



territoire
d'énergie

DRÔME • SDED



version longue

100% électronique

Rapport d'activités 2023

1 département

12 territoires

363 communes

S O M M A I R E

■ ORGANES DÉLIBÉRANTS	p.4	■ ANTENNE TERRITORIALE	p.17
■ FORMATION DES ÉLUS	p.6	■ PATRIMOINE	p.18
■ BILAN SOCIAL	p.7	■ 12 MOIS D'ÉNERGIE	p.20
■ ORGANIGRAMME	p.10	■ EBORN	p.22
■ TROMBINOSCOPE	p.12	■ DISTRIBUTIONS D'ÉNERGIE	p.24
■ LES SERVICES	p.14	■ TRANSITION ÉNERGÉTIQUE	p.82
■ ÉNERGIE RHÔNE VALLÉE	p.15	■ LES GROUPEMENTS D'ACHAT D'ÉNERGIE	p.86
■ TECHNICIENS RÉSEAUX	p.16	■ ÉCLAIRAGE PUBLIC	p.87
		■ PLAN CLIMAT	p.90



EDITO

Une feuille de route qui s'appuie sur nos valeurs : solidarité, sens du service public, proximité

Cher(e)s collègues, cher(e)s partenaires,

Comme chaque année à la même période, nous vous livrons les chiffres de l'année passée, traduction de la riche activité de votre syndicat d'énergie au service des territoires de la Drôme et en particulier de ses communes.

L'année 2023 a été marquée par un contrôle de la Chambre Régionale des Comptes sur les exercices 2016 et suivants. Une procédure normale qui intervient, pour toutes les collectivités territoriales, environ tous les 10 ans.

Ce contrôle qui s'est déroulé sur plusieurs mois a demandé beaucoup de travail à nos services pour fournir toutes les informations nécessaires à la Chambre. Je veux ici les remercier pour leur professionnalisme qui a permis à ce contrôle de se dérouler dans les meilleures conditions. Le rapport d'observation a été présenté en comité syndical le 10 octobre 2023.

C'est un moment important, car au-delà de nos rapports d'activités annuels, il se traduit par un document particulièrement intéressant qui donne en effet une photographie précise des activités du syndicat sur une plus longue période. Les conclusions très favorables de ce rapport sur la gestion de territoire d'énergie-SDED nous ont permis concrètement de répondre à quelques recommandations de la Chambre.

Ceci nous a conforté dans notre démarche d'élaboration d'un plan stratégique pour donner un cap à la deuxième partie du mandat. Un projet ambitieux et réaliste pour répondre aux attentes et aux besoins des territoires. Ce sera notre feuille de route qui guidera nos actions.

Enfin, même s'il est intervenu il y a que quelques semaines seulement, il m'était impossible de ne pas dire un mot sur l'anniversaire des 60 ans de notre syndicat, célébré le 9 avril dernier. Nous étions près de 400 pour marquer cet événement énergétique drômois. Merci à toutes et tous de votre présence si nombreuse. Avec mon exécutif et l'ensemble du personnel nous y voyons un signe fort de l'importance et la reconnaissance que vous portez à territoire d'énergie Drôme-SDED et nous encourage à aller encore plus loin ensemble.

Nathalie NIESON
Présidente
Maire de Bourg de Péage

ORGANES DÉLIBÉRANTS

5

RÉUNIONS DU BUREAU

Le bureau syndical agit dans le cadre des délégations qui lui ont été confiées par le Comité Syndical. Le Bureau syndical comprend actuellement 32 membres désignés par le Comité. Il approuve notamment les programmes annuels de travaux du Syndicat dans le respect des règlements et dans la limite des crédits inscrits au budget. Le Bureau contribue à la réflexion prospective. Il conçoit collégalement et propose au Comité les actions nouvelles à mettre en place pour satisfaire les besoins exprimés par les communes adhérentes, en fonction de l'évolution des moyens financiers du SDED.

Le bureau est composé des membres de l'exécutif ainsi que des délégués suivants :

Claude AURIAS (LORIOLE), François BELLIER (Valence Romans Agglo), Sébastien BERNARD (BUIS-LES-BARONNIES), Louis CLAPPIER (GENISSIEUX), Gaël BRESCIANI (MERCUROL-VEAUNES), Noak CARRAU (DIOIS), Stéphane PLANTA (CHABEUIL), Gérard ESCOFFIER (Arche Agglo), Aurélien FERLAY (Porte de DrômArdèche), Robert GIVAUDAN (Enclave des Papes Pays de Grignan), Ludovic LACROIX (SAINT-SORLIN EN VALLOIRE), Claude LOVERINI (SAINT-PAUL TROIS CHATEAUX), Gérard ORIOL (SAINT-RAMBERT D'ALBON), Patrick REYNAUD (CHATEAUNEUF SUR ISERE), Frédéric ROUX (VAISON VENTOUX), Henri VARACCA (MONTELIER) et Jean-Luc ZANON (MONTELIAR Agglo).

4

RÉUNIONS DU COMITÉ SYNDICAL

Cette assemblée délibérative réunit tous les délégués désignés ou élus pour représenter les communes. 4 comités sont organisés par an, à tour de rôle dans une commune des 4 circonscriptions de la Drôme. Les décisions importantes du Comité syndical marquent les temps forts de la vie du Syndicat : approbation des statuts et du règlement intérieur, fixation des règlements d'intervention du SDED, votes des budgets et des comptes administratifs, délégation de la distribution publique d'électricité, les rapports sur les ressources humaines, les comptes rendus d'activités annuels des concessionnaires, ...

Le Comité issu du renouvellement général des conseils municipaux de mars 2020 compte 108 délégués titulaires et 108 suppléants. La représentation de l'ensemble des communes de la Drôme (à ce jour 363) se fait à travers 2 groupes électoraux :

Les représentants des communes de moins de 2 000 habitants : 12 territoires d'énergie.

Ces communes sont regroupées au sein de collèges dont le périmètre du territoire concerné est celui de leur intercommunalité.

Les représentants des communes de 2 000 habitants et plus.

Chaque commune désigne par délibération ses délégués au comité syndical en fonction de sa population .

L'EXECUTIF

Présidente

Nathalie NIESON
Maire de Bourg de Péage



13 Vice-président(e)s :



Robert ARNAUD
(territoire Val de Drôme)
Conseiller municipal de GRANE
Mobilité décarbonnée



Sébastien CHOUPAS
Conseiller municipal de AOUSTE SUR SYE
Distribution de gaz et prospective



Jean ASTORGA
Conseiller municipal de CHATEAUNEUF DU RHONE
Eclairage public et télécommunications



Pierre-Louis FILLET
(territoire Royans Vercors) Maire de SAINT-JULIEN-EN-VERCORS
Transition énergétique, relations intercommunalités et territoires



Alain GALLU
Maire de PIERRELATTE
Communication



Alain GENTHON
Conseiller municipal de ANNEYRON
Administration générale, achat public et groupements d'achat



Anne PERRIN
(territoire Arche Agglo)
Conseillère municipale de LARNAGE
Expérimentations, énergie et chaleurs renouvelables



Norbert PERRIN
(territoire Enclave des Papes Pays de Grignan) Maire de REAUVILLE
Finances



Eric PHELIPPEAU
Adjoint de MONTELIAR
Ressources humaines



Christelle RUYSSCHAERT
(territoire Baronnies Drôme Provençale) Maire de SAINT-SAUVEUR-GOUVERNEMENT
Formation des élus



Franck SOULLIGNAC
Adjoint de VALENCE
Distribution d'électricité et prospective



Yvon TILLOY
(territoire Dieulefit Bourdeaux)
Conseiller municipal de TEYSSIERES
Rénovation énergétique et qualité environnementale des bâtiments



Olivier TOURENNG
(territoire Diois) Maire de BOULC
Médiation, relations usagers et associations de consommateurs

2 REUNIONS TERRITORIALES

SUITE ET FIN DES RÉUNIONS TERRITORIALES ORGANISÉES SUR 2022-2023 (14 AU TOTAL)

2 réunions en 2023 : Porte DromArdèche et Montélimar Agglo

FORMATIONS DES ÉLUS

Dans le cadre de la formation des élus, une visite technique du centre Campus Transfo de RTE a été organisée jeudi 8 juin 2023.

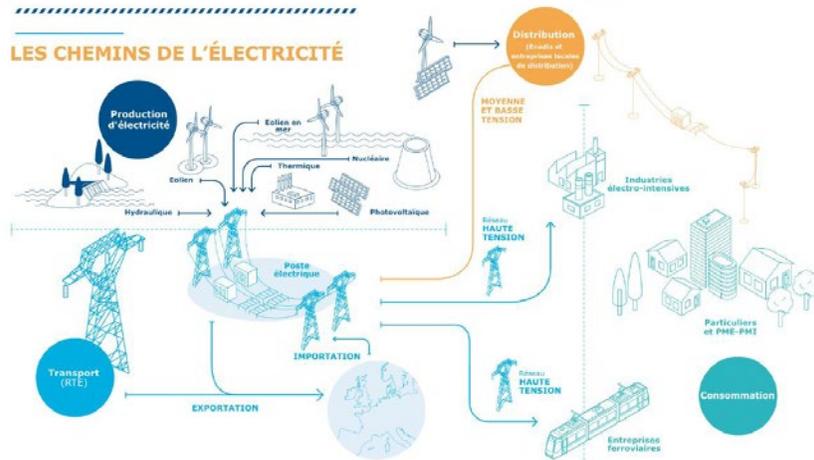
Campus Transfo est le plus grand campus européen dédié à la formation, l'expertise et à l'innovation dans le domaine du transport d'électricité

Télé-conduite, contrôle commande, dispatching, réseaux télécoms, comptage, matériels haute tension... ce campus réunit des plateformes pédagogiques répliquant tous les outils de gestion du système électrique. Une visite très enrichissante qui a permis de resserrer les liens entre territoire d'énergie Drôme-SDED autorité organisatrice de la distribution et le réseau de transport d'électricité dans notre région.



RTE, acteur clé du système électrique

LES CHEMINS DE L'ÉLECTRICITÉ



Rte Rencontre avec Territoire d'énergie Drôme - SDED - 08 Juin 2023

Le S3RENDR dans la Drôme

Le raccordement de 772 MW* d'Énergies Renouvelables (EnR) est envisagé à l'horizon 2030. Cela représente **10,9%** de la part d'EnR à raccorder d'ici 2030 en région AuRA.

74,5 M€ Investissements envisagés dans le cadre du Schéma pour renforcer des infrastructures existantes et/ou en créer de nouvelles.

- 10 adaptations de poste
- 3 créations de poste
- 2 créations de ligne



LES CAPACITÉS D'ACCUEIL DES ÉNERGIES RENOUVELABLES D'ICI 2030 SUR LE DÉPARTEMENT



* 1 mégawatt (MW) = 1 million de watts, c'est la puissance moyenne nécessaire pour alimenter 1 000 foyers en électricité.

- Réseau RTE
- Poste haute et très haute tension
 - Ligne haute et très haute tension
 - Poste de renforcement
 - Adaptation de poste électrique
 - Tronçon de création
 - Création d'un poste électrique
 - Création d'une ligne électrique souterraine

37

BILAN SOCIAL

Une année 2023 fortement marquée par :

La mise en place de la préparation du nouveau règlement régissant le **télétravail** :

Réunion entre cadres, avec tous les agents, arbitrages avec les élus. Une nouvelle organisation sera mise en place à compter du 1er janvier 2024.

- **Le contrôle de la Chambre Régionale des Comptes sur la période 20216-2022** a permis de confirmer les procédures mises en œuvre, la gestion maîtrisée des dépenses de personnel et la rigueur du suivi.

- **Un effort majeur en matière de recrutements** (9 sur 2022 et 5 sur 2023, dont 1 apprenti au SSI) sur les postes créés ou devenus vacants par suite des mutations des agents, des nouveaux projets et de l'accroissement d'activité de TE Drôme SDED au regard des attentes des communes de la Drôme ainsi que la valorisation de nos expertises et savoir-faire, et pour pallier les absences pour mise en disponibilité pour convenance personnelle d'agent titulaire, ou maladie.

- **Le « guide pour les nouveaux arrivants »** est actualisé pour accompagner les nouvelles recrues et leur faciliter leur intégration dans notre collectivité,

- En complément des entretiens annuels professionnels faits systématiquement et individuellement entre les agents et leur supérieur hiérarchique, **des « entretiens de carrière »** sont proposés par la Direction RH, avec les agents, en entretiens individuels, pour faire un point de situation dans leur carrière, leur projet statutaire et professionnel notamment.

- L'année est également remarquable avec de nombreuses évolutions statutaires en faveur des agents de TE Drôme SDED, avec un budget dédié à la formation en nette progression.

- Les conditions de mise en place du Télétravail ont été étudiées et négociées pour une mise en œuvre au 1er janvier 2024. Un nouvel outil de gestion des absences et des déclarations de frais professionnels a également été développé, plus convivial, plus réactif et adapté aux outils de communication internes.

Soyez informés, retrouvez toute l'info du SDED sur le site internet et les réseaux sociaux sur lesquels vous pouvez quotidiennement découvrir une nouvelle actualité.

te26.fr

Nous vous accompagnons

Montages de projets de A à Z

Des vidéos de présentation de nos métiers sont disponibles sur notre chaîne YouTube

BILAN SOCIAL

Masse salariale **2 810 091.39 euros**

EFFECTIF AU 31 DECEMBRE 2023

45 personnes dont 13 contractuels, 1 CDI et 2 agents titulaires en disponibilité.+ 2 apprentis



REPARTITION DES AGENTS PAR SEXE

Activité principale répartition par sexe	Hommes	Femmes	Total
Direction Générale	1	2	3
Direction Ressources - Projets stratégiques	3	2	5
Direction Services Techniques	18	10	28
Direction Finances Juridique et Concessions	1	6	7
Direction Communication et Antenne Nyons	1	0	1
Cabinet	0	1	1
Total	24	21	45

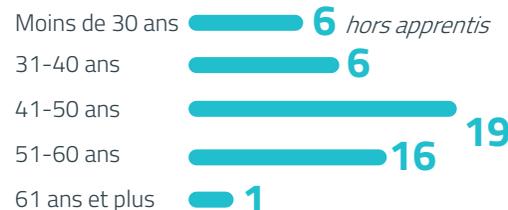
REPARTITION DES AGENTS PAR DIRECTION

Désignation	Année 2023
Direction Générale	3
Direction Ressources - Projets stratégiques	5
Direction Services Techniques	28
Direction Finances Juridique et Concessions	7
Direction Communication et Antenne Nyons	1 (+2 comptabilisés Dir. services tech)
Cabinet	1
Total	45

REPARTITION DE L'EFFECTIF PAR TRANCHE D'AGE



moyenne d'âge
46 ans



REPARTITION DU TEMPS DE TRAVAIL

Temps partiel sur autorisation	Hommes	Femmes	Taux
Catégorie A	0	1	90%
Catégorie B	1	1	90%
Catégorie C	0	2	80%
Catégorie C	0	3	80%
Catégorie C	0	1	90%
Total	1	8	

Les 36 autres agents tous statuts confondus travaillent à 100 %.

EVOLUTION STATUTAIRE DES AGENTS

Situation antérieure	Nouvelle situation
Agent contractuel	Suite réussite au concours de Technicien de la FPT, Nomination stagiaire de la FPT au 01/03/2023

AVANCEMENTS DE GRADE

Situation antérieure	Nouvelle situation
1 agent Ingénieur principal 1e classe	Ingénieur hors classe au 01/09/2023
1 agent Technicien	Technicien principal 2e classe au 18/08/2023
1 agent Adjoint Administratif principal 2e classe	Adjoint Administratif principal 1e classe au 01/01/2023
1 agent Adjoint Technique principal 2e classe	Adjoint Technique principal 1e classe au 03/10/2023
1 agent Administratif territorial	Adjoint Administratif principal 2e classe au 01/12/2023, suite réussite à l'examen professionnel
1 agent Adjoint technique territorial	Adjoint Technique principal 2e classe au 01/09/2023

ABSENCES

ARRÊTS	jours ouvrables	jours ouvrés
maladie ordinaire	410	275
Grave Maladie	78	55
Congés maternité	104	72
Congés paternité	49	35

ARRIVÉES

- **Direction des Services techniques**
Service Eclairage public :
 → Grégory BARD, technicien, recruté par voie contractuelle, au 10/01/2023, Cat B
Service « Réseaux- Urbanisme- Mobilité :
 → Maurinne TESQUET, technicienne Réseaux, recrutée par voie contractuelle, au 14/02/2023, Cat B
 → Damien BOUDET, technicien Réseaux, recruté par voie contractuelle au 21/08/2023, Cat B
- **Direction Ressources, Projets stratégiques**
Apprentissage :
 → Burhan GUMUS, le 01/10/2023, apprenti en 2e année BTS Technicien Informatique Support au service des Systèmes d'Information – Direction Ressources.

DÉPARTS

Disponibilité pour convenances personnelles :

→ Laëticia SAVEL, Direction des Services Techniques/ Service Réseaux, mobilité, urbanisme, en disponibilité à compter du 01/03/2023

Démission de la FPT :

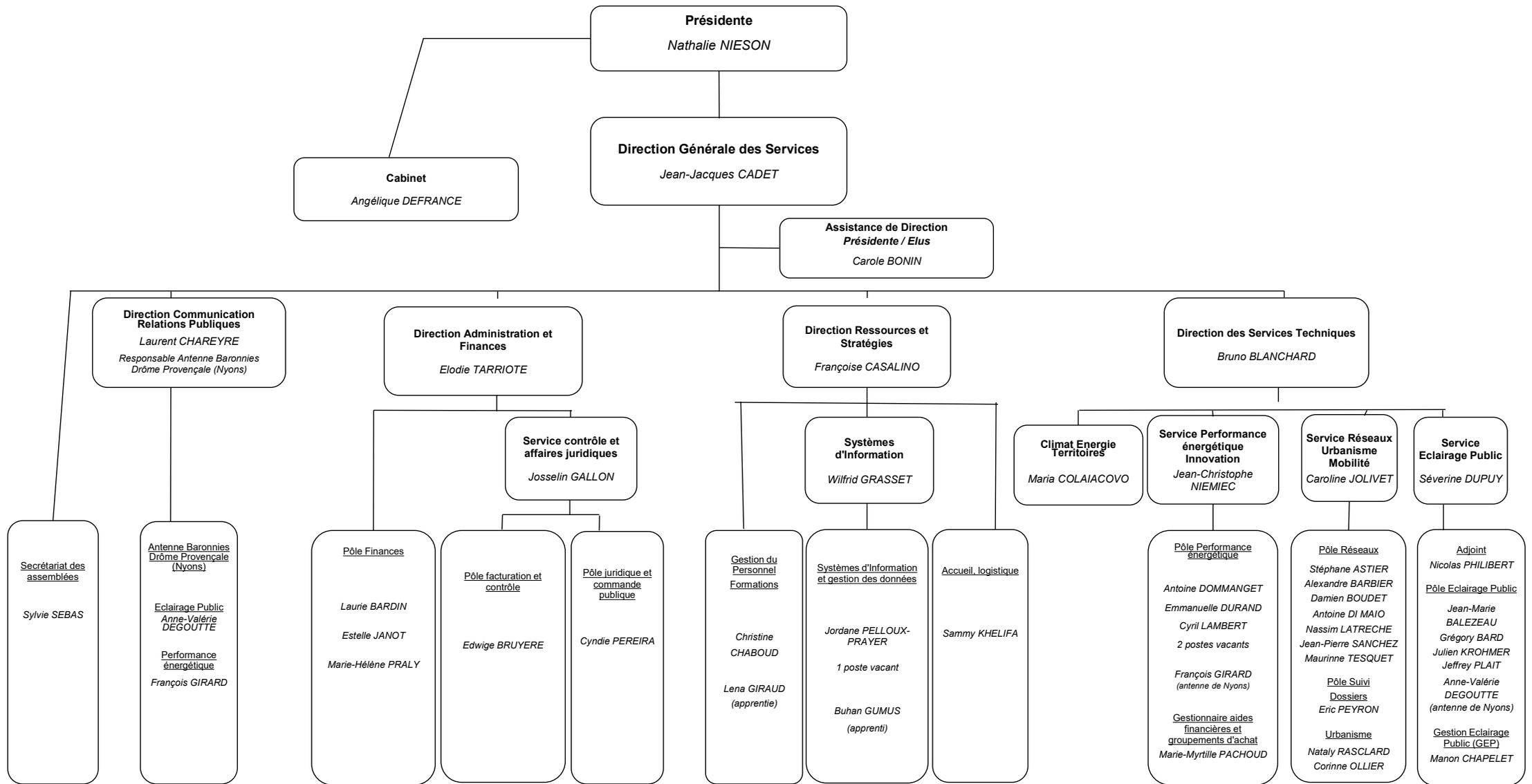
→ Myriam DARDARD, Direction des Services Techniques/ Service Performance énergétique, radiée des effectifs et de la Fonction publique territoriale à compter du 22/02/2023

FORMATIONS

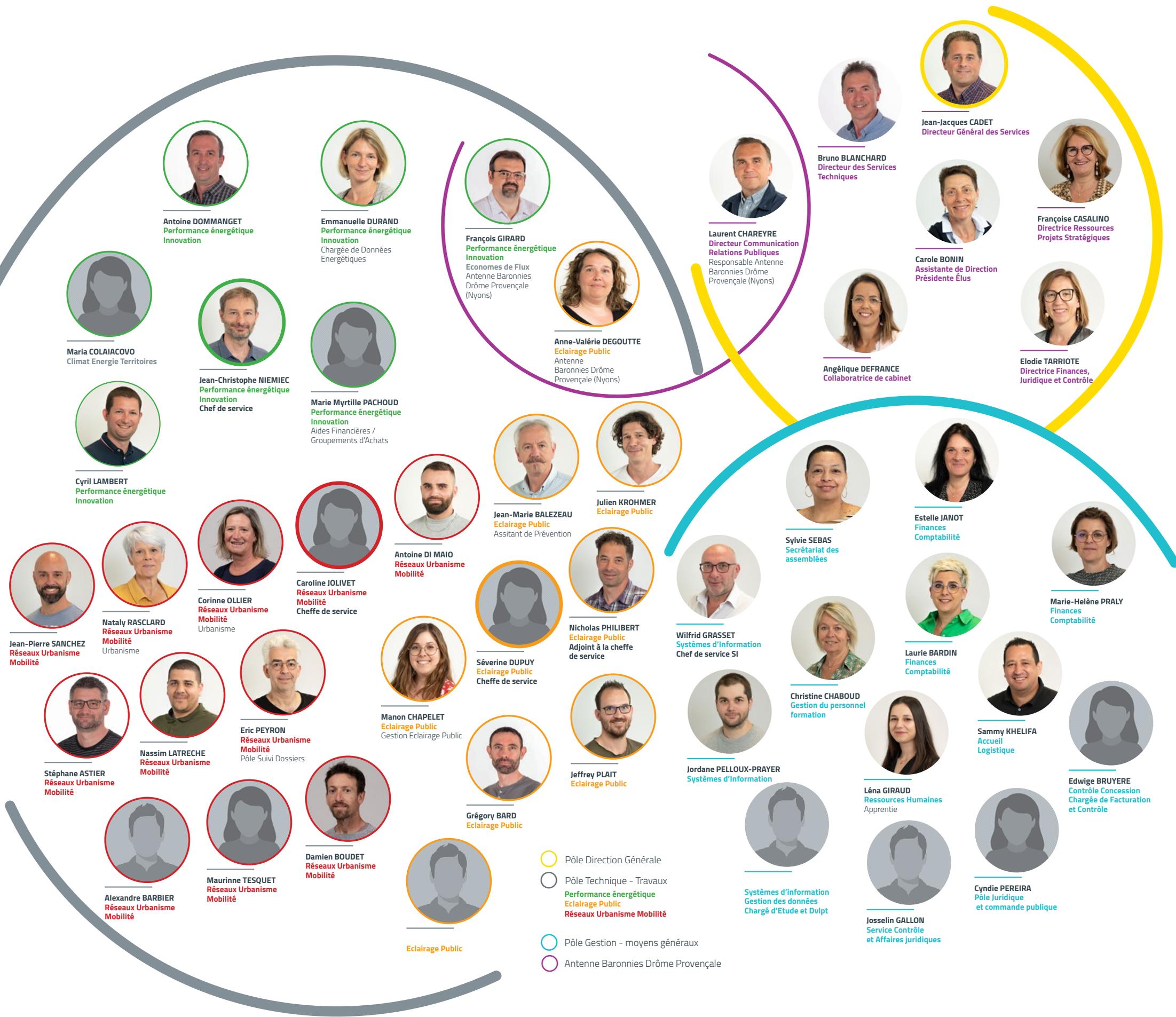
Nombre d'agents ayant suivi une formation	32 agents
Total de jours de formation	161,3 jours
Formation de professionnalisation	29 agents 102,3 jours
Formation d'intégration	1 agents 10 jours
Perfectionnement	1 agents 2 jours
Certification SST	3 agents 4 jours
Perfectionnement des connaissances	1 agents 33 jours
Formation / Habilitation	10 agents 10 jours

Budget annuel versé aux organismes de formation, hors CNFPT et hors dépenses logistiques (frais de déplacements, hôtels, repas, etc..) : **20 460.70 euros**

À compter du 1^{er} septembre
2023



TROMBINOSCOPE



Antoine DOMMANGET
Performance énergétique
Innovation



Emmanuelle DURAND
Performance énergétique
Innovation
Chargée de Données
Énergétiques



François GIRARD
Performance énergétique
Innovation
Economies de Flux
Antenne Baronnies
Drôme Provençale
(Nyons)



Laurent CHAREYRE
Directeur Communication
Relations Publiques
Responsable Antenne
Baronnies Drôme
Provençale (Nyons)



Jean-Jacques CADET
Directeur Général des Services



Françoise CASALINO
Directrice Ressources
Projets Stratégiques



Carole BONIN
Assistante de Direction
Présidente Élus



Elodie TARRIOTE
Directrice Finances,
Juridique et Contrôle



Maria COLAIACOVO
Climat Energie Territoires



Jean-Christophe NIEMIEC
Performance énergétique
Innovation
Chef de service



Marie Myrtille PACHOUD
Performance énergétique
Innovation
Aides Financières /
Groupements d'Achats



Anne-Valérie DEGOUTTE
Eclairage Public
Antenne
Baronnies Drôme
Provençale (Nyons)



Angélique DEFRANCE
Collaboratrice de cabinet



Cyril LAMBERT
Performance énergétique
Innovation



Jean-Marie BALEZEAU
Eclairage Public
Assitant de Prévention



Julien KROHMER
Eclairage Public



Sylvie SEBAS
Secrétariat des
assemblées



Estelle JANOT
Finances
Comptabilité



Antoine DI MAIO
Réseaux Urbanisme
Mobilité



Jean-Pierre SANCHEZ
Réseaux Urbanisme
Mobilité



Corinne OLLIER
Réseaux Urbanisme
Mobilité
Urbanisme



Caroline JOLIVET
Réseaux Urbanisme
Mobilité
Cheffe de service



Nicholas PHILIBERT
Eclairage Public
Adjoint à la cheffe
de service



Wilfrid GRASSET
Systèmes d'Information
Chef de service SI



Laurie BARDIN
Finances
Comptabilité



Marie-Hélène PRALY
Finances
Comptabilité



Eric PEYRON
Réseaux Urbanisme
Mobilité
Pôle Suivi Dossiers



Manon CHAPELET
Eclairage Public
Gestion Eclairage Public



Séverine DUPUY
Eclairage Public
Cheffe de service



Jeffrey PLAIT
Eclairage Public



Jordane PELLOUX-PRAYER
Systèmes d'Information



Christine CHABOUD
Gestion du personnel
formation



Léna GIRAUD
Ressources Humaines
Apprentie



Sammy KHELIFA
Accueil
Logistique



Stéphane ASTIER
Réseaux Urbanisme
Mobilité



Nassim LATRECHE
Réseaux Urbanisme
Mobilité



Damien BOUDET
Réseaux Urbanisme
Mobilité



Grégory BARD
Eclairage Public



Alexandre BARBIER
Réseaux Urbanisme
Mobilité



Maurinne TESQUET
Réseaux Urbanisme
Mobilité



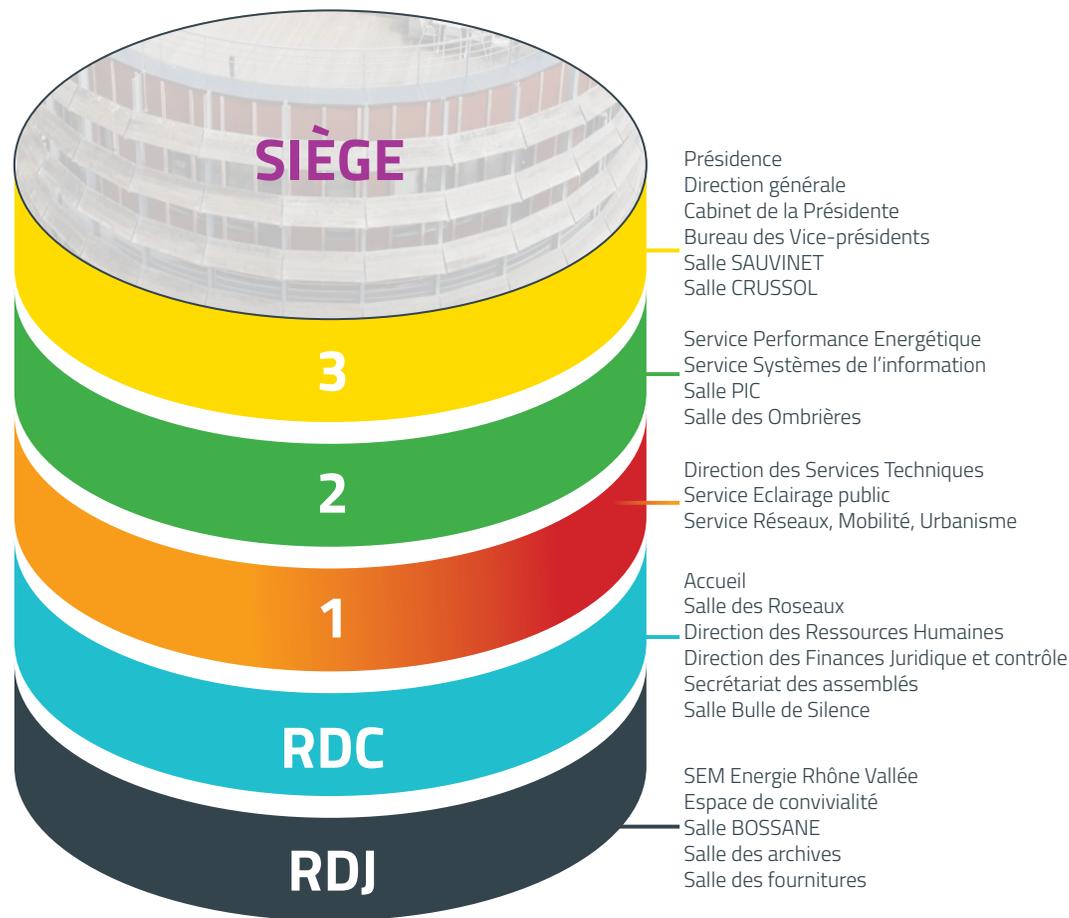
Josselin GALLON
Service Contrôle
et Affaires juridiques

- Pôle Direction Générale
- Pôle Technique - Travaux
- Performance énergétique
- Eclairage Public
- Réseaux Urbanisme Mobilité
- Pôle Gestion - moyens généraux
- Antenne Baronnies Drôme Provençale

Systèmes d'information
Gestion des données
Chargé d'Etude et Dvlp

Cyndie PEREIRA
Pôle Juridique
et commande publique

Edwige BRUYERE
Contrôle Concession
Chargée de Facturation
et Contrôle



- Pôle Direction Générale
- Pôle Gestion - moyens généraux
- Pôle Technique - Travaux
 - Performance énergétique
 - Eclairage Public
 - Réseaux Urbanisme Mobilité



LA SEM EN 2023 EN QUELQUES CHIFFRES

> Parcs en propre :

Centrales photovoltaïques 35 CA 348 k€ Puissance globale 1.47 MWc Energie produite en 2023 1 710 000 kWh = 1.71 GWh

Dernière centrale mise en service le 3 novembre : Châteauneuf de Vernoux bis 35.64 kWc installés pour une production annuelle estimée à 43 000 kWh

> Parcs en SPV : (Sociétés de projets)

Centrales photovoltaïques 3 (Montjoyer à 90 % ; Erôme-Gervans à 35 % ; Lavilledieu à 35 %) CA 768 k€ (Au prorata des prises de participation)

Puissance globale 8 MWc (Au prorata des prises de participation)

Energie produite en 2023 11.39 GWh (Au prorata des prises de participation)

> Cumul

Centrales photovoltaïques 38 en service sur le territoire 26/07

CA 1.12 Md'€ Puissance globale 9.47 MWc

Energie produite en 2023 13.1 GWh Soit l'équivalent de la consommation de presque 5900 personnes

APERÇU DU DÉVELOPPEMENT (DANS LA DRÔME)

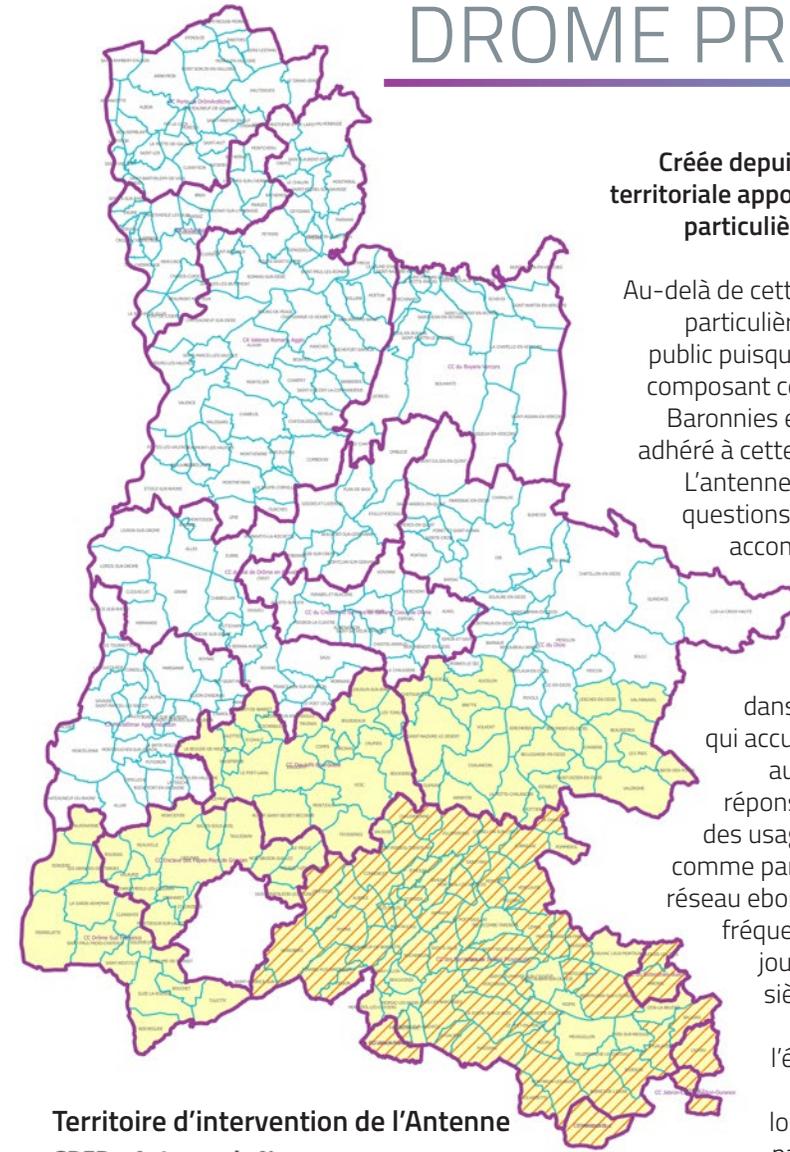
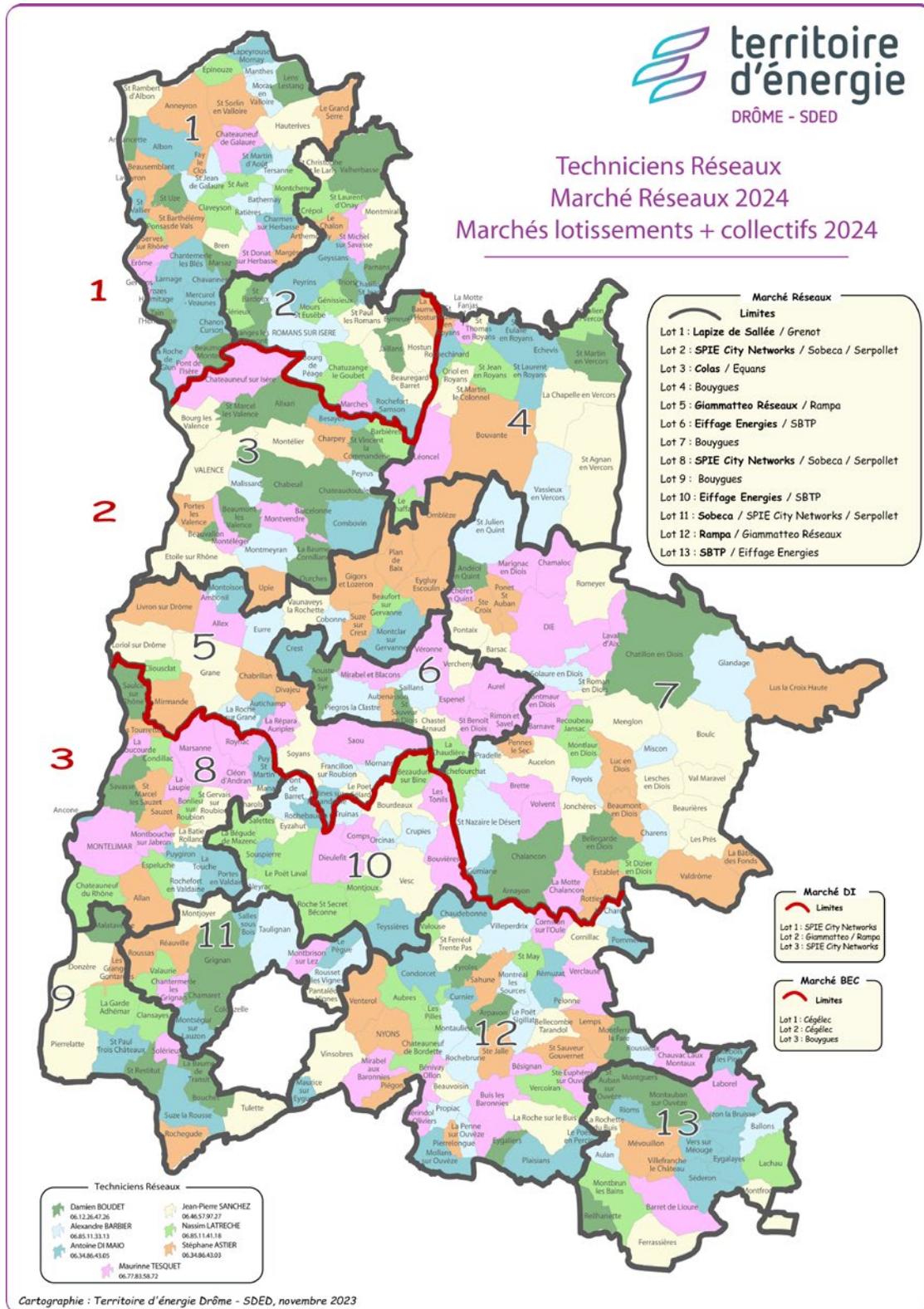
- > Espeluche EDF Renouvelables - 12 MWc
- > Montmeyran Giammatteo - 2,2 MWc
- > Arche Agglo Solarisation - toitures et parkings publics
- > Colonzelle : Parc photovoltaïque - 1,7 MWc
- > Crest : Station biogaz - 2,2 MWc
- > Albon : Salle des fêtes/parking - 500 kWc



contact@energiehonevallee.com

www.energiehonevallee.com

04 75 55 28 98



Créée depuis septembre 2017 cette antenne territoriale apporte de la proximité à un territoire particulièrement éloigné de notre siège de Rovaltain TGV.

