territoire d'énergie
ISÈRE

RAPPORT DE CONTRÔLE SUR L'EXERCICE 2023

ÉLECTRICITÉ >

ÉDITO

Chers lecteurs,

Vous trouverez dans ce rapport les principales analyses menées par TE38 en qualité d'autorité concédante sur la qualité du service public de distribution et fourniture d'électricité aux tarifs réglementés délégués à ENEDIS et EDF. A cela s'ajoute, les résultats des travaux débutés en 2023 et achevés en 2024 sur le renouvellement des accords avec le concessionnaire ENEDIS au terme des cinq années du contrat renouvelé en 2020.

Le premier accord concerne le renouvellement du premier programme quinquennal sur les investissements s'appuyant sur la méthodologie décrite dans le contrat notamment un bilan provisoire des objectifs techniques et financiers du premier programme. Ce bilan, bien que très satisfaisant sur le plan financier avec un quasi doublement des dépenses prévues, doit être nuancé en raison des enveloppes exceptionnelles allouées au territoire isérois après la tempête de 2019. S'agissant des retards sur les objectifs techniques, dénoncés lors du précédent rapport et confirmés dans le bilan, la concertation avec ENEDIS a conduit à un manque de précisions lors de la signature du contrat sur le traitement des linéaires exposés à des risques climatiques altérant l'interprétation de ces écarts. La délibération du comité syndical de décembre 2024 approuvant le second programme pour la période de 2024-2029 rappelle les principaux arbitrages à l'issue de cette concertation, les avancées dans le suivi de sa réalisation et acte la mise à jour du diagnostic technique partagé sur l'état des ouvrages et la qualité de l'énergie. Ces éléments constituent une feuille de route pour les parties afin d'améliorer la résilience des réseaux dans le contexte du changement climatique qui augmente la fréquence et l'intensité des épisodes extrêmes fragilisant les réseaux et les rend indispensables pour la décarbonation via l'électrification croissante des usages énergétiques.

Le second accord fixe pour les cinq prochaines années le montant et les modalités d'utilisation de l'enveloppe financière apportée par ENEDIS aux travaux d'enfouissement réalisés par TE38. Cette enveloppe vient compléter la dotation du CAS_FACÉ pour les travaux sur les communes rurales. La gestion de ce fonds auparavant destiné à soutenir l'électrification en milieu rural sous la dénomination de Fonds d'Amortissement des Charges d'Électrification, s'est transformé en Financement des Aides aux Collectivités avec des modalités plus contraignantes suite aux lois de finance en particulier en 2025. Le financement est désormais apporté par une taxe dont le montant dépend des consommations et non par le tarif d'utilisation du réseau couvrant les investissements nécessaires quelle que soit la densité de consommation par kilomètre de lignes électriques. Les autorités concédantes regroupées au sein de la Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies se mobilisent afin d'assurer la pérennité de ce fonds.

Je vous souhaite une bonne lecture.

Bertrand LACHAT, Président de TE38
Vice-président de la Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies (FNCCR)

SOMMAIRE

LE TERRITOIRE DE LA CONCESSION p.4
CHIFFRES CLES P.5
FAITS MARQUANTS p.6

PREAMBULE p.9

PATRIMOINE DE LA CONCESSIONS p.4
Réseau HTA p.10
Réseau BT, poste de transformation p.11

CONTINUITE D'ALIMENTATION p.12

QUALITE DE TENSION p.15

INVESTISSEMENTS p.16
Montants investis p.16
Travaux pluriannuels d'investissements p.17

ASPECTS COMPTABLES ET FINANCIERS p.18
Le patrimoine actifs-passifs p.18
Le compte d'exploitation p.19

USAGERS DE LA CONCESSION p.20
Evolution des données clientèles p.20
Prestation de raccordement p.22
Réclamations p.23
Précarité énergétique p.24

LE MOT DU VICE-PRESIDENT p.25

CONCLUSIONS p.26
Points forts et points faibles p.26
Annexe p.27
Recommandations p.28

GLOSSAIRE p.29

CONTACTS p.30

LE TERRITOIRE DE LA CONCESSION

492 communes compétence AODE* - TE38

* Autorité Organisatrice de la Distribution d'Electricité

2 nouvelles communes

- ✓ La Mure - 12/2022
- ✓ Creys-Mépieu - 12/2023

RENOUVELLEMENT DU CONTRAT DE CONCESSION DE DISTRIBUTION PUBLIQUE ET FOURNITURE D'ELECTRICITÉ 1er janvier 2020 POUR 30 ANS.

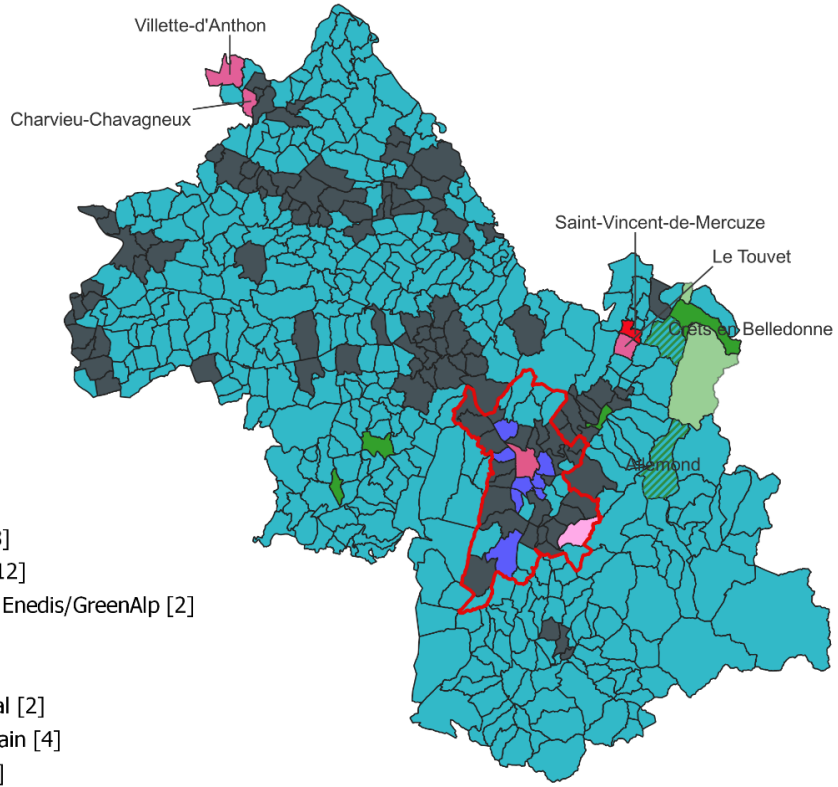
Enedis — Pour l'activité de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'électricité.

EDF — Pour l'activité de fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente (TRV).

Le contrat comprend un cahier des charges fixant les droits et obligations de chaque partie et des annexes locales en particulier la répartition de la maitrise d'ouvrage des travaux entre l'AODE essentiellement en zone rurale et le concessionnaire.
Cette répartition dépend de la nature des travaux, du caractère rural de la commune et du bénéficiaire de la part communale de l'accise sur l'électricité (taxe sur l'électricité).

Le précédent contrat s'achevait en 2024, il a été renouvelé après plusieurs mois de négociation sur la base d'un modèle national avec une entrée en vigueur au 1er janvier 2020.

CARTE DES COMMUNES ADHÉRENTES (Compétence AODE-TE38)



1 commune rurale est encore non-adhérente : Saint-Vincent-de-Mercuze

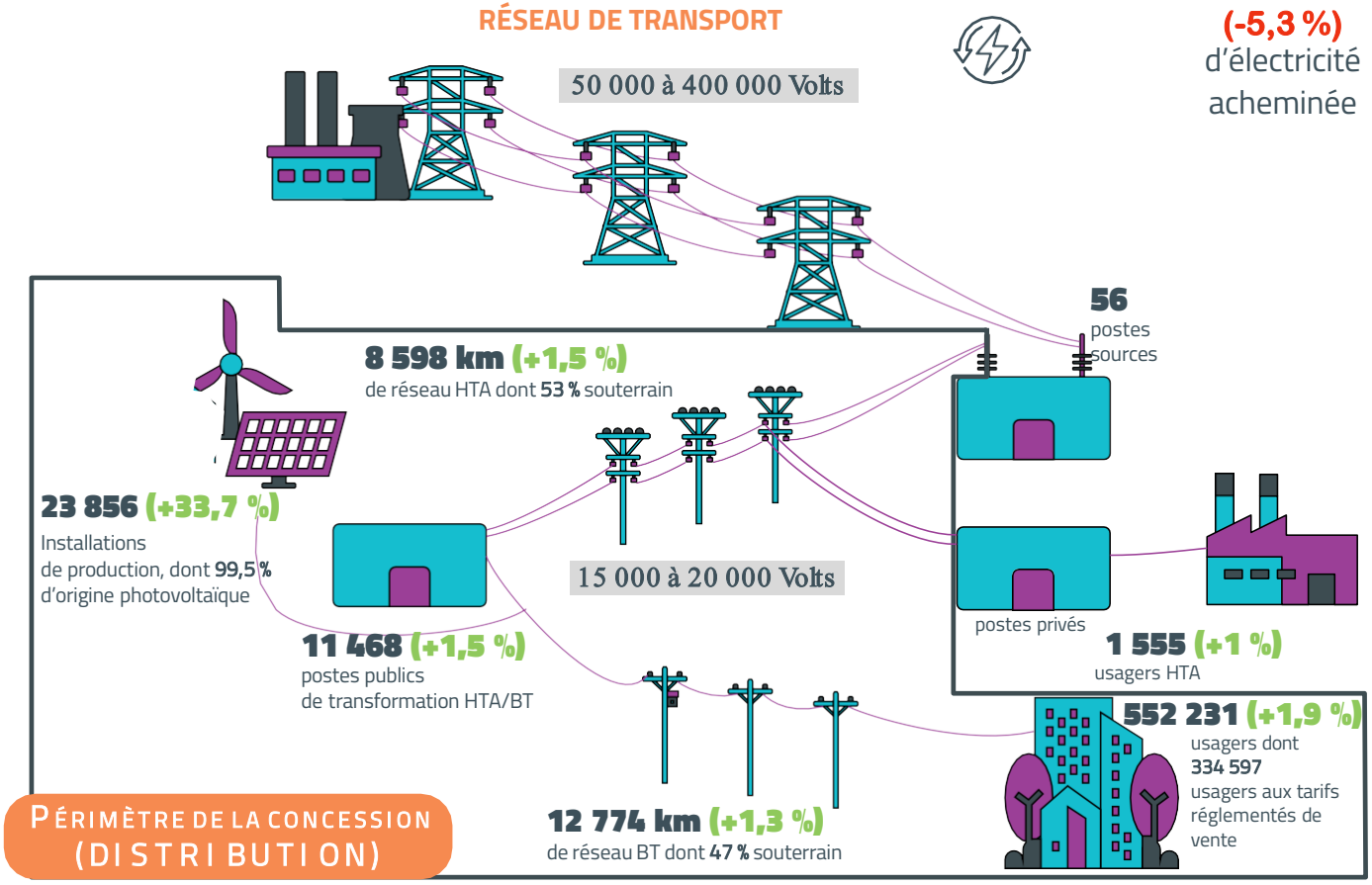
3 communes urbaines sont encore non-adhérentes : Le Touvet, Villette d'Anthon, Charvieu-Chavagneux

À noter : le rapport suivant rend compte de l'activité de contrôle mené en 2024. La plupart des données concernent l'exercice 2023.

ÉVOLUTION 2023/2022

RÉSEAU DE TRANSPORT

5 418 GWh
(-5,3 %)
d'électricité acheminée



USAGERS

	EDF (1)	ENEDIS (2)
USAGERS	334 597	552 321
GWH CONSOMMÉS	1 775	5 418
RÉCLAMATIONS	14 356	3 485

(1) fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente
(2) distribution d'électricité

QUALITÉ DE FOURNITURE

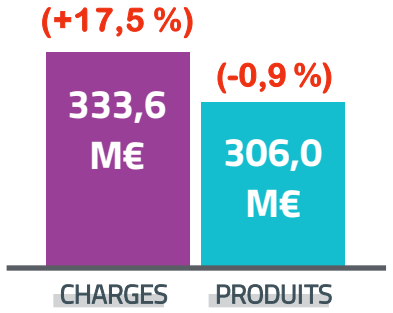
84 minutes
(+16 %)
de temps moyen de coupure (toutes causes confondues)

INVESTISSEMENT ENEDIS

79,6 M€ (-1,8 %)
investis dont 28,2 M€ pour performance du réseau

272 km
km de réseau HTA/BT mis en service dont 96 % en souterrain

DONNÉES FINANCIÈRES ET COMPTABLES (COMPTE D'EXPLOITATION)



1 737 M€
de valeur brute

LA CONCESSION ÉLECTRICITÉ

Plans Pluriannuels d'Investissements - PPI

Ces plans quinquennaux élaborés selon le cahier des charges s'inscrivent dans un schéma directeur d'investissements (SDI) à l'échelle du contrat comprenant des valeurs cibles à 15 ans et 30 ans.

L'année 2024 a été marquée par les discussions avec le concessionnaire afin de définir le deuxième PPI sur la période 2025-2029 en s'appuyant sur **un diagnostic actualisé et partagé**, des points forts et faibles de la concession, des lacunes en matière de suivi des indicateurs techniques, une meilleure définition du traitement des risques climatiques.

