territoire d'énergie
ISÈRE

RAPPORT DE CONTRÔLE SUR L'EXERCICE 2024

ÉLECTRICITÉ >



ÉDITO



Chers lecteurs,

La publication du présent rapport de contrôle 2024 rend compte de l'action de TE38 dans la surveillance du bon accomplissement des missions de service public fixées par la réglementation et les cahiers des charges de concession. Ces missions concernent à la fois l'exploitation du réseau public de distribution d'électricité et la fourniture aux tarifs réglementés de vente.

Dans un contexte de remise en cause de la gouvernance des réseaux, il est utile de rappeler que la distribution en réseau de l'énergie électrique constitue un service public local d'essence communale. La loi de nationalisation de 1946 a instauré un concessionnaire unique et obligé pour la distribution et le transport, mais elle a aussi confirmé les droits fondamentaux des collectivités locales : la propriété des ouvrages de retour, la maîtrise d'ouvrage et le pouvoir de contrôle du concessionnaire.

L'année 2024 appelle une vigilance particulière. La qualité de fourniture, mesurée par le temps moyen de coupure, se dégrade fortement. Elle demeure toutefois supérieure à celle de 2019, caractérisée par l'effondrement des lignes sous le poids de la neige tombée dès le mois de novembre.

Face à l'intensification des évènements climatiques, le maintien de la qualité et de la résilience de nos réseaux électriques dépendra de la pertinence des investissements engagés. Ceux-ci se poursuivent, avec la recherche d'une plus grande efficience : prolongation de la durée de vie des ouvrages et rénovation programmée, désormais inscrites dans le deuxième programme pluriannuel couvrant la période 2025-2029, afin d'éviter de reconstruire à neuf lorsque cela n'est pas nécessaire.

La préservation financière des investissements sur nos réseaux constitue plus que jamais une nécessité : pour TE38, Autorité Organisatrice de la Distribution d'Électricité (AODE), afin de conserver ses capacités de financement ; pour le concessionnaire Enedis, dont l'engagement est particulièrement observé ; et pour les usagers, afin de garantir durablement la qualité de desserte.

Par ailleurs, la transition énergétique mobilise l'ensemble des acteurs : notre concessionnaire, par le développement de solutions modernes et innovantes ; TE38, par l'accompagnement de ses adhérents. La dynamique départementale en matière de production d'électricité renouvelable photovoltaïque atteint un niveau de croissance et d'investissement élevé — le nombre de raccordements en injection en Isère est le plus élevé de la région Auvergne-Rhône-Alpes — mais elle rend aussi plus difficile le respect des délais de raccordement fixés par la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE), d'autant que les données locales restent insuffisantes pour permettre un contrôle complet.

Vous trouverez toutes les informations utiles au suivi de la gestion de notre concession.

Je vous souhaite une bonne lecture.

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

SOMMAIRE

LA CONCESSION
Le territoire de la concession p.4
Chiffres clés p.5
Indicateurs financiers p.6
Contrôle p.7
Schéma directeur des investissements & plans pluriannuels d'investissements p.8

PATRIMOINE TECHNIQUE
Réseau HTA p.11
Réseau BT, postes de transformation p.12

QUALITE DE L'ÉLECTRICITÉ
Continuité d'alimentation p.13
Qualité de tension p.16

INVESTISSEMENTS & MAINTENANCE
Montants investis p.17
Zoom sur 10 affaires p.18

DONNÉES FINANCIÈRES & COMPTABLES
Patrimoine actifs-passifs p.19
Compte d'exploitation p.20

USAGERS DE LA CONCESSION
Évolution des données clientèles p.21
Raccordements p.22
Réclamations & satisfaction p.24
Précarité énergétique p.25

LE MOT DU VICE-PRÉSIDENT p.26

CONCLUSIONS
Points forts & points faibles p.27
Bilan avancées & attentes sur les données p.28
Principales recommandations p.29

GLOSSAIRE p.30

CONTACTS p.31

LE TERRITOIRE DE LA CONCESSION

492 communes ont transféré la compétence AODE* à TE38

** Autorité Organisatrice de la Distribution d'Électricité*

La commune de Creys-Mépieu a intégré le périmètre de la concession au 1er janvier 2024

LE CONTRAT DE CONCESSION DE DISTRIBUTION PUBLIQUE ET FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ

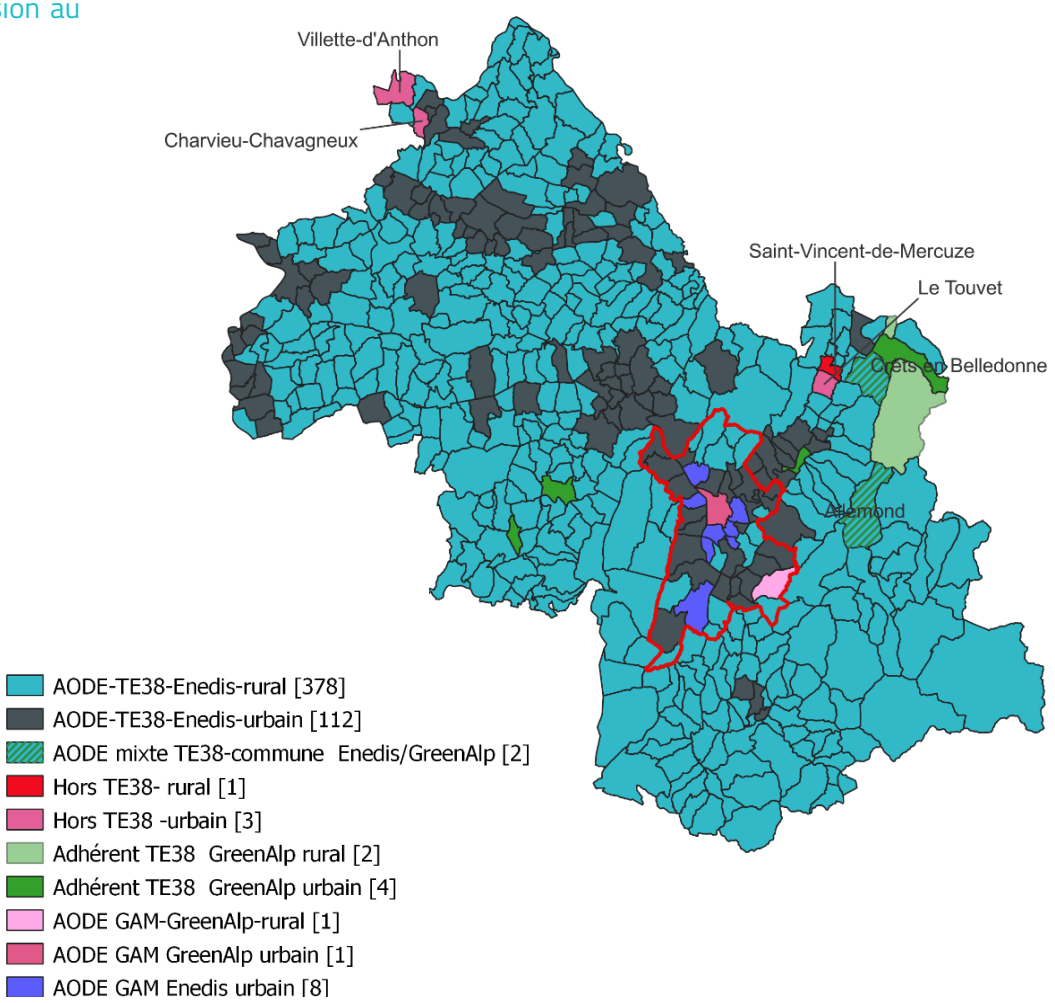
Pour l'activité de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'électricité.

Pour l'activité de fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente.

Le contrat comprend un cahier des charges fixant les droits et obligations de chaque partie ainsi que des annexes locales, en particulier la répartition de la maîtrise d'ouvrage des travaux essentiellement en zone rurale entre le concessionnaire et TE38. 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 pour une durée de 30 ans.

CARTE DES COMMUNES DE L'ISÈRE PAR AODE COMPÉTENTE

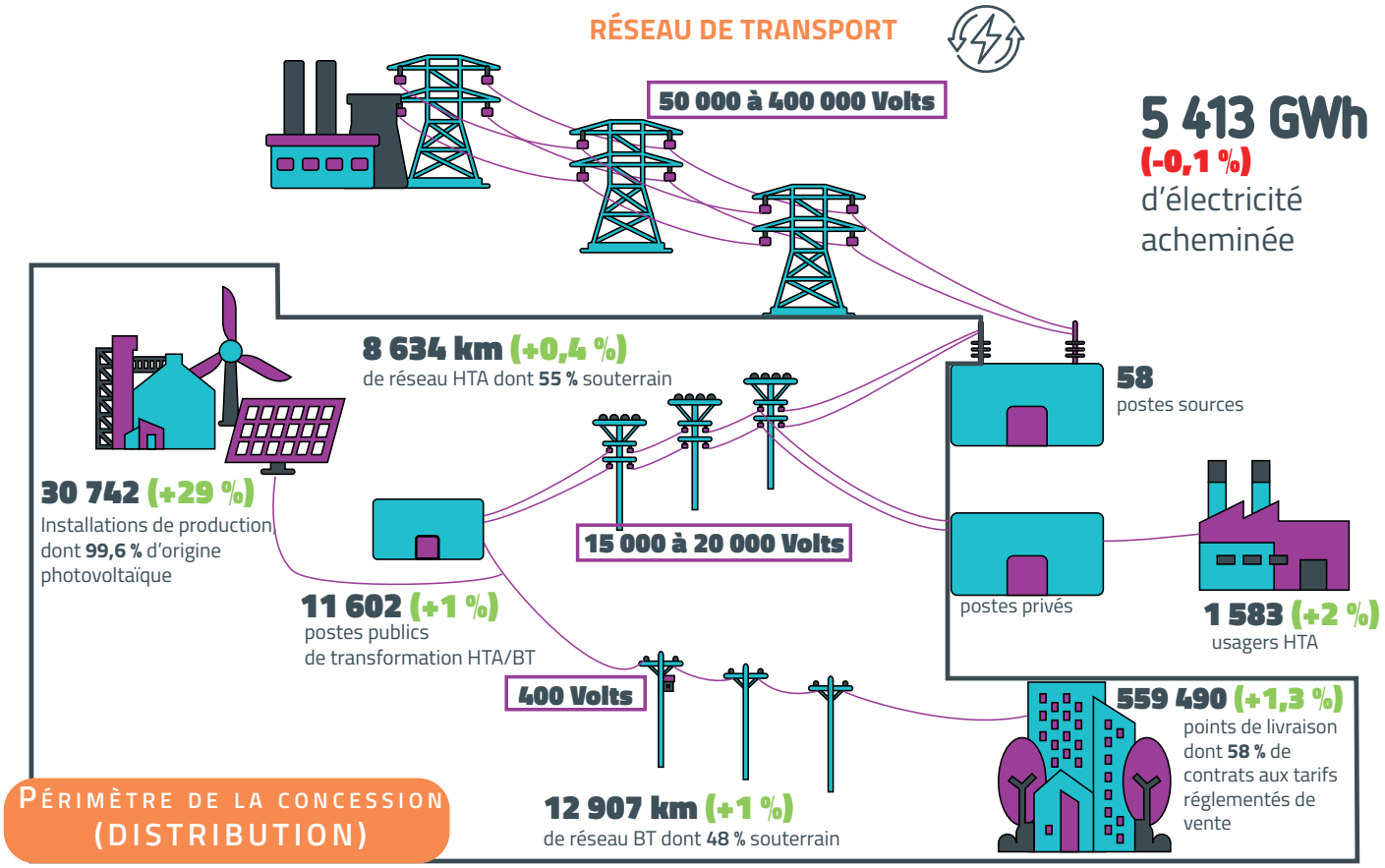


À noter : le présent rapport rend compte de l'activité de contrôle menée en 2025 sur l'exercice 2024. La plupart des données concernent l'exercice 2024.