Au-delà de cette volonté, elle répond à un besoin particulièrement fort en matière d'éclairage public puisque la quasi-totalité des communes composant ce territoire de la communauté des Baronies en Drôme Provençale (CCBDP) ont adhéré à cette compétence, soit 59 communes. L'antenne est également spécialisée sur les questions de performance énergétique. Elle accompagne les élus dans leurs projets de travaux pour économiser l'énergie dans leurs bâtiments publics. Une compétence qui connaît un essor très important dans ce territoire rural. Cette antenne, qui accueille le public du lundi au vendredi aux heures de bureaux, apporte des réponses et informations aux questions des usagers du service public de l'énergie, comme par exemple les utilisateurs de notre réseau eborn pour véhicules électriques. Très fréquentée par les élus du territoire, elle joue le rôle de guichet en relayant au siège les sujets demandant d'autres expertises comme en particulier l'électrification rurale. L'antenne est basée à Nyons, dans des locaux loués à la CCBDP dans le cadre d'un partenariat. Elle est composée de 3 personnes à temps plein.

Activité de l'Antenne en 2023 :

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

64 communes accompagnées sur les dispositifs d'économies d'énergie pour **119 dossiers**.

6256 points lumineux.

TE.Sded
Antenne
Baronnies - Drôme Provençale

CONTACT :
ZA Les Laurons - 26 110 NYONS
Tél. 04 75 26 97 75
antenne@sded.org

PATRIMOINE

ELECTRICITÉ

- Chiffre d'affaires : **143 M€**
- Patrimoine : **1 203 M€**
(Valeur brute d'actifs)
- **322 425** utilisateurs
- **8 800** postes de transformation
- **17 483 km** de lignes électriques
- **3 258 GWh** consommés



GAZ NATUREL (tous contrats)

- Chiffre d'affaires : **24,2 M€**
- Patrimoine : **197 M€**
(Valeur brute d'actifs)
- **81 872** clients
- **1 800 km** de canalisations
- **1 882 GWh** consommés



12 conventions de partenariat avec
les Intercommunalités et les Parcs Naturels Régionaux

821 DOSSIERS DE TRAVAUX

363 EN ÉLECTRIFICATION RURALE

- 163 raccordements - 5 347 167 € TTC
- 108 renforcements - 9 540 152 € TTC
- 27 dessertes intérieures - 1 194 002 € TTC
- 65 branchements collectifs - 1 643 862 € TTC

➤ 17 725 183 € TTC

94 EN EFFACEMENT

- 14 programmes Enedis (Article 8) - 1 983 346 € TTC
- 37 programmes Face C + SDED - 4 545 849 € TTC
- 43 Telecom - 1 750 677 € TTC

➤ 8 279 872 € TTC

211 EN ÉCLAIRAGE PUBLIC

➤ 2 663 453 € TTC

153 EN RÉNOVATION ÉNERGÉTIQUE

➤ 1 225 000 € TTC



POUR UN TOTAL DE **29 893 508 €** TTC D'INVESTISSEMENTS POUR
L'AMÉNAGEMENT DU TERRITOIRE ET LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE



C'est en début d'année 2023 que l' Association des maires de France a désigné notre présidente Nathalie Nieson, pour la représenter au Conseil Supérieur de l'Énergie (CSE). Qu'est-ce que le Conseil supérieur de l'énergie? Il s'agit d'une instance consultative créée en 2006 pour assurer un dialogue régulier et une association étroite des principales parties prenantes du secteur de l'énergie dans la construction de la politique énergétique du Gouvernement. Son implication sur les enjeux énergétiques dans nos collectivités permet d'apporter à cette instance les réalités des territoires.



Dans le cadre d'un déplacement exceptionnel en Drôme-Ardèche le 3 février la présidente d'Enedis Marianne Laigneau présentait à Montéléger le bilan des travaux de reconstruction suite à la crise neige 2019. Occasion de mettre l'accent sur 3 points essentiels :

- Proximité
- Faire de l'adversité une opportunité
- Se projeter dans l'avenir pour répondre aux défis de demain.

Et à situation exceptionnelle moyens exceptionnels avec 2,5M€ de travaux spécifiques qui sont venus compléter les 20M€ de travaux annuels sur les réseaux en maîtrise d'ouvrage du syndicat pour améliorer la qualité et fiabilité des réseaux



Un classique "Avant/ Après" particulièrement impressionnant avec ce chantier de rénovation énergétique à Suze. Au RDC. création d'une salle multi-activités attenante à l'école et à l'étage un logement communal Des travaux soutenus techniquement et financièrement par Territoire d'énergie Drôme-SDED



Le 25 avril : une des réunions du COPIL de l'achat groupé d'électricité en visio conférence pour la fourniture des bâtiments publics 2024-2025. Objectif : élaborer collectivement une stratégie d'achat pour servir au mieux les intérêts de nos 150 collectivités adhérentes au groupement électricité et gaz.



Le Diois ? On y croit ! Rencontre avec les élus pour faire le point sur des dossiers :

- À Ponet-et-St-Auban avec un accompagnement aides en performance énergétique pour l'isolation de la mairie
- À Marignac-en-Diois pour parler éclairage public notamment du plan Avenir Montagne
- À Laval d'Aix pour un projet d'effacement des réseaux électriques



Tristesse au Comité Syndical de juin à Chabeuil avec un moment de recueillement en la mémoire de notre ancien 1er Vice-président Alain Fabre qui fut un élu particulièrement engagé et fidèle au SDED et dans sa ville de Pierrelatte dont il a été 1er adjoint.

JANVIER

FÉVRIER

MARS

AVRIL

MAI

JUIN

363 COMMUNES

JUILLET

AOÛT

SEPTEMBRE

OCTOBRE

NOVEMBRE

DECEMBRE



Outil de concertation, la réunion publique avant d'importants travaux permet de présenter le déroulement du chantier et ses contraintes mais aussi d'écouter les points de vue et les besoins des habitants. C'est un exercice auquel se prêtent souvent les Maires et Territoire d'énergie SDED y participe toujours avec intérêt. Le 20 juillet c'est à Taulignan que le Maire organisait une rencontre avec les riverains d'un important chantier de rénovation de la route de Nyons sur lequel nous intervenons pour l'enfouissement des lignes électriques et télécom.



Fin août, la rentrée des classes approche... et pour une année scolaire dans les meilleures conditions de confort pour nos enfants tout en maîtrisant les consommations d'énergies Territoire d'énergie SDED accompagne techniquement et financièrement les communes dans la rénovation énergétique de leurs bâtiments publics, notamment les écoles.



Instance de dialogue et de consultation, la CCSPL (Commission Consultative des Services Publics Locaux) de Territoire d'énergie SDED s'est tenue le 27 septembre en présence d'élus et de membres des associations représentant les usagers. A l'ordre du jour la présentation des CRAC (Compte Rendu d'Activité) de Concession 2022 par les 3 concessionnaires Enedis, EDF et Grdf.

Fidèles au RDV des Maires et Présidents d'intercommunalités de la Drôme : beaucoup d'élus et partenaires sur notre stand au salon du congrès à Valence et visite du Ministre des relations avec le Parlement Franck Riester.



Réunion exceptionnelle de l'exécutif le 7 novembre pour une réflexion à mi-mandat sur les orientations stratégiques cohérentes avec notre histoire, nos valeurs, et les enjeux énergétiques locaux et nationaux. En clair, une feuille de route qui guidera nos actions à court et moyen terme pour les communes et intercommunalités mais aussi les consommateurs d'énergie dans notre département.

"Sous le soleil exactement" Une inauguration de réfection de l'éclairage public pas comme les autres à Chateauneuf de Bordette avec une solution 100% solaire. S'il ne s'agissait pas de la 1ère installation de lampadaires solaire, c'est en revanche le 1er village de la Drôme à s'éclairer désormais uniquement grâce à une énergie 100% solaire. Des travaux qui ont bénéficié d'une aide financière du Territoire D'énergie SDED et du programme gouvernemental « Fonds vert ».



UNE MOBILITÉ DÉCARBONNÉE AVEC DE L'ÉLECTRICITÉ 100% VERTE

1 325 bornes de recharge au compteur en fin d'année 2023

Le réseau eborn a été créé en 2015 à l'initiative de territoire d'énergie Drôme-SDED et nos homologues des Hautes-Alpes, Ardèche, Isère et Haute-Savoie, afin de déployer un seul et même service de recharge pour les véhicules électriques et hybrides rechargeables. Six autres syndicats d'énergie ont depuis rejoint les membres fondateurs, il s'agit des syndicats des départements de l'Allier, Alpes de Haute Provence, Loire, Haute Loire, Savoie et Var.

En mars 2020, le groupement de syndicats a confié la gestion et le développement du réseau pour une durée de 8 ans, au travers d'un contrat de Délégation de Service Public.

L'implantation des bornes est équilibrée entre zones rurales et urbaines, avec un objectif de maillage ne dépassant pas les 30km en tout point du réseau, offrant ainsi une qualité de service optimale.

Le réseau eborn est le plus grand réseau de recharge du Sud-Est, tant en termes de maillage territorial qu'en nombre de points de charge proposé au public.

En 2023, le réseau eborn s'est enrichi de 109 nouvelles bornes, et a lancé des programmes de modernisation et fiabilisation de certains modèles de bornes. Dans la Drôme le réseau compte 141 bornes.

Nos bornes sont alimentées en électricité par le fournisseur ENERGIE D'ICI marque de l'Union des Producteurs Locaux d'Electricité qui regroupe des producteurs indépendants d'énergie renouvelable ayant pour but de rapprocher la production de l'électricité des consommateurs finaux.

L'offre ENERGIE D'ICI intègre de l'électricité renouvelable provenant de ses producteurs associés, en achat direct, à la fois d'actifs éoliens, photovoltaïques, hydrauliques et biomasses.

En 2023, le réseau eborn a délivré un total de **11 143,07 MWh** d'énergie, enregistrant une augmentation de 34% par rapport à l'année précédente, où 8 291,141 MWh avait été fournis. Cela a donc permis aux utilisateurs du réseau eborn d'économiser l'équivalent de **13 000 251 kg eq CO2**. Cela représente l'équivalent d'une distance totale de **78 001 507 km**.

En 2023, pour le mode d'accès à la recharge par badge, environ 67 000 utilisateurs (badges) différents se sont rechargés sur le réseau. Soit une augmentation de 40% du nombre d'utilisateurs différents enregistré par rapport à 2022.

Depuis 2022, environ 20% du taux d'occupation des bornes du réseau eborn est attribué au temps dit « post-charge », où les utilisateurs restent branchés alors que leur véhicule ne charge plus, rendant ainsi la borne inutilisable pour d'autres usagers.

Afin de remédier à ce problème, depuis le 17 juillet 2023, un coût de pénalité a été introduit pour les sessions de charge prolongées, appelé pénalité « post-charge ». Ce coût vise à dissuader les utilisateurs de bloquer l'accès aux bornes en pratiquant un stationnement post-charge. Le calcul du temps de post-charge est effectué à la minute près et varie en fonction du type de borne. Concrètement, lors d'une session de charge, une fois que le véhicule ne charge plus, l'utilisateur dispose de 30 minutes pour se débrancher et libérer la place. Au-delà de ce délai, le temps de post-charge est comptabilisé tant que l'utilisateur n'est pas venu se débrancher. Cependant, il est important de souligner que ce temps n'est pas compté entre 20h et 8h, période pendant laquelle la pénalité post-charge n'est pas appliquée.

L'objectif de cette mesure est de réduire le temps de post-charge et d'optimiser la rotation sur les bornes, assurant ainsi une meilleure disponibilité pour tous les usagers du réseau eborn.



Inauguration d'une 4e borne à Nyons



134



BORNES DE RECHARGES

DANS LA DRÔME AVEC NOTRE RESEAU EBORN

Vos bornes de recharge au cœur des territoires



Le réseau eborn, c'est



1300 bornes de recharge publiques accélérées et rapides



Un réseau maillé sur **11 départements**



Un service public de recharge, accessible **24/7** avec ou sans abonnement

Le pass eborn vous donne accès à



100 000 points de charge en Europe



Un **tarif préférentiel** sur le réseau eborn

A - LE SERVICE PUBLIC DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ

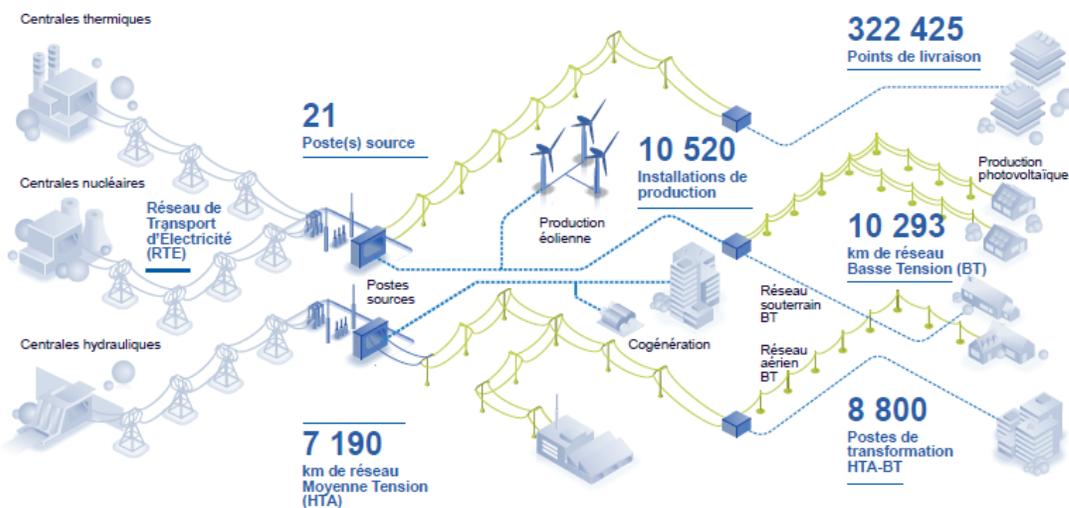
En électricité, le service public est scindé en deux composantes : la partie « distribution » est concédée à ENEDIS et la « fourniture » aux tarifs réglementés de vente (TRV) est déléguée à EDF Branche Commerce.

En tant qu'autorité organisatrice, Territoire d'Énergie Drôme - SDED se doit d'assurer le suivi et le contrôle de la bonne exécution de son contrat de concession. Aussi, le syndicat 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 Annuel du Concessionnaire (CRAC).

Une synthèse de cet audit est présentée ci-dessous pour les données de l'année 2022 contrôlées en 2023.

Le développement et l'exploitation du réseau public de distribution d'électricité en 2022

Le réseau public de distribution d'électricité



Source : ENEDIS – CRAC 2022

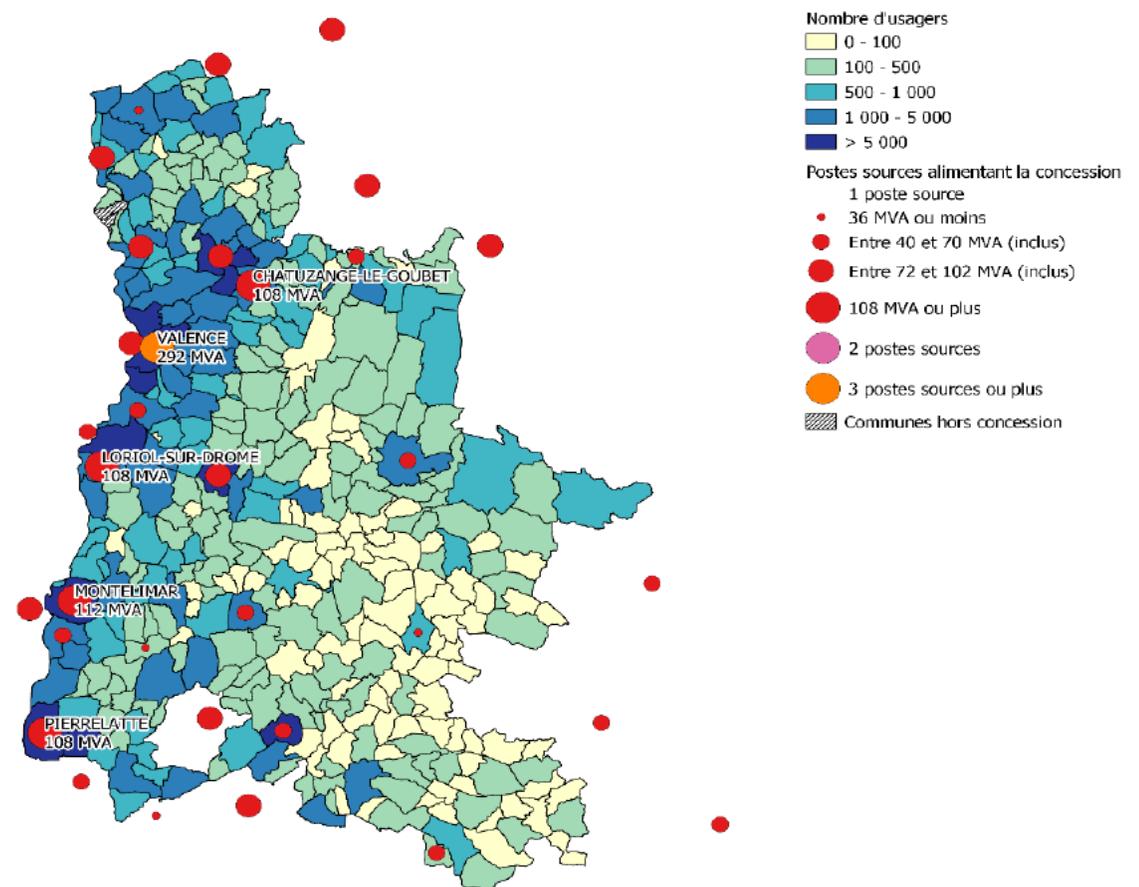
PREMIER AUDIT RÉALISÉ DANS LE CADRE DU NOUVEAU CONTRAT DE CONCESSION

Territoire d'énergie Drôme - SDED, EDF et Enedis ont signé le 22 décembre 2021, un nouveau contrat de concession d'une durée de 30 ans pour le service public de la distribution et de la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente, au service de toutes les communes de la Drôme et de ses habitants.

Ce nouveau contrat est entré en vigueur au 1er janvier 2022. Le contrôle de concession de l'exercice 2022, correspond donc au premier contrôle sous l'égide du nouveau contrat de concession.

1. Les chiffres clés des usagers de la concession

Alimentation électrique et répartition des usagers de la concession



La concession continue de suivre un rythme d'évolution à la hausse de son nombre d'usagers (+1,2%) pour atteindre **322 425** usagers en 2022.

La consommation électrique totale est en léger recul en 2022 avec **-0,1% par rapport à 2021** contrairement à ce qui peut être constaté par ailleurs (-3% au niveau national, à la suite d'un hiver moins rigoureux que le précédent, ainsi que les résultats de nombreuses campagnes de sobriété énergétique ciblées, alors que le système énergétique était sous tension – disponibilité réduite du parc nucléaire, sécurité d'approvisionnement de gaz naturel d'Europe de l'Est, etc.).

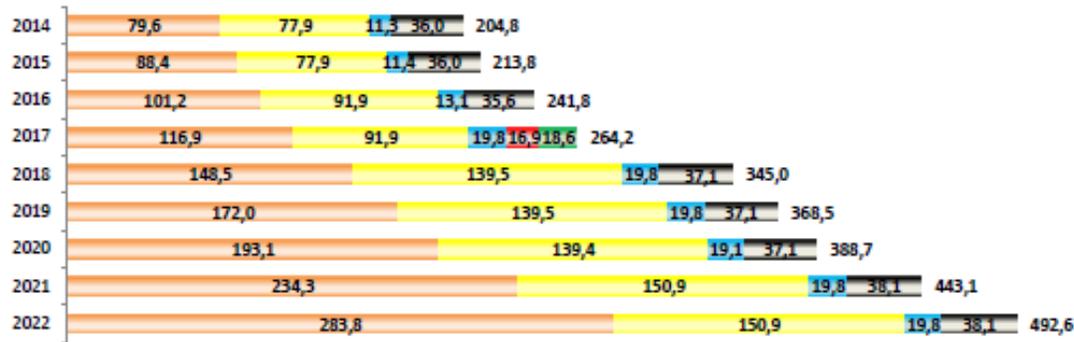
Les usagers C5 (utilisateurs basse tension ≤ 36 kVA) représentent **53% de cette consommation totale en 2022**, et les 490 usagers HTA, 34%.

La consommation moyenne d'électricité d'un usager BT<36 kVA de la concession est de 5,57 MWh/an. A titre informatif, la moyenne nationale calculée par le consultant externe de Territoire d'énergie Drôme – SDED, le cabinet AEC, est de 5,2 MWh/an (avec un minimum de 3,6 et un maximum de 6,7 MWh/an/us.). Les écarts sont très variables par département en fonction des taux de pénétrations et d'usages des autres énergies pour le chauffage (gaz, fioul, bois, réseau de chaleur, etc.)

Les producteurs (y compris les autoconsommateurs) représentent **10 520 installations, en forte augmentation en nombre (+23%) et en puissance (+11%)**. Les producteurs photovoltaïques représentent 99,3% du nombre d'installations raccordées au réseau de distribution (HTA ou BT) d'Enedis. La puissance totale s'établit à **493 MVA à fin 2022** selon la répartition suivante : 58% pour les installations photovoltaïques, 31% pour les installations éoliennes et 11% pour les « autres ».

LES DISTRIBUTIONS D'ÉNERGIE

Évolution des puissances des installations de productions
(en MVA)



NB : En fonction des exercices et des données secrétisées, les nombres d'installations et leurs puissances, pour les cogénérations et les biogaz/biomasse, sont présentées à part entière, ou alors confondues dans «Autres» dans les données d'ENEDIS.

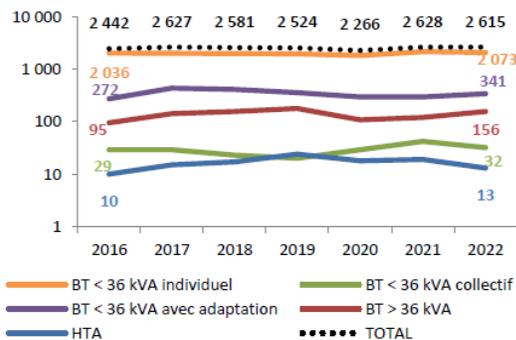
2. La qualité de service d'ENEDIS, en tant que gestionnaire du réseau de distribution

2.1 Les raccordements

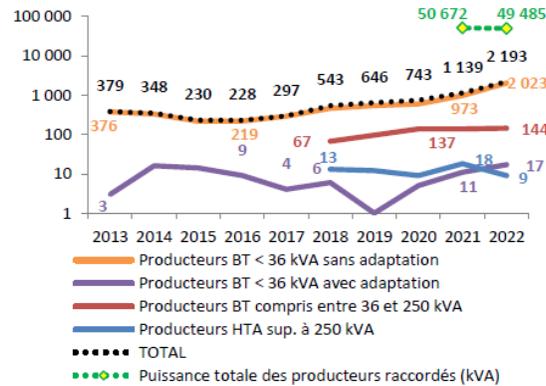
Le volume de raccordements en soutirage (tous segments confondus) est en léger recul en 2022 avec 2 615 raccordements réalisés, soit 13 de moins que l'année précédente.

Au contraire, la tendance est à la forte hausse pour les raccordements en injection avec +93% en 2022 et 2 193 nouvelles installations de productions raccordées au réseau (tous segments confondus). Enedis communique désormais la puissance cumulée des producteurs raccordés dans l'année. Cette dernière est quant à elle en léger recul entre 2021 et 2022 (-4%), passant de 51 MW à 49 MW, traduisant notamment la forte dynamique de raccordements BT (et moindre sur le HTA en 2022).

Évolution du nombre de raccordements (HTA et BT) en soutirage dans l'année

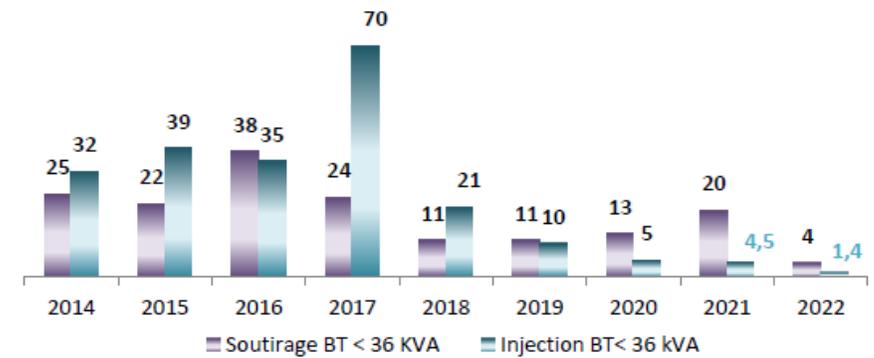


Évolution du nombre de raccordements en injection et de la puissance dans l'année



Les délais moyens de production d'un devis de raccordement en soutirage et en injection sont à nouveau en diminution entre les deux derniers exercices, avec 4 jours pour les soutirages et 1,4 jour pour les injections (pour les raccordements BT < 36 kVA sans adaptation).

Évolution du délai moyen de production d'un devis de raccordement sans adaptation (en jours)



Par ailleurs, Enedis a initié un Projet Industriel et Humain (PIH) national, sur la période 2020-2025 avec 8 engagements dont celui de diviser par deux le délai de raccordement des clients d'ici à 2022.

Toutefois, la liste détaillée des raccordements reste toujours inaccessible, afin de permettre à l'AODE d'auditer plus en détails cette activité.

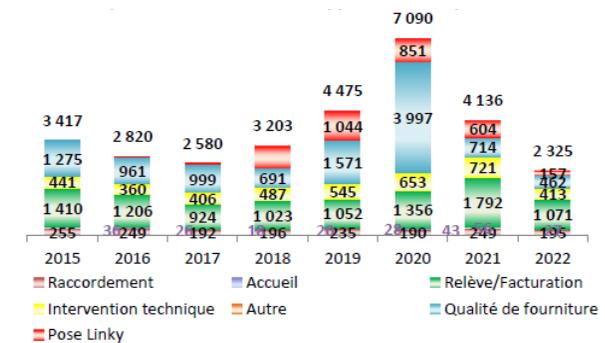
2.2 Les réclamations



Le nombre de réclamations des clients faites au distributeur est en forte diminution de -44% en 2022 (-1 811 réclamations) par rapport à l'exercice précédent, pour atteindre 2 325 réclamations, baisse principalement liée selon Enedis aux effets bénéfiques du compteur Linky (les clients équipés de nouveaux compteurs font 7 fois moins de réclamations que les clients équipés d'anciennes générations). La concession présente un ratio de réclamations par usager de 72 réclamations pour 10 000 usagers (le comparatif aux statistiques de l'année précédente d'AEC n'est pas possible compte tenu de cette variation soudaine).

Cette baisse des volumes des réclamations est visible sur toutes les catégories, de -74% pour la catégorie des compteurs Linky à -43% pour la catégorie « intervention technique ».

Évolution de la répartition des réclamations (écrites et orales) par item (1er niveau et instance d'appel confondus)



Les réponses aux réclamations sont visées sous 15 jours maximum depuis 2014. En 2022 ce taux de réponse dans les délais est de 97,0%, en amélioration de +0,9 point en un an. Depuis 2017, il faut préciser que cet indicateur prend en compte les réclamations relatives au déploiement des compteurs Linky.

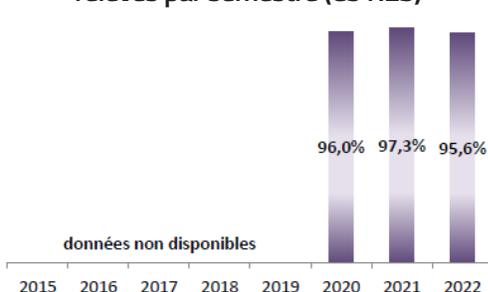
LES DISTRIBUTIONS D'ÉNERGIE

2.3 La relève des compteurs

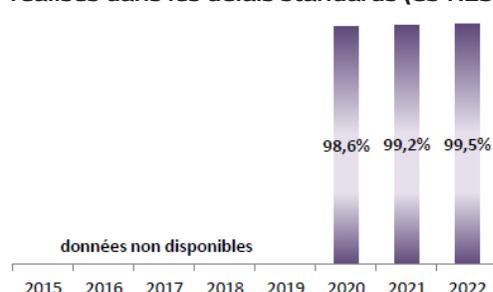
Les présentations de certains indicateurs ont été perturbées en 2019 et 2020 par le changement de Système d'Information d'Enedis et des normalisations des indicateurs de performance.

Deux nouveaux indicateurs relatifs aux consommateurs C5 résidentiels, adaptés au nouveau SI (système d'information) d'Enedis, ont été ajoutés en 2020. Ainsi, **le taux d'index électricité relevés et auto-relevés par semestre** s'établit à 95,6% en 2022 contre 97,3% en 2021. Concernant **le taux de changements de fournisseurs réalisés dans les délais standards**, il est en légère hausse en 2022 passant de 99,2% à 99,5%. Pour ces deux indicateurs, les comparaisons avec les années antérieures à 2020 ne sont pas possibles faute de données suffisantes.

Taux d'index électricité relevés et auto-relevés par semestre (C5 RES)*



Taux de changements de fournisseurs réalisés dans les délais standards (C5 RES)



*Hors auto-relevé des fournisseurs

A propos de la relève des usagers non équipés de compteurs Linky, (uniquement « pour les consommateurs qui malgré les diverses tentatives d'Enedis, continueraient à empêcher la pose du compteur Linky ») la Délibération de la CRE du 24 février 2022 précise :

« Au sein de la zone de desserte exclusive concédée à Enedis, lorsqu'un utilisateur raccordé au domaine BT≤36 kVA n'est pas équipé d'un compteur évolué et n'a pas mis à disposition d'index de consommation à Enedis depuis plus de 12 mois, à partir du 1er janvier 2022, une composante supplémentaire au titre du traitement tarifaire de la relève résiduelle lui est appliquée à partir du mois suivant ce délai de 12 mois, tous les deux mois, jusqu'à l'installation d'un compteur évolué. (...) Le montant de la composante au titre du traitement tarifaire de la relève résiduelle applicable du 1er janvier 2022 au 31 juillet 2022 est de 49,80 €/an, soit 8,30 € tous les deux mois. »

2.4 Les coupures pour impayés

L'année 2020, du fait de la crise sanitaire avait été très particulière, notamment car le gouvernement avait demandé aux fournisseurs de prolonger la trêve hivernale, ce qui avait fortement réduit la période possible pour réaliser des coupures pour impayés.

Depuis 2022, le fournisseur aux TRV, EDF, ne procède plus à des demandes de coupures pour impayés, mais à des réductions de puissance. Ainsi, les quantités de coupures faites par Enedis en 2022, sont uniquement pour le compte des fournisseurs alternatifs.

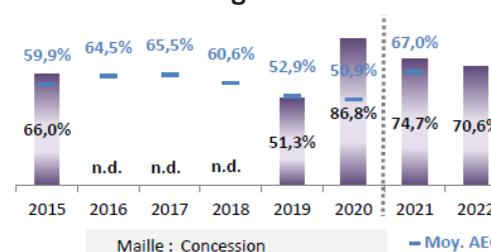
Selon les données d'Enedis, **le nombre de coupures effectives pour impayés** réalisées en tant que gestionnaire du réseau de distribution (GRD), et pour le compte de tous les fournisseurs, avait diminué de -40% en 2020 (année COVID) par rapport à 2019. En 2021, le volume de coupures effectives était de retour à la hausse avec +122%. Enfin, **ce volume a diminué de -51% en 2022 en conséquence de la fin de demandes de coupure par EDF.**

Jusqu'en 2020, **le taux d'interventions pour impayés dans les délais** du catalogue de prestations était celui du SI historique (DISCO) et concernait donc uniquement les usagers coupés pour impayés non équipés d'un compteurs Linky (24% des usagers en 2020), et pour lesquels Enedis devait envoyer un agent sur place.

Fin 2020, Enedis a terminé la migration de son ancien SI (DISCO) vers le nouvel SI appelé GINKO. Ainsi dans GINKO, sont désormais rassemblés tous les usagers qu'ils aient ou pas un compteur Linky (en 2021 et 2022, 10% des usagers n'avaient pas de Linky).

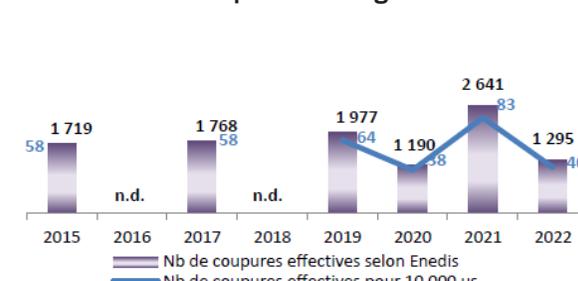
Avec les compteurs communicants, les coupures et réductions de puissance sont faites à distance par téléopération. Toutefois, Enedis maintient le déplacement chez l'utilisateur d'un agent en amont de la coupure (mais ce n'est pas le cas pour les réductions de puissance). En 2022, **le taux d'intervention pour impayés est en baisse de -4 points pour atteindre 71%.**

Evolution du taux d'intervention pour impayés dans les délais catalogues ou convenus pour les usagers C5*



*Le taux d'intervention pour impayés affiché concerne que l'ancien SI DISCO jusqu'en 2020 pour les compteurs "non Linky". A partir de 2021, la valeur indiquée concerne le SI GINKO pour tous les compteurs. Enedis ayant terminé la migration de ses 2 SI fin 2020.

Evolution du nombre de coupures effectives pour impayés réalisées par le distributeur pour les usagers C5**



**Jusqu'en 2020, le nombre de coupures effectives pour impayés est le cumul des valeurs des 2 SI d'Enedis: DISCO et GINKO. A partir de 2021, la valeur est issue de GINKO pour tous les compteurs.

Gestion des impayés

La publication de la loi « Brottes » a modifié les processus de gestion des impayés durant l'année 2013 : désormais plus aucun client ne peut être coupé durant la trêve hivernale du 1er novembre au 31 mars.

Durant cette période, en cas d'impayés, les clients non-protégés (les clients protégés étant ceux bénéficiaires d'une aide FSL ou du Chèque Energie) voient leur puissance réduite à 2 000 ou 3 000 W selon leur puissance souscrite ; et, pour les clients protégés, le processus est à l'arrêt jusqu'à la sortie de la trêve. Hors trêve hivernale, tous les usagers peuvent être coupés pour impayés, mais pour les clients protégés, les délais intermédiaires sont plus longs.

3. Les caractéristiques du patrimoine technique

3.1 Le réseau moyenne tension HTA et l'amont

Sur l'exercice 2022, 35 postes sources (PS) alimentent la concession (avec une puissance totale de 2 260 MVA) dont 21 sont situés sur la concession. La quantité de PS alimentant le territoire est stable depuis 4 ans. La puissance totale installée dans les PS est en léger recul entre 2021 et 2022 (-36 MVA).

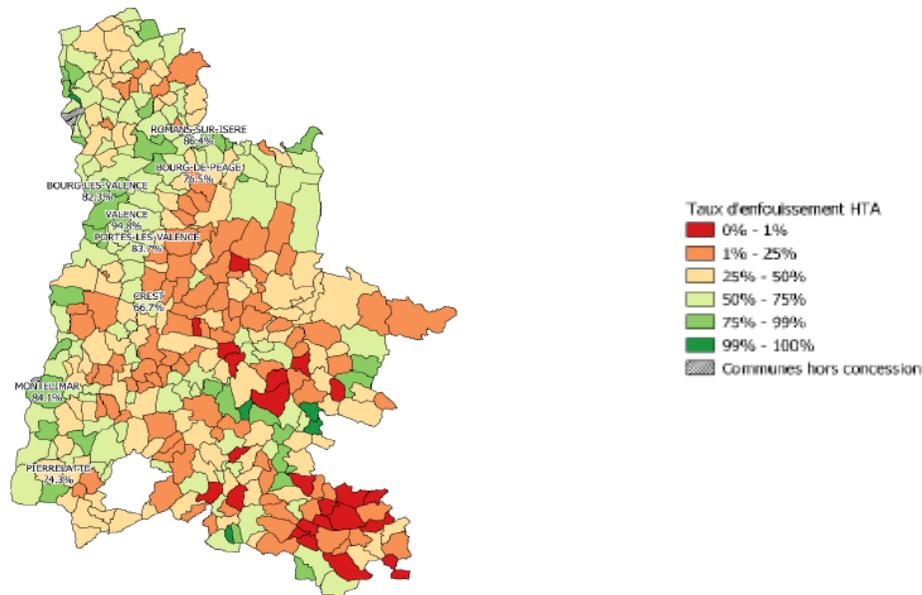
Ces postes sources alimentent les usagers de la concession via le réseau HTA d'une longueur totale de 7 190 km, qui a augmenté de +102 km en 2022 (soit +1,4%), une évolution supérieure à la moyenne des 10 exercices précédents de +74 km/an.



