



SYDESL

SYNDICAT DÉPARTEMENTAL
ÉNERGIE SAÔNE-ET-LOIRE

Photo créée par jannoon028 - fr.freepik.com

CONCESSION Electricité

Rapport de contrôle Exercice 2025



SYDESL

Cité de l'Entreprise – 200, boulevard de la Résistance – 71000 MÂCON

contact@sydesl.fr – sydesl.fr

PREAMBULE : ORIGINES ET ENJEUX DU CONTRÔLE

L'obligation de contrôle par l'autorité concédante de la bonne exécution des contrats par le concessionnaire, et notamment du respect de ses obligations de résultats, trouve son fondement, pour l'électricité, dans l'article 16 de la loi du 15 juin 1906 sur les distributions d'énergie électrique. L'article 32 du cahier des charges de concession précise les modalités du contrôle des agents de l'autorité concédante ainsi que les pièces à fournir annuellement par le concessionnaire au titre de ce contrôle ; parmi ces pièces figure le compte-rendu d'activités.

Les informations issues de ce « Compte-Rendu d'Activités du Concessionnaire » ou « CRAC » sont complétées par des données détaillées requises par le SYDESL depuis plusieurs années. La notion de contrôle est rappelée dans le cadre de l'article L.2224-31 du CGCT : « ...l'exercice du contrôle du bon accomplissement des missions de service public visées ci-dessous, et contrôle du réseau public de distribution d'électricité ». Le contrôle du concessionnaire par le Syndicat repose à la fois sur un contrôle continu effectué par les agents au quotidien, et un contrôle périodique effectué à partir des données et informations transmises par le concessionnaire.

Dans cette optique, le SYDESL recueille et analyse annuellement un ensemble de données concernant les concessions. Ce contrôle périodique peut également parfois comprendre un audit approfondi sur un thème particulier effectué, soit par des moyens internes, soit par un cabinet d'expertise.

L'enjeu du contrôle porte dans un premier temps sur le court terme :

- La qualité des services ;
- La qualité du produit électricité ;
- La relation aux usagers ;
- La qualité du patrimoine de la concession.

La synthèse et l'analyse de ces données doivent notamment permettre d'orienter les investissements pour les années suivantes, en ciblant les ouvrages et secteurs à prioriser pour la planification des travaux.

Il est important de prendre en compte dans l'analyse **les éléments de contexte ou les événements qui ont marqué l'année 2025.**

L'année 2025 a notamment été marquée par des incidents climatiques de plus en plus nombreux et violents à l'image de fortes chutes de neige dans l'autunois le 15 mars, un orage violent le 25 juin une vague de chaleur en juillet entraînant une surchauffe des câbles souterrains HTA le 2 juillet et un orage violent le 20 juillet.

Saluons la démarche d'Enedis qui a présenté au Sydesl un retour d'expérience sur l'ensemble des épisodes de l'été en présentant, le 5 septembre, le constat, les moyens mobilisés, les délais d'intervention et les mesures à envisager sur les priorités d'investissement.

L'année 2025 est marquée par la mise en place, par Enedis au niveau national, d'un nouveau plan de tension et un nouveau modèle de charge du réseau. Dans son nouveau modèle de charge, Enedis intègre des données Linky supplémentaires qui lui permettent d'affiner les profils de consommation par heure et par saison de manière plus précise.

Par ailleurs, Enedis applique un **nouveau modèle de calcul qui baisse mathématiquement le nombre de clients mal alimentés d'en moyenne 70% sur la France.** Les Syndicats continuent toutefois de constater sur le terrain des clients mal alimentés qui ne ressortent pas dans le calcul d'Enedis.

Cette situation devrait dès lors entraîner une baisse des dotations FACE accordées aux Syndicats sous prétexte de la baisse du nombre de CMA. Cette situation serait paradoxale alors que le gouvernement

entend massifier l'électrification des usages. Ce qui nécessitera des investissements pour des réseaux performants.

L'année 2025 est la quatrième année complète d'exécution du nouveau contrat de concession signé le 21 juin 2021.

Ce contrat intègre notamment une nouvelle répartition de la maîtrise d'ouvrage, renforcée pour le SYDESL, mais également le schéma directeur des investissements qui donne la trajectoire d'évolution du réseau à 30 ans, tant concernant le patrimoine que la qualité de l'électricité distribuée.

Les investissements à réaliser font l'objet d'engagements financiers et techniques déclinés par le SYDESL et Enedis dans des plans pluriannuels de 4 ans. Ces outils déployés ouvrent des perspectives nouvelles pour améliorer et optimiser le suivi du service public concédé.

L'enjeu du contrôle se situe également sur le plus long terme dans la perspective de la fin de contrat de concession et notamment grâce au suivi et l'analyse :

- De l'évolution de la qualité du patrimoine, et de son état prévisible en fin de contrat de concession ;
- Des conditions financières de sortie de fin de contrat.

Le rapport de contrôle de l'exercice 2025 présente une restitution et une analyse des données de la concession sur l'ensemble des domaines qui concernent l'exploitation du réseau de distribution publique d'électricité et la fourniture aux Tarifs Réglementés de Vente.

Ce rapport de contrôle a été réalisé à partir :

- Des données recueillies tout au long de l'année dans le cadre du contrôle au quotidien et du suivi des travaux sur le réseau concédé : les réclamations émanant des usagers et des collectivités, les déclarations préalables de travaux transmises par le concessionnaire...
- Des données détaillées brutes transmises par le concessionnaire dans le cadre d'une liste annuelle de documents et de fichiers souhaités par le Syndicat ;
- De données détaillées portant sur plusieurs thématiques de « contrôle opérationnel » : la facturation d'opérations réalisées par le concessionnaire, la prise en compte des travaux du SYDESL dans les pièces comptables d'Enedis, les travaux d'élagage, la gestion de conventions de servitudes....

Les tableaux et graphiques présentés dans ce rapport ont tous été élaborés par le Syndicat, sauf lorsque l'origine est précisée sous le document. Les données sources sont généralement issues du CRAC d'Enedis et essentiellement des fichiers de données demandés par le Syndicat au concessionnaire.

Evènements climatiques impactant le réseau :

Au niveau local, la Saône et Loire a été impactée par :

- Chutes de neige du 15 mars 2025 qui a occasionné la coupure de près de 4 000 usagers sur l'autunois (Morlet, Cury, Auxy notamment) ;
- Orage des 25 et 26 juin 2025 qui a engendré des pannes sur le Nord-ouest du département impactant jusqu'à 15 000 clients coupés (impact de près de 10 mn sur le Critère B TCC); cet épisode a été classé en évènement exceptionnel.