Le bilan du premier PPI 2020-2024 a montré des engagements financiers atteints dès la 3ème année à la faveur de l'enveloppe financière obtenue suite à la tempête Amélie de novembre 2019. Toutefois, ce bilan fait état de retard sur des linéaires techniques à réaliser par rapport aux objectifs du PPI.

Synthèse du diagnostic technique actualisé

Les +

- Sur les trois zones prioritaires comme sur l'ensemble des 51 communes prioritaires au global, le critère B incidents HTA HIX s'améliore.
- Chacune des 51 communes a bénéficié d'une analyse de sa qualité de fourniture et des solutions à envisager pour l'améliorer.
- La reconstruction des réseaux suite à la tempête de 2019 a conduit à des investissements exceptionnels. Cela porte ainsi les dépenses PPI1 prévisionnelles à 70,2 M€, au lieu des 38 M€ projetés initialement.
- Le dimensionnement des réseaux HTA et BT par rapport aux charges est suffisant et n'implique que peu de renforcement de réseaux.
- L'évolution des stocks de réseaux BT fils nus et de CPI (câbles à isolation papier imprégné) HTA souterrain est conforme pour atteindre les attendus du SDI (Schéma Directeur d'Investissements) à 30 ans.

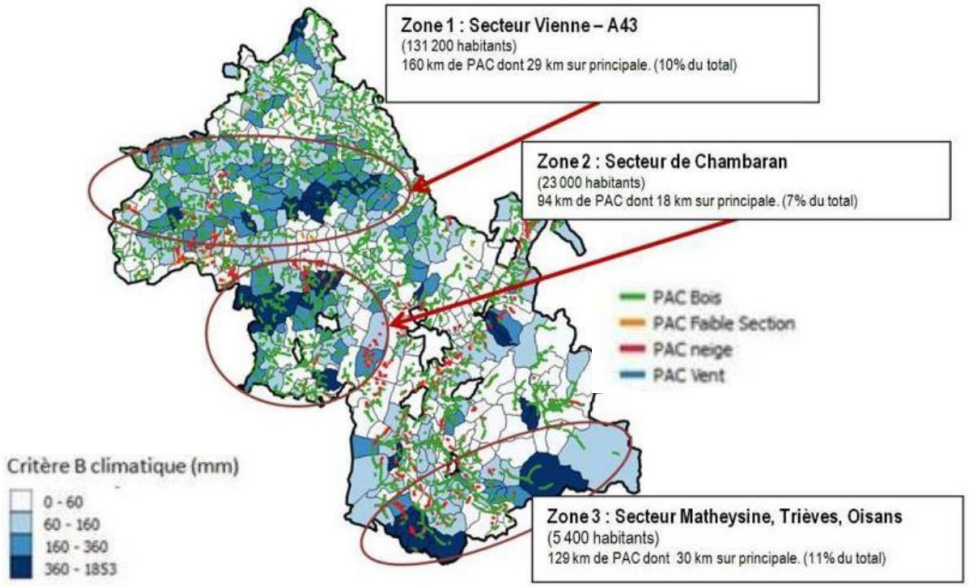
Les -

- L'écart entre le critère B national et le critère B de TE38 demeure à surveiller.
- Le traitement de la PAC (Plan Aléas Climatiques) nécessite plus de clarté sur les différentes techniques mises en œuvre, autres que l'enfouissement.
- Le reporting concernant les poches OMT doit être amélioré.

Les changements

- Les finalités du PPI 2 intégreront la Rénovation Programmée qui est un des leviers contribuant à l'amélioration du critère B.
- Les investissements pour la PAC augmenteront de 30 % dans le PPI 2.
- Au réexamen du diagnostic, des câbles synthétiques incidentogènes ont été identifiés sur la zone à fort enjeu de Saint Quentin-Fallavier (hors PPI 2).

Rappel des zones prioritaires à l'issue du diagnostic initial



Plan Pluriannuel des Investissements

Valeurs repères du Schéma Directeur des Investissements – Objectifs techniques et financiers PPI 1 _ Tendance

Facteurs « clé »	Ouvrages / maille	SDI **30 ans** 15 ans	Valeur diagnostic initial	Objectifs PPI 1		Dépenses PPI 1 (k€)		Diagnostic actualisé	Tendance
				signé	réalisé (projection 2024)	signé	réalisé (projection 2024)		
Temps de coupure	Concession	Ecart/national stable a minima	15,9 mn	so		so		20,4 mn	A surveiller
	51 communes	15 ans : de 194 mn à 90 mn	194 mn	so		so		129,6 mn	
Tension	Contrainte HTA > 5%	Aucun départ	22 > 5 % dont 5 >6%	Aucun départ avec contrainte de tension		9 300	7 000	0	
	Contrainte BT	Maintien % usager en contrainte	1,10%	≤ 1,1% modalités calcul 2018		2 000	2 700	0,50%	Forte dépendance au calcul
Réactivité suite coupure	Poche à risques	15 ans aucune	110 poches	110	90	2 200	1 000	20 poches en cours 36 nouvelles poches	
Résilience/aléas climatiques _ modernisation	Linéaires HTA avec risques climat	Traitement de toutes les lignes 15 ans stock 480 km	1 133 km	190 km	85 km	18400	19 500	880 km	Retard - imprécision des traitements
	Enveloppe tempête*						31 200*		
	Linéaire HTA CPI	Aucun 15 ans < 75 km	150 km	25 km	22 km	5 000	5 400	114 km	Dépendance autorisations de voiries
	Linéaires BT fils nus	Aucun	122km urbain 93 km rural	16 km	13 km	1100	1100	69 km urbain 14 km rural	Correction inventaire 78 km
						38 000	70 200		

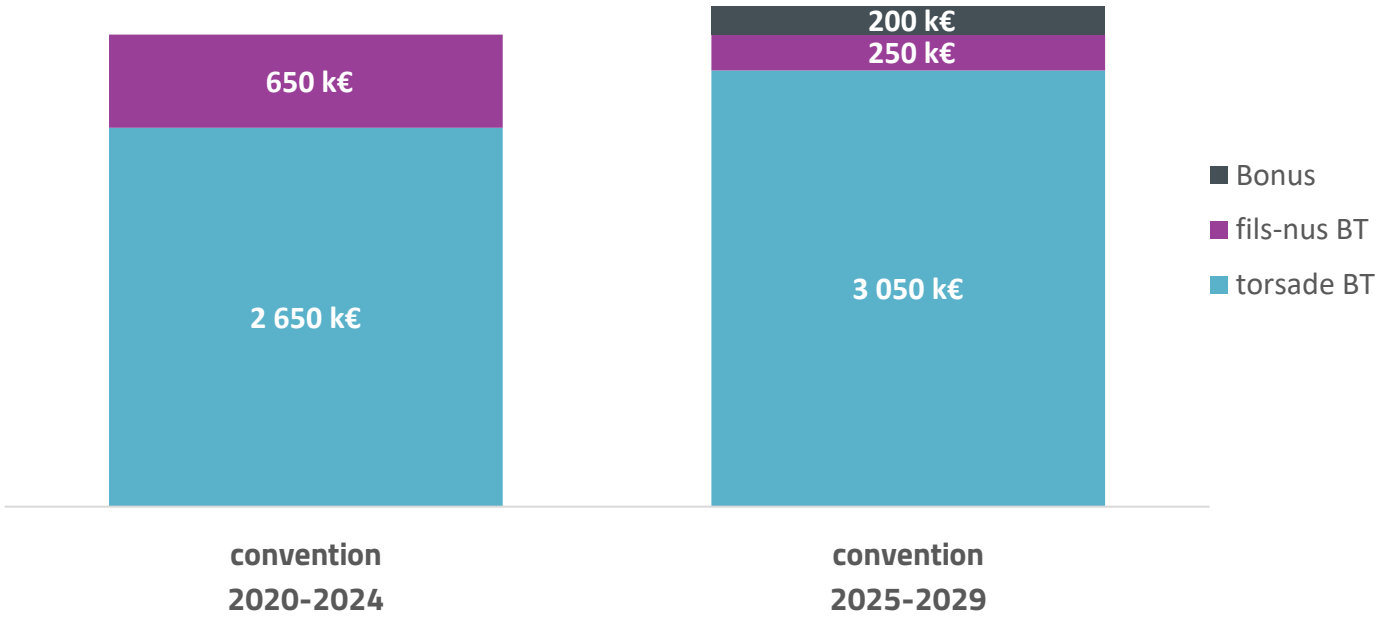
* L'enveloppe tempête

Participation du concessionnaire à la sécurisation et l'enfouissement du réseau sous maitrise d'ouvrage de TE38

Les modalités de cette participation prévue à l'article 8 du contrat de concession sont fixées dans une convention renouvelée pour la période 2025-2029. Des modifications importantes ont été apportées dans le but de mieux répondre aux besoins d'enfouissement des communes lors de travaux coordonnées tout en maintenant une incitation à la sécurisation des réseaux BT en fils nus.

- Une enveloppe quinquennale pour les enfouissements de 3,05 M€ (+15 %).
- Une enveloppe quinquennale pour la sécurisation du réseau BT par l'enfouissement des fils nus de 250 k€ en forte baisse (-60%) compte tenu du faible stock de fis nus sur la concession. Ceci suite à une demande volontaire de TE38 de basculer une partie de cette enveloppe sur l'enveloppe « enfouissement ».
- Un nouveau bonus de 200 k€ conditionné par un linéaire minimum de sécurisation des réseaux fils nus sur les communes urbaines quelle que soit la technique (enfouissement ou pose d'une torsade isolée aérienne).

Montant des enveloppes (période de 5 ans)



TE38 a contrôlé l'exécution du contrat de concession sur l'exercice 2023 en application de l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales repris à de l'article 44 du cahier des charges *: « L'autorité concédante exerce le contrôle du bon accomplissement des missions de service public fixées par le présent cahier des charges ».*

Conformément à la législation, la mission de fourniture d'électricité aux tarifs réglementés est exercée par EDF représentée en Isère par la Direction Commerciale Régionale Auvergne Rhône Alpes.

La mission de développement et d'exploitation du réseau de distribution est confiée à ENEDIS organisée en Isère par deux directions régionales, DR Alpes et DR Sillon Rhodanien (20% des communes) avec un représentant territorial pour le département.

DÉROULEMENT DU CONTRÔLE

1 mars	2 Début juin	3 Juillet -septembre	4 Novembre	5 Mars	6 Juin
Saisine ENEDIS , EDF Demande de documents	Réception et analyse des données	Audit des concessionnaires et demandes complémentaires	Premier bilan et rapports de l'AMO	Journée d'échanges régionale sur les contrôles des autorités concédantes	Elaboration et publication du rapport de contrôle

** Le cabinet d'expertise AEC en qualité d'assistant à maitre d'ouvrage (AMO) accompagne TE38 dans le cadre de l'accord-cadre du groupement TEARA (Territoire Energie Auvergne-Rhône-Alpes) pour les prestations de contrôle.*

LE CONTRÔLE CONTINU

- Conseil et médiation apportés aux communes de Choranche, Massieu, La Cote-St-André, Sermérieu, Montcarra, Pressins, Tullins, Faramans sur des questions de qualité de travaux, proposition technique et financière, repartition de la maîtrise d'ouvrage.
- Recensement des travaux éligibles au calcul de la redevance d'investissement R2. Montant de travaux de 12 M€ générant une redevance de 3,2 M€ au titre de l'année 2024.
- 5 réunions Enedis-TE38.
- Suivi des valorisations des ouvrages construits par TE38. Ecart de valorisation de -2,2 M€ sur 194 chantiers soit -13,7 %.
- Suivi du recouvrement par ENEDIS des droits d'usage des redevances d'utilisation des appuis du réseau public d'électricité par les opérateurs TELECOM.

RÉSEAU HTA

Le réseau moyenne tension (HTA), dont la tension nominale varie de 15 à 20 kV, représente les artères principales de la distribution publique d'électricité. Constitué de lignes (484 départs) traversant plusieurs communes, de longueur moyenne de 20 km (5 départs > 70km), il est à l'origine de la majorité du temps de coupure subi par les usagers.

Les câbles souterrains d'ancienne technologie (isolant en papier imprégné), les réseaux aériens, implantés en zones boisées, exposés aux chutes de neige, de faible section représentent des points de fragilité notamment en cas d'aléas climatiques. Une grande vigilance est à apporter à ces ouvrages pour maîtriser les risques de coupures.

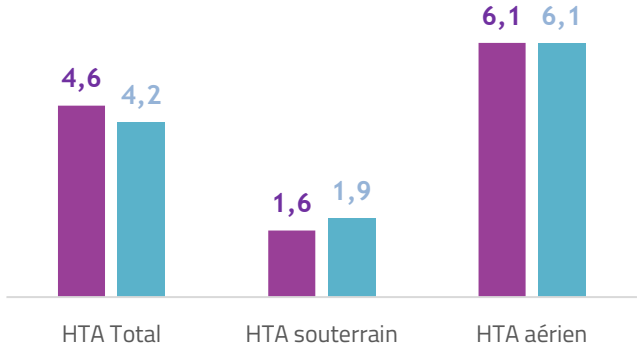
LIGNES AÉRIENNES

Elles représentent 46% de la longueur totale soit 3 988 km. Contrairement au réseau BT, elles ne sont pas isolées électriquement ce qui nécessite de les maintenir à distance règlementaire de la végétation.

Des progrès significatifs ont été constatés par TE38 dans le recensement et l'accès aux données des lignes dans des zones à risques. Ainsi 924 km sont « à risques avérés » essentiellement en zone boisée (2/3 du linéaire), le reste étant exposé à la neige. Certaines lignes cumulent plusieurs risques.