Le taux d'enfouissement HTA s'établit à 53,7%, à fin 2022. Ce taux dépasse de 2,4 points le taux national moyen de 51,3% (statistiques nationales à partir de l'Opendata Enedis à fin 2022). Considérant la densité d'usagers relativement faible sur le territoire de la concession (environ 45 usagers par kilomètre de réseau), le taux d'enfouissement de la concession se positionne au-dessus de la tendance nationale observée. Ce taux est en augmentation de +1,3 point par rapport à l'exercice 2021. Un rythme élevé pour ce territoire, puisque lors de la dernière décennie, le rythme était en moyenne de +1,2 point/an de taux d'enfouissement HTA.

LES DISTRIBUTIONS D'ÉNERGIE

Taux d'enfouissement des réseaux HTA par commune (par rapport au linéaire total HTA)



❓ Parmi les réseaux souterrains, la concession compte 178 km de Câbles à isolation Papier Imprégné (CPI), particulièrement incidentogènes notamment en cas de forte chaleur. Le taux associé s'élève à 2,5% et est relativement limité puisqu'il se situe légèrement en deçà de la moyenne à 2,7% constatée sur quarantaine d'AODE en 2021.

Sur la concession Enedis met en oeuvre depuis plusieurs années un programme de renouvellement des réseaux HTA. Ce programme priorise les besoins de renouvellement sur les départs HTA les plus incidentogènes.

Sur la concession, en 2022 et selon l'inventaire du concessionnaire à date, 60 communes au total sont concernées par la présence de CPI. Toutefois, 3 communes rassemblent 62% du total. Notamment, 29% des CPI sont situés à Valence (52 km), 21% à Romans sur Isère (37 km) et 12% à Pierrelatte (21 km).

Le linéaire total des CPI n'est toujours pas retranscrit dans le CRAC, s'agissant d'ouvrages ciblés prioritairement dans certains programmes, il devient indispensable que le CRAC en fasse état.

Selon le rythme annuel moyen de résorption des câbles CPI constaté depuis 2016 (-3 km/an, soit un total de -18 km en 6 ans), ces réseaux seraient entièrement traités à l'horizon 2082. En outre, le programme pluriannuel d'investissement (PPI 2022-2025) prévoit une résorption de -20 km de CPI en 4 ans. Les CPI ont été principalement mis en service entre les années 1960 et 1980. Il existe toutefois 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.

Au niveau national, Enedis vise à diminuer de 83% la longueur des réseaux souterrains HTA ancienne technologie à l'horizon 2035 (CPI). Pour cela, le distributeur a opté pour une approche à partir d'un Big Data afin de cibler les renouvellements de câbles selon leur probabilité de défaillance, pour un gain d'efficacité.

Cependant, la trajectoire de diminution n'est pas forcément linéaire à l'échelle de chaque concession : elle répond d'une part aux trajectoires d'investissement nationales sur la période 2020-2035, en lien avec la trajectoire TURPE (Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité), d'autre part à des priorisations techniques en fonction des concessions les plus impactées.

Sur la concession Enedis met en oeuvre depuis plusieurs années un programme de renouvellement des réseaux HTA. Ce programme priorise les besoins de renouvellement sur les départs HTA les plus incidentogènes.

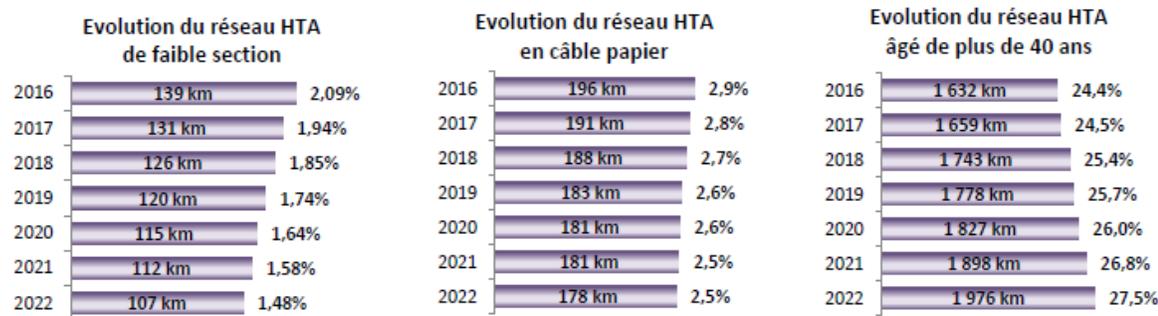
Cependant, depuis 2022, il est à noter que la liste des incidents HTA répertoriés et communiqués par Enedis comprend désormais une nouvelle cause « Cause forte chaleurs (canicule ou chaleur estivale) » qui affecte majoritairement les CPI.

Par ailleurs, le réseau HTA de la concession est constitué à 46,3% de réseaux aériens. Comme cela est précisé dans la partie « continuité » de cette synthèse, les réseaux aériens nus HTA restent la source majeure de discontinuité de distribution électrique de la concession du TE 26, notamment en raison de leur exposition aux aléas climatiques (vents, orages, neiges, etc.).

À fin 2022, la concession compte près de 3 329 km de réseaux HTA aériens (regroupant les câbles nus et torsadés), contre 3 370 km à fin 2021, soit une résorption de -41 km (-1,2%). Le réseau HTA aérien a diminué de -42 km/an en moyenne depuis 2012.

❌ Parmi le linéaire total de réseaux HTA aériens nus, 107 km (soit une part de 1,5% du total) sont de faible section (FS). Il s'agit de réseaux dont les conducteurs en cuivre ont des sections $\leq 14 \text{ mm}^2$ et ceux en aluminium des sections $\leq 22 \text{ mm}^2$. Le taux de faible section de la concession se situe au-dessus de la moyenne de 0,6% constatée par AEC (sur la base du panel AEC, exercice 2021). Entre 2016 et 2022, le linéaire FS HTA a diminué de -33 km, soit environ -24%.

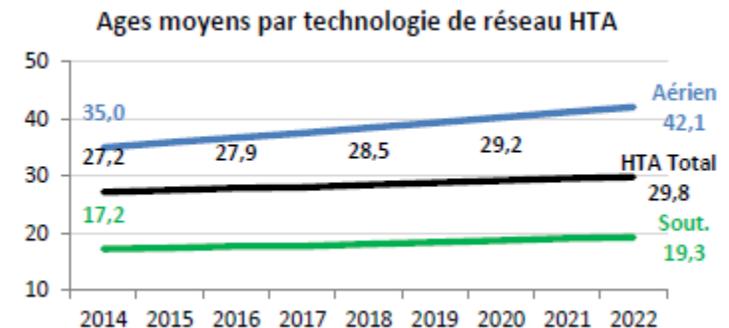
Le linéaire total des HTA FS n'est toujours pas retranscrit dans le CRAC, s'agissant d'ouvrages ciblés prioritairement dans certains programmes, il devient indispensable que le CRAC en fasse état.



✅ Par ailleurs, l'âge moyen des réseaux HTA de la concession est en deçà de la moyenne calculée par AEC sur son panel établi au niveau national. Ainsi, l'âge moyen des réseaux HTA de la concession est de 29,8 ans, contre une moyenne AEC de 30,8 ans (statistiques AEC 2021).

✅ Plus en détail, avec 19,3 ans de moyenne d'âge pour les réseaux souterrains, la concession est également en deçà de la moyenne relevée par AEC de 20,1 ans (statistiques AEC 2021).

✅ Le réseau HTA aérien est quant à lui en moyenne âgé de 42,1 ans, ce qui est également légèrement en deçà de la moyenne relevée par AEC de 42,7 ans (statistiques AEC 2021).



Face à cela, une partie de la politique industrielle du concessionnaire est d'opérer un renouvellement partiel des ouvrages HTA aérien via des opérations de maintenance lourde dénommées Prolongation de la Durée de Vie (PDV).

Entre 2013 et 2022, environ 128 km de réseaux HTA aériens de la concession ont été traités par de la PDV (dont 29 km en 2021, et 8 km (valeur provisoire) en 2022), et en complément 43 km ont été fiabilisés (sans travaux). En cumulant les linéaires traités et fiabilisés, la part de réseaux HTA concernés par de la PDV est ainsi de 5,2% à fin 2022, par rapport au linéaire aérien HTA total.

LES DISTRIBUTIONS D'ÉNERGIE

Ces opérations, qui ont débuté nationalement en 2012, ont pour objet le renouvellement des accessoires les plus défaillants (attaches, isolateurs, armements, ponts, bretelles, éclateurs, parafoudres, supports, etc.) identifiés suite à un diagnostic précis réalisé sur le terrain. Par définition, ces travaux doivent coûter plus de 5 €/m (pour ne pas être qualifiés en maintenance), et moins de 70% du coût du renouvellement complet du tronçon HTA considéré.

La politique PDV est en train d'évoluer vers une politique de Rénovation Programmée (RP) visant à remettre à niveau les lignes aériennes pérennes pour une durée de 25 ans (au lieu de 15 ans) grâce à un diagnostic approfondi et le remplacement de composant supplémentaire avec des niveaux d'usure moindre.

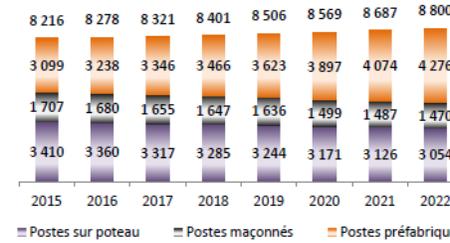
Le concessionnaire a présenté un retour d'expérience national [2012-2019] indiquant la baisse des taux d'incidents en fonction de la proportion de PDV faite par département.

Enedis a présenté un objectif d'accélération de la fiabilisation des km de réseaux HTA aériens de plus de 25 ans pour passer de 4 000 km/an de PDV à 7 500 km/an de RP en 2025 sur le territoire national. Le programme RP engagera 2,1 Md€ de 2019 à 2035 avec un rythme cible de 150 M€ par an pour permettre une remise à niveau de l'ensemble des lignes aériennes selon des cycles de 25 ans.

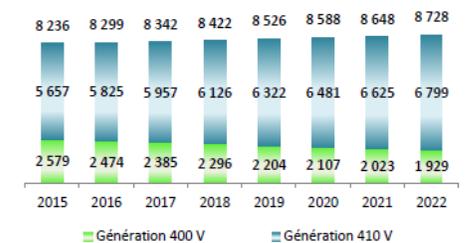


Le raccordement des nouveaux usagers et les opérations d'adaptation en charge ont amené **le nombre de postes HTA/BT à croître de +113 unités en 2022**. Les technologies préfabriquées sont généralement privilégiées dans les mises en services. Elles représentent, du reste, la principale catégorie de ces biens avec une proportion à hauteur de 49% pour la concession. Parallèlement, le nombre de transformateurs continue d'augmenter (+80 unités en 2022). Désormais 78% des transformateurs sont de la génération 410 V, autorisant des réglages de prises à vide plus élevées que la génération précédente, avec notamment : 0%, 2,5% et 5%.

Evolution de la répartition des postes HTA/BT



Répartition des transformateurs par génération



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

Concernant le réseau BT, **le taux d'enfouissement (39,0%, en hausse de +0,8 point par rapport à 2021) est inférieur à la moyenne des valeurs observées de 47,7%** (statistiques nationales à partir de l'Opendata Enedis à fin 2022). Néanmoins, en considérant la densité d'usagers (31 usagers/km de BT), le taux d'enfouissement BT se situe au niveau de la tendance constatée sur les autres concessions de densités d'usagers comparables.

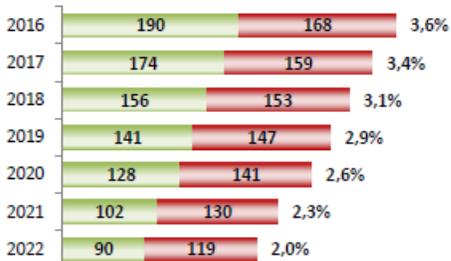
En outre, **ce réseau est constitué à 2,0% de lignes aériennes nues**, dont le taux d'incidents est 2 à 4 fois supérieur aux câbles torsadés et souterrains, sur la concession en 2022. Néanmoins, leur présence sur le territoire de la concession est relativement faible eu égard à leur proportion, qui correspond au minimum observé au niveau national (moyenne de 6,4%, statistiques Opendata Enedis 2022).

À fin 2022, il restait 209 km de réseau BT aérien nu. Entre 2016 et 2022, le rythme de résorption moyen du réseau BT aérien nu s'établit à environ -25 km/an. Plus précisément, depuis 2015, année du décret FACÉ, le rythme est de -17 km/an en zone rurale (ER) et de -8 km/an en zone urbaine (RU). **En projection de ces rythmes moyens, le stock serait résorbé théoriquement d'ici 5 ans en zone ER et 15 ans en zone RU.**

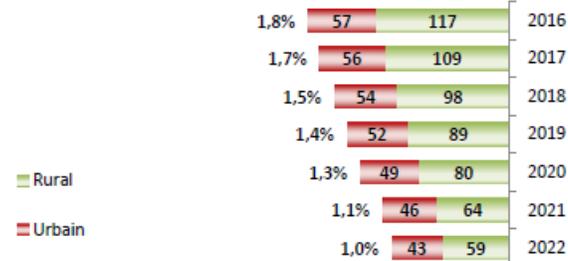
Parmi ces lignes, **le réseau BT de faible section (BT FS) présente une fragilité accrue**, d'où une attention particulière dans le cadre d'opérations de sécurisation. La concession compte 102 km de réseau BT de faible section à fin 2022, **ce qui représente 1,0% du réseau BT, taux également relativement faible** en comparaison de ce qui est constaté par ailleurs avec une moyenne de 1,7% (statistiques d'AEC, exercice 2021).

A noter que 20% des lignes BT de la concession présentent une datation arbitraire et fictive à 1946, ce qui altère le suivi de leur âge moyen depuis la base technique.

Répartition du réseau BT aérien nu (km)



Evolution du réseau BT aérien de faible section (km)



Les cabines hautes sont en cours de suppression. À fin 2022, il reste **266 ouvrages de ce type, soit environ 3,0% des postes HTA/BT**. Cette valeur a diminué de 13 unités lors de la dernière année.

À ce jour, aucun inventaire des équipements des postes HTA/BT (dont les cellules HTA, les tableaux BT, position de la prise du transformateur, etc.) n'est communiqué par le concessionnaire. Toutefois, le concessionnaire a présenté son programme « Data Poste » qui permet la collecte de données lors des déploiements des concentrateurs dans les postes HTA/BT et les intégrer au SIG. Les exploitants et les prestataires compléteront progressivement l'inventaire en délibéré.

A fin 2022, au périmètre de la concession et **pour les postes HTA/BT ayant un concentrateur Linky, le taux de complétude est de l'ordre de 87%**, la majorité des équipements avait donc été inventoriés sur la concession (les postes H61 et les postes compacts ne sont pas concernés par cet inventaire, car les concentrateurs ne peuvent pas être installés dans le poste). Les données collectées sont : Cellules HTA (fabricant et modèle), Tableau BT (fabricant et type), ILD (fabricant, modèle et type), Transformateur et position du commutateur.

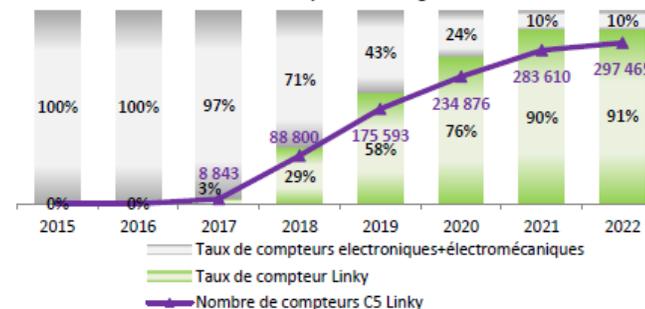
Territoire d'énergie Drôme – SDED restera attentif à l'échéance à laquelle ces nouvelles données plus fines de connaissance du patrimoine seront consolidées et transmises.

La panoplie des compteurs prend en compte depuis 2016 **le déploiement en masse des compteurs communicants Linky** qui a débuté fin 2015 sur le plan national d'Enedis. Le déploiement en masse selon son programme initial a pris fin en décembre 2021. Toutefois le déploiement des compteurs s'est poursuivi en 2022 avec des marchés de prestation pour la saturation, et également lors des poses en diffus par Enedis.

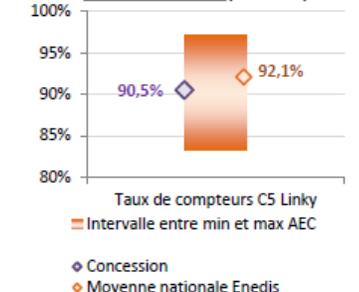
Seuls les usagers ayant des puissances souscrites inférieures ou égales à 36 kVA ont été concernés par ce déploiement national. **Ces ouvrages se dénombrent à près de 298 000 compteurs sur la concession**, soit un taux de déploiement de 90,5% à fin 2022 (légèrement inférieur à la moyenne nationale d'Enedis de 92,1% pour l'exercice 2022).

En complément du taux de déploiement, il est important de suivre également **le taux de compteurs Linky déclarés communicants dans Ginko** (c'est-à-dire, les compteurs ouverts à tous les services prévus) qui est de **99,3% à fin 2022** (en baisse de -0,4 point sur une année).

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



Comparaison de la part de compteurs C5 Linky avec les statistiques Enedis au niveau national (ex 2022)



LES DISTRIBUTIONS D'ÉNERGIE

4. La qualité d'alimentation électrique et les investissements

4.1 La continuité d'alimentation

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

La continuité d'alimentation est mesurée principalement par **le temps de coupure moyen par usager BT (critère B) et les nombres moyens de coupures longues, brèves et très brèves** subies par les usagers.

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 l'inverse 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).

En 2022, **les interruptions de fourniture dites exceptionnelles ont généré un critère B de 2 minutes.**

Le critère B toutes causes confondues (TCC) s'élève à 89,0 minutes en 2022, soit une durée moyenne supérieure à celle de l'exercice précédent (79,9 min en 2020 dont 1,6 min de temps de coupures exceptionnelles).

Le critère B HIX de la concession s'établit à 86,6 minutes en 2022 et se situe 27 minutes au-dessus de la valeur moyenne nationale qui est de 60 min (HIX et hors RTE). Depuis la tempête de neige de novembre 2019, la concession a été peu concernée par des temps de coupures conséquents classés « exceptionnels » sur les 3 dernières années (moins de 2 minutes en moyenne). C'est pourquoi les critères B HIX et critères B TCC (Toutes Causes Confondues) sont très proches. En outre, hors exercice 2019 marqué par des événements climatiques de forte ampleur sur le territoire de la Drôme, le critère B HIX de l'exercice 2022 (près de 87 minutes) est supérieur à la moyenne des 10 dernières années (83 minutes)

La part des incidents HTA dans le critère B est largement majoritaire avec 57%, soit 50 minutes de coupure en 2022. Le reste du critère B HIX de 2022 est réparti entre les coupures pour travaux HTA (14 minutes, soit 16% du total), les coupures pour travaux BT (10 min, soit 11% du total) et les coupures pour incidents BT (9 min, soit 10% du total).

Avec 2,5 minutes de critère B, l'amont rassemblant les coupures aux niveaux des postes sources et du réseau de transport RTE, représente près de 3% du total en 2022.

Le réseau BT a vu un volume d'incident en retrait, en partie dû à une absence d'évènement climatique important en 2022.

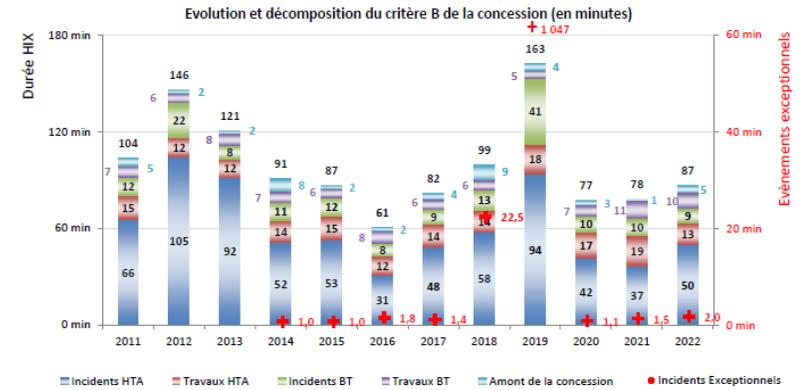
Le réseau HTA présente un B incident en hausse, dû à une hausse du volume des défauts.

Il y a eu peu d'évènements climatiques importants mais le réseau a été affecté par de nombreux incidents tout au long de l'année. Enedis a également constaté un effet modeste mais néanmoins présent des crises canicules avec une hausse des défauts souterrains que ce soit au crédit de câble CPI comme de réseau plus récent. Pour exemple, la ZI de Saint Paul les Romans a été coupée 14h00 le 27 juillet, du fait de la canicule. Les journées multi incidentées sur événements climatiques, sont rares mais conséquentes. Elles mobilisent de nombreuses ressources pour les dépannages. Le réseau impacté n'est pas obligatoirement reconnu à risques. Parmi les évènements les plus significatifs, on peut noter :

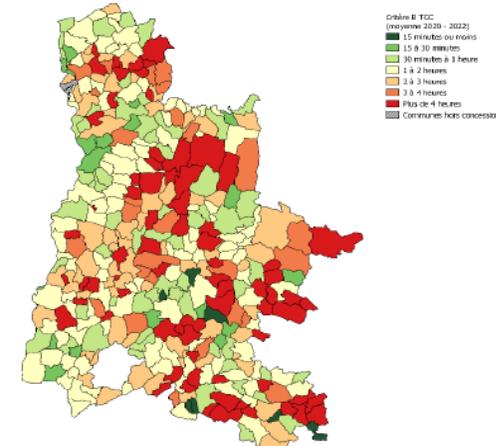
- Le 11/02/2022 à Crest, un défaut sur câble souterrain a entraîné un impact de 6 minutes sur le critère B de la concession ;
- Le 16/08/2022 à Montélimar, sur câble souterrain trimétal, qui a entraîné un impact de 4 minutes sur le critère B de la concession ;
- Les 7 et 8 septembre, un épisode venteux dans le sud-ouest du département a provoqué un impact de 10 minutes sur le critère B de la concession.

Les réseaux aériens HTA représentent en moyenne depuis 2010, environ les deux tiers des temps de coupure sur indicent HTA HIX. Ils restent donc la cible prioritaire d'actions pour réduire le niveau de discontinuité de la concession.

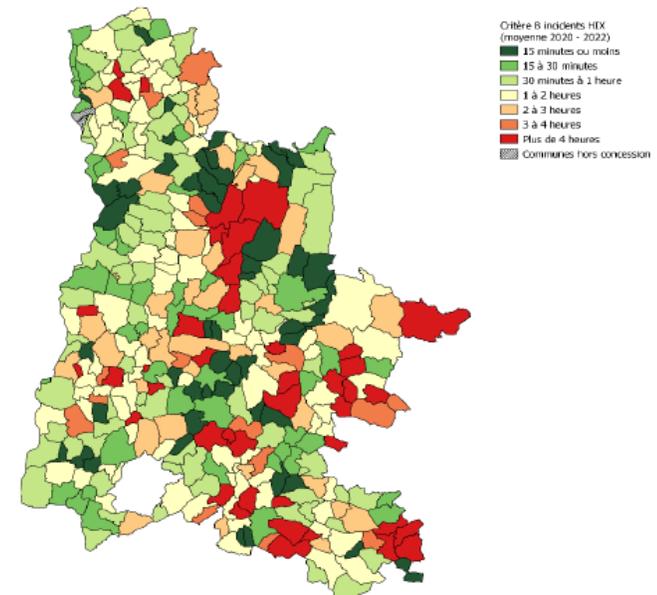
Le concessionnaire ne communique toujours pas les résultats du critère B travaux « évité » grâce aux équipes TST (Travaux Sous Tension) et aux poses de GE (Groupes Electrogènes). Cela permettrait à l'AODE de suivre la gestion du critère B travaux total du concessionnaire et de rendre perceptible les temps de coupures évités pour les travaux. Bien que le concessionnaire ait expliqué qu'il n'existait pas à ce jour de moyens internes pour le calculer automatiquement, Territoire d'Énergie Drôme – SDED demande à Enedis de mettre en place à terme un enregistrement de ces résultats afin de pouvoir mieux appréhender sur une année entière les effets consécutifs aux efforts financiers en TST et GE (uniquement sur travaux).



Critère B TCC par commune - moyenne des exercices 2020 à 2022 (comportant : travaux et incidents, HTA et BT, Postes Sources et Transport, et les coupures qualifiées en "excep.")



Critère B incidents HIX par commune - moyenne des exercices 2020 à 2022 (comportant : incidents HTA, incidents BT et incidents Postes Sources)



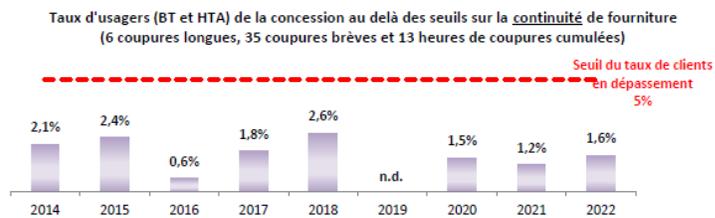
Les cartes ci-dessus permettent de visualiser les grandes zones qui ont connu des temps de coupure moyens par usager supérieurs au reste du territoire.

LES DISTRIBUTIONS D'ÉNERGIE

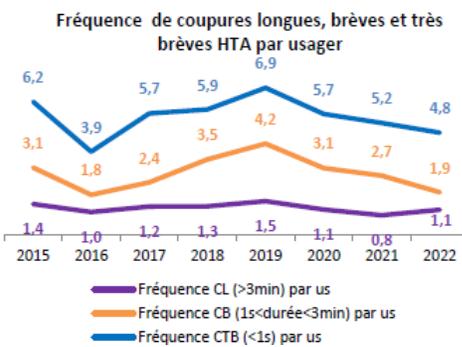
4.1.2 Les autres indicateurs

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 les suivants : 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.

? Le taux d'utilisateurs présentant des indicateurs hors seuil du « décret qualité » a légèrement augmenté en 2022 pour atteindre 1,6% (1,2% en 2021). Depuis 2014 a minima, ce taux n'a pas dépassé la limite de 5% fixée par ce décret. Dans le cas contraire, cela aurait impliqué qu'Enedis présente à l'AODE et mette en place un programme de travaux permettant de résorber ce dépassement.

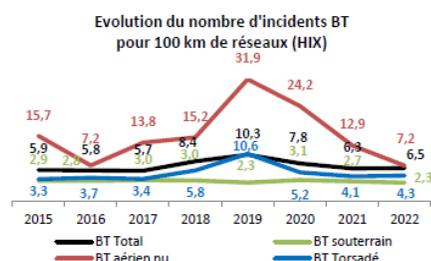
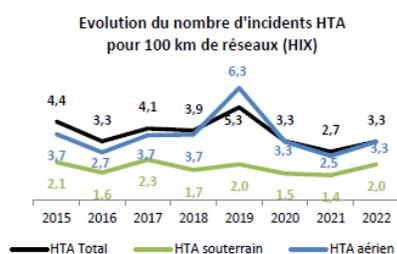


✗ La fréquence des coupures longues est de 1,1 coupure longue en moyenne par usager en 2022. Il s'agit d'un niveau légèrement supérieur à la moyenne d'AEC sur les autres concessions auditées (exercice 2021). En outre, la fréquence de coupures brèves présente une valeur de 1,9 coupures brèves par usager en 2022, en-dessous de la moyenne (2,2 en 2021). La fréquence de coupures très brèves atteinte en 2022 sur le territoire de la concession se situe à 4,8, une valeur qui se situe au-dessus de la moyenne d'AEC de 3,7 (en 2021) malgré une baisse régulière depuis 3 ans.



? Avec 3,3 incidents pour 100 km de réseau HTA, la concession présente un taux d'incidents dans la moyenne (3,4 incidents en 2021) des concessions auditées par AEC. Dans le détail, le taux d'incidents HTA souterrains (CPI et synthétiques confondus) pour 100 km qui atteint 2,0 en 2022 est supérieur à la moyenne AEC (1,7 en 2021) alors que le taux d'incidents HTA aériens se situe à 3,3 et est inférieur à la moyenne AEC (4,2) de l'année précédente.

Il est à noter que depuis l'exercice 2021, le concessionnaire transmet la liste des incidents sur le réseau HTA, avec les détails des coordonnées GPS (X-Y) du lieu de la coupure. Ce qui est un point de satisfaction.



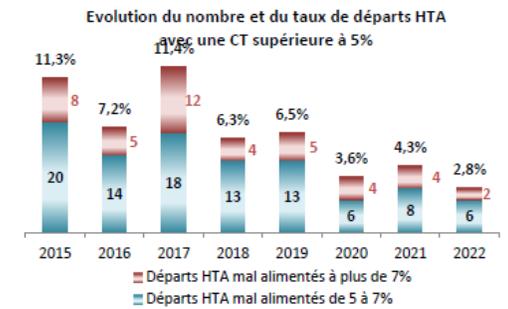
4.2 La qualité de tension

Afin de répartir la maîtrise d'ouvrage du renforcement 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 230 V, c'est-à-dire entre 207 V et 253 V.

En 2018, les quantités des départs mal alimentés (DMA) et Clients considérés comme Mal Alimentés (CMA) ont évolué à la suite des modifications de paramètres dans les outils de calcul. Il s'agit notamment, et selon Enedis, de l'amélioration de la précision des profils des charges grâce à Linky et aussi de la prise en compte dans le calcul de l'interdiction de prise de transformation à +5% en cas de présence de producteur en aval du poste HTA/BT.

? Au total, 8 départs HTA en contrainte (chute de tension > 5%) ont été répertoriés sur l'exercice 2022, soit 4 de moins que l'année précédente. Parmi les 8, 2 départs ont une chute de tension maximale (CT HTA) supérieure à 7%.



En plus de ces 2 départs à plus de 7%, la concession a 3 départs HTA avec une CT comprise entre 6 et 7% et 3 départs HTA avec une CT comprise entre 5 et 6%.

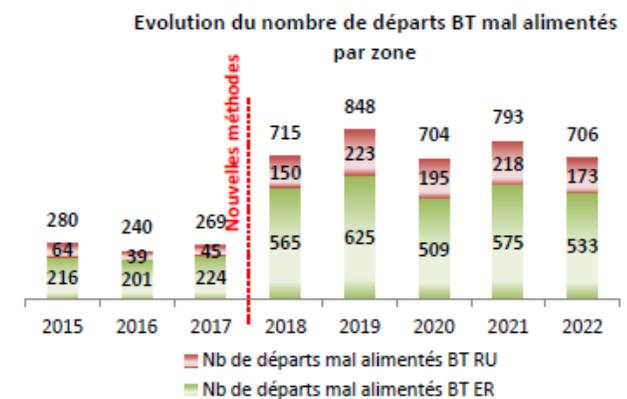
En outre, le taux de départs HTA de la concession dont la chute de tension maximale excède 5% se situe au-dessus de la moyenne des valeurs constatées par ailleurs (2,8% contre 1,2%, statistiques AEC 2021).

Ces départs ont tous été identifiés par Enedis et font ou feront l'objet d'actions spécifiques visant à faire diminuer cette chute de tension.

? En ce qui concerne les contraintes de tension sur le réseau BT, le nombre de clients considérés comme mal alimentés (CMA) est de 4 106 CMA en 2022, et a diminué de -20% par rapport à 2021. Plus précisément, de -11% en zone ER et -39% en RU.

Le taux associé s'établit désormais à 1,3%, toujours au-dessus de la moyenne de 2021 de 0,7%.

✓ Parallèlement à cela, le nombre de départs mal alimentés (DMA) passe de 793 à 706 DMA entre 2021 et 2022, soit une baisse de -87 DMA. Le résultat global montre ainsi une évolution importante.



A l'avenir, Territoire d'énergie Drôme – SDED souhaite qu'Enedis précise les « types de résorption des DMA » et les quantités associées. Notamment, il s'agirait d'indiquer par zone ER et RU, les DMA résorbés par des actes d'exploitation ; des travaux de renforcements ; l'affinage du modèle d'estimation ; la conséquence de la baisse des charges électriques.

LES DISTRIBUTIONS D'ÉNERGIE

4.3 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 27,7 M€ en 2022**, auxquels s'ajoutent 24,0 M€ imposés par les opérations de raccordement et 1,5 M€ imposés pour le déploiement des compteurs Linky (dont 85 k€ pour les Smart Grids, cumulés dans le tableau de bord avec les compteurs Linky).

En 2022, les raccordements représentent 45% des dépenses totales d'investissements, et sont en augmentation chaque année depuis 2019, dont une hausse de +12% la dernière année. Avec 14,6 M€ d'investissements en 2022 et une hausse de +11%, les consommateurs BT représentent 61% des dépenses de raccordements.

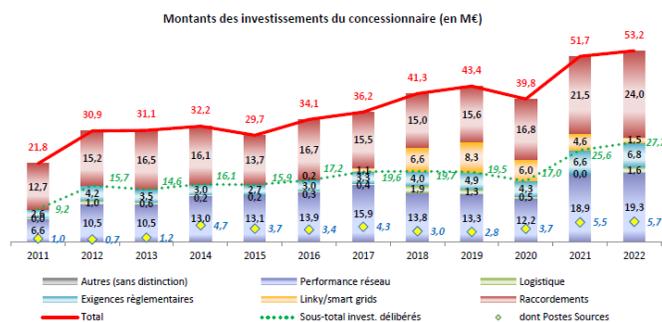
Le programme Linky poursuit ses réductions de dépenses, avec une baisse de -3,1 M€ en 2022, soit -64%.

Entre 2012 et 2020, les investissements « délibérés » étaient quasiment stables sur la concession, puis ont connu deux fortes accélérations en 2021 de +50% et en 2022 de +8%. Enedis a précisé par ailleurs que ces hausses sont consécutives à « un effort important sur la résilience du réseau et notamment sur les réseaux impactés par la tempête de 2019 », notamment dans le cadre du plan de reconstruction « tempête 2019 » d'un montant total de 34 M€ jusqu'en 2024 (dont 8,1 M€ dépensés en 2021), pour les territoires des DR Alpes et SIHRO (Sillon Rhodanien) confondus.

Ramené au nombre d'utilisateurs, le **montant des investissements pour la performance et la modernisation du réseau (hors Linky) est de l'ordre de 60 €/utilisateur sur la concession, ce qui est bien supérieur au ratio national de 29 €/utilisateur**.

Le concessionnaire a transmis de nouvelles précisions sur ce récapitulatif de dépenses annuelles (code MOA, PCT, Art. 8, codes GDO des PS et départs HTA, et les linéaires posés et déposés plus précis, etc.), il est nécessaire que ce niveau de détail soit maintenu à l'avenir.

Toutefois, il est à souligner que les éléments d'investissements fournis à Territoire d'Énergie Drôme - SDED présentent un niveau de détail insuffisant. En effet, bien qu'Enedis ait transmis sur chaque affaire le numéro d'affaire, le nom du départ HTA, les dépenses totales et sur l'année, il manque cependant le statut de l'affaire (en cours ou clôturé), comparativement à ce qui peut être obtenu par ailleurs, ainsi que les informations relatives aux passifs (liquidés ou non) ainsi que les finalités « DFEI ».



Depuis l'entrée en vigueur du nouveau contrat de concession, **une partie des dépenses d'Enedis est prévue par le PPI (Programme Pluriannuel des Investissements)** qui a été établi après échanges avec l'AODE, et qui est décliné et détaillé annuellement dans un PAI (Plan Annuel d'Investissements).

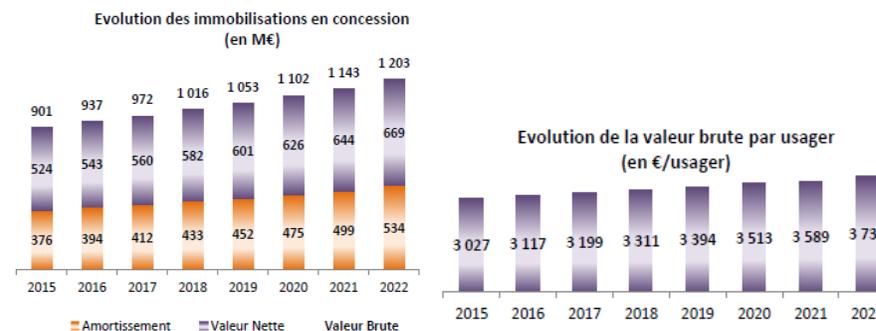
Les dépenses prévues dans le cadre du PPI 2022-2025 de la concession concernent exclusivement la catégorie « Il.1 Investissements pour la performance et la modernisation du réseau ». En 2022, le concessionnaire a dépensé 6,9 M€ dans le cadre du PPI sur la première année sur un investissement prévu de 23,2 M€ sur l'ensemble du plan, auxquels s'ajoutent 5,5 M€ de travaux exceptionnels de reconstruction suite aux dégâts neige de 2019 sur un investissement prévu de 10,5 M€.

5. Le domaine comptable et financier

5.1 Le patrimoine comptable de la concession

Le patrimoine concédé était valorisé à **1 203 M€ à fin 2022 en valeur brute, en augmentation de +60 M€ sur un an (+5,2%)**. La valeur brute par usager est égale à 3 733 €/usager en 2022 et se situe au-dessus des ratios moyens constatés par AEC (2 987 €/usager en 2021).

Toutefois, Territoire d'énergie Drôme – SDED reste en attente d'une solution permettant d'ajouter les numéros des affaires IEP dans les fichiers de suivi des mises en immobilisations annuelles et des retraits comptables annuels.



