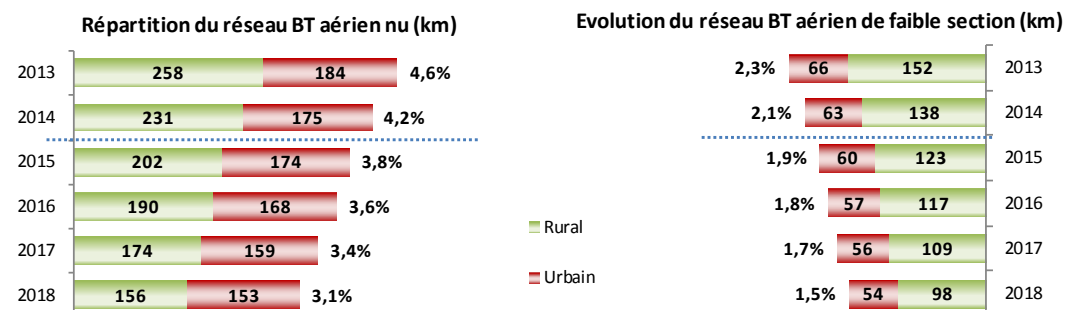
4.2 Le réseau basse tension (BT) et l'aval


Le réseau Basse tension (BT) long de **9 976 km**, est essentiellement constitué par des réseaux aériens torsadés (60 %).

 **Le taux de BT souterrain sur la concession est de 36 %** (relativement stable par rapport à l'exercice précédent où il était de 35 %), et reste, pour des concessions départementales à densité d'usager équivalente, cohérent avec la moyenne constatée par AEC.

 Le réseau BT est constitué à **3,1 % de lignes aériennes nues, dont le taux d'incident est 2 fois supérieur aux autres technologies de la concession** en moyennes sur 5 ans. Leur présence reste contenue au regard de la moyenne nationale de 8,7 % constatée sur 90 départements. **Ces linéaires, situés à 50 % en zone rurale (sous maîtrise d'ouvrage SDED), présentent un rythme de résorption constaté depuis 2015** (1er exercice post décret FACE), **de l'ordre de 20 km/5 ans**. Ainsi en projetant les rythmes moyens actuels de résorption sur les linéaires sensibles restants, ils pourraient être résorbés dans moins d'une dizaine d'année en zone rurale contre plus de 25 années sur les communes urbaines sous maîtrise d'ouvrage du concessionnaire. Pour autant, ces chiffres résultent d'une base de données dont la fiabilité semble quelquefois insuffisante.

 Parmi ces lignes, **le réseau de faible section** présente une fragilité accrue, d'où une attention particulière, notamment portée par le SDED dans le cadre de ses opérations de sécurisation (-13 km/an depuis 2013 toutes zones confondues). Toutefois, avec une proportion de 1,5%, leur présence est en-deçà de la moyenne des autres concessions auditées par AEC



 **Près de 23 % des lignes BT présentent une datation arbitraire et fictive de 1946** (conséquence des informations moins détaillées à l'époque dans les dossiers avant la mise en place de la GDO par Enedis au milieu des années 80), ce qui altère le suivi de leur âge moyen.

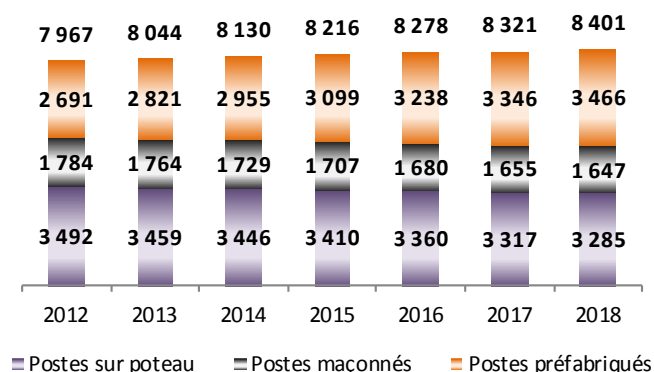
A propos d'incertitude, il faut rappeler que dans les inventaires BT du concessionnaire issus du SIG **les typologies des isolants des réseaux BT ne sont pas décrites**, ce qui ne permet pas de connaître sans approximation les linéaires de câbles souterrains présentant des défaillances comme les CPI BT et les BT NP (Neutre Périphérique). Pour pallier en partie cette incertitude, **Enedis communique désormais ses propres estimatifs** en fonction des métaux des conducteurs et des années de mises en service.

LES DISTRIBUTIONS D'ÉNERGIE



Le raccordement des nouveaux usagers et les opérations d'adaptation en charge ont amené **le nombre de poste HTA/BT à croître de 80 unités** sur 2018. Les technologies préfabriquées sont privilégiées dans les mises en service depuis au moins 2012 alors que les nombres de poste sur poteau et maçonnés continuent à s'inscrire en diminution. Parallèlement, le nombre de transformateurs continuent d'augmenter (+ 80 unités en 2018). Près de 73% des transformateurs sont de la génération 410 V autorisant des réglages de prises à vide de 0%, 2,5% et 5%.

Évolution de la répartition des postes HTA/BT



Le suivi de l'âge moyens de ces ouvrages fait apparaître des **transformateurs âgés** en moyenne de 22,1 ans, soit 11 ans plus jeunes que les postes HTA/BT qui les abritent. Cette différence s'explique notamment par les mutations et la dépose des transformateurs pollués au PCB, principalement dans les années 2008 à 2010.



Cependant, à ce jour, **aucun inventaire des tableaux HTA et BT n'est communiqué** par le concessionnaire. En particulier, Enedis n'a pas répondu quant à la disponibilité de cet inventaire pourtant nécessaire à l'identification du besoin de renouvellement de ces ouvrages de la concession.

Des réflexions sur la faisabilité et la fiabilité seraient en cours, notamment avec la généralisation des poses de concentrateurs Linky dans les postes HTA/BT.

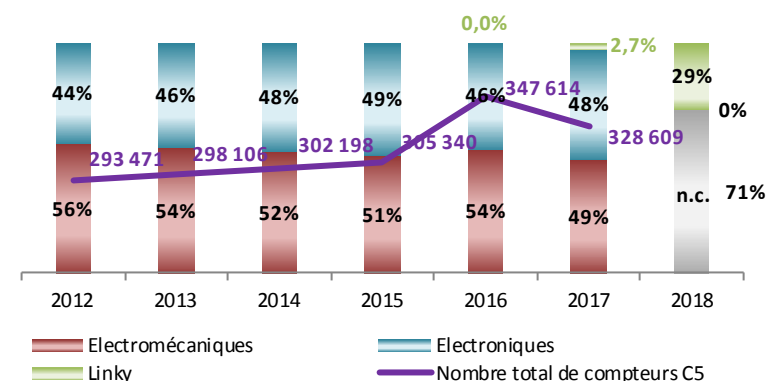


La panoplie des compteurs s'enrichit progressivement avec le déploiement des **compteurs communicants Linky** qui se déroule depuis fin 2015 et jusqu'en 2021 sur le plan national. Seuls les usagers ayant des puissances souscrites inférieures ou égales à 36 kVA sont concernés par ce déploiement national. Le déploiement a débuté sur la concession fin 2017, il y a à fin 2018 **88 800 compteurs Linky installés**, soit un taux de déploiement de 29,4 % à fin 2018 (en dessous pour l'instant de la moyenne d'AEC de 40%, selon un panel de 72 AODE). Cela représente plus de **6,4 M€ immobilisés** sur la concession.

En complément, le concessionnaire a transmis un inventaire comptable par commune et par mois de mise en service des compteurs Linky.

En 2018, avec plus de 40 000 et près de 25 000 compteurs, les communes de Valence et de Montélimar comptent le plus de Linky posés.

Évolution de la typologie des appareils de comptage de la concession, pour les usagers C5



Les concentrateurs Linky sont désormais immobilisés parmi **les biens en concession** depuis 2018, en tant que biens de retour. Jusqu'à présent Enedis refusait de les considérer « en concession » selon le contrat de concession actuel, tout en précisant que cela serait le cas selon le modèle de contrat de fin 2017.

Le SDED n'avait pas encore renouvelé son contrat de concession pour l'exercice de l'audit, toutefois il semblerait que le concessionnaire ait revu sa position sur le sujet, afin de permettre un traitement unique et national, et non des immobilisations différenciées selon la génération du cahier des charges de concession. Une explication écrite de ce changement de position a été demandée, mais non obtenue à l'heure actuelle. **Les concentrateurs représentent à fin 2018 une valeur d'actif de près de 0,8 M€, et près de 2 579 appareils installés.**

5. La qualité d'alimentation électrique et les investissements

5.1 La continuité d'alimentation

5.1.1 La durée annuelle moyenne de coupure par usager (critère B)



En 2018, **le critère B toutes causes confondues est de 120 minutes**, en dégradation significative en comparaison de l'exercice 2017 (+ 36 minutes), année où il s'élevait à 84 minutes.

Hors incidents exceptionnels, le critère B HIX s'élève en 2018 à 99 minutes contre 82 minutes en 2017 (+ 17 minutes). En excluant les 1,9 de B amont liés à RTE, le résultat de 97 minutes se situe 32 minutes au-dessus de la valeur nationale (65 min, hors incidents exceptionnels et hors RTE).

A noter que, pour la seconde année consécutive, le critère B HIX rompt avec la tendance de fond observée sur la période 2012-2016 où il était passé de 146 minutes à 61 minutes en 4 années.

A cette durée moyenne s'ajoute 22,5 minutes de critère B IX qualifié d'exceptionnel, cela étant lié à des événements climatiques majeurs, notamment l'épisode de neige collante du 29 et du 30 octobre associée à de fortes pluies et des vents violents.

Les événements exceptionnels sont notamment les incidents ayant affecté plus de 100 000 clients sur des territoires contigus et dont la probabilité d'occurrence est supérieure à 20 ans (définition non contractuelle). Le critère B TCC (toutes causes confondues) prend en compte ces aléas, à contrario du critère B HIX (hors événements exceptionnels). Le temps moyen de coupures par usager, ou critère B, se décompose selon les deux causes d'interruption (incidents et travaux) et les trois niveaux concernés (HTA, BT et amont).

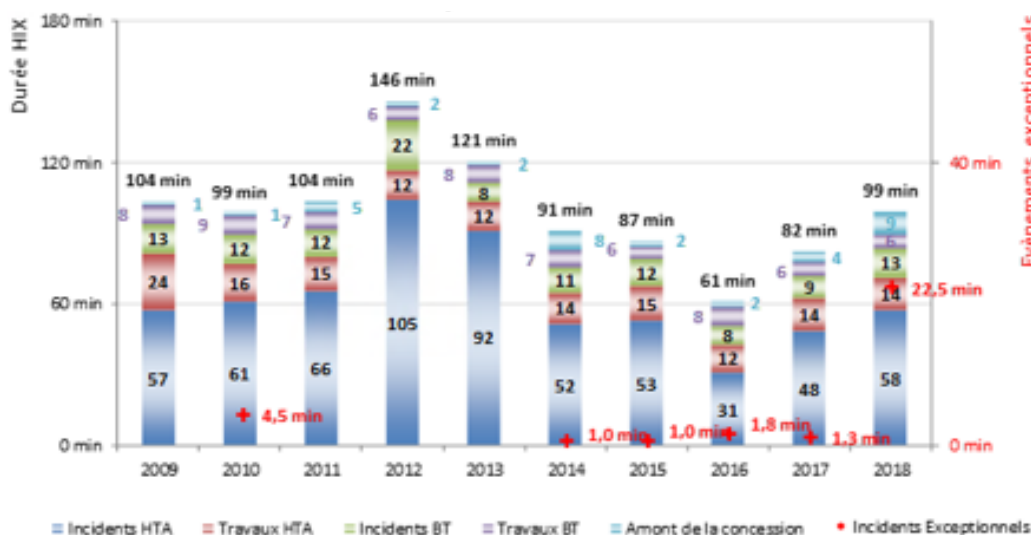
Le critère B amont est de 9 minutes, avec principalement des incidents dans les postes sources (7 minutes de critère B en 2018) et sur le réseau de transport (2 minutes de critère B en 2018).

LES DISTRIBUTIONS D'ÉNERGIE

La part des incidents HTA dans le critère B HIX reste majoritaire avec 58% en 2018, soit 58 minutes de coupure moyenne. Dans la décomposition du critère B, viennent ensuite les coupures pour travaux HTA qui ont été conséquents en 2018 avec 14 minutes (14%). Le reste du critère B concerne les interruptions de fourniture du réseau basse tension (incidents à 13% et travaux à 6%) et l'amont et les poste-sources pour près de 10%. En ce qui concerne les travaux, le concessionnaire est désormais sollicité pour indiquer le « critère B évité » et donc invisible dans les chiffres précédents, grâce aux travaux TST et aux groupes électrogènes mis en place lors de chantiers du SDED ou d'Enedis. **Toutefois, cette donnée n'a pas été communiquée.**

Pour rappel, les temps de coupure des incidents sur les branchements et pour l'installation des compteurs Linky ne sont pas considérés par définition (selon le TURPE établi par la CRE) dans l'évaluation du Critère B.

Évolution et décomposition du critère B de la concession



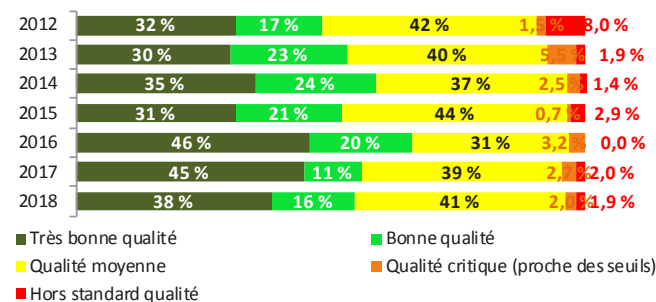
La spatialisation du critère B est désormais utilisable sans estimation puisque le concessionnaire a enfin accepté de transmettre les résultats du temps de coupure moyen par usager BT et par commune et également les incidents HTA avec les détails par poste HTA/BT.

5.1.2 L'indicateur de continuité de fourniture

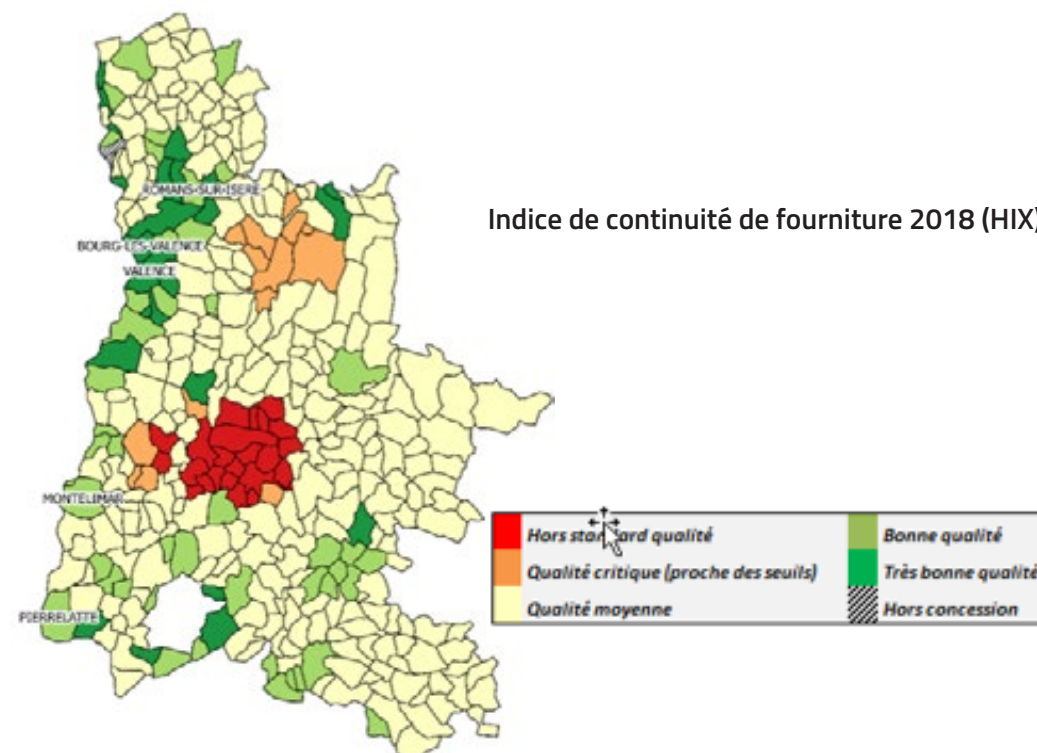
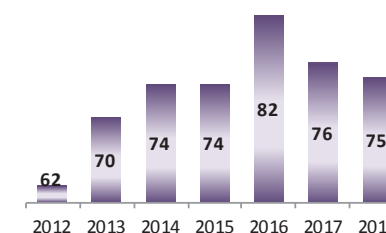
Le cabinet AEC, prestataire du SDED, a développé un outil informatique permettant de calculer un indicateur synthétique de la continuité de fourniture appelé Indicateur de Continuité de Fourniture (ICF). Cet indicateur est établi par agrégation du nombre de coupures HTA longues, brèves et très brèves subies en moyenne par un usager de la concession. Il vaut 100 pour une alimentation continue sans coupure électrique.

En 2018, l'indicateur global de continuité de fourniture s'établit à 75, soit un niveau similaire à 2017 (76). Cette valeur atteste d'une continuité relativement moyenne. La part d'utilisateurs hors standard qualité est de 1,9 % en 2018 (2 % en 2017) alors qu'elle était nulle en 2016.

Evolution du pourcentage d'utilisateurs par niveau de continuité de fourniture (HIX)



Evolution de l'Indicateur de Continuité de Fourniture (HIX)



Indice de continuité de fourniture 2018 (HIX)

5.1.3 Les autres indicateurs

Le décret «Qualité» du 24 décembre 2007 et son arrêté, modifiés en 2010, établissent des seuils en termes de continuité et de qualité de tension. Pour la continuité, les seuils sont 6 coupures longues, 35 coupures brèves et 13 heures de coupures cumulées sur l'année. Lorsque le taux global d'utilisateurs touchés dépasse 5%, le concessionnaire a l'obligation de présenter un plan d'action à l'AODE. **En 2018, le nombre d'utilisateurs présentant des indicateurs hors seuil du décret qualité est en dégradation et atteint 2,6 % contre 1,8 % en 2017.**

Taux d'utilisateurs (BT et HTA) de la concession au delà des seuils sur la continuité de fourniture (6 coupures longues, 35 coupures brèves et 13 heures de coupures cumulées)

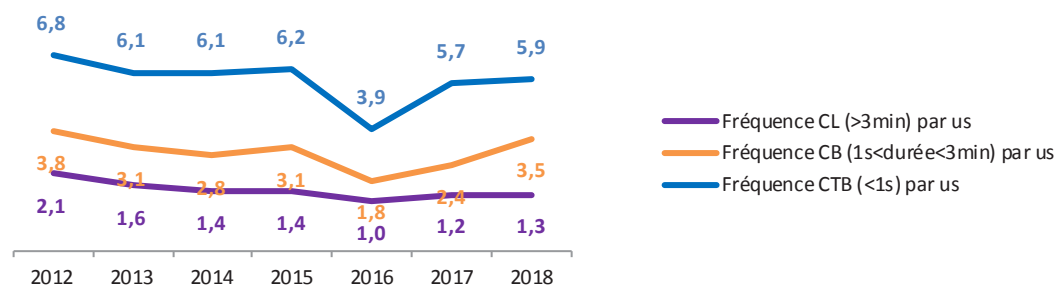


Le décret "Qualité" du 24 décembre 2007 et son arrêté, modifiés en 2010, établissent des seuils en termes de continuité et de qualité de tension. Pour la continuité, les seuils sont 6 coupures longues, 35 coupures brèves et 13 heures de coupures cumulées sur l'année. Lorsque le taux global d'utilisateurs touchés dépasse 5%, le concessionnaire a l'obligation de présenter un plan d'action à l'AODE.