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

ÉVOLUTION 2024/2023



USAGERS

	EDF[1]	ENEDIS[2]
NB DE POINTS DE LIVRAISON ACTIFS	325 295	559 490
GWH CONSOMMÉS	1 728	5 413
RÉCLAMATIONS	10 290	4 245

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

QUALITÉ DE FOURNITURE

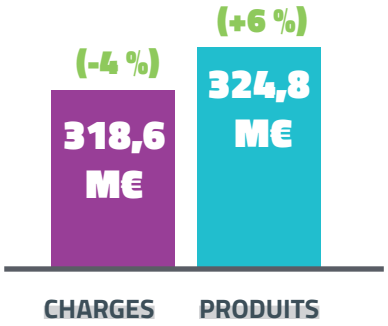
109 minutes
(+25 min)
de temps moyen de coupure (toutes causes confondues)

INVESTISSEMENTS ENEDIS

86,8 M€ (+9 %)
investis dont **30,2 M€** pour la performance du réseau

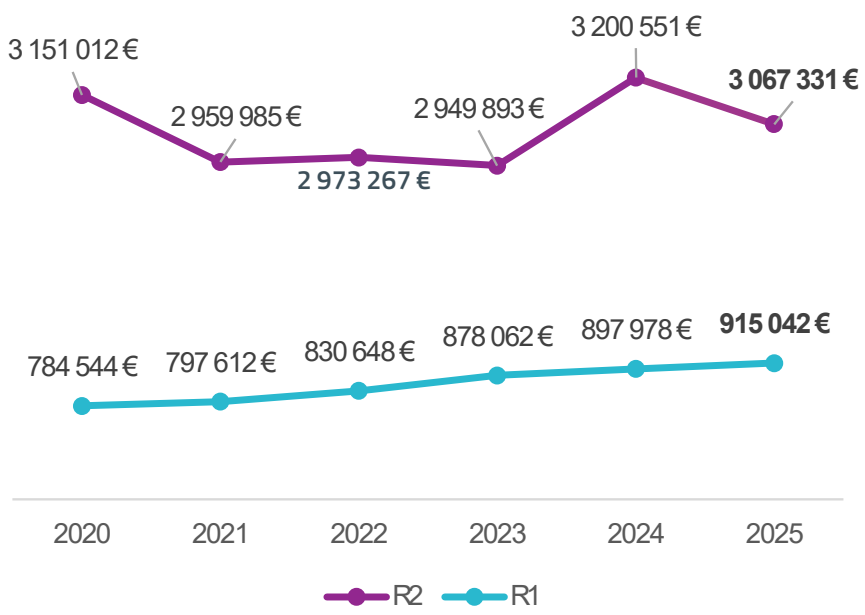
198 km
km de réseau HTA/BT mis en service dont 94 % en souterrain

DONNÉES FINANCIÈRES ET COMPTABLES (COMPTE D'EXPLOITATION)

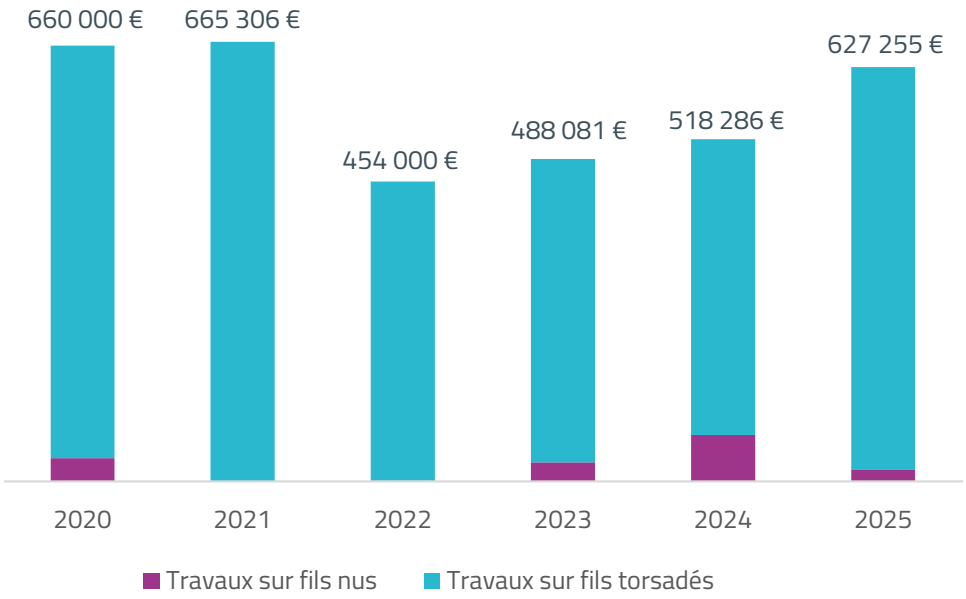


1 822 M€
de valeur brute

Redevances de concession versées par Enedis à TE38



Subvention « article 8 » versée par Enedis à TE38



R1 : **redevance de fonctionnement** calculée à partir des longueurs de réseaux et de la population de la concession.

R2 : **redevance d'investissement** calculée sur la base des montants de travaux réalisés sur le réseau public de distribution d'électricité par TE38 ainsi que la rénovation de l'éclairage public par TE38 et ses collectivités adhérentes.

Conformément à **l'article 8** du contrat de concession, Enedis accompagne financièrement les projets d'amélioration de la qualité de la distribution et d'enfouissement des ouvrages de la concession réalisés par TE38.

TE38 a contrôlé l'exécution du contrat de concession sur l'exercice 2024 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 public de distribution est confiée à Enedis. Elle est organisée en Isère par les directions régionales Alpes et Sillon Rhodanien (20 % des communes), avec un représentant territorial pour le département.

DÉROULEMENT DU CONTRÔLE

1.
1 MARS 2025
Saisine d'ENEDIS et EDF
Demande de documents

2.
2 JUIN 2025
Réception et analyse des données

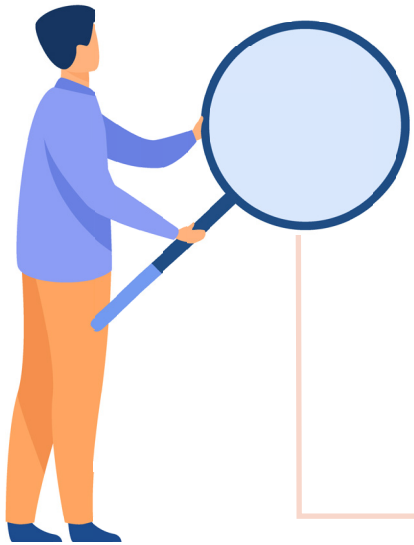
3.
JUIN - SEPT 2025
Audit des concessionnaires
et demandes complémentaires

4.
JANVIER 2026
*Premier bilan et rapports de l'AMO**

5.
MARS 2026
Journée d'échanges régionale sur les contrôles des autorités concédantes

6.
SEPTEMBRE 2026
Elaboration et publication du rapport
de contrôle

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



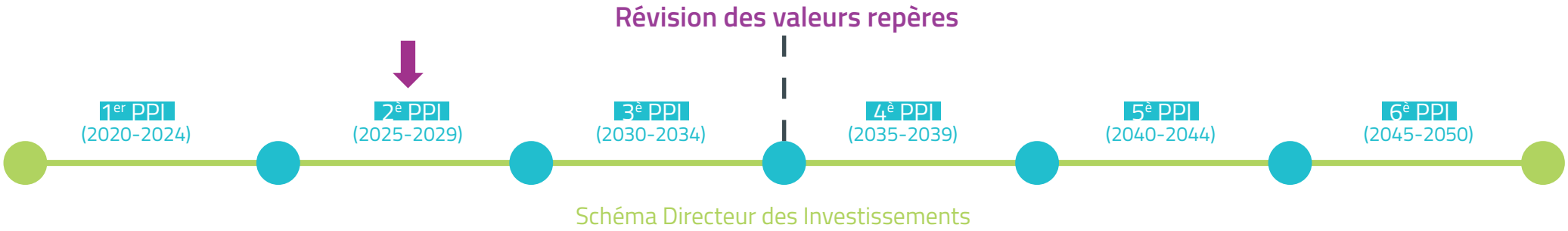
LE CONTRÔLE CONTINU

Dans le cadre du contrôle de la concession, TE38 agit tout au long de l'année en collaboration avec Enedis.
En 2024, le service concessions de TE38 s'est notamment investi dans les actions suivantes :

- **conseil et médiation apportés aux communes** de La Sure-en-Chartreuse, Saint-Romans, Voreppe, Jardin, Saint-Bonnet-de-Chavagne, Saint-Chef, Les Adrets et Saint-Hilaire-du-Rosier sur des questions de qualité de travaux, proposition technique et financière, répartition de la maîtrise d'oeuvre, qualité de l'électricité, déplacement d'ouvrage ou vente de terrain,
- **5 réunions Enedis-TE38,**
- **suivi des valorisations des ouvrages construits par TE38.** Écart de valorisation entre TE38 et Enedis de -2,203 M€ sur 204 chantiers soit -16,4 %,
- **suivi du recouvrement par Enedis des droits d'usage des redevances d'utilisation des appuis du réseau public d'électricité par les opérateurs telecom.**

SCHÉMA DIRECTEUR DES INVESTISSEMENTS (SDI) PLANS PLURIANNUELS D'INVESTISSEMENTS (PPI)

Le **Schéma Directeur des Investissements** 2020-2050 définit des valeurs repères qui orientent les choix d'investissements durant la vie du contrat, déclinés dans des PPI de 5 ans.



RAPPELS DU CONTRAT DE CONCESSION

- Des engagements financiers précis associés à des valeurs repères techniques à atteindre à l'échéance de chaque PPI, tous les 5 ans.
- Des valeurs repères à atteindre à 15 ans et à 30 ans, échéances du SDI.
- Des possibilités de révision des valeurs repères.
- Des dispositions en cas de retard (séquestre) sur la réalisation de chaque PPI : dépôt auprès du comptable public de 7 % de l'évaluation financière du montant des investissements restant à réaliser (délais de deux ans pour combler le retard).

L'année 2025 a été marquée par **la signature du deuxième PPI couvrant la période 2025-2029.**

Le bilan du premier PPI 2020-2024 (cf. page suivante) **est satisfaisant au regard des montants engagés.**

Toutefois, les **exigences du contrat de concession,** qui prévoit des objectifs techniques et patrimoniaux chiffrés pour ce type de travaux, **ne sont pas respectés** au terme du premier PPI. C'est en particulier le cas de **la longueur des lignes électriques aériennes moyenne tension qui restent exposées aux aléas climatiques.**

Lors de la signature du contrat en 2019, certaines modalités, notamment sur le traitement de ces lignes via de l'élagage, n'étaient pas suffisamment précises. Aujourd'hui, l'ordre de grandeur de ce type de traitement est désormais connu, il conviendra de l'affiner.

Désormais, grâce à l'actualisation du diagnostic partagé entre les parties, entérinée par un avenant au contrat de concession, une solution claire est établie pour traiter à l'issue du schéma directeur l'ensemble des lignes électriques exposées aux aléas climatiques. Deux types d'actions sont prévus :

- des travaux d'investissement pour renforcer et sécuriser les lignes (environ 450 km à traiter),
- des actions d'entretien régulier, comme l'élagage des arbres (environ 430 km concernés).

Bilan du plan pluriannuel d'investissements 2020-24 (PPI 1)

Valeurs repères du Schéma Directeur des Investissements (SDI 2019) – **Objectifs techniques et financiers** du PPI 1 (2020-24) - **Tendances**

Type de réseau concerné	Ouvrages / maille	Objectifs SDI 2035 2050	Diagnostic initial 2019	Diagnostic actualisé en 2024	Objectifs techniques PPI 1			Objectifs financiers PPI 1 (k€)			Analyse
					Signé	Réalisé fin 2024	Avance-ment fin 2024	Signé	Réalisé fin 2024	Avance-ment fin 2024	
Temps de coupure	Concession	Écart/national stable à minima	15,9 min	20,4 min	-			-			À surveiller
	51 communes PPI	194 min à 90 min	194 min	129,6 min	-			-			
Tension	Contraintes HTA	Éradication	22 départs >5 % dont 5 >6 %	0	Éradi-cation (24 départs)	100 %	100 %	9 300	7 000	75 %	
	Contraintes BT	Maintien du taux d'usagers en contrainte	1,1 %	0,5 %	<1,1 %	872 MA	taux à 0,4 %	2 000	2 700	135 %	Forte dépendance au calcul
Réactivité suite coupure (OMT)	Poches à risques*	Éradication	110 poches	20 poches en cours 36 nouvelles poches	110 poches	90	82 %	2 200	900	41 %	À surveiller
Résilience aléas climatiques et modernisation	Linéaires HTA - Risque climat	480 km Traitement de toutes les lignes	1 133 km	880 km	190 km	85 km	45 %	18 400	51 600	104 %	Fort retard & imprécision de traitement
	Enveloppe tempête							31 200			
	Linéaires HTA - CPI	<75 km Éradication	150 km	114 km	25 km	22 km	88 %	5 000	5 300	106 %	Dépendance aux autorisations de voiries
	Linéraires BT fils nus	Éradication	122 km urbain 93 km rural	53 km urbain 13 km rural	16 km	13 km	81 %	1 100	1 000	91 %	Correction inventaire 78 km

** Poche OMT (Organe de Manœuvre Télécommandé) : il s'agit d'une poche de clients entre deux organes de manœuvre présentant soit une probabilité de panne supérieure à la moyenne soit affectant un grand nombre de clients, voire les deux.*

PLANS PLURIANNUELS D'INVESTISSEMENTS (PPI)

PPI 2 (2025-2029)

Le deuxième PPI pour la période 2025-29 renforce significativement les investissements dédiés à la **fiabilisation des lignes moyenne tension face aux aléas climatiques,** représentant 72 % du montant total, soit une hausse de 14 points.

Il réduit en revanche les renforcements, qui ne représentent plus que 9 % du programme, en baisse de 21 points.

Globalement, le montant s'établit à **40 M€, en hausse de 5 %** par rapport au précédent.

Une vigilance particulière devra être portée au suivi des indicateurs techniques, au regard des retours d'expérience passés mettant en évidence un décalage temporel avec les données financières, ainsi que la multiplicité des finalités pour une même opération déclarée au programme.

LEVIERS	TYPE DE RÉSEAU CONCERNÉ	OBJECTIFS DU 2ÈME PPI 2025-2029	MONTANT PRÉVISIONNEL 2ÈME PPI 2025-2029 *Écart/PPI 1*
RENFORCEMENT DES RÉSEAUX	Départs HTA en contrainte de tension >5 %	Aucun départ en contrainte de tension >7 % sans travaux décidés	1 400 k€ - 85 %
	Départs BT en contrainte de tension (avec CMA)	≤ 1,1 % de Clients Mal Alimentés (calculs 2018)	2 100 k€ + 5 %
PILOTAGE DU RÉSEAU	Nombre de poches OMT supérieures aux seuils de référence	36 poches OMT traitées	1 000 k€ - 54 %
FIABILISATION DES LIGNES HTA (moyenne tension 20 kV)	Rénovation programmée des réseaux aériens HTA	100 km traités	5 000 k€ *(nouveau)*
	Réseaux aériens exposés aux aléas climatiques de forte ampleur (PAC)	90 km traités toutes causes confondues (hors élagage)	24 000 k€ + 30 %
REMPLACEMENT D'ANCIENNES TECHNOLOGIES	Réseaux souterrains HTA incidentogènes (CPI)	20 km traités	5 500 k€ +10 %
	Réseaux BT aériens en fils nus (régime urbain)	12 km dont au moins 6 km de traitement volontariste	1 000 k€ - 9 %
			Total **40 000 k€** **+ 5 %**

Le réseau moyenne tension (HTA), dont la tension nominale varie de 15 000 à 20 000 V, représente les **artères principales** de la distribution publique d'électricité. Constitué de lignes (et 495 départs) de longueur moyenne de 20 km, 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 et synthétique de 1ère génération), les réseaux **aériens** implantés en zones boisées et 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

19 km de lignes HTA aériennes sont de **faible section,** soit 2,3 km de moins qu'en 2019. Le taux de ces linéaires (0,2 %) se situe parmi les plus bas constatées sur un panel de 90 syndicats.