Le traitement des lignes à risques représente le plus gros poste d'investissement des deux premiers PPI (50 à 60% du total). Les modalités de traitement ont fait l'objet d'une redéfinition au niveau national et local notamment via de l'élagage.
Le suivi du classement des lignes à risques au regard des travaux y compris de maintenance devient majeur.

Nombre d'incidents HTA pour 100 km de réseaux



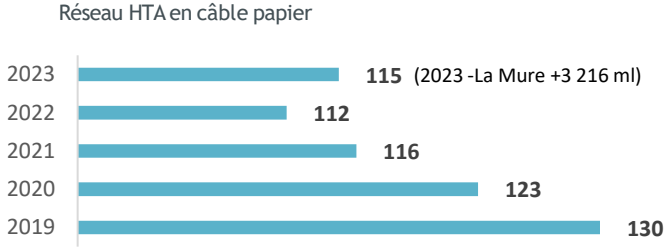
LIGNES SOUTERRAINES

Elles totalisent 4 610 km soit 53 % du total. Cette part du souterrain progresse de manière significative en 2023 (+1,5 point/2022 à comparer au +0,7 point/an sur 10 ans).

La concession compte 115 km de Câbles à Isolation Papier Imprégné (CPI) inégalement répartis (51 % sur 9 communes).
Les incidents sur ces câbles par forte chaleur sont bien plus fréquents comparativement autres câbles « synthétique » mais du fait de leur implantation en zone dense ils contribuent peu au temps de coupure (critère B incident HTA).

Depuis 2022, la cause « forte chaleur » est renseignée dans la liste des incidents :10 en 2023, 22 en 2022.

Évolution du linéaire de réseaux HTA souterrains sensibles (km)



Le rythme de remplacement de ces câbles incidentogènes est conforme aux objectifs du PPI. Néanmoins, la nature de l'isolant des câbles antérieurs à 1980 présente une incertitude estimée à 25% par le concessionnaire conduisant à une sous-évaluation de cette technologie dans l'inventaire.

RÉSEAU BT , POSTE DE TRANSFORMATION

Le réseau basse tension (400 V) est constitué de **multiples lignes ou départs** (≈33 500) d'une longueur moyenne de 380 ml issues de postes de transformation (≈11 500 20kV/400V) composé d'un transformateur et d'équipements de protections des lignes.

La concession TE38 se caractérise par **un taux de réseau BT nu** (câbles non isolés électriquement) **le plus bas de France (0,7 %)** hors région parisienne. Le taux moyen observé en France est de 6,4 %.

Entre 2017 et 2023, le linéaire de réseau aérien nu a diminué de 146 km sous l'effet de travaux (TE38 et d'ENEDIS) et de corrections d'inventaire successifs représentant la moitié de ce flux.

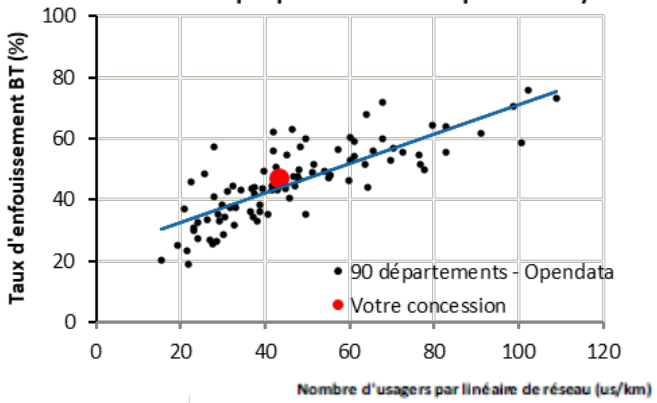
2023 marque la fin de la fiabilisation de l'inventaire technique du réseau BT notamment des fils nus. Les corrections comptables intervenues en 2024 seront communiquées dans le prochain rapport. Le stock de fils nus inégalement réparti entre les communes urbaines et rurales (80-20) est la conséquence des investissements d'éradication des fils nus menée par TE38 dès 2014 par la pose de torsade isolée.

Le réseau comprend 12 774 km de réseau BT dont 6 000 km de réseau souterrain.

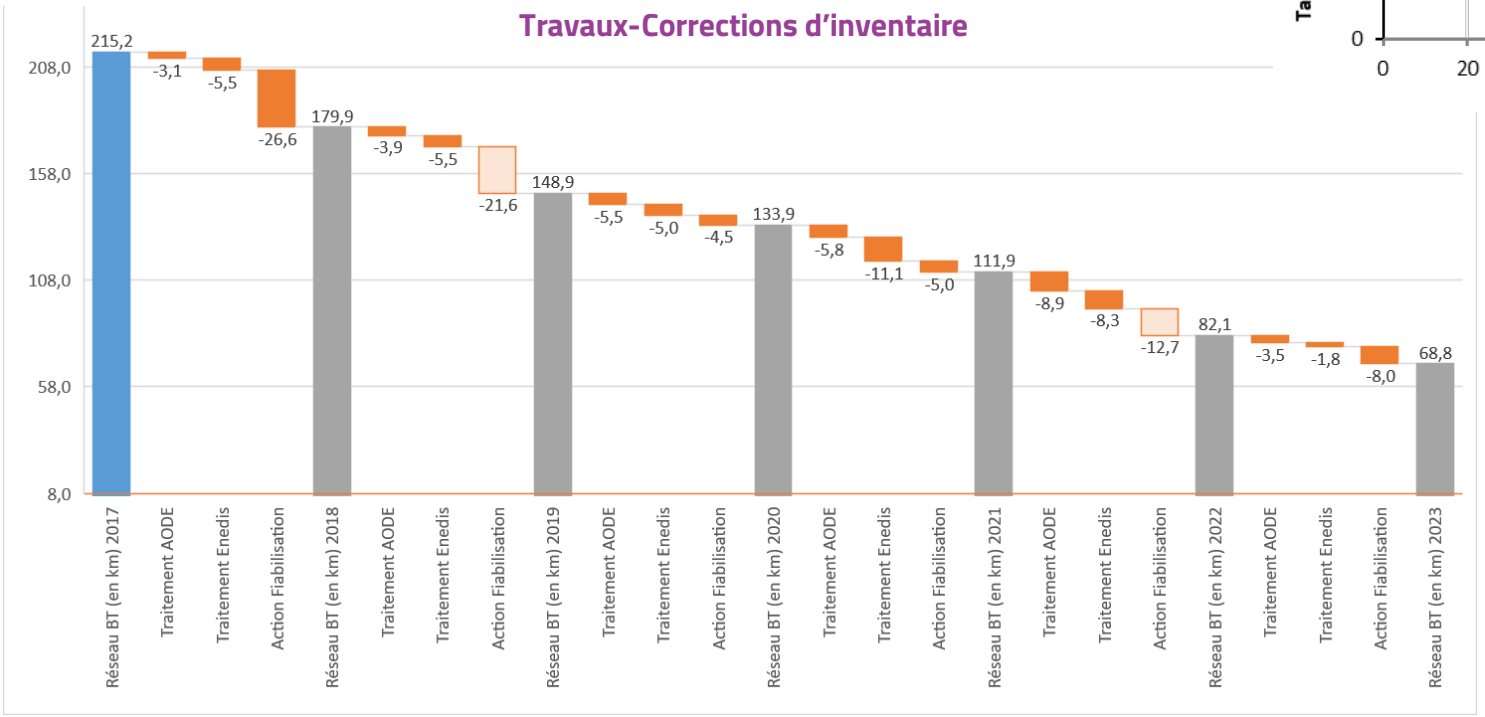
Avec 43 usagers/km de réseau BT, enfoui à 47%, la concession se situe dans la tendance des autres concessions.

L'inventaire technique des réseaux BT aériens et des postes de transformation présente des lacunes respectivement sur la datation des réseaux aériens (fictivement à 1946 pour 30% du linéaire) et sur les équipements à l'intérieur des postes absents de l'inventaire. Pour ces derniers, la collecte des informations lors du déploiement des compteurs Linky aurait permis de recenser 95 % des équipements selon le programme présenté par le concessionnaire. Toutefois, cette information demandée depuis plusieurs exercices n'a toujours pas été communiquée lors du contrôle.

Positionnement de la concession (statistiques Opendata Enedis - exercice 2023 - hors 4 dpts petite couronne parisienne)



Evolution BT nu – Travaux-Corrections d'inventaire



LA CONTINUITÉ D'ALIMENTATION

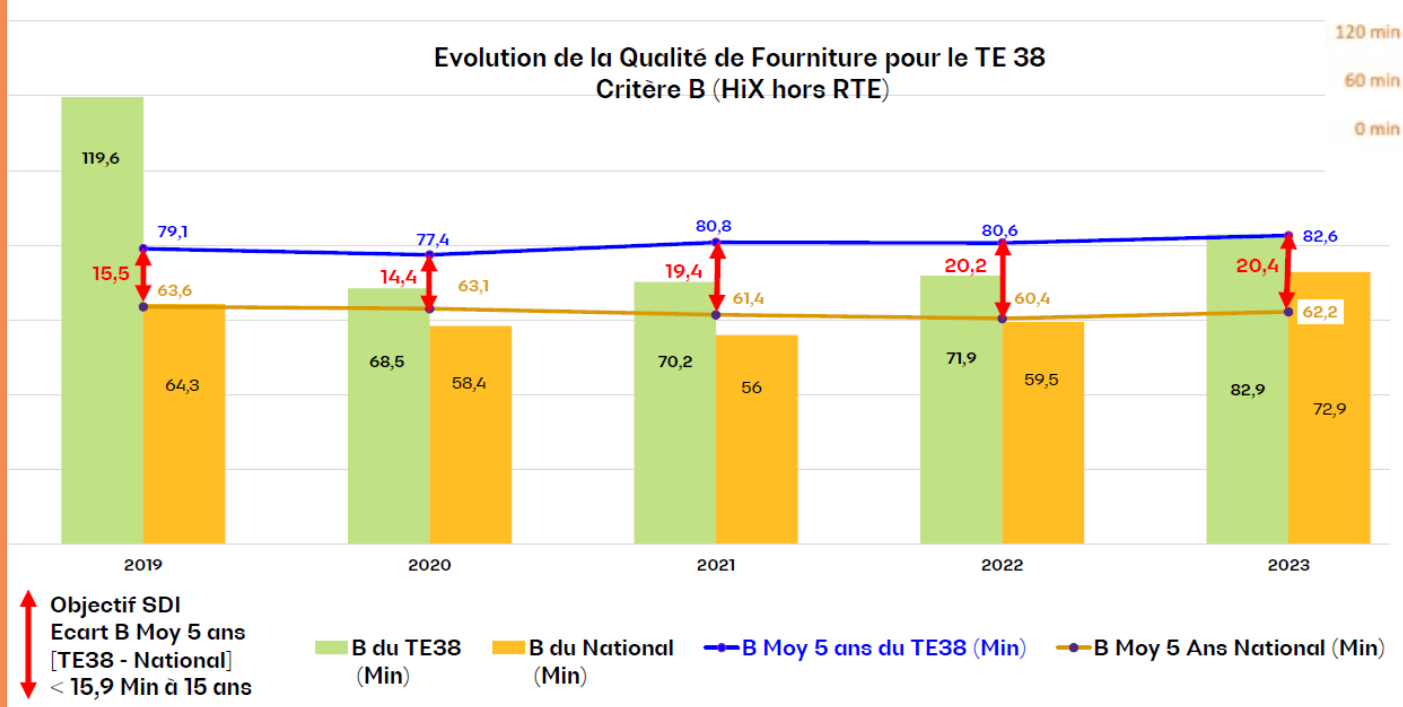
84 minutes
durée moyenne de coupure en 2023
par client basse tension

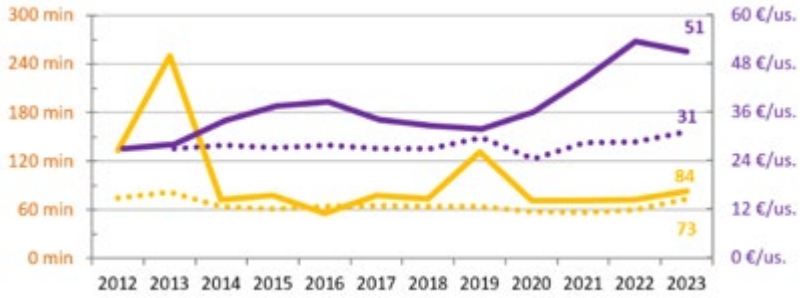
La durée annuelle moyenne de coupure est le principal indicateur pour mesurer la qualité de fourniture.

L'analyse par causes et sièges des incidents composant cet indicateur appelé « critère B » permet au concessionnaire d'orienter les investissements notamment ceux définis avec l'autorité concédante dans le contrat. Il est inscrit dans les valeurs repères du schéma directeur des investissements à la maille de la concession et de communes présentant un critère B élevé.

Le critère B hors incidents exceptionnels (HIX) et hors incidents sur le réseau de transport géré par RTE de 83 minutes en 2023 augmente de 11 mn principalement en raison d'épisodes climatiques plus importants (+ 17 mn critère B climatique).
L'écart par rapport à la valeur national de 20,4 mn (en moyenne sur 5 ans) s'accroit. **Ce résultat est donc jugé insuffisant, notamment au regard des ambitions fixées au schéma directeur qui prévoit a minima le maintien de cet écart à 15,9 mn.**

Pour autant, **le niveau d'investissement par usager sur la concession afin d'améliorer la « performance » du réseau est supérieur à la moyenne nationale (+20 €/us)**.