- Canicule du 30 juin au 5 juillet 2025 qui a engendré, le 2 juillet, une surchauffe de divers réseaux souterrains HTA (boîte de jonction des câbles CPI) qui a engendré 54 pannes réparties sur le département impactant jusqu'à 5 000 usagers (peu d'impact sur le critère B);
- Orage du 20 juillet 2025 impactant principalement le sud Chalonnais et la Bresse jusqu'à 40 000 usagers, et entraînant une hausse du critère B de 26 mn (dont 10 mn sur le réseau RTE) ;

SOMMAIRE

1- LA CONCESSION ELECTRIQUE 2025 EN CHIFFRES.....	6
2- LE CONTROLE DE LA CONCESSION SUR 2025	8
3- LE PATRIMOINE	9
A – Le réseau HTA.....	11
B – Le réseau BT	19
C - Les postes de transformation HTA/BT	26
D - Les appareils de comptage et autres ouvrages	31
4- LA QUALITE DE L'ELECTRICITE DISTRIBUEE	32
A- La continuité de fourniture	33
B - La qualité de tension	51
5- LES INVESTISSEMENTS DU CONCESSIONNAIRE	58
A- Le contenu des investissements.....	58
B- Les mises en service en 2025	63
C. LE SUIVI DU PROGRAMME PLURIANNUEL DES INVESTISSEMENTS (PPI)	66
6- L'EVALUATION FINANCIERE DU PATRIMOINE	70
A- La valeur d'origine.....	70
B- La valeur nette comptable et l'amortissement des ouvrages	74
C- La valorisation des ouvrages mis en concession par le SYDESL (VRG)	78
D- La valeur de remplacement et les provisions pour renouvellement.....	80
E – La répartition de l'origine de financement des immobilisations.....	84
F - Les droits du concédant.....	86
G – Les dettes et créances réciproques.....	87
H – Le résultat d'exploitation de la concession.....	89
7- LES USAGERS DE L'ACHEMINEMENT	93
A – Les usagers	93
B- Les centrales de production d'électricité raccordées au réseau	96
C- Les services aux usagers.....	98
8- CLIENTELE FOURNISSEUR AUX TARIFS REGLEMENTES	101
A- Les usagers aux tarifs réglementés.....	101
B- Eléments financiers de la concession de fourniture aux TRV	102
C- Les services aux usagers du TRV.....	104
D- Les services aux usagers en difficulté.....	106
9 – CONCLUSION – RESUME ET POINTS DE VIGILANCE	110

1- LA CONCESSION ELECTRIQUE 2025 EN CHIFFRES

Le territoire

563 communes (totalité du territoire départemental) dont 514 en régime rural d'électrification et 49 en régime urbain

549 136 habitants (population municipale)

Les usagers

352 174 clients de la concession (+0,3%)

169 297 tarifs bleus ayant fait valoir leur éligibilité (49% des clients <36kva)

3 056 123 267 kwh acheminés (+ 1,5%)

15 975 installations de production représentant **435 718** kw

Qualité de fourniture

84,2 mn de Critère B hors évènement exceptionnel (HIX) (108,1 toutes causes confondues)

Le patrimoine concédé – inventaire physique

10 927 km de réseau BT

9 917 km de réseau HTA

Taux enfouissement HTA : 34,2% (54% moyenne nationale)

Taux enfouissement BT : 34,5% (50% moyenne nationale)

11 619 postes de transformation HTA/BT

39 postes sources alimentant la concession

Dont **29** localisés sur le territoire départemental

348 départs HTA et **24 281** départs BT

Le patrimoine concédé – inventaire comptable

Valeur brute : **1 122 267 k€**

Valeur nette : **558 740 k€**

Provisions pour renouvellement : **85 761 k€**

Droits du concédant : **429 894 k€**

Redevance de fonctionnement R1 : **1 211 050 €**

Redevance d'investissement R2 : **2 632 978 € TTC**
soit 2 194 148 € HT



SYNDICAT DÉPARTEMENTAL
ÉNERGIE SAÔNE-ET-LOIRE

Nièvre

Allier

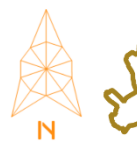
Loire

Rhône

Ain

Jura

Postes sources alimentant la Saône-et-Loire et usagers raccordés par commune en 2025



Postes sources

- Moins de 40 MVA
- 40 MVA
- Plus de 40 MVA

Nombre d'usagers raccordés

- Moins de 100
- de 100 à 500
- de 500 à 1000
- de 1000 à 5000
- plus de 5000

SYDESL 2026 - EPSG 2154 - Source : données internes

0 5 10 15 20 km

2- LE CONTROLE DE LA CONCESSION SUR 2025

Le contrôle permet de vérifier le respect des dispositions du cahier des charges de concession. Pour l'exercice 2025, le SYDESL a mené plusieurs actions concernant le concessionnaire ENEDIS :

- **Echange autour de la valorisation des remises gratuites (VRG)** : les ouvrages financés par le SYDESL ne sont pas valorisés par ENEDIS au prix payé par le SYDESL, mais à une valeur dépendante de grilles tarifaires ENEDIS. ENEDIS informe le SYDESL des disparités les plus importantes, mais ne fournit pas l'information concernant l'ensemble des opérations ni le barème sur lequel il s'appuie pour valoriser ces ouvrages.
Les échanges ont permis de construire une méthode d'envoi systématique et de suivi des fiches VRG pour permettre une discussion au cas par cas lorsque l'écart constaté est trop important.
En 2025, ces échanges ont été renforcés par la mise en place d'un suivi de valorisation pour une panel d'affaires afin de permettre au SYDESL de mieux comprendre les écarts de valorisations de plus en plus importants ces dernières années. Ce travail, amorcé en 2025, se continue en 2026.
- **Contrôle des éléments comptables et patrimoniaux** : pour l'exercice 2025, le SYDESL a mené les investigations et les analyses en interne, sans prestataire extérieur. Pour ce faire, il a adressé une demande d'informations au concessionnaire qui, une fois remis par Enedis, ont permis d'établir certains éléments détaillés de la concession, présentés dans ce rapport.
En 2025, les élus du SYDESL ont voté la participation du SYDESL au groupement d'achat de prestations de contrôle de concessions avec d'autres Syndicats de Bourgogne Franche-Comté, ce qui permettra de commander, dans les années à venir, des prestations aux coûts et aux résultats mutualisés qui pourront ainsi permettre la comparaison entre les territoires.
- **Contrôle du montant et du versement par ENEDIS de la redevance de concession** :
Part R1 (fonctionnement) : 1 211 050 €
Part R2 (investissement) : 2 632 978 € TTC (2 194 148 € HT)