Le réseau HTA aérien est en moyenne âgé de 45 ans. En 2012, Enedis a entrepris un renouvellement partiel des ouvrages via des opérations de maintenance lourde dénommées **prolongation de la durée de vie** (PDV). Entre 2020 et 2023, cette politique a évolué vers une politique de **rénovation programmée** (RP) visant à remettre à niveau les lignes pérennes pour une durée de 25 ans au lieu de 15 ans grâce à un diagnostic approfondi et le remplacement de composants supplémentaires.

Lignes aériennes à risques avérés
(bois & neige)

882 km
22 % du linéaire aérien

Lignes fiabilisées
(PDV+RP)

119 km
9 % du linéaire aérien

Lignes souterraines

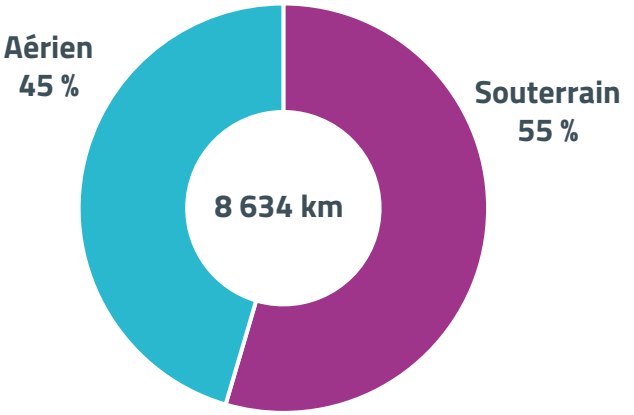
La part du souterrain progresse de manière significative en 2024 (+2,4 % /2023 et +8 % en 10 ans).

La concession compte 115 km de **câbles à isolation papier imprégné** (CPI) inégalement réparti, 50 % des ces câbles étant situés sur 9 communes.
Les incidents sur ces câbles par forte chaleur sont bien plus fréquents comparativement aux autres câbles « synthétiques », mais du fait de leur implantation en zone dense **ils contribuent peu au temps de coupure** (critère B incident HTA).

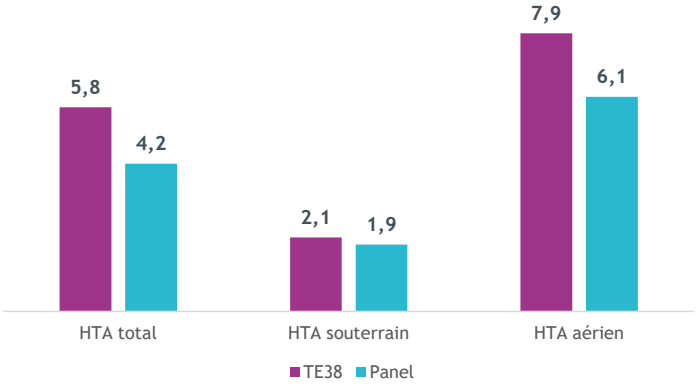
Les câbles CPI sont le siège de nombreux incidents en 2024 : **16 % du nombre d'incidents souterrains,** soit 10 fois plus que les câbles souterrains synthétiques.

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.

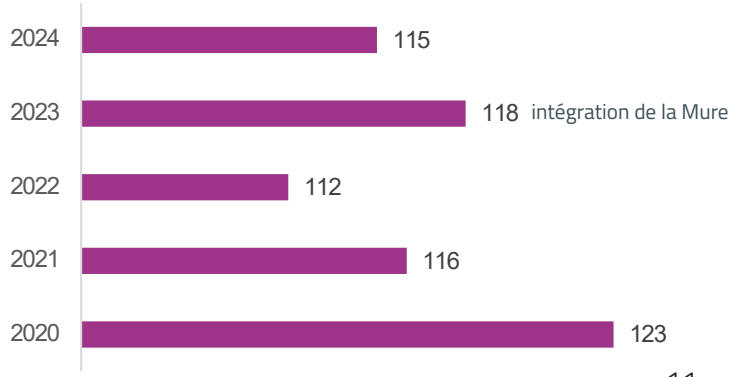
RÉPARTITION DES CABLES



NOMBRE D'INCIDENTS HTA POUR 100 KM DE RÉSEAUX



ÉVOLUTION DU LINÉAIRE DE RÉSEAUX HTA CPI (km)

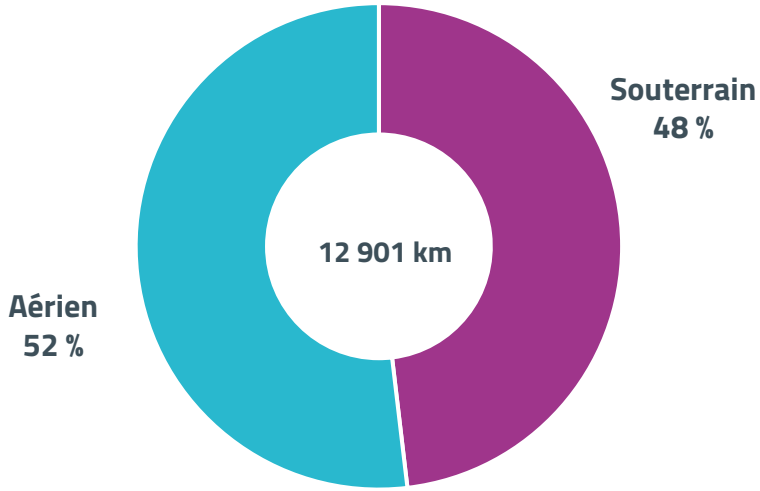


RÉSEAU BT, POSTES DE TRANSFORMATION

Le réseau basse tension (400 V) est constitué de **multiples lignes ou départs** (≈34 000) issus de postes de transformation HTA/BT (≈11 600, 20 000 V/400 V), chacun composé d'un transformateur et d'équipements de protections des lignes.

Le raccordement des nouveaux usagers et les opérations d'adaptation en charge ont amené en 2024 le nombre de **postes HTA/BT** à croître de 134 unités et le nombre de **transformateurs** de 144 unités.

RÉPARTITION DES CABLES



Longueur de réseau **aérien de faible section**

-7 %

Longueur de réseau **souterrain**

+2 %



Linky déployé à **95 %**

La concession TE38 se caractérise par **un taux de réseau BT aérien en fils nus** de nature fortement accidentogène (câbles non isolés électriquement) **le plus bas de France** (0,5 %). Le taux moyen observé en France est de 4,9 %. Entre 2017 et 2024, le linéaire de réseau aérien nu a diminué de 150 km sous l'effet de travaux réalisés par TE38 et ENEDIS, ainsi que de corrections d'inventaires.

Parmi ces lignes, le réseau BT **aérien de faible section** (FS) présente une fragilité accrue, d'où une attention particulière portée dans le cadre d'opérations de sécurisation. La concession compte 21 km de réseau BT FS à fin 2024 (0,2 % du réseau BT), **taux également proche du minimum national.**

Le processus de **fiabilisation de l'inventaire technique et comptable** du réseau BT, notamment des fils nus, est totalement terminé en 2024.

LONGUEUR DES RÉSEAUX FILS NUS

Avant correction	Après correction
82 km	66 km

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. Cette information demandée depuis plusieurs exercices n'a toujours pas été communiquée lors du contrôle.

Toutefois, Enedis mène actuellement **un programme « DataCollect »** qui permet la collecte de données lors des déploiements des concentrateurs dans les postes HTA/BT et l'intégration au SIG. Les données collectées sont : cellules HTA (fabricant et modèle), tableau BT (fabricant et type), ILD (fabricant, modèle et type), transformateur et position du commutateur.

La durée annuelle moyenne de coupure (sur le périmètre de la concession) est le principal indicateur pour mesurer la qualité de fourniture.

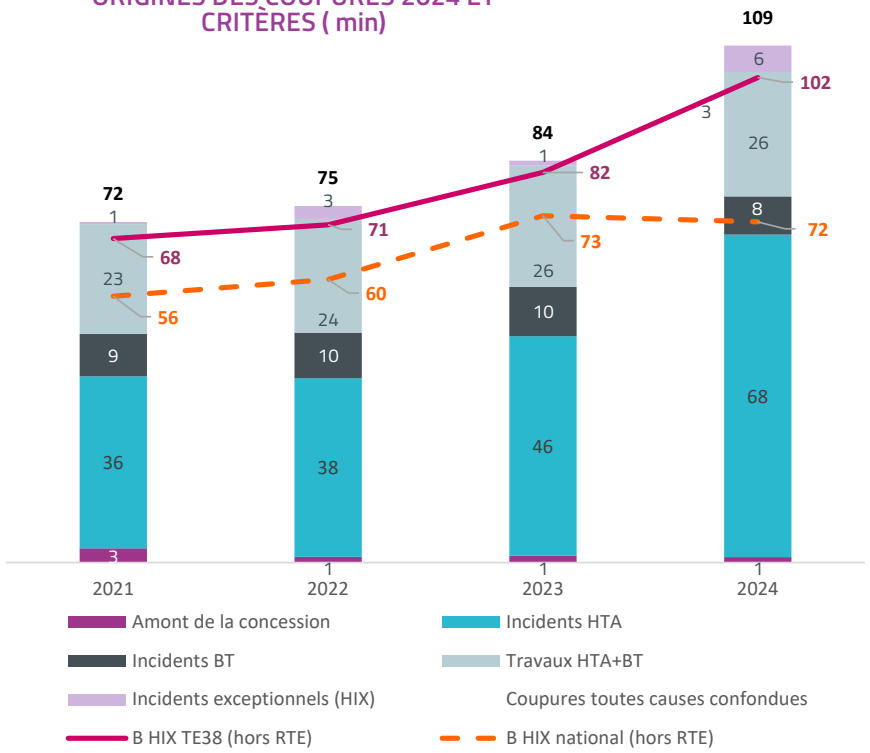
L'analyse par causes et sièges des incidents composant cet indicateur appelé « critère B » permet au concessionnaire d'orienter les investissements, notamment ceux définis avec l'autorité concédante dans le contrat. Il est inscrit dans les valeurs repères du schéma directeur des investissements à la maille de la concession et de communes présentant un critère B élevé.
Ce critère, mesurant la durée moyenne de coupure par client raccordé au réseau, n'intègre que les coupures supérieures à 3 min.

Le temps de coupure toutes origines confondues s'élève à 109 minutes et augmente de 25 minutes en 2024, principalement en raison d'épisodes climatiques plus nombreux.

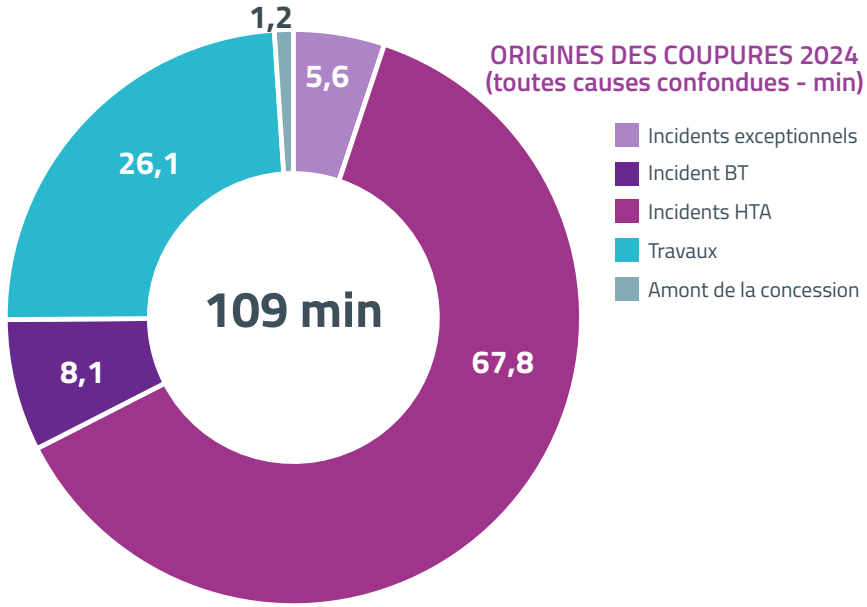
Le critère B hors incidents exceptionnels (B HIX) et hors incidents sur le réseau de transport géré par RTE en amont de la concession est de 102 minutes en 2024. **Il augmente de 20 minutes,** du fait d'incidents **principalement sur les lignes aériennes HTA.** L'écart par rapport à la valeur nationale s'accroit de plus de 30 minutes cette année. **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 16 minutes** en moyenne glissante sur 4-5 ans.