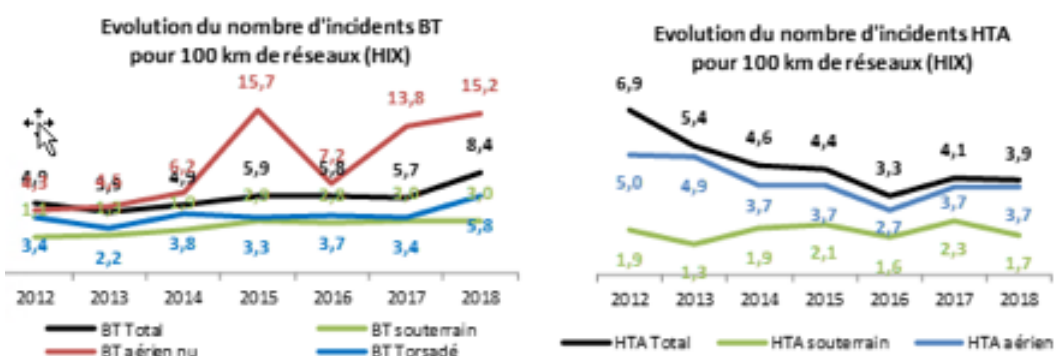
LES DISTRIBUTIONS D'ÉNERGIE

Comme en 2017, la fréquence des coupures longues, brèves et très brèves est en augmentation par rapport à l'exercice précédent et présente des niveaux globalement supérieurs aux moyennes constatées par AEC alors que ce n'était pas le cas en 2016.

Fréquence de coupures longues, brèves et très brèves HTA par usager



Le taux d'incidents BT aériens pour 100 km de réseau est en hausse sur l'exercice 2018 alors que celui des incidents HTA est en légère baisse.

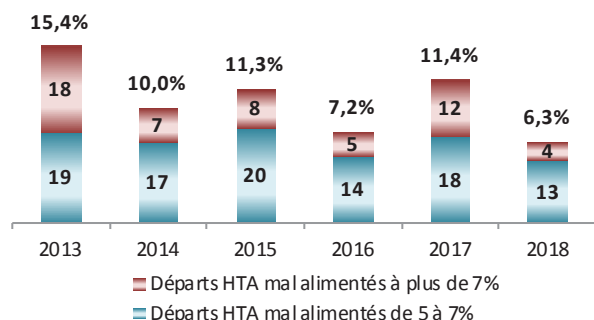


5.2 La qualité de tension

Afin de répartir la maîtrise d'ouvrage entre les réseaux HTA et BT, le seuil de dimensionnement du réseau HTA a été déterminé à 5% de chute de tension (CT) dans le nouveau plan de tension. Un départ BT est en contrainte de tension lorsque le niveau de tension sort de la fourchette (-10%, +10%) de la tension nominale de 230V, c'est à dire entre 207V et 253V.

Le nombre de départs HTA en contrainte est en recul par rapport à 2017. En 2018, 17 départs ont des contraintes supérieures à 5% dont 4 avec plus de 7%. Cela représente 6,3% des départs HTA soit une proportion bien supérieure à la moyenne d'AEC de 1,8%.

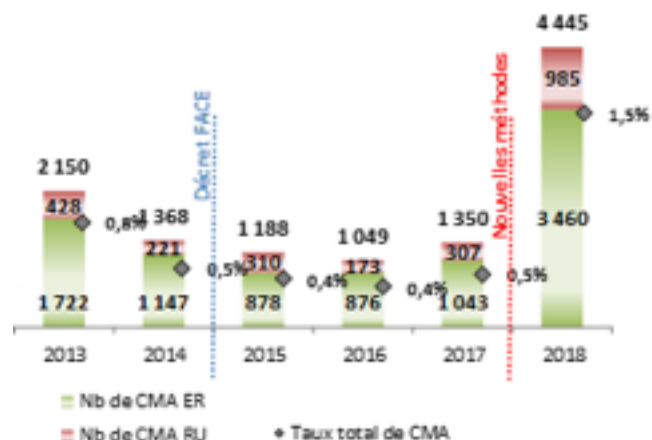
Évolution du nombre et du taux de départs HTA avec une CT supérieure à 5%



Le nombre de Clients mal alimentés (CMA) est en forte hausse avec une multiplication par 3,3 passant de 1 350 CMA en 2017 à 4 445 CMA en 2018 (x3,3 en zone rurale et x3,2 en zone urbaine) soit un taux de CMA qui s'établit à 1,5%. Ce taux se situe très au-dessus de la moyenne de 0,8% calculée par AEC sur le même exercice 2018, et sur un panel de plus de soixante-dix concessions.

Le nombre de DMA (Départs Mal Alimentés) a également été multiplié par 2,7 avec une hausse de 269 DMA à 715 entre 2017 et 2018.

Évolution du nombre et du taux de CMA selon les zones



Cette hausse s'explique par un ajustement des paramètres utilisés par la méthode d'évaluation des CMA.

Ce changement de méthode résulte d'un groupe de travail national associant Enedis, la FNCCR et la mission FACE de la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) permettant d'évaluer la faisabilité technique d'évolutions de la méthode et d'inscrire ces évolutions dans la préparation de l'inventaire FACE de 2019.

Ces évolutions ont ainsi provoqué de fortes hausses des CMA et des DMA sur la grande majorité des concessions de l'hexagone. Toutefois, Enedis n'a pas pu préciser les composantes des hausses selon chacune des évolutions de paramètres.

5.3 Les actions du concessionnaire sur le réseau

En vue d'améliorer la qualité de la desserte électrique sur le territoire, le concessionnaire a délibérément investi 19,7 M€ en 2018 (stable par rapport à l'exercice précédent), auquel s'ajoute 15 M€ imposés par les opérations de raccordement et 6,6 M€ par le déploiement des compteurs Linky.

Les investissements sur les postes sources (déjà intégrés dans les valeurs de chaque catégorie) avaient été conséquents en 2017 avec 4,3 M€. En 2018, les dépenses en faveur des PS étaient de 3,0 M€.

Conformément à la demande formulée l'an dernier, l'affichage des dépenses pour les PS de la concession est de nouveau plus clair dans le CRAC.

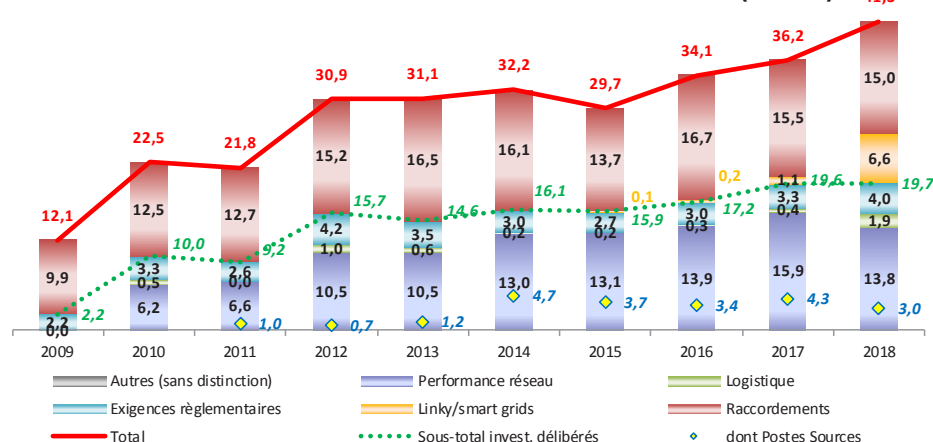
Entre 2017 et 2018, la présentation des dépenses d'investissements par Enedis dans le CRAC a gagné en détails. En effet, elle est passée de 7 à 16 sous-catégories. Enedis a expliqué que, désormais, cela était conforme aux préconisations du CSPDE (Comité du Système de Distribution Publique d'Électricité).

Pour certaines catégories de dépenses comme les renforcements et les moyens d'exploitation, le suivi du changement de format n'est pas aisé. Il est regrettable qu'Enedis n'ait pas donné plus de précisions avec des annotations dans le CRAC.

En outre, le choix de supprimer la famille indépendante « Linky » pour l'intégrer dans une autre famille « Investissements pour l'amélioration du patrimoine » est très discutable, car cela peut, à terme, biaiser la lecture sur les investissements propres aux réseaux notamment ceux qui doivent permettre de contribuer aux atteintes d'objectifs de continuité et de qualité de fourniture.

LES DISTRIBUTIONS D'ÉNERGIE

Montants des investissements du concessionnaire (en M€)



😊 **Ramené au nombre d'usagers, le montant des investissements délibérés de la concession (de l'ordre de 64 € par usager, stable par rapport à 2017) est bien supérieur à la moyenne nationale d'environ 50 € par usager (selon les montants affichés dans les comptes nationaux).**

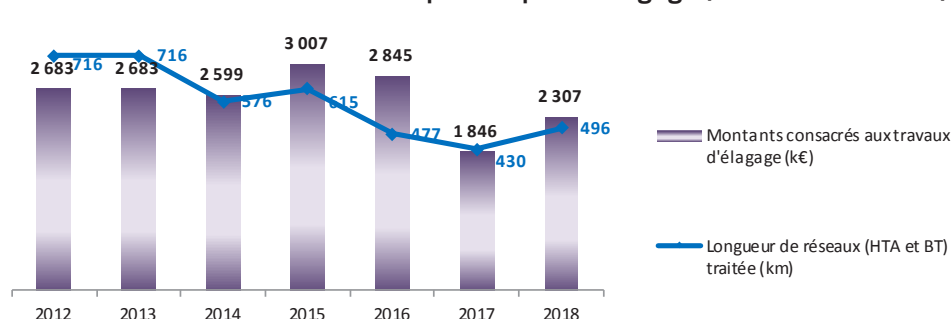
Enfin, il est regrettable que le concessionnaire ne présente pas les quantités réalisées ou déposées par typologie d'investissement malgré les différentes demandes complémentaires. Ce point sera à surveiller pour le prochain audit, notamment suite à la justification discutable : « ces éléments vous seront communiqués dans le cadre du suivi du futur contrat de concession ».

En outre, il est également regrettable que le détail des dépenses CAPEX d'Enedis reste à ce jour l'un des derniers fichiers qui n'est ni exhaustif ni formaté. Pourtant cela faciliterait son usage exercice après exercice, alors que son contenu est essentiel à l'audit des comptes de la concession.

😊 **Les montants dépensés sur les opérations d'élagage sont en progression par rapport à 2017, soulignant les efforts du concessionnaire sur ce point.** Les longueurs traitées sont également en hausse en 2018 pour s'établir à 496 km. En 2017 et 2018 le coût par mètre linéaire de ces opérations est de près de 5€/m.

Au global l'élagage représente 68% des dépenses dites OPEX du distributeur, par rapport aux 3,4 M€ dépensés à la maille de la concession pour de la maintenance.

Évolution des travaux et des dépenses pour l'élagage (réseaux HTA et BT)



😞 **La lecture des dépenses de maintenance curative reste très opaque et les éléments communiqués au SDED concernant les charges préventives ne présentent aucune donnée de localisation.** En outre, le compte d'exploitation ne permet pas d'identifier ces charges de façon claire. Il paraît essentiel que le SDED ait la possibilité de vérifier que le vieillissement important de son patrimoine n'amène pas à une hausse trop conséquente de ces dépenses.

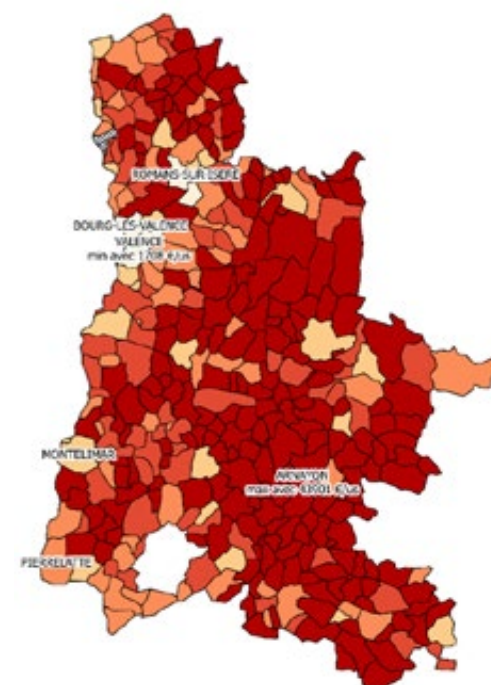
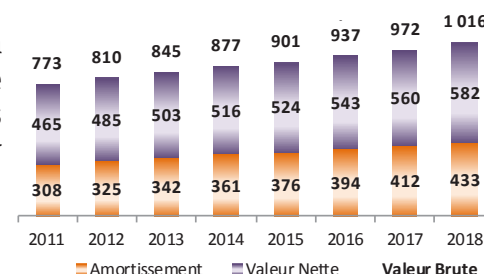
6. Le domaine comptable et financier

6.1 Le patrimoine comptable de la concession

😊 **À la fin de l'exercice 2018, le patrimoine de la concession était valorisé à 1 016 millions d'€, en augmentation de 44 M€ sur un an.**

Cette évolution est la résultante des immobilisations des dépenses d'Enedis, également des investissements de la collectivité valorisés par le délégataire et également des retraits d'ouvrages. La valeur brute par usager, de 3 331 € se situe en-deçà de la moyenne des ratios constatés par AEC (de 2 769 €/us sur plus de 70 AODE).

Évolution des immobilisations en concession (en M€)



Valeur brute par usager sur la concession



Les évolutions 2018 : Des modifications de catégories d'ouvrages ont été faites par Enedis à l'ouverture de l'exercice 2018. En effet, des biens jusqu'à présent regroupés dans les « autres ouvrages localisés » ont rejoint d'autres catégories présentées dans le CRAC. Notamment les plus importantes en valeurs sont les cellules HTA qui appartiennent désormais aux postes HTA/BT, et les armements HTA au sein désormais des canalisations HTA aériennes. De plus, les autotransformateurs HTA/HTA qui étaient des « autres ouvrages non localisés » sont inclus dorénavant avec les transformateurs HTA/BT. Il est regrettable que ces mouvements, certes cohérents, n'aient pas été expliqués dans le CRAC.

La proportion des **ouvrages non localisés (ONL)** est en réduction progressive. En effet, certains branchements sont encore non localisés, mais désormais les **Ouvrages Collectifs de Branchements (OCB)** (auparavant appelées « colonnes montantes ») et les **Dérivations Individuelles (DI)** associées ont été localisés courant 2018. De plus, les compteurs C5 électromécaniques et C5 électroniques sont toujours non localisés, mais le déploiement **des compteurs Linky** permet un remplacement progressif de ces compteurs et permet aussi leurs localisations. **Les compteurs marchés d'affaires (C1 à C4)** ont été également tous localisés en 2018.

En 2018, avec un total de 152 M€ les ONL représentent 15% de ce patrimoine, contre 17% en 2017. Aujourd'hui les branchements représentent 86% des ONL. Les localisations vont se poursuivre jusqu'en 2022 dans le cadre du projet « ADELE » (Actif Détaillé Et Localisé), avec notamment **les liaisons réseau** d'ici 2021, **les dérivations individuelles et les disjoncteurs** d'ici 2022, et la fin du déploiement des compteurs Linky en 2021. Rappelons que ce projet d'inventaire détaillé et localisé est issu d'une obligation réglementaire figurant dans la LTECV d'août 2015.

LES DISTRIBUTIONS D'ÉNERGIE

A préciser également que cette opération de localisation s'est accompagnée d'un changement important de méthodologie comptable : **les ouvrages « non localisés » ne « sortent plus automatiquement »**, à compter de 2018, de l'inventaire comptable une fois qu'ils sont totalement amortis (spécificité ancienne et propre à Enedis dans sa gestion des ouvrages « non localisés ») et ne sont désormais retirés de l'inventaire comptable que lorsqu'ils sont physiquement mis au retrait. Ceci a pour conséquence une hausse des valeurs brutes de ces ouvrages.

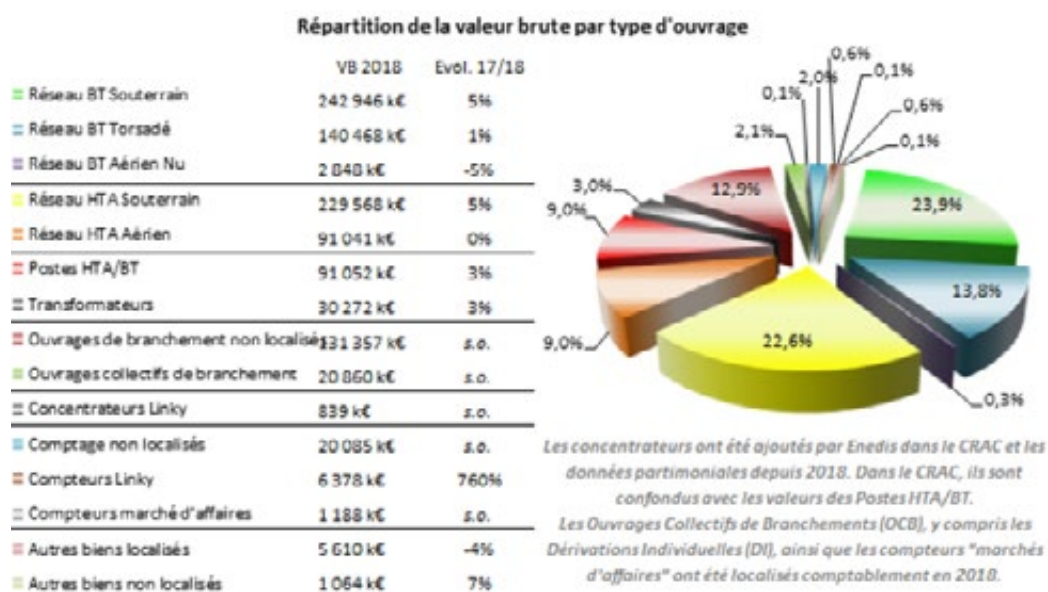
A noter que, les travaux de localisation comptable des « colonnes montantes » **se sont poursuivis jusqu'au mois d'avril 2019** : les valeurs présentées dans le CRAC et dans le tableau de bord n'intègrent pas les impacts de ces travaux complémentaires transmis par le concessionnaire sous forme **d'addendum** au CRAC 2018 et présentés de façon très synthétique (M€ au lieu de k€).

Les impacts comptables, synthétisés par cet addendum, ont été principalement pour la concession du SDED une diminution de la valeur brute des OCB de -1,6 M€ (de 20,9 M€ à 19,3 M€) mais une hausse des provisions pour renouvellement de +0,4 M€ (de 0,3 M€ à 0,7 M€) par rapport aux valeurs à fin 2018 présentées dans le CRAC 2018, sans qu'Enedis ne transmette les impacts détaillés sur les autres passifs (amortissement du financement du concédant notamment).



Un inventaire comptable complet intégrant les effets retranscrits dans l'addendum a été demandé au concessionnaire. La réponse est « en cours d'instruction », toutefois selon les 1ères réponses orales cela semblerait peu probable.

Cela serait une importante carence du contrôle, car cela signifierait que le CRAC 2018 et les inventaires patrimoniaux sont incomplets et non représentatifs de l'état du service délégué.



L'article 176 de la loi ELAN prévoit le transfert de l'ensemble des colonnes électriques au réseau public de distribution d'électricité à l'issue d'un délai de 2 ans à compter du 24 novembre 2018. A partir de l'exercice 2019, les 1ers impacts comptables seront visibles. **Enedis a dénombré plus de 23 330 colonnes électriques sur la concession dont 35% sont dites « en concession »** (celles mises en service à partir de 1992 et celles plus anciennes mais rénovées entre temps).