Critère B HIX-concession

Critère B HIX-national

Investissements « performance et modernisation du réseau (hors Linky) » par usager- concession

Investissements « performance et modernisation du réseau (hors Linky) » par usager- national

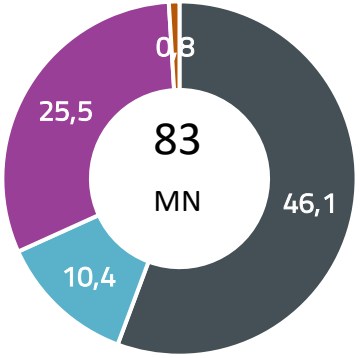
- La part des incidents HTA dans le critère B reste majoritaire (55%) avec 46 minutes de coupures en 2023 dont les 2/3 sont sur les réseaux aériens restant la cible prioritaire d'actions pour diminuer le critère B.

- Afin de disposer de levier incitant le concessionnaire à s'intéresser aux zones moins rentables présentant une faible densité d'usager par km de réseau, un diagnostic des communes en écart sur le temps de coupure a identifié 51 communes subissant des critères B incident HTA élevés (194 mn/an en moyenne sur la période 2014-2018).. Elles sont localisées dans trois zones : zone 1 de Vienne, zone 2 de Chambaran, zone 3 de la Matheysine, duTrièves et de l'Oisans.

- L'ambition du Schéma Directeur des Investissements (SDI) est de ramener ce critère B incident HTA moyen sur une période de 5 ans **sous 90 minutes sur 3 PPI** (15 ans) pour cet ensemble de communes. Le critère B incident HTA sur la période 2014-2018 était en moyenne de 194 minutes/an.

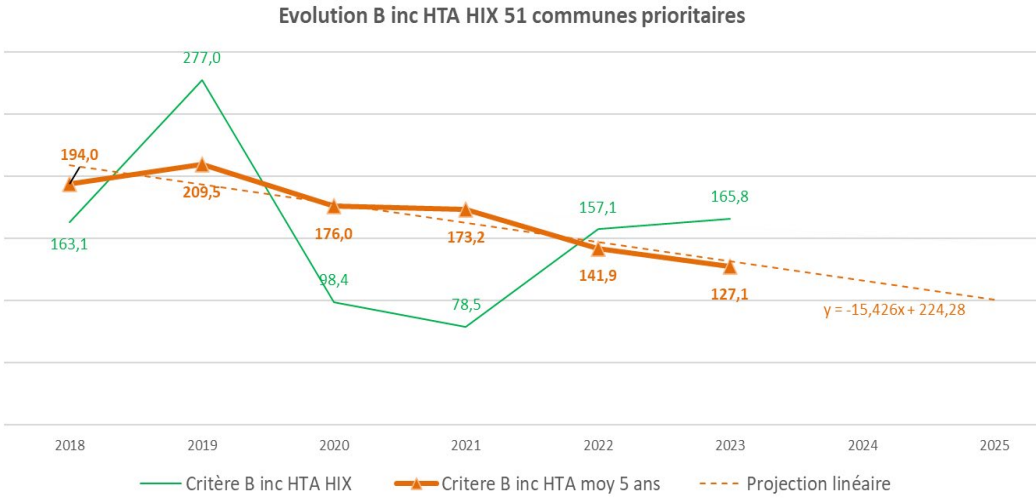
Sur les 51 communes, le critère B incident HTA sur la période 2019-2023 en moyenne de 127,1 minutes s'est amélioré malgré les dégâts importants causés par la tempête de neige de 2019.

Origines des coupures

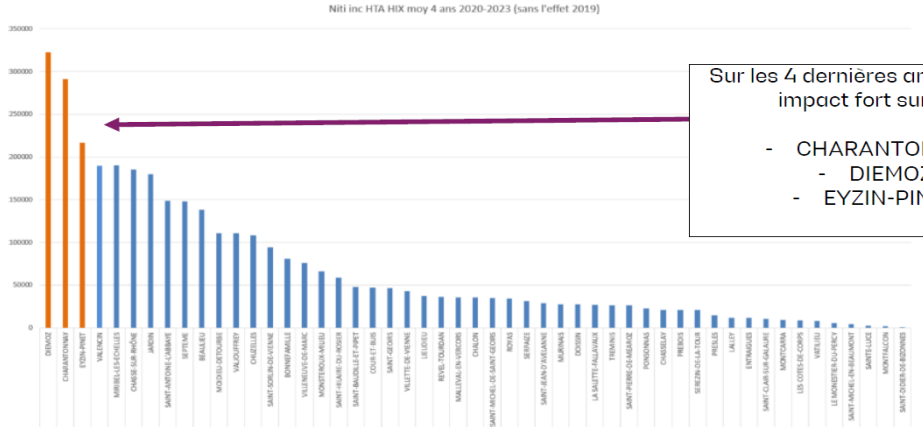


- Incidents HTA
- Incidents BT
- Travaux
- Incidents postes sources

Au regard de la contribution des travaux à hauteur de 30 % du temps de coupure (25,5 mn) l'autorité concédante souhaiterait suivre le temps de coupure évité par la pose de groupes électrogènes ou de travaux sous tension. À date cette analyse n'est pas suffisamment fiable avec les outils de collecte et de suivi du concessionnaire.



Poids du critère B communal sur les 51 communes



Sur les 4 dernières années, 3 communes ont un impact fort sur le résultat global :

- CHARANTONNAY (zone prioritaire 1)
- DIEMOZ (zone prioritaire 1)
- EYZIN-PINET (zone prioritaire 1)

LA CONTINUITÉ D'ALIMENTATION

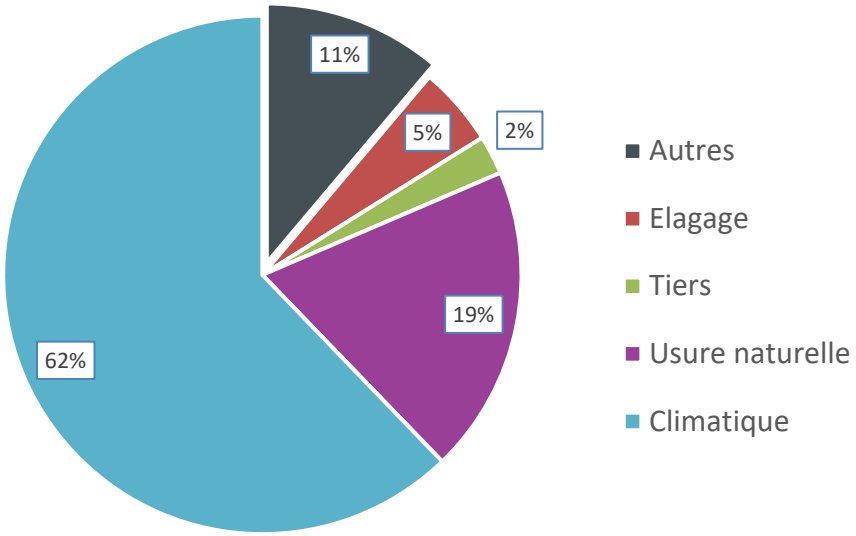
INCIDENTS IMPORTANTS EN 2023

En 2023, les fichiers transmis par le concessionnaire dénombrent sur le réseau HTA 398 incidents (+50/2022-hors exceptionnel) répartis sur 206 départs dont 6 incidents importants au regard de leur part dans la constitution du temps coupure (critère B) calculé à partir du produit du temps de coupure multiplié par le nombre d'usager coupés appelé NiTi. Ces 6 incidents caractérisés par un NiTi supérieur à 400 000 ont impacté 15 028 clients répartis sur 32 communes et sur 6 départs avec un temps moyen de coupure par usager coupé de 9,7 heures. L'essentiel de ces incidents sont dus à des événements climatiques sans toutefois être classés d'exceptionnels comme c'est le cas sur la concession (62 % du temps de coupures), la deuxième cause étant l'usure naturelle (19 %).

Départ HTA- commune	Nombre cumulé de clients BT coupés	Max. de Durée coupure (mn)	Niti
VALENC	**2 003**	**2624**	
SAINT-JUST-CHALEYSSIN	827	2624	2170048
LUZINAY	29	1879	54491
VALENCIN	1 147	222	254634
RIVGAU	**2 906**	**1234**	
MOIRANS	362	1234	446708
VOUREY	2	1233	2466
MONTAUD	129	786	101394
SAINT-QUENTIN-SUR-ISERE	744	585	435240
ROVON	167	12	2004
L'ALBENC	623	12	7476
POLIENAS	1	12	12
LA RIVIERE	360	12	4320
SAINT-GERVAIS	307	12	3684
CHANTESSE	211	9	1899
THEYS	**1 897**	**1105**	
THEYS	1 154	1105	1275170
LES ADRETS	532	1080	574560
TENCIN	47	14	658
LE CHAMP-PRES-FROGES	122	4	488
FROGES	42	4	168
Tc	**4 253**	**943**	
LE CHEYLAS	1 197	943	1128771
MORETEL-DE-MAILLES	16	336	5376
PONTCHARRA	2 664	311	828504
SAINT-MAXIMIN	376	306	115056
CHOZAU	**2 076**	**610**	
DIZIMIEU	70	610	42700
CREMIEU	7	498	3486
VILLEMOIRIEU	795	498	395910
CHOZEAU	461	472	217592
PANOSSAS	321	472	151512
VEYSSILIEU	172	95	16340
MORAS	250	95	23750
ECHELL	**1 893**	**359**	
SAINT-LAURENT-DU-PONT	940	359	337460
SAINT-JOSEPH-DE-RIVIERE	549	359	197091
ENTRE-DEUX-GUIERS	404	11	4444
Total général	**15 028**		8803412
Temps moyen/usager coupé			**586**

6 incidents importants

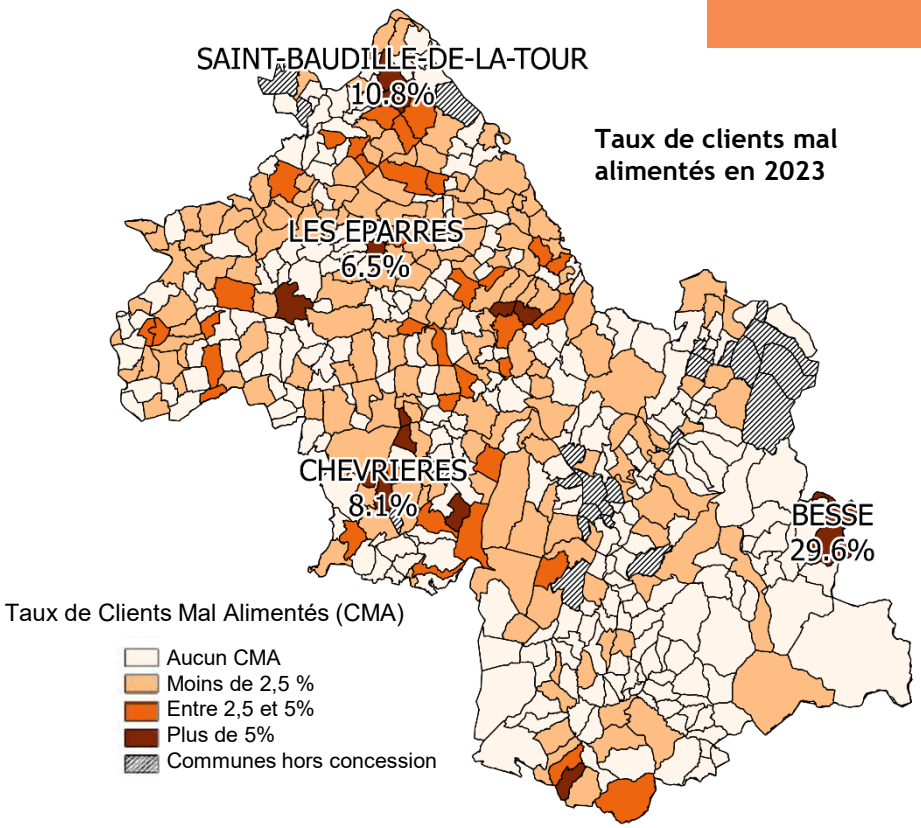
Répartition par cause du critère B incidents HTA HIX 2023 (maille concession)



L'analyse partagée lors du renouvellement du PPI des sièges et causes des incidents HTA sur les 4 dernières années sur les **3 zones prioritaires** montre :

- 53 % des incidents se produisent sur le réseau aérien (63 % en Niti) pour les deux zones Z1-Vienne A43 et Z2-Chambaran.
- 17 % (Z1),7 % (Z2) des incidents sur le souterrain avec 15 % et 2,5 % en NiTi.
- Des impacts « canicule » jugés assez faible sur la zone 1 et absent sur la zone 2.
- 38 à 44 % des incidents sont imputables à la végétation et/ou condition météo.

Les analyses sur la zone 3, en partie réalisées, montre une réactivité qui se dégrade en 2023, un fort taux d'incident/km conduisant à un temps de coupure sur incident HTA plus élevé que la concession. Cette zone n'a pas bénéficié des investissements « tempête » de 2019.



Taux de clients mal alimentés en 2023

SUR LE RÉSEAU BASSE TENSION

Le nombre de clients considérés comme mal alimentés (CMA), c'est-à-dire dont la tension d'alimentation moyennée durant 10 minutes est en dehors de la plage réglementaire (+/-10 % de la tension nominale) est de **2 868 en 2023 en forte baisse (-36 %/2022)**.