Pour autant, **le niveau d'investissement par usager sur la concession afin d'améliorer la « performance » du réseau est supérieur à la moyenne nationale.**

ORIGINES DES COUPURES 2024 ET CRITÈRES (min)



ORIGINES DES COUPURES 2024 (toutes causes confondues - min)



Évènements climatiques 2024

Tempêtes Nelson (vent) en mars et Caetano (neige) en novembre, et de nombreux évènements non qualifiés d'exceptionnels mais causant des dégâts sur le réseau

LA CONTINUITÉ D'ALIMENTATION

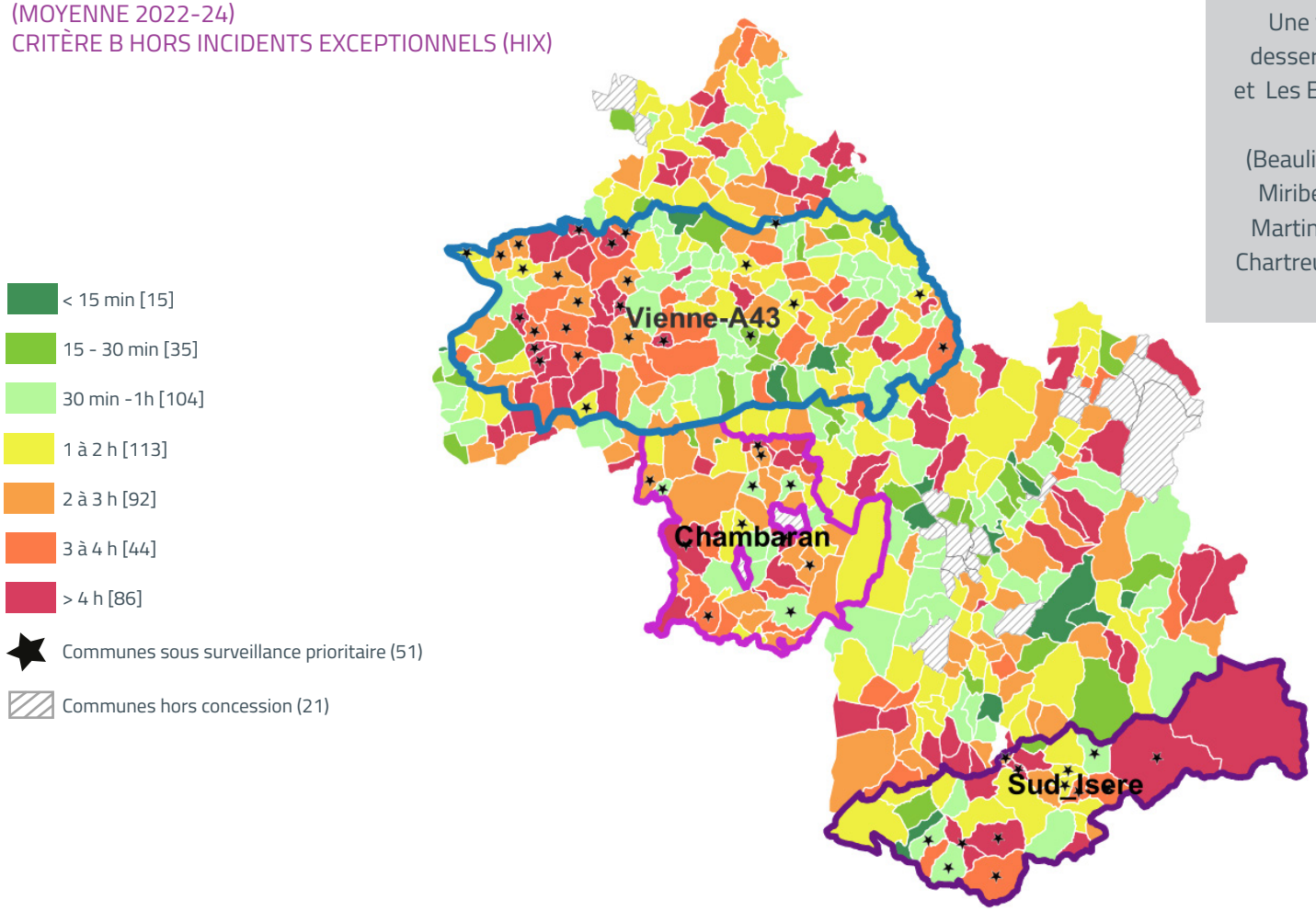
LES ZONES FRAGILES

Afin de disposer de **leviers incitant le concessionnaire à s'intéresser aux zones moins rentables** présentant une faible densité de points de livraison par km de réseau, un diagnostic des communes très impactées par le temps de coupure en a identifié **51 subissant un nombre élevé d'incidents liés au réseau HTA** (coupures de 194 min/an en moyenne sur la période 2014-2018). Elles sont localisées dans trois zones : Vienne, Chambaran et Matheysine-Trièves-Oisans.

L'ambition du Schéma Directeur des Investissements est d'abaisser, **d'ici 2034,** le critère B des incidents HTA moyenné sur 5 ans **sous 90 minutes** pour cet ensemble de communes.

Sur l'ensemble des 51 communes, le critère B des incidents HTA sur la période 2020-24, avec une moyenne de **117,2 minutes,** montre une **amélioration globale,** et ce malgré une recrudescence des incidents observée en 2024.

TEMPS DE COUPURE ANNUEL PAR USAGER ET PAR COMMUNE
(MOYENNE 2022-24)
CRITÈRE B HORS INCIDENTS EXCEPTIONNELS (HIX)



PPI 2

Une veille sera réalisée sur les communes desservies par les postes sources de Moirans et Les Echelles, non identifiés dans le diagnostic initial.
(Beaulieu, La Forteresse, Malleval-en-Vercors, Miribel-les-Echelles, Montaud, Mont-Saint-Martin, Saint-Joseph-de-Rivière, La Sure-en-Chartreuse, Saint-Paul-d'Izeaux, Saint-Quentin-sur-Isère)

INCIDENTS IMPORTANTS EN 2024

En 2024, les fichiers transmis par le concessionnaire dénombrent sur le réseau HTA **518 incidents, dont 503 hors évènements exceptionnels** (+105 incidents par rapport à 2023) répartis sur 230 départs dont **9 incidents importants** au regard de leur part dans la constitution du temps coupure.

L'année est marquée par **deux tempêtes majeures**, Nelson en mars et Caetano en novembre, contribuant chacune à environ 10 minutes sur le temps moyen de coupure. **Trois épisodes orageux avec des vents violents** en juin, août et octobre ajoutent au total 11 minutes au critère B.

107 incidents sont dus à l'usure naturelle des lignes.

COMMUNES IMPACTÉES PAR DES TEMPS DE COUPURE SUPÉRIEURS À 15 HEURES

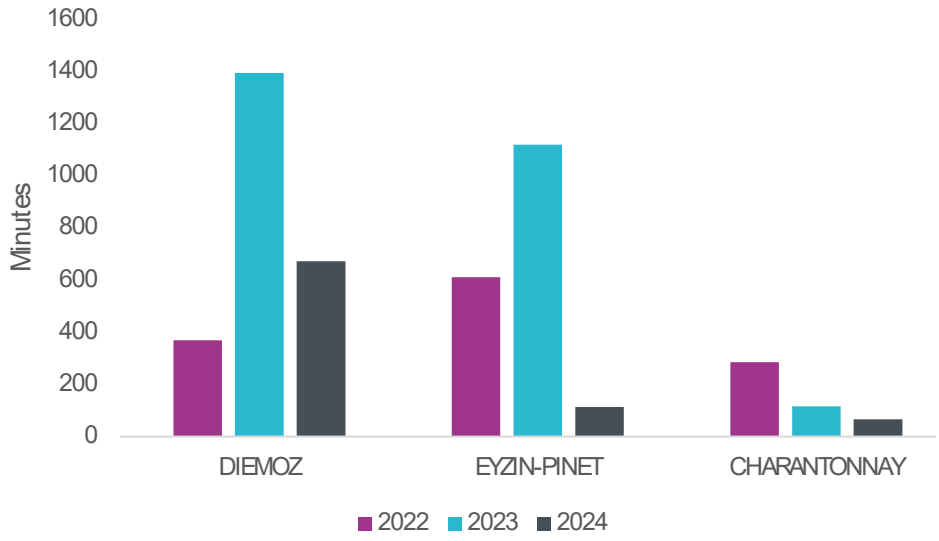
Temps de coupure par type d'incident (min)	Évènement climatique	Amont de la concession (RTE)	Incidents divers et travaux sur la concession	**Total**	Communes inclue dans le PPI
Valencin	2 342	0	58	**2 401**	OUI
Pommiers-la-Placette	1 553	0	622	**2 175**	
Saint-Julien-de-Ratz	1 553	0	622	**2 175**	
Saint-Andéol	1 415	8	197	**1 621**	
Saint-Christophe-en-Oisans	791	24	670	**1 487**	
Royans	1 029	0	227	**1 256**	OUI
Hurtières	1 007	227	2	**1 236**	
Beaulieu	1 034	6	18	**1 057**	OUI
Bessins	0	7	1 024	**1 031**	
Marcieu	810	0	157	**967**	
Beauvoir-de-Marc	706	0	227	**933**	
Saint-Christophe-sur-Guiers	802	0	119	**921**	

Diemoz, Eyzin-Pinet et Charantonnay sont les 3 communes de la concession les plus impactées par des coupures les années précédentes. Elles sont inclues dans le périmètre du PPI.

Les travaux entrepris par Enedis dans ce cadre ont permis une amélioration du temps de coupure en 2024 malgré les nombreux incidents survenus durant l'année.

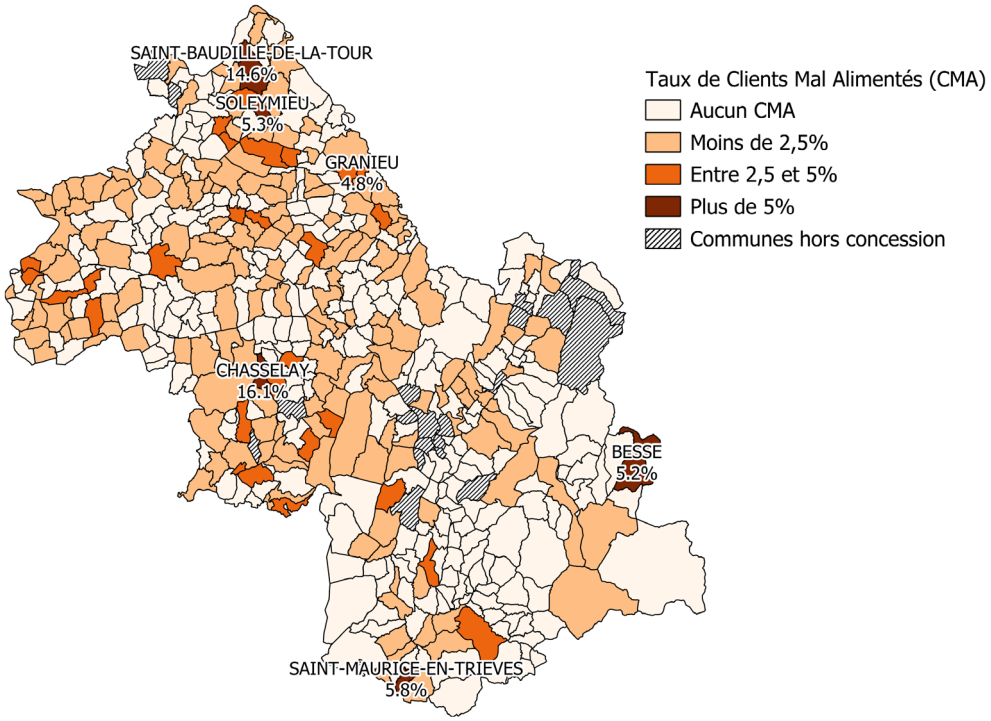
Ces communes restent sous haute surveillance.

TEMPS DE COUPURE DES 3 COMMUNES LES PLUS IMPACTÉES LES ANNÉES PRÉCÉDENTES (toutes causes confondues)



LA QUALITÉ DE TENSION

Taux de clients mal alimentés (CMA) en 2024



SUR LE RÉSEAU BASSE TENSION

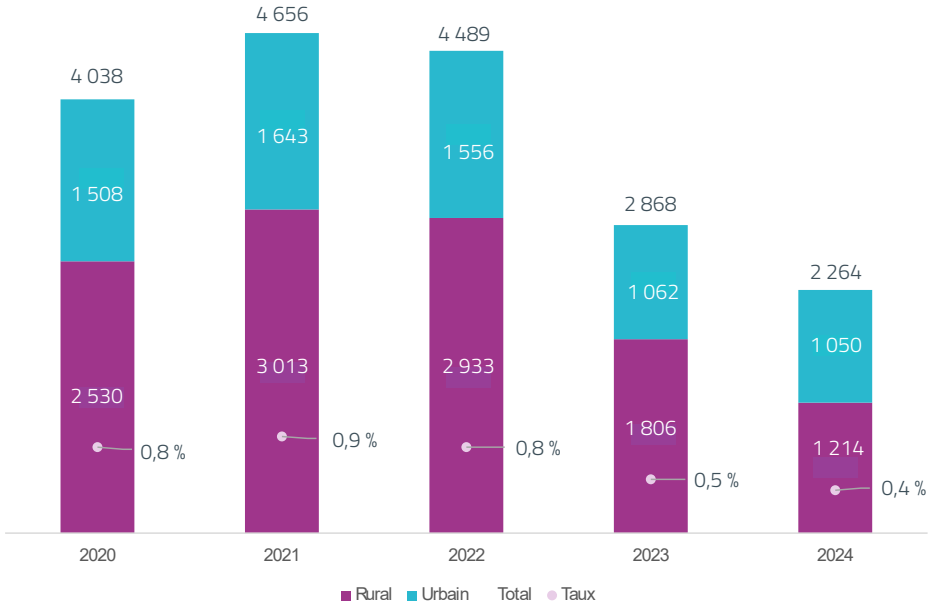
- Le nombre de **départs BT mal alimentés,** c'est-à-dire dont la tension est en dehors de la plage réglementaire de + ou - 10 % de la tension nominale, **a diminué de 17 %** avec 354 départs concernés contre 426 en 2023.
- Le **nombre de clients considérés comme mal alimentés** (CMA), c'est-à-dire dont la tension d'alimentation moyennée durant 10 minutes est en dehors de la plage réglementaire, est de 2 264 et **en baisse pour la 3ème année consécutive** (-21 %). Cette diminution est essentiellement constatée en zone rurale où le taux était très élevé auparavant.
- Enedis a lancé un **nouveau plan de la gestion de la tension fin 2024,** avec des ajustements apportés aux hypothèses de calcul des variations de tension sur le réseau basse tension. L'impact sur le nombre de CMA devrait être mesurable sur l'exercice 2025.