Comme évoqué précédemment, le concessionnaire a intégré en concession **les concentrateurs** en 2018. Il est regrettable que cela ait été fait très « discrètement » dans le CRAC. En effet, leur valeur d'actif (0,8 M€ selon les données de contrôle) est nullement indiquée dans ce document, car elle est confondue avec les 91,9 € des postes HTA/BT.

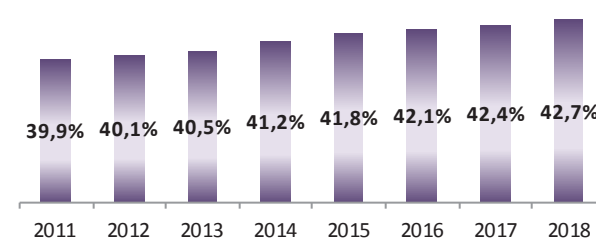
Une seule phrase fait référence à cette évolution et de plus celle-ci est erronée « A noter qu'en 2018, les apports Enedis nets tiennent compte du passage en concession des concentrateurs des compteurs Linky ».

Contrairement à cette annonce, les apports nets d'Enedis de 34,2 M€ en 2018 ne prennent pas en compte les concentrateurs, car en réalité ces derniers ont été appliqués en « retrait positif » et confondus avec les postes HTA/BT, avec la valeur de +513 k€ (résultante de l'immobilisation de concentrateurs et du retrait réels de postes HTA/BT).



Le taux d'amortissement des ouvrages a légèrement augmenté passant de 42,4 % en 2017 à 42,7 % en 2018 pour s'établir légèrement en-dessous de la moyenne des valeurs constatées par AEC (43,3%).

Évolution des taux d'amortissement des ouvrages

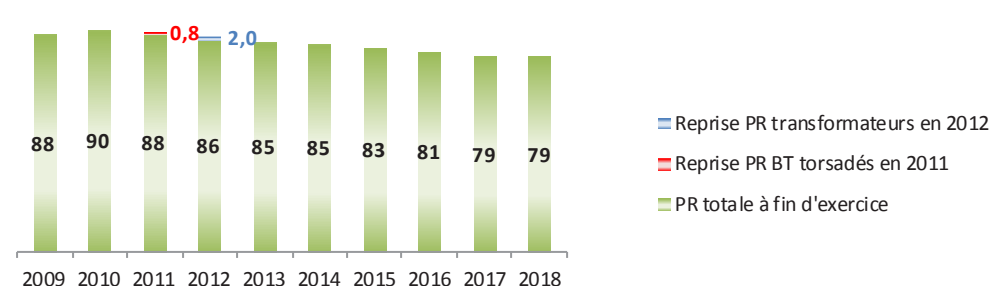


Le stock de provision pour renouvellement (PR) est en très légère baisse par rapport à l'exercice précédent et passe de 79,2 M€ à fin 2017 à 79,1 M€ à fin 2018 (-1,1 M€).

Les sorties d'inventaire des ouvrages non localisés impactent **le stock des provisions pour renouvellement qui suit une tendance baissière depuis 2010**. Ces diminutions sont également dues à la modification des modalités de calcul appliquées depuis 2011 qui réduit le flux des dotations.

En 2018, la **dotation** totale aux PR est de 1,2 M€, en parallèle 1,0 M€ de PR ont été **affectées** et utilisées pour financer les ouvrages renouvelés et 0,4 M€ ont été **reprises** et remontées au résultat (dont 0,2 M€ pour la HTA aérienne, suite aux opérations de PDV).

Évolution des provisions pour renouvellement constituées (en M€)

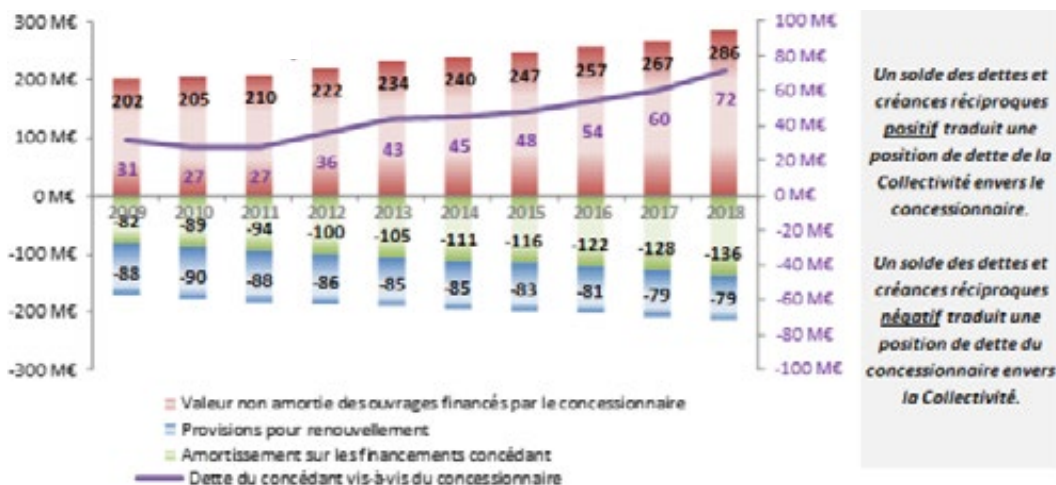


En ajoutant à cela un niveau important d'investissement du concessionnaire sur l'exercice 2018, **cela a pour effet mécanique de fortement augmenter sur un an la dette potentielle du concédant envers le concessionnaire, de 60 M€ en 2017 à 72 M€ en 2018**.

Cette dette potentielle du concédant envers Enedis s'élevait à 27 M€ à fin 2010. Ce résultat peut cependant être critiqué du fait des pratiques du concessionnaire (contribution des raccordements non considérés comme des participations de tiers, opacité du nouveau calcul des provisions, allongement des durées de vie des postes et des transformateurs HTA/BT opéré en 2011 et 2012, opacité sur les modifications des modalités de calcul de la dotation à la provision pour renouvellement, provisionnement au niveau national pour les réseaux BT et les postes en zone ER).

LES DISTRIBUTIONS D'ÉNERGIE

Évolution des dettes et créances réciproques



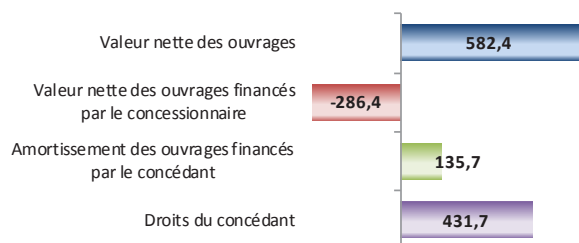
Un solde des dettes et créances réciproques **positif** traduit une position de dette de la Collectivité envers le concessionnaire.
Un solde des dettes et créances réciproques **négligé** traduit une position de dette du concessionnaire envers la Collectivité.

Concernant ces pratiques désavantageuses du concessionnaire, pour rappel, il n'immobilise pas en financement de tiers la participation financière au raccordement des pétitionnaires ou des communes. En d'autres termes, **la participation estimée à 60 % du coût du raccordement est considéré comme du financement du concessionnaire**. Cette pratique, si elle est cohérente avec la construction tarifaire du TURPE et n'engendre pas de double rémunération, alourdit le poids des financements du concessionnaire (le tarif couvrant leur amortissement et une rémunération assortie) et crée une créance vis-à-vis du concédant.

Le concessionnaire a transmis pour la première année un inventaire des ouvrages précisant ouvrage par ouvrage la décomposition du financement entre son financement propre et le financement externe (tiers ou collectivités). Il est donc désormais possible de suivre les taux de financement concédant ouvrage par ouvrage dans le temps, et d'auditer les résultats aux droits du concédant.

Les droits du concédant (valeur des biens mis gratuitement dans la concession par le concédant) continuent quant à eux d'augmenter pour s'établir à **432 M€ en 2018**, soit une hausse de + 11 M€.

Décomposition des droits du concédant sur le dernier exercice (en M€)



Origine de financement des ouvrages mis en concession sur le dernier exercice



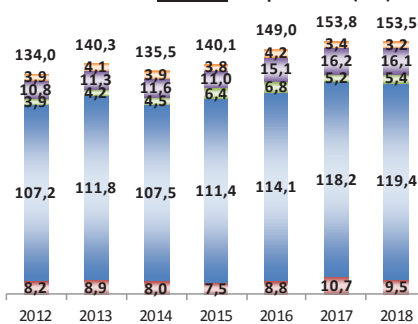
Le financement des ouvrages mis en concession sur le dernier exercice se répartit de la manière suivante : 75 % pour Enedis (34 155 k€), 24 % pour la Collectivité (10 984 k€), dans la moyenne de ce qui est constaté d'autre part.

6.2 Le résultat d'exploitation de la concession

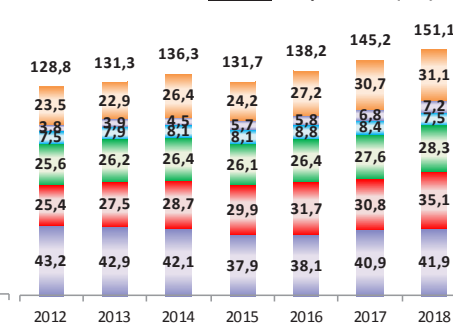


Suite à la restructuration du concessionnaire en direction régionale, le compte d'exploitation présente une rupture de chronique en 2015. En effet, **environ 70 % des charges d'exploitation sont calculées via une clé de répartition appliquée à des montants collectés à un périmètre supraconcessif, soit dorénavant la direction régionale** (DR Sillon Rhodanien, regroupant les départements du Rhône, de la Loire, de la Drôme, de l'Ardèche et de l'Ain), **maille plus resserrée que la direction interrégionale** (DIR Rhône Alpes Bourgogne, qui regroupait 8 départements) **antérieurement**. La forte densité de la région amenant des économies d'échelle, **le résultat d'exploitation constaté de la concession est donc bénéficiaire, mais avec un taux inférieur (1,8 %) au taux de marge national (8,4%)**.

Evolution des produits d'exploitation (M€)



Evolution des charges d'exploitation (M€)



- Autres produits d'exploitation*
- Production stockée et immobilisée
- Reprises sur amortissements et provisions*
- Recettes d'acheminement
- Recettes de raccordements et prestations
- Autres charges*
- Charges centrales*
- Impôts, taxes, redevances, contribution*
- Charges de personnel*
- Dotations aux amortissements et provisions
- Accès réseau amont et achats des pertes sur réseau de distribution*

En 2018, **le total des produits** est relativement stable par rapport à l'exercice 2017, la résultante des hausses des recettes d'acheminement de +1,1 M€ (hausse des volumes et hausse des tarifs du TURPE) compensant quasiment la baisse des recettes de raccordements et prestations (-1,3 M€).

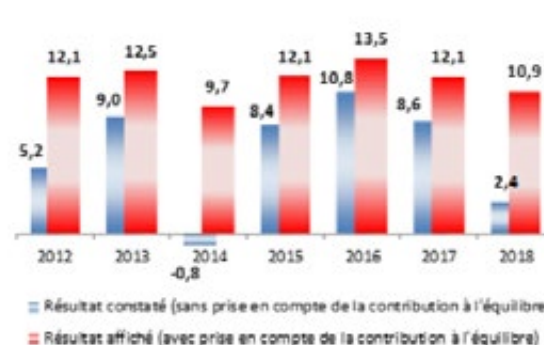
En parallèle les **charges totales ont augmenté** avec +5,9 M€ soit +4,1%, dont notamment +3,4 M€ pour les dotations aux amortissements (conséquence du déploiement des compteurs Linky et de la localisation des OCB et DI, mais sans prise en compte de l'addendum) et +1,0 M€ pour l'accès au réseau amont. En outre la hausse des autres charges de +0,7 M€ comprend la hausse des indemnités pour les coupures des clients de plus de 5h cumulées sur l'année.



Après une forte amélioration sur les consommations externes distinguant notamment les charges en achat de matériel, en prestation de travaux et en prestation externes, **un niveau de détail supplémentaire est fourni dans les reprises et dotations aux amortissement et provisions**. En plus de préciser le calcul de certains postes d'exploitation à la maille de la concession, ces distinctions permettent d'apporter quelques éléments sur des éléments comptables que le concessionnaire ne communique pas dans les données de contrôle.

La volatilité des résultats présente la sensibilité des méthodes d'estimations des postes du compte d'exploitation, ce qui amène à une certaine prudence dans leur lecture. En particulier, certains postes comme le coût de l'accès au réseau amont et la distinction entre production stockée et immobilisée pourrait être précisés.

Évolution des résultats «constaté» et «affiché» de la concession (M€)



Le résultat « affiché » est un résultat théorique qui correspond à une quote-part du résultat d'Enedis calculée au prorata du chiffre d'affaires de la concession. Le résultat « constaté » est calculé par différence entre les produits et les charges d'exploitation de la concession.

LES DISTRIBUTIONS D'ÉNERGIE

7. Le contrôle continu : bilan 2018

7.1 Les réclamations

En tant qu'autorité organisatrice de la distribution, le SDED est sollicité par les usagers du service public pour des réclamations ou pour la résolution de litiges avec les concessionnaires et les fournisseurs d'énergie au tarif régulé.

Sur l'année 2019, **20 dossiers de réclamations ont été suivis** (chiffre relativement constant depuis 3 ans). Les réclamations reçues concernaient principalement le service public de l'électricité. Seul un dossier était relatif au gaz (tendance similaire à 2018). Elles émanaient à **40 % des collectivités locales et 60 % des usagers** (soit 10 points de plus pour les dossiers de collectivités par rapport à 2018).

Il est à noter **que seule la moitié des dossiers a été résolue dans l'année et certains litiges restent ouverts depuis 2016.**

Depuis 2 ans, ce n'est pas le caractère particulièrement complexe des réclamations portées à la connaissance d'Enedis qui explique ce mauvais résultat mais bien le manque de réactivité et de suivi du concessionnaire.

En 2019, les problématiques de **raccordement, branchement et comptage** (hors réclamations spécifiques à Linky) et **renouvellement, mise en sécurité** restent la cause prioritaire des réclamations. La prépondérance de ces items laisse penser d'une part que les interventions techniques d'Enedis sur le réseau, réalisées ou non, sont source d'insatisfaction.

Répartition des thématiques traitées en 2019



Évolution des thématiques traitées



Les dossiers particulièrement complexes ou sensibles peuvent faire l'objet d'un échange en **Commission de Médiation**. En 2018, une seule commission relative à l'électricité a eu lieu le 7 novembre 2019 pour traiter les dossiers émanant des associations de consommateurs UFC Que Choisir et CLCV. A la rédaction de ce rapport, l'ensemble de ces dossiers ne peut pas encore être considéré comme clôturé dans la mesure où des retours du concessionnaire sont toujours attendus, **soulignant là encore le manque d'implication du concessionnaire sur le sujet du contrôle en continu et de l'action de « médiateur local » de l'AODE.**

Les colonnes montantes, un sujet évoqué en médiation locale désormais tranché au niveau national

La question de la propriété des colonnes montantes (câbles électriques « verticaux » reliant les réseaux sous voirie et les branchements des appartements d'un immeuble) a été évoqué à plusieurs reprises en commission de médiation (2014 et 2018). Par le passé, si la copropriété était considérée comme propriétaire de la colonne montante, elle devait en assurer l'entretien et si nécessaire son renforcement et son renouvellement. Dans le cas où la colonne montante était un bien public exploité par Enedis, le concessionnaire prenait en charge tous les travaux de renforcement ou de renouvellement.

Le cahier des charges de concession et les règlements en vigueur pouvant prêter à interprétation sur ce sujet, la loi ELAN (Evolution du logement, de l'aménagement et du numérique), promulguée le 23 novembre 2018, a précisé que toutes les colonnes montantes appartiendront au service public de distribution de l'électricité dans un délai de 2 ans après la promulgation de la loi.

Ainsi, les thèmes portés au niveau local en commission de médiation peuvent trouver un écho au niveau national tant au niveau de l'Etat que du Médiateur de l'Energie qui s'était positionné dans ce sens.

7.2 Le Contrôle de la Taxe Communale sur la Consommation d'Electricité

7.2.1 Cadre général

Le SDED a instauré la **Taxe Locale sur l'Electricité (TLE)** sur 347 communes le 17 décembre 1974, avec un taux uniforme de 8 %. Le 1er janvier 2011, en application de la loi portant Nouvelle Organisation du Marché de l'Electricité (NOME), la TLE a été remplacée par la **Taxe Communale sur la Consommation Finale d'Electricité (TCCFE) avec un coefficient de 8. Ce coefficient multiplicateur à progressivement été porté à 8,5%.**

Depuis le 1er janvier 2016, ce n'est plus le coefficient multiplicateur qui sert de référence à l'actualisation annuelle mais les deux tarifs de base prévus à l'article L3333-3-2 de Code Général des Collectivités Territoriales (CGCT) fixés en 2019 à 0,75 €/MWh pour les quantités d'électricité livrées sous une puissance souscrite égale ou inférieure à 36 kVa et 0,25 €/MWh pour celles comprises entre 26 et 250 kVa.

2019	Tarif fixé par l'Etat	Coeff SDED	Montant collecté €/kWh	2018	Tarif fixé par l'Etat	Coeff SDED	Montant collecté €/kWh
Conso pro sup. à 36 kVa	0,25	8,5 %	0,2125	Conso pro Sup. à 36 kVa	0,25	8,5 %	0,2125
Conso non pro et pro inf à 36 kVa	0,75	8,5 %	0,6275	Conso non pro et pro inf à 36 kVa	0,75	8,5 %	0,6375

La TCCFE est une source fondamentale de revenu pour le SDED. En 2019, elle représente **67 % des recettes de fonctionnement, soit presque 6,6 M€** (65 % en 2018, soit 5,8 M€).

Conformément aux dispositions de l'article L 2335-5 du CGCT, les fournisseurs sont tenus d'adresser au SDED :

- leur déclaration de TCFE dans un délai de deux mois suivant le trimestre civil concerné, accompagné du paiement de la taxe.
- le détail des consommations de chaque commune et les montants de la taxe recouvrée.

Le reversement au SDED est donc basé sur un système déclaratif de la part des fournisseurs. **La contrepartie de ce système déclaratif est le contrôle par le SDED, percepteur de la taxe conformément aux dispositions de l'article L3333-3-2 du CGCT).**

LES DISTRIBUTIONS D'ÉNERGIE

Le contrôle de la TCCFE réalisé par le SDED s'apparente à du contrôle fiscal. Il s'effectue à plusieurs niveaux :

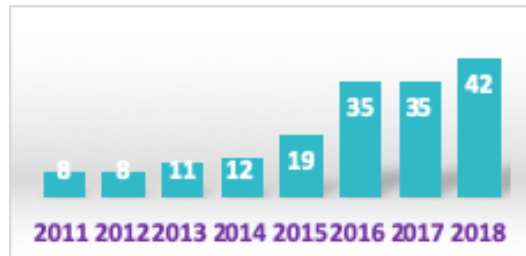
- **Contrôle sur pièce de 1er niveau :** respect des délais, fourniture des pièces, cohérence des déclarations...
- **Contrôle sur pièce approfondi :** examen détaillé des fichiers transmis, comparaison avec les données ENEDIS (au cours du premier semestre de chaque année, le distributeur ENEDIS doit communiquer au SDED, un état annuel récapitulatif des montants qu'il a facturés l'année précédente à chaque fournisseur, et ceci sur chaque commune et par puissance, au titre de l'utilisation des réseaux (acheminement de l'électricité). ...
- Possibilité de réaliser des contrôles sur place en fonction des moyens mis à disposition.