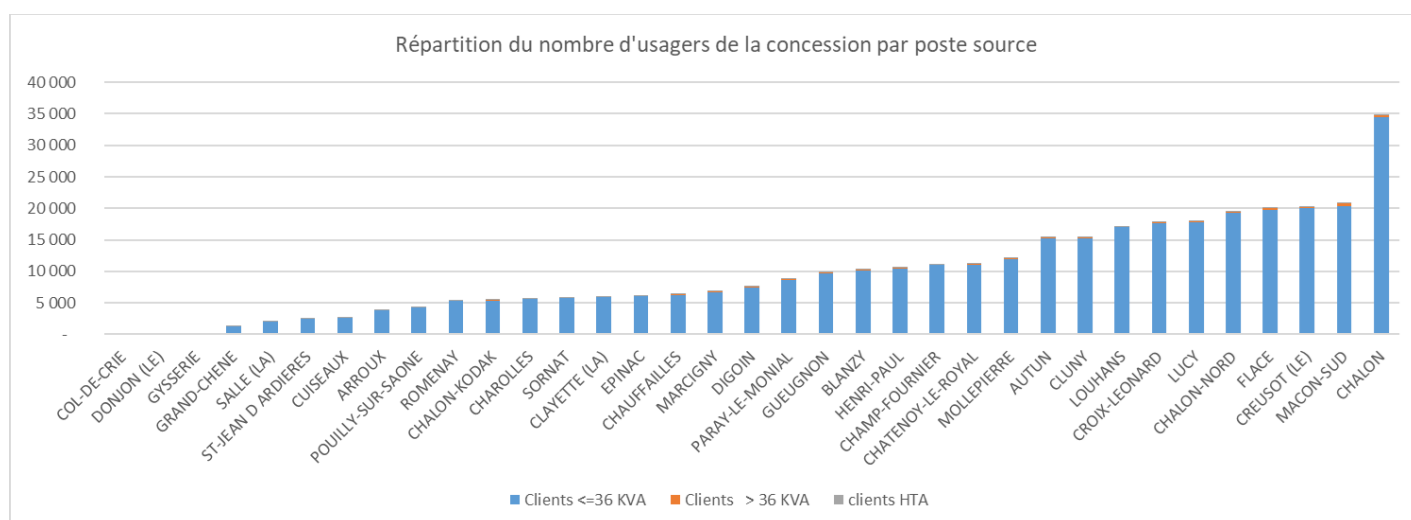
3- LE PATRIMOINE

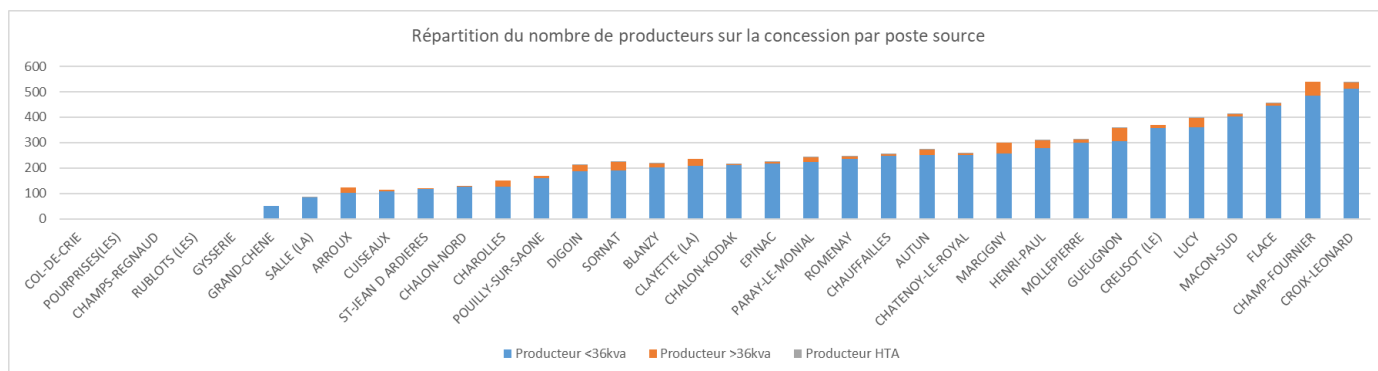
Les ouvrages concédés sont les installations de distribution d'électricité situées entre les postes sources et les limites privatives des usagers comprenant les compteurs de consommation.

	Zone rurale*	Zone urbaine*	Concession
Nombre de communes	514	49	563
%	91,3%	8,7%	
Superficie (km2)	7 564	1 033	8 597
%	88%	12%	
Population municipale	264 298	284 838	549 136
%	48%	52%	
Densité population (hab/km2)	35	276	64
Longueur HTA (km)	7 628	2 289	9 917
%	77%	23%	
Longueur BT (km)	7 834	3 093	10 927
%	72%	28%	
Nombre de postes HTA/BT	8 769	2 850	11 619
%	75%	25%	

*au sens de l'électrification, classement défini par arrêté préfectoral tous les six ans

La concession est alimentée par 39 postes sources (d'une puissance totale de 1 948 MVA), dont 10 sont situés en dehors du territoire de la concession. Parmi ces 39 postes, le PS SAULIEU situé en dehors de la concession alimente 1 seul poste de la concession mais **de type REPARTITION et donc sans client raccordé**.