Cet indicateur est le résultat d'un calcul dont le paramètre relatif à la température de référence a changé pour prendre en compte le climat moins rigoureux observé sur la période 1991-2020. Selon les estimations du concessionnaire, plus de la moitié (55 %) de cette baisse résulte de ce changement de température, un quart du fait des travaux. Pour autant, le concessionnaire **ne communique pas sur le traitement de ces contraintes par des actes d'exploitation, ni sur l'adéquation entre l'outil de calcul et les mesures de tension enregistrées par les compteurs Linky en particulier sur les élévations de tension.**

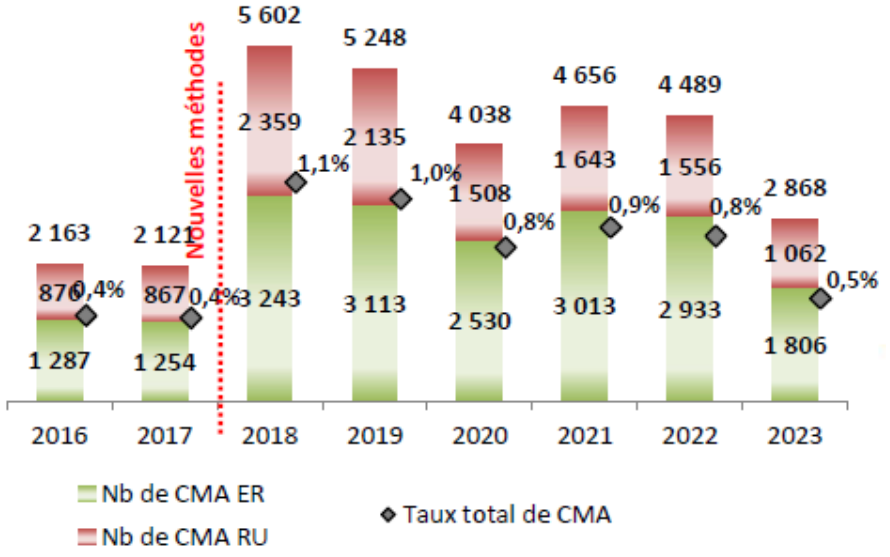
SUR LE RÉSEAU MOYENNE TENSION

Le cahier des charges de concession (article 35 B) précise que **la tension** en conditions normales d'exploitation **ne doit pas s'écarter de plus ou moins 5 %.**

Le précédent rapport de contrôle mentionnait 16 départs en contrainte dépassant les 5 voir 6 % dont certains depuis plusieurs années.

Le diagnostic actualisé lors de l'élaboration du PPI a permis de constater que tous les départs détectés (> 6 %) font l'objet de travaux (7 M€ au titre du premier PPI) et que trois départs sont sous-surveillance (entre 5 et 6 %). Le montant prévu pour le deuxième PPI s'élève à 1,4 M€.

Evolution du nombre et du taux de CMA selon les zones



MONTANTS INVESTIS

RACCORDEMENTS

En hausse continue depuis 2017, ils représentent 53 % des montants investis. La progression en 2023 (+9 %) est portée par les producteurs représentant 16 % des raccordements en montant en progrès de 6,3 points. Le coût du déploiement du compteur Linky (2,2 M€) est désormais inclus dans les raccordements pour les restitutions du Compte Rendu Annuel et pourtant proche de celui de 2022 (2,5 M€).

PERFORMANCE DU RÉSEAU

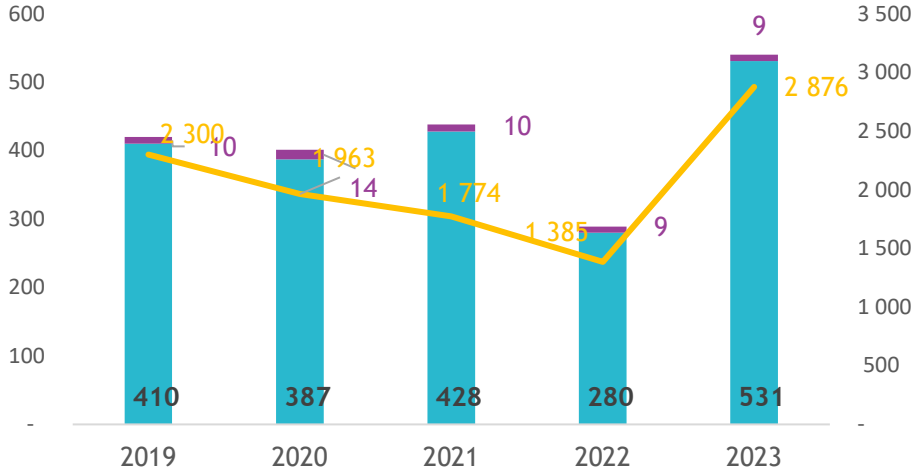
Depuis 2019, ces investissements augmentent régulièrement de 32 à 54€/usager, avant de baisser en 2023 à 51€/usager dont 27 €/usager au titre du PPI en 2023. Ce ratio demeure bien supérieur au ratio national de 21€/usager, qu' il conviendrait de comparer avec des concessions de typologie similaire. La majorité de ces investissements correspondent aux 7 leviers identifiés dans le SDI et PPI, ce dernier représentant 59 % des investissements de performance (2020-2024).

Il est à noter que la consommation de l'enveloppe tempête 2019 dont bénéficiait la concession TE38 se termine en 2024.

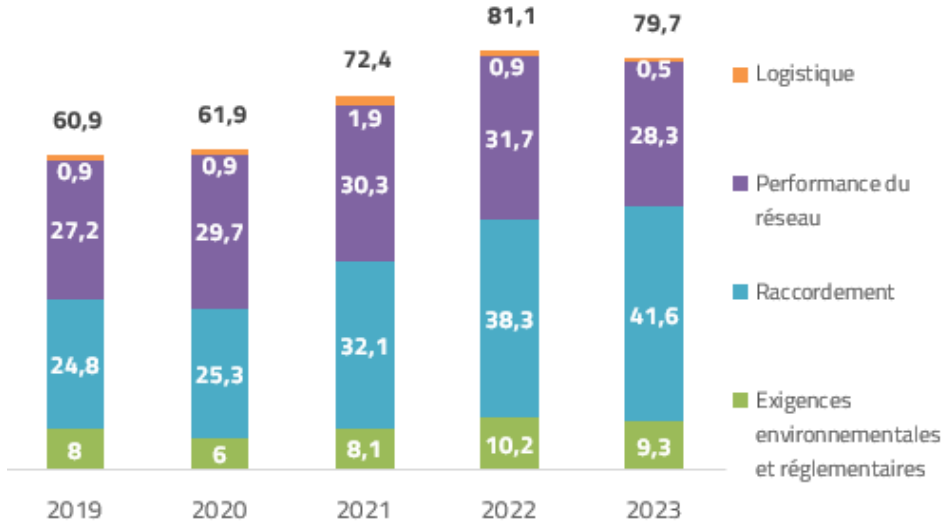
MAINTENANCE

À l'échelle nationale l'élagage représente 34 % des investissements de maintenance (CRAC 2023). À la maille de l'agence d'exploitation Alpes Dauphiné, la baisse en 2022 suivie d'une forte hausse en 2023 a fait l'objet d'une réponse du concessionnaire (retard suite au renouvellement du marché en 2022, comblé en 2023 et anticipation sur 2024).

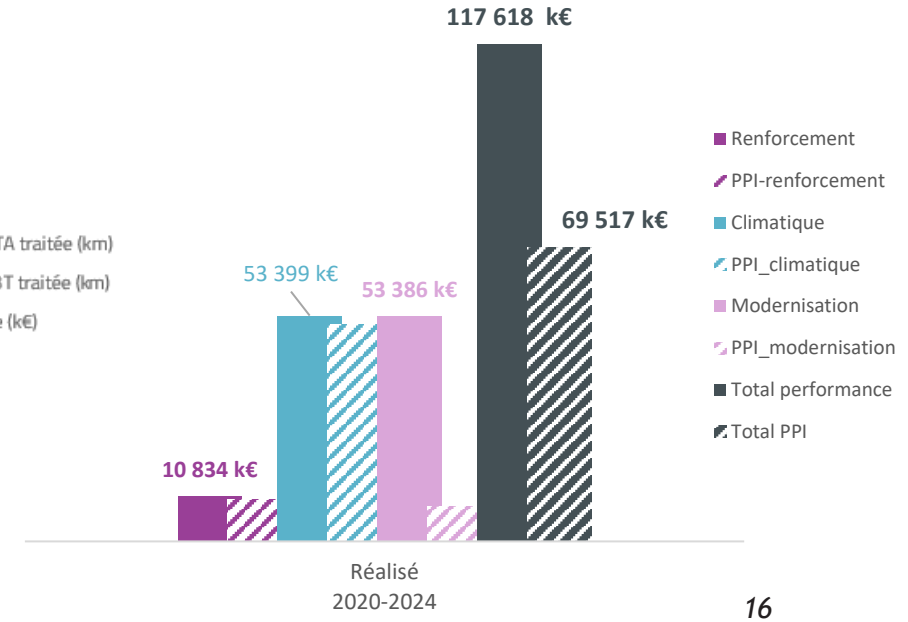
TE38 ne comprend pas les raisons qui empêche la communication des dépenses de maintenance notamment l'élagage à la maille de la concession. Les montants affichés dans le CRAC omettent une partie non négligeable du territoire de la concession (20 % des communes) gérées par l'agence d'exploitation Sillon Rhodanien. Les réponses du concessionnaire aux demandes formulées lors du contrôle ne permettent pas de suivre cette activité car trop partielles.



INVESTISSEMENTS ENEDIS EN MILLIONS € HT



INVESTISSEMENTS « PERFORMANCE RESEAU »/ PPI 2020-2024



TE38 a procédé à un contrôle spécifique de 10 affaires inscrits au Programme Pluriannuel des Investissements pour un total de dépenses en 2023 de 411 k€ dépensés en 2023 et ayant fait l'objet d'un cumul d'investissements de 2 248 k€.

- 7 affaires correspondent au traitement des lignes HTA exposées aux aléas climatiques dont trois suite à la tempête de 2019.
- 3 affaires ont pour objectif d'améliorer la réactivité du réseau HTA suite à incidents représentant 18 % du montant des dépenses 2023 de l'échantillon.

Une attention particulière a été portée sur la cohérence des inventaires comptables et techniques suite aux mises en service et retraits d'ouvrages et sur les affections comptables (provisions pour renouvellement et droits en espèces constitutifs du compte « droit du concédant »).

L'analyse est rendue complexe par la durée des affaires climatiques qui s'étalent sur plusieurs années au cours desquelles la typologie de la ligne a pu évoluée et sur les délais du traitement comptable (affaires non liquidées comptablement) n'ayant pas permis de vérifier les affections. Il est permis de s'interroger sur le classement en PPI de certaines affaires commencées avant 2020 et dont une faible partie de dépenses couvrent la période 2020-2024.

Toutefois, TE38 a pu constater la limite des données transmises et **leur degré de fiabilité en particulier le fichier CAPEX** sur plusieurs points notamment les dépenses de l'année en cours. Celles-ci sont parfois en deçà des montants réellement dépensés (le concessionnaire indiquant que ces montants prévisionnels ne sont pas rectifiés après la clôture comptable de l'affaire).
Pour deux affaires, les linéaires immobilisés sont différents du CAPEX : 4 764 ml en plus (+100 %), 228 ml en moins (-19 %).

N°	Engagement PPI	Commune	Libellé	CAPEX 2023	CAPEX totaux
1	CLIMATIQUE	CHAMP-SUR-DRAC	Enfouissement ligne HTA PAC départ PAPNAV	58 351,41 €	521 947,40 €
2	OMT	BOURGOIN-JALLIEU	Création OMT poste PT DE JALLIEU départ BERGUSIE	9 221,78 €	21 240,05 €
3	OMT	LA RIVIERE	Création OMT poste LE LIGNET	5 120,93 €	27 776,39 €
4	CLIMATIQUE	ENTRE-DEUX-GUIERS	Enfouissement ligne HTA PAC départ ECHELLES	156 817,50 €	182 119,29 €
5	CLIMATIQUE (Tempête 2019)	TORCHEFELON	Enfouissement ligne HTA PAC départ STEBLAND partie DO	49 850,86 €	117 932,32 €
6	CLIMATIQUE	SAINT-GEORGES-D'ESPERANCHE	Enfouissement ligne HTA PAC Amballon départ BONNEF	35 245,46 €	234 960,93 €
7	OMT	ANTHON	Création OMT AC3T départ LECLERC	61 675,99 €	69 512,29 €
8	CLIMATIQUE (Tempête 2019)	CHUZELLES	Sécurisation de l'appui du départ SERPAI	19 846,76 €	358 798,86 €
9	CLIMATIQUE (Tempête 2019)	COUR-ET-BUIS	Reconstruction départ MEYSSU partie 2	3 088,05 €	247 915,85 €
10	CLIMATIQUE	LAFFREY	Enfouissement ligne HTA PAC Laffrey-départ JOUCHY PS VIZ	11 795,25 €	466 670,70 €

Fichier CAPEX

Les informations transmises dans ce fichier permettent au concessionnaire de répondre aux obligations réglementaires (code de l'énergie sur la conférence départementale relatifs aux investissements) ou contractuelles (contenu du compte rendu annuel article 44B- 2 du cahier des charges). Malgré les améliorations constatées sur les données de ce fichier, les réponses fournies par le concessionnaire pour refuser de transmettre le type d'affaire associé à chaque finalité n'est pas justifié au regard du contrat de concession.