La proportion des ouvrages localisés (OL) est en très forte hausse en 2022 et représente désormais plus de 99,7% du patrimoine, contre à peine 80% en 2021. C'est l'un des faits marquants de l'année 2022, Enedis a terminé son projet pluriannuel ADELE (Actif Détaillé et Localisé) d'individualisation et de localisation des ouvrages.

La valeur d'actif non localisée concerne essentiellement la catégorie des « autres ouvrages non localisés » à hauteur de 2,0 M€ sur la concession (soit 0,2%). Il s'agit d'une douzaine de types d'ouvrages à faible valeur unitaire, dont notamment les « aménagements Linky » (ce sont les platines associées aux concentrateurs) et les « dépollutions des transformateurs au PCB ».

Pour rappel, le programme ADELE s'est déroulé ainsi :

- De 2015 à 2022 : le déploiement massif des compteurs Linky a permis un remplacement progressif des anciens compteurs et leurs localisations au fil des poses. Le taux de déploiement sur la concession à fin 2022 est de 91%, mais les compteurs non localisés restants ne représentent que 0,6 M€, soit moins de 0,1% de la VB totale ;
- 2018 : les compteurs marchés d'affaires (C1 à C4) ont été intégralement localisés ;
- 2018 et 2019 : les Ouvrages Collectifs de Branchements (OCB) et les Dérivations Individuelles (DI) associées (le tout étant couramment appelé Colonnes Montantes (CM)) ont été localisés ;
- 2022 : ce sont les branchements individuels (Liaisons Réseaux (LR) et dérivations individuelles) et les disjoncteurs qui ont été concernés.

La localisation des branchements individuels a été faite en transférant les ouvrages de la catégorie « Ouvrages de branchement non localisés » (valeur brute nulle désormais) vers 4 nouveaux codes ETI (Elément Technique d'Identification) créés dans la base comptable.

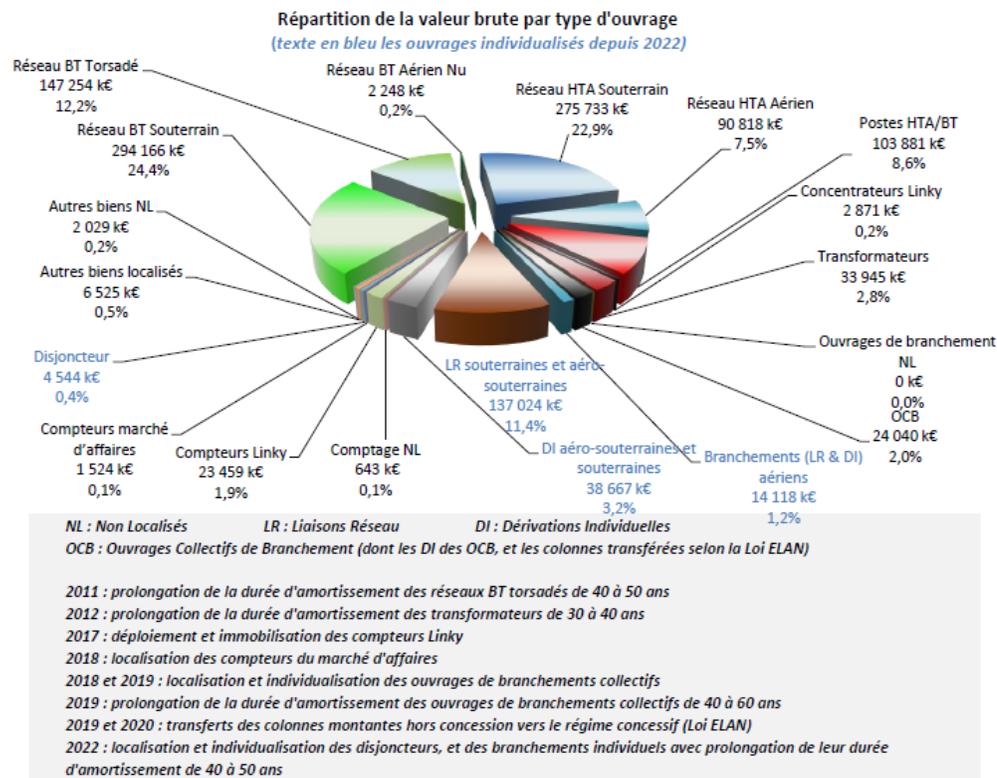
Ainsi, les disjoncteurs ont une durée d'amortissement de 20 ans, les branchements souterrains ont gardé la même durée d'amortissements qu'auparavant avec 40 ans. En revanche, lors de la localisation les branchements aériens (torsadés et aériens nus confondus) ont vu leur durée d'amortissement être allongée de 40 à 50 ans. Le rapport de fiabilité de 2022 transmis à Territoire d'énergie Drôme – SDED permet d'observer les impacts comptables de ces dernières localisations au 1er janvier 2022 :

- La valeur a varié de 168,1 M€ à 190,3 M€, soit une hausse pour le TE 26 de +22,2 M€ ;
- Hausse de la VNC de +11,9 M€ ;
- Hausse de l'Amortissement du Financement Concédant (AFC) de +7,3 M€ ;
- Hausse de Valeur Nette concessionnaire de +5,0 M€ ;
- Hausse du stock de Provisions pour Renouvellement (PR) de +5,7 M€.

Cette dernière phase du programme ADELE a donc permis d'augmenter toutes les valeurs comptables de la concession de la concession, afin de se rapprocher de la réalité.

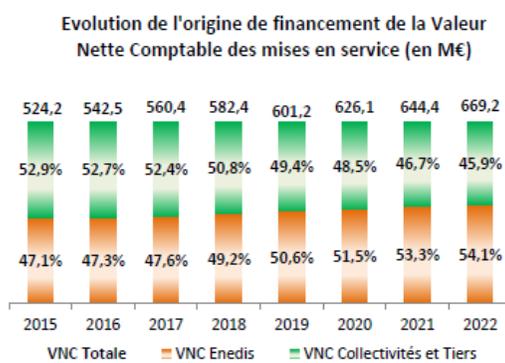
LES DISTRIBUTIONS D'ÉNERGIE

Territoire d'énergie Drôme – SDED souhaite que le rapport de fiabilité soit systématiquement remis avec le CRAC, puisque ce rapport complète la lecture de ce dernier.

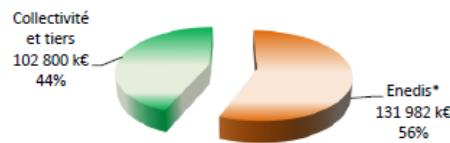


A noter que, depuis 2018, cette opération de localisation des ouvrages s'est accompagnée d'un changement important de méthodologie comptable : les ouvrages « non localisés » ne « sortent plus automatiquement », à compter de 2018, de l'inventaire comptable une fois qu'ils sont totalement amortis (spécificité 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.

Le concessionnaire transmet 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 possible de suivre les taux de financement concédant ouvrage par ouvrage dans le temps, et d'auditer les résultats aux droits du concédant.



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



Statistiques AEC (ex 2021 - 76 AODE)

	Financement Enedis	Financement Collectivité
Minimum	46%	15%
Moyenne	67%	33%
Maximum	85%	54%

* il est possible que cette valeur diffère de celle du CRAC, car les valeurs des ONL sont parfois manquantes dans les requêtes de contrôle

Focus sur le « Décret inventaire »

Dans la continuité de l'inventaire des ouvrages précisant ouvrage par ouvrage la décomposition des origines de financement concessionnaire ou externe (tiers ou collectivités), l'arrêté du 10 février 2020 est venu fixer le contenu et les délais de production de l'inventaire détaillé et localisé des ouvrages des concessions de distribution d'électricité prévu à l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales.

Cet arrêté, complétant le « décret inventaire » pour les concessions de distribution publique d'électricité, était attendu depuis l'adoption de la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (dite loi TECV).

Les biens couverts par l'inventaire et pour lesquels cela est techniquement possible disposent d'un identifiant identique dans chacun des fichiers transmis (que ce soit dans les fichiers comptables, techniques et dans la cartographie SIG), ce qui permet de largement faciliter les rapprochements entre les différentes bases.

En réalité, à ce stade ce n'est le cas de façon systématique que pour les ouvrages collectifs de branchements (colonnes montantes) et les transformateurs HTA/BT. Ces ouvrages disposent d'un identifiant commun entre l'inventaire comptable et la base technique (SIG). S'agissant des réseaux HTA et BT, représentant l'essentiel du patrimoine concédé, ce n'est pas techniquement possible pour Enedis car il n'y a pas d'identifiant unique entre les bases techniques (description des réseaux « par tronçon ») et les bases comptables (immobilisation agrégée par commune et par millésime de pose). S'agissant des postes HTA/BT et des compteurs Linky ou du marché d'affaires, ce n'est de la même façon pas possible techniquement en l'état, la description comptable de ces ouvrages étant agrégée par mois de mise en service et donc non individualisée.



Après 10 années consécutives de baisse quasi continue du **stock des provisions pour renouvellement (PR)** entre 2011 et 2021, **ce dernier a augmenté de +4,1 M€ pour atteindre 80,9 M€ en 2022 (+5%)**.

Pour rappel, le nouveau contrat de concession ne prévoit plus de dotation annuelle obligatoire en provisions pour renouvellement. Toutefois, les affectations des PR (utilisations de la PR) lors des renouvellements d'ouvrages sont toujours possibles conformément au sens premier des PR. Comme le montre la valeur ci-dessous, il existe cependant encore des dotations résiduelles, consécutives à des corrections d'Enedis.

L'évolution du stock de PR est la résultante de 3 flux. Pour l'année 2022, ces flux sont :

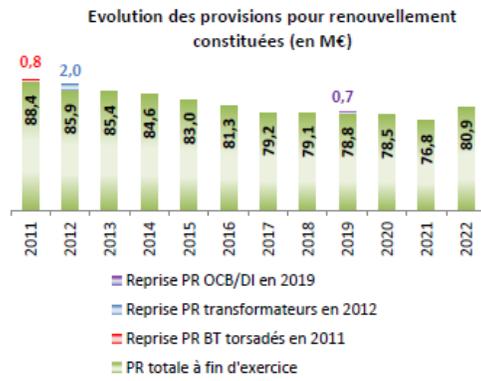
- la dotation totale aux PR de +3,5 M€, en lien avec la finalisation du projet ADELE, concernant exclusivement les ouvrages de branchements (3,4 M€) ;
- en parallèle -0,9 M€ de PR ont été utilisées pour financer les ouvrages renouvelés (-0,6 M€ en 2021) et affectées en tant que financement concédant sur les ouvrages renouvelés ;
- -0,2 M€ ont été reprises et remontées au résultat d'Enedis (contre -0,7 M€ en 2021), dont aucun impact consécutif à la localisation des branchements individuels.

Invisible dans les flux ci-dessus, idem dans le compte de résultat, l'année 2022 a été marquée par la purge des PR qui avaient été mises en compte d'attente. En effet, de 2015 à 2017, Enedis avait stoppé la dotation aux PR sur les branchements non localisés, afin d'attendre que le programme ADELE soit terminé. Ce compte d'attente représentait plus de 236 M€ au niveau national, selon Enedis. Ces PR concernent uniquement les derniers millésimes éligibles à la PR, à savoir de 1975 à 1977. A la maille de la concession, cela représente un retour dans le stock de PR de la concession de +2,3 M€ de PR.

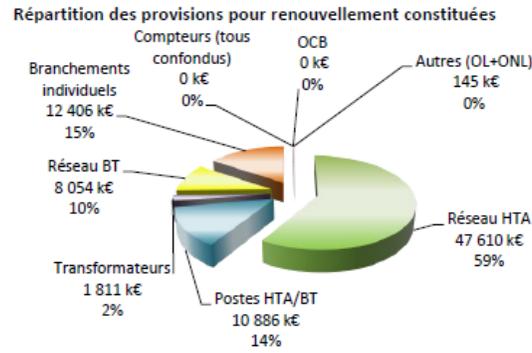
Fin 2022, plus de la moitié (59%) du stock de PR de la concession a été constitué sur les ouvrages HTA.

Pour rappel, dans le précédent contrat de concession, les dotations aux PR étaient prévues uniquement sur les ouvrages renouvelables avant le terme du contrat de concession en vigueur, et les réseaux BT ainsi que les postes HTA/BT situés en zone rurale au sens du FACÉ n'étaient pas concernés par ces dotations à la maille de la concession (un mécanisme de dotation à l'échelle nationale faisait office). Cela explique en partie pourquoi sur la concession, essentiellement en régime d'électrification rurale, les réseaux BT qui regroupent 37% de la valeur brute ne représentent que 10% du stock de PR.

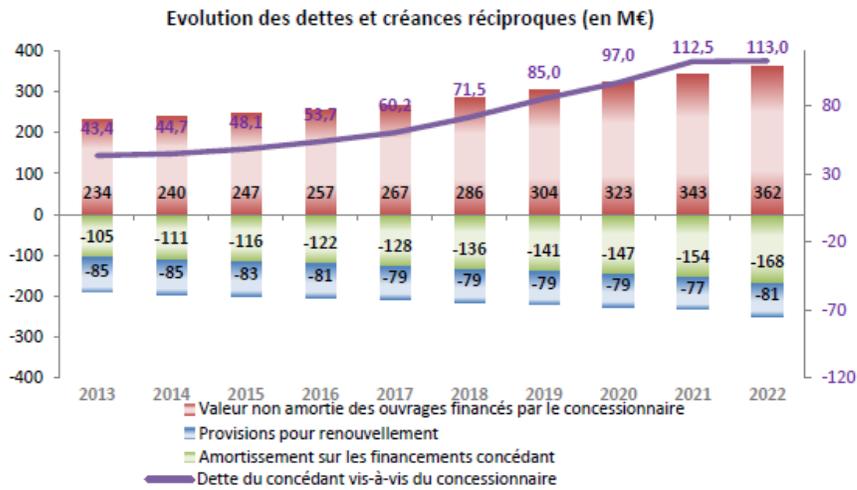
LES DISTRIBUTIONS D'ÉNERGIE



En 2011, l'impact sur le flux annuel de PR de la modification des modalités de calcul de la PR est de -100 k€. Les effets de cette modification se feront ressentir jusqu'à la fin du contrat de concession.



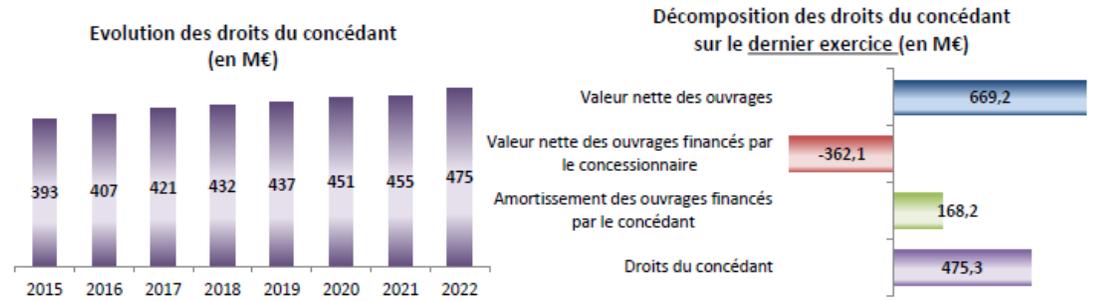
En ajoutant à cette réduction du stock de PR, un niveau conséquent d'investissements du concessionnaire (augmentant fortement la VNC des financements d'Enedis) sur l'exercice 2022, **cela a pour effet mécanique de fortement augmenter chaque année la dette potentielle du concédant envers le concessionnaire, de 112,5 M€ en 2021 à 113,0 M€ en 2022**. A noter que cette dette potentielle de la concession envers Enedis s'est réduite en 2022 de -0,5 M€, en lien avec les impacts comptables de la finalisation du projet ADELE en faveur du concédant (cf. supra).



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.

Ce résultat ne peut être présenté sans apporter des précisions indispensables à sa lecture, car chaque composante de son calcul est assorti de divers biais : allongements des durées de vie comptable de nombreux ouvrages, écarts de valorisation (VRG) des ouvrages construits sous MOA concédant, contributions des raccordements non considérées comme des financements externes, modification des modalités de calcul de la dotation à la provision pour renouvellement, particularité des PR sur les « biens ER », impact des opérations de prolongation de durée de vie d'ouvrages HTA, etc.

Les droits du concédant continuent quant à eux d'augmenter, pour s'établir à 475 M€, soit une hausse de +20 M€ sur 2022 (+4%). Il s'agit d'une forte hausse par rapport aux évolutions précédentes, qui est consécutive aux effets de la localisation des branchements individuels.

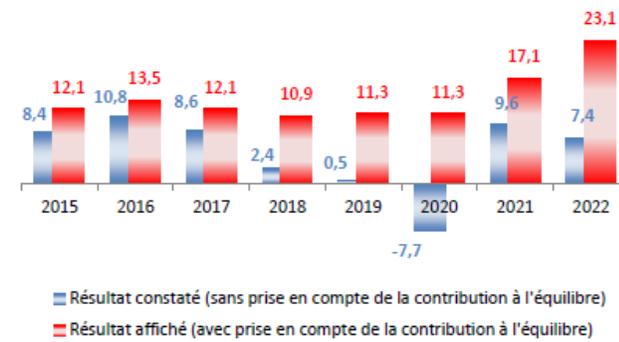


5.2 Le résultat d'exploitation de la concession

Le seul compte d'exploitation de la société Enedis étant présenté à la maille nationale, **les éléments financiers d'exploitation présentés dans le CRAC sont un recalcul pour s'approcher d'une vision concession**. Cette vision est un cumul d'éléments financiers natifs à la concession, avec des éléments financiers nationaux auxquels des clés de répartition sont appliquées. Sans être l'unique clé utilisée, la principale clé de répartition est le « prorata du nombre de clients », qui est de 13% pour la concession au sein de la DR Sillon Rhodanien. **Sur la concession, plus des deux tiers des charges d'exploitation et moins de 10% des produits d'exploitation sont calculés via des clés de répartition** appliquées à des montants collectés à un périmètre supraconcessif (essentiellement la maille DR).

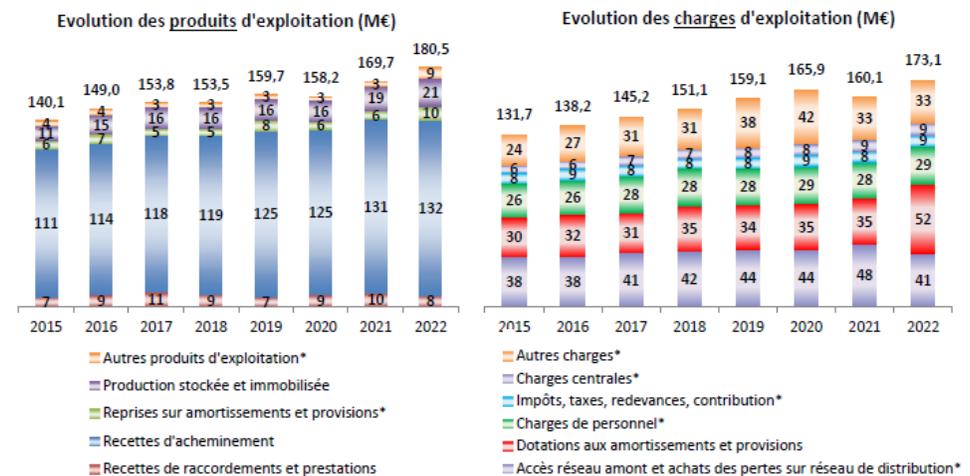
Le résultat d'exploitation constaté sur la concession recule en 2022 pour atteindre +7,4 M€ (contre +9,6 M€ en 2021) et induisant un taux de marge de +5,2%, donc inférieur au taux de marge national (16,2%) qui a quant à lui augmenté de +4 points en 1 an, et qui a doublé en 2 ans.

Evolution 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.

En effet, le montant total des produits de 181 M€ en 2022 est en hausse de +11 M€ sur un an, alors que le montant total des charges de 173 M€ a connu une augmentation plus importante avec +13 M€, ce qui provoque une baisse du résultat annuel de -2 M€. Depuis 2014, le taux de marge constaté pour la concession reste en-dessous du taux de marge affiché dans le CRAC après application de la contribution à l'équilibre et en 2022 cet écart se creuse, la concession bénéficie ainsi toujours de la contribution à l'équilibre mais à hauteur de 15,7 M€ en 2022 contre 7,5 M€ en 2021.



*Ces données sont issues d'une clé de répartition appliquée à des montants collectés à un périmètre supraconcessif.

LES DISTRIBUTIONS D'ÉNERGIE

L'année 2022 est à nouveau une année singulière, marquée par 2 faits marquants majeurs (versement anticipé du CRCP de RTE, et fin du programme de localisation des ouvrages « ADELE »), qui perturbent grandement la lecture des résultats, par rapport aux années précédentes.

Entre 2021 et 2022, le total des produits a augmenté de +11,0 M€ soit +6%, cela est notamment la résultante de :

- La légère augmentation des recettes d'acheminement de +1,0 M€ (soit +0,8%), dont -0,9 M€ (-1%) pour les usagers BT<36 kVA, qui s'explique par 2 principales composantes :

D'une part, la baisse des consommations (énergie acheminée) de -5% (BT<36). En effet, l'année précédente (2021) était très particulière : il s'agissait de l'année avec l'hiver le plus froid des 9 dernières années (consommation en hausse de +15% vs 2020) et d'une année perturbée par une reprise économique intense. De plus, courant 2022, en raison de craintes de recours au délestage, des campagnes de sobriété énergétique ont été diffusées par le gouvernement et ont été bénéfiques ;

La hausse des tarifs via le TURPE : +0,91% en août 2021 (1ère année du TURPE 6) et +2,26% en août 2022.

- La forte baisse des recettes de raccordements de -1,8 M€ (-21%) ;
- La hausse de +1,8 M€ (+9%) de la production stockée immobilisée, consécutive à la hausse des investissements (achats via la centrale d'achats SERVAL, coûts de la main d'oeuvre, etc.) ;
- Et les fortes hausses consécutives à la fin du programme ADELE avec +4,3 M€ en reprises des amortissements du financement du concédant (AFC) (multipliés par 10) et en reprise de « valeur nette comptable des financements Enedis » passant en « autres produits divers » de +5,0 M€ (multiplié par 5).

En parallèle les charges totales ont également augmenté avec +13 M€ soit +8% entre 2021 et 2022, cela est notamment la résultante de :

- La très forte baisse de -16 M€ (-46%) de l'accès réseau amont. Sans pouvoir les distinguer avec certitude cette forte baisse résulte : des coûts d'accès amont pour l'année 2022, et du versement anticipé, et exceptionnel, de la part du gestionnaire de réseau de transport RTE d'un surplus du CRCP à ses clients, dont principalement Enedis à hauteur de 1,7 milliards d'euros, sous forme d'une déduction de charges. Le solde du CRCP n'aurait dû être établi qu'en 2023, mais vu les montants élevés atteints d'une part en 2022, et vu la forte pression financière d'autre part sur les achats pour couvrir les pertes, cette anticipation a été délibérée par la CRE en janvier 2023, au titre de 2022.

Il est possible d'estimer que ce versement anticipé du CRCP a provoqué une baisse de charges de près de -17 M€ pour la concession. Cette estimation paraît cohérente avec la baisse de près de -16 M€ d'accès réseau amont en 2022, et correspondrait à 92% de cette variation.

- La très forte augmentation de +9 M€ (+65%) pour les achats d'énergie pour couvrir les pertes sur le réseau. Au niveau national, ces pertes sont estimées à 23,5 TWh (soit un taux de 6,5%). Ce poste est fortement impacté par la conjoncture énergétique et la hausse des prix de marché de l'électricité puisqu'un tiers des pertes d'Enedis est acheté sur les marchés énergétiques ;
- L'augmentation importante consécutive à la fin du programme ADELE avec +12 M€ de dotations aux AFC et +3,4 M€ de dotations aux provisions pour renouvellement.

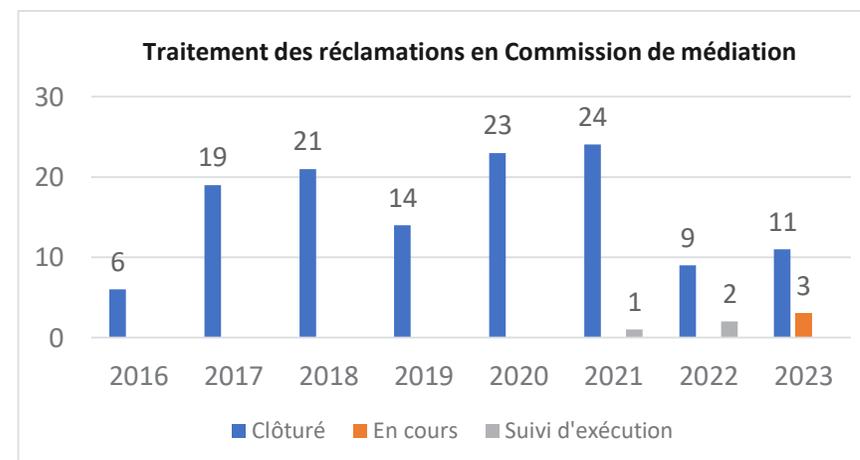
Par ailleurs, la volatilité des résultats et la sensibilité des méthodes d'estimations des postes du compte d'exploitation amène à une certaine prudence dans leur lecture. En particulier, certains postes comme le coût de l'accès au réseau amont et la distinction entre production stockée et immobilisée (PSI) pourraient être précisés (dans les comptes sociaux nationaux d'Enedis, la valeur de la PSI de 2022 est partagée en 56% pour le « matériels » et 44% pour la « main d'oeuvre »).

6. Le contrôle continu : bilan 2023 sur les réclamations

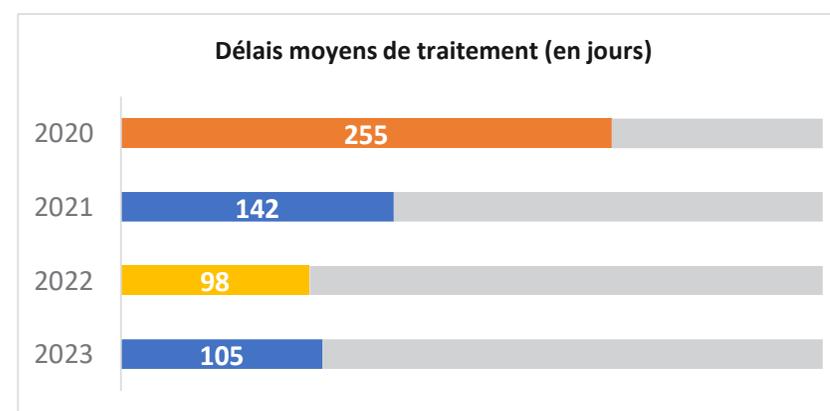
En tant qu'autorité organisatrice de la distribution, Territoire d'Énergie Drôme - SDED peut être sollicité par les usagers du service public pour des réclamations ou pour la résolution de litiges avec les concessionnaires de distribution, Enedis et GRDF, mais aussi avec le concessionnaire de fourniture d'électricité aux tarifs réglementés, EDF

Sur l'année 2023, **11 nouveaux dossiers de réclamations ont été suivis**. Les réclamations reçues concernaient toutes le volet distribution du service public de l'électricité.

Au global, fin 2023, seules 6 réclamations étaient encore en cours de traitement ou en suivi d'exécution.

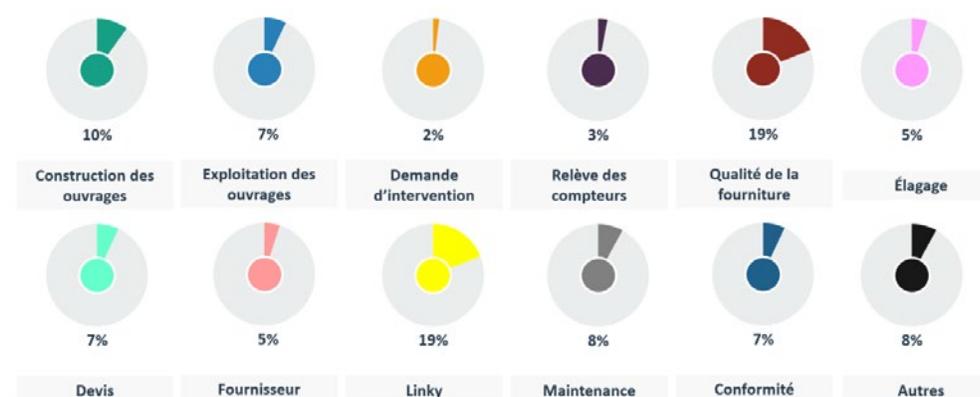


Depuis fin 2020, les modalités de fonctionnement mises en place avec Enedis (tenue de **Commissions de médiation** régulières, **a minima trimestriellement** pour les dossiers complexes, et **points mensuels** entre les services) ont permis de résorber le stock de dossiers en cours et d'optimiser les délais de traitement.



Depuis 2020, hormis les réclamations liées à la pose du compteur Linky, les problématiques de **qualité de fourniture et de construction des ouvrages** sont les causes principales des réclamations.

Typologie des réclamations depuis 2020



LES DISTRIBUTIONS D'ÉNERGIE

B - LE SERVICE PUBLIC DE LA FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ AUX TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE

Pour rappel, les tarifs réglementés se répartissent comme suit :

- Tarif Bleu (TB) : alimentation basse tension, puissance inférieure ou égale à 36 kVA.
- Tarif Jaune (TJ) : alimentation basse tension, puissance inférieure ou égale à 250 kVA.
- Tarif Vert (TV) : alimentation moyenne tension, puissance supérieure à 250 kVA.

Fin des TRV pour certains usagers

Depuis le 1er janvier 2016, les tarifs réglementés des usagers BT > 36 kVA ont été supprimés (Loi NOME), ces usagers ont alors souscrit des offres de marché.

Depuis le 1er janvier 2021, les TRV ont également été supprimés pour certains clients aux tarifs bleus non-résidentiels : entités légales de 10 personnes ou plus, et entités légales de moins de 10 personnes avec un chiffre d'affaires annuel de plus de 2 M€.

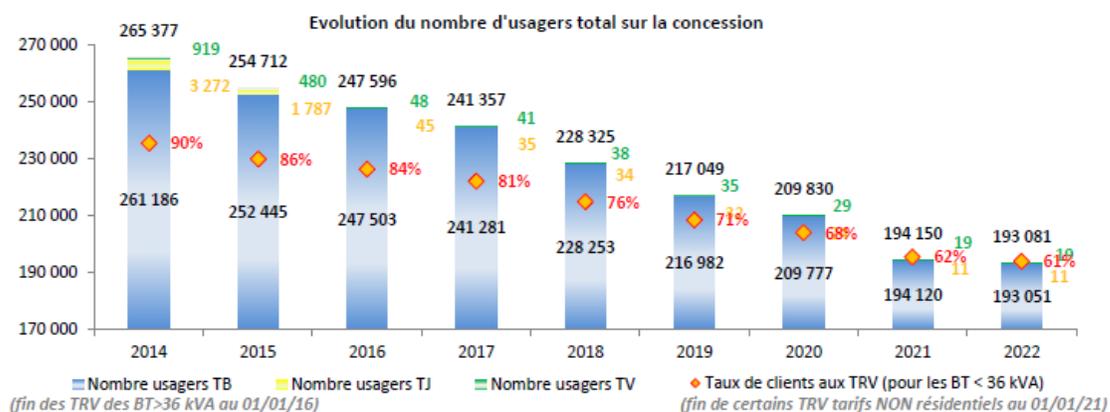
1. Les usagers de la concession aux Tarifs Réglementés de Vente

L'érosion du nombre d'usagers bénéficiant d'un TRV (Tarifs Réglementés de Vente) s'est fortement ralentie en 2022 avec une baisse de -0,6% (contre -7,4% en 2021) pour les tarifs bleus (résidentiels et non résidentiels confondus).

Ce ralentissement est principalement dû aux fortes tensions sur le marché de l'énergie, notamment aux fortes hausses appliquées par certains fournisseurs alternatifs (en raison d'un marché de gros ayant atteint des pics records de prix du kWh), et ainsi les TRV ont été considérés pendant quelques temps comme une « valeur refuge ». De plus, contrairement aux règles en vigueur, le fournisseur EDF a été autorisé par les pouvoirs publics à faire la promotion de l'offre « tempo » des TRV, permettant des gains pour le client, et un effacement diffus sur les réseaux.

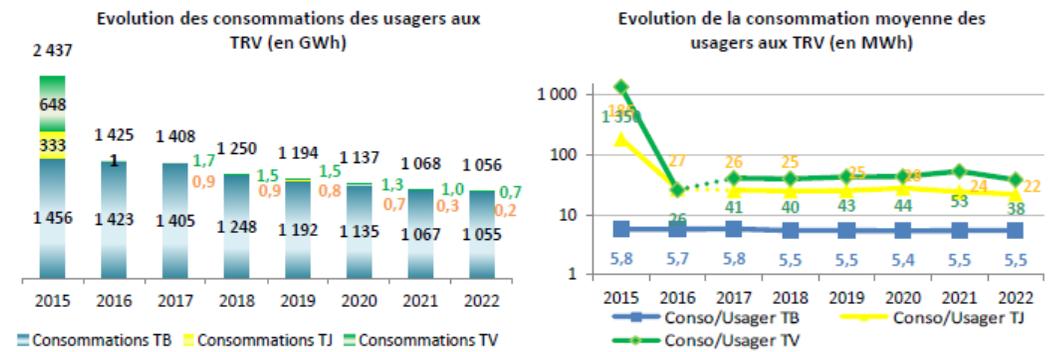
61% des usagers de la concession ont conservé un contrat TRV, ce taux a baissé seulement de -1 point en un an. Au total, ce taux a baissé de -29 points en 8 ans.

La répartition des usagers aux Tarifs Réglementés de Vente (TRV)



En parallèle, la consommation totale des clients aux TRV a également baissé de -1,1%.

La répartition des consommations des usagers aux tarifs réglementés de vente

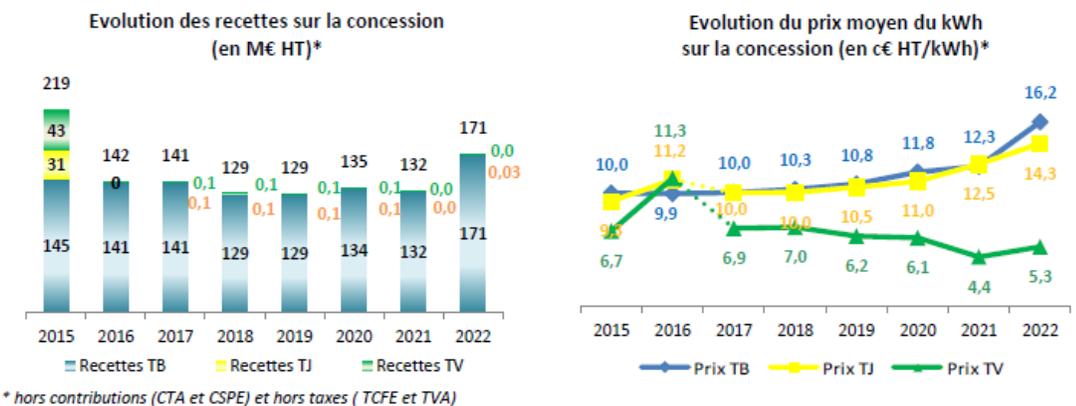


En revanche et malgré la baisse de consommation en 2021, la recette totale de fourniture a fortement augmenté de +30% en 2022 (en € HT), notamment à la suite des hausses des grilles tarifaires des TRV.

Toutefois, les pouvoirs publics ont plafonné cette hausse à +4% en € TTC. L'année 2022, a été marquée par la mise en place de bouclier tarifaire par l'Etat afin de lisser les hausses dans le temps, et d'éviter de trop fortes augmentations des factures des clients aux TRV.

Selon les ratios calculés pour la concession, le kWh d'électricité d'un usager au Tarif Bleu (TB) est de plus de 16 c€ HT en 2022, contre 12 c€ HT en 2021 et 11 c€ HT en 2019, soit une hausse en 3 ans de plus de +45%.

La répartition des recettes de fourniture des usagers aux tarifs réglementés de vente



Depuis le 1er janvier 2021, la suppression de certains TRV a concerné « l'ensemble des consommateurs finals non domestiques qui emploient 10 personnes ou plus, et/ou dont le chiffre d'affaires, les recettes ou le total de bilan annuels excèdent 2 M€ ». Ainsi, les usagers au TB non résidentiels ont été principalement concernés, mais aussi certains usagers aux tarifs jaunes et verts.

Toutefois, tous les clients qui n'ont pas fait le nécessaire ont été basculés en CST (Contrats de Sortie de Tarif) que seul EDF peut gérer. Ce tarif n'appartient pas aux TRV, et doit devenir progressivement et théoriquement désavantageux pour les usagers afin de les inciter à choisir une offre de marché.

Auparavant et depuis le 1er janvier 2016, les tarifs réglementés de vente pour des puissances souscrites supérieures à 36 kVA avaient été supprimés. Il subsistait quelques contrats spécifiques, des tarifs jaunes (TJ) et tarifs verts (TV) parmi les usagers BT inférieurs à 36 kVA.

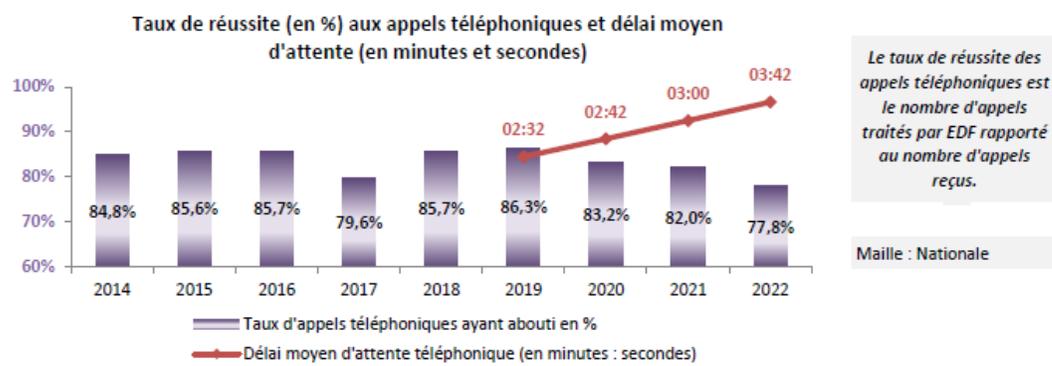
A fin 2022, il reste sur la concession encore 11 clients aux tarifs jaunes et 19 clients aux tarifs verts.