7.2.2 Les résultats du contrôle réalisé en 2019 (exercice 2018)

En appui à ses actions de contrôle, le SDED renseigne une base de données spécifique dans un outil informatique dédié (logiciel PROGOS).

En 2018, 42 fournisseurs étaient présents sur le périmètre de perception du SDED (8 en 2011). Avec le nombre croissant de fournisseur, il existe un plus grand risque financier dû à des absences, des retards, des erreurs de versement, voire des refus de communication de certaines informations entrant dans le calcul de la taxe.

Évolution du nombre de fournisseurs



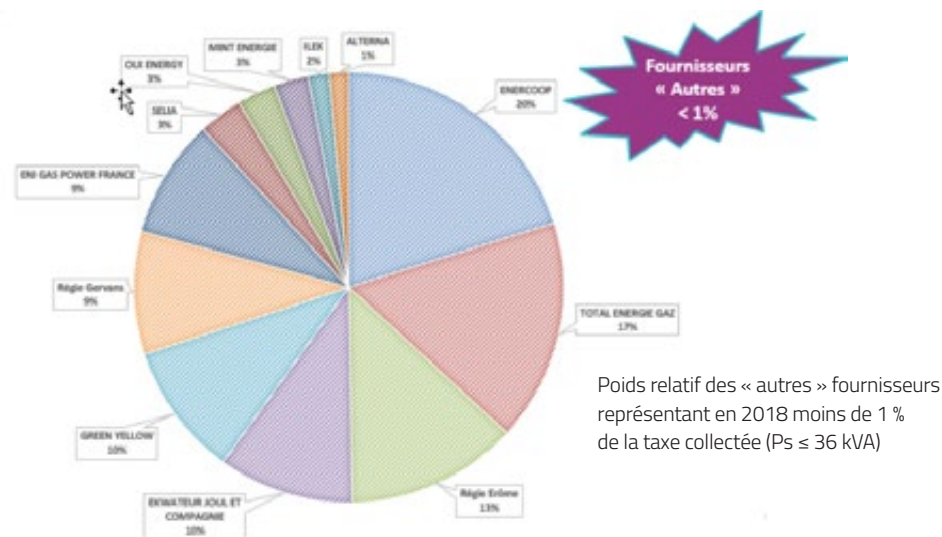
En 2018 presque 80 % de la taxe perçue par le SDED provient du fournisseur historique EDF. À l'inverse moins de 1 % de la taxe perçue provient de 14 fournisseurs.

Montant de la taxe par fournisseur (2018)



0,10 %			0,88 %			2,60 %	9,80 %	86,70 %
Xelan	Hydronext	Proxelia	Green Yellow	Oui Energy	Uniper E-on	Total Spring	Engie	EDF
Energie Libres	Energie du Santerre	Siplec UPLE	Enalip	GEG	Vattenfall	Total énergie Gaz	Direct	
Energem	Hydroption	Sowee	Séla	Alterna	Sowatt	Ekwater	Energie	
		Alpiq		Budget	ilek	Régies		
		EDSB		Télécom	Lucia	Enercoop		
		Eleccocite			Gaz de Paris	Eni Gaz power		

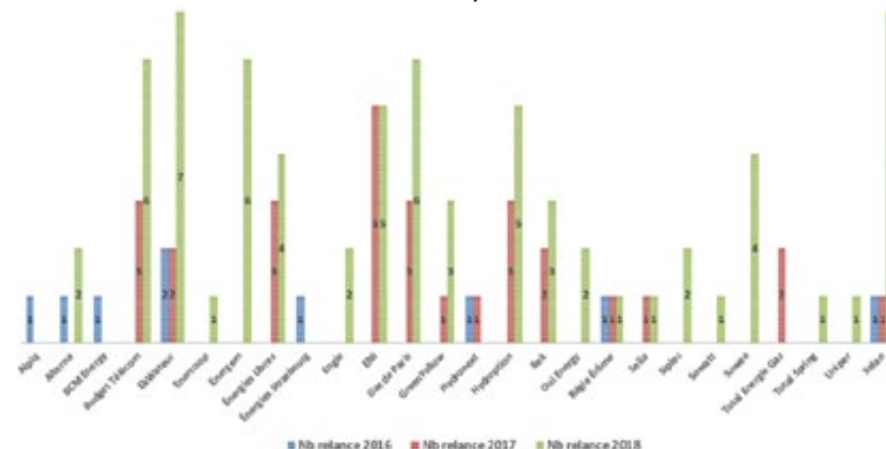
Parallèlement, 98 % des quantités d'électricité livrées sur lesquelles la taxe est collectée proviennent de 4 fournisseurs dont 88 % d'EDF.



Avec l'ouverture des marchés, ces proportions seront amenées à évoluer dans les prochaines années.

Sur l'année 2018, 70 actions de contrôle ont été réalisées. Il s'agit notamment de relances pour l'obtention des déclarations, des versements, de demandes d'explications de montant, d'écart, de vérifications relatives aux fusions de communes, de mise en demeure, de taxation d'office... De nombreux retards et oublis sont constatés principalement des « petits » fournisseurs. Ce constat conforte la nécessité d'effectuer le contrôle en continu.

Suivi des actions, exercice 2018



Au final les actions de contrôle réalisées au titre de l'exercice 2018 se décomposent comme suit :

- 43 relances pour absence de versement ou déclaration ont été effectuées représentant 14 600€
- 18 mises en demeure ont été adressées pour un montant de 23 904 €
- 8 taxations d'office ont été réalisés pour 1 657 €

7.2.3 Les perspectives

Il est désormais possible pour les communes urbaines qui le souhaitent de confier la perception, le contrôle et le reversement de la taxe au SDED.

Pour rappel, les frais de gestion prélevés par les fournisseurs sont de :

- 1 % pour les communes urbaines
- 0,5 % pour le SDED

Dès lors, pour effectuer le contrôle des taxes pour le compte des communes urbaines, le SDED se rémunérera sur la différence des frais de gestion (0,5 %). Après contrôle le SDED reversera à la commune (hors frais) ce qui sera pour elle équivalent financièrement.

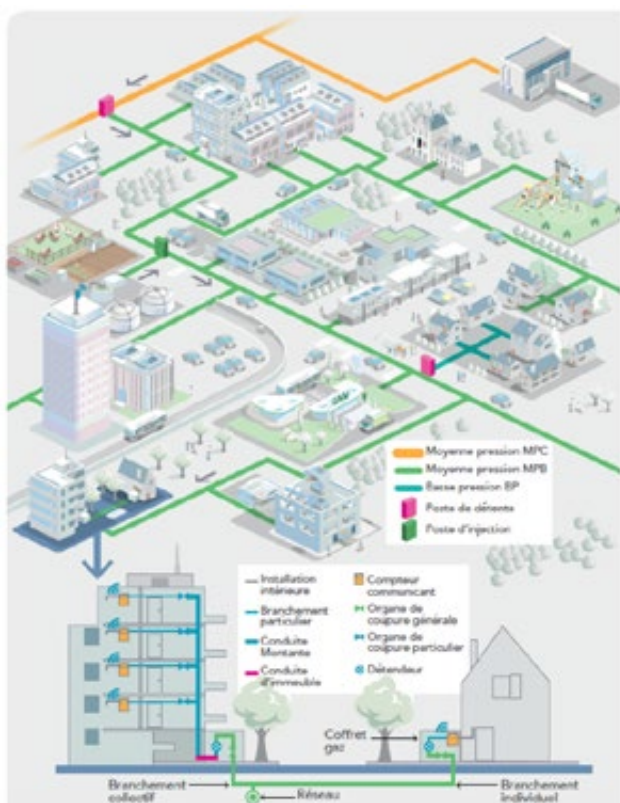
LES DISTRIBUTIONS D'ÉNERGIE

B - LE SERVICE PUBLIC DE DISTRIBUTION DE GAZ CONCÉDÉ À GRDF

Le service public de distribution de gaz sur le département se décompose comme suit :

- Sur 62 communes la distribution publique de gaz naturel est concédée à Gaz Réseau Distribution France (GRDF) :
 - 59 sont desservies dans un cadre monopolistique issu de la loi de nationalisation du gaz et de l'électricité du 08 avril 1946. Il s'agit du périmètre dit « historique » sur lequel le tarif d'acheminement péréqué est appliqué à l'échelle du territoire national (ATRD) ;
 - L'exploitation du service implanté sur les communes de Hauterives (2006), Mercuriol (2008) et Châtillon-Saint-Jean (2009) a été attribuée par le SDED à la suite d'une procédure de mise en concurrence (DSP type « Loi Sapin »). Contrairement au périmètre « historique », le tarif d'acheminement pratiqué est propre à chacune de ces concessions.
- Le SDED a également attribué l'exploitation du service public de distribution du gaz combustible à Primagaz sur les communes d'Allan, Châteauneuf-du-Rhône et Malataverne (2006), à Butagaz sur la commune de Upie (2006) et à Totalgaz (désormais Finagaz) sur la commune de Saulce-sur-Rhône (2011).

Le service public de distribution de gaz fait lui aussi l'objet d'un audit annuel par les agents assermentés du SDED appuyés par des cabinets extérieurs. Les principales conclusions de l'audit de l'exercice 2018 de GRDF sont reprises ci-après. Un nouveau prestataire étant intervenu en 2018, les chroniques observées ne concernent que 2 ou 3 années consécutives.



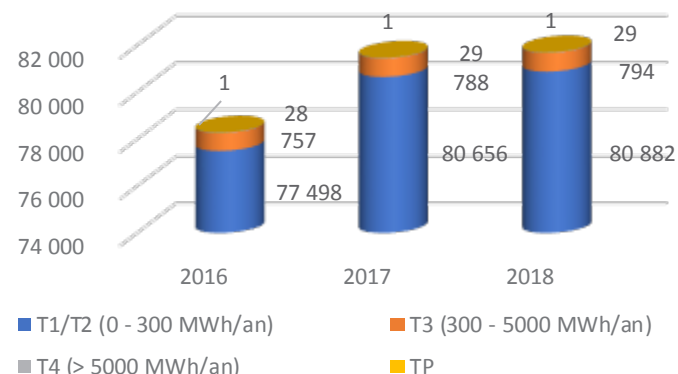
Source : CRAC GRDF

1. Les chiffres clés des usagers de la concession

1.1 Les livraisons de gaz aux usagers

A fin 2017, **81 706 usagers** consommateurs de gaz naturel étaient implantés sur le périmètre concédé contre 81 474 au terme de l'exercice précédent. Le nombre d'usager est donc stable entre les deux exercices. La gamme tarifaire T1/T2 représente 98,9 % des usagers à fin 2018.

Évolution du nombre d'usagers par tarif d'acheminement



L'inventaire technique des branchements individuels n'est pas constitué par le concessionnaire, le nombre d'usagers de la concession est évalué à partir de la base clientèle avec la méthode des Agrégats Calendaires De Consommation (ACDC) en vigueur depuis l'exercice 2016 chez GRDF. En permettant de dénombrer plus fidèlement le nombre total d'usagers de la concession, cette méthode induit une augmentation de l'écart mesuré avec le nombre de compteurs et le nombre de raccordements. Cet écart a deux explications principales :

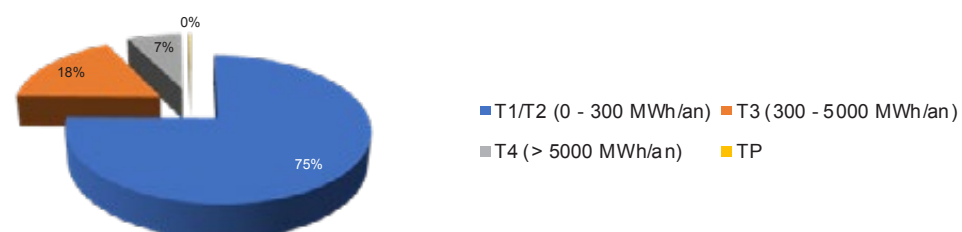
- Un seul compteur ou raccordement peut avoir alimenté plusieurs usagers ou cours de l'exercice ;
- Un seul compteur peut être identifié au pied d'un ouvrage collectif alors que de multiples usagers sont alimentés.

Ces éléments conduisent à un nombre d'usagers actifs bien supérieurs au nombre de compteurs et au nombre de raccordements.

Les quantités de gaz naturel acheminées pour couvrir les besoins de ces usagers se sont établies à **2 145 GWh**, soit une **baisse de 4 %** par rapport à l'exercice précédent. On constate une baisse pour tous les types de clients : de - 2,9 % pour les tarifs T1/T2 jusqu'à - 8,2 % sur le tarif TP. Cette diminution de quantité d'énergie acheminée s'explique essentiellement par l'impact climatique qui a été très important, l'année 2018 étant une année considérée comme chaude et donc défavorable aux consommations de gaz.

Cependant, les recettes issues de l'acheminement du gaz s'élèvent à 24,2 millions d'euros HT fin 2018, soit une hausse de 0,9 % par rapport à 2017. Cette augmentation est intégralement portée par l'augmentation des recettes sur les tarifs T1/T2 (+ 1,9 %), les recettes des autres tarifs ayant toutes diminuées.

Recettes d'acheminement (€HT) par tarifs



LES DISTRIBUTIONS D'ÉNERGIE

1.2 Les services aux usagers

Fin 2018, GRDF fait état d'une **capacité de raccordement terminale inopérant** (improductif et inactif) de 25 %. Si ces statistiques doivent être considérées avec réserve, le rapprochement de ces taux de raccordement inopérants avec l'ancienneté des dessertes communales conduit à **s'interroger sur l'équilibre économique de certaines infrastructures récentes pour lesquelles les taux de raccordement inopérants sont supérieurs à la moyenne.**

Les éléments de « compte d'exploitation » remis par le concessionnaire font état d'un montant d'environ **434 k€ de charges de « communication et développement des usages du gaz naturel »** au titre de 2018. Il serait utile que le concessionnaire puisse apporter à l'avenir des explications plus développées sur les actions spécifiques menées en la matière et sur leurs résultats associés.

Nb de raccordements sur ouvrages de branchements de la concession (PCE sur BI et BPIC)	2016	2017	2018	Source
PCE à relève semestrielle (BI + BC)	102 054	102 490	104 413	Base clientèle
Dont actifs	77 494	77 940	78 264	Base clientèle
PCE sur Branchements Individuels (BI)	49 402	50 239	51 107	Base clientèle
Dont PCE sBI actifs	38 901	39 893	39 899	Base clientèle
Dont PCE sBI inactifs	9 215	8 997	9 941	Base clientèle
Dont PCE sBI improductifs	1 286	1 349	1 267	Base clientèle
PCE sur Branchements Collectifs (BC)	52 652	52 251	53 306	Base clientèle
Dont PCE sBPIC actifs	38 593	38 047	38 365	Base clientèle
Dont PCE sBPIC inactifs	9 580	10 029	11 318	Base clientèle
Dont PCE sBPIC improductifs	4 479	4 175	3 623	Base clientèle
PCE à relève non semestrielle (Industriels)	1 096	1 117	1 002	Base clientèle
Actifs	808	823	826	Base clientèle
Résiliés	288	294	176	Base clientèle

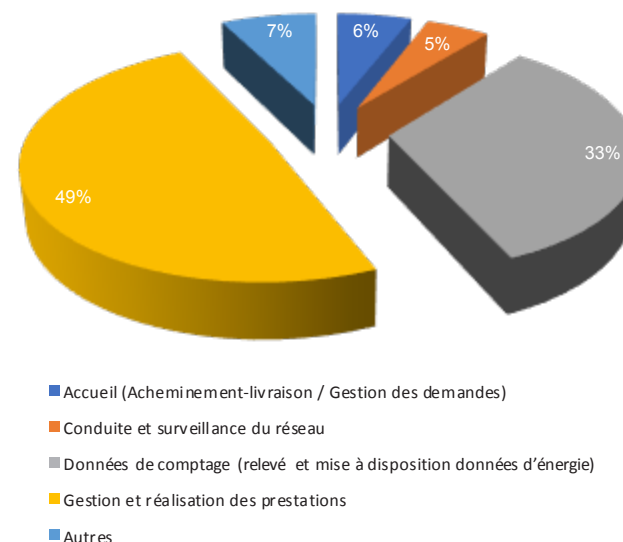
Un branchement est considéré comme :

- **Actif** : si un compteur est présent sur le branchement avec un client possédant un abonnement,
- **Inactif** : si un compteur est présent sur le branchement mais aucun client est rattaché au compteur,
- **Improductif** : si aucun compteur est présent sur le branchement, statut acquis au bout de 6 mois d'activité.

En 2018, le volume de réclamations des usagers est en hausse de **34 % par rapport à l'exercice précédent** (273 réclamations en 2018 contre 203 réclamations en 2017).

Focus : Suivi des réclamations clôturées à la maille de la concession (Tout support)	2016	2017	2018	% évolution entre A-1et A	% du total de l'année A
Nb total de réclamations sur la concession	147	203	273	34,5%	100,0%
Accueil (Acheminement-livraison / Gestion des demandes)	25	25	14	-44,0%	5,1%
Conduite et surveillance du réseau	8	11	12	9,1%	4,4%
Données de comptage (relevé et mise à disposition données d'énergie)	37	54	79	46,3%	28,9%
Gestion et réalisation des prestations	76	96	118	22,9%	43,2%
Autres	1	16	18	2,5%	6,6%

Décomposition des réclamations clôturées



Le taux de réponse aux réclamations écrites traitées dans un délai inférieur à 30 jours pour les réclamations en direct à GRDF s'élève à **98,2 %** (à la maille régionale). **L'objectif de traitement des réclamations sous 30 jours de 100% n'est donc pas réalisé.**

Pour le contrôle 2019, le concessionnaire convient qu'il faut **mieux caractériser les réclamations, notamment celles liées au déploiement de GAZPAR**. Cette vigilance accrue imposera, un traitement particulier des réclamations « autres » qui devront être vérifiées et précisées si besoin. **En outre, le SDED souhaite suivre les réclamations de type « délai de remise en gaz supérieur à 6 jours » consécutivement à la mise en place de GAZPAR**. Normalement, la remise en service doit être effectuée sous un délai de 24h. Le concessionnaire indique que ces dossiers seront suivis individuellement dans le cadre du contrôle 2019.

2. Les caractéristiques du patrimoine technique

2.1 Les infrastructures de distribution publique

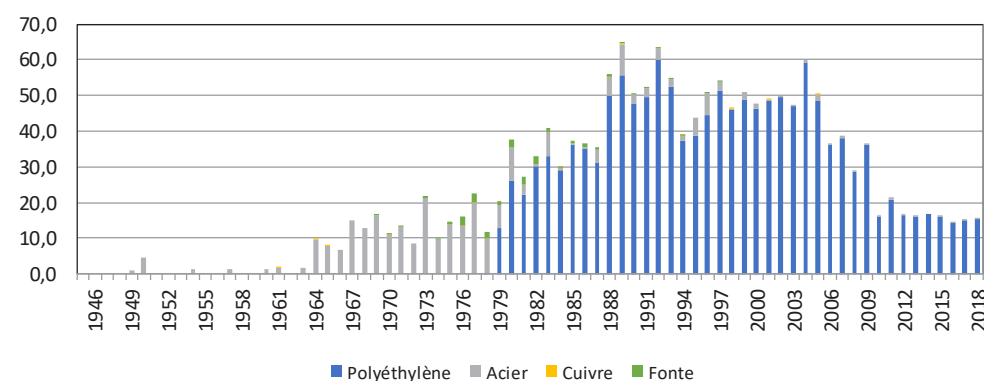
2.1.1 Les réseaux de distribution

Au terme de l'exercice 2018, l'infrastructure de distribution comptait **1 728 kilomètres de réseaux** (+ 0,5 % par rapport à l'exercice 2017).