SUR LE RÉSEAU MOYENNE TENSION

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

- En 2024, **la qualité de tension s'améliore** avec 6 départs HTA en contrainte, alors qu'il y en avait 8 en 2023 et 16 en 2022.
- Le diagnostic actualisé lors de l'élaboration du PPI a permis de constater que tous les départs détectés avec un écart de tension >6 % font l'objet de travaux (7 M€ au titre du premier PPI) et que trois départs sont sous surveillance (écart de tension entre 5 et 6 %). Le montant de travaux pour le deuxième PPI s'élève à 1,4 M€.
- **Les valeurs des élévations de tension maximale** des départs HTA ne sont pas communiquées. Il est d'autant plus crucial d'avoir accès à ces données que **les risques de surélévations de tension pourraient s'intensifier dans les années à venir en raison de l'augmentation du nombre d'installations en injection** raccordées au réseau.

ÉVOLUTION DU NOMBRE ET DU TAUX DE CLIENTS MAL ALIMENTÉS PAR ZONES RURALE/URBAINE



PERFORMANCE DU RÉSEAU

Avec 30,3 M€ en 2024, **les investissements de performance sont passés de 32 €/usager en 2019 à 54 €/usager en 2024, contre 34 €/usager au niveau national.**
La majorité de ces investissements correspond aux 7 leviers identifiés dans le SDI et PPI.

Le montant investi pour la performance du réseau dans le cadre du PPI 1 sur la période 2020-24 est de 69 M€. Il ne représente que 59 % du total des investissements sur la concession (118 M€).

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

RACCORDEMENTS

En hausse continue depuis 2017, les raccordements représentent 51 % des montants investis. La progression en 2024 (+7 %) est portée par les producteurs d'électricité d'origine renouvelable.

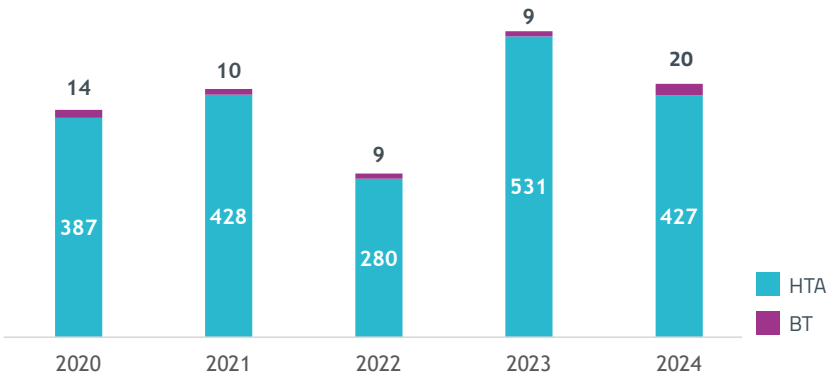
MAINTENANCE

Pour anticiper les risques de chutes d'arbres sur le réseau, Enedis a lancé en 2024 un **programme d'identification des arbres morts ou malades à proximité immédiate des lignes HTA.** La détection se fait par un système technologique embarqué en hélicoptères ou à pied. Les propriétaires des parcelles concernées dont la responsabilité est engagée en cas d'incident, ainsi que les communes sur lesquelles ils habitent, sont ensuite prévenus par courrier afin de trouver une solution.

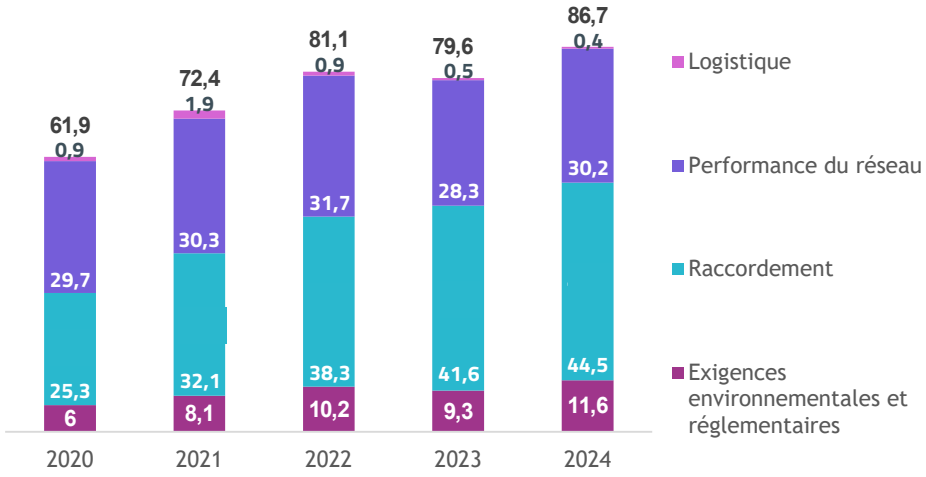
En accord avec des associations environnementales, l'élagage est lancé sur des périodes ne causant pas de préjudice sur la **biodiversité.** Les périodes estivales sont également évitées pour les **risques incendies.**

Les données affichées dans le CRAC ne permettent pas de connaître et suivre précisément les montants alloués et les longueurs de réseaux visitées pour l'élagage. Une amélioration est demandée à Enedis pour le prochain exercice.

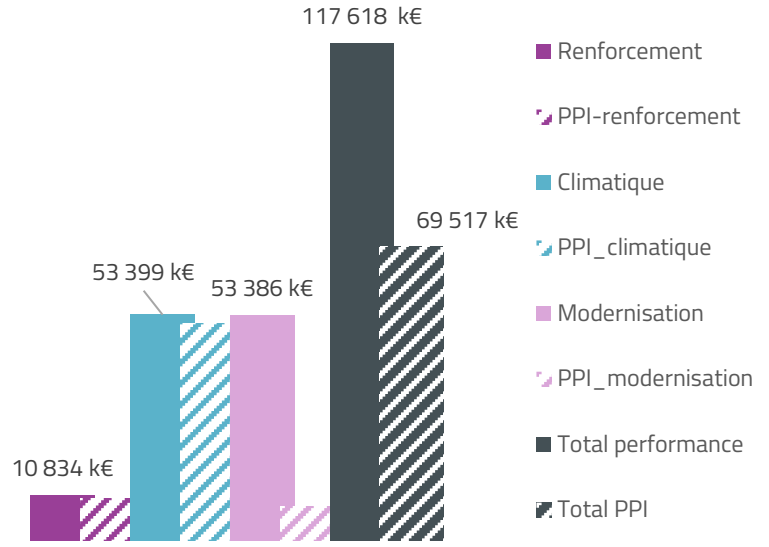
LONGUEURS DE RÉSEAU TRAITÉES EN MAINTENANCE, ÉLAGAGE COMPRIS (en km)



INVESTISSEMENTS ENEDIS (M€)



COMPARAISON DES INVESTISSEMENTS « PERFORMANCE RÉSEAU » GLOBAUX À CEUX INCLUS DANS LE PPI 2020-24



ZOOM SUR 10 AFFAIRES

TE38 a procédé à un contrôle spécifique de 2 affaires prévues dans le Plan Aléas Climatiques (PAC) et inscrites au Programme Pluriannuel des Investissements, ainsi que 8 affaires en Prolongation de Durée de Vie et Rénovation Programmée (PDV/RP).

AFFAIRES PAC/PPI

La sélection de ces affaires fut compliquée, et seules des affaires toujours en cours ont pu être choisies.

Une attention particulière a été portée sur la cohérence des inventaires comptables et techniques suite aux mises en service et retraits d'ouvrages.

Cependant, l'analyse a été rendue complexe par la durée des affaires climatiques qui s'étalent sur plusieurs années et sur les délais du traitement comptable. En effet, les affaires ne sont pas liquidées comptablement, ce qui empêche toute vérification des imputations comptables.

Communes principales	Type d'affaire	Terminée	Finalité PPI	Montant théorique	Montant investi 2024	Montant investi total	Remarque contrôle
Notre-Dame-de-l'Osier	Enfouissement HTA Risque bois 4 incidents importants en 7 ans	NON	Fiabilisation des réseaux HTA aériens accidentogènes	73 000 €	121 864 €	131 003 €	1. Nombre de supports à remplacer sous-estimé 2. Erreur de saisie de la longueur déposée dans l'outil informatique
Chuzelles & Serpaize	Enfouissement HTA Affaire prioritaire (tempêtes neige) 6 incidents importants en 7 ans	NON	Fiabilisation des réseaux HTA aériens accidentogènes	635 000 €	514 061 €	544 565 €	RAS

AFFAIRES PDV/RP

Le contrôle a porté sur un échantillon d'affaires réalisées et terminées.

Cette analyse a permis **d'obtenir des éléments que le concessionnaire ne transmet habituellement pas.** Elle a également mis en évidence la transmission de données complémentaires utiles pour évaluer le gain sur la qualité de l'énergie apporté par ces travaux PDV/RP.

L'ensemble des affaires respecte les règles d'application d'un traitement en RP.

Pour l'ensemble des dépenses réalisées sur ces 8 affaires et l'ensemble des linéaires traités, le ratio global de 28,7 €/m est satisfaisant pour Enedis qui précise viser un ratio de 30 €/m.

Il a été constaté quelques erreurs mineures concernant dans les données initialement transmises à TE38 ou dans les bases Enedis.

Les points suivants ont pu être relevés :

- des montants totaux de dépenses erronés pour deux affaires dans le fichier transmis listant les affaires,
- une faute concernant le linéaire traité dans le compte rendu d'exécution d'investissement d'une affaire,
- une liquidation particulièrement longue pour une affaire.

VALEUR

La **valeur brute des immobilisations** de 1 822 M€ inscrite dans l'inventaire **augmente de 85 M€** en 2024 (+5 %).
La part des **mises en service financées par les « collectivités et tiers »** s'élève à 14 %.

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 évolue peu depuis 2022,** signifiant que les investissements compensent en théorie le vieillissement. Néanmoins, les allongements de durées de vies comptables successifs depuis 2011 ont grandement affecté la traçabilité de ces résultats et leur interprétation.

✗ Ces pratiques ont pour effet de **réévaluer la valeur nette des ouvrages** et ainsi **augmenter fortement l'indemnisation éventuelle en cas de non-renouvellement du contrat,** sur la base de la valeur non amortie du financement du concessionnaire issue de sa comptabilité (cf. ci-dessous).

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 son montant constitutif 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 remises 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).

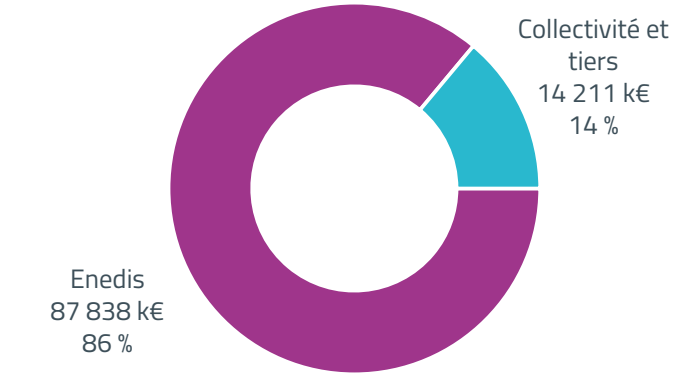
Le contrôle de la valorisation des remises gratuites du concédant en 2024 conduit à une sous valorisation de 16 %. D'autres biais comptables contestables (reprise de provisions, cas des biens ruraux...) **conduisent à prendre avec la plus grande prudence les informations présentées dans l'inventaire et agrégées dans le CRAC.**

INDEMNITÉS DE FIN DE CONTRAT

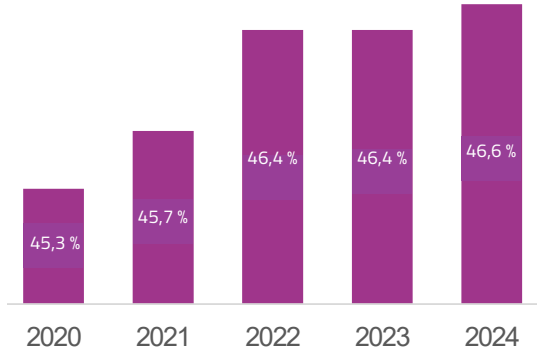
Suite au protocole d'accord FNCCR–France Urbaine-Enedis, un modèle d'avenant au cahier des charges a été adopté fin 2024, modifiant l'article (49 B) sur le calcul de l'indemnité de fin de contrat (IFC).
Ce changement concerne la revalorisation de la valeur nette comptable (VNC) des financements Enedis au Taux Moyen des Obligations garanties par l'Etat (TMO), remise en cause par plusieurs autorités administratives suite aux actions de certaines autorités concédantes. Désormais, l'IFC est plafonnée à la VNC au terme du contrat, et intègre explicitement en cas de rupture de contrat anticipée la perte de rémunération du concessionnaire jusqu'à la fin théorique du contrat, ainsi que des frais de rupture anticipée.
Cette évolution apporte une **stabilité juridique** et **clarifie les enjeux économiques en cas de fin anticipée de contrat.**

⚠ Toutefois, **une nouvelle clause reste floue** et laisse place à des interprétations pouvant avoir des répercussions financières significatives pour les concédants.
Ces indemnités ne seront **applicables au niveau local qu'à la condition que le concédant signe cet avenant** au cahier des charges.