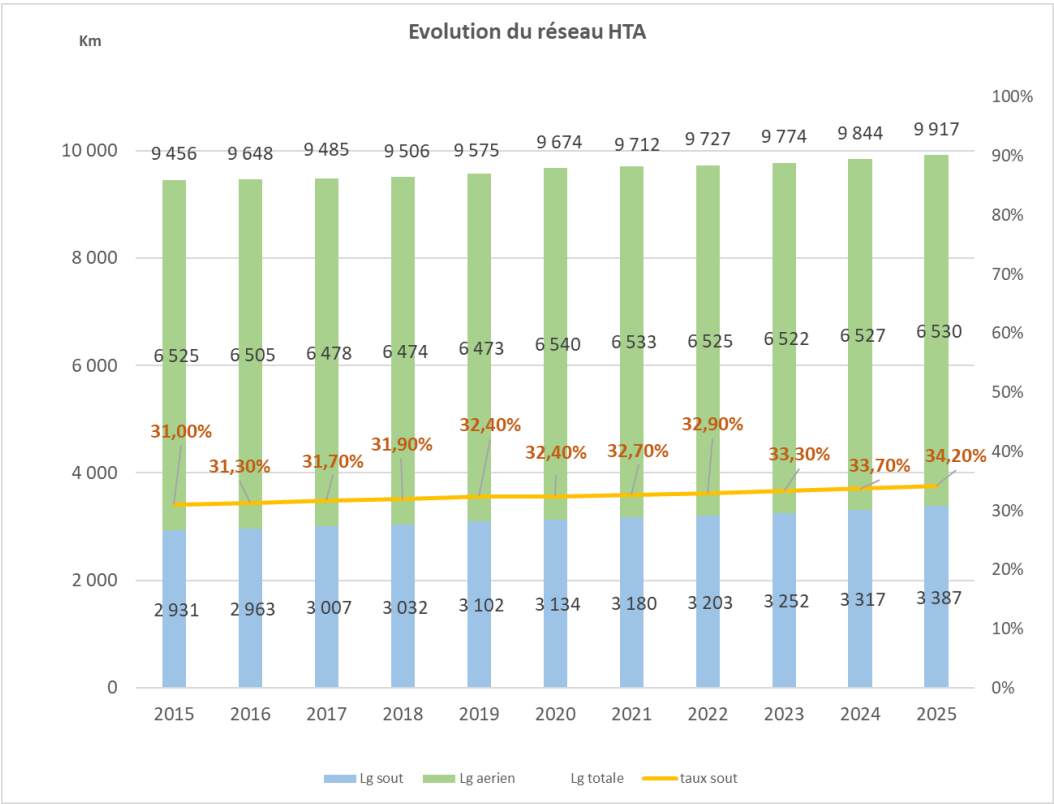




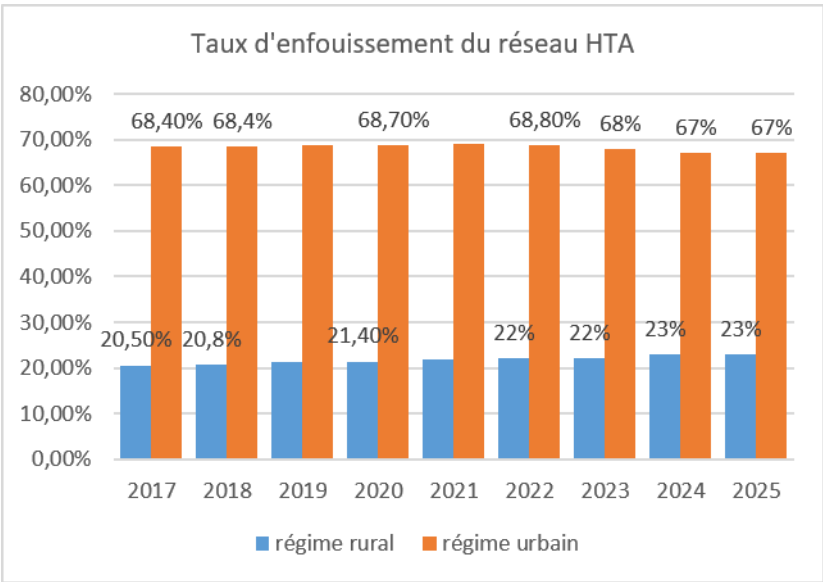
Source : Enedis – données fichier clients par départ HTA (CTL-OHTA-005) 2025

A – Le réseau HTA

Le réseau est constitué de 348 départs HTA.



Source : ENEDIS, mission contrôle 2025, inventaire physique



Source : ENEDIS, mission contrôle ex 2025, inventaire physique

	Sur les communes rurales	Sur les communes urbaines
Km de réseaux HTA souterrains en 2025	1 798	1 582
Part de réseau souterrain	23%	69%

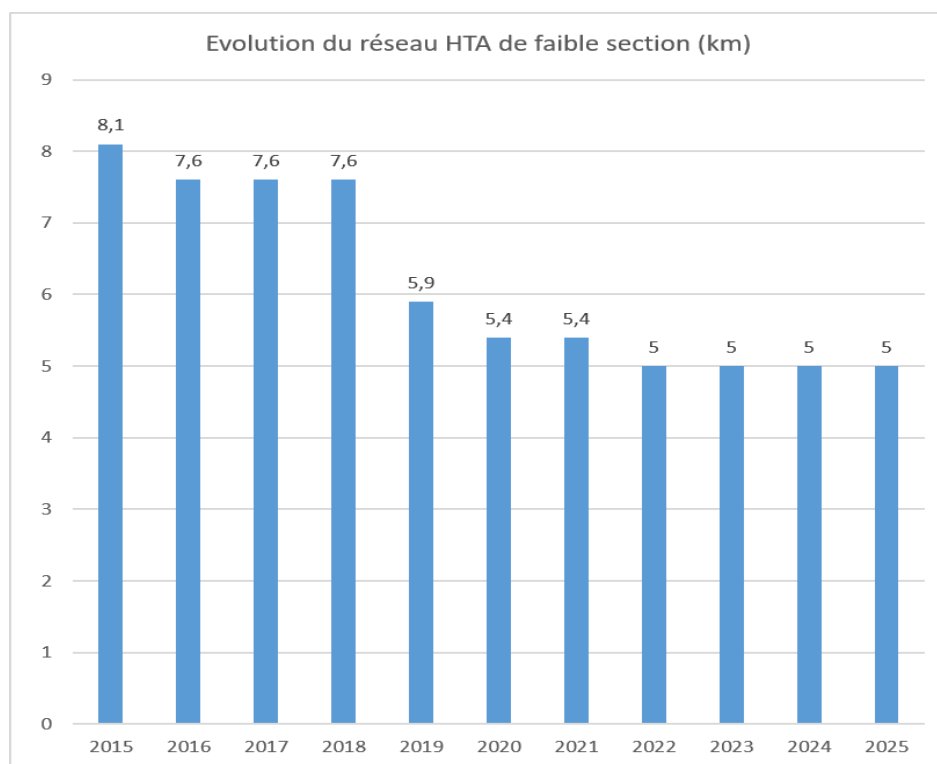
Constitution du réseau HTA en 2025

Souterrain	Aérien torsadé	Aérien nu	...dont faible section	TOTAL
3 387 km	21,7 km	6 508 km	4,98 km	9 917 km
34,2%	0,2%	65,6%	0,1%	

Le réseau aérien

En 2025, le réseau HTA de la concession est constitué à 66 % de câbles aériens nus, dont **5 km (soit moins de 0,1%) sont de faible section** d'après l'inventaire technique remis par Enedis.

Le réseau faible section est très sensible aux aléas climatiques. En 2025 ce réseau n'enregistre aucune évolution pour la 2^{ème} année consécutive. Rappelons que l'année 2019 avait été marquée par **une baisse de 1,7km** (soit 21% de la longueur de réseau HTA faible section) et une baisse de 500 mètres en 2020 (soit 10% de la longueur de réseau HTA faible section).