Ces réseaux sont majoritairement exploités en moyenne pression B (91,5 %), la part restante étant exploitée en basse pression (2,5 %) et en moyenne pression C (6 %) nécessaire au transit du gaz entre les zones de consommations. Ces proportions sont quasiment identiques à celles constatées sur 2016.

Les canalisations de type basse pression méritent une attention particulière compte tenu de leur ancienneté et de leur fragilité relative au regard de leur taux de fuites plus important et d'une connaissance moindre par rapport à leur positionnement dans le sous-sol. De plus du fait des pressions d'exploitation faibles, la vigilance des exploitants doit être accrue dans les zones inondables.

Évolution des linéaires par typologie de matériau mis en service selon l'inventaire technique (km)

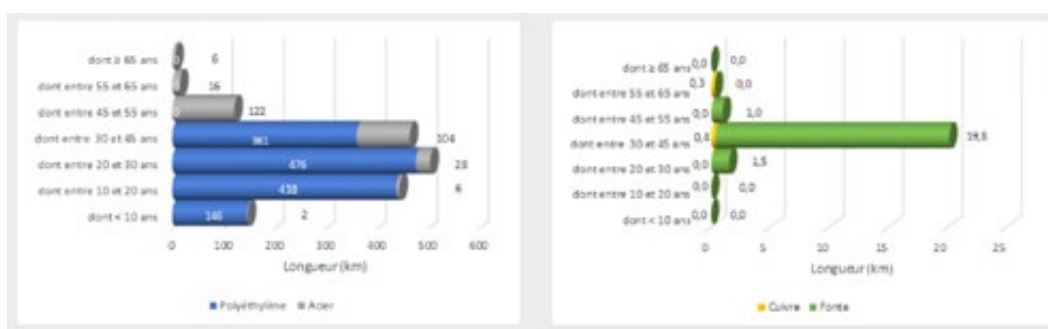


LES DISTRIBUTIONS D'ÉNERGIE

Les matériaux constitutifs des réseaux se répartissent quant à eux à **82,3% en polyéthylène**, 16,4% en acier, 1,3 % en fontes ductile et moins de 1% en cuivre.

😊 **Les infrastructures communales exploitées par GRDF sont globalement plutôt jeunes mais leur âge moyen (25,6 ans en 2018) est en croissance continue.** La part des réseaux âgés de plus de 45 ans, ayant dépassé leur durée de vie technique et leur durée d'amortissement industriel, est en légère augmentation à 7,9 % des linéaires en 2018, soit 136 km. A noter que la concession compte 1,8 km de tronçons de plus de 60 ans. Ces valeurs restent faibles à l'échelle de la concession.

Pyramide des âges des différents matériaux



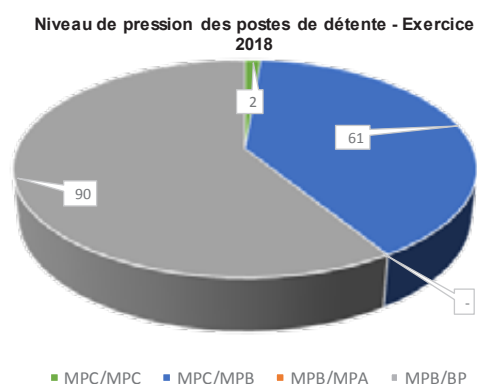
😞 **Une part des canalisations en acier est non protégée cathodiquement de façon active contre les phénomènes de corrosion en raison notamment de leurs conditions d'implantation.** Pour rappel, l'article 3 du RSDG 13.2 relatif aux canalisations en acier non protégées cathodiquement prévoit : « l'opérateur de réseau doit effectuer un inventaire aussi exhaustif que possible des parties de réseau non équipées d'une protection cathodique ».

Le nombre de mesures de potentiels effectuées a été transmis par le concessionnaire, mais les données relatives aux anomalies et au non-conformités constatées n'ont pas été fournies.

Le SDED demande que lui soit fournies pour le prochain exercice, les gammes de maintenance associées aux ouvrages, les anomalies et le niveau des non-conformités éventuellement relevées en 2019.

2.1.2 Les postes de détente

La concession comporte **61 postes de détente MPC/MPB en 2018, et 90 MPB/BP** soit le même nombre de postes qu'en 2017. La diminution des longueurs de canalisations BP crée une tendance de diminution du nombre de poste MPB/BP qui s'observera sans doute dans les exercices suivants.



L'objectif est donc la diminution du nombre de postes MPB/BP ce qui permettrait, de fait, de diminuer la maintenance associée à ces ouvrages. **A noter que de nombreux postes MPB/BP ne présentent pas de date de mise en service (72%). Le syndicat souhaite que ces indications soient complétées pour l'exercice 2019**

2.1.3 Les ouvrages de raccordement



**Ci-contre principaux ouvrages de distribution sur un logement collectif et sur une maison individuelle - source GRDF - CRAC Siem (marne) 2015*

😞 **Le concessionnaire ne réalise toujours pas d'inventaire technique des branchements individuels**, le rapport coût / bénéfice étant considéré comme prohibitif par GRDF. Cependant l'inventaire comptable indique que la concession comporte 56 211 branchements individuels en 2018, la base de données clientèle indiquant 49 840 soit une différence de 7,9 %.

😊 **Un inventaire technique indiquant la présence de 7 509 branchements collectifs pour 38 365 usagers potentiels est depuis quelques années tenu à jour** par le concessionnaire dans les bases de Gestion de la Maintenance Assisté par Ordinateur (GMAO). L'inventaire comptable en dénombre 7547 en 2018 soit une différence seulement de 0,5 %.

Cette réduction des écarts est consécutive au recalage des inventaires suite à la finalisation de l'opération RIO2.

2.1.4 Les équipements de réseaux constitutifs des biens concédés

Les robinets et vannes sont des organes de coupure qui permettent la modification de la distribution du gaz à travers le réseau et l'arrêt de la fourniture de certaines canalisations en cas d'urgence. Ils sont découpés en 4 classes de sensibilité : les robinets de réseaux principaux maillés dits primaires et secondaires (classe I et II), les robinets des réseaux tertiaires situés sur les points singuliers tels que les encorbellements de ponts (classe III) et les robinets n'étant pas ciblés dans les gammes de maintenance (classe IV).

😞 **Depuis 2015, le concessionnaire s'oppose à la transmission de la classe affectée à chaque robinets** (incluant les robinets « non utiles » à l'exploitation de classe 4). **En outre l'année de mise en service de 45 % des robinets n'est pas renseignée.** Il est ainsi toujours difficile pour le SDED d'appréhender les mouvements d'inventaires d'un exercice à l'autre, notamment dans le cadre du schéma de vannage. **Au total, 952 robinets et vannes sont utilisés sur la concession en 2018**

2.1.5 Politique générale de renouvellement

Face au vieillissement des ouvrages de la concession, **la politique générale de renouvellement de GRDF n'est pas liée à l'âge des ouvrages mais à leurs facteurs de vulnérabilité.**

Un ouvrage peut néanmoins être renouvelé à la demande de l'exploitant via une fiche « problème ». Une fois validés, ces chantiers qui découlent de ces remontées du terrain font l'objet d'une priorisation de la part du concessionnaire de manière à les intégrer au sein du programme de travaux délibéré. A noter une diminution régulière des montants renouvelés par le concessionnaire au cours des trois dernières années de 0,12% en 2016 à 0,08% en 2018. Les objectifs pour le prochain exercice restent la diminution des canalisations cuivre et la réduction des risques de dommages aux ouvrages par le remplacement des canalisations les plus exposées.

😞 La collectivité pour le prochain contrôle demande à ce que les politiques de renouvellement soient déclinées par catégorie d'ouvrage. En outre, elle attend toujours du concessionnaire **la fourniture d'un plan de renouvellement des ouvrages prévu à l'article 10 de l'annexe 1 du cahier des charges de concession.**

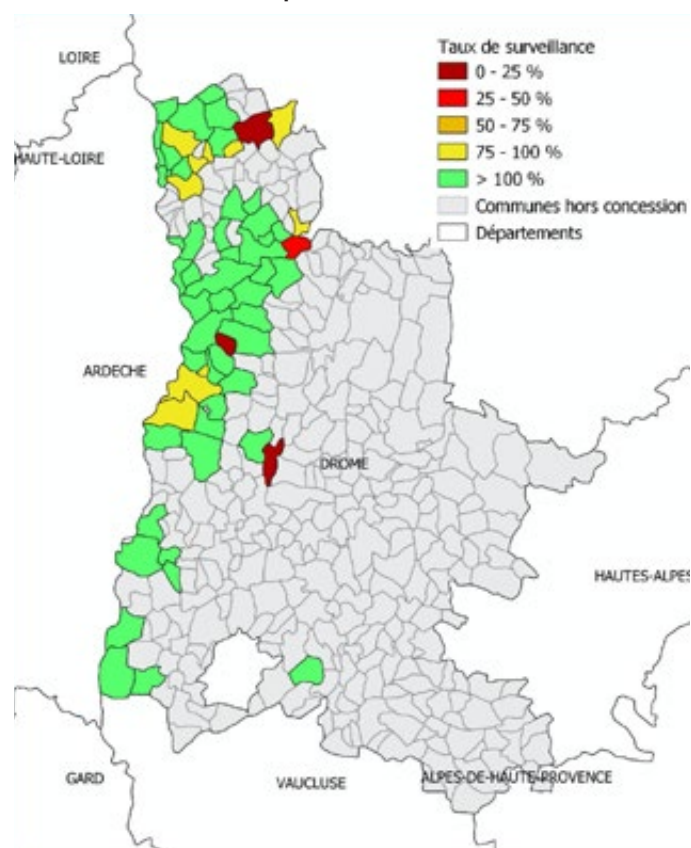
LES DISTRIBUTIONS D'ÉNERGIE

2.2 La surveillance des réseaux en domaine public

L'infrastructure gaz a été l'objet d'une surveillance de la part de l'exploitant en conséquence des obligations réglementaires définies par l'arrêté du 13 juillet 2000.

En 2018, l'activité de surveillance des réseaux organisée par GRDF a concerné **581,5 kilomètres de réseaux** ; soit 33,7 % des linéaires de la concession. Cette activité de surveillance a entraîné la **détection de 22 fuites** contre 19 en 2017. Rapporté au linéaire de réseau surveillé le taux de fuites détectées pour **100 kilomètres de réseau est de 1,1**. Ce taux est en baisse par rapport à celui constaté l'année précédente (2,4 fuites pour 100 kilomètres surveillés). Il convient néanmoins de maintenir les efforts actuels en termes de surveillance.

Taux de surveillance VSR-RSF par commune sur les 4 derniers exercices



82,8 % des robinets de réseau actifs ont été surveillés en 2018. Toutefois la surveillance des ouvrages de raccordement n'est pas suffisante (< à 15 %). Les gammes de maintenance n'ont pas été fournies par le concessionnaire.

Le décret n° 72-866 du 6 septembre 1972 fixe la périodicité légale minimale de vérification des compteurs. Il n'est aujourd'hui plus respecté. Bien qu'en diminution, le retard de surveillance reste important en 2018. Le stock en retard de surveillance est de 2 148 à la fin de l'exercice 2018 pour 3 425 en 2017.

Le concessionnaire indique clairement, outre les problèmes d'accessibilité rencontrés, un positionnement d'entreprise consistant à circonscrire la vérification des compteurs à une valeur raisonnable sachant qu'à terme, l'ensemble de ces derniers seront remplacés par des compteurs communicants. Au regard des délais de déploiement, le SDED demande, malgré les efforts du concessionnaire pour réduire les stocks de compteurs à changer en 2018, que la maintenance soit correctement effectuée.

2.3 Les signalements, incidents d'exploitation et interruptions de fourniture associées

En 2018, **3 068 appels ont été enregistrés, en augmentation de 16,8 % par rapport à l'exercice précédent**. Ces appels se composent majoritairement d'appels externes de clients (65,8 %).

Ces appels se répartissent de la façon suivante :

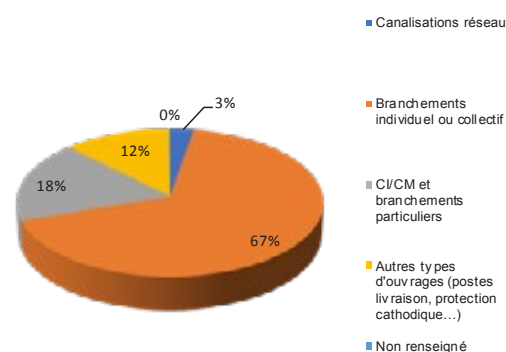
- 1 506 (49 %) pour intervention de sécurité gaz (essentiellement pour fuite ou odeur de gaz) ;
- 1 562 (51 %) pour dépannage (essentiellement pour manque de gaz).

Le nombre total d'incidents signalés en 2018 s'établit à 998 sur les ouvrages exploités par GRDF sur l'ensemble de la concession, **soit une augmentation de 26,5 % par rapport aux valeurs de 2017**.

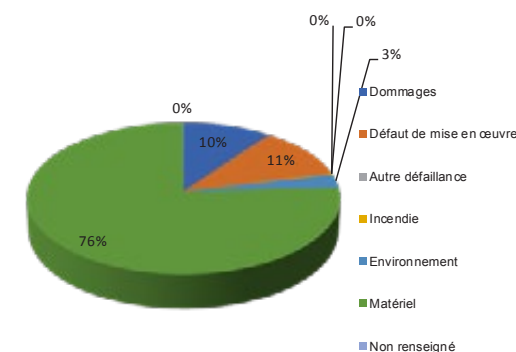
La majorité des incidents a lieu sur les branchements, avec 485 incidents répertoriés sur cette typologie d'ouvrage, soit 67 %. 104 incidents, soit 18 %, ont eu lieu sur les Conduites d'Immeuble, Conduites Montantes et branchements collectifs. Ce constat est généralement le même sur les autres concessions de distribution de gaz. **Il s'agit du point-clé en matière de sécurité.**

Concernant les causes d'incidents ayant affecté les ouvrages concédés, **les défaillances de matériel demeurent la principale cause d'incidents** à hauteur de 76 %. Viennent ensuite les **défauts de mise en œuvre** à hauteur de 11 % et les **dommages causés par les activités humaines** à hauteur de 10 %.

Répartition des incidents par type d'ouvrage



Répartition des incidents par causes



Le nombre d'utilisateurs coupés suite à incident s'élève à **3 035 en 2018, soit une hausse de 59,7 % par rapport à l'exercice précédent**. Les causes identifiées de cette hausse sont essentiellement les dommages, avec une augmentation de 37% en nombre et de 169,2 % des usagers coupés (+ 922 usagers coupés).

La grande majorité des incidents se situent sur les ouvrages de raccordement. Le concessionnaire indique que les défaillances sont essentiellement constatées sur les éléments constitutifs des ouvrages. Il évoque notamment la sensibilité aux incidents des détenteurs qui comportent de nombreuses pièces mobiles.

La politique de sensibilisation des entreprises de travaux aux « dommages gaz » doit être renforcée afin de tendre vers une baisse durable de ce type d'incident.

Le SDED demande à ce que le fichier des incidents sur le réseau soit complété par l'année de mise en service et le matériau.

LES DISTRIBUTIONS D'ÉNERGIE

3. Le domaine comptable et financier

3.1 Les investissements du concessionnaire

Les investissements de premier établissement ont principalement concerné les branchements individuels et les canalisations pour l'année 2018. En ce qui concerne la corrélation entre le nombre de nouveaux ouvrages et le montant des investissements, on constate que :

- **Les investissements sur le premier établissement de canalisations de distribution sont en augmentation** entre 2017 et 2018 (1 097 k€ en 2017 pour 1 372 k€ en 2018 soit + 25 %). Cette évolution est cohérente avec les mètres linéaires mis en service (12 952 ml en 2017 pour 14 446 ml en 2018 soit + 12 %).
- **Les investissements du concessionnaire concernant la mise en service de nouveaux branchements individuels ont diminué** : 850 k€ en 2018 (- 11 %).
- Bien que faibles, **les investissements sur les installations techniques sont en forte hausse** entre 2017 et 2018 (+ 138 %).

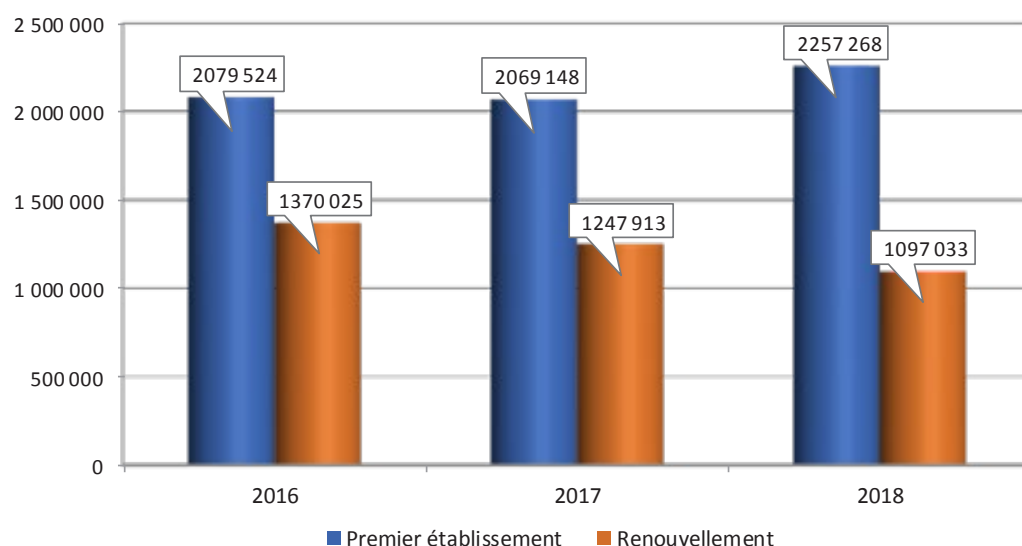
😊 Au global, une augmentation des investissements de premier établissement (2 257 k€ en 2018 contre 2 069 k€ en 2017) est constatée. **Le niveau d'investissement se maintient à un niveau satisfaisant et indique un territoire dynamique.**

Les investissements de renouvellement ciblent principalement les canalisations de distribution : 686 k€ en 2018 soit 63 % des investissements de renouvellement de l'exercice.

On note que :

- Les investissements de renouvellement sur les canalisations de distribution sont passés de 696 k€ en 2017 à 686 k€ en 2018 (- 1 %), avec une diminution des mètres linéaires renouvelés de 1 710 à 1 431 mètres (- 16,3 %). **Ces données corroborent le faible taux de renouvellement constaté sur le territoire de la concession.**
- **Les investissements de renouvellement des branchements sont en diminution par rapport à 2017**, particulièrement ceux concernant les branchements collectifs qui ont baissé de 51 %.

Investissements de mise en service du concessionnaire sur les biens concédés (€)



3.2 Le compte d'exploitation



L'ensemble des recettes apparaissant au compte d'exploitation sont des **recettes enregistrées au périmètre de la concession.**

Les recettes sont en augmentation de 1,9 % au périmètre de la concession par rapport à 2017. Les recettes liées à l'acheminement du gaz naturel ont augmenté de 0,9 % et celles liées aux prestations complémentaires de plus de 16 %.

Il a été souligné ci-avant que la quantité d'énergie acheminée par GRDF sur la concession a diminué de 6,2 % en 2018. Or, les recettes liées à l'acheminement du gaz ont augmenté. Cette compensation des recettes liées à l'acheminement provient en partie du terme de commissionnement Rf qui est facturé au client (de l'ordre de 7,3 € pour un contrat T2 à partir de juillet 2019). Ce terme de commissionnement sert de contrepartie financière versée aux fournisseurs au titre de la gestion des clients en contrat unique et apparaît donc dans les charges.