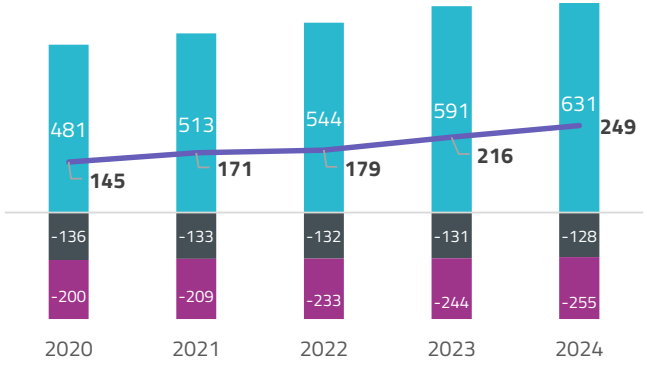
ORIGINE DE FINANCEMENT DES OUVRAGES MIS EN CONCESSION EN 2024



TAUX D'AMORTISSEMENT DES OUVRAGES



DETTES ET CRÉANCES RÉCIPROQUES (M€)



LE COMPTE D'EXPLOITATION

Le compte d'exploitation (produits et charges d'exploitation) présenté dans le CRAC est en partie **reconstitué à la maille de la concession à partir du compte d'exploitation national via des clefs de répartition,** principalement le **nombre de clients de la concession.**

RÉSULTAT D'EXPLOITATION

En 2024, le résultat d'exploitation de la concession est en forte hausse pour atteindre **un résultat positif de 6,2 M€,** soit +33,8 M€ par rapport à l'année 2023.

Cette amélioration est due à la **baisse des charges** s'élevant à 318,6 M€ (-15 M€, soit -4,5 %) et à la **hausse des produits** atteignant 324,8 M€ (+18,8 M€, soit +6 %).

L'augmentation des **produits** est liée à la hausse importante des r**ecettes d'acheminement** (+12,7 M€) s'expliquant principalement par les hausses des **tarifs d'acheminement** fixés par la Commission de Régulation de l'Energie, par la forte hausse de la **production stockée et immobilisée** (+3 M€) consécutive à la hausse des investissements d'Enedis sur la concession (+9 %) et par la hausse des recettes de **raccordements** (+4 M€).

En parallèle, les charges totales ont très fortement baissé, masquant en réalité des mouvements contrastés selon les postes de charges, comme la très forte baisse **d'achat d'électricité** couvrant les pertes sur le réseau et directement liée à la baisse des prix de marché de l'électricité (-22,2 M€), ou la forte augmentation **d'achat de matériels,** essentiellement des appareillages des postes HTA/BT (+2 M€).

LES PERTES SUR LE RÉSEAU

Les pertes électriques correspondent à l'énergie injectée mais non facturée. On distingue les pertes non techniques (fraudes, consommations sans contrat…) des pertes techniques (énergie dissipée sous forme de chaleur lors du transit et dans les transformateurs), non mesurables directement, estimées par calcul.

Enedis est responsable de la compensation des pertes et achète à cette fin l'électricité sur les marchés.

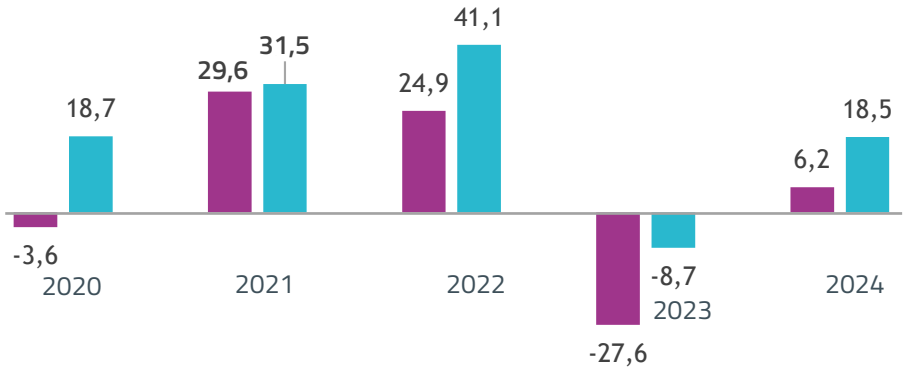
Le total des pertes sur le réseau de distribution est estimé en 2024 à 23 900 GWh (soit un taux de pertes de 6,5 % dont environ la moitié sont non techniques). **Ce qui fait d'Enedis le plus gros acheteur d'électricité en France.**

TAUX DE MARGE

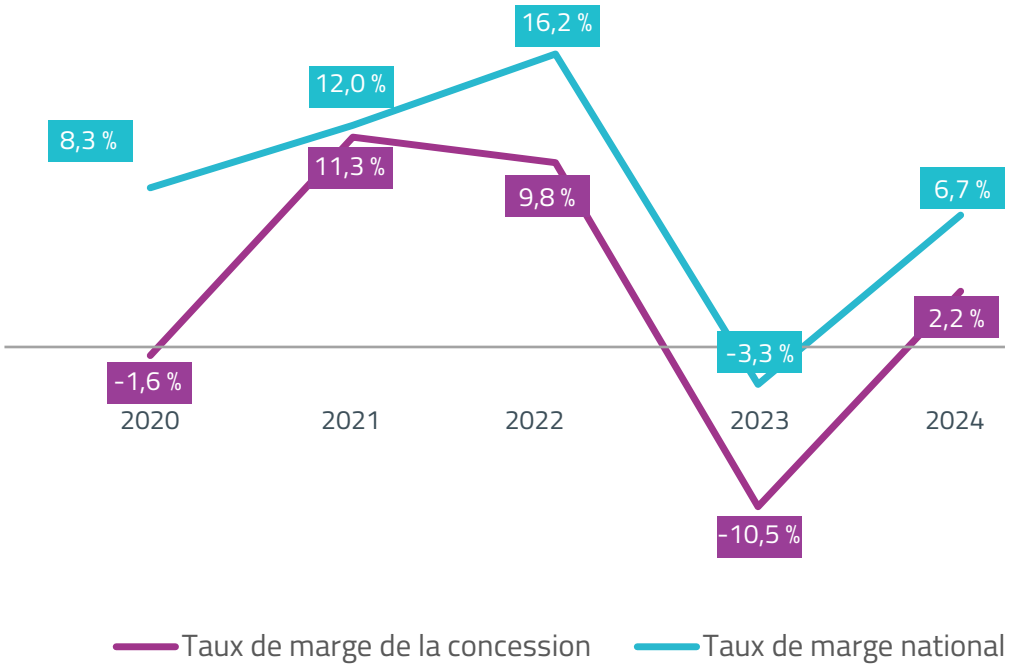
Le **taux de marge** donne l'indication de la rentabilité de la concession. C'est le rapport entre le résultat de la concession et son chiffre d'affaires net.

Le taux de marge de la concession de **2,2 % s'est amélioré** mais reste inférieur au taux national de 4,5 points. La concession bénéficie donc d'une **contribution à l'équilibre** depuis à minima 8 exercices (12,3 M€ en 2024).

RÉSULTATS D'EXPLOITATION (M€)



TAUX DE MARGE



LA CONSOMMATION

Le nombre de points de livraison en progression continue s'établit à un peu plus de 559 000 (+1,3 %).

La consommation est en légère baisse (-0,1 %), mais de manière moindre que les trois dernières années. Cette diminution est essentiellement due à la **sobriété énergétique,** car l'hiver relativement clément est comparable au précédent. Ce sont les usagers raccordés à une puissance inférieure à 36 kVA qui ont le plus diminué leur consommation (-21 % en 3 ans).

Les recettes d'acheminement sont malgré tout en **progression de 8 M€** grâce aux augmentations tarifaires du TURPE.

QU'EST-CE QUE LE TURPE ?

Le Tarif d'Utilisation du Réseau Public d'Électricité ou d'acheminement finance les **investissements nécessaires à l'entretien et au développement du réseau de transport et de distribution de l'électricité.**

Ce tarif est **fixé par l'État** sur proposition de la Commission de Régulation de l'Énergie.
Sur la facture d'un client au tarif bleu par exemple, le coût de l'acheminement est réparti entre l'abonnement et la consommation et représente environ 29 % du montant TTC.

LES PRODUCTEURS

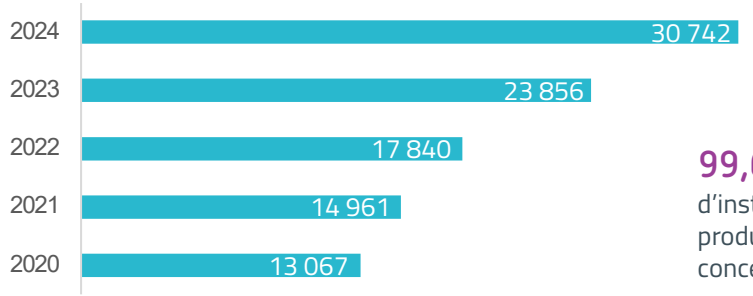
Les **producteurs** continuent **d'augmenter fortement en nombre** (+29 %) et en puissance (+33 %).

La puissance totale installée sur le périmètre de la concession est de 524 MW, soit **l'équivalent de la moitié d'un réacteur de centrale nucléaire.**

Les installations photovoltaïques, qui composent la quasi-totalité des producteurs, sont à **98 % de petites installations de puissance ≤ 36 kVA.**

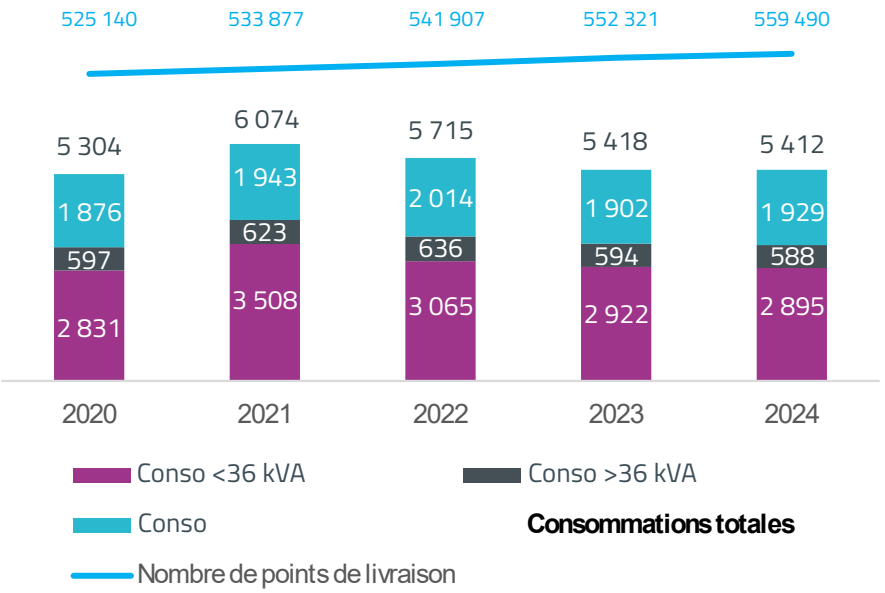
Il est attendu d'Enedis une clarification du vocabulaire utilisé dans le CRAC entre producteurs en revente totale ou en surplus de production, et autoconsommateurs.

NOMBRE TOTAL D'INSTALLATIONS DE PRODUCTION

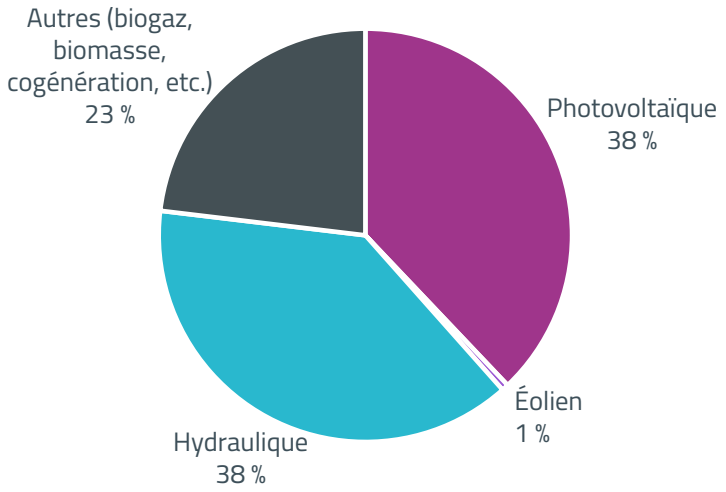


99,6 %
d'installations photovoltaïques parmi les producteurs raccordés au réseau de la concession

CONSOMMATIONS (GWH) ET NOMBRE DE POINTS DE LIVRAISON



RÉPARTITION DE LA QUANTITÉ D'ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE PRODUITE PAR ORIGINE



RACCORDEMENTS

Le volume des raccordements pour le **soutirage** (consommation) est en légère **baisse** (3 700 en 2024 pour 4 200 en 2023), mais **progresse fortement pour l'injection** (production) avec 6 283 raccordements en 2024.