LE PATRIMOINE : ACTIFS_PASSIFS

VALEUR

La valeur des immobilisations de 1 737 M€ inscrite dans l'inventaire augmente de 82 k€ en 2023 (+6 %) sous l'effet des mises en service (91 k€) et des retraits d'ouvrage (-8,5 k€).

La part des mises en service « collectivité et tiers » de 17 %, proche du minimum observé (15 %) sur un panel de 94 concessions, reflète un périmètre restreint de maitrise d'ouvrage des raccordements défini dans l'annexe 1 au contrat.

AMORTISSEMENT

L'amortissement traduit la dépréciation de l'ouvrage au cours du temps et permet de récupérer son financement engagé via une inscription en charge calculée (sans décaissement) dans le compte de résultat. Ces dotations viennent alimenter avec les provisions la capacité d'autofinancement (cash-flow).

Le taux d'amortissement se stabilise en 2023 signifiant que les investissements compensent en théorie le vieillissement. Néanmoins, les allongements de durée comptable successifs depuis 2011 ont grandement affecté la traçabilité de ces résultats et leur interprétation.

2011 : prolongation de la durée d'amortissement des réseaux BT torsadés de 40 à 50 ans
2012 : prolongation de la durée d'amortissement des transformateurs de 30 à 40 ans
2017 : déploiement et immobilisation des compteurs Linky
2018 : localisation des compteurs du marché d'affaires
2018 et 2019 : localisation et individualisation des ouvrages de branchements collectifs
2019 : prolongation de la durée d'amortissement des ouvrages de branchements collectifs de 40 à 60 ans
2019 et 2020 : transferts des colonnes montantes hors concession vers le régime concessif (Loi ELAN)
2022 : localisation et individualisation des disjoncteurs, et des branchements individuels avec prolongation de leur durée d'amortissement de 40 à 50 ans

Ces pratiques ont pour effet de réévaluer la valeur nette des ouvrages ainsi que l'indemnisation éventuelle en cas de non-renouvellement (art. 49 du cahier des charges) sur la base de la valeur non amortie du financement du concessionnaire issue de sa comptabilité.

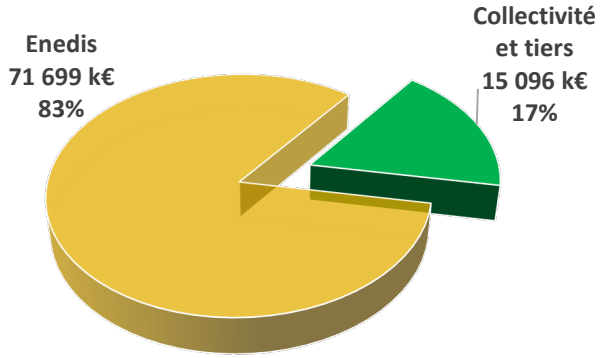
DROITS DU CONCÉDANT ET PROVISIONS

Depuis 2020, en application d'un décret le concessionnaire transmet pour chaque immobilisation l'amortissement du financement du concédant et le montant du « financement du concédant » constitutifs du droit du concédant. Il en va de même pour la connaissance du financement du concessionnaire (créance) pour chaque immobilisation non réévaluée.

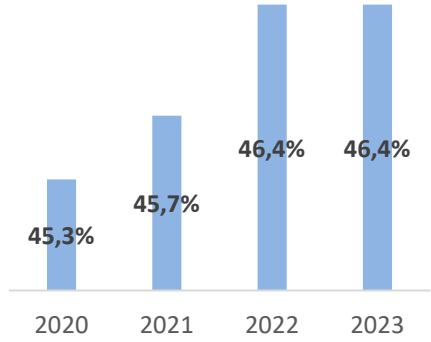
Il manque toutefois les détails du « financement du concédant » notamment les participations des tiers et concédant pour financer les ouvrages et les remisse gratuites.

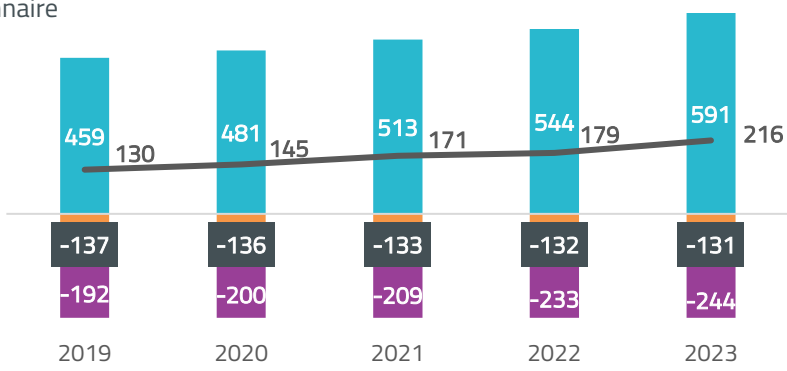
Pour rappel, TE38 conteste la pratique du concessionnaire sur l'absence d'inscription dans les droits du concédant des participations des tiers au raccordement (non-application de la règle comptable) Ces participations sont inscrites en recettes d'exploitation (règle fiscale). Le contrôle de la valorisation des remises gratuites du concédant en 2023 conduit à une sous valorisation de 12 %. D'autres biais comptables contestables (reprise de provisions, cas des biens ruraux..) **conduisent à prendre avec la plus grande prudence les informations présentées dans l' inventaire et agrégées dans le CRAC.**

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



Taux d'amortissement des ouvrages





Le compte d'exploitation (produits et charges d'exploitation) présenté dans le CRAC est en partie reconstitué à la maille de la concession via des clefs de répartition en particulier les charges (62 % des charges,7 % des produits).

En 2023, le résultat d'exploitation de la concession a fortement chuté pour atteindre **un résultat négatif de -28 M€.**

Cette dégradation est due à la hausse des charges (+49,8 M€, soit +18 %) et à la baisse des produits (-2,7 M€, soit -1 %).

La hausse des charges est principalement liée à l'augmentation du coût d'achat de l'énergie (+58 %) pour couvrir les pertes sur le réseau. En parallèle, certaines recettes ont diminué, notamment celles liées aux raccordements (-12 %) et aux prestations (-16 %), tandis que les recettes d'acheminement ont légèrement progressé (+ 4%).

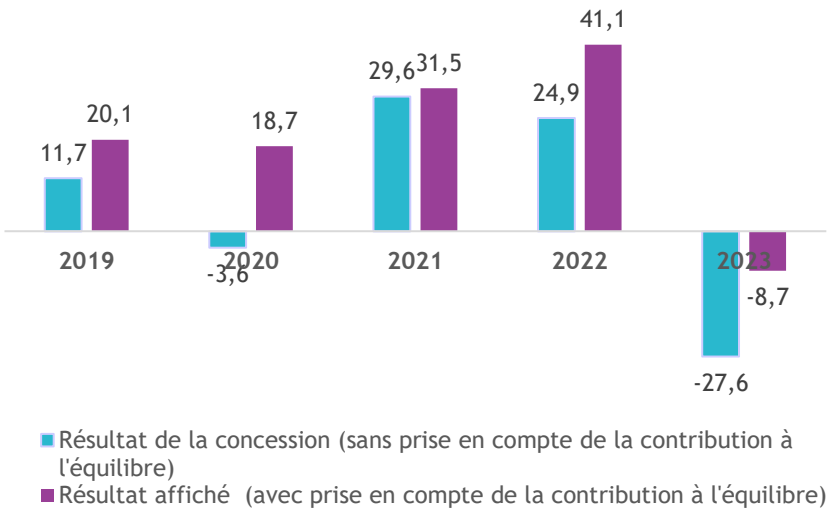
L'année 2022 avait été marquée par des faits exceptionnels (reversement par RTE du surplus du compte de régulation des charges et des produits et fin du programme « ADELE » de localisation des branchements), compliquant la comparaison avec les années précédentes.

En 2023, la plupart des charges sont comparables à celles de 2021 hormis l'achat des pertes (hausse des prix), les pénalités pour coupures (+98 %) consécutives aux incidents climatiques caractérisant l'année 2023, et les charges centrales (+41 %) suite à la mise en place d'un nouveau logiciel de gestion des affaires de travaux.

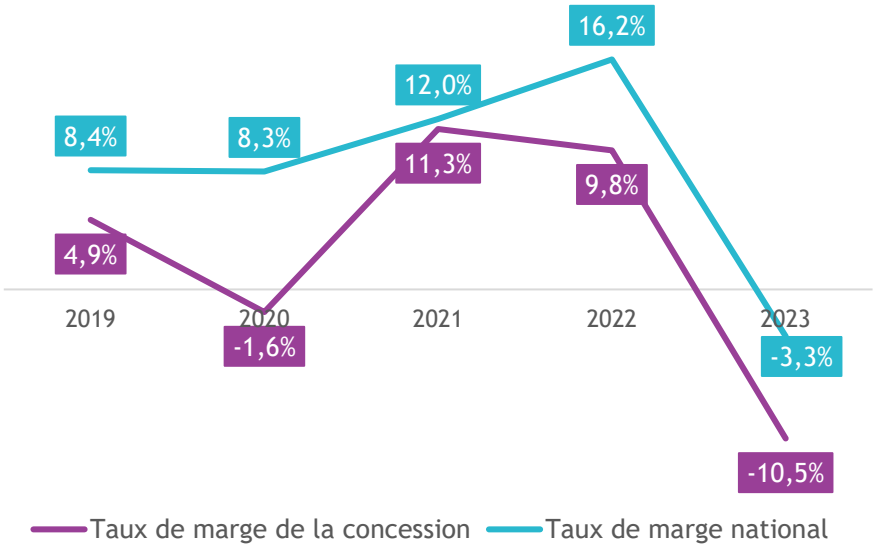
Le taux de marge donne l'indication de la rentabilité de la concession. C'est le rapport entre le résultat de la concession et son chiffre d'affaires net. Le taux de marge de la concession est de -10,5 % inférieur au national (-7,2 points).

Le concessionnaire ne donne pas d'éléments dans le CRAC expliquant les causes des variations constatées.
TE38 recommande d'ajouter les modalités de répartition des « charges centrales » pour la constitution du compte d'exploitation.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION (M€)



TAUX DE MARGE DE LA CONCESSION



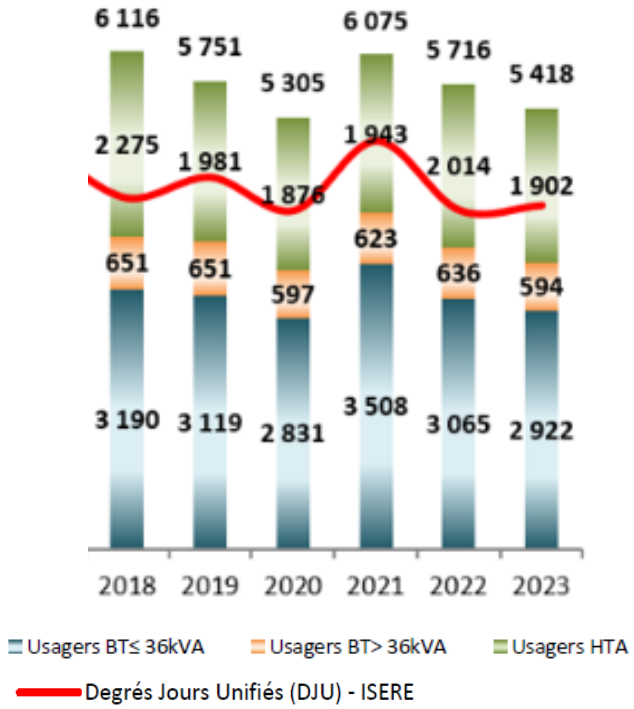
EVOLUTION DES DONNES CLIENTELES

USAGERS, ENERGIE ACHEMINÉE

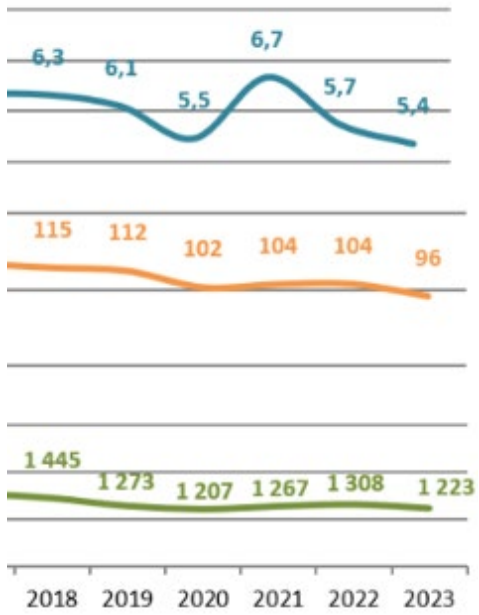
Le nombre d'usager en progression continu s'établi à 552 321. On observe une baisse régulière de la consommation d'environ 100 kWh/an/usager.

Le contexte climatique (rigueur hivernale) qui s'apprécie par le nombre de degrés jours unifiés est similaire à l'année précédente 2022 : hiver doux (faible nombre de DJU : 2029 versus 2415 en 2021).