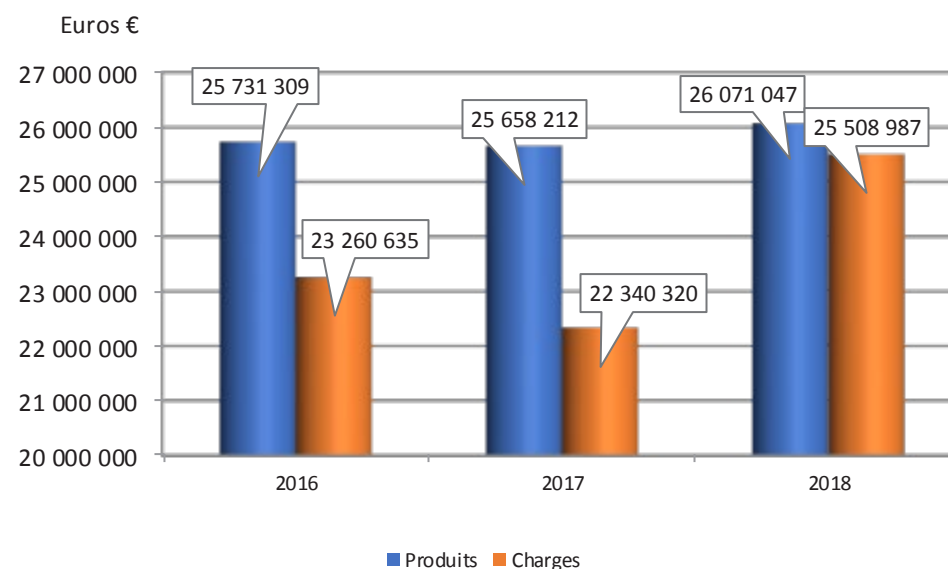
L'ensemble des charges d'exploitation ne sont pas encore affectées directement à la concession, la répartition des dépenses repose sur le principe de l'utilisation de clés de répartition.



Une nouvelle clé relative à la répartition des charges liées aux opérations de biométhane a été créée en 2018. **Il est demandé au concessionnaire que les changements dans l'application des clés soient communiqués en toute transparence et dans les meilleurs délais. Plus généralement, le concessionnaire doit fournir, pour chaque ligne de charge d'exploitation, la part des données natives, les clés de répartition éventuellement utilisées, ainsi que l'assiette associée. En outre, les contreparties financières versées aux fournisseurs doivent être clairement identifiées dans un poste de charge dédié.**

En 2018, **les produits sont en augmentation de 1,8 %** par rapport à l'année précédente.

Evolution des produits et charges du compte d'exploitation



La concession du SDED bénéficie en 2018 du système de solidarité nationale, alors qu'elle y contribuait en 2016 et 2017.

LES DISTRIBUTIONS D'ÉNERGIE

3.3 La valorisation du patrimoine

Globalement, l'ensemble du patrimoine concédé est immobilisé pour une valeur de 159 306 k€ (en croissance de 1,8 % par rapport à 2017, soit + 2 797 k€). La valeur d'actif global des concessions se décompose majoritairement en **réseaux (60 %) et ouvrages de raccordements (21 %)**.



La publication du décret n°2016-495 du 21 avril 2016 relatif au contenu du compte rendu annuel de concession transmis par les organismes de distribution de gaz naturel aux autorités concédantes sur les concessions « historiques » **a également eu des conséquences sur les informations mises à disposition au SDED dans le cadre de ses prérogatives de contrôle sur l'ensemble de ses concessions.**

Ainsi, au-delà des informations comptables remises antérieurement, **il a été remis au SDED un inventaire « économique », permettant de simuler le niveau de contribution du SDED à la péréquation tarifaire**, sur la base des méthodes de calcul définies par la Commission de Régulation de l'Énergie au niveau national pour calculer l'ATRD. Pour ce faire il a été valorisé, sur le périmètre des concessions « historiques » et sur les DSP « Loi Sapin », **des biens « non concédés »** jugés nécessaires à l'exploitation du service et des biens concédés « non affectables » par GRDF à des contrats de concession. C'est sur la base de cet inventaire « économique » qu'ont été calculées les charges d'investissements présentées dans les comptes de régulation des concessions « historiques » mais également les DSP « Loi Sapin ».

Si ces éléments économiques permettent de disposer d'informations complémentaires à la fois sur les ouvrages concédés (distinction premier établissement/ renouvellement...) et un premier niveau d'informations sur les ouvrages non concédés, ils ne doivent pas se substituer à la transmission des informations comptables, et notamment le compte 229 « Droits du concédant » et ses sous-comptes constitutifs.



Notamment, le SDED souhaite que lui soit fourni, sur la base du cahier des charges de concession, et par ouvrage, la valeur de remplacement du patrimoine de la concession, élément fourni avant la mise en place de « Nouvelle donnée pour nouvelle donne ».

Les comptes « droits du concédant », ont atteint fin 2017 la valeur de **72 055 k€** pour le périmètre historique.

Droits du concédant

Droit du concédant	2016	2017	2018
Branchements Individuels	14 821 515 €	15 247 028 €	15 428 145 €
Branchements Collectifs	3 894 838 €	4 067 075 €	4 245 952 €
Conduites Montantes	7 225 957 €	7 084 566 €	6 915 792 €
Conduites d'immeuble	2 555 040 €	2 513 790 €	2 459 971 €
Conduites de distribution	42 838 923 €	42 550 589 €	42 171 318 €
Protections Cathodiques	17 686 €	42 267 €	43 750 €
Postes de détente	798 376 €	749 744 €	693 725 €
Terrains	24 873 €	24 873 €	24 873 €
Autres	55 967 €	66 128 €	72 078 €
Total	72 233 175 €	72 346 061 €	72 055 603 €

Le droit du concédant ou ticket de sortie représente le droit au retour de l'ensemble des ouvrages au bénéfice de l'autorité concédante. Au terme du contrat, ce droit représente la valeur des actifs en concession quel que soit leur origine de financement.

Dans le cadre d'une DSP, il peut s'interpréter comme étant la dette dont devra s'acquitter la collectivité pour récupérer les actifs de la concession en fin de contrat.

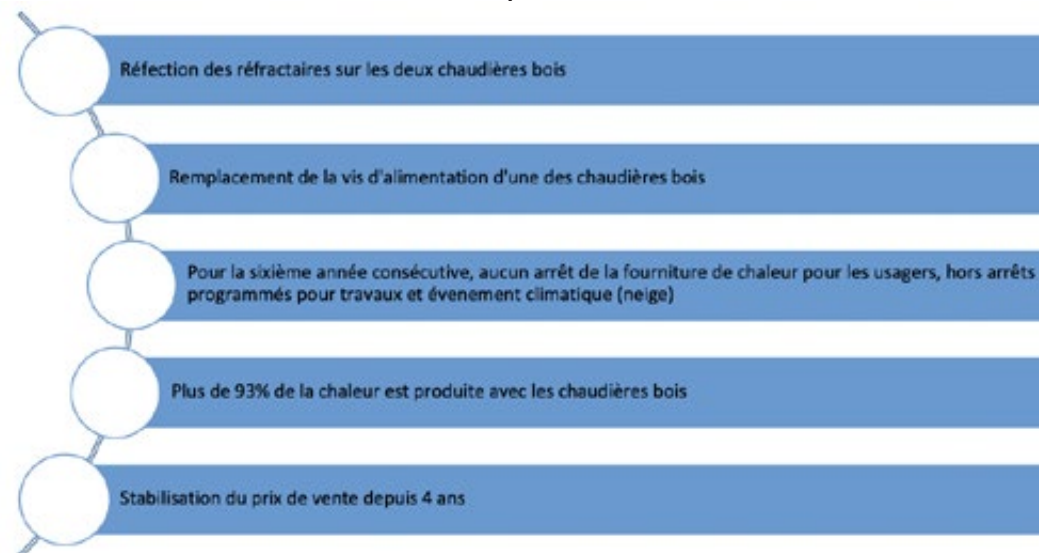
C - LE SERVICE PUBLIC DE DISTRIBUTION DE CHALEUR DE VASSIEUX EN VERCORS

Depuis sa mise en service fin 2011, le réseau public de distribution de chaleur de Vassieux en Vercors fait l'objet d'un suivi continu par les services du SDED. Chaque année un tableau de bord énergétique est réalisé pour suivre les indicateurs et s'assurer du bon fonctionnement.

Chiffres clefs



Faits marquants en 2019



Évolution du réseau de chaleur en 2019

Abonnés

Depuis la mise en service du réseau de chaleur le nombre d'usagers est constant. En 2019 aucune nouvelle demande de raccordement a été étudiée.

Modalités de facturation

Depuis la mise en place de la mensualisation en janvier 2017 plus de 40% des usagers ont adhéré à cette modalité de paiement. En 2019, un logiciel de facturation développé en interne est en cours d'élaboration, le portail d'accès client sera prochainement proposé aux usagers.

LES DISTRIBUTIONS D'ÉNERGIE

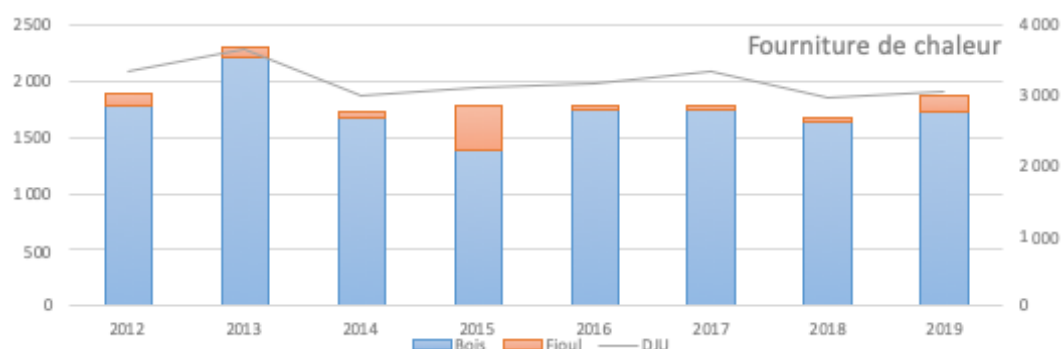
Évolution du réseau de chaleur en 2019

Abonnés

Depuis la mise en service du réseau de chaleur le nombre d'utilisateurs est constant. En 2019 aucune nouvelle demande de raccordement a été étudiée.

Modalités de facturation

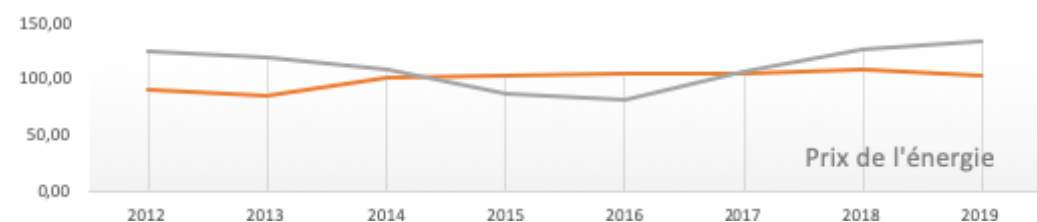
Depuis la mise en place de la mensualisation en janvier 2017 plus de 40% des utilisateurs ont adhéré à cette modalité de paiement. En 2019, un logiciel de facturation développé en interne est en cours d'élaboration, le portail d'accès client sera prochainement proposé aux utilisateurs.



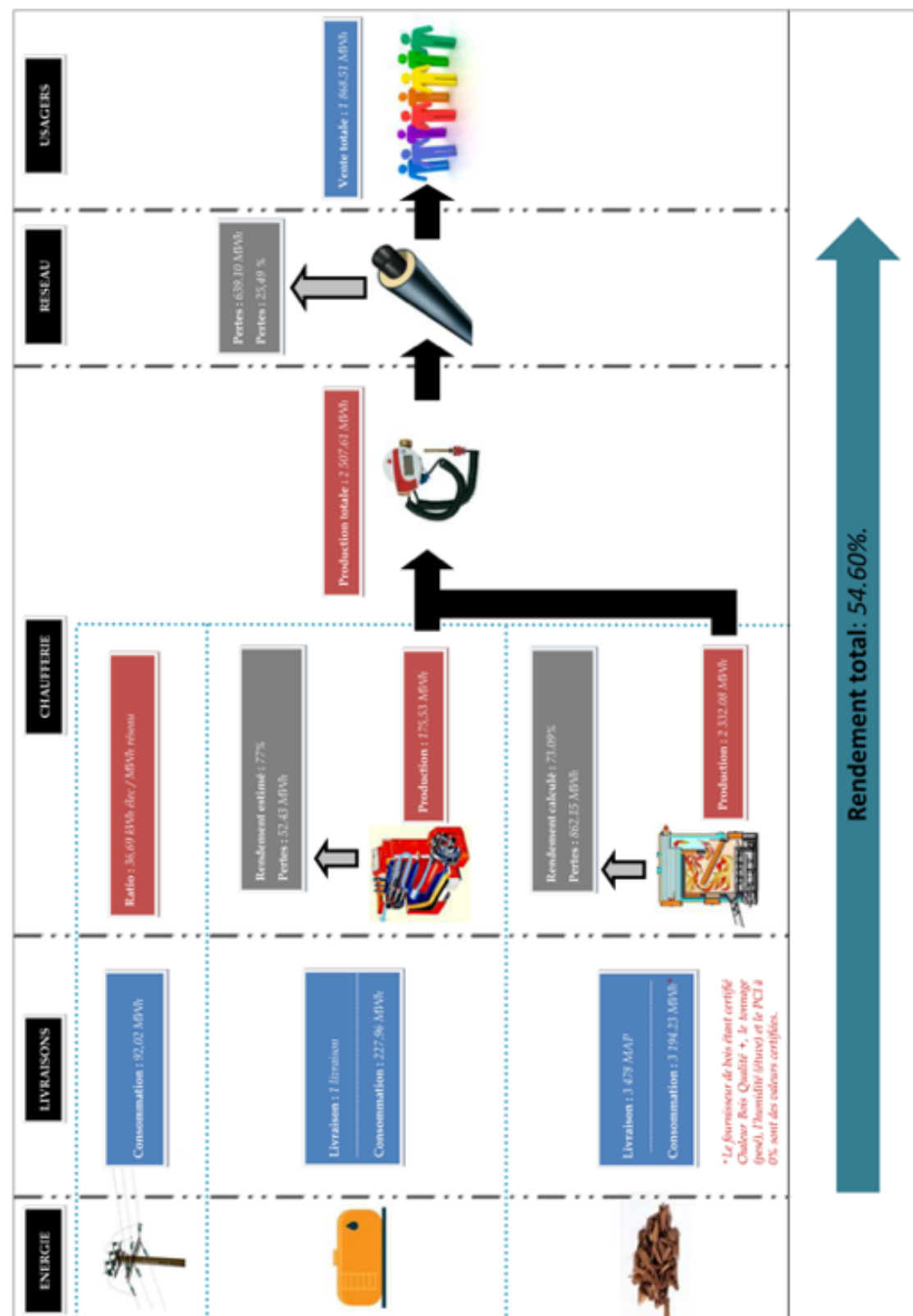
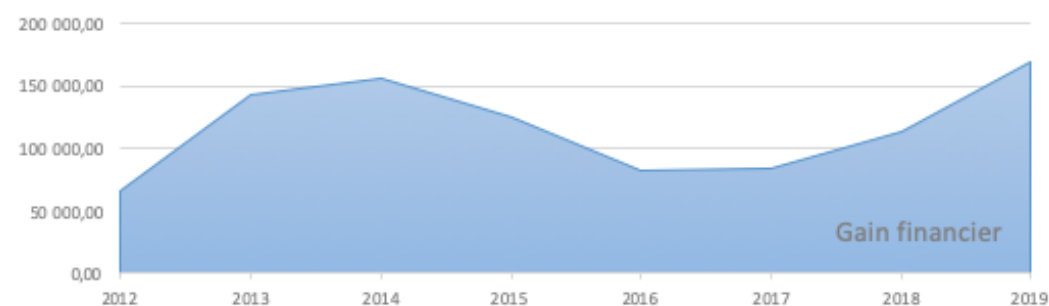
Cette année le taux de couverture du bois est légèrement plus faible (93%) compte tenu de l'arrêt des chaudières bois pendant deux phases de travaux. Toutefois la part de bois est toujours conforme aux objectifs des études préliminaires.

Compétitivité de la chaleur

En 2019, le prix moyen de la chaleur pour l'utilisateur s'établit à 104 € TTC/MWh (- 5% par rapport à 2018). Ce montant comprend le prix de l'énergie consommée « R1 » (58%) et de l'abonnement « R2 » (42%). Comme en 2017 et 2018, le prix de la solution bois reste inférieur à celui de la solution de référence (prix moyen du fioul obtenu par SDED pour des livraisons en 10 000 litres, corrigé du rendement) qui s'élève à 133 € TTC/MWh.



Pour la troisième année consécutive compte tenu de l'augmentation du prix du fioul, les gains pour les utilisateurs par rapport à l'énergie de référence, ont encore augmenté. Ils s'élèvent au global depuis la mise en service du réseau à 169 900 € TTC. Au-delà du gain financier, les utilisateurs bénéficient de tous les avantages d'un service public. Ils n'ont notamment pas à acquérir et à entretenir une chaudière fioul ni à gérer les livraisons ou éventuelles interventions de dépannage.



LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

173 COMMUNES ET 3 INTERCOMMUNALITÉS SONT DÉSORMAIS ADHÉRENTES AU SERVICE CONSEIL ENERGIE.

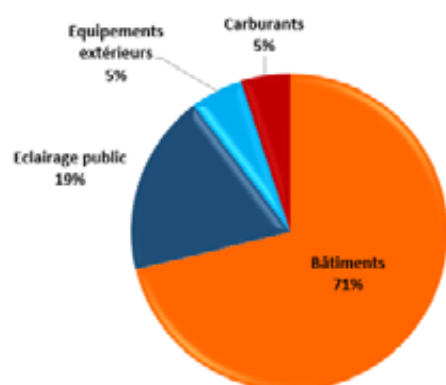
Cela permet :

1) De bénéficier d'un bilan pluriannuel des factures d'énergie de tout le patrimoine communal ou communautaire : bâtiments publics, éclairage public, divers équipements et carburants.

Depuis 2013 :

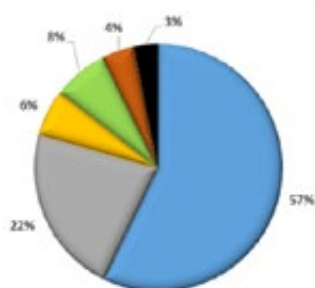
136 communes et 2 intercommunalités ont bénéficié d'un ou plusieurs bilans de consommations, regroupant plus de 1600 bâtiments, pour 161 000 habitants.