LES DISTRIBUTIONS D'ÉNERGIE

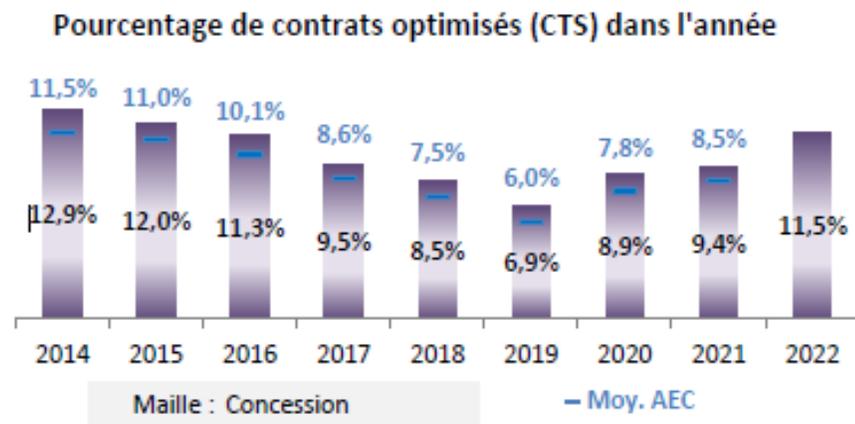
2. Les usagers de la concession aux Tarifs Réglementés de Vente

En 2022, le taux de réussite aux appels téléphoniques est en forte diminution par rapport à 2021 (-4,2 points) à la maille nationale. Il s'agit de la 3ème année de baisse consécutive. Le traitement par les plateformes régionales d'écoute n'est pas effectué en fonction des territoires d'appels, mais avec une répartition nationale des flux d'appels. En parallèle le temps d'attente moyen a augmenté d'1 minute 10, entre 2019 et 2022, passant de 2 minutes 32 à 3 minutes 42.

EDF a expliqué cette forte baisse par des vagues très importantes de volume d'appels sur des durées très courtes, en fonction des annonces gouvernementales. Notamment, le mois de septembre 2022, malgré un effectif au complet, a fait chuter la moyenne annuelle avec un taux de réponse de 60% sur ce mois-là.



Le taux de clients ayant bénéficié de conseils tarifaires optimisés a progressé en 2022 à 11,5% (+2,1 points par rapport à 2021).



Le conseil tarifaire

Le conseil tarifaire est un engagement d'EDF vis à vis des clients particuliers. Il consiste à aider le client, par un questionnaire adapté, à choisir l'option tarifaire qui correspond le mieux à ses équipements, à ses habitudes de consommation, et au niveau de confort qu'il souhaite. Cet engagement comporte également des conseils sur l'utilisation des différents appareils électriques dans la perspective de la maîtrise d'énergie.

Le conseil tarifaire est systématiquement réalisé lors de la souscription du contrat. En cours d'exécution du contrat, il est réalisé gratuitement, à la demande du client, en tenant compte de la consommation réelle du client.

Le volume total de réclamations traitées par EDF est désormais à la baisse en 2022 par rapport à 2021 avec -12% pour atteindre 6 207 réclamations.

Depuis 2016, les volumes de réclamations faites par mail sont comptabilisés par EDF dans les données de contrôle avec celles faites par courrier. Et, depuis mai 2017, c'est désormais le cas pour celles faites par Internet (AEL : Agence En Ligne) par les clients. Ce périmètre de mesure s'est ainsi grandement élargi, de plus, les canaux digitaux facilitent largement le passage à l'acte pour réclamer sur le champ, contrairement au courrier auparavant.

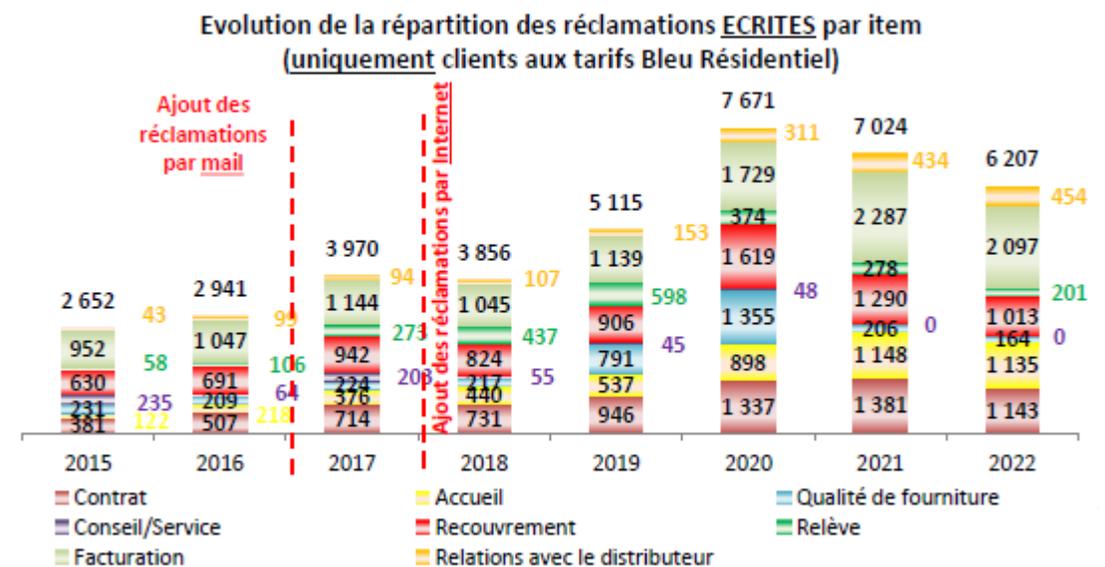
La concession, avec 322 réclamations pour 10 000 clients au tarif bleu, se situe au-dessus de la moyenne AEC (exercice précédent) de 296.

En 2022, près de 84% des réclamations sont faites par mail ou Internet. Cette proportion est en légère progression entre 2021 et 2022, alors qu'elle était en hausse rapide entre 2016 et 2021.

En revanche, EDF ne communique toujours pas les volumes de réclamations orales, mais uniquement les volumes de réclamations écrites. L'Autorité concédante reste aveugle sur cet aspect et de ce qu'il se passe sur son territoire.

De plus, seules les réclamations des clients bleus résidentiels sont comptabilisées. Ainsi, celles des clients bleus non résidentiels sont toujours manquantes.

Les réclamations relatives à la « facturation » rassemblent la plus grande part avec 34% du total, et sont en baisse de -8%. Puis les réclamations sur le « contrat » regroupent 18% du total, et sont en baisse avec -17%. Les réclamations sur l'« accueil » rassemblent également 18% du total, et sont en recul de -1%.



Depuis 7 ans, le taux de réponse sous 30 jours aux réclamations par EDF est quasiment stable et est compris entre 94% et 97%.

LES DISTRIBUTIONS D'ÉNERGIE

3. Les usagers en précarité énergétique

Au 31 décembre 2022, EDF a reçu 18 025 chèques énergie « annuel » de la part de ses clients, en hausse de +1,5% par rapport à 2021. Le taux de bénéficiaire est quasiment stable depuis 4 ans avec près de 10%.

Il faut rappeler qu'à fin 2017, 17 624 clients bénéficiaient du TPN. Ainsi, à fin 2022, le nombre de bénéficiaires du chèque énergie, est relativement comparable sur la concession, au nombre de bénéficiaires du TPN, malgré un élargissement des conditions d'éligibilité.

Le « Chèque Energie »

Pour rappel, le Chèque Energie a remplacé le 1er janvier 2018 les deux tarifs sociaux de l'énergie (TPN pour l'électricité et TSS pour le gaz). Ce remplacement implique un changement du système d'attribution, mais aussi une élévation de l'équivalence du plafond de revenus permettant d'en bénéficier et une hausse des montants alloués aux bénéficiaires.

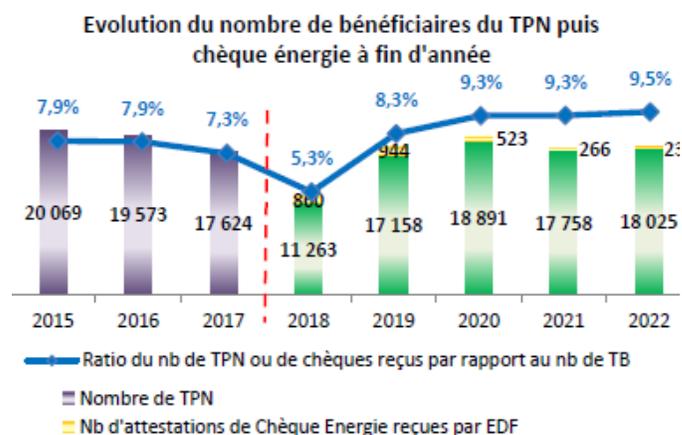
Les AODE qui étaient compétentes pour contrôler les tarifs sociaux ne le sont plus pour le Chèque Energie. Les résultats sont ainsi transmis par EDF à titre informatif, et pour permettre la connaissance des AODE sur un sujet délicat qu'est la précarité énergétique.

En 2022, deux fonctionnalités relatives à l'efficacité de l'attribution des chèques énergie ont fortement progressé : le nombre de clients particuliers pour lesquels un chèque énergie ayant été affecté par la voie dématérialisée et qui a été crédité sur le compte client sur l'exercice a augmenté de +60% (avec 15 060 dématérialisations) et le nombre de clients particuliers ayant préaffecté chez EDF leur chèque énergie a augmenté de +49% (avec 15 751 pré affectations).

Comptabilisé à part, en plus du chèque énergie « annuel », les usagers éligibles ont pu bénéficier de chèques énergies « exceptionnels » de 100 € et 200€, forfaitaires. Il s'agit d'une aide supplémentaire mise en place par le Gouvernement pour aider les ménages les plus modestes dans un contexte de hausses des prix de l'énergie.

Sur la concession, 13 491 chèques énergie « 2022 » exceptionnels de 200€, et 6 121 de 100€, ont été reçus par EDF. Pour rappel, 12 493 chèques énergie « 2021 » exceptionnel de 100€ avait été reçus en 2021, valables 18 mois, EDF a également reçu en 2022, 3 102 chèques énergie « 2021 » exceptionnel de 100€.

Selon les données d'EDF, le montant moyen du chèque énergie est de 141 € en 2022 à la maille concession (sans prendre en compte les chèques « exceptionnels »). Cela représente sur le territoire 2,6 M€ de chèques énergie crédités.



Depuis 2021, le plafond du Revenu Fiscal de Référence (RFR) donnant droit au chèque énergie est désormais de 10 800 € par an pour une personne vivant seule, et de 22 680 € pour un couple avec deux enfants.

Il existe 12 montants de chèques énergie en fonction de la composition familiale et des plafonds de revenus. Ces montants varient entre 48 € et 277 €. Les chèques « annuels » sont envoyés aux bénéficiaires durant le mois d'avril.

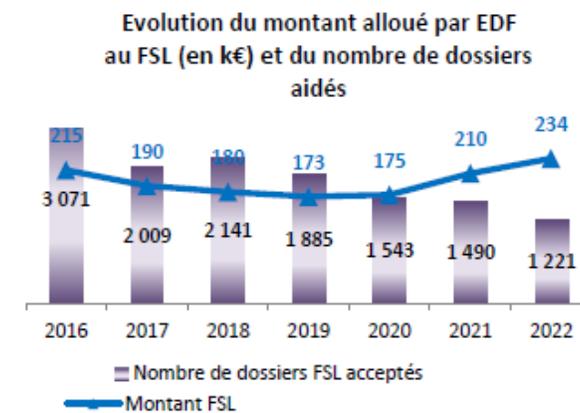
Une étude nationale de l'ONPE (Observatoire National de la Précarité Énergétique) indique que depuis 3 ans (2019 à 2021), le taux d'utilisation des Chèques Energie stagne à 80%.

Depuis le 1er octobre 2022, et après une expérimentation nationale de 7 mois chez 5 000 usagers, le service gratuit « InfoWatt » d'EDF va être proposé à tous les bénéficiaires du chèque énergie. Il s'agit d'une « clé Wifi » qui s'installe sur le compteur Linky, et qui permet avec une application sur Smartphone de suivre la consommation instantanée du logement (en € et en kWh), avec un décalage d'une heure. Ce service est une obligation pour tous les fournisseurs et remplace « les afficheurs déportés » qui n'ont jamais été déployés depuis la Loi TECV de 2015.

Sur la concession en 2022, 149 clients particuliers d'EDF ont souscrit la solution Info Watt, dont 43 l'ont utilisé au cours des 12 derniers mois.

Par ailleurs, le Fonds de Solidarité pour le Logement (FSL) est un montant alloué par EDF au Conseil Départemental (CD). Ce dernier est de 234 k€ en 2022, en augmentation par rapport à 2021 (210 k€). Le Conseil Départemental est le gestionnaire du FSL pour le département et le décideur des attributions des aides. Ainsi, EDF a principalement le rôle de contribuer au financement de ce Fonds et de communiquer des informations à la demande des travailleurs sociaux.

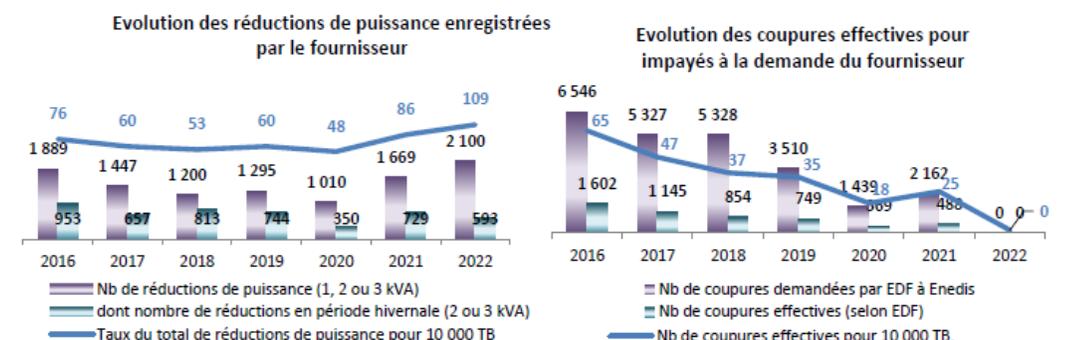
Le nombre de dossiers aidés pour des clients d'EDF poursuit une tendance globalement orientée à la baisse en passant de 3 071 à 1 221 entre 2016 et 2022. En 6 ans, le nombre de dossiers FSL pour des clients d'EDF a quasiment été divisé par 3. Cette évolution est difficilement interprétable car le contrôle de concession ne permet pas d'accéder aux chiffres relatifs aux volumes de dossiers aidés pour les clients des fournisseurs alternatifs.



Depuis 2022, EDF ne demande plus de coupures pour impayés, mais uniquement des réductions de puissance. Pour rappel, en 2021, les coupures pour impayés avaient concerné près de 0,3% des clients aux TRV de la concession. En 2022, le nombre de coupures pour impayés est effectivement nul.

Ainsi, le nombre de réductions de puissance a augmenté +26% avec 2 100 réductions.

Parmi elles, 593 sont des réductions de puissance hivernale de 2 ou 3 kVA durant la trêve hivernale (du 1er novembre au 31 mars).



LES DISTRIBUTIONS D'ÉNERGIE

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) :

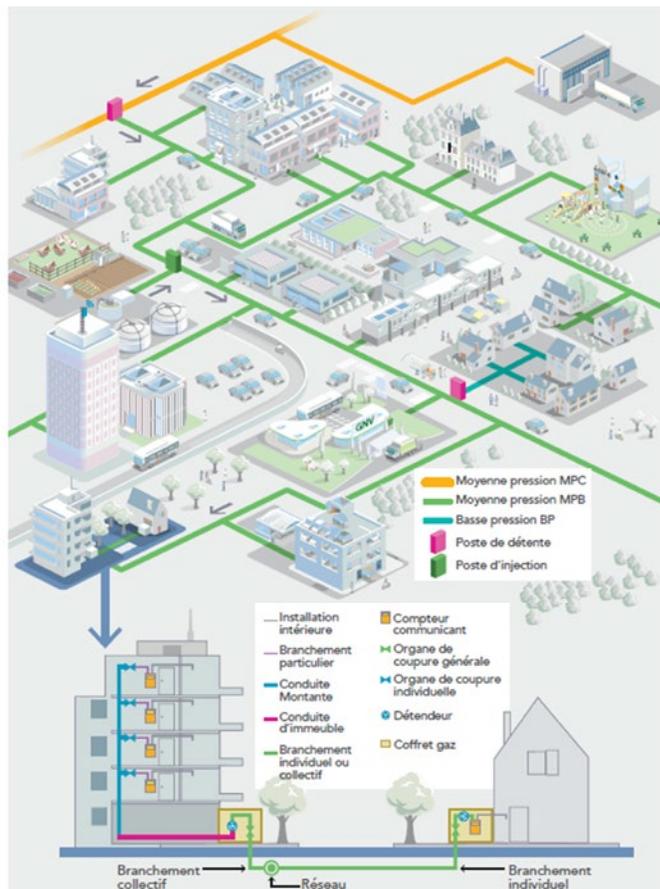
- o **59 communes sont desservies dans un cadre monopolistique issu de la loi de nationalisation** du gaz et de l'électricité du 8 avril 1946. Il s'agit du périmètre dit « historique » sur lequel s'applique le tarif d'acheminement péréqué (dit « ATRD ») fixé par la Commission de régulation de l'énergie à l'échelle du territoire national ;

- o L'exploitation du service implanté sur les communes de **Hauterives, Mercuroil et Châtillon-Saint-Jean** a été attribuée en 2006 et 2008 par Territoire d'Énergie Drôme - SDED à la suite d'une procédure de mise en concurrence (DSP type « Loi Sapin »). Bien que ne faisant pas partie du périmètre « historique », le tarif d'acheminement pratiqué est également le tarif péréqué au niveau national.

- o Territoire d'Énergie Drôme - 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 tarif d'acheminement est propre à chaque concession.

B - LE SERVICE PUBLIC DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL CONCEDE A GRDF

Le service public de distribution de gaz fait lui aussi l'objet d'un audit annuel par les agents assermentés de Territoire d'Énergie Drôme - SDED appuyés par des cabinets extérieurs. Les principales conclusions de l'audit de l'exercice 2022 de GRDF sont reprises ci-après.



Source : CRAC 2022 GRDF

1. Les chiffres clés des usagers de la concession

1.1 Les livraisons de gaz aux usagers

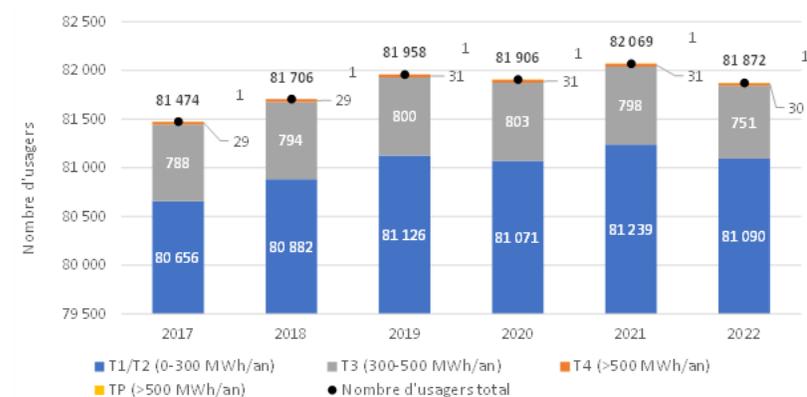
1.1.2 Nombre de points de livraison

Sur l'exercice 2022, le **nombre d'usagers diminue sur la concession (- 197 usagers, soit -0,2%) et s'établit à 81 872**. En revanche, aux niveaux régional et national, le nombre d'usagers reste stable.

Le nombre d'usagers diminue particulièrement à Valence avec -265 usagers et à Bourg-lès-Valence avec - 58 usagers. Sur d'autres communes, le nombre d'usagers augmente sensiblement : Châteauneuf-sur-Isère (+ 46 usagers), Chabeuil (+38 usagers).

Dans les hypothèses de construction du futur tarif d'acheminement du gaz naturel (dit tarif ATRD7), GRDF prévoit une baisse des consommations de l'ordre de -9% en 2027 par rapport à 2022.

Evolution du nombre d'usagers par tarif d'acheminement



-149 usa. T1/T2

-47 usagers T3

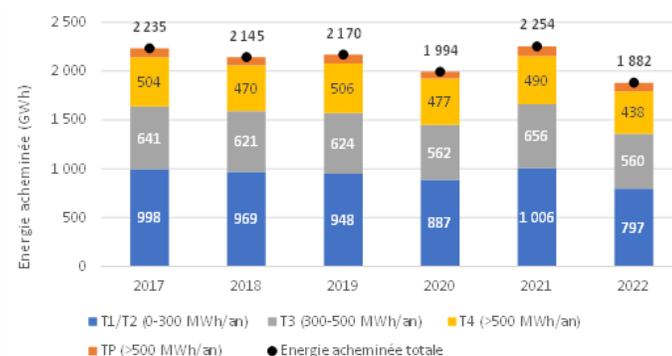
-1 usager T4/TP

1.1.2 Énergie acheminée

Les quantités de gaz acheminées baissent sensiblement sur la concession sur l'exercice 2022, pour atteindre **1 882 GWh, soit une baisse de 16,5% par rapport à l'exercice 2021**. A titre de comparaison, la baisse constatée sur la concession est légèrement supérieure à la baisse de consommation constatée au niveau national de -16,1%, et inférieure à celle constatée au niveau régional de -20,0%.

A l'exception de Saint-Uze (+3,6 GWh par rapport à 2021) et Marges (+2,3 GWh), les consommations de toutes les communes diminuent, particulièrement à Valence (-101 GWh), en lien avec la baisse d'usagers sur la commune, et à Romans-sur-Isère (-46 GWh).

Evolution de l'énergie acheminée par tarif d'acheminement



-210 GWh T1/T2

-96 GWh T3

-66 GWh T4/TP

LES DISTRIBUTIONS D'ÉNERGIE

1.2 Les services aux usagers

Le développement du biométhane

La loi de Transition Énergétique pour la Croissance Verte (LTECV) fixe un objectif de **10 % de gaz renouvelable dans les réseaux d'ici 2030**. Sur la base du scénario volontariste du bilan prévisionnel pluriannuel gaz 2017-2035, GRDF estime qu'il est possible d'atteindre 30% de gaz renouvelable dès 2030 et vise l'objectif symbolique de 100% de gaz renouvelable en 2050.

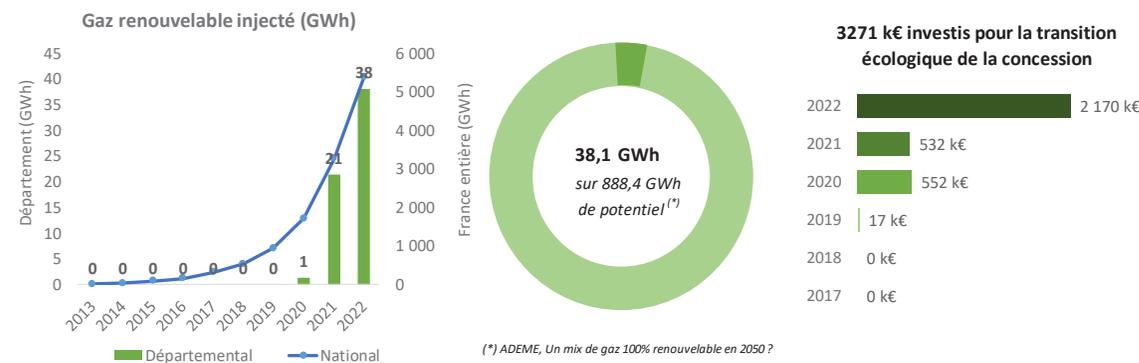
Le développement du biométhane sur le territoire permettrait à la collectivité et à GRDF d'atteindre leurs objectifs en termes de réduction de gaz à effet de serre puisque l'Agence de la Transition Écologique (ADEME) considère un facteur d'émission de 227 gCO₂e/kWh PCI pour le gaz naturel de réseau contre 44 gCO₂e/kWh PCI pour le biométhane d'après la Base Carbone de l'ADEME consultée en 2021.

D'après l'étude ADEME-SOLAGRO « Un mix de gaz 100 % renouvelable en 2050 ? », 888 GWh/an serait exploitable à l'horizon 2050 sur le territoire.

En 2022, la quantité de gaz renouvelable produite localement sur le département est de **38,1 GWh**, ce qui représente **2,01%** de la consommation du département.

Développement du biométhane	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Potentiel de production de biométhane* (GWh)	888	888	888	888	888	888
Nombre de site d'injection (nb)	0	0	0	1	3	4
<i>Dont sur la concession</i>	0	0	0	1	2	3
Quantité produite localement (GWh)	0,0	0,0	0,0	1,3	21,3	38,1
<i>Dont sur la concession</i>	0,0	0,0	0,0	1,3	15,7	28,4
Quantité consommée (GWh)	0	2 148	2 172	1 996	2 255	1 899
<i>Dont sur la concession</i>	2 254	1 882	2 170	1 994	2 254	1 882
Taux d'autoproduction de gaz		0,00%	0,00%	0,07%	0,95%	2,01%
<i>Dont sur la concession</i>	0,00%	0,00%	0,00%	0,07%	0,70%	1,51%

*Source : "Vers un gaz 100% renouvelable en France en 2050?", ADEME-SOLAGRO



1.3 Les livraisons aux usagers

1.3.1 Suivi des réclamations

En 2022, le volume de réclamations des usagers est en baisse de **- 16,6 %** par rapport à l'exercice précédent (529 en 2022 contre 634 réclamations en 2021).

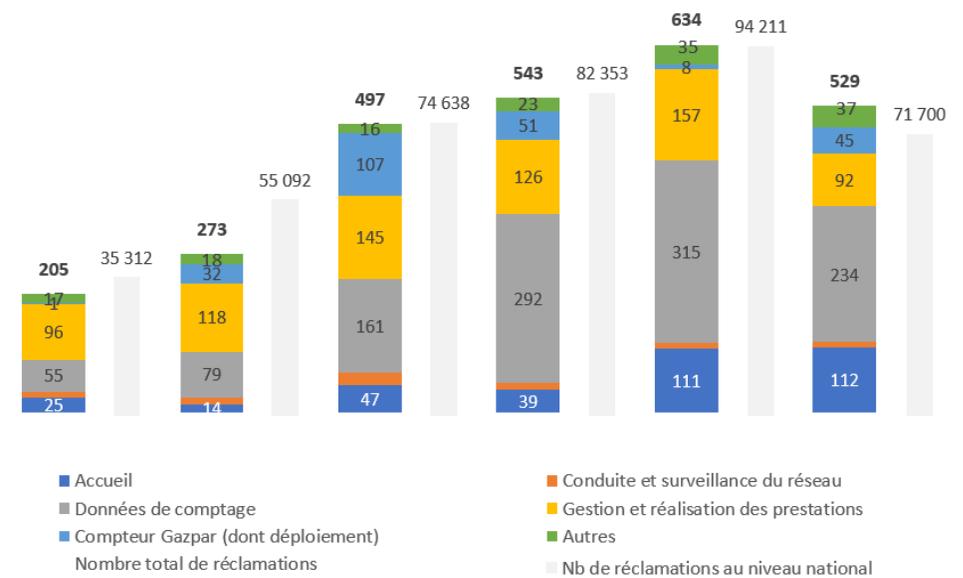
Interrogé sur l'évolution des réclamations lors du contrôle sur site, le concessionnaire indique que le nombre encore important de réclamations de thématique « Accueil » s'explique par des anomalies qui bloquaient les flux de transmission d'index du SI Gazpar vers OMEGA (site distributeur/fournisseur), les demandes de mises en service et hors service restant alors au statut en Traitement En Cours en Attente d'Index (TECAI) et générant des réclamations de la part des fournisseurs.

Le concessionnaire précise que pour certaines demandes, notamment sur des compteurs non télérelevés, l'étape en TECAI demeure encore assez longue, entre 15 jours et 1 mois, au lieu de 5 jours, ce qui induit des réclamations encore assez nombreuses pour cette thématique.

Concernant la thématique « Données de comptage », le concessionnaire indique que la baisse est liée à l'augmentation de compteurs télérelevés lors de relevés cycliques et lors de mises en ou hors service, induisant une baisse des contestations sur la consommation.

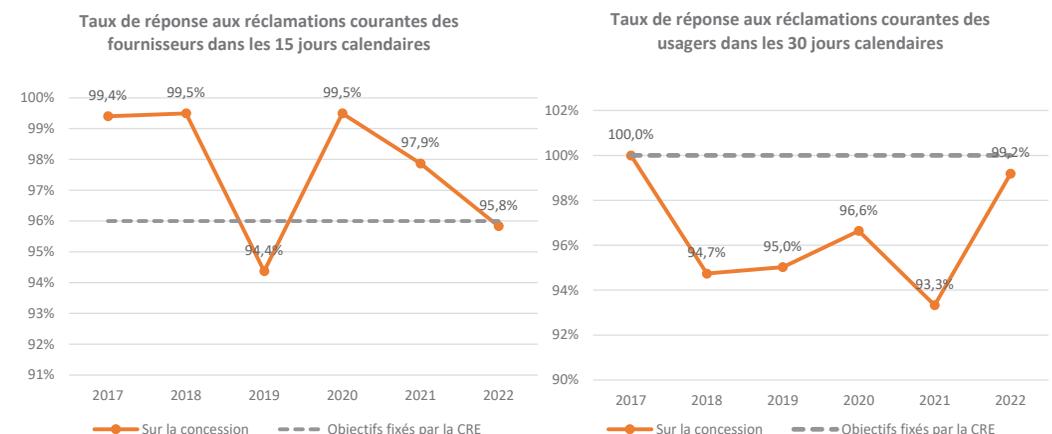
Les réclamations pour « Données de comptage » concernent majoritairement des clients qui ont été facturés sur la base d'index estimés alors qu'ils possèdent un compteur communicant (qui peut être télérelevé ou non).

En 2022, 45 réclamations ont été enregistrées au sujet du déploiement des derniers compteurs communicants. Au regard du nombre de compteurs posés en 2022, le taux de réclamations associées est dans la moyenne.



Le taux de réponse aux réclamations des fournisseurs sous 15 jours a diminué (95,8%), tandis que le taux de réponse aux usagers sous 30 jours a augmenté (99,2%).

Interrogé sur le sujet lors du contrôle sur site, le concessionnaire indique que le taux de réponse aux réclamations courantes des fournisseurs a diminué en 2022 en lien avec l'augmentation des instances d'appel, consécutive à la problématique des index bloqués dans les SI du concessionnaire (problématique « TECAI »).



LES DISTRIBUTIONS D'ÉNERGIE

Consécutivement aux précédents contrôles sur site, le concessionnaire a indiqué avoir amélioré ses procédures de pilotage des réponses aux réclamations par les moyens suivants :

- Anticipation de la vigie des relances des réclamations non traitées de -7J à -15J avant la date limite.
- Ajout d'une vision par Groupe de Traitement des écarts et des impacts financiers pour davantage responsabiliser les acteurs.
- Utilisation de la qualification « Ne concerne pas GRDF » plutôt que le processus « Autre » et Thème « Autres ».
- Systématisation de la relecture par un manager des réponses aux réclamations pour le haut de portefeuille et pour les Clients collectivités locales.

La mise en place de ces nouveaux dispositifs est donc un point positif sur la concession et la région Sud-Est, et devrait permettre une amélioration du traitement des réclamations.

1.3.2 Qualité de la relève

En 2022, **99,55% des PCE ont été relevés au moins une fois dans l'année** sur la concession, majoritairement grâce à des compteurs communicants puisque le taux d'index relevés sur compteurs communicants atteint 98,98%.

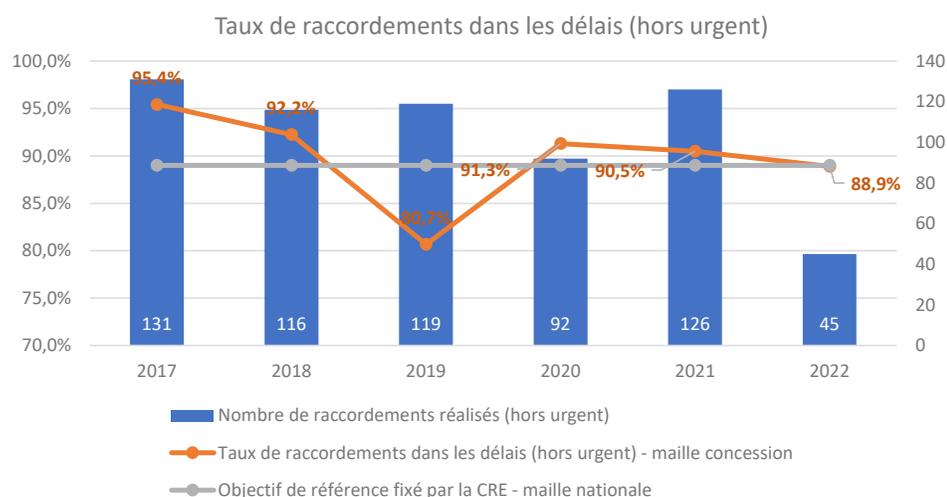
Environ **1% des index issus des compteurs communicants fait l'objet d'une estimation** et génère potentiellement des réclamations et des mécontentements.

Qualité de la relève	2020	2021	2022
Nb de PCE à relever dans l'année	78 660	78 708	77 570
Taux de PCE avec un index lu au moins une fois dans l'année	99,26%	99,50%	99,55%
Nombre d'index à relever sur compteurs communicants	516 767	664 913	778 262
Dont estimés sur compteurs communicants	4 880	6 560	7 931
Taux d'index relevés sur compteurs communicants	99,06%	99,01%	98,98%
Nombre de relèves corrigées sur compteurs non communicants	508	365	323

1.3.3 Raccordement dans les délais

Le taux de raccordement dans les délais mesure le délai de raccordement sur le marché d'affaires et sur le marché grand public. L'objectif fixé par la CRE est de 89%. Cet indicateur ne prend pas en compte les branchements réalisés avec l'option « Urgent ».

Après un exercice 2019 où le taux de raccordement dans les délais s'était fortement dégradé, ce dernier **se maintient au niveau de l'objectif réglementaire depuis 2020, à 88,9%**.



1.3.4 Diagnostics des installations intérieures

Le diagnostic des installations intérieures chômées depuis plus de 6 mois est une prestation couverte par le tarif ATRD. Pour toute installation dont la période de chômage a duré plus de 180 jours, GRDF propose un diagnostic d'installation gratuit pour le client.

Sur la concession en 2022, **379 diagnostics sur les installations chômées depuis plus de six mois ont été réalisés** (contre 298 en 2021), **ayant conduit à la détection de 55 dangers graves et imminents** (contre 46 en 2021).

Interrogé sur le sujet lors du contrôle sur site, le concessionnaire a indiqué que 3,6% des mises en service (hors nouvelles) font l'objet d'un diagnostic, contre 2,7% en moyenne sur la région Sud-Est. Les résultats des diagnostics indiquent que les installations intérieures de la concession sont en moins bon état qu'en moyenne car :

- 266 diagnostics ont détecté au moins une anomalie, soit 71% (50% au niveau de la région Sud-Est, et 47% au niveau national)
- 55 diagnostics ont conduit à interrompre le flux gazeux pour danger grave et imminent, soit 14%, contre 3% au niveau de la région Sud-Est et 2% au niveau national.

La sécurisation des installations intérieures paraît ressortir comme un enjeu important pour la concession.

2. Les caractéristiques des ouvrages

2.1 Les canalisations de distribution

Au terme de l'exercice 2022, l'infrastructure de distribution comptait **1 800 kilomètres de réseaux**.

Linéaire de canalisation par pression et par matière (km) - Inventaire technique	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Variation (km)
Linéaire total de canalisation	1 715	1 728	1 742	1 756	1 779	1 800	21,78
Réseau MPC (sup à 4 bar)	103	103	103	108	108	117	8,60
Dont MPC polyéthylène	9	9	9	14	14	22	8,18
Dont MPC acier	94	94	94	94	94	95	0,43
Réseau MPB (de 0,4 à 4 bar)	1 567	1 582	1 598	1 608	1 632	1 647	15,11
Dont MPB polyéthylène	1 386	1 401	1 417	1 427	1 453	1 468	15,33
Dont MPB acier	181	181	181	181	179	179	-0,22
Dont MPB cuivre	0,29	0,29	0,23	0,17	0,17	0,17	0,00
Réseau BP (inf à 50 mbar)	44,26	42,56	40,48	39,78	38,51	36,58	-1,93
Dont BP polyéthylène	11,43	11,40	11,12	11,09	11,04	10,46	-0,58
Dont BP acier	8,83	8,41	8,15	7,86	7,63	7,36	-0,27
Dont BP cuivre	0,55	0,53	0,49	0,49	0,48	0,43	-0,05
Dont BP fonte ductile	23,46	22,22	20,72	20,34	19,36	18,32	-1,04

* En bleu les technologies de canalisations dont le renouvellement est prioritaire

L'âge moyen des canalisations de la concession est **28,3 ans (+0,6 ans)**, pour 28 ans au niveau national.

Âge moyen des canalisations (ans) - Inventaire technique	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Variation (ans)
Âge moyen	24,9	25,6	26,4	27,1	27,7	28,3	0,6
Polyéthylène	21,2	22,0	22,7	23,5	24,1	24,7	0,6
Acier	42,1	43,0	44,0	45,0	45,8	46,6	0,8
Cuivre	43,7	44,8	45,4	45,7	47,0	48,9	1,9
Fonte ductile	36,9	38,0	39,0	40,0	41,0	42,1	1,1
BP	35,4	36,3	37,2	38,0	38,8	39,9	1,1
MPB	24,1	24,8	25,6	26,4	26,9	27,7	0,7
MPC	33,1	33,8	34,8	34,2	35,2	33,4	-1,8

Sur la concession, le taux de canalisations construites après 1980 est de 87,6%, contre 83% au niveau national.