Consommations (GWh)



Consommation moyenne des usagers (MWh)

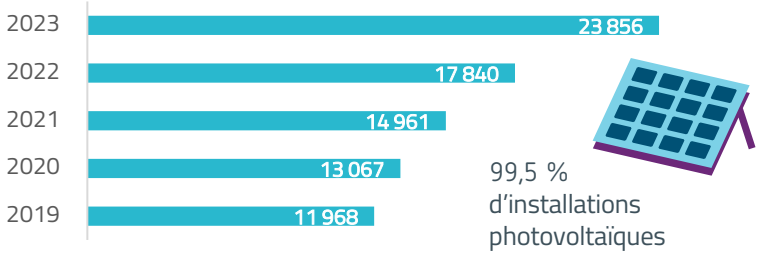


RACCORDEMENT

Le volume des raccordements reste élevé pour le soutirage (consommation) et progresse fortement pour l'injection (production). Le nombre d'installation de production (23 856) devrait tenir compte des autoconsommateurs qui sont censés se déclarer.

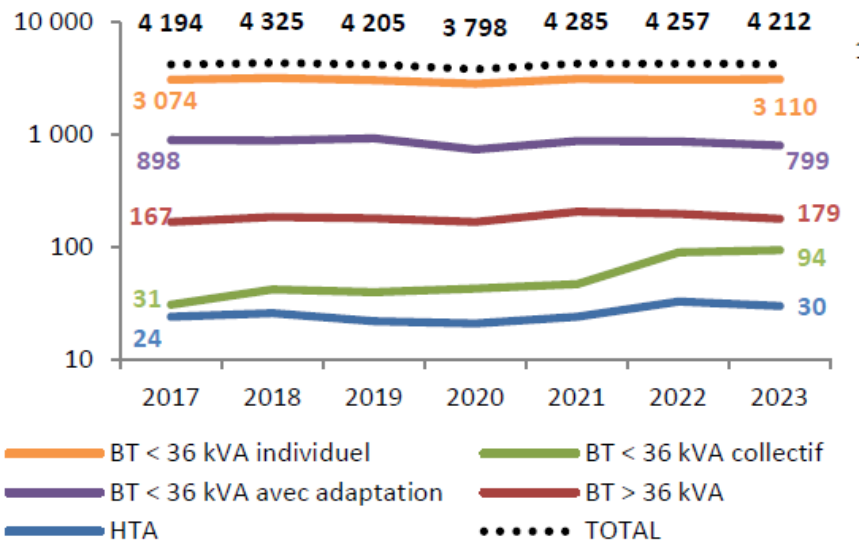
TE38 constate l'emploi de vocabulaire variable (producteur en revente totale ou en surplus, ou autoconsommateur) portant à confusion dans les données communiquées dans le CRAC ou lors de contrôle. Par ailleurs, cette déclaration n'est pas aisée au vu des premières investigations sur les portails d'accès ENEDIS et des retours d'expérience de communes.

Installations de production (nombre)

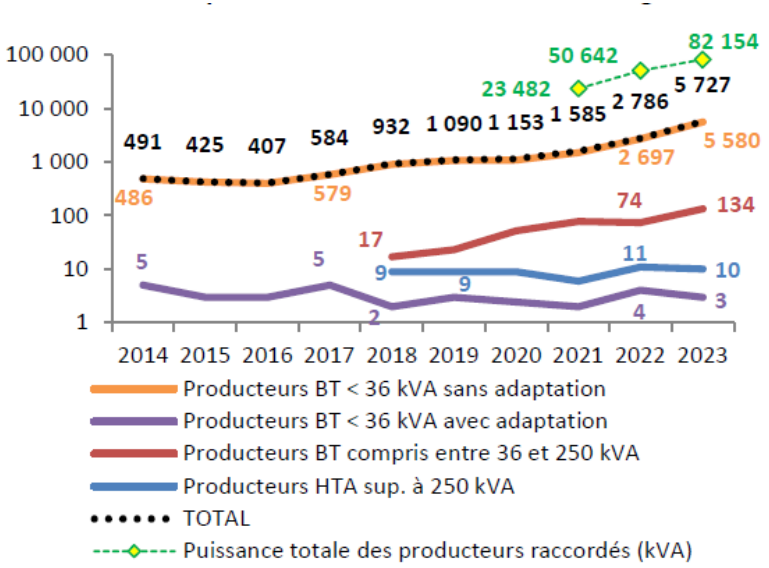


99,5 % d'installations photovoltaïques

Nombre de raccordements en SOUTIRAGE dans l'année



Nombre de raccordements en INJECTION dans l'année

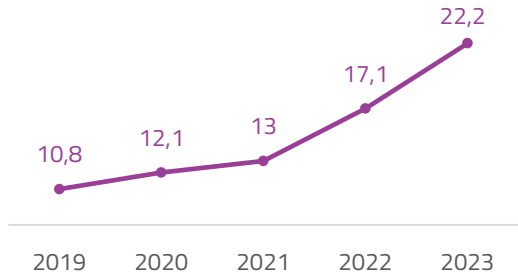


USAGERS AUX TRV

La forte tension tarifaire débuté en 2022 se poursuit en 2023 malgré la mise en place du « bouclier » pour limiter la hausse à 4 % TTC. La hausse du prix moyen Hors Taxes et hors contributions (CTA et CSPE) sur les tarifs bleus est visible sur la concession (doublement en 4 ans).

La demande d'obtenir également les recettes TTC générées par l'activité de vente aux tarifs réglementés est en cours d'instruction par EDF.

ÉVOLUTION DU PRIX MOYEN DU TARIF BLEU (EN c€ HT/kWh)



TE38 a examiné **10 affaires de raccordements mises en service en 2023** en particulier sur les points suivants :

- Le suivi des dates qui jalonnent l'affaire : devis, réalisation des travaux, acceptation de la convention « travaux » et autorisation de mise en service (excluant les délais non imputables au concessionnaire), délais de mise en service imputable au demandeur, l'écart entre la date souhaitée et réalisée de mise sous tension.
- L'analyse du recouvrement de la facturation (écart entre dépense réelle et devis).
- Le suivi des immobilisations comptables.

N°	Commune des travaux	Typologie	Dépenses totales (€)
1	LA COTE-SAINT-ANDRE	Producteur BT > 36 kVA	1 723,68 €
2	LA COTE-SAINT-ANDRE	IRVE	615,60 €
3	VOIRON	IRVE	26 416,62 €
4	LA MURE;SUSVILLE	Producteur BT < 36kVA	39 541,53 €
5	CROLLES	Producteur BT > 36 kVA	16 639,17 €
6	SALAISE-SUR-SANNE	Producteur BT > 36 kVA	46 567,21 €
7	PONTCHARRA	IRVE	18 059,72 €
8	BOURGOIN-JALLIEU	IRVE	16 064,10 €
9	L'ISLE-D'ABEAU	IRVE	15 044,91 €
10	MONTALIEU-VERCIEU	Producteur HTA	37 351,49 €

- Délai de production des devis : 6 affaires présentent des devis au-delà des seuils fixés par le régulateur national ouvrant droit à des indemnisations pour les demandeurs dont 4 affaires « producteurs » supérieur au seuil de 3 mois (moyenne de 175 jours).
- Délai de réalisation des travaux variable de 71 à 375 jours pour les producteurs BT. Il est de 413 jours pour le producteur HTA.
- l'analyse du recouvrement de la facturation n'appelle pas de remarques particulières.
- L'immobilisation des ouvrages n'ayant pas encore été réalisée pour la plupart des affaires, l'analyse n'est pas.

De nombreuses dates de jalonnement n'ayant pu être identifiées, TE38 s'interroge sur la qualité du suivi des raccordements et sur la fiabilité des résultats présentés par le concessionnaire dans le cadre de sa communication du projet « diviser les délais de raccordement par deux ».

La liste des affaires de raccordements terminées dans l'année transmise par le concessionnaire étant incomplète (absence des raccordements sans adaptation du réseau) , le choix par l'AODE des dossiers qu'elle souhaite analyser est limité et ne permet pas de vérifier les données du CRAC. Par ailleurs, TE38 demande l'accès au type d'affaire dans le fichier sur les investissements (CAPEX).

RECLAMATIONS

DISTRIBUTEUR ENEDIS

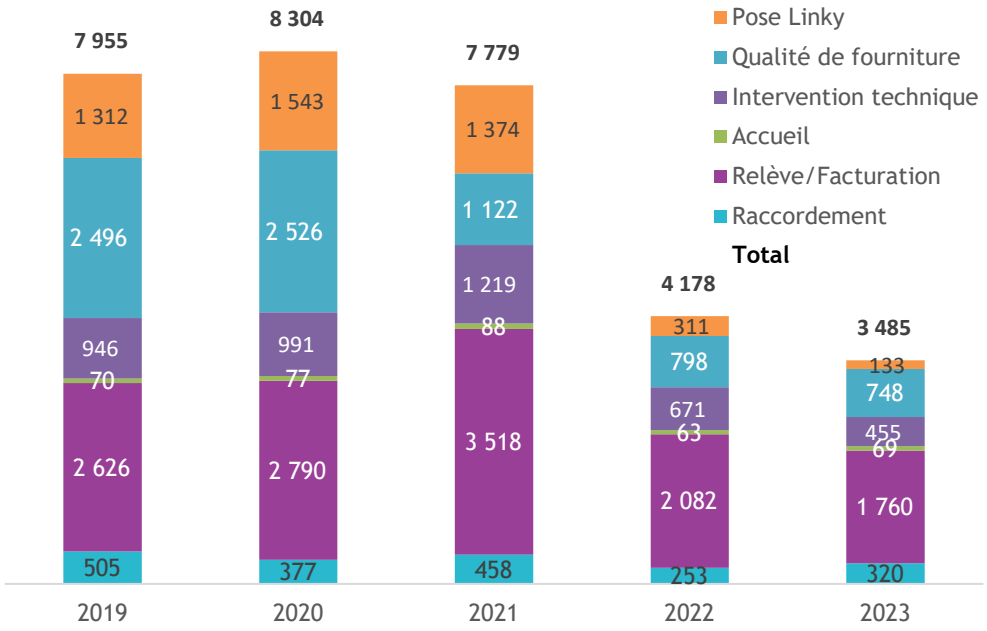
La baisse du nombre de réclamation observée en 2022 (-46 %) se poursuit en 2023 (-17 %) avec toutefois des variations à la hausse pour les raccordements (+27 %) et l'accueil (+10 %).

La moitié des réclamations concerne la relève/facturation, suivi de la qualité de fourniture. Le concessionnaire a précisé que le travail fait auprès des fournisseurs pour qu'ils améliorent la qualification des réclamations se traduit par une baisse de 9,7 points des « intervention technique ».

Afin d'améliorer ses prestations, le concessionnaire a présenté en 2022 des modifications de son processus d'enquête de satisfaction auprès des clients-usagers avec un rappel téléphonique en cas d'insatisfaction (Pas Du Tout Satisfait). L'objectif étant d'obtenir moins de 5 % de PDTS en 2024 (Maille de la DR Alpes).
Le résultat du suivi des PDTS en 2021 montrait des améliorations nécessaires sur le segment de clients « professionnels » (taux de 14%).

Ce taux de clients PDTS ne figure pas dans les réponses aux demandes de TE38 ni dans le CRAC seuls les taux de Très et Assez satisfaits sont renseignés.

RÉPARTITION DES RÉCLAMATIONS ÉCRITES ET ORALES

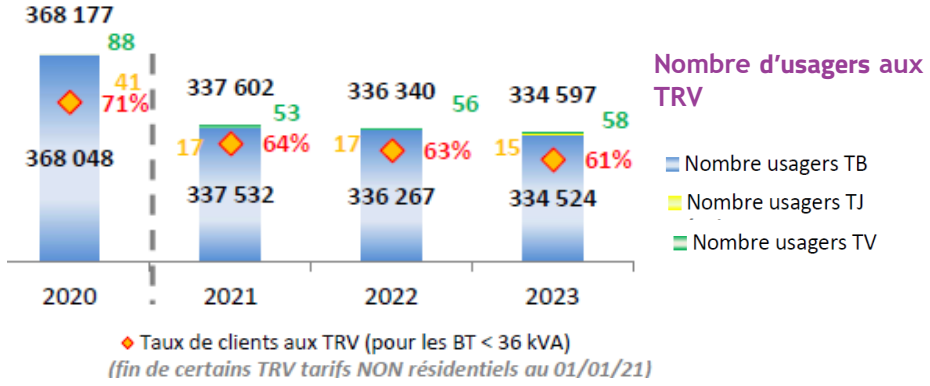


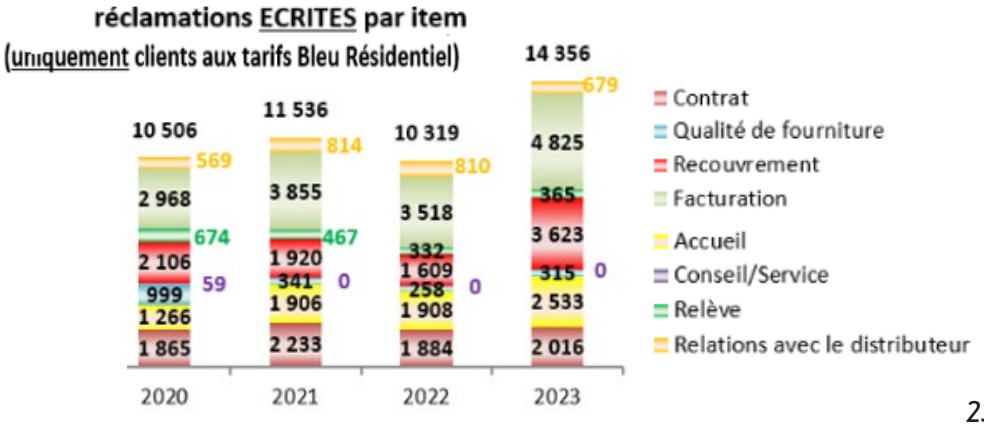
FOURNISSEUR EDF Tarifs Réglementés de Vente (TRV)

En 2023, le volume de réclamations traitées par EDF a augmenté de 39 % par rapport à 2022, atteignant 14 356 réclamations, une hausse comparable à celle des autres concessions (+35 % en moyenne).
Le taux de réclamation pour 10 000 usagers de 429 est supérieur à la moyenne observée (370) sur un panel de 94 concessions.