Les consommations par usage énergétique se répartissent en moyenne ainsi :

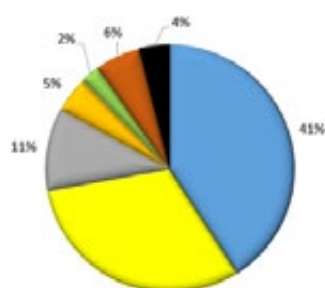


Les consommations par type d'énergie se répartissent ainsi :

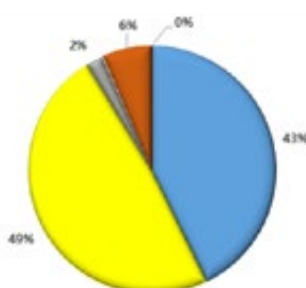
Communes de 1000 à 5000 hab



Communes < 1000 hab



Communes de 5000 à 10000 hab



■ Electricité ■ Gaz naturel ■ Fioul ■ Propane ■ Bois ■ Carburant ■ Réseau de chaleur

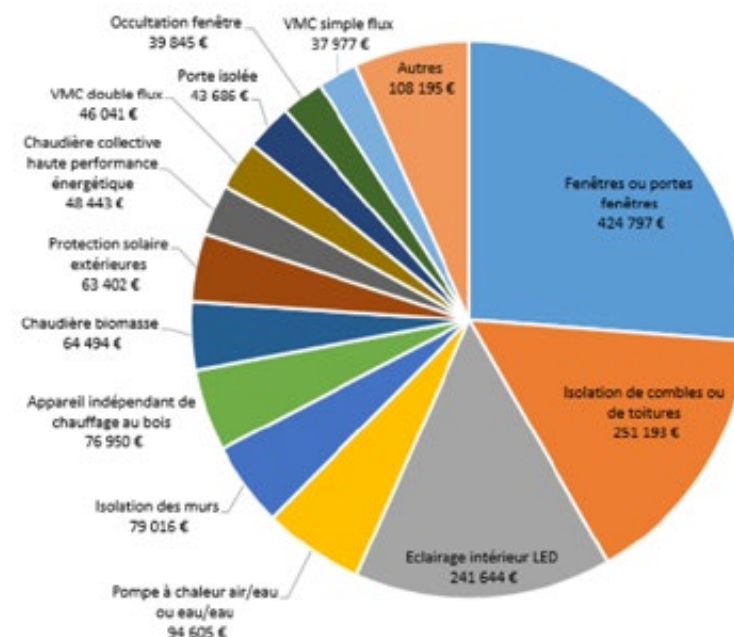
2) De bénéficier d'une fiche de visite sur un bâtiment jugé prioritaire en termes d'amélioration énergétique



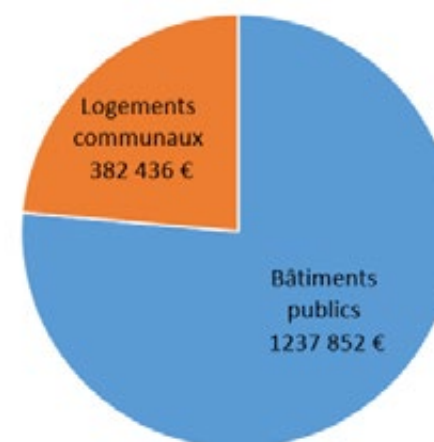
3) De bénéficier d'aides financières aux travaux d'économies d'énergie

En 2019, 578 000 € ont été accordés à 81 collectivités pour un volume de travaux de 1 620 000 €.

Répartition des investissements communaux par catégorie de travaux



Répartition des investissements par secteur : résidentiel ou tertiaire



L'année a également été marquée par la réalisation d'un programme spécifique de Certificats d'économies d'énergie (CEE) dédié au Territoire à Energie Positive couvrant tout le périmètre du SCOT Rhône-Provence-Baronnies : 8 communautés de communes sur le Sud-Drôme – Sud-Ardèche – Nord Vaucluse.

Cette opération, lancée et pilotée par Montélimar Agglomération, a fait l'objet d'un partenariat technique et financier entre les 3 syndicats d'énergie de la Drôme, de l'Ardèche et du Vaucluse. Elle a consisté, pour chacun d'eux, à identifier des travaux d'économies d'énergie sur les bâtiments communaux et intercommunaux, à monter les dossiers de CEE et à restituer les recettes de valorisation financière aux collectivités.

Au total, ce sont 1 300 000 € qui ont été répartis sur 48 collectivités. Pour le secteur Drôme, l'opération a porté sur le patrimoine public de 29 communes et de 2 communautés de communes, et a permis de collecter des CEE à hauteur de 298 684 000 kWh cumac.

970 000 € de recettes ont été redistribués aux collectivités drômoises, couvrant ainsi, suivant les cas, 85 % à 100 % du montant des travaux éligibles. Territoire d'énergie Drôme a également concouru au versement de 69 000 € au bénéfice de 5 collectivités de Vaucluse.

LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

85 COMMUNES ET 9 INTERCOMMUNALITÉS SONT ADHÉRENTES AUX GROUPEMENTS D'ACHAT D'ÉNERGIE COORDONNÉS PAR TERRITOIRE D'ÉNERGIE DRÔME.

Achat de Gaz Naturel :

Dans la Drôme, 49 communes, 5 EPCI et 13 diverses structures (CCAS, Lycées, SIVU...) ont choisi de regrouper leurs 660 points de comptage dans le marché coordonné par Territoire d'énergie Drôme. Ce marché représente un volume annuel de consommation de 95 000 000 kWh, pour un volume d'achat annuel de 3 841 000 € (hors taxes et contributions).

En accord avec le Syndicat départemental d'énergies de l'Ardèche, Territoire d'énergie Drôme est également coordonnateur, dans ce même marché, de l'achat de gaz pour 39 collectivités ardéchoises. L'ensemble représente donc 980 points de comptage, 135 554 000 kWh de consommation annuelle et un volume annuel d'achat de 5 595 000 € (hors taxes et contributions).

Achat d'Electricité :

75 communes, 8 EPCI et 25 diverses structures (syndicats d'irrigation, CCAS, EHPAD...) ont choisi de regrouper leurs 4 450 points de comptage dans le marché coordonné par Territoire d'énergie Drôme. Ce marché représente un volume annuel de consommation de 87 000 000 kWh, pour un volume annuel d'achat de 4 840 000 € (hors taxes et contributions).

11 collectivités ont plus particulièrement choisi de grouper 104 points de comptage dans un lot spécifique consacré à la fourniture d'électricité d'origine renouvelable à 100%, ce qui signifie que les certificats de garantie d'origine proviennent directement du site de production avec lequel le fournisseur d'énergie a contractualisé.

Groupement d'achat d'énergie :

GAZ

- 49 communes
- 5 EPCI
- 13 diverses structures
- Regroupement de 660 points de comptage
- 95 000 000 kWh consommés
- 3 841 000 € d'achat

Financement des projets par subventions, récupération des CEE

Groupement d'achat d'énergie, analyse des factures, suivi des consommations

Accompagnement technique à la réalisation de travaux

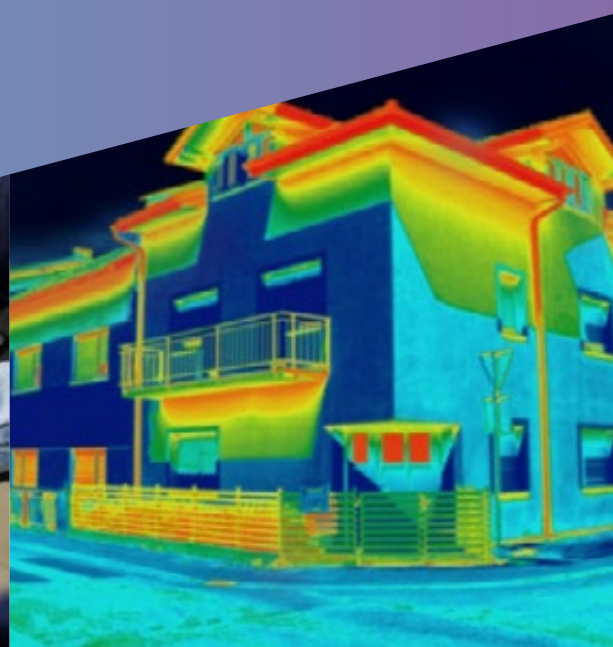
S
D
E
D
service public
es
nergies dans la
rôle

Diagnostics des bâtiments

Préconisation de travaux de rénovation et recours aux énergies renouvelables

ELECTRICITÉ

- 75 communes
- 8 EPCI
- 5 diverses structures
- Regroupement de 4 450 points de comptage
- 87 000 000 kWh consommés
- 4 840 000 € d'achat



Pour lutter contre le changement climatique, répondre aux défis énergétiques et faire face aux problèmes de pollution atmosphérique de nos territoires, l'Etat a confié aux EPCI de plus de 20 000 habitants, la mission de réaliser des Plans Climat Air Energie Territoriaux (PCAET).

Fort de son expérience et de ses compétences, le SDED Territoire d'énergie accompagne les intercommunalités sur les enjeux de la transition écologique.



Plus d'infos :
Mission climat - 04 75 82 65 55

UN APPUI FINANCIER

En 2019, et dans la continuité de l'année 2018, ont été signées des conventions de partenariat avec les intercommunalités qui bénéficient dans ce cadre, d'une aide financière pour l'élaboration de leur Plan Climat Air Energie Territorial (50 % plafonnée à 20 k€). Certains Territoires ont commencé à solliciter le Territoire d'Énergie SDED pour l'obtention de cette aide qui leur est fournie en contrepartie d'un document récapitulatif et de documents financiers à l'appui.

partenariats officialisés par une convention avec :

- Communautés de Communes Porte de Drôme-Ardèche,
- Communauté d'Agglomération ARCHE Agglo,
- Communauté d'Agglomération Valence Romans Agglo,
- Communauté de Communes Royans-Vercors,
- Communauté de Communes du Val de Drôme,
- Communauté de Communes du Crestois et du Pays de Saillans,
- Communauté de Communes Dieulefit Bourdeaux,
- Communauté de Communes Baronnies en Drôme Provençale,
- Communauté de communes de l'Enclave des Papes - Pays de Grignan,
- Communauté de Communes Drôme Sud Provence.
- Le Parc naturel régional du Vercors (convention de partenariat tripartite : PNRV - Territoire d'énergie Drôme - Territoire d'énergie Isère)
- Le Parc Naturel Régional des Baronnies Provençales (convention de partenariat tripartite PNRBP-Territoire d'énergie Drôme - SyMÉnergie05)

Sur le territoire de Biovallée, il est à noter qu'en 2019, un travail s'est engagé entre les services des deux EPCI (la Communauté de Communes du Val de Drôme et la Communauté de Communes du Crestois et du Pays de Saillans - Cœur de Drôme) et de Territoire d'énergie Drôme pour aboutir à la production d'une version finale intitulée « convention de partenariat pour la planification des actions de transition énergétique » refonte des conventions de partenariat déjà existantes.

En 2019, la Communauté de Communes Royans Vercors a quant à elle, sollicité le SDED dans le cadre du montage du dossier de Contrat de Transition Ecologique (CTE) auprès du Ministère de la Transition écologique et solidaire. La candidature qui a été retenue fin juin 2019 et a abouti à la signature avec les autres acteurs du territoire, de la charte partenariale d'engagement pour la transition écologique du Royans-Vercors.

UN APPUI TECHNIQUE AVEC L'OUTIL PROSPER

Cet outil facilite l'accès aux données et permet de quantifier l'impact des actions en termes de baisse de consommation d'énergie et de gaz à effet de serre et qui intègre depuis 2019 un module axé sur la qualité de l'air. Il permet aux collectivités de planifier les actions et investissements nécessaires en construisant des scénarios énergétiques sur leur territoire aux horizons 2030, 2050.

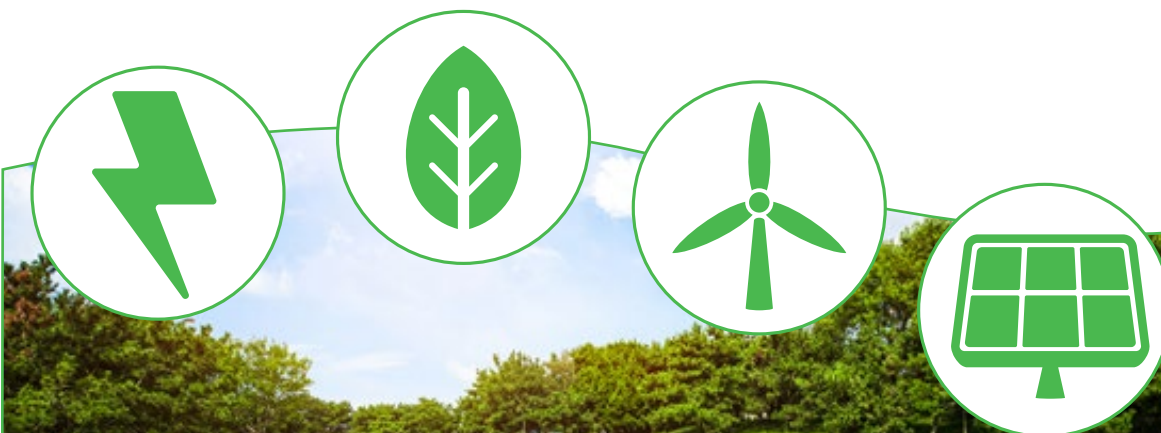
UN GROUPE D'ÉCHANGES ET DE RETOURS D'EXPÉRIENCES

Cette rencontre est proposée plusieurs fois par an aux chefs de projets des EPCI en charge des questions énergétiques et climatiques, afin d'échanger sur l'actualité et étudier collectivement des sujets centraux pour la transition écologique de nos territoires, en invitant experts et personnes ressources.

En 2019 ce groupe de travail s'est réuni 4 fois (en mars, juin, novembre et décembre, alternativement en Drôme et en Ardèche).

LA COMMISSION CONSULTATIVE PARITAIRE ENERGIE LIEU DE COORDINATION DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

Sous l'égide du SDED, cette Commission instaurée par la loi, composée à part égale d'élus du syndicat d'énergie et d'élus des intercommunalités drômoises se réunit une fois par an.

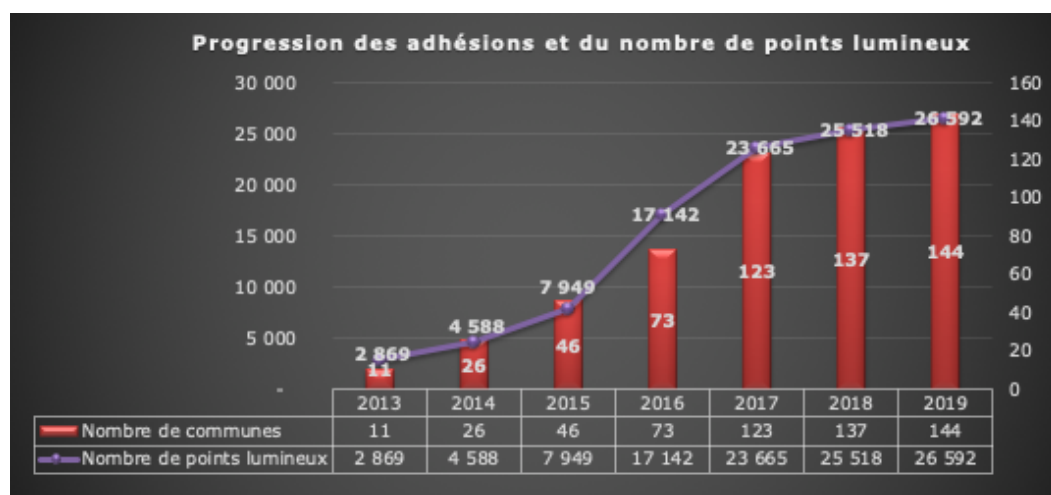


ÉCLAIRAGE PUBLIC ÉCONOME ET CONNECTÉ

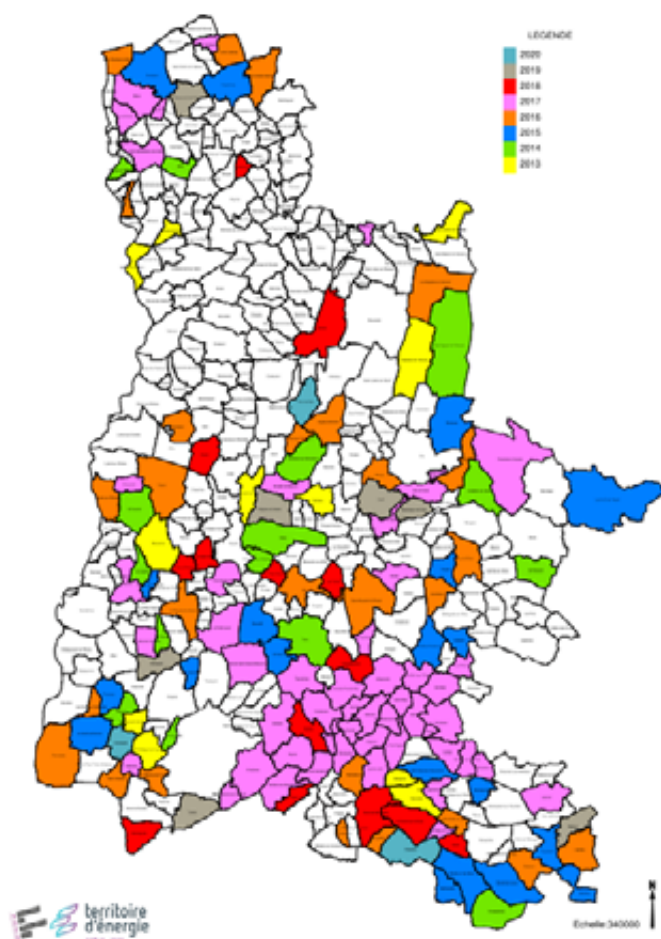
L'année 2019 a vu naître, dans le cadre de la compétence éclairage public, la première installation d'un système de télégestion de l'ensemble du parc du cœur d'un village (La Garde Adhémar). Ce procédé d'éclairage « intelligent », s'il permet au SDED de posséder des rapports quotidiens sur le bon fonctionnement du système et ainsi de pouvoir agir instantanément sur les dépannages à réaliser, permet également de moduler les puissances des luminaires et de programmer des plages horaires de fonctionnement.

LES ADHÉSIONS DEPUIS 2013

En 2019, 144 communes font confiance au SDED pour gérer leur éclairage public.