Source : ENEDIS, mission contrôle 2025 – inventaire physique

Le réseau souterrain

En 2025, 34,2% du réseau HTA est en souterrain et ne progresse donc que très lentement (+0,5 points par rapport à 2024). Par ailleurs, il reste **éloigné de la moyenne nationale qui s'élève à 55%**.

De plus, considérant la densité d'usagers relativement basse sur le territoire du SYDESL (environ 36 usagers par km de réseau HTA), le taux d'enfouissement de la concession se positionne en-dessous du niveau de la tendance observée. Les travaux entrepris en souterrain aux cours des **10 dernières années** ont abouti à augmenter la longueur de souterrain de **15%**, représentant une hausse du taux d'enfouissement de seulement 3,2 points.

Ce taux d'enfouissement est nettement supérieur en zone urbaine (69%) par rapport à la zone rurale (23%).

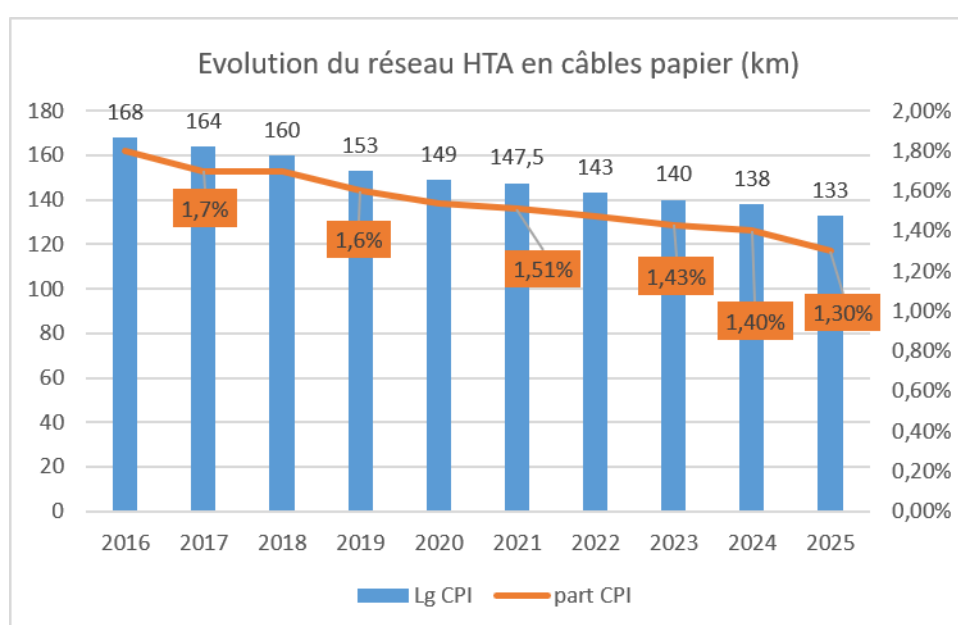
Le câble papier (CPI)

La concession compte près de **133 km de réseau HTA souterrain à isolation papier (CPI)**, **en baisse de 5 km** par rapport à 2024.

	URBAIN	RURAL
Longueur HTA CPI	122,6 km	11,1 km

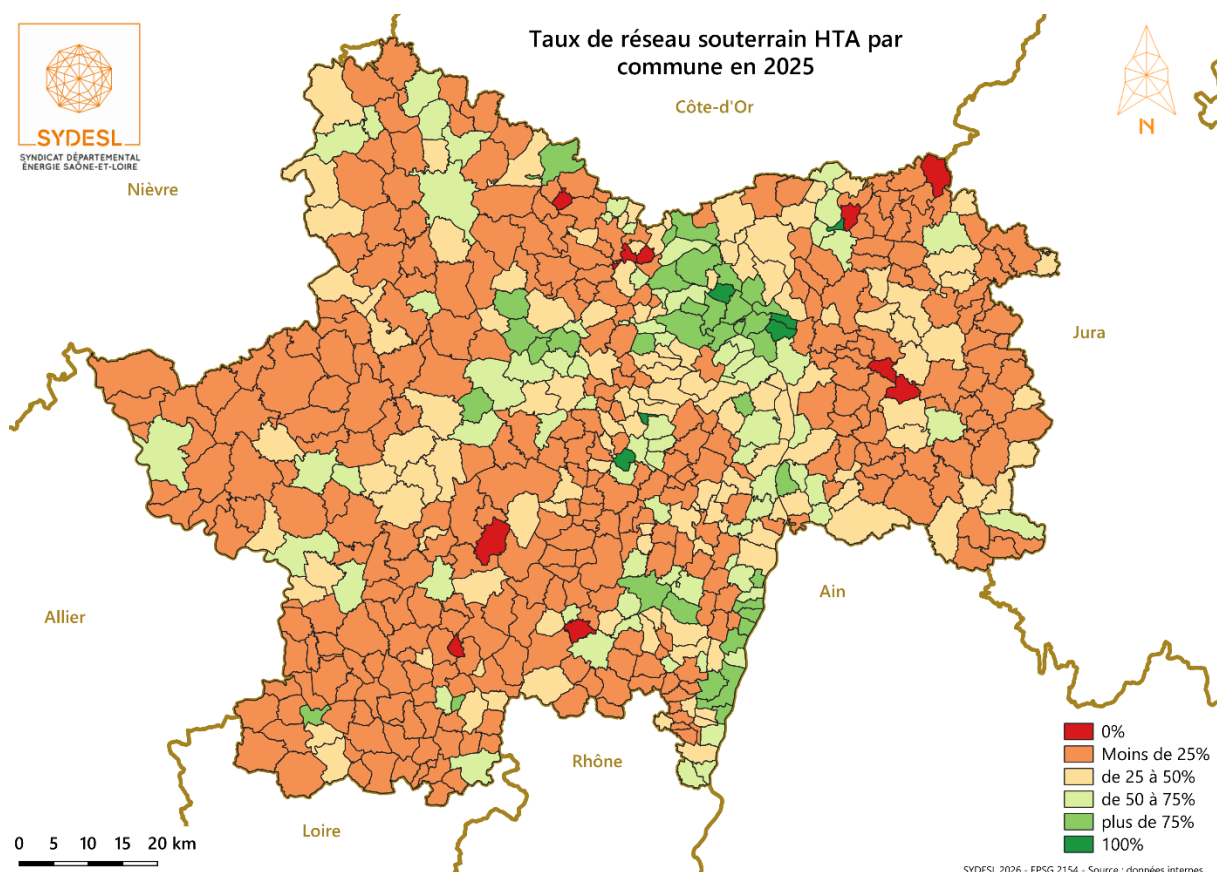
L'enjeu de la résorption du CPI concerne principalement les communes de Mâcon (14,3 km – 12% des CPI), Montceau-les-Mines (12 km - 10%), Chalon-sur-Saône (14 km - 9,5%) et Gueugnon (11 km – 10%).