La facturation est le premier motif de réclamation (34 %), suivi du recouvrement (25 %, en forte hausse de +125 %) en corrélation avec les tensions sur les prix de l'électricité.

⚠ EDF ne communique toujours pas les volumes de réclamations orales ni celles des clients bleus non résidentiels (7% des clients) ce qui limite la transparence.





PRECARITE ENERGETIQUE : MESURES D'ACCOMPAGNEMENT

SOBRIETE : DISPOSITIF ECOWATT

Ce dispositif d'information géré par RTE (réseau de transport d'électricité) via trois niveaux d'alerte **a été ajouté aux interfaces client EDF (EDF particuliers et l'application EDF & Moi).**

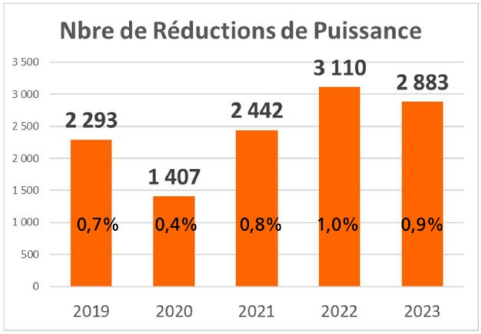
EFFACEMENT : TEMPO, HP/HC

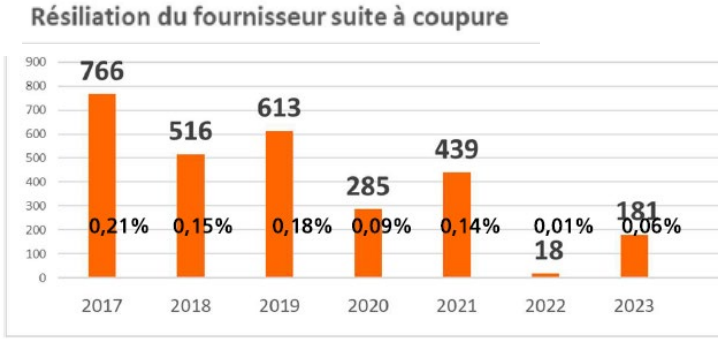
La promotion autorisée par la CR de l'offre TEMPO avec des tarifs plus élevés à certaines périodes s'est poursuivie en 2023 conduisant à une forte augmentation de l'offre (+131%) à laquelle s'ajoute l'élargissement de l'offre aux usagers ayant souscrit une puissance de 6 kVA.

Contrats - Tarif Bleu - Résidentiel (en nombre)				
Tab. 8.1 Résidentiel	2022	2023	2023/2022	Poids
Nombre total de contrats	317 508	311 565	-1,9%	100%
dont option «Base »	142 881	137 115	-4,0%	44,0%
dont option « HC/HP »	157 753	151 713	-3,8%	48,7%
dont option « EJP »	11 867	11 182	-5,8%	3,6%
dont option « Tempo »	5 007	11 555	130,8%	3,7%

IMPAYES : COUPURES

Depuis 2021, EDF est le seul fournisseur ne demandant plus de coupures mais un abaissement de la puissance souscrite en dehors de la période hivernale (application avril 2022). Ces réductions de puissances pendant et hors « trêve hivernale » n'effacent pas la dette de l'usager. Une coupure à l'initiative d'EDF demeure possible (impossibilité technique, refus du La forte augmentation de résiliation constatée en 2023 provient d'un stock non traité en 2022 suite à la mise en place de l'expérimentation.





LE CHÈQUE ÉNERGIE

22 140 chèques énergie
reçu par EDF de la part de ses clients

Avec un montant moyen 130 €, cela représente 2,9 M€.

Selon une étude nationale de l'Observatoire National de la Précarité Énergétique (ONPE), le **taux d'utilisation des Chèques Energie stagne à 80 %** depuis 5 ans.

⚠ L'attribution envisagée en 2025 via une demande des ayants droits et non de manière automatique risque de réitérer les défauts constatés par le passé (avant 2018) sur l'application du tarif de première nécessité (TPN).

PAROLE À

M. Jean-Marc LANFREY,

Vice-Président en charge des concessions d'énergies

Chers lecteurs,

L'objectif de ce rapport est de vous éclairer sur les principaux résultats des travaux menés par TE38 au cours de l'année 2024 dans l'exercice de sa compétence d'autorité organisatrice chargée de « *négocier et conclure des contrats de concession et de contrôler le bon accomplissement des missions de service public fixées par les cahiers des charges de concession* » comme le rappelle le code général des collectivité territoriales (L. 2224-31).

Comme vous avez pu le constater à lecture de ce rapport, s'agissant des engagements contractuels sur les investissements, les dernières concertations avec ENEDIS en 2024 ont permis de clarifier la définition des nouveaux objectifs techniques et financiers et les moyens pour les atteindre au terme du deuxième programme 2025-2029. Par ailleurs, des améliorations des restitutions du concessionnaire sur l'exécution des travaux ont été proposées après les lacunes constatées au cours du premier plan 2020-2024.

Ces objectifs techniques et financiers concourent à l'atteinte des valeurs repères fixées dans le schéma directeur en particulier sur le temps moyen de coupures de 51 communes présentant des écarts récurrents aves les autres territoires. L'actualisation du diagnostic en 2024, nous permet d'être optimiste quant à la réduction de ces écarts au terme des 15 ans. Il convient cependant d'être prudent au regard des dérives constatées de ce temps de coupure à la l'échelle de la concession, malgré un niveau élevé des investissements. Ces constats nous imposent une vigilance accrue quant au choix et à l'efficacité des investissements à engager sur nos réseaux pour à la fois améliorer la qualité du service pour tous les usagers y compris dans les zones moins densément peuplées et ainsi maintenir un bon niveau de service dans le temps.

S'agissant du suivi des raccordements réalisés par ENEDIS en particulier ceux des producteurs en constante augmentation, TE38 a réitéré sa demande formulée en 2024 par une mise en demeure afin de pouvoir pleinement apprécier la qualité du service rendu notamment en termes de délai. Les évolutions en cours des systèmes d'information pour la gestion des travaux représentent une opportunité de progrès.

Souhaitant, que ce rapport ait permis à chacun, une meilleure compréhension des actions menées par les acteurs du système de distribution électrique français, je vous invite à visiter notre site internet pour en savoir davantage sur les initiatives des syndicats d'énergie pour accompagner les collectivités dans leurs différents besoins dont la transition énergétique.

POINTS FORTS ET FAIBLES SUITE AU CONTRÔLE

- Des Investissements globaux en hausse depuis 10 ans notamment depuis 2020 (+17 % en 2021, +19 % en 2022).
- Des investissements spécifiques pour améliorer le réseau en hausse : effet Plan Pluriannuels des Investissements et reconstruction suite à la tempête 2019.
- Un ratio de dépenses par usager pour améliorer le réseau bien supérieur à la moyenne nationale.
- Une meilleure connaissance des ouvrages exposés aux risques climatiques et des linéaires traités.
- Un stock de lignes basse tension en fils nus très faible et bien identifiées suite aux corrections de l'inventaire technique.
- Des progrès sur le niveau d'information des actifs et passifs désormais transmis pour chaque ouvrage immobilisé.

- Un temps de coupure restant à améliorer : 84 mn soit +11 mn/national.
- Des réseaux sensibles aux aléas climatiques + 17 mn en 2023.
- Des interrogations sur la réalisation et le traitement des nombreuses demandes de raccordements de producteurs dans les délais annoncés.
- Une liste d'informations non transmises réduisant la portée du contrôle :
  - Liste exhaustive des raccordements dans l'année
  - Détail des types d'investissements
  - Départs présentant des élévations de tension
  - L'absence d'identifiant commun entre les bases techniques et comptables
- Un manque de transparence des données comptables ne permettant pas de tracer et vérifier les chiffres communiqués dans les comptes rendus annuels notamment les passifs (détails du droit du concédant et provisions pour renouvellement).
- Une sous-évaluation dans la comptabilité du concessionnaire du montant des remises gratuites des ouvrages construits par TE38.

ANNEXE : BILAN DES AVANCÉES ET DES ATTENTES SUR LES DONNÉES NECESSAIRES AU SUIVI DE L'ACTIVITE

NOUVELLES DONNÉES TRANSMISES

Suivi du PPI :

- Inventaire détaillé et cartographié des lignes moyenne tension HTA exposées aux différents risques climatiques (zone boisée, risque de neige, faible section)
- La synthèse par affaire des impacts sur les passifs des investissements PPI
- La synthèse par affaire des linéaires déposés

PRINCIPALES DONNÉES NON TRANSMISES

Activité raccordement :

- Liste des raccordements en injection et soutirage terminés dans l'année

Suivi des investissements :

- Liste des affaires en retard à la fin du 1er PPI : traitement des 12 poches OMT « à risque client »
- Liste des communes des 3 zones prioritaires du diagnostic partagé à la signature du contrat et actualisé au terme du 1er PPI
- Détail des types d'affaire dans le fichier CAPEX

Suivi comptable

- Numéros des affaires « IEP » dans les 2 fichiers de suivi des mises en immobilisation et des retraits, afin de pouvoir rassembler les numéros d'immobilisation comptables et les références d'affaires techniques

Suivi qualité de l'électricité:

- Traitements des DMA et des CMA : nombre résorbé par actes d'exploitation, par travaux de renforcement, par affinage du modèle d'estimation, par baisse des charges, hausse des charges;
- Liste des départs en élévation de tension
- Code GDO des départs BT de la liste des interruptions BT (ETINC28 transmis en 2020)
- Critère B évité suite pose de groupe électrogènes ou réalisation de travaux sous tension

Périmètre de la concession :

- Prise en compte définitive du cas particulier de la commune de Morêtel-de-Mailles (deux gestionnaires de réseaux)

Enquête satisfaction :

- Transmettre le taux de clients Pas du Tout Satisfait avant les entretiens sur site

Service public de fourniture

- Transmettre les recettes TTC générées par l'activité de vente aux tarifs réglementés

DEMANDE D'AMÉLIORATIONS DANS LE CRAC

- Ajout des linéaires totaux à fin d'exercice des réseaux HTA CPI
- Ajout des linéaires totaux à fin d'exercice des réseaux HTA de faibles sections
- Ajout des quantités de transformateurs HTA/BT
- Ajout de la ligne « charges centrales » dans les « Charges à répartir »
- Regrouper les données sur les résultats dans le CRAC. Le CRAC est volumineux et les données sont éparpillées parmi les actualités et les contextes.
- Présenter les dépenses de maintenance et notamment d'élagage suivant un format similaire aux autres indicateurs et à la maille de la concession et non à la maille de l'agence d'exploitation (nouveau)

RECOMMANDATIONS DE TE38 AUX CONCESSIONNAIRES

RECOMMANDATIONS À ENEDIS :

Pour le suivi des investissements:

- Fournir les listes prévisionnelles et réalisées avec la catégorisation des affaires
- PPI : Communiquer la liste des affaires en retard au terme du 1er PPI

Pour le prochain contrôle :

- Améliorer la transparence en communicant les données manquantes (liste des élévations de tension, raccordements terminés, numéro d'affaire dans les bases comptables…)
- Transmettre pour la mesure de la satisfaction le taux de clients Pas du Tout Satisfait (PDTS)

Pour le prochain CRAC (compte-rendu annuel d'activité) :

- Ajouter les linéaires HTA sensibles, le nombre de transformateurs et améliorer la restitution des dépenses de maintenance
- Communiquer les modalités d'affection des «charges centrales » dans le compte d'exploitation

RECOMMANDATIONS À EDF :

- Transmettre les recettes TTC générées par l'activité de fourniture au TRV
- Transmettre la liste des réclamations en instance d'appel

GLOSSAIRE

AODE Autorité organisatrice de la distribution d'énergie

ADELE Actif détaillé et localisé

CAS-FACÉ Compte d'affectation Spéciale « Financement des aides aux collectivités pour l'électrification rurale »

CCSPL Commission consultative des services publics locaux

CMA Client mal alimenté

CPI Câble papier imprégné

CRAC Compte-rendu d'activité de concession

Critère B HIX Temps de coupure par usager hors incident exceptionnel

CHRV Clients Haut Risque Vital

FNCCR Fédération nationale des collectivités concédantes et régies

GE Groupe électrogène

NiTi Nombre de clients C5-C4 x temps de coupure en minute

OMT Organes de manœuvre télécommandé

PDV Prolongation de la durée de vie

PPI Programmes pluriannuels d'investissement

RTE Gestionnaire du réseau de transport

SDI Schéma directeur des investissements

TRV Tarif réglementé de vente

TST Travaux sous tension

VRG Valorisation de remises gratuites

CONTACTS

Bruno VIORNERY

Chef de service Concessions

bviornery@te38.fr
04 76 03 38 45

Emilie Vincent

Directrice des Services Techniques

evincent@te38.fr

04 76 03 03 32

TE38

04 76 03 19 20

www.te38.fr

contact@te38.fr

27 rue Pierre Sémard
38 000 Grenoble

territoire d'énergie
ISÈRE