CARTE DE RÉPARTITION DES COMMUNES PAR ANNÉE D'ADHÉSION

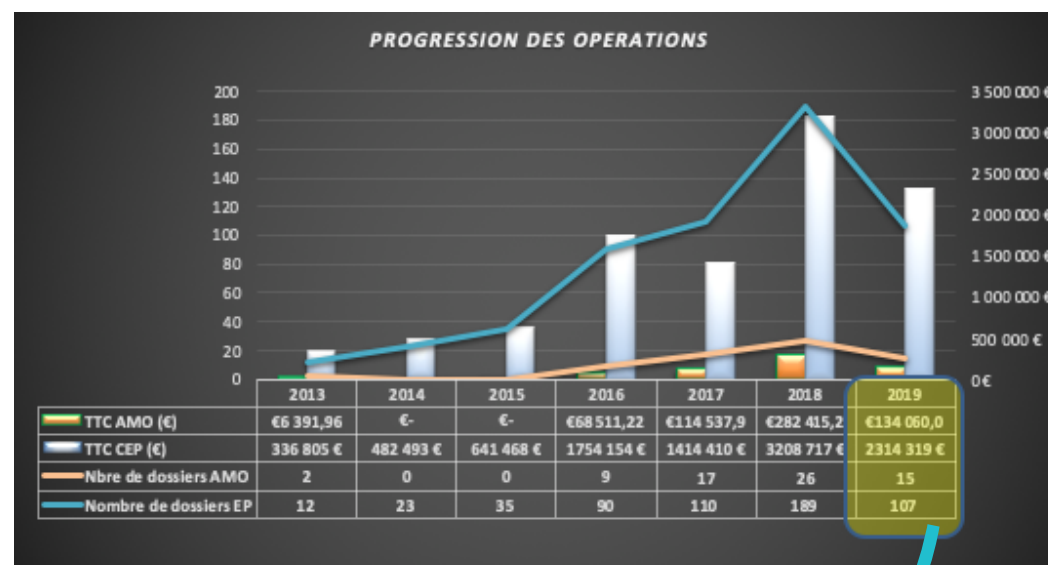


INVESTISSEMENT

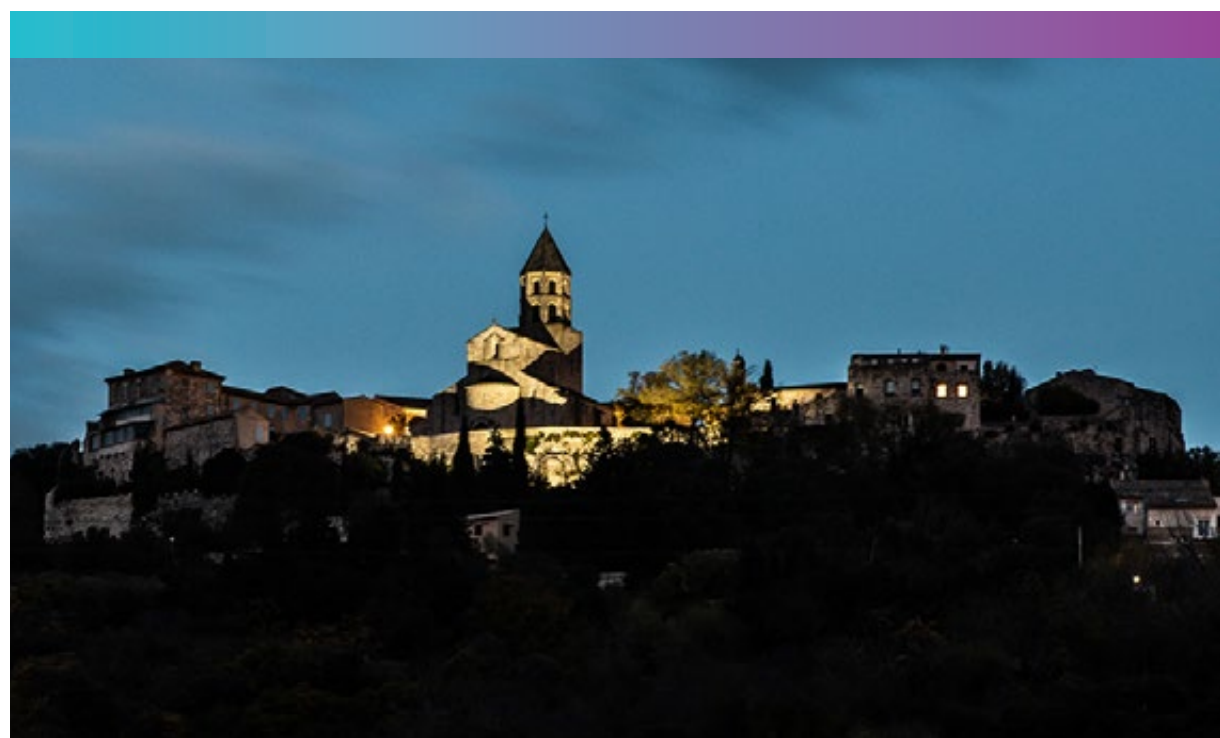
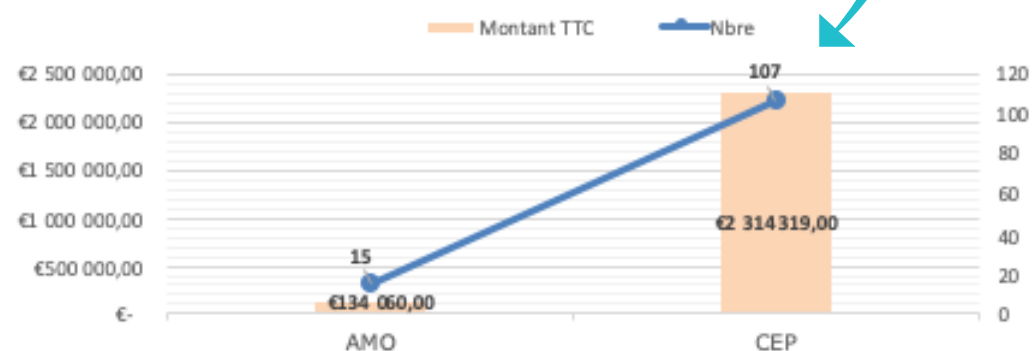
Bilan des investissements depuis 2013 :

Deux types de travaux d'investissements sont pris en charge par le budget annexe de l'éclairage public :

- AMO : Travaux de réservations souterraines réalisés en coordination avec des travaux de réseau de distribution, par l'entreprise du marché « réseau » aux conditions économiques de ce dernier.
- EP : travaux d'éclairage public réalisés par l'entreprise du marché d'investissement éclairage public aux conditions économiques de ce dernier.



Zoom sur 2019



ÉCLAIRAGE PUBLIC ÉCONOME ET CONNECTÉ

FONCTIONNEMENT

Instructions 2018 des DT – DICT – ATU – DT DICT conjointes :

Dans le transfert de compétence, le SDED est exploitant du réseau éclairage public.

A ce titre, il a l'obligation d'instruire les DT (Déclaration de travaux) et les DICT (Déclaration d'intention de Commencer des Travaux), ATU (Avis travaux urgent) sur le guichet unique national Inesis, Réseaux et Canalisations, construire sans détruire, regroupant l'ensemble des exploitants de réseaux.

	ANNÉE	DT	DICT/ DT DICT	ATU	TOTAL
Date d'entrée dans la compétence EP des communes concernées	2013	98	218	36	352
	2014	51	112	12	175
	2015	109	241	12	362
	2016	257	563	120	940
	2017	164	352	28	544
	2018	686	648	208	1 542
	2019	750	314	117	1 181

Instructions 2018 des DT – DICT – ATU – DT DICT conjointes :

TYPE D'INTERVENTION	TOTAL GÉNÉRAL
Dépannage	1 130
Entretien préventif pour l'année	38
Entretien Systématique du quart du parc	32
Programmation des horloges	24
Pose et dépose des éclairages festifs de fin d'année	20
Pose de panneaux d'extinction	9
TOTAL	1 253



RECUEIL DES BUREAUX ET COMITES SYNDICAUX

(CONFORMÉMENT À LA LOI N° 92-125 DU 6 FÉVRIER 1992 ET À SES TEXTES D'APPLICATION)

PREMIER SEMESTRE 2019

BUREAU SYNDICAL DU 18 JANVIER 2019

Affectation des subventions pour les travaux d'électrification, environnement, Telecom, éclairage public et maîtrise d'œuvre des services techniques d'Énergie SDED – Actions tendant à maîtriser la demande d'énergie sur le territoire. Liste des opérations à subventionner.

Valorisation des certificats d'économie d'énergie avec les collectivités drômoises pour l'année 2019 – Travaux d'enfouissement en coordination avec le Département de la Drôme pour le chantier de la Maison de site dans l'Auberge des Dauphins à Saoû. Sollicitation d'une participation financière auprès du département de la Drôme – Convention d'inspection portant mise à disposition d'un agent chargé de la fonction d'inspection entre Territoire d'Énergie Drôme SDED et le Centre de Gestion de la Drôme – Convention relative à l'usage du réseau public de distribution d'électricité en basse tension (BT) pour l'installation de répéteurs sur les supports de réseaux aériens afin de permettre la mise en place d'un système de télé relève sur la commune de NYONS – Convention pour la mise en œuvre d'actions tendant à maîtriser la demande d'énergie sur le patrimoine bâti intercommunal entre Territoire d'Énergie Drôme SDED et la Communauté de Communes du Crestois et du Pays de Saillans (CCCPS) – Conventions de partenariat pour l'élaboration du Plan Climat Air Énergie Territoire (PCAET) entre Territoire d'Énergie Drôme SDED et les Communautés de Communes Baronnie en Drôme Provençale, Dieulefit-Bourdeaux, Royans-Vercors et Portes de DrômArdèche – Pouvoir à Maître ROBERT, Notaire, pour certification et authentification de conventions de servitudes de passage liées au développement des réseaux électriques – Contrat de service «Carte Achat» auprès de la Caisse d'Épargne Loire Drôme Ardèche – Fonds de concours : communes de Chatuzange-le-Goubet, Génissieux, Mours Saint Eusèbe et Montboucher-sur-Jabron – Présentation du contrôle de la taxe sur l'électricité (TCCFE).

BUREAU SYNDICAL DU 11 MARS 2019

Affectation des subventions pour les travaux d'électrification, environnement, Telecom, éclairage public et maîtrise d'œuvre des services techniques d'Énergie SDED – Convention de délégation de maîtrise d'ouvrage pour l'enfouissement des réseaux d'éclairage public de la Communauté d'Agglomération Valence Romans Sud Rhône-Alpes au SDED – Convention de coopération entre le Parc Naturel Régional du Vercors, Territoire d'Énergie Drôme SDED et le SEDI – Actions tendant à maîtriser la demande d'énergie sur le territoire. Liste des opérations à subventionner – Résiliation du marché de maîtrise d'œuvre pour la réhabilitation du bâtiment du SDED – Remise en état du siège de Territoire d'Énergie Drôme SDED après diagnostic du bâtiment. Définition du programme des travaux et enveloppe prévisionnelle – Convention d'honoraires d'avocat portant sur des prestations juridiques en application de l'article 30 I 8° du décret n° 2016-360 du 25 mars 2016 relatifs aux marchés publics – Présentation du projet de révision des statuts de Territoire d'Énergie Drôme SDED – Présentation de la Gestion Prévisionnelle des Emplois et des Compétences – Contribution de Territoire d'Énergie Drôme SDED au Grand Débat National.

BUREAU SYNDICAL DU 5 AVRIL 2019

Affectation des subventions pour les travaux d'électrification, environnement, Telecom, éclairage public et maîtrise d'œuvre des services techniques d'Énergie SDED – Convention de délégation de maîtrise d'ouvrage pour l'enfouissement des réseaux d'éclairage public de la Communauté d'Agglomération Valence Romans à Territoire d'Énergie Drôme SDED – Convention de délégation de maîtrise d'ouvrage pour l'enfouissement des réseaux de télécommunication. Mise en place de fourreaux pour la fibre optique de la ville de Romans sur Isère à Territoire d'Énergie Drôme SDED – Actions tendant à maîtriser la demande d'énergie sur le territoire. Liste des opérations à subventionner – Convention pour la mise en œuvre d'actions tendant à maîtriser la demande d'énergie sur le patrimoine bâti intercommunal de la Communauté de Communes du Val de Drôme (CCVD) – Mandat confié au Centre de Gestion de la Drôme pour la procédure de mise en concurrence pour la passation de la convention de participation au Contrat Groupe Risque Prévoyance du 1^{er} janvier 2020 au 31 décembre 2025.

RECUEIL DES BUREAUX ET COMITES SYNDICAUX

COMITE SYNDICAL DU 5 AVRIL 2019

Se reporter au procès-verbal de la réunion, envoyé, à tous les délégués, titulaires et suppléants, et à tous les maires.

BUREAU SYNDICAL DU 10 MAI 2019

Affectation des subventions pour les travaux d'électrification, environnement, Telecom, éclairage public et maîtrise d'œuvre des services techniques d'Energie SDED – Actions tendant à maîtriser la demande d'énergie sur le territoire. Liste des opérations à subventionner – Cotisations et subventions pour l'année 2019 – Avenant n° 2 à la convention assistance retraite (2015-2017) entre le Centre de Gestion de la Drôme (CDG 26) et Territoire d'Energie Drôme SDED – Mandat confié au Centre de Gestion de la Drôme pour la procédure de mise en concurrence pour la passation de la convention de participation au Contrat Groupe Risque Prévoyance du 1er janvier 2020 au 31 décembre 2025 – Convention d'honoraires portant sur des prestations juridiques en application de l'article R.2122-8 du décret N° 2018-1075 du 3 décembre 2018 portant Code de la Commande Publique – Présentation du projet de révision des statuts de Territoire d'Energie Drôme SDED.

BUREAU SYNDICAL DU 17 JUIN 2019

Affectation des subventions pour les travaux d'électrification, environnement, Telecom, éclairage public et maîtrise d'œuvre des services techniques d'Energie SDED – Convention de délégation de maîtrise d'ouvrage pour l'enfouissement des réseaux d'éclairage public de la Communauté d'Agglomération Valence Romans Sud Rhône Alpes à Territoire d'Energie Drôme SDED pour la commune de Valence – Actions tendant à maîtriser la demande d'énergie sur le territoire. Liste des opérations à subventionner – Accords-cadres mono attributaires à bons de commandes pour des travaux de réseaux secs (travaux de réseaux publics de distribution d'électricité en technique aérienne ou souterraine et travaux de génie civil de réseaux de communications électroniques et de câblage). 13 lots géographiques. Autorisation à accorder à Monsieur le Président pour signer les accords-cadres – Accord-cadre électricité pour la fourniture, l'acheminement d'électricité et services associés alimentant les points de livraison d'une puissance inférieure ou égale à 36 KVA (C5) des membres du groupement. Résiliation pour un motif d'intérêt général – Accord-cadre électricité pour la fourniture, l'acheminement d'électricité et services associés alimentant les points de livraison d'une puissance inférieure ou égale et supérieure à 36 KVA (C1, C2, C3, C4 et C5) des membres du groupement. Lancement de la procédure – Marché pour la mission de contrôle technique pour les travaux de réhabilitation du bâtiment de Territoire d'Energie Drôme SDED. Avenant n° 1 – Convention d'adhésion au service de paiement en ligne des recettes publiques locales (PayFip) entre Territoire d'Energie Drôme SDED et la Direction Générale des Finances Publiques – Convention de partenariat entre les syndicats d'énergie des départements de l'Allier, des Hautes-Alpes, des Alpes de Haute-Provence, de l'Ardèche, la Drôme, l'Isère, la Loire, la Haute-Loire, la Savoie, la Haute-Savoie et du Var avec l'Automobile Club de Monaco – Conventions de partenariat entre Territoire d'Energie Drôme SDED, Valence Romans Agglomération et HESPUL sur l'intégration des énergies renouvelables au réseau de distribution électrique.

COMITE SYNDICAL DU 17 JUIN 2019

Se reporter au procès-verbal de la réunion, envoyé, à tous les délégués, titulaires et suppléants, et à tous les maires.

DEUXIEME SEMESTRE 2019

BUREAU SYNDICAL DU 23 SEPTEMBRE 2019

Affectation des subventions pour les travaux d'électrification, environnement, Telecom, éclairage public et maîtrise d'œuvre des services techniques d'Energie SDED – Convention de délégation de maîtrise d'ouvrage pour l'enfouissement des réseaux d'éclairage public de la Communauté d'Agglomération Valence Romans Sud Rhône Alpes à Territoire d'Energie Drôme SDED pour la commune de Combovin – Actions tendant à maîtriser la demande d'énergie sur le territoire. Liste des opérations à subventionner – Convention pour la mise en œuvre d'actions tendant à maîtriser la

demande d'énergie sur le patrimoine bâti intercommunal entre Territoire d'Energie Drôme SDED et le Syndicat Intercommunal de Barbières, Bésayes, Marches et Rochefort-Samson – Convention de partenariat entre le Syndicat Mixte du Parc Naturel Régional des Baronnies Provençales, Territoire d'Energie SDED et le SyME 05 – Convention de partenariat pour l'élaboration, la mise en œuvre et le suivi du Plan Climat Air Energie Territoire (PCAET) de la Communauté de Communes Enclave des Papes Pays de Grignan (CCEPPG) et de la Communauté d'Agglomération Arche Agglo – Accord-cadre pour la fourniture, l'acheminement d'électricité et services associés alimentant les points de livraison d'une puissance inférieure ou égale à 36 KVA (C5) et supérieure à 36 KVA (C1, C2, C3, C4) des membres du groupement. Autorisation de signature – Contrat d'approvisionnement en combustible bois pour la chaufferie de Vassieux en Vercors, compétence optionnelle : Réseaux de chaleur – Avenant n° 1 à la Convention d'occupation temporaire du parking de Territoire d'Energie Drôme SDED (SDED) entre le SDED et la Société Anonyme d'Economie Mixte Locale Energie Rhône Vallée (SAEML ERV). Réalisation et exploitation d'ombrières photovoltaïques – Marché de maîtrise d'œuvre pour les travaux de réhabilitation du bâtiment de Territoire d'Energie SDED. Point sur le rendu des éléments de mission – Mise en place d'une participation à la protection sociale complémentaire pour les agents de Territoire d'Energie Drôme SDED – Convention de mise à disposition de locaux entre la Communauté de Communes des Baronnies Drôme Provençale et Territoire d'Energie Drôme pour l'antenne du SDED à Nyons.

BUREAU SYNDICAL DU 22 NOVEMBRE 2019

Affectation des subventions pour les travaux d'électrification, environnement, Telecom, éclairage public et maîtrise d'œuvre des services techniques d'Energie SDED – Projet de réhabilitation complète de l'éclairage public sur la commune de Montbrun les Bains. Approbation du projet, du plan de financement et sollicitation d'une demande d'aide régionale – Conventions de délégation de maîtrise d'ouvrage pour l'enfouissement des réseaux d'éclairage public de la Communauté d'Agglomération Valence Romans Sud Rhône Alpes à Territoire d'Energie Drôme SDED pour les communes de Chatuzange-le-Goubet, Jaillans, Montélier, Romans-sur-Isère, Saint Paul-lès-Romans, Upie, Valherbasse – Actions tendant à maîtriser la demande d'énergie sur le territoire. Liste des opérations à subventionner – Contrat de location immobilière avec le Département de la Drôme – Avenants de prolongation aux conventions de partenariat entre Territoire d'Energie SDED et le CEDER ainsi qu'entre Territoire d'Energie SDED et l'ADIL – Convention de partenariat pour la planification des actions de transition énergétique Plan Climat Air Energie Territoire (PCAET) avec Biovallée : Communauté de Communes (CCCPS) et de la Communauté de Communes du Val de Drôme (CCVD) – Avenant à la convention de partenariat entre les Etablissements Publics de Coopération Intercommunale et les Syndicats d'Energie pour la mise en œuvre du Programme CEE-TEPCV (Territoire à Energie Positive pour la Croissance Verte)/PRO-INNO-08 sur le périmètre du SCOT Rhône-Provence-Baronnies) – Partenariat pour l'accompagnement de la SAS ACOPREV Centrales Villageoises du Val-de-Quint relatif à l'autoconsommation collective rurale.

COMITE SYNDICAL DU 22 NOVEMBRE 2019

Se reporter au procès-verbal de la réunion, envoyé, à tous les délégués, titulaires et suppléants, et à tous les maires.





territoire
d'énergie
DRÔME - SDED



Producteur
d'ENERGIES



Régie SDED
Commune d'Erôme

+



Régie SDED
Commune de Gervans



S
D
E
D

Service public
des
Energies dans la
Drôme

Rovaltain TGV
3, avenue de la Gare
BP 12626
26958 VALENCE Cedex 9

Tél. 04 75 82 65 50
contact@sded.org



Sded
Antenne
Boronnières - Drôme Provençale

170 rue Ferdinand Fert
ZA Les Laurons - 26 110 NYONS

Tél. 04 75 82 65 50
antenne@sded.org

Standard

Tél. : 04 75 82 65 50 / contact@sded.org

Pour toute difficulté rencontrée sur le réseau ELEC et GAZ

Ligne directe : Tél. : 04 75 82 76 17

Les dossiers de travaux en direct

Tél. : 04 75 82 65 54 / suivi-dossiers@sded.org

Performance énergétique

Tél. : 04 75 82 76 16 / efficaciteenergetique@sded.org

Mission climat

Tél. : 04 75 82 65 55

Service urbanisme

Tél. : 04 75 82 65 56 / urbanisme@sded.org

Gestion éclairage public

Tél. : 04 75 82 65 52 / gestion-ep@sded.org

Comptabilité

Tél. : 04 75 82 65 58 / comptabilite@sded.org

Réseau eborn

Tél. : 0970 830 213 / www.eborn.fr

Régie SDED Erôme

Tél. : 04 75 03 36 35 / regie-erome@wanadoo.fr