LES DÉLAIS

Données fournies par Enedis

Après des années de carence pour obtenir la liste détaillée des raccordements terminés dans l'année, **Enedis a accepté de fournir la liste exhaustive des raccordements terminés en 2023** à la condition de la réalisation d'un contrôle spécifique d'un échantillon de dossiers de raccordements. Cette liste ne présentant **ni les dates des principaux jalonnements ni le montant des dépenses** de ces affaires, **TE38 a mis en demeure fin 2024 le concessionnaire de fournir ces éléments, sans résultat.**

Concernant l'exercice 2024, Enedis **n'a pas transmis la liste des affaires de raccordements en soutirage. La liste des raccordements de producteurs a été fournie mais sans les dates des principaux jalonnements** (excepté pour les 10 affaires contrôlées dans le cadre d'un échantillon), **ni le montant des principales dépenses.**

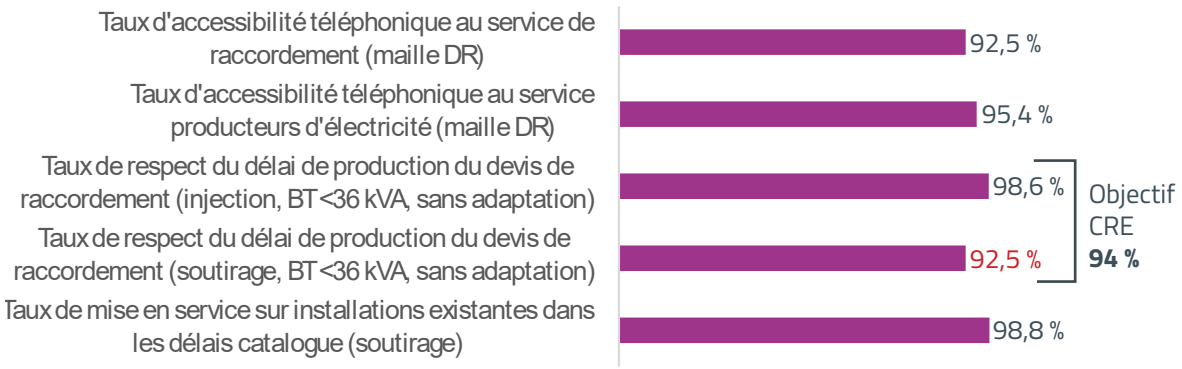
Évolution des indicateurs

Les délais moyens de production des **devis** ont des évolutions **variables** selon les segments de clientèle.
Ils se sont considérablement **améliorés** pour le raccordement en **soutirage HTA** (57 jours en 2024 au lieu de 101 en 2023).
En revanche, ils ont tendance à **augmenter** pour les raccordements en **injection.**

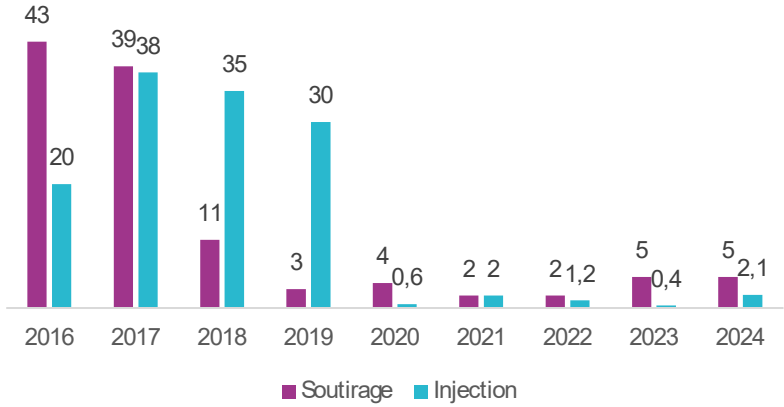
Il faut souligner **la très nette amélioration du délai moyen de production de devis pour raccordements BT<36 kVA sans adaptation (branchement seul)** depuis le début des années 2020 (cf. graphique ci-dessous).

Les délais moyens de **réalisation des opérations de raccordement** ont des évolutions **variables.**

INDICATEURS 2024



DÉLAIS MOYENS DE PRODUCTION DE DEVIS POUR RACCORDEMENTS BT<36 KVA SANS ADAPTATION (jours)



TE38 a examiné **10 affaires de raccordements de production réalisées en 2024,** 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), délai de mise en service imputable au demandeur, 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.

Le détail de la répartition des dépenses (matériel, maîtrise d'ouvrage, prestataires et autres) **n'a pas été fourni malgré la demande de TE38.**

AFFAIRES CONTRÔLÉES

Commune	Puissance	Type de production	Délai production devis	Délai réalisation travaux
Roybon	HTA ≥ 250 kVA	éolien	affaire annulée	
Saint-Quentin-Fallavier	HTA ≥ 250 kVA	solaire	respecté	non respecté
Voreppe	HTA ≥ 250 kVA	solaire	non respecté	non respecté
Reventin-Vaugris	BT compris entre 36 et 250 kVA	solaire	respecté	aucun travaux
Pont-Évêque	BT compris entre 36 et 250 kVA	solaire	respecté	non respecté
Méaudre	BT compris entre 36 et 250 kVA	solaire	respecté	respecté
Aoste	BT compris entre 36 et 250 kVA	solaire	affaire annulée	
Les Abrets	BT compris entre 36 et 250 kVA	solaire	non respecté	non respecté
Le Bourg-d'Oisans	HTA ≥ 250 kVA	hydraulique	non respecté	respecté
Cessieu	HTA ≥ 250 kVA	solaire	non respecté	non respecté

Délai de production des devis : **4 affaires présentent des devis au-delà des seuils fixés par le régulateur national** (CRE) ouvrant droit à des indemnisations pour les demandeurs.

Délai de réalisation des travaux : **5 affaires sur les 7 ayant abouti présentent des devis au-delà des seuils fixés par le régulateur national.**

Recouvrement de la facturation : l'analyse n'appelle pas de remarque particulière.

Immobilisation des ouvrages : l'analyse n'appelle pas de remarque particulière.

Le médiateur national de l'énergie

Sur les 16 litiges concernant Enedis enregistrés par le Médiateur National de l'Énergie en Isère, 6 sont des affaires de raccordement, **dont 3 liés aux délais.**

Sur les deux **délais objectivés par la CRE,** les résultats sur l'échantillonnage sont bien **en deçà des objectifs fixés.** Cela démontre qu'Enedis a des difficultés pour atteindre ces objectifs.

Ce constat confirme la **nécessité de récupérer les données des délais de l'ensemble des affaires de raccordement afin de contrôler de manière plus systématique ces indicateurs.**

Les affaires n'ayant pas abouti sont comptabilisées dans le tableau du CRAC dans la rubrique « Raccordements d'installations de production individuelles neuves réalisés par Enedis ».

Il est demandé à Enedis de clarifier cet indicateur.

RÉCLAMATIONS & SATISFACTION

DISTRIBUTEUR ENEDIS

En 2024, le nombre de réclamations repart à la **hausse** (+22 %) après trois années de baisse successives dans presque tous les domaines, excepté pour la relève/facturation et l'accueil.

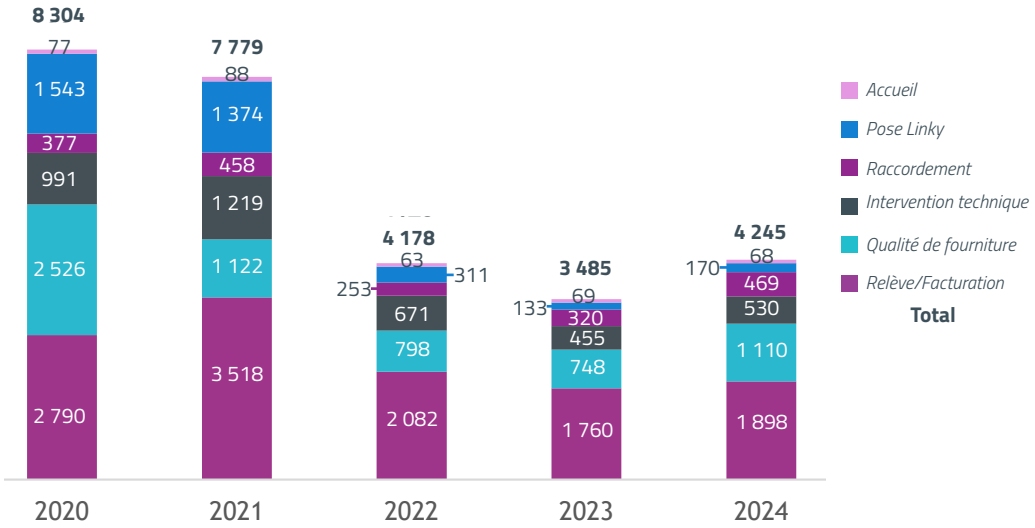
Les domaines en **forte augmentation sont les réclamations liées aux raccordements (+14 %) et la qualité de fourniture (+48 %).** Enedis explique qu'une part des réclamations liées aux interventions techniques et aux raccordements est due aux déprogrammations de travaux et de raccordements entrainés par les nombreux évènements climatiques.

Enedis précise qu'en cas d'accueil téléphonique local débordé lors d'aléas climatiques, les appels sont déroutés vers d'autres centres d'accueil et un support humain est mobilisable en secours.

La moitié des réclamations concerne la relève/facturation, suivi par la qualité de fourniture.

Les enquêtes de satisfaction 2024 menées par le concessionnaire auprès des usagers montrent **des taux de satisfaction de 91 à 94 %** selon les segments, en **progression** (en particulier pour les raccordements) et supérieurs aux taux nationaux, **sauf pour les petits professionnels.**
Cependant, il est regrettable qu'Enedis ne communique pas le nombre d'usagers « pas du tout satisfaits », d'autant plus qu'ils font l'objet d'une relance par téléphone.

RÉPARTITION DES RÉCLAMATIONS ÉCRITES ET ORALES



FOURNISSEUR EDF : TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE (TRV)

En 2024, le nombre de réclamations traitées par EDF est en **très forte baisse** (-28 %) avec 10 290 réclamations. Il est revenu à un volume comparable aux années précédant 2023.

Le taux de réclamation de 316 pour 10 000 points de livraison est **inférieur à la moyenne** observée (370) sur un panel de 94 concessions.
La facturation reste le premier motif de réclamation (41 %) et est **en baisse** de 12 %.

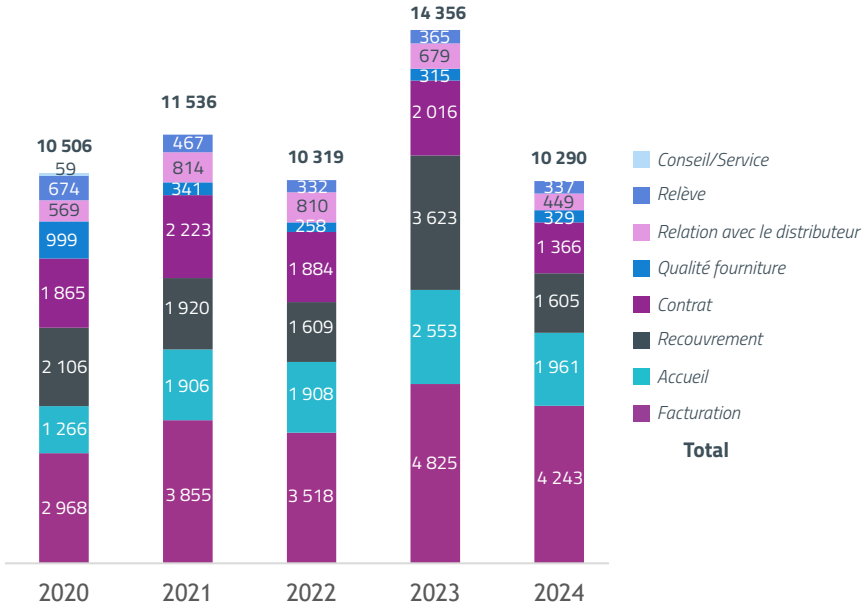
Les réclamations pour **recouvrement sont en baisse de 56 %,** celles pour **relations avec le distributeur et contrats sont en baisse de plus de 30 %.**

Le **taux de réponse** aux réclamations **sous 30 jours** est stable et supérieur à 95 %.

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 des données transmises.

Le taux de satisfaction national est **stable pour les usagers non professionnels** (92 %). En revanche, il est **en baisse pour les professionnels** (88 % soit -3 points), EDF l'expliquant par un contexte tarifaire encore difficile pour cette catégorie d'usagers.

RÉPARTITION DES RÉCLAMATIONS ÉCRITES



CRISE ÉNERGÉTIQUE & DIFFICULTÉS DE PAIEMENT (données nationales)

L'impact de la crise énergétique s'est fortement atténué, et le nombre d'appels vers les centres de relation client est revenu à un niveau d'avant-crise, avec 2,7 millions de sollicitations en moins par rapport à 2023.

Cependant, l'année 2024 est restée une **année difficile** pour les usagers au regard de la forte augmentation des appels liés à des difficultés de paiement (explication des factures, demande de délais de paiement, adaptation de mensualités…). Dans ce contexte, **les équipes Solidarité d'EDF ont été fortement sollicitées** (+15 % par rapport à 2023). Pour répondre à ce surcroît d'activité, **EDF a renforcé ses effectifs** avec des embauches et l'appel à l'intérim.

IMPAYÉS

Depuis 2022, EDF est le seul fournisseur **ne demandant plus de coupure, mais un abaissement de la puissance souscrite** en dehors de la période hivernale. Ces réductions de puissances pendant et hors « trêve hivernale » n'effacent pas la dette de l'usager. Une résiliation à l'initiative d'EDF demeure possible en cas d'impossibilité technique ou refus du client, cette résiliation intervient en tout dernier recours, après information du client, dans le respect de la réglementation en vigueur.