Les canalisations les plus anciennes sont celles en acier, en cuivre ou en basse pression.

C'est à Saint-Vallier qu'elles sont les plus anciennes (36,7 ans).

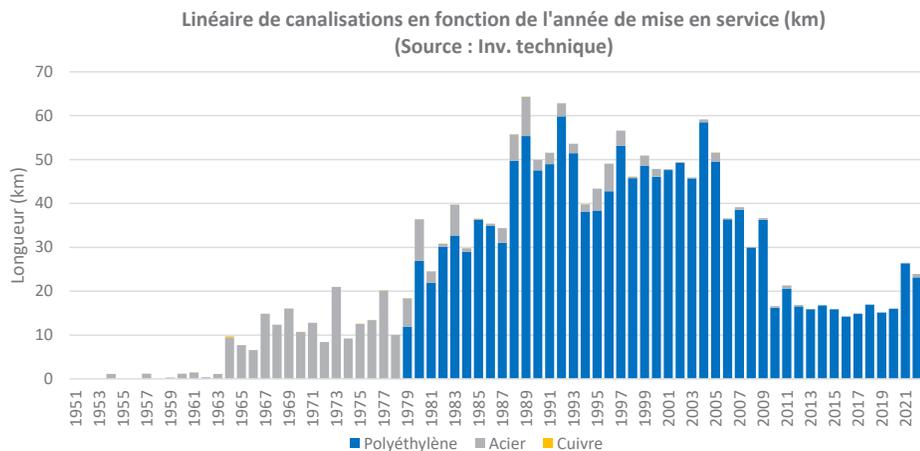
LES DISTRIBUTIONS D'ÉNERGIE

2.4 Les robinets de coupure

Le nombre de robinets est un point important à prendre en compte car il est directement lié au nombre de clients coupés lors des incidents. En effet, lors d'un incident, GRDF peut être amené à couper le réseau de gaz grâce au robinet le plus proche. Plus celui-ci est éloigné sur le réseau, plus le nombre de clients coupés est élevé, ce qui nuit à la qualité de service des usagers.

Leur mise en place constitue un investissement de l'ordre de quelques milliers d'euros. L'objectif de GRDF est de trouver le nombre optimal de robinets à conserver dans leur schéma de vannage pour allier performance et sécurité.

Caractéristiques des robinets	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Variation (unité)
Nombre de robinets	n.c.	n.c.	n.c.	2 400	2 398	2 402	4
Dont robinets utiles à l'exploitation	966	952	955	961	968	973	5
Dont robinets non utiles à l'exploitation	n.c.	n.c.	n.c.	1439	1430	1429	-1
Age moyen des robinets (ans)	26,1	26,8	27,6	28,8	29,4	30,1	0,7



2.2 Les postes de détente

En 2022, la concession comporte **145 postes de détente** au total, comme en 2021, dont 62 MPC/MPB, et 80 MPB/BP.

Caractéristiques des postes de détente (u)	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Variation (u)
Nombre total de poste de détente	156	153	150	146	145	145	0
Dont en télé-exploitation	16	17	46	67	69	69	0
MPC/MPC	2	2	2	3	2	3	1
MPC/MPB	61	61	60	60	62	62	0
MPB/BP	89	89	87	83	81	80	-1
-/-	3	1	1	0	0	0	0

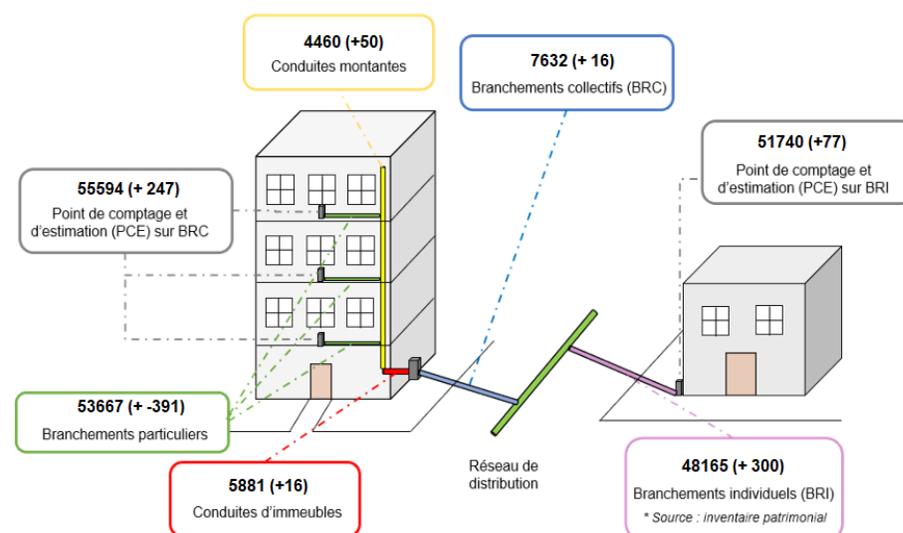
2.3 Les postes de livraison client

Depuis le 1er janvier 2020, les postes de livraison client sont considérés par GRDF comme des biens concédés. **Certains postes de livraison client appartiennent aux clients et ne sont donc pas dans la concession.** Ces clients doivent alors en assurer la maintenance.

Le concessionnaire propose depuis 2021 un **inventaire technique de ces ouvrages**, qui ne présente toutefois pas leur année de mise en service.

Caractéristiques des postes de livraison client (u) - Inventaire technique -	2019	2020	2021	2022	Variation (unité)
Nombre total de poste de livraison client	n.c.	n.c.	1 917	1 917	0
Dont en concession	n.c.	n.c.	1 736	1 743	7
Dont propriété des clients	n.c.	n.c.	181	174	-7
Dont télé-relevés	n.c.	n.c.	663	653	-10
MPC/MPB	n.c.	n.c.	13	10	-3
MPB/MPA	n.c.	n.c.	1 226	1 231	5
MPB/BP	n.c.	n.c.	456	403	-53
-/-	n.c.	n.c.	3	74	71

2.5 Les ouvrages de branchements



Il n'existe pas d'inventaire technique des branchements individuels. Pourtant, les branchements individuels et collectifs accueillent des équipements (détenteurs notamment) soumis à une incidentologie élevée et sont le siège d'environ **3 incidents sur 5 sur la concession.**

Une mauvaise complétude des bases de données techniques peut avoir un impact sur l'activité de maintenance du concessionnaire. En effet, un ouvrage avec des informations peu complètes ou erronées ne se verra pas forcément attribuer la bonne date de visite dans l'outil de planification de la maintenance du concessionnaire.

Territoire d'Énergie Drôme- SDED souhaite que le concessionnaire mette en place des actions d'amélioration de la cohérence des inventaires technique et patrimonial, sur les postes de détente en premier lieu, puis sur les canalisations.

LES DISTRIBUTIONS D'ÉNERGIE

2.6 Les points de comptage et d'estimation

Les points de comptage et d'estimation (PCE) peuvent être :

- **Actifs** lorsqu'ils sont équipés d'un compteur et ont été utilisés dans l'année par au moins 1 usager.
- **Inactifs** lorsqu'ils sont équipés d'un compteur mais n'ont pas de contrat associé.
- **Improductifs** lorsqu'ils ne sont pas équipés de compteur.

L'arrêté du 4 mars 2021 impose de mettre en place un **dispositif de sécurisation des branchements non actifs** :

- à partir du 1er janvier 2023 pour les **interruptions de fourniture de gaz supérieure à 6 mois**, postérieure au 1er juillet 2022 ;
- à partir du 1er janvier 2026 pour **les autres interruptions de fourniture de gaz**.

L'objectif de cet arrêté est d'accroître le niveau de sécurité sur les branchements non actifs.

En 2022, **une importante hausse du nombre de PCE inactifs est observée**, notamment sur les branchements individuels. Le nombre de PCE inactifs divisé par le nombre de PCE actifs et inactifs est de 6,8%, ce qui est élevé.

Points de Comptage et d'Estimation sur la concession (u)	2018	2019	2020	2021	2022	Variation (unité)
PCE à relève semestrielle (BI + BC)	104 405	105 530	106 656	107 010	107 334	324
Dont actifs	78 264	78 417	78 630	78 705	77 653	-1 052
Dont inactifs	4 890	5 018	4 703	4 630	5 725	1 095
Dont improductifs	21 251	22 095	23 323	23 675	23 956	281
PCE à relève non semestrielle (Industriels)	1 002	1 018	1 028	1 040	1 044	4
Actifs	826	833	832	831	820	-11
Résiliés	176	185	196	209	224	15

2.7 Les compteurs

Depuis le 1er janvier 2020, le concessionnaire considère dans sa comptabilité nationale que **les compteurs sont des biens de retour propriété de l'Autorité Concédante**.



A fin 2022, **91 % des compteurs domestiques sont télérelevés**. Ils correspondent soit aux compteurs de type GAZPAR télérelevés, soit aux compteurs équipés d'un module communicant qui sont télérelevés par un concentrateur.

Les compteurs (u) - Inventaire technique	2018	2019	2020	2021	2022	Variation N/N-1 (u)	Part du total (%)
Total	84 029	84 268	84 165	84 166	84 198	32	100%
Domestiques	81 784	82 039	81 919	81 893	81 922	29	97%
Dont télérelevés	5 914	37 824	52 777	59 085	76 656	17 571	91%
Dont inaccessibles	7 598	7 371	7 144	6 935	6 745	-190	8%
Industriels	2 245	2 229	2 246	2 273	2 276	3	100%
Dont télérelevés	813	1 045	1 246	1 515	1 692	177	74%
Dont inaccessibles	212	32	38	41	40	-1	2%

2.8 Les régulateurs des branchements

Les régulateurs, appelés également détenteurs, sont les ouvrages qui permettent d'abaisser le niveau de pression du gaz naturel.

Les détenteurs sont des pièces mobiles qui sont à l'origine de la grande majorité des incidents et fuites sur la concession.

L'arrêté du 23 février 2018 modifié le 4 mars 2021 impose un rajeunissement progressif du parc de régulateurs alimentant des bâtiments d'habitation.

Le concessionnaire a donc lancé une opération de recensement et de traçabilité des régulateurs. A partir de l'exercice 2021, les régulateurs sont immobilisés de manière séparée des branchements et compteurs dans l'inventaire patrimonial et, le concessionnaire ne possédant pas d'inventaire technique complet des branchements individuels, leurs caractéristiques sont enregistrées dans le logiciel de gestion de la clientèle en association avec le numéro de PCE correspondant.



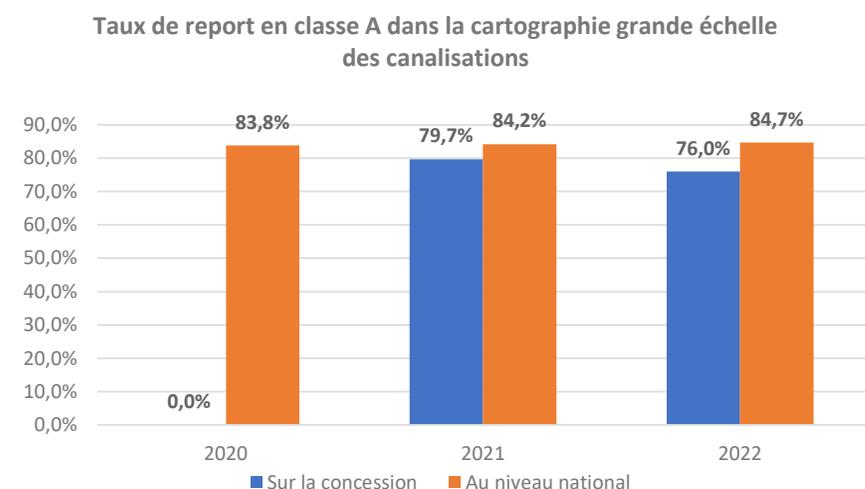
A fin 2022, **8 108 régulateurs ont été immobilisés sur la concession, dont 6 886 sur l'exercice 2022**.

2.9 Le report en classe A dans la cartographie

Conformément au décret « anti-endommagement », le concessionnaire doit répondre aux DT-DICT avec une précision de classe A sur les plans, à quelques exceptions près pour les canalisations (intersections de routes, traversée oblique de route notamment) et à l'exception des branchements cartographiés ou munis d'un affleurant visible.



Ainsi, sur la concession, **le taux de canalisations effectivement reportées en classe A dans la cartographie sur la concession est de 76,0% à fin 2022** et est inférieur à la moyenne nationale qui atteint 84,7% en 2022.



Il est à noter que la méthode de calcul du taux de canalisations reportées en classe A a été modifiée en 2022. Auparavant, le concessionnaire utilisait les données rentrées à la main dans les cartouches des plans grande échelle. Depuis l'exercice 2021, au niveau national, le taux de classe A est déterminé par l'algorithme « Linéaire ABC » qui parcourt les canalisations sur la cartographie grande échelle et détermine celles qui sont en classe A dans la cartographie à partir des informations situées le long des traits de la cartographie. Ce changement de méthode est la cause de la baisse du taux de classe A entre 2021 et 2022.

Interrogé sur le sujet en audit, le concessionnaire a indiqué que les **8 communes avec un taux de report en classe A des canalisations inférieur à 70% feraient l'objet d'une attention particulière**.

Territoire d'énergie Drôme – SDED souhaite que GRDF transmette également le nombre de branchements reportés dans la cartographie grande échelle en précisant les classes de précision cartographique (A, B, C).

LES DISTRIBUTIONS D'ÉNERGIE

2.10 Les ouvrages vulnérables

2.10.1 Canalisations et branchements en fonte ductile

Les réseaux en fonte ductile **ne peuvent pas être protégés de la corrosion aussi efficacement que les réseaux en acier**. Ils sont en cours de résorption par le concessionnaire.

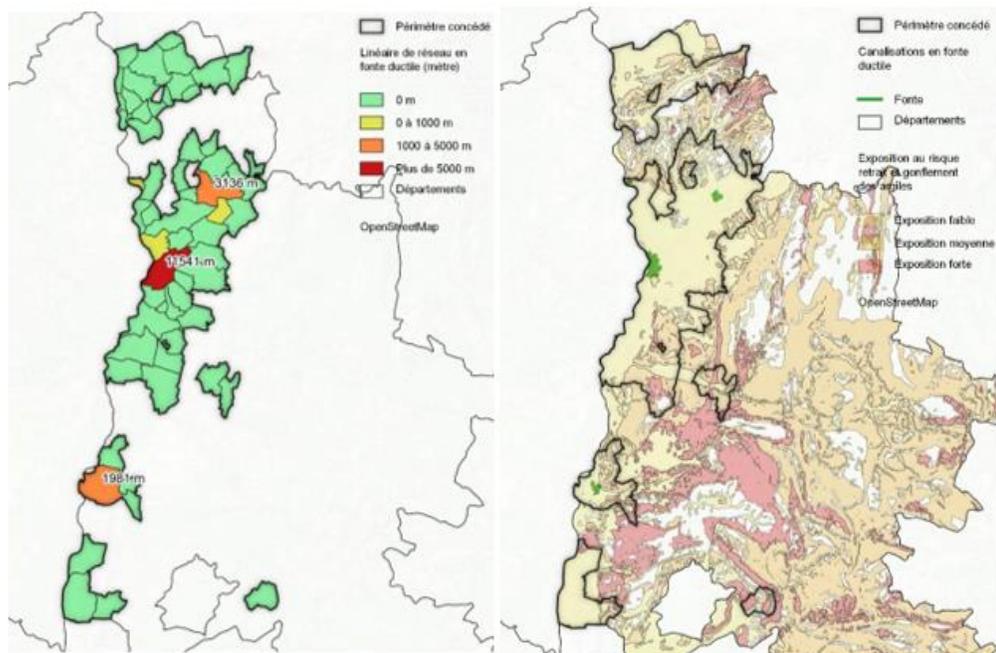
L'arrêté du 6 décembre 2021 impose leur **renouvellement aux échéances suivantes** :

- le 1er janvier 2026, les conduites et les branchements en fonte à graphite sphéroïdal et dont la pression est supérieure ou égale à 50 millibars (MPB) ;
- le 1er janvier 2050, les conduites et les branchements en fonte à graphite sphéroïdal et dont la pression est inférieure à 50 millibars (BP).

Comme il l'a été rappelé précédemment, le concessionnaire ne possède pas d'inventaire technique des branchements individuels. Ainsi, **il n'est pas possible de déterminer le nombre de branchements en fonte ductile à renouveler d'ici 2050**.

Concernant les canalisations, il subsiste **18,3 km de fonte ductile exploitées en BP à fin 2022**, principalement à Valence.

Linéaire de canalisation par matière (km) - Inventaire technique	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Variation N/N-1
Fonte ductile	23,5	22,2	20,7	20,3	19,4	18,3	-1,0
Dont BP	23,5	22,2	20,7	20,3	19,4	18,3	-1,0
Dont MP	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0



2.10.2 Canalisations en cuivre sur domaine public

L'arrêté du 6 décembre 2021 impose le **renouvellement des canalisations en cuivre sur domaine public d'ici le 1er janvier 2050**.

Un des problèmes associés à cette technologie est qu'elle est ancienne et généralement associée à une pose en sous-profondeur, ce qui augmente le risque de dommage aux ouvrages et de fuite de gaz.

Sur la concession, il y a 0,6 km de canalisations en cuivre à fin 2022. Leur domaine d'implantation reste à déterminer.

Linéaire de canalisation par matière (km) - Inventaire technique	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Variation N/N-1
Cuivre	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,6	-0,1
Dont BP	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	-0,1
Dont MP	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,0

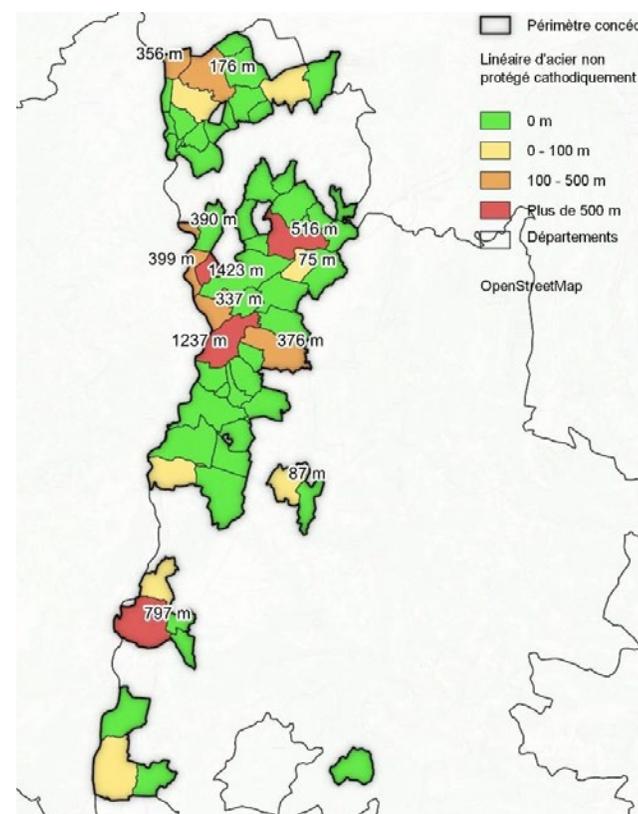
2.10.3 Canalisations en acier non protégées cathodiquement

L'acier pouvant s'oxyder au contact du gaz, les canalisations en acier doivent faire l'objet d'une protection contre la corrosion afin d'augmenter leur durée de vie et de diminuer les risques d'incident. Pour cela, GRDF a mis en place des ouvrages de **protection cathodique sur la plupart de ses réseaux en acier**, en plus de la mise sous fourreau mise en place à partir de 1980.

Cependant, certains réseaux en acier ne sont pas protégés cathodiquement contre la corrosion et font l'objet d'un suivi spécial par GRDF

La concession compte 6,24 km de canalisations en acier non protégé cathodiquement (-0,3% par rapport à 2021) qui doivent faire l'objet d'une surveillance accrue par le concessionnaire.

Linéaire de canalisation par matière (km) - Inventaire technique	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Variation N/N-1
Acier non protégé cathodiquement	7,15	7,04	6,78	6,46	6,52	6,24	-0,29



2.10.4 Ouvrages basse pression en zones inondables

Si les canalisations moyenne pression (>4 bar) ne posent aucun problème en cas d'inondation, **les canalisations basse pression (BP) sont particulièrement sujettes à la rupture**.

Les ouvrages de détente (réseau et livraison client) situés en zone inondable doivent faire l'objet d'une attention particulière en termes d'équipement.

Le portail « georisques.gouv.fr » met à disposition les Territoires à Risques importants d'Inondation (TRI)

suivant trois probabilités d'occurrence :

- faible : évènement extrême avec une période de retour de l'ordre de 1000 ans
- moyenne : évènement moyen avec une période de retour comprise entre 100 et 300 ans
- forte : évènement fréquent avec une période de retour entre 10 et 30 ans

LES DISTRIBUTIONS D'ÉNERGIE

Les ouvrages sensibles situés en zones inondables sont les suivants :

Ouvrages en zones inondables	Probabilité d'occurrence forte	Probabilité d'occurrence moyenne
Réseau BP (mètres)	3 482	10 332
Postes de détente réseau (unité)	5	13
Postes de livraison client (unité)	12	107

2.10.5 Cibles prioritaires de traitement (CPT)

La politique de gestion du risque industriel du concessionnaire consiste à identifier et hiérarchiser les familles d'ouvrages en fonction de leur vulnérabilité potentielle, puis à identifier les sous-ensembles d'ouvrages à moderniser en priorité en fonction de leurs caractéristiques techniques et/ou de leur environnement spécifique.

La démarche de priorisation des ouvrages à moderniser par le concessionnaire vise à :

- Déterminer, parmi les ouvrages exploités, les familles de couples « ouvrage-matière » sur lesquelles cibler les actions de renouvellement ;
- Au sein de chaque famille, rechercher des sous-ensembles d'ouvrages à traiter en priorité en fonction de leurs caractéristiques techniques et/ou d'un environnement spécifique : ce sont les Cibles Principales de Traitement (CPT).

Cette méthode a conduit à identifier, à date, au niveau national, sept cibles principales de traitement. Elles concernent les ouvrages en immeubles (CICM et branchements particuliers) et branchements avec régulateur situé à l'intérieur d'un local.

Les cibles principales de traitement (ouvrages / matière / configuration / environnement) sont intégrées au programme d'investissements. L'analyse des CPT est reconduite périodiquement, à partir d'un retour d'expérience pluriannuel, permettant de les faire évoluer le cas échéant.

Les 7 cibles principales de traitement sont décrites dans le tableau ci-après :

Famille d'ouvrages	Description du sous-ensemble
CICM Plomb	Conduite d'Immeuble en plomb avec répétitivité d'incident avec accumulation > 20% LIE ou avec présence visible de signes de vétusté
CICM Cuivre	Conduite d'Immeuble en cuivre à brasure tendre traversant des locaux privatifs fermés
CICM Acier	Conduite d'Immeuble en acier vissé avec répétitivité d'incidents avec accumulation > 20% LIE
BR PART Plomb	La grande majorité des événements observés se situe sur les robinets (traitement dans le cadre de la maintenance corrective). Les éventuels branchements particuliers en plomb qualifiés de « vétustes » sont soit remplacés individuellement (OPEX), soit renouvelés en même temps que la CICM en fonction de l'analyse de l'ouvrage
BR PART Cuivre	La grande majorité des événements observés relève de la maintenance corrective (fuites sur robinets notamment). Branchement particulier cuivre à piquage direct réalisé sur la CM (hors CM préfabriquée d'usine), avec répétitivité d'incidents avec accumulation > 20% LIE.
BRI en Acier ou Cuivre	Branchement individuel acier / solacier / Cuivre MPB, avec régulateur situé à l'intérieur d'un local



Interrogé sur le sujet lors du contrôle, le concessionnaire n'a pas transmis le nombre de cibles principales de traitement recensées sur la concession. Il a indiqué que ces ouvrages étaient traités dès qu'ils sont découverts, soit en maintenance curative, soit en investissements.

Ainsi, le concessionnaire n'a pas recensé de traitement de CPT au cours de l'exercice 2022 sur la concession.

2.10.6 Ouvrages collectifs de branchement en plomb

L'utilisation du plomb pour la réalisation des ouvrages collectifs de branchements (conduites d'immeuble, conduites montantes, conduites de coursive) n'est plus autorisée, quelle que soit la configuration ou l'environnement.

GRDF s'est engagé à sécuriser rapidement des conduites d'immeubles en plomb alimentées par un réseau basse pression et sensibles au risque incendie qui seraient identifiées dans le cadre d'inventaires, de maintenance ou de transfert en concession des ouvrages collectifs.

Ouvrages collectifs de branchements en plomb - Inventaire technique	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Variation N/N-1 (u)
Branchements collectifs en plomb	27	25	23	23	24	20	-4
Conduites d'immeuble en plomb	245	238	233	233	229	224	-5
dont alimentées en BP	245	238	233	233	228	223	-5
Conduites montantes en plomb	168	163	162	160	159	156	-3

2.10.7 Branchements non protégés hors classe A

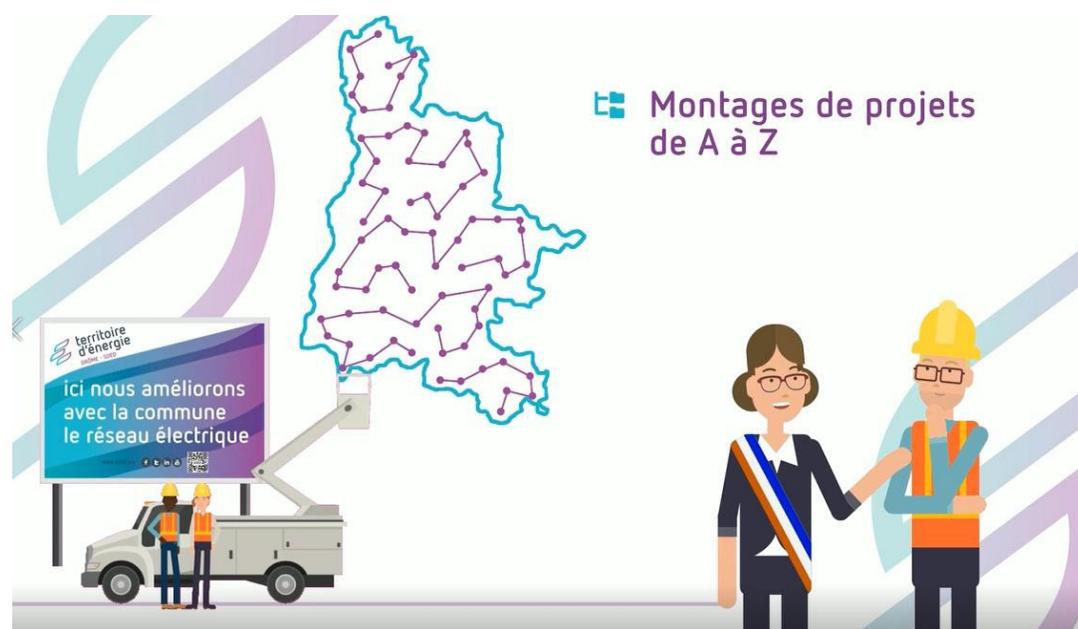
Conformément à l'arrêté du 13 juillet 2000, modifié par l'arrêté du 6 décembre 2021, tous les branchements existants de diamètre standard en polyéthylène doivent être soit reportés en classe A dans la cartographie grande échelle, soit protégés par un dispositif de protection des branchements existants, d'ici 2032.

Etant donné l'absence d'inventaire technique complet des branchements individuels et l'obligation de report systématique des branchements dans la cartographie grande échelle intervenue seulement à partir du 13 juillet 2000, de nombreux branchements individuels ne sont pas connus par le concessionnaire.

2.10.8 Détendeurs défectueux Francel B6FF et B10FF

Environ 260 000 détendeurs défectueux du modèle B6 ont été approvisionnés en France entre 2007 et 2015. Pour repérer les clients équipés de ces détendeurs, GRDF croise des données techniques et utilise de l'IA de reconnaissance d'image pour exploiter les photos prises par les prestataires de poses de compteurs GAZPAR.

Le concessionnaire ne transmet pas le nombre de détendeurs B6FF ou B10FF en service ou remplacés sur la concession



Montages de projets de A à Z

LES DISTRIBUTIONS D'ÉNERGIE

3. La surveillance et la sécurité des ouvrages

3.1 Canalisations

La surveillance des canalisations est appelée **Recherche Systématique de Fuites (RSF)** par le concessionnaire. Elle est réalisée en quasi-totalité par un **Véhicule de Sécurité Réseau (VSR)** qui détecte le gaz, même en très faible quantité, et complétée par des visites à pied.

Sur le territoire en 2022, la surveillance des réseaux a permis de détecter 4 fuites de gaz sur les canalisations (contre 6 en 2021).

Dans le CRAC, le concessionnaire présente un taux de surveillance des canalisations supérieur à 100%. Or, pour calculer ce taux, certains tronçons surveillés par plusieurs tournées sont comptés plusieurs fois, et peuvent masquer le fait que certains tronçons à surveiller ne l'ont pas été. Ainsi, le taux de surveillance présenté dans le CRAC n'est pas le reflet des exigences de maintenance réglementaire.

Par conséquent, le suivi des actes réglementaires de surveillance par ouvrage réalisés par GRDF doit être fiabilisé, notamment par la modification de la méthode employée pour le calcul des taux de surveillance présentés dans les comptes rendus annuels d'activité qui ne reflètent actuellement pas le respect des exigences réglementaires.

Depuis l'exercice 2021, le concessionnaire transmet néanmoins dans le cadre du contrôle annuel le taux de canalisations surveillées conformément à la réglementation en vigueur :

Surveillance des canalisations au 31/12	2020	2021	2022
Taux de surveillance réglementaire	n.c.	99,88%	99,55%
Linéaire en retard par rapport à la réglementation (r)	n.c.	2 158	8 084

Au 31 décembre 2022, ce taux est de 99,55%, avec 8,1 km de canalisations en retard de surveillance. Interrogé sur le sujet lors du contrôle sur site, le concessionnaire explique ces retards notamment par des circuits VSR qui n'ont pas pu être réalisés en 2022 et qui ont été reportés en 2023. Le concessionnaire a indiqué que la surveillance des tronçons en retard de surveillance au regard de la réglementation devrait être totalement réalisée d'ici le 31 décembre 2023.

Les données transmises lors de l'exercice 2021 ne permettent pas de vérifier que les canalisations en retard de surveillance à fin 2021 ont bien été surveillées à fin 2022. Pour autant, pour la première fois en 2022, le concessionnaire a transmis les adresses des tronçons en retard de surveillance à fin d'exercice :

Code INSEE Référentiel	Nom Commune Référentiel	Nom de la voie	Année de MES Nouvelle cana	Date de dernière visite	Date de prochaine visite (calcul)	Délai réglementaire restant au 31/12/CRAC	Hors délais (Réglementaire)	Commentaire
26002	ALBON	RTE DE VERMENAS	2021				3305/06/2023	
26009	ANDANCETTE	LOT LES MAGNOLIAS	2021				149	prévu 2023
26042	BEAUVALLON	LES GRANDS HORIZONS			22/06/2019	-1288	4920/07/2023	
26084	CHATEAUNEUF-SUR-ISERE	R DES MONTS DU MATIN	2021				155	prévu 2023
26087	CHATILLON-SAINT-JEAN	RUE STE CECILE			09/11/2022	-52	102/02/2023	
26088	CHATUZANGE-LE-GOUBET	R FREDERIC CHOPIN	2021				328	prévu 2023

Ces informations devraient permettre de réaliser ce contrôle au prochain exercice.

3.2 Robinets de coupure

Conformément au Règlement de Sécurité de la Distribution de Gaz n° 14, le concessionnaire doit s'assurer que les organes de coupure permettront d'interrompre l'alimentation des parties de réseau affectées par un incident ou un accident.

Le RSDG n° 14 impose que la périodicité de ces mesures de surveillance et de maintenance nécessaires à la sécurité des personnes et des biens ne peut excéder 4 ans. Cette périodicité ne concerne que les robinets utiles à l'exploitation.

Dans le CRAC, le concessionnaire présente un taux de maintenance supérieur à 100%. Or, pour calculer ce taux, certains robinets maintenus plusieurs fois dans l'année sont comptés en double. Ainsi, le taux de maintenance présenté dans le CRAC n'est pas le reflet des exigences de maintenance réglementaire.

Dans le cadre du contrôle annuel, le concessionnaire a néanmoins transmis les éléments suivants :

Maintenance des robinets utiles à l'exploitation au 31/12	2020	2021	2022
Taux de maintenance réglementaire	n.c.	99,07%	97,94%
Nombre en retard par rapport à la réglementation (m)	n.c.	9	20

A fin 2022, 20 robinets sont en retard de surveillance conformément à la réglementation, ce qui équivaut à un taux de surveillance de 97,94%.

Interrogé sur le sujet lors du contrôle de l'exercice 2022, hormis les quelques incohérences du fichier concernant des robinets pas encore mis en service, le concessionnaire a indiqué que les robinets en retard de surveillance au regard de la réglementation ont été vus en 2023.

Les données transmises lors de l'exercice 2021 ne permettent pas de vérifier que les robinets en retard de maintenance à fin 2021 ont bien été maintenus à fin 2022. Pour autant, pour la première fois en 2022, le concessionnaire a transmis les identifiants des robinets en retard de surveillance à fin d'exercice :

Nom Commune Référentiel	@ Poste Technique 5	ROB Date de MES	Commentaires
ALIXAN	D26004-ROB00012		MES en 2023
ALIXAN	D26004-ROB00013		MES en 2023
ANNEYRON	D26010-ROB00022		MES en 2023
BOURG-LES-VALENCE	D26058-ROB00164	01/01/2009	Vu en Aout 2023
BOURG-LES-VALENCE	D26058-ROB00165	01/01/2009	Vu en Aout 2023
BOURG-LES-VALENCE	D26058-ROB00166		Vu le 02.03.2023
CHATUZANGE-LE-GOUBET	D26088-ROB00013		MES en 2023
CHATUZANGE-LE-GOUBET	D26088-ROB00014		MES en 2023
CHATUZANGE-LE-GOUBET	D26088-ROB00015		MES en 2023
ETOILE-SUR-RHONE	D26124-ROB00019		Vu en 2020 et 2023
LORIOLE-SUR-DROME	D26166-ROB00039		MES en 2022 et vu en 2023
PORTES-LES-VALENCE	D26252-ROB00133		Toujours pas en Service
ROMANS-SUR-ISERE	D26281-ROB00281	01/09/2011	Vu en 04/2023
ROMANS-SUR-ISERE	D26281-ROB00297		MES en 2022
SAINT-SORLIN-EN-VALLOIRE	D26330-ROB00011	01/01/1993	Vu en 01/2023
VALENCE	D26362-ROB00572	30/10/2013	Prévu en 2023
VALENCE	D26362-ROB00595		Vu en 03/2023
VALENCE	D26362-ROB00596		Vu en 03/2023
VALENCE	D26362-ROB00597		Vu en 03/2023
VALENCE	D26362-ROB00599		Prévu en 2024

Ces informations devraient permettre de réaliser ce contrôle au prochain exercice.

3.3 Postes de détente et d'injection

Pour les postes de détente réseau équipés de régulateur(s) de type B (petit poste de détente non réglable), la surveillance consistera en une recherche systématique de fuites conjointe à celle du réseau amont, associée à la vérification de la signalétique.

Dans le CRAC, le concessionnaire présente un taux de maintenance supérieur à 100%. Or, pour calculer ce taux, certains postes de détente maintenus plusieurs fois dans l'année sont comptés en double. Ainsi, le taux de maintenance présenté dans le CRAC n'est pas le reflet des exigences de maintenance réglementaire.

Toutefois, dans le cadre du contrôle annuel, le concessionnaire a transmis les éléments suivants :

Maintenance des postes de détente réseau au 31/12	2020	2021	2022
Taux de maintenance réglementaire	n.c.	98,85%	98,62%
Nombre en retard par rapport à la réglementation (m)	n.c.	2	2

Ainsi, au 31 décembre 2022, 2 postes de détente réseau sont en retard de surveillance par rapport aux exigences réglementaires.

LES DISTRIBUTIONS D'ÉNERGIE

Interrogé lors du contrôle sur site, le concessionnaire a indiqué que ces 2 postes n'avaient pas encore été mis en service à fin 2022. Ils avaient été créés dans les SI du concessionnaire en prévision de leur mise en service. Ainsi, les données transmises par GRDF restent encore à fiabiliser.

Pour la première fois en 2022, conformément à la demande, le concessionnaire a transmis l'identifiant technique des ouvrages supposément en retard de maintenance. Ces informations devraient permettre de contrôler le correct rattrapage des retards réglementaires d'un exercice à l'autre.

3.4 Branchements collectifs

Auparavant inexistante sur ces ouvrages, l'arrêté du 4 mars 2021 impose dorénavant **une fréquence de maintenance de 10 ans pour les ouvrages de branchement collectif**: branchements collectifs, conduites d'immeuble, conduites montantes, branchements particuliers, nourrice de compteur. Malgré la demande d'informations, le concessionnaire n'a pas communiqué le taux de maintenance des branchements collectifs dans les 10 ans.

Territoire d'énergie Drôme – SDED demande au concessionnaire de lui transmettre les taux de maintenance réglementaire des branchements collectifs avec les identifiants des ouvrages en retard de maintenance.

3.5 Branchements individuels

GRDF considère que ces ouvrages sont surveillés dans le cadre de la RSF.

Parmi les 34 fuites détectées lors des opérations de Recherche Systématique de Fuites en 2022, **15 ont pour siège un branchement individuel en 2022** (contre 22 fuites détectées sur des branchements individuels en 2021).

3.6 Vérification de l'étalonnage des compteurs

Pour les compteurs domestiques, le décret n° 72-866 du 6 septembre 1972 prévoit **une vérification périodique d'étalonnage tous les 20 ans**. Dans le cadre du déploiement du compteur communicant, le concessionnaire a opté pour le **remplacement systématique de ces équipements par des compteurs communicants** à cette occasion.



Etant donné les nombreuses visites réalisées dans le cadre du déploiement du compteur communicant, **le stock de compteurs domestiques en retard de surveillance passe de 812 à 0**. La périodicité légale minimale de vérification des compteurs est dorénavant respectée grâce au déploiement du compteur communicant.