Au vu du rythme moyen de résorption annuel constaté depuis 2011, ces câbles devraient être entièrement traités à l'horizon 2031. Il existe néanmoins une incertitude sur la nature de certains câbles synthétiques datés antérieurement à 1980 (117 km).

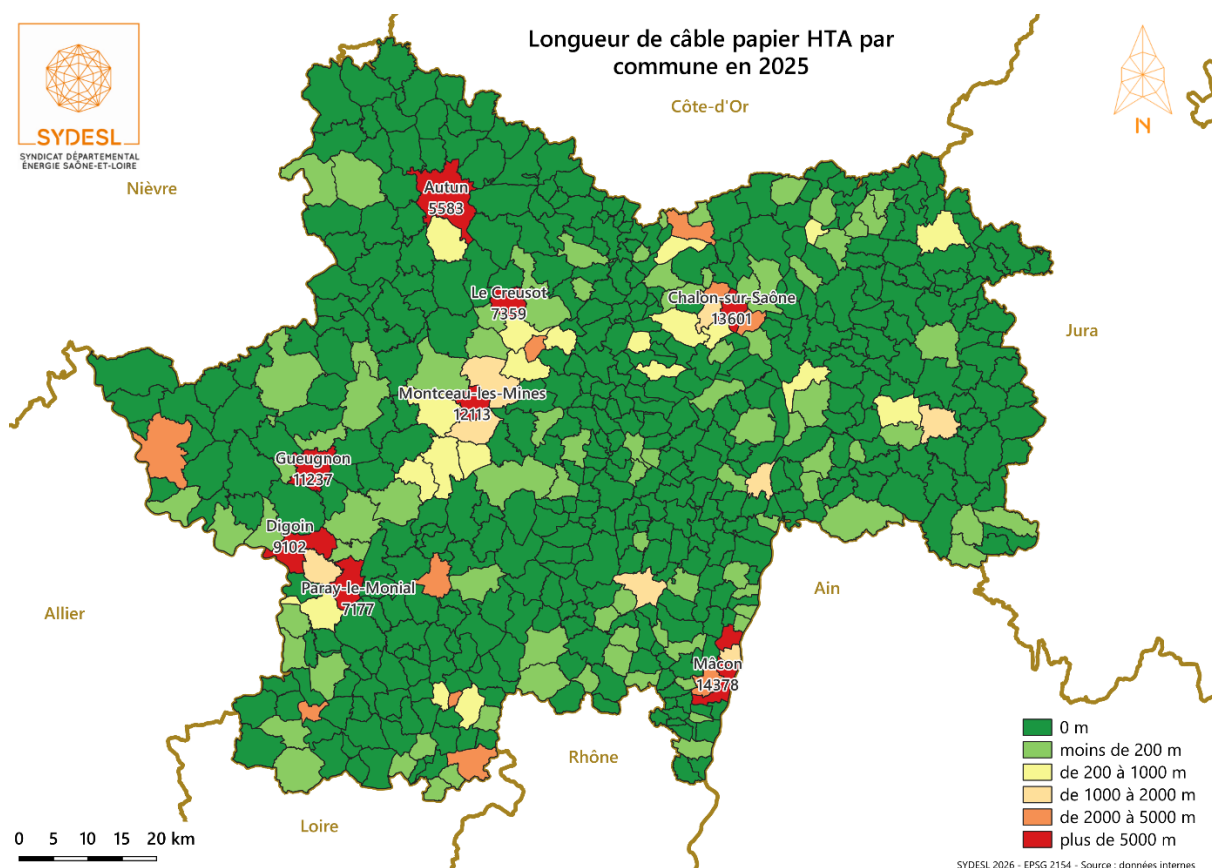


Source : ENEDIS, mission contrôle 2025 – inventaire physique

Taux d'enfouissement du réseau HTA (%)



Longueur HTA câbles à isolation papier imprégné



Source des données : ENEDIS – inventaire physique 2025

Age moyen du réseau HTA par typologie

Selon inventaire technique	Age moyen	Aérien nu	Faibles sections	Aérien torsadé	Souterrain	CPI
2025 – inventaire physique	39,1	47	49,1	35,7	24	50
2024 – inventaire physique	38,4	45,9	48,1	34,6	23,7	48,5

Source : ENEDIS- mission contrôle 2025 – inventaire physique

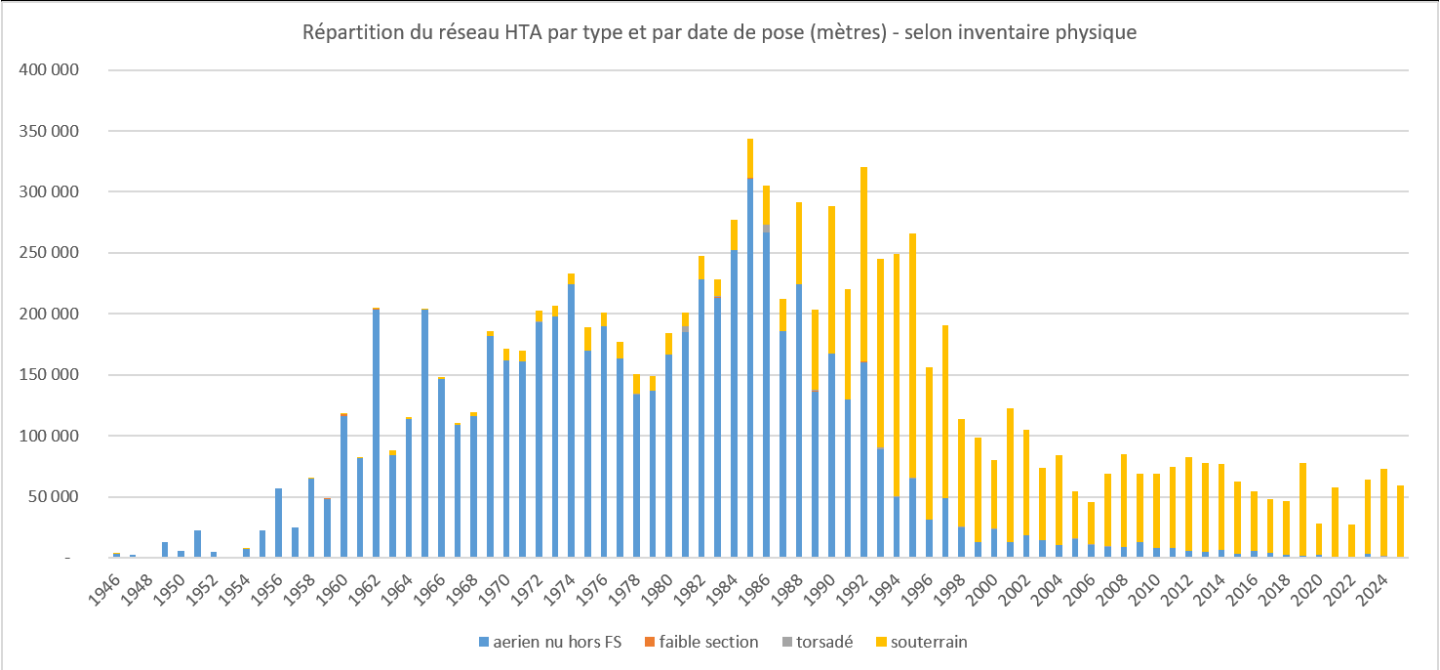
L’âge moyen des réseaux HTA du SYDESL est situé très au-dessus de la moyenne calculée parmi une vingtaine de concessions similaires à la Saône-et-Loire (environ 31 ans d’âge moyen des réseaux HTA).