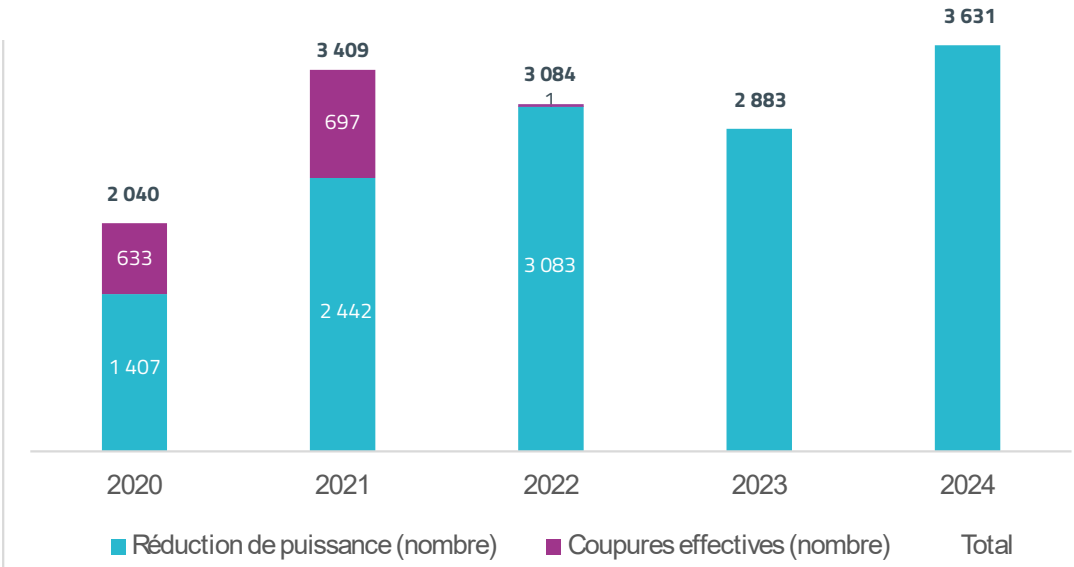
Le nombre de réductions de puissance est en forte augmentation : +26 % sur l'année dont +46 % pendant la période hivernale.

OPTIMISATION TARIFAIRE

À la demande de la CRE, EDF a lancé **une campagne nationale** d'optimisation tarifaire destinée essentiellement aux usagers en contrat heures pleine/heures creuses ou qui seraient avantagés avec ce type de contrat.

L'option **Tempo** a encore été plébiscitée en 2024 avec une forte augmentation des souscriptions (+48 %).

MESURES EFFECTIVES POUR IMPAYÉS



LE CHÈQUE ÉNERGIE

20 715 chèques énergie
reçus par EDF de la part de ses clients

Avec un montant moyen de 134 €, les chèques énergie représentent une aide de 2,9 M€ (maille concession).

Selon une étude nationale de l'Observatoire National de la Précarité Énergétique (ONPE), l**e taux d'utilisation des Chèques Énergie stagnait à 80 %** depuis 5 ans jusqu'en 2024.

Les modifications d'attribution réalisées par le gouvernement en 2025, via une demande des ayants-droit et non de manière automatique a fait passer **le nombre de bénéficiaires de 86 000 en 2024 à 60 000 en 2025** (tous fournisseurs confondus).

PAROLE À

M. Jean-Marc LANFREY,

Vice-Président en charge des concessions d'énergies



Chers lecteurs,

L'année 2024 a connu une forte dégradation du temps moyen de coupure sur notre réseau électrique. Ce niveau est comparable à celui de 2019, hors incidents exceptionnels, et à celui de 2013.

Contrairement aux années précédentes, marquées par un épisode concentré de neige collante en novembre, les incidents de 2024 se sont répartis tout au long de l'année. Cette situation appelle une analyse lucide et mesurée, afin d'en comprendre les causes et d'identifier les leviers d'amélioration durable.

Dans ce contexte, le contrat de concession constitue un cadre structurant. Il offre des outils opérationnels pour définir, prioriser et déployer des actions correctrices. Il appartient aux parties de mobiliser pleinement ces dispositifs, de manière coordonnée et efficace, au service de la qualité de fourniture.

Dans le même temps, les métiers de notre concessionnaire se transforment profondément. La transition énergétique, l'électrification des usages et la multiplication des productions décentralisées imposent une adaptation constante du pilotage des réseaux de distribution. À cet égard, les compteurs communicants sont un outil précieux : ils améliorent la connaissance des flux, facilitent l'équilibre entre consommation et production, et contribuent à une gestion plus fine du réseau.

Mais la numérisation croissante du réseau et l'exploitation d'un volume important de données ne sauraient se substituer à la présence humaine sur le terrain. La proximité demeure une exigence forte pour les usagers comme pour les communes. Elle garantit une réponse adaptée aux réalités locales et une capacité d'intervention rapide en cas de difficulté.

Cette proximité est également assurée au quotidien par les agents de TE38, engagés au service des communes iséroises. Par leur écoute et leurs actions, ils permettent à TE38 d'exercer pleinement son rôle : contrôler, accompagner et contribuer à garantir la qualité du service public de l'électricité.

Souhaitant que ce rapport contribue à une meilleure compréhension des actions menées localement par les acteurs du système de distribution d'électricité, je vous invite à consulter notre site internet pour découvrir plus en détail les initiatives portées par les syndicats d'énergie, au service des collectivités du territoire.

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 des Plans Pluriannuels des Investissements et des reconstructions suite à la tempête de 2019.
- Un ratio de **dépenses par usager pour améliorer le réseau** bien supérieur à la moyenne nationale.
- Une amélioration globale **du temps de coupure moyen sur les 51 communes sous surveillance du PPI.**
- **Un programme d'identification des arbres morts ou malades** à proximité immédiate des lignes HTA pour anticiper les risques de chutes d'arbres sur le réseau.
- Un taux assez bas de **lignes HTA à faible section.**
- **Un stock de lignes basse tension en fils nus** très faible et bien identifiées suite aux corrections de l'inventaire technique.
- Le lancement d'un **nouveau plan de tension.**
- Un nombre de **départs HTA et BT en contrainte de tension** qui s'améliore.
- Des progrès sur **le niveau d'information des actifs et passifs** transmis pour chaque ouvrage immobilisé.
- Une très nette amélioration **du délai moyen de production de devis pour raccordements BT<36 kVA sans adaptation et pour soutirage HTA** depuis 2020.
- **La qualité des échanges en audit,** notamment avec les supports métiers.

- **Un temps de coupure** (critère B hors RTE) très dégradé : 102 min soit +30 min/national, avec **des réseaux qui restent sensibles aux aléas climatiques.**
- Du retard sur **l'objectif technique du 1er PPI** concernant le traitement des linéaires HTA en risque climatique.
- Des interrogations sur la réalisation et le traitement des nombreuses demandes **de raccordements de producteurs dans les délais annoncés.**
- Un manque de **standardisation des données de maintenance et élagage** à la maille de la concession.
- Des lacunes dans **l'inventaire technique pour la datation des réseaux BT aériens et les équipements à l'intérieur des postes de transformation.**
- Une liste **d'informations non transmises** réduisant la portée du contrôle :
  - liste exhaustive des raccordements en soutirage et principaux jalonnements,
  - principaux postes de dépenses des affaires de raccordements contrôlées en échantillon,
  - détail des types d'investissements,
  - départs présentant des élévations de tension,
  - identifiant commun entre les bases techniques et comptables.
- **Un manque de détails des données comptables** ne permettant pas de tracer et vérifier les chiffres communiqués dans les comptes rendus annuels, notamment les passifs (détails par affaire du droit du concédant et provisions pour renouvellement).
- Un processus d'évaluation de **la valeur des ouvrages** inscrite dans la comptabilité du concessionnaire conduisant à **un écart avec les coûts supportés par TE38 et en sa défaveur.**
- Un manque de **précisions sur l'avancée des affaires** nécessitant des échanges supplémentaires dans le processus de choix de l'échantillon.

BILAN DES AVANCÉES ET DES ATTENTES SUR LES DONNÉES NÉCESSAIRES AU SUIVI DE L'ACTIVITÉ

NOUVELLES DONNÉES TRANSMISES

- Liste des communes des zones prioritaires du PPI 1
- Correction de la liste des départs HTA en contrainte liée à des erreurs de niveau de tension

PRINCIPALES DONNÉES NON TRANSMISES

Raccordements
- Liste des raccordements en soutirage terminés dans l'année
- Principaux jalonnements
- Postes de dépenses des affaires de raccordements contrôlées en échantillon

Suivi des investissements
- Liste des affaires en retard à la fin du 1er PPI
- Détail des types d'affaires dans le fichier CAPEX

Suivi comptable
- Numéros des affaires « logiciel-travaux » dans les fichiers de suivi des mises en immobilisation et des retraits

Suivi qualité de l'électricité
- Inventaires détaillés des élévations de tension en HTA et BT
- Code GDO des départs BT de la liste des interruptions BT (ETINC28 transmis en 2020)
- Critère B évité suite à la pose de groupes électrogènes ou de 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 de satisfaction
- Transmettre le taux de clients « pas du tout satisfait »

Service public de fourniture aux TRV
- 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
- Standardiser les dépenses de maintenance et notamment d'élagage à la maille de la concession
- Ne pas comptabiliser les affaires de raccordement clôturées et non abouties
- Joindre systématiquement le rapport de fiabilité

PRINCIPALES 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 commencées mais non terminées à l'échéance du PP1,
- raccordements : communiquer la liste de toutes les affaires en production comme en soutirage, avec les principaux jalonnements.

Pour le prochain contrôle :

- améliorer la transparence en communiquant les données manquantes (liste des élévations de tension, raccordements terminés, numéro d'affaire permettant de suivre les quantités réalisées dans les bases comptables…).

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**
- **Mettre en cohérence les indicateurs sur les réclamations (jours calendaires/ouvrés)**
- **Transmettre la liste des réclamations :**
  - **en instance d'appel,**
  - **orales,**
  - **des clients au tarif bleu non résidentiel.**

GLOSSAIRE

AODE Autorité organisatrice de la distribution d'énergie

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

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

DR Direction régionale

FNCCR Fédération nationale des collectivités concédantes et régies

GE Groupe électrogène

OMT Organe de manœuvre télécommandée

PAC Plan aléas climatiques

PDV Prolongation de la durée de vie

PPI Programmes pluriannuels d'investissements

RP Rénovation programmée

RTE Gestionnaire du réseau de transport

SDI Schéma directeur des investissements

TRV Tarif réglementé de vente

TST Travaux sous tension

TURPE Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité

VRG Valorisation de remises gratuites

CONTACTS



Bruno VIORNERY

Chef de service

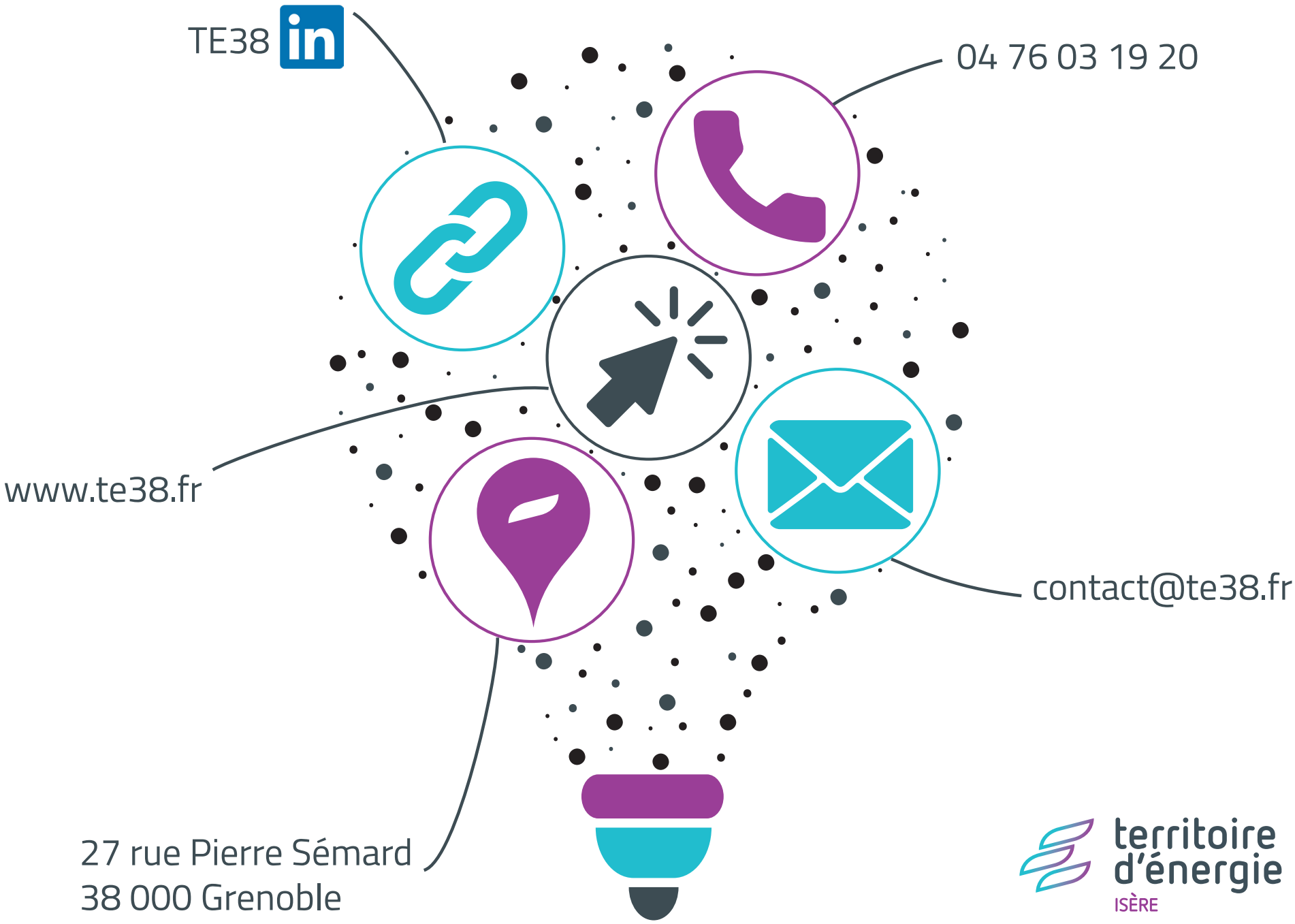
bviornery@te38.fr
04 76 03 38 45



Émilie VINCENT

Directrice des Services Techniques

evincent@te38.fr
04 76 03 03 32



territoire d'énergie
ISÈRE