Vérification des compteurs - Exercice 2022- Maille concession	En retard de surveillance année A-1 (Stock A-1)	A surveiller au cours de l'exercice A (flux théorique A)	Visites périodiques réalisées en A (flux réel A)	% Part surveillée sur le prévisionnel exercice A	Restants à surveiller
Total	812	171	3 187	324,2%	0
Compteurs domestiques à soufflets (20 ans)	807	155	3 011	313,0%	0
Compteurs industriels à soufflets (15 ans)	3	9	107	891,7%	0
Compteurs industriels à pistons rotatifs ou de vitesse (5 ans)	2	7	69	766,7%	0

3.7 Ouvrages de la protection cathodique

Les données transmises par le concessionnaire ne permettent pas de vérifier si cette fréquence de maintenance réglementaire est respectée.

Territoire d'énergie Drôme – SDED demande au concessionnaire de lui transmettre les taux de maintenance réglementaire des ouvrages de la protection cathodique avec les identifiants des ouvrages en retard de maintenance.

Par ailleurs, sur la concession, 1 anomalie de télé-surveillance a été détectée sur les ouvrages de la protection cathodique de Montélimar. Le niveau des non-conformités n'est pas indiqué par le concessionnaire.

4. Les caractéristiques des ouvrages

Afin de renforcer le suivi sur les incidents du réseau de distribution et des branchements, Territoire d'Énergie Drôme – SDED demande à GRDF, pour les futurs contrôles, de compléter la liste des incidents transmise avec les éléments suivants : le type de fuite tel que défini au RSDG n° 14, l'identifiant technique de l'ouvrage siège de l'incident, sa matière, son année de mise en service, sa localisation et les temps de coupure associés aux incidents ayant provoqué la coupure d'utilisateurs.

4.1 Interventions pour sécurité



Bien que supérieur à l'objectif réglementaire national de 96% à la maille de la concession, **le nombre d'interventions en plus de 60 minutes augmente significativement en 2022 avec 25, contre une moyenne de 11 sur la chronique 2017-2021.**

Les interventions pour sécurité	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Nombre d'interventions	1 255	1 504	2 357	1 463	1 374	1 402
Dont en moins de 60 minutes	1 249	1 495	2 343	1 446	1 367	1 377
Dont en plus de 60 minutes	6	9	14	17	7	25
Taux d'interventions en moins de 60 minutes	99,5%	99,4%	99,4%	98,8%	99,5%	98,2%

Interrogé sur le sujet lors du contrôle sur site, le concessionnaire a indiqué que 15 interventions sont localisées sur la Zone Drôme Sud et 9 sur Nyons, soit une zone relativement éloignée de Montélimar.

4.2 Les incidents sur les ouvrages exploités par le concessionnaire



Dès que l'« **urgence sécurité gaz** » reçoit un appel, une équipe est envoyée sur les lieux pour examiner la situation, quelle que soit l'origine de l'incident (fausse alerte, chaudière privée, ouvrages concédés...).

Parmi les 1292 incidents enregistrés en 2022, **934 ont eu lieu sur des ouvrages concédés.**

Répartition des incidents par siège	2017	2018	2019	2020	2021	2022	% du total	Variation (%)
Total	1 016	1 299	2 010	1 237	1 163	1 292	100%	11%
Installations intérieures desservies par GrDF	135	163	202	173	174	204	16%	17%
Ouvrages concédés	789	998	1 636	909	795	934	72%	17%
Autres sièges (autre distributeur, GRTgaz...)	90	135	165	155	193	148	11%	-23%
Non renseigné	2	3	7	-	1	6	0%	500%

4.2.1 Effet GAZPAR

L'effet GAZPAR correspond aux incidents qui ont été détectés dans le cadre de la pose des compteurs GAZPAR. Dans le cadre du déploiement, la quasi-totalité des branchements sont visités. Lors de la pose, les techniciens réalisent des tests d'étanchéité sur les parties accessibles du branchement. A la moindre fuite détectée, les techniciens déclarent la fuite, qui est enregistrée ensuite comme un incident classique.

Certaines de ces fuites, notamment les plus petites, n'auraient pas été détectées sans le test d'étanchéité du technicien en charge de la pose du compteur évolué : c'est l'effet GAZPAR.

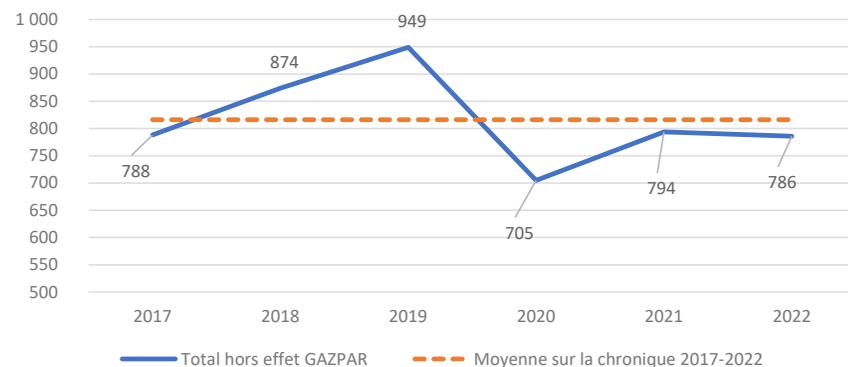
La suite de l'analyse est réalisée en mettant en lumière l'effet GAZPAR afin de pouvoir mieux juger des évolutions des incidents sur le long terme.

Pour rappel, sur la concession, **le taux de déploiement a atteint plus de 97% à fin 2022.**

Hors effet Gazpar, le nombre moyen d'incidents constatés sur les ouvrages concédés sur la période 2017- 2022 est de 816 incidents.

LES DISTRIBUTIONS D'ÉNERGIE

Evolution du nombre d'incidents sur les ouvrages concédés hors effet GAZPAR



4.2.2 Sièges des incidents

84% des incidents sur les ouvrages exploités par le concessionnaire ont lieu sur les branchements individuels (59%) ou collectifs (25%).

L'impact du déploiement du compteur communicant apparaît de nouveau en 2022. Ainsi, hors effet GAZPAR, le nombre d'incidents est relativement stable sur la chronique 2017-2022.

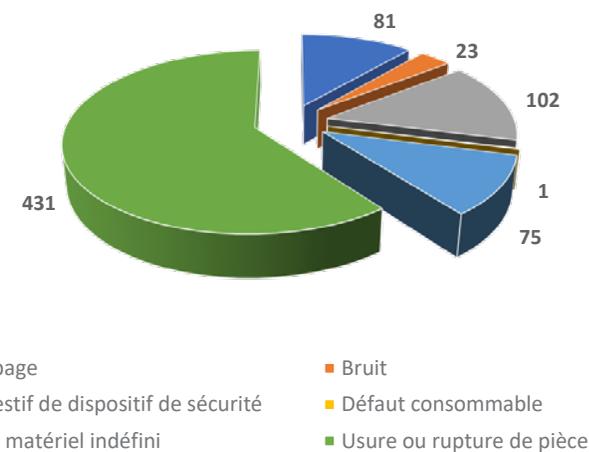
Répartition des incidents par type d'ouvrage - sur les ouvrages concédés -	2017	2018	2019	2020	2021	2022	% du total	Variation (%)
Total	789	998	1 636	909	795	934	100%	17%
Canalisation réseau	18	27	23	11	15	13	1%	-13%
Poste de détente réseau (PDR)	2	10	9	10	8	4	0%	-50%
Poste biométhane	-	-	-	2	21	17	2%	-19%
Robinet de réseau (ROB)	6	6	2	2	-	1	0%	0%
Poste de protection cathodique	3	-	-	-	-	1	0%	0%
Branchement individuel sur réseau (BRI)	455	560	1 006	608	443	553	59%	25%
Poste de livraison client (PDL)	99	99	94	78	96	109	12%	14%
Ouvrages de branchements collectifs	200	287	496	197	208	230	25%	11%
Autre poste	2	8	6	1	-	1	0%	0%
Non renseigné	4	1	-	-	4	5	1%	25%
<i>Dont fuites avérées détectées lors du déploiement GAZPAR</i>	1	124	687	204	1	148	16%	14700%
Total hors effet GAZPAR	788	874	949	705	794	786	84%	-1%

4.2.3 Causes des incidents

76% des incidents sont dus à des défaillances de matériel dont la première cause est l'usure ou la rupture de pièce (431 incidents). Les principales pièces concernées sont les détendeurs.

Répartition des incidents par cause - sur les ouvrages concédés -	2017	2018	2019	2020	2021	2022	% du total	Variation (%)
Total	789	998	1 636	909	795	934	100%	17%
Dommages lors de travaux	19	22	23	23	9	22	2%	144%
Autres dommages	54	78	81	50	36	53	6%	47%
Défaut de mise en œuvre	22	30	59	38	16	40	4%	150%
Fausse manœuvre	79	81	86	73	86	74	8%	-14%
Incendie	7	2	4	5	1	2	0%	100%
Environnement	13	22	26	22	22	24	3%	9%
Matériel	592	762	1 357	698	622	714	76%	15%
Défaillance d'installation à proximité	-	-	-	-	-	1	0%	0%
Non renseigné	3	1	-	-	3	4	0%	33%
<i>Dont effet GAZPAR</i>	1	124	687	204	1	148	16%	14700%
Total hors effet GAZPAR	788	874	949	705	794	786	84%	-1%

Causes des défaillances de matériel



4.2.4 Taux de fuite par typologie d'ouvrage

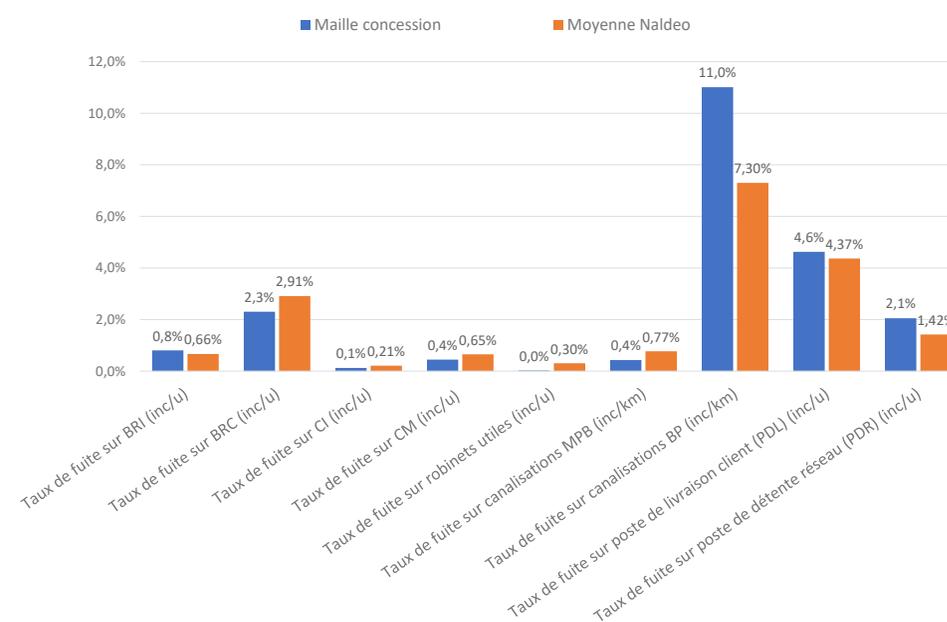
Les taux d'incidents (hors baisse de pression sans fuite ni manque de gaz, dommage sur ouvrage sans fuite ni manque de gaz, équipement cassé, manquant, disparu ou bruit, excès de pression sans fuite ni manque de gaz, manque de gaz sans fuite) par typologie d'ouvrages ont été calculés à la maille de la concession et à la maille régionale afin d'avoir une vision des potentiels ouvrages spécifiquement sensibles sur la concession.



Il en ressort que :

- Le taux de fuite sur les branchements collectifs est moins élevé qu'en moyenne ;
- Le taux de fuite sur les canalisations BP est bien plus élevé qu'en moyenne.

Etude des taux de fuite par typologie d'ouvrage sur la chronique 2019-2022



4.3 Les usagers coupés

4.3.1 Tous incidents confondus



En 2022, 1 447 usagers, soit 1,8% des usagers du service, ont subi une coupure d'alimentation à la suite d'un incident sur les ouvrages concédés. Ce niveau d'usagers coupés est le niveau le plus bas observé sur la chronique 2017-2022.

5.1.1 Investissements de mise en service par finalité

Répartition des usagers coupés par cause - sur les ouvrages concédés -	2017	2018	2019	2020	2021	2022	% du total	Variation (%)
Total	1 702	2 827	2 431	2 007	2 047	1 447	100%	-29%
Dommages lors de travaux	339	1 314	408	403	639	214	15%	-67%
Autres dommages (involontaires, malveillants)	206	153	226	422	35	25	2%	-29%
Défaut de mise en œuvre	7	22	52	21	2	57	4%	2750%
Fausse manœuvre	380	262	235	617	344	224	15%	-35%
Incendie	19	162	111	-	-	1	0%	
Environnement	5	31	3	8	45	24	2%	-47%
Matériel	742	882	1 396	536	965	899	62%	-7%
Défaillance d'installation à proximité	-	-	-	-	-	-	0%	
Non renseigné	4	1	-	-	17	3	0%	-82%
<i>Dont nombre de clients coupés en lien avec des fuites avérées détectées lors du déploiement GAZPAR</i>	1	126	332	73	1	159		
Total hors effet GAZPAR	1 701	2 701	2 099	1 934	2 046	1 288	89%	-37%

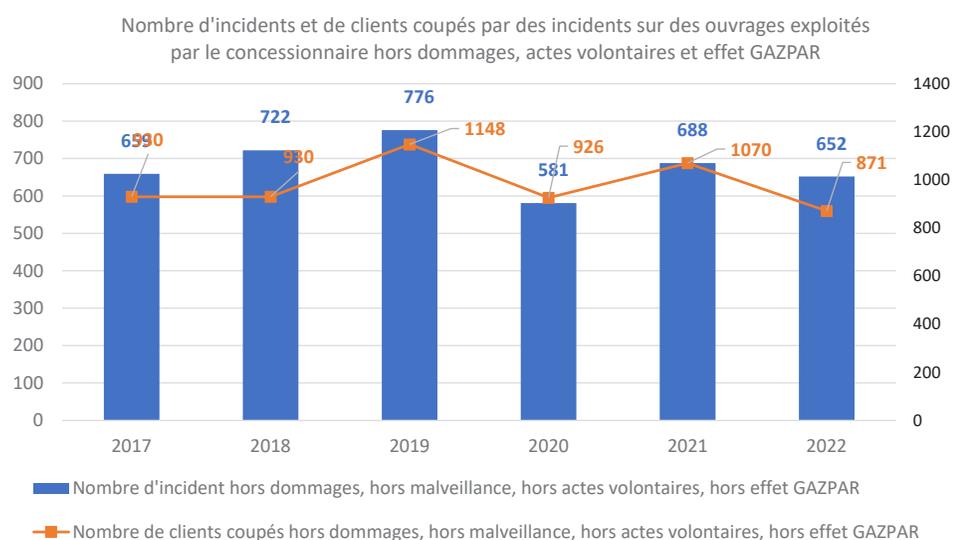
La première cause de coupure est le défaut de matériel (blocage/grippage, déclenchement intempestif de dispositif de sécurité, bruit, usure ou rupture de pièce, défaut consommable).

Focus sur les causes matérielles - Nombre d'usagers coupés -	2017	2018	2019	2020	2021	2022	% du total
Blocage/grippage	35	84	156	42	184	142	16%
Bruit	-	5	10	3	8	14	2%
Décl. intempestif de dispositif de sécurité	101	102	412	62	154	117	13%
Défaut consommable	-	-	-	-	-	-	0%
Facteur lié au matériel indéfini	115	73	49	5	23	119	13%
Usure ou rupture de pièce	491	618	769	424	596	507	56%
Total	742	882	1 396	536	965	899	100%

4.3.2 Hors incidents exceptionnels

Les incidents non exceptionnels sont **directement imputables à la politique d'exploitation, de maintenance et de renouvellement du concessionnaire.**

Les nombres d'incidents et d'usagers coupés hors évènement exceptionnel sont **plutôt stables sur la chronique 2017-2022.**

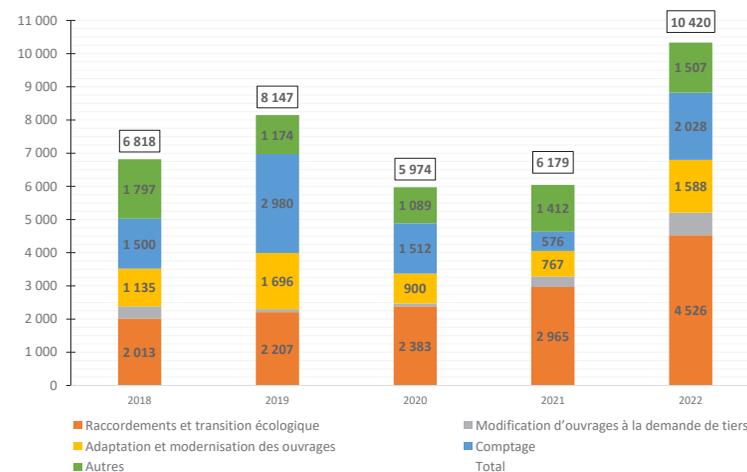


Sur l'exercice 2022, les investissements de raccordements et transition écologique sont en augmentation (+ 1,5 M€), notamment grâce aux investissements dédiés au raccordement des producteurs de biogaz (3,2 M€ à fin 2022). Les autres investissements de raccordement sont en baisse, en lien avec le contexte difficile du développement du gaz dans les projets neufs.

Sur l'exercice, de nombreux chantiers en lien avec la transition énergétique et le raccordement d'unités de production de biométhane ont eu lieu, notamment à Loriol-sur-Drôme (3,9 km de canalisations), Anneyron (3,9 km de canalisations) et Livron-sur-Drôme (3,6 km de canalisations). Les investissements réalisés et les travaux associés sont présentés par GRDF avec un niveau de détail qui ne permet pas de connaître l'origine ou la cause des investissements (fiche problème, incidents, programme travaux...), ni de savoir s'il s'agit d'un investissement délibéré (cibles principales de traitement, renouvellement de CI/CM vétuste...) ou d'un investissement imposé par la réglementation (raccordement de nouveaux usagers, réparation suite à incident, résorption de la fonte ductile et du cuivre...).

Ainsi, avec les éléments transmis à date, il n'est pas possible de connaître le montant des investissements délibérés sur les ouvrages concédés

Investissements de mise en service par finalité (k€)

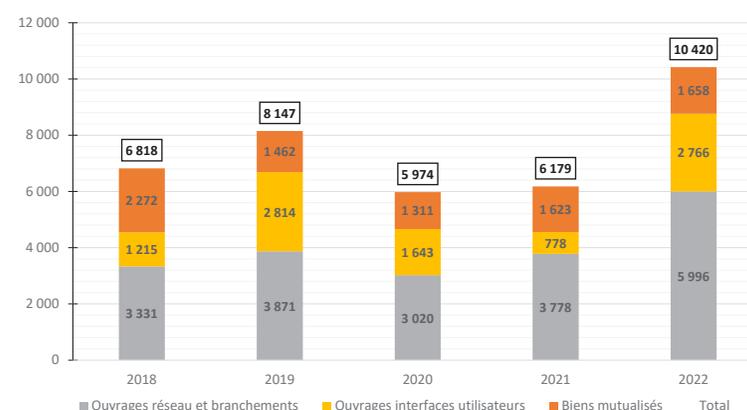


5.1.2 Investissements de mise en service par nature d'ouvrage

Il est à noter que certaines informations importantes sont manquantes dans les fichiers remis par le concessionnaire, notamment :

- La valeur des provisions utilisées pour financer les immobilisations renouvelées
 - La valeur des amortissements dits industriels affectés au financement des biens à renouveler
- Ces informations pourraient utilement améliorer la lisibilité des investissements réalisés par le concessionnaire.

Investissements de mise en service par famille d'ouvrage



LES DISTRIBUTIONS D'ÉNERGIE

5.2 Le compte d'exploitation

5.2.1 Synthèse des produits et charges d'exploitation reconstitués

Le résultat recalculé de la concession se dégrade en 2022 pour atteindre -2,4 M€.

Malgré ce résultat négatif, la contribution de la concession à la péréquation nationale s'améliore (tout en restant négative), signifiant que la performance économique de la concession s'est améliorée par rapport aux autres concessions exploitées par GRDF, mais reste en deçà des performances moyennes. De plus, le climat, plus froid que prévu sur la période de chauffe, provoque une hausse du chiffre d'affaires estimée à +0,8 M€.

Produits et charges reconstitués (k€)	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Evolution n/n-1 %	Evolution n/n-1 volume
Produits	25 658	26 176	26 281	25 247	27 364	24 242	-11,4%	-3122
Produits d'acheminement	24 060	24 310	24 599	23 628	25 562	22 542	-11,8%	-3020
Produits liés aux prestations complémentaires	1 598	1 866	1 682	1 619	1 802	1 700	-5,6%	-102
Charges totales	22 340	23 953	25 409	24 960	25 037	26 633	6,4%	1596
Charges d'investissements	10 758	11 110	11 533	11 219	11 412	12 393	8,6%	981
Charges brutes d'exploitation	11 582	12 842	13 877	13 741	13 624	14 240	4,5%	615
Produits moins charges	3 318	2 223	872	287	2 328	-2 390	202,7%	-4718
Impact climatique	-739	841	1 022	704	2 331	786	-66,3%	-1545
Contribution à la péréquation	2 123	-198	-1 550	-1 286	-1 227	-646	47,3%	580
Autres régularisation du tarif précédent	1 934	1 580	1 400	869	1 224	-2 530	306,7%	-3754

Une large partie du résultat négatif est expliqué par GRDF par une diminution du tarif ATRD6 (revu tous les 1er juillet) au niveau national sur l'exercice en vue de solder le solde bénéficiaire du Compte de Régularisation des Charges et Produits des années antérieures, avec un impact estimé sur la concession à -2,5 M€. Le concessionnaire ne commente pas cette évolution importante dans le compte-rendu d'activité.

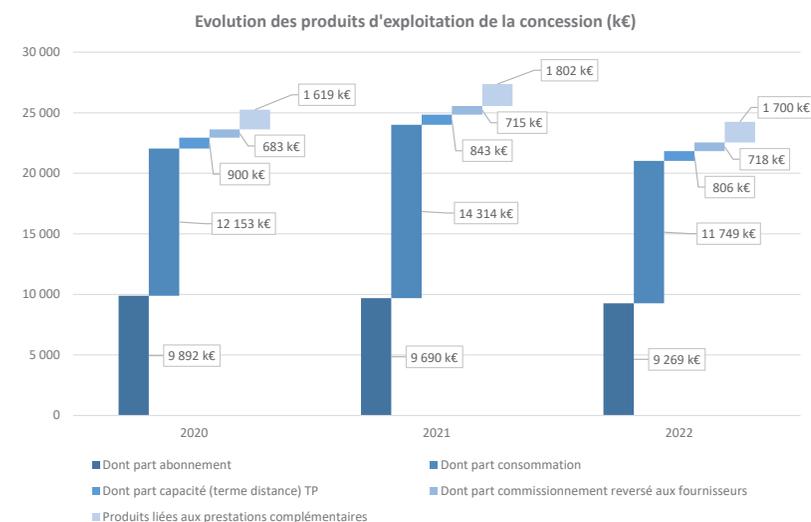
Les limites de cette présentation sont les suivantes :

- Elle ne retranscrit pas les charges réellement constatées sur les concessions, notamment les charges liées aux dotations aux provisions pour renouvellement et à l'amortissement de caducité
- Elle fait apparaître dans les charges d'investissements la rémunération des investissements prévue dans le tarif en charge d'investissement
- Les charges d'exploitation sont calculées selon un système de clé de répartition sur lequel le concessionnaire ne souhaite pas communiquer et sont donc difficilement contrôlables
- La méthode de calcul de l'impact climatique n'est pas validée par les commissaires aux comptes

5.2.2 Produits d'exploitation

Les produits issus des raccordements et autres travaux sont principalement les forfaits branchements perçus lors du raccordement des usagers.

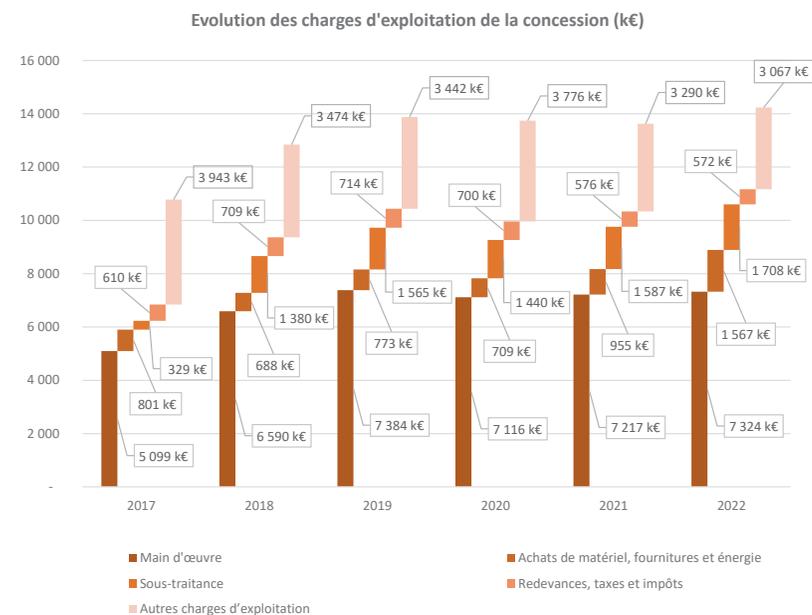
Une baisse importante des recettes liées aux consommations est notée sur l'exercice 2022 (-2,6 M€).



5.2.3 Charges d'exploitation ventilées par clés

Excepté les redevances et les impôts et taxes, l'ensemble des charges d'exploitation sont affectées à la concession par le biais de clé de répartition. En effet, les différentes agences (exploitation, ingénierie, siège...) du concessionnaire interviennent sur plusieurs concessions, ce qui rend complexe le rattachement des dépenses à chacun des contrats de concession.

Ce système de clés de répartition est complexe, car l'impact de chaque clé peut varier d'une année à l'autre en fonction de l'activité sur les concessions, mais aussi des concessions voisines.



5.2.4 Charges d'investissements reconstitués

Les charges d'investissement présentées par GRDF ne correspondent pas aux charges réelles de l'entreprise, comprenant également l'amortissement de caducité et la provision pour renouvellement, mais seulement aux charges couvertes par le tarif d'acheminement, à savoir le remboursement de la base d'actifs régulés sur sa durée de vie économique et la rémunération de la base des actifs régulés. Ainsi, bien que ces valeurs soient natives et localisées, elles ne correspondent pas aux charges d'investissement réelles des concessions.

La base d'actifs régulés est réévaluée chaque année en fonction de l'inflation.

Charges d'investissements reconstitués (k€)	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Evolution n/n-1 %	Evolution n/n-1 volume
Charges d'investissements	10 758	11 110	11 533	11 219	11 412	12 393	8,6%	981

LES DISTRIBUTIONS D'ÉNERGIE

4. Synthèse

L'objectif de cette partie est de situer la concession dans le panorama des autres concessions accompagnées par le consultant externe de Territoire d'énergie Drôme – SDED, le cabinet NALDEO Stratégies Publiques, selon 6 thèmes différents couvrant l'ensemble des champs concessifs : la qualité des ouvrages, la surveillance, l'incidentologie, la relation client, la complétude des données techniques et les aspects financiers.

5.3 La valorisation des ouvrages concédés

Les ouvrages concédés inscrits dans la comptabilité du concessionnaire comprennent l'ensemble des immobilisations corporelles affectées à la distribution publique de gaz naturel rattachées aux concessions (ouvrages techniques et leurs emprises immobilières) existant à la date de prise d'effet des contrats de concession et ceux mis en service jusqu'au 31/12 de l'année d'exploitation faisant l'objet du contrôle.

Les immobilisations corporelles sont comptabilisées à leur coût réel d'achat ou de production, y compris les frais accessoires, à l'exception de celles acquises antérieurement au 31 décembre 1976 qui figurent pour leur valeur réévaluée à cette date. D'après la comptabilité de GRDF, **la valeur brute du patrimoine concédé atteint 196 571 k€ (+ 5,2%).**

En 2020, la reprise des compteurs, postes de livraison client en concession et des postes biométhanés par GRDF en biens de retour a conduit à une augmentation de la valeur brute de 12,9 M€.

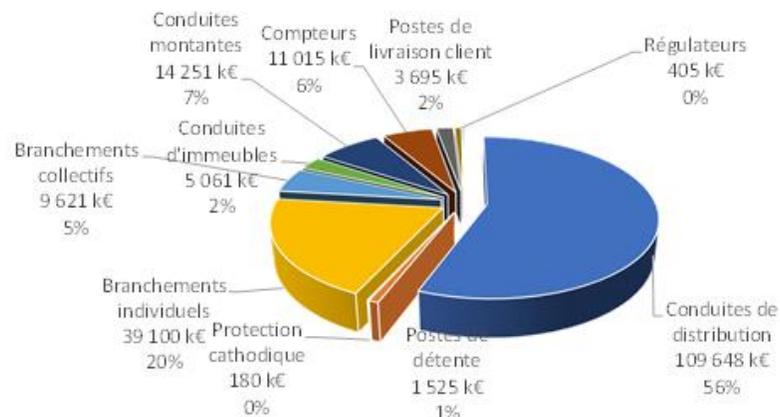
En outre, la valeur nette réévaluée des financements de GRDF sur les biens concédés à fin d'année 2022 représente la valeur de la base des actifs régulés (BAR) au périmètre de la concession, dont le tarif couvre l'amortissement et la rémunération, et vaut 134 M€. Elle représente, selon GRDF, la valeur actualisée des ouvrages que le concédant aurait à indemniser en cas de fin de concession au 31 décembre de l'année. Toutefois, elle ne prend pas en compte les pratiques comptables utilisées par GRDF (amortissements de caducité, provisions pour renouvellement et amortissements techniques).

Valorisation des ouvrages concédés - bilan (k€) - D'après la comptabilité de GRDF -	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Evolution n/n-1	
							%	volume
Valeur brute (k€)	156 663	160 755	165 122	181 411	187 088	196 751	5,2%	9 663
dont investissements de GrDF (k€)	134 509	137 755	141 263	157 010	161 338	169 934	5,3%	8 595
dont investissements du concédant (k€)	0	0	0	0	0	0		0
dont investissements de tiers (k€)	22 154	23 000	23 859	24 401	25 749	26 817	4,1%	1 068
Valeur nette comptable (k€)	92 296	93 051	94 097	100 844	101 800	106 534	4,6%	4 734
Amortissement de dépréciation (k€)	64 367	67 704	71 025	80 567	85 287	90 217	5,8%	4 930
Taux d'amortissement de dépréciation des ouvrages (%)	41,1%	42,1%	43,0%	44,4%	45,6%	45,9%		
Valeur nette réévaluée des financements GRDF (k€)	93 786	94 796	95 053	100 260	100 361	109 438	9,0%	9 077

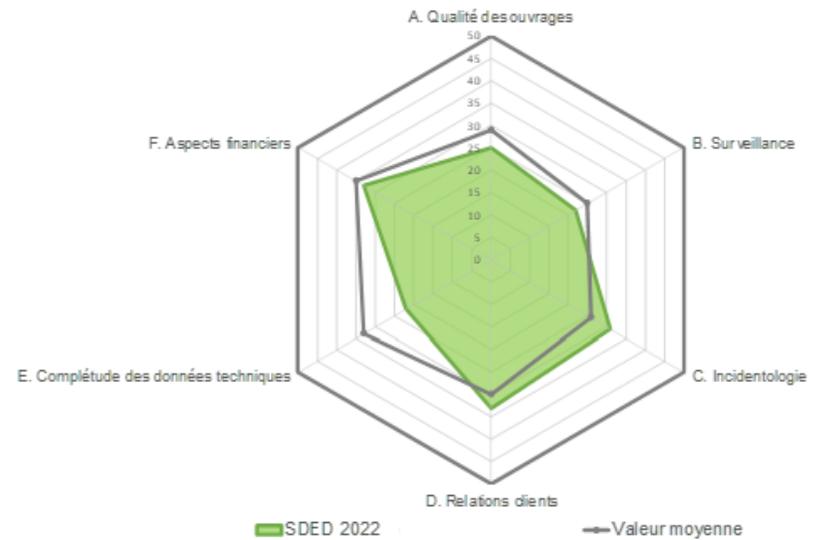
La valeur brute du patrimoine concédé est artificiellement augmentée par la valeur d'acquisition des anciens compteurs remplacés par des compteurs GAZPAR (« QABF – Compteurs domestiques remplacés par GAZPAR ») qui sont toujours présents dans l'inventaire patrimonial et dans la BAR. Ces compteurs sont remplacés de manière anticipée dans le cadre du déploiement du compteur communicant, et sont donc conservés à l'inventaire jusqu'en 2023. Ils font l'objet d'un amortissement accéléré jusqu'à fin 2023.

Leur valeur brute est de 1,3 M€ à fin 2022, et il faut s'attendre à une diminution de la valeur brute du patrimoine concédé de ce montant pour l'exercice 2023.

Valorisation des ouvrages concédés à fin 2022 d'après la comptabilité de GRDF (k€ et %)



Synthèse - SDED 2022



A. État des ouvrages

- ⊖ Un taux de compteurs inactifs plus important qu'en moyenne

B. Maintenance et surveillance

- ⊕ Un taux important de visite des branchements collectifs
- ⊖ Les dépenses de maintenance n'ont pas été communiquées

C. Incidentologie

- ⊕ Un taux de fuite plutôt faible sur la concession, avec peu de dommages aux ouvrages
- ⊖ Davantage d'interventions de sécurité en plus de 60 minutes qu'en moyenne

D. Relation client

- ⊕ Une très bonne satisfaction client quant à la réalisation des prestations
- ⊖ Des réponses aux réclamations traitées plus lentement qu'en moyenne

E. Complétude des données techniques

- ⊖ Des données techniques sur les robinets et les postes de détente moins complètes qu'en général

F. Aspects financiers

- ⊕ Des investissements de premier établissement des ouvrages plus importants qu'en moyenne, en lien avec les importants chantiers visant à favoriser l'injection de biométhane sur la concession

B - LES RECETTES DE FONCTIONNEMENTS DE TERRITOIRE D'ÉNERGIE DRÔME – SDED

Territoire d'Énergie Drôme – SDED perçoit trois recettes majeures :

- la Taxe Communale sur la Consommation d'Électricité (TCCFE) ;
- les redevances de concessions ;
- les recettes du FACE.

4. La Taxe Communale sur la Consommation d'Électricité (TCCFE)

1.1 Cadre général

Territoire d'Énergie Drôme - SDED a instauré la **Taxe Locale sur l'Électricité (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'Électricité (NOME), la TLE a été remplacée par la **Taxe Communale sur la Consommation Finale d'Électricité (TCCFE)** avec un coefficient de 8. Ce coefficient multiplicateur a progressivement été porté à 8,5.

Du 1er janvier 2016 jusqu'à la fin de l'année 2022, le montant de la taxe a été actualisé annuellement en fonction de l'évolution des deux tarifs de base prévus à l'article L. 3333-3 de Code Général des Collectivités Territoriales (CGCT), auxquels est appliqué un coefficient multiplicateur.

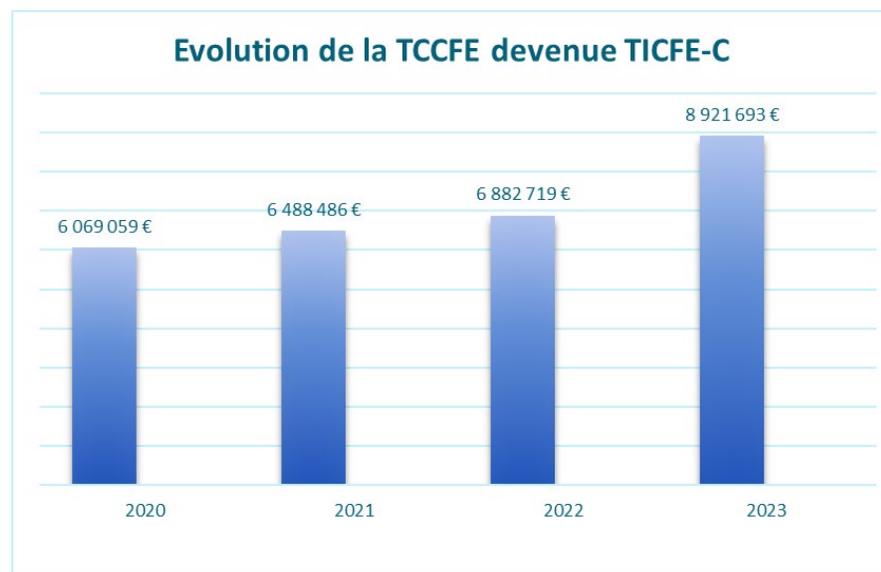
La TCCFE a été supprimée au **1er janvier 2023**. Elle est désormais remplacée par une **majoration de la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE)**.

L'article 54 de la loi n° 2020-1721 du 29 décembre 2020 de finances pour 2021 a en effet prévu l'introduction d'une part communale à l'accise sur l'électricité (dénommée « TICFE-C »).

La TICFE et ses majorations sont acquittées par les fournisseurs d'électricité sur la base des quantités d'électricité livrées aux consommateurs finals. La majoration communale demeure affectée aux communes ou à leurs syndicats d'énergie, en fonction des quantités d'électricité qui sont consommées sur leur territoire. Toutefois, **la gestion de la taxe est transférée à la direction générale des finances publiques (DGFIP)**, Territoire d'Énergie Drôme – SDED perdant la possibilité d'en assurer directement le contrôle en 2023.

Territoire d'Énergie – SDED reste toutefois particulièrement attentif à la mise en oeuvre de cette réforme, notamment s'agissant des modalités de calcul et des montants reversés par les services de l'Etat.

En effet, la **TICFE-C est une source fondamentale de revenu pour Territoire d'Énergie Drôme - SDED**. En 2023, elle représente 67 % des recettes réelles de fonctionnement, soit 8,9 M€.