En effet, la part **des réseaux HTA de plus de 40 ans (46% selon l’inventaire comptable) ayant dépassé leur durée de vie technique et leur durée d’amortissement industriel est en hausse depuis 2012 et interpelle sur son rythme de renouvellement.**

Il est constaté nationalement une moyenne de 20% du réseau HTA de plus de 40 ans sur l’ensemble des concessions de caractéristiques équivalentes. La concession du SYDESL se situant donc bien au-delà.

A noter que la concession compte 883 km de tronçons de plus de 60 ans d’après l’inventaire physique (contre 769 en 2024).

Période	Inventaire physique ENEDIS (km)	Inventaire comptable ENEDIS (km)	Différence (km)	Somme des écarts
En 1946	3,2	6,2	-3	
Entre 1947 et 1982	4 130	4 037	93	
Entre 1983 et 1992	2 690	2 666	24	
Entre 1993 et 2002	1 632	1 646	-14	
Entre 2003 et 2012	707	710	-3	
Entre 2013 et 2022	557	555	2	
Depuis 2023	196	186	10	
TOTAL	9 917	9 806	111	149



L'analyse de l'âge des dipôles dans le graphique suivant, d'après l'inventaire physique, met en évidence l'évolution des techniques de pose : d'abord en aérien nu, puis en aérien isolé et enfin en souterrain.

L'année de mise en service du réseau HTA est arbitrairement plafonnée par le concessionnaire à 1946, année de la création d'EDF par la loi de nationalisation. Ce plafonnement ne concernerait que 3,2 km sur 9 917 km de réseau HTA (d'après l'inventaire des dipôles HTA remis dans le cadre de la mission de contrôle).

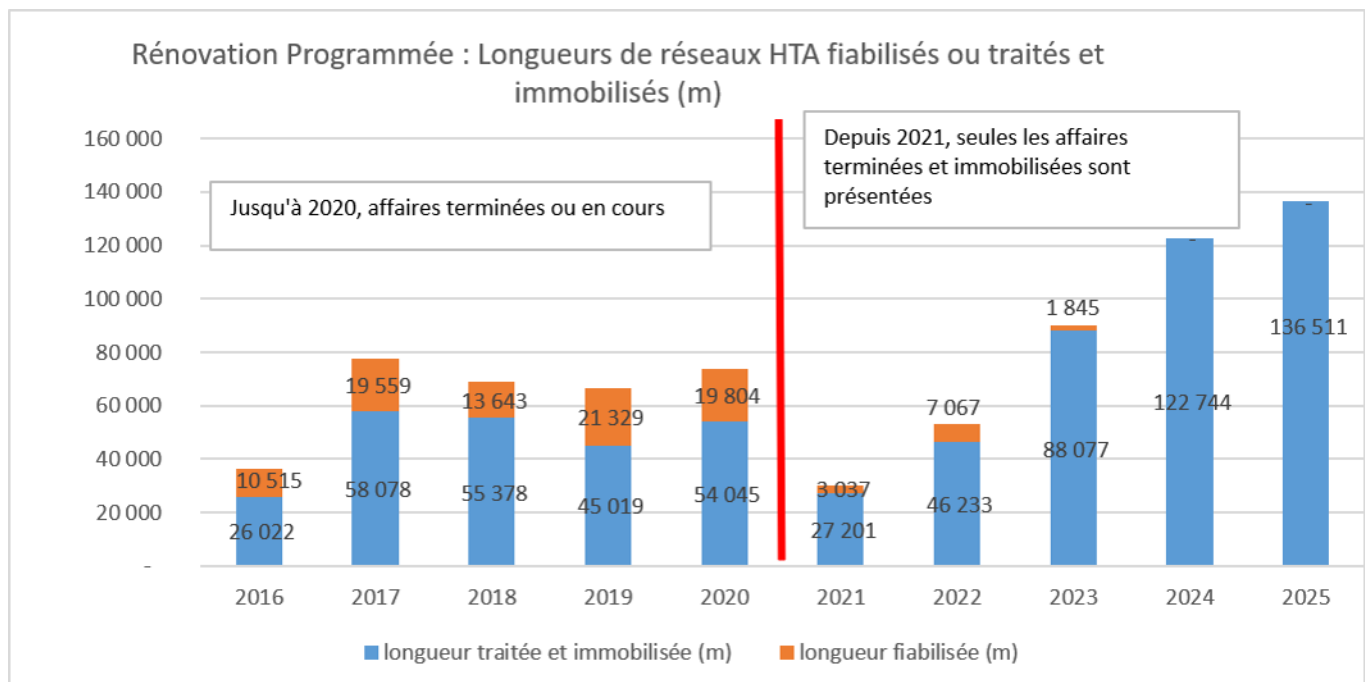
L'âge du réseau HTA peut être détaillé à la maille du dipôle. Mais un dipôle peut traverser indifféremment des communes en zone rurale ou urbaine. En l'absence de géoréférencement plus précis, l'analyse de l'âge du réseau HTA différencié par zone n'apparaît pas pertinente.