4. Les autres recettes de fonctionnement de TE Drôme - SDED

Au-delà de la TICFE-C, Territoire d'Énergie Drôme – SDED perçoit deux autres recettes majeures :

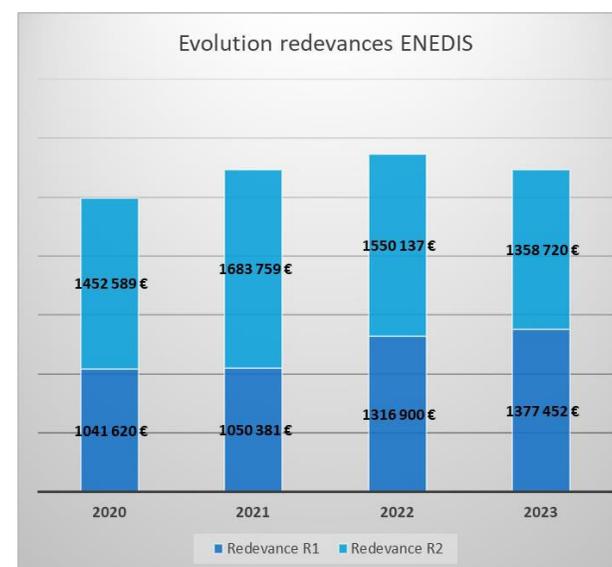
- les redevances de concessions,
- les recettes du FACE

1.2 Les redevances de concessions

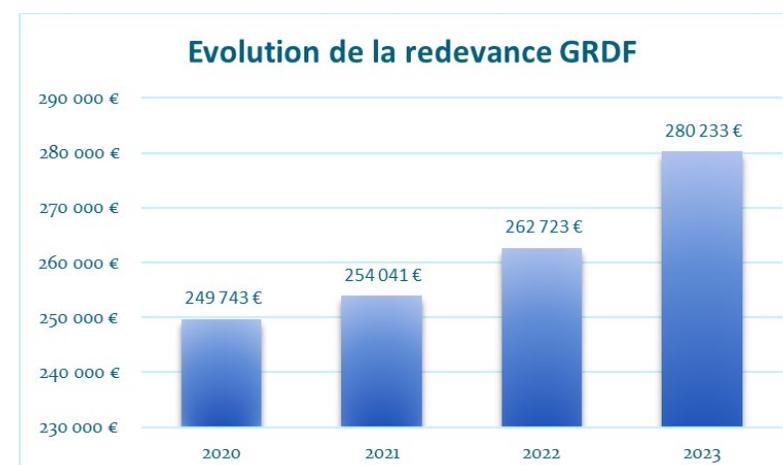
En tant qu'autorité organisatrice de la distribution publique d'électricité (AODE), Territoire d'Énergie Drôme – SDED perçoit d'Enedis, conformément au cahier des charges, une redevance de concession qui se divise en deux parties :

- Redevance R1 de fonctionnement qui participe aux dépenses d'organisation et de contrôle du service public ;
- Redevance R2 d'investissement qui vient abonder les fonds mobilisés par ailleurs pour le développement du réseau concédé.

En 2023, ces redevances « électricité » se sont élevées à 1 377 452 € pour le R1 et à 1 358 720 € pour le R2.



Depuis 2003, Territoire d'Énergie Drôme – SDED s'est transformé en syndicat d'énergie en élargissant ses compétences à la distribution publique de gaz. Ainsi, le contrat syndical conclu en 2006 avec GRDF prévoit également le versement d'une redevance de la part du concessionnaire historique. En 2023, le montant de la redevance « gaz » perçu s'est élevé à 280 233 € TTC.



Pour l'année 2023, les autres concessionnaires de distribution de gaz combustible, sur les 3 Délégations de Service Public (DSP) en cours, ont également versé une redevance globale de 11 490 €.

LES DISTRIBUTIONS D'ÉNERGIE

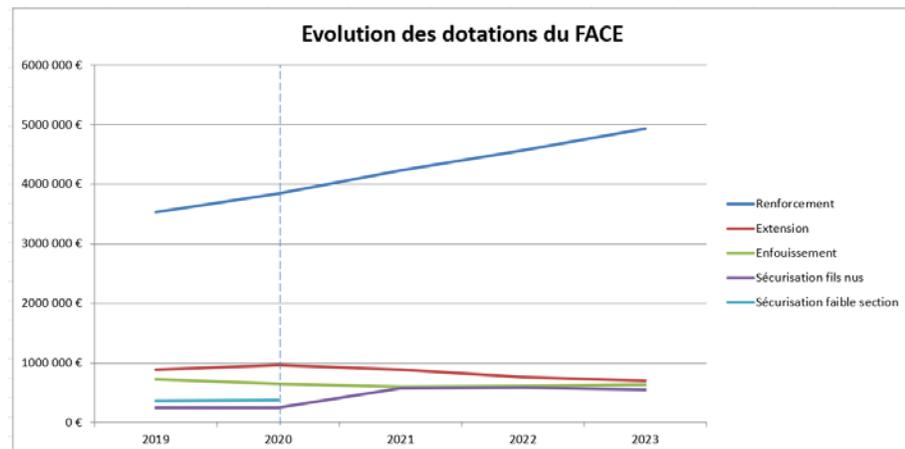
1.3 Les recettes du FACE

Le Fond d'Amortissement des Charges d'Électrification (FACE), institué en 1936, est un instrument national de solidarité et de péréquation du financement des investissements d'électrification rurale.

Il est alimenté par un prélèvement sur les recettes liées à l'acheminement, encaissées par les distributeurs d'électricité.

Les crédits du CAS FACE (Compte d'Affectation Spéciale) sont attribués annuellement par une dotation à chaque département qui comprend en 2023 les sous-programmes suivants :

- Renforcement : 4 933 k€HT
- Extension : 701 k€HT
- Enfouissement : 642 k€HT
- Sécurisation : 554 k€HT



1.4 Le partenariat TE Drôme-SDED – ENEDIS pour l'environnement

L'article 8 du contrat de concession prévoit le versement annuel d'une contribution par le concessionnaire Enedis pour le financement de travaux d'aménagement esthétique réalisés sous maîtrise d'ouvrage de Territoire d'Énergie Drôme – SDED.

Avec la signature du nouveau cahier des charges, le montant versé par Enedis à compter du 1er janvier 2022 a été de 500 000 €, dont 100 000 € dédiés à la suppression des fils nus BT.



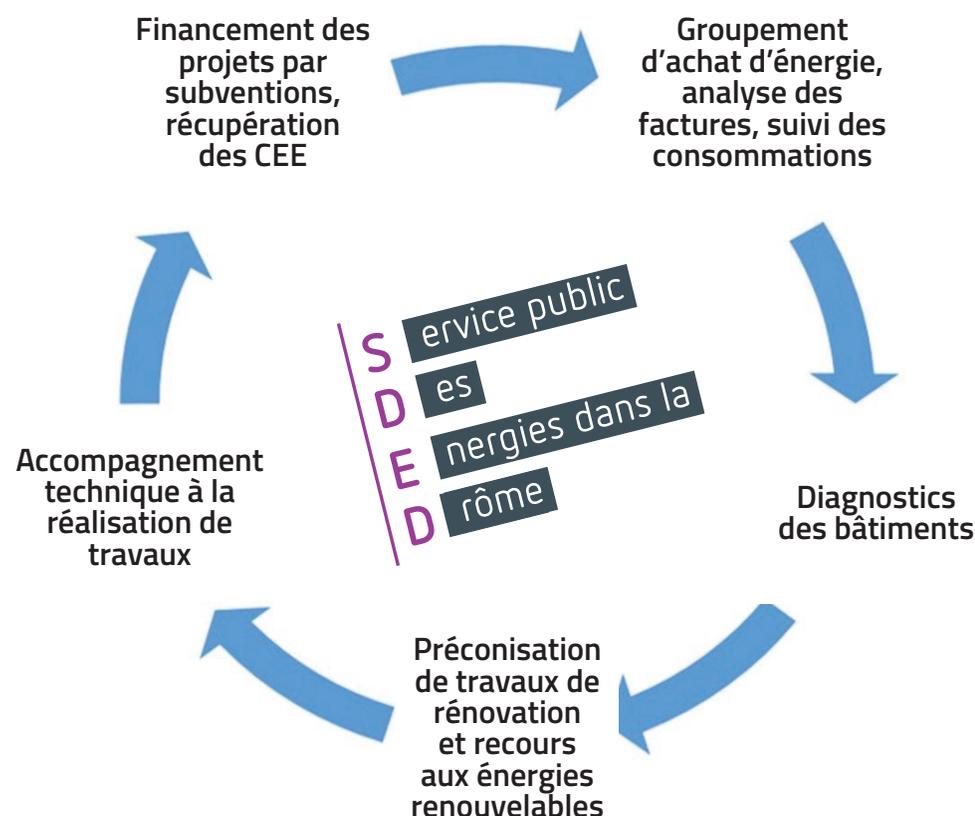
LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

PERFORMANCE ÉNERGÉTIQUE DES BATIMENTS PUBLICS

Face aux enjeux climatiques et aux engagements internationaux et nationaux sur l'atteinte de la neutralité carbone en 2050, les collectivités sont désormais déterminées à maîtriser leur facture énergétique et à rendre plus efficaces les bâtiments et leurs systèmes.

L'approche de Territoire d'énergie Drôme-SDED consiste à leur apporter les ressources et les moyens pour comprendre et agir, notamment sur leur patrimoine bâti.

Cette activité repose sur la connaissance préalable des consommations, le diagnostic des installations, l'action sur les bâtiments et l'évaluation des résultats.



UN NOUVEAU DISPOSITIF POUR LES COLLECTIVITÉS : LA COMPÉTENCE EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

Entre 2017 et 2022, Territoire d'énergie Drôme a soutenu financièrement des travaux d'économies d'énergies sur le patrimoine bâti de 200 collectivités, à hauteur de plus de **2,8 M€** d'aides accordées par le Bureau syndical, en direction de plus de **500 chantiers**.

Un nouveau dispositif avait été mis en place et appliqué à compter du 1er janvier 2022. Il s'agit de la Compétence Efficacité énergétique adoptée par le Comité syndical du 28 septembre 2021.

Le règlement d'application de cette compétence a été modifié par délibération du 20 juin 2023, en vue d'appliquer les nouveaux tarifs d'adhésion à ce service à compter du 1er janvier 2024.



Image : storyot sur Freepik

Les quatre principaux services apportés sont les suivants :

>**Les études d'aide à la décision**, par une aide financière aux études de 70 % pour les communes rurales et 40 % pour les communes urbaines (au sens de la taxe sur les consommations finales d'électricité). Il s'agit principalement d'audits énergétiques de bâtiments et d'études de choix d'énergie. Pour cela, Territoire d'énergie Drôme passe directement commande sur la base d'un cahier des charges établi par ses soins. Un accord-cadre multi-attributaires permet de solliciter jusqu'à plusieurs prestataires, tour à tour, selon un mécanisme de commande en cascade.

>**Le suivi et le bilan des factures d'énergie** : Territoire d'énergie Drôme a lancé une plateforme numérique de collecte automatique des factures d'énergie, la plateforme Enercompil, permettant de visualiser l'évolution des dépenses sur tout le patrimoine bâti, pour toutes les énergies et en provenance de tous les fournisseurs. Il s'agit ainsi d'un espace de conservation global et pérenne.

>**L'aide financière aux travaux d'économies d'énergie** : forte de son succès depuis plusieurs années, celle-ci a été non seulement poursuivie, mais globalement augmentée.

Ainsi, les travaux ont été classés en deux catégories :

- Les « prioritaires », portant notamment sur l'isolation et les systèmes de chauffage, aidés à 50 %
- Les « complémentaires » (ventilation, éclairage, nouveaux double-vitrages...), aidés à 20 %
- Lorsque l'opération associe plusieurs natures de travaux, parmi lesquelles l'isolation des murs et du toit, l'ensemble peut être aidé à 50 %.
- L'aide aux travaux peut concerner plusieurs chantiers, dans une limite de 50 000 € reçus sur trois années glissantes.

>**L'accompagnement dans le temps d'un projet global de rénovation** : à la demande, et sur la base d'un coût d'intervention évalué en fonction de sa durée, il s'agit d'assurer un rôle de conseil aux côtés de la collectivité à toutes les étapes de montage d'un projet :

- Définition des objectifs énergétiques au stade d'un programme, souvent en collaboration avec le CAUE lorsque la collectivité sollicite ce dernier,
- Participation à la sélection d'une équipe de maîtrise d'œuvre
- Suivi et lecture critique des documents d'avant-projet réalisés par la maîtrise d'œuvre
- Possibilité d'aider à la pré-réception des travaux, voire à la prise en main des équipements (mises au point à obtenir).

En 2023, **43 communes et 7 intercommunalités ont adhéré aux services d'accompagnement énergétique, portant le total à 211 adhérents cumulés, confirmant le succès de l'activité.**

Nous vous accompagnons



LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

Concernant les nouvelles aides aux travaux d'économies d'énergie apportées en 2023, 153 chantiers ont été soutenus financièrement pour un total de 1,225 M€ accordés.

Les programmes de financement ACTEE et BAPAURA

De 2020 à 2023, Territoire d'énergie Drôme a été lauréat de deux programmes de financement, à son bénéfice, en tant que structure locale de conseil et d'accompagnement des collectivités.

ACTEE, Action des collectivités territoriales pour la rénovation énergétique :

il s'agit d'un programme financé par les certificats d'économies d'énergie, et monté par la Fédération nationale des collectivités concédantes et régies (FNCCR). Les cofinanceurs sont les entreprises du secteur de l'énergie, soumises à obligations de certificats.

Plus précisément Territoire d'énergie Drôme est lauréat, conjointement au Syndicat départemental d'Energies de l'Ardèche, du sous-programme « MERISIER » dont l'objectif premier est de déclencher des actions d'efficacité énergétique **sur les bâtiments scolaires primaires** des collectivités.

Les aides apportées à Territoire d'énergie Drôme - SDED se destinent à couvrir à 50 % :

- Le recrutement d'un économe de flux pour ce programme (repérage, aide à la décision, accompagnement des travaux, bilans) ;
- Les frais d'audits énergétiques lancés pour préfigurer les projets de travaux
- L'achat de matériels de mesure, notamment des sondes CO2 mobiles

Au total, sur **116 bâtiments examinés** :

- 38 % sont en phase d'aide à la décision (prédiagnostic / audit)
- 24 % sont en définition de travaux
- 21 % sont en phase travaux, ou réalisés
- 9 % sont à l'état de décision suspendue
- 8 % sont abandonnés

A fin 2023, les passages à l'acte concrets représentent donc 21 %, augmentés de 24 points avec les travaux en phase de définition, **soit 45 %**, près d'un cas sur deux.

Sur cette même volumétrie, la trajectoire prévue de passages à l'acte est de 75 % à fin 2025, compte tenu des délais de décision, de la reprise de décisions suspendues, et des dernières études réalisées.

La recette totale escomptée, au bénéfice de Territoire d'énergie Drôme à l'achèvement de ce programme, est de **96 868 €**.

Plus d'informations ici : <https://www.programme-cee-actee.fr/>



BAPAURA, Bâtiments Publics en Auvergne Rhône-Alpes : Il s'agit d'un projet financé par l'Union européenne, pour lequel l'ADEME et l'agence régionale Auvergne Rhône-Alpes Energies Environnement (AURAE) ont monté un dossier et soumis une candidature. Elles y ont associé des structures locales volontaires, parmi lesquelles Territoire d'énergie Drôme. L'objectif était d'accompagner dans la durée des projets de rénovation globale, et plus généralement **de mettre en place un service d'ingénierie locale** en direction des collectivités qui ont relativement peu de compétences internes en la matière.

Pour le syndicat, cela s'est traduit par une aide de **64 277 €** répartie sur la période 2020-2023 pour permettre de faire réaliser des projets de rénovation, avec un objectif d'au moins 30 % d'économies d'énergie.

Sur 28 projets identifiés et accompagnés par TE 26 :

- 6 projets ont été concrétisés
- 6 sont suspendus
- 15 ont été abandonnés au fil des réflexions des maîtres d'ouvrage.

Au niveau des investissements, les 6 projets réalisés avec l'accompagnement du SDED (ou en cours de réalisation) totalisent un investissement cumulé de 1,29 M€ TTC lié aux travaux énergétiques. Cela représente en moyenne 395 € TTC / m².

Plus d'informations ici : <https://bapaura.fr/>



UN OUTIL DE SUIVI DES FACTURES D'ÉNERGIE : ENERCOMPIL

Territoire d'énergie Drôme - SDED a fait le choix de développer sa propre solution de collecte, de traitement et de restitution des données de consommation et de facturation d'énergie pour les collectivités et pour les spécialistes en performance énergétique.

énercompil

Le projet baptisé EnerCompil comporte quatre grands modules :

- Le recueil automatisé des factures depuis les espaces clients des principaux fournisseurs d'énergie et la dématérialisation des informations contenues ;
- Le retraitement et la normalisation des données ;
- La construction d'une base, complétée des données de patrimoine (noms des sites et surfaces) ;
- L'accès à ces informations via une plateforme web, et la restitution d'indicateurs pour les techniciens énergie de Territoire d'énergie Drôme.

Les premiers tests ont eu lieu en 2023, auxquels ont participé une dizaine de collectivités afin de recueillir leurs expériences d'utilisation.

Les données de consommation énergétique des communes, notamment celles adhérant aux groupements d'achat d'électricité ou de gaz naturel, peuvent être consultées sur la période du marché gaz en cours, et du marché d'électricité qui s'est achevé au 31 décembre 2023. Pour le marché de fourniture d'électricité débutant en 2024, l'intégration des nouveaux fournisseurs dans la base de données est en cours.

L'accès à ce service peut être proposé de deux façons : soit l'adhésion à l'ensemble de la compétence Efficacité énergétique, dans sa version révisée le 20 juin 2023, soit l'adhésion à un service spécifiquement dédiée à cet outil, selon un tarif unitaire appliqué par point de comptage.

LES GROUPEMENTS D'ACHAT D'ÉNERGIE

Les précédents marchés de fourniture de gaz et d'électricité coordonnés par Territoire d'énergie Drôme étant arrivés à échéance le 31 décembre 2021, nous avons été contraints de les renouveler pour l'année 2022 dans un contexte particulièrement défavorable, avec une augmentation des prix vertigineuse.

Au cours de l'année 2022 se sont déroulés les achats de fourniture pour l'année 2023, voire 2024 en ce qui concerne le gaz (en effet, les prix boursiers sont d'autant moins élevés que le terme de la fourniture d'énergie est éloigné).

Une fois les achats réalisés le service Performance Energétique a établi pour les membres du groupement des simulations de l'impact de ces augmentations sur les finances locales. Pour l'électricité, il a également permis à certaines collectivités de revenir aux Tarifs Réglementés de Vente (TRV), dans la mesure du possible.

Achat de Gaz Naturel en 2023 :

- Le marché en cours pour la période 2022-2024 réunit 116 membres répartis sur la Drôme et l'Ardèche, pour un total de 1000 points de livraison et environ 130 GWh par an.
- Pour mémoire, les achats de gaz pour les années 2023 et 2024 avaient déjà été opérés en 2022, et permettront respectivement une diminution globale de la facture de 10 % et 25% par rapport à 2022.

Achat d'Electricité en 2022 :

- Le marché subséquent 2022-2023 a réuni 152 membres drômois, pour 6 300 points de livraison et un total de 100 GWh (avant le retour de plusieurs dizaines de PDL au tarif réglementé de vente).
- Les prix boursiers au cours de l'année 2022 avaient subi la hausse la plus exceptionnelle jamais connue, avec un pic à 1 000 € / MWh au mois d'août. Les achats opérés en 2022 pour l'année 2023 ne permettaient pas d'éviter une hausse prévisionnelle de la facture globale de l'ordre de 28 % par rapport à 2022 (en tenant compte de la mesure « d'amortisseur électricité » prise par le Gouvernement).
- Ce contexte a incité Territoire d'énergie Drôme à lancer sans attendre un nouvel accord-cadre pour la période 2024-2027, notifié en septembre 2022 à 4 fournisseurs d'électricité pour préparer les achats à suivre. Cet accord cadre repose désormais sur un lot principal réunissant tous les segments de puissance (à la fois inférieurs et supérieurs à 36 kVA) et un lot spécifique pour la fourniture d'électricité verte à haute valeur environnementale.
- Le premier marché subséquent, pour la période 2024-2025, a été attribué à l'entreprise Engie pour le lot principal et à l'entreprise Volterres pour le lot électricité verte. D'avril à juin 2023, une série de prises de positions sur le marché boursier a été réalisée pour réserver la totalité des fournitures du lot n°1 sur l'année 2024 (les prix du lot n°2 électricité verte ayant été fixés dès la remise de l'offre). Les premières simulations ont permis d'envisager une diminution globale de la facture de 25 % par rapport à 2023. Pour la fourniture de l'année 2025, les prises de position n'étaient pas encore entièrement réalisées.

ÉCLAIRAGE PUBLIC

PLUS QUE DE LA LUMIÈRE !

L'éclairage public représente un enjeu important pour les élus locaux : sécurité, environnemental, esthétique, TE26 apporte aux communes une réponse adaptée à ces enjeux avec le transfert de compétence .

La personne, les biens:

- Renforcer le sentiment de sécurité
- Sécurisation des déplacements, des personnes et des biens
- Prolongement des activités diurnes
- Faciliter les interventions de services d'urgences.

Les économies d'énergie :

- Réduire la consommation d'énergie : éclairer juste, là et quand cela est nécessaire.
- Modifier les parcs éclairage, une nécessité : Nouvelles réglementations, nouvelles manières d'éclairer et évolution technologique du matériel d'éclairage.

La biodiversité, la faune, la flore la préservation du ciel étoilé :

- Réduire les nuisances lumineuses
- Elaborer des trames d'éclairage ou des trames noires
- Travailler avec les parcs régionaux

Le maire :

- L'éclairage public dépend du pouvoir de police du Maire (même en cas de délégation).
- Entretien et maintenir les installations : code des Collectivités Territoriales (Art L2212-2 1°)
- Responsabilité en cas de mise en cause de l'installation.

Esthétique :

- Respecter l'esthétique de la commune : l'EP fait partie du mobilier urbain

Particularité de la compétence EP, et parce qu'il s'agit d'un sujet particulièrement sensible, une antenne territoriale créée pour le sud du département apporte une proximité pour 60 communes particulièrement éloignées du siège de territoire d'énergie

Plaquette de la compétence disponible en téléchargement sur le site

La plaquette est intitulée "ÉCLAIRAGE PUBLIC" et porte le logo "territoire d'énergie DRÔME - 26". Elle présente une image de nuit d'un parc éclairé avec un bâtiment en pierre à l'arrière-plan. Le texte principal est "CAP SUR LES ÉCONOMIES D'ÉNERGIE" et "UNE COMPÉTENCE POUR VOIR PLUS CLAIR SUR L'ÉCLAIRAGE". Une section intitulée "Une idée lumineuse" explique que le réchauffement climatique et la hausse vertigineuse des prix de l'énergie rendent indispensable d'adopter un éclairage plus performant, respectueux de l'environnement et moins consommateur d'énergie. Elle mentionne que Territoire d'énergie Drôme-26 est à vos côtés pour y voir plus clair. En bas à gauche, il y a une photo de Nathanaël Nieson, Président, Maire de Bourg de Péage.

ÉCLAIRAGE PUBLIC

LES ADHÉSIONS À LA COMPÉTENCE ÉCLAIRAGE PUBLIC DE TERRITOIRE D'ÉNERGIE DRÔME - SDED.

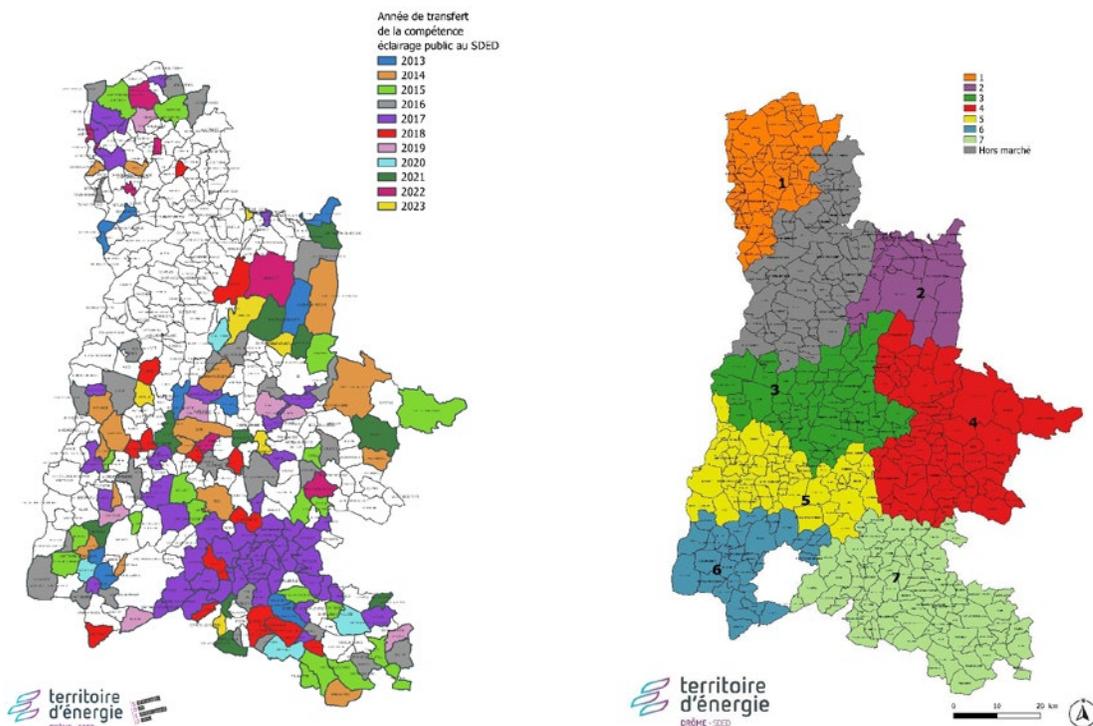
En 2023, 171 d'entre elles ont fait ce choix, ce qui représente 30 175 points lumineux et 1 912



La compétence comprend :

- L'entretien et la maintenance des installations et réseau d'éclairage public.
- L'aide à la conception et à la réalisation de programme d'investissements avec une participation financière de TE26
- La gestion et mise à jour d'un système d'information géographique (SIG) afin d'apporter les réponses aux DT (déclaration de travaux) -DICT (déclaration d'intention de commencer des travaux) et ATU (Avis de travaux urgents),
- L'achat de l'énergie ainsi que le contrôle des consommations.

Carte de répartition des communes par année d'adhésion : Carte de répartition des communes par lots géographiques :

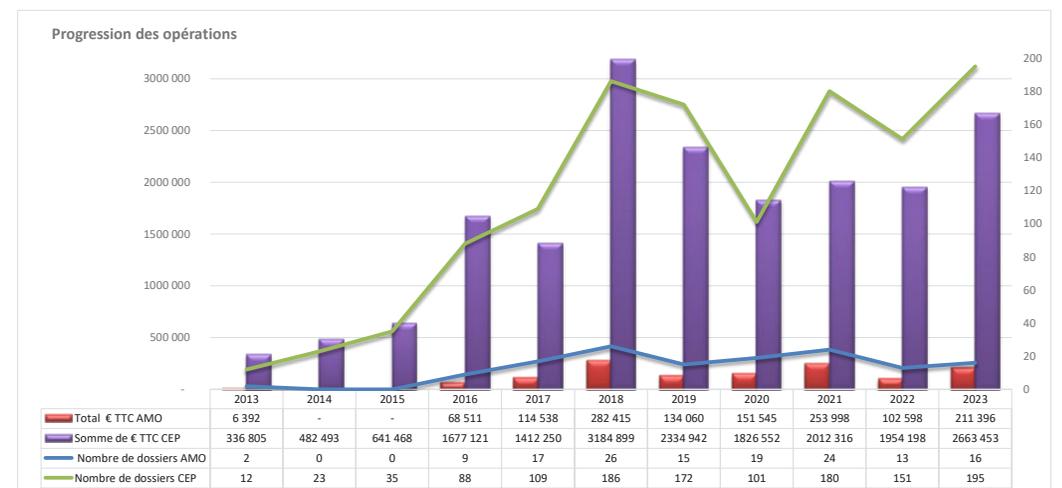


L'année 2023 a été marquée par le renouvellement du marché à bons de commandes, regroupant maintenance et investissement. Le département a été découpé en 7 lots géographiques : 5 entreprises sont titulaires des lots.

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 sur le 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.



FONCTIONNEMENT

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

Dans le transfert de compétence, Territoire d'Énergie Drôme - 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
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
2020	2 118	766	253	3 137
2021	2 573	1 178	806	4 557
2022	2 606	1 193	296	4 095
2023	2 653	1 159	259	4 071

Maintenance, entretien et interventions d'urgence : Cout global : 918 300 € TTC

TYPE D'INTERVENTION	TOTAL GÉNÉRAL
Entretien préventif	104
Dépannage EP	1 034
Divers	11
Pose de panneau	36
Programmation horloges	47
Total général	1 232

MISSION CLIMAT ENERGIE TERRITOIRE



La mission Climat Energie Territoires poursuit son objectif de créer et d'entretenir un lien privilégié avec les intercommunalités. Territoire d'énergie Drôme - SDED est de plus en plus impliqué dans des actions de transition énergétique et se doit d'être en relation avec les territoires en charge de la transition énergétique et écologique.

Pour la Drôme ce sont 12 Communautés de Communes et d'Agglomération qui sont impliquées à des degrés divers dans la mise en oeuvre du PCAET au sein duquel s'inscrivent certaines missions du syndicat d'énergie.

La mission Climat Energie Territoires poursuit dans son rôle de facilitateur tout en apportant des services, des outils et l'animation d'un réseau bi-départemental (26-07).

Dans son rôle de facilitateur, elle contribue également au fonctionnement de la Commission Paritaire Energie, pilote les conventions de partenariat qui formalisent une incitation financière et un suivi des actions réalisées par Territoire d'énergie Drôme et l'implique dans les projets globaux de planification écologique (SDIRVE par exemple).

Par ailleurs, elle garantit la bonne utilisation de l'outil Prosper Action (formation et accompagnement personnalisé) et apporte un décryptage des documents de planification régionaux (SRADDET et S3REnR, SDIRVE).

COMMISSION PARITAIRE ENERGIE : 2 RÉUNIONS EN 2023

Une première réunion en début d'année, en visioconférence, au cours de laquelle fut notamment présenté aux élus le Schéma Directeur de développement des Infrastructures de Recharges ouvertes au public pour les Véhicules Electriques et hybrides rechargeables sur le périmètre de TE26 et une seconde réunion en présentiel, sur le territoire de la Communauté de Communes du Val de Drôme en Biovallée à Eurre. Avec une visite sur le terrain du parc éolien de la Roche sur Grane.

POURSUITE DE L'APPUI FINANCIER DE TERRITOIRE D'ÉNERGIE DRÔME-SDED AUX TERRITOIRES VIA LE PCAET ET/OU LE SCHÉMA DIRECTEUR DE DÉVELOPPEMENT DES ENR

Les EPCI bénéficient de la part de TE26 d'une aide financière (20 k€) pour l'élaboration de leur Plan Climat Air Energie Territorial, PTE, ... ou pour la réalisation d'un Schéma Directeur de Développement des EnR. L'aide financière a été mobilisée pour les Intercommunalités qui l'ont sollicitée en contrepartie d'un document récapitulatif et de documents financiers à l'appui.

En 2023, la quasi-totalité des Communautés de Communes qui le pouvaient avaient sollicité le versement total ou partiel de l'aide financière mentionnée ci-dessus.

ELABORATION DE TABLEAUX DE BORD DE TRANSITION ÉNERGÉTIQUE DES EPCI - ÉDITION 2023

En transversalité avec les services du syndicat, la mission Climat Energie Territoires anime et pilote depuis 2020 un Tableau de bord qui s'enrichit au fil des ans.

LE CAHIER DES CHARGES POUR LE SCHÉMA TERRITORIAL D'ORIENTATION POUR LE DÉVELOPPEMENT DES ENR

Le cahier des charges proposé aux intercommunalités par TE26 pour le développement des EnR est le fruit d'une méthodologie partenariale rédigée et réalisée en lien avec le Scot du grand Rovaltain, la DDT26, le CAUE, AURA-EE, le Cabinet d'Un Monde à l'Autre.

En 2021, deux territoires ont commencé à exploiter ce document pour se l'approprier (Biovallée et CC DrômArdèche). Le travail s'est poursuivi en 2023. Ainsi, les communautés de communes du Val de Drome et du Crestois et du Pays de Saillans se sont associées pour réaliser un Schéma Directeur des énergies Renouvelables (SDER). La mission Climat Energie Territoires a participé au lancement en janvier 2023 du schéma et en a suivi l'évolution tout au long de l'année.

PROSPER ACTION : POURSUITE DE L'ACCOMPAGNEMENT OPÉRATIONNEL EN DIRECTION DES INTERCOMMUNALITÉS AU TRAVERS DE DEUX PRINCIPAUX TEMPS FORTS

Porté par 32 syndicats d'énergie départementaux en France, PROSPER Actions est un outil en ligne particulièrement adapté aux démarches de planification de la transition écologique, notamment les PCAET.

Au mois de mars 2023, la mission Climat Energie Territoires a participé à la journée d'échange du club national Prosper Actions.

En novembre un webinar dédié à l'outil PROSPER Actions a été proposé. A l'ordre du jour de cette demi-journée : fonctionnalités de l'outil et présentation des nouveautés disponibles depuis la dernière mise à jour (été 2023). En particulier, le suivi du plan d'action qui a été renforcé afin de faciliter la tâche des référents transition écologique des collectivités et leur permettre de se consacrer pleinement à l'opérationnel.

Durant ce webinar, il fut réservé un temps important pour les échanges et partages d'expérience entre collectivités utilisatrices de l'outil et celles souhaitant le prendre en main pour s'outiller en vue de l'élaboration ou de la mise à jour de leur PCAET ou avoir un outil efficace de suivi de leur plan d'actions.

LE SDIRVE (SCHÉMA DIRECTEUR POUR LE DÉVELOPPEMENT DES INFRASTRUCTURES DE RECHARGES POUR LES VÉHICULES ELECTRIQUES)

La Mission Climat Energie Territoire s'est impliquée tout au long de l'année dans ce travail. Une commission IRVE s'est tenu le 24.01.2023 avec pour ordre du jour la présentation du SDIRVE, le périmètre d'intervention du service public eborn et le projet de modification du règlement de la compétence IRVE.

Le SDIRVE est le fruit d'un travail réalisé en commun au niveau de 14 syndicats d'énergie allant de l'Allier au Var. Il vise la planification des investissements et la coordination de l'ensemble des acteurs qui interviennent sur les bornes de recharges « ouvertes au public ».

A noter que le schéma directeur permet d'obtenir une réfaction de 75 % sur le coût du raccordement au réseau de distribution d'électricité.

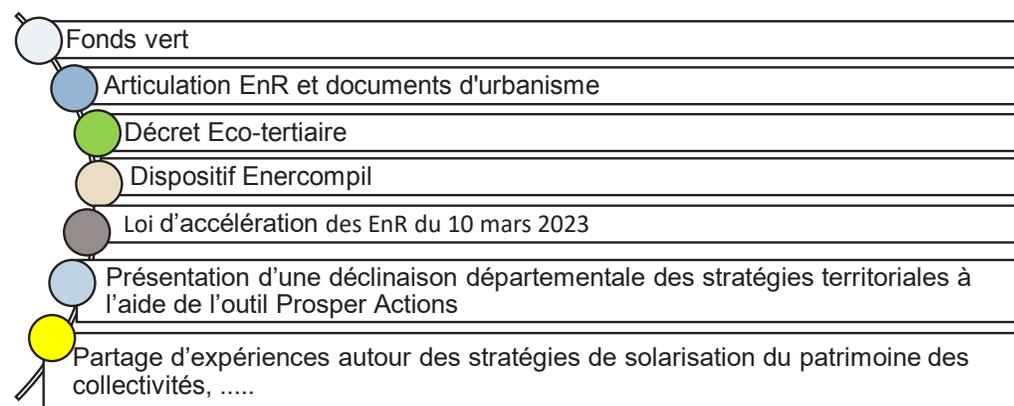
La mission Climat Energie Territoires l'a déposé en Préfecture. La DDT a ainsi pu établir un avis et le SDIRVE a reçu en mars 2023, un avis favorable.

GROUPE DE TRAVAIL PCAET BI-DÉPARTEMENTAL 26-07 –L'ANIMATION D'UN RÉSEAU QUI FONCTIONNE, SE RENFORCE ET ESSAIME

En lien étroit avec la DDT de la Drôme, la Mission Climat Energie Territoires participe activement à l'animation d'un groupe de travail regroupant les structures qui oeuvrent dans le domaine de la transition énergétique en activant les différents outils de pilotage de transition écologique et énergétique tels que les Plans climat, les CRTE, les Contrats TEPOS, les démarches Cit'ergies, ...

En 2023, ce groupe de travail co-animé par les deux Syndicats d'énergie et les deux Directions Départementales des Territoires (Drôme et Ardèche) s'est réuni 3 fois : mars, juin et octobre 2023.

Durant l'année 2023, les chargé.es de missions et chefs de projets 26-07 se sont impliqués sur de nombreux sujets de réflexions parmi lesquels



Plus d'infos :
Mission Climat Energie Territoires
04 75 82 65 55



Producteur
d'ENERGIES



te26.fr

Siège Rovaltain TGV - 3, avenue de la Gare - BP 12626 - 26958 VALENCE Cedex 9 - Tél. : 04 75 82 65 50 - contact@sded.org
Antenne Baronnies-Drôme Provençale - ZA Les Laurons - 26110 NYONS - Tél. : 04 75 26 97 75 - antenne@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

Service Performance énergétique

Tél. : 04 75 82 76 14 / transition-energie@sded.org

Mission climat

Tél. : 04 75 82 65 55

RSI Informatique

Tél. : 04 75 82 76 12 / informatique@sded.org

Ressources humaines

Tél. : 04 75 82 76 19 / rh@sded.org

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. : 04 23 10 03 50 / www.eborn.fr

Régie SDED Erôme-Gervans

Tél. : 09 69 32 06 46 / regiesded@sded.org

Service juridique

Tél. : 04 75 82 76 13 / commande-publique@sded.org