De la Prolongation de durée de vie (PDV) à la rénovation programmée (RP)

Face au vieillissement des réseaux, une des politiques industrielles du concessionnaire développée dans les années 2010 est d'opérer au renouvellement **partiel des ouvrages HTA aérien via des opérations de maintenance lourde** dénommées **Prolongation de la Durée de Vie** (PDV). Ces opérations qui ont débuté nationalement en 2012 ont pour objet le renouvellement des accessoires les plus défaillants (attaches, isolateurs, armements, ponts, bretelles, éclateurs, parafoudres, supports, etc.) et ce, à la suite d'un diagnostic précis réalisé sur le terrain. Par définition, ces travaux doivent coûter plus de 5 €/m (pour ne pas être qualifiés en maintenance) et moins de 70% du coût du renouvellement complet du tronçon HTA considéré.

Présentée comme étant la démarche technico-économique optimale par Enedis, elle n'empêche pas le vieillissement du réseau HTA aérien pour lequel il faudrait privilégier des interventions avec du renouvellement à neuf plutôt que de la PDV.

Depuis quelques années, Enedis fait évoluer son vocabulaire en remplaçant le terme « PDV » par « **rénovation programmée** » (RP). Elle a pour but d'industrialiser l'ancienne démarche PDV **en augmentant le niveau d'exigence technique du diagnostic des défauts, en changeant si besoin intégralement les poteaux, et en intégrant les dernières technologies (drones et intelligence artificielle pour le diagnostic...).**

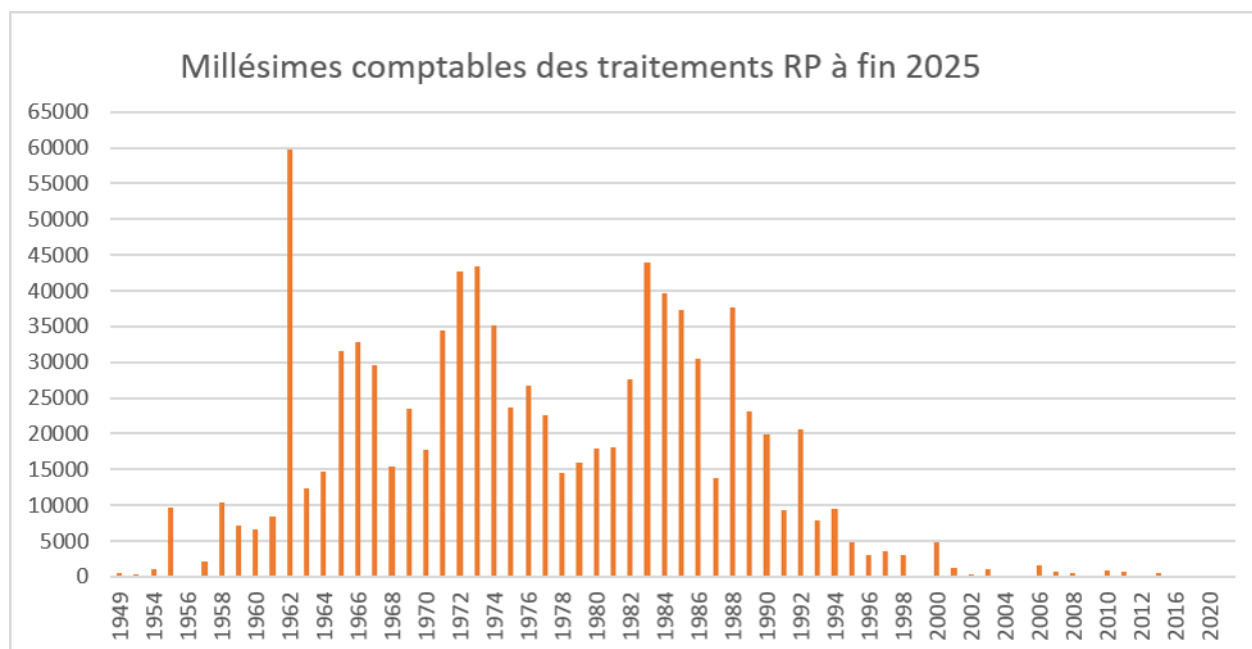


Source : Enedis – fichier OHTA-010- Réseau HTA + info PDV

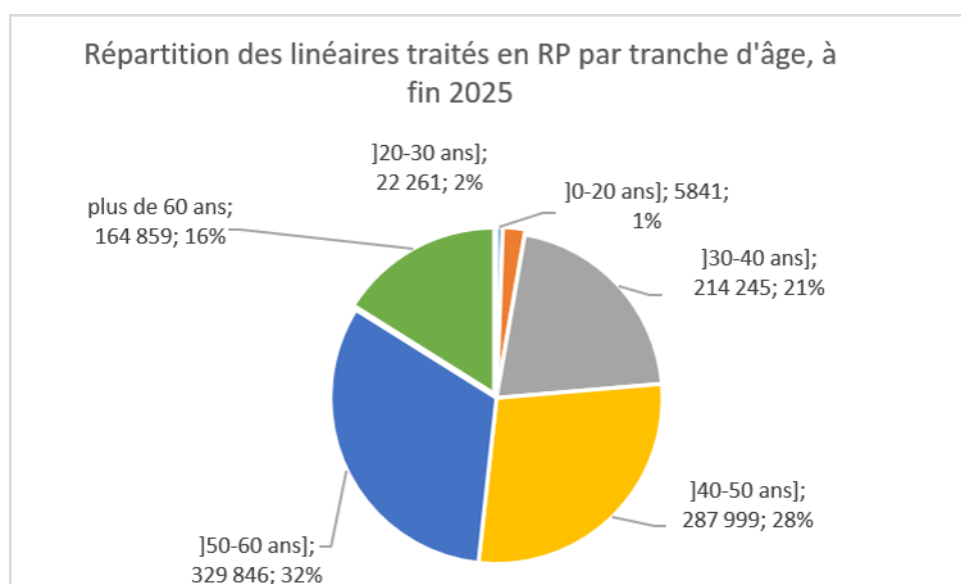
Sur la concession, à fin 2025, 753 km de travaux de RP ont été réalisés et immobilisés (tronçons avec retrait d'ouvrage) dont près de 137 km en 2025.

Cet écart s'explique par le fait que le périmètre présenté diffère depuis 2021 : jusqu'en 2020, le concessionnaire présentait les affaires liquidées et en cours. Depuis 2021, seules les affaires « liquidées » (terminées et immobilisées) sont fournies.

A noter également que depuis 2012, 119 km ont été « fiabilisés », c'est-à-dire entretenus sans qu'il n'y ait eu de retrait d'ouvrage.



A noter que près de 2,6 km de réseaux ont été traités en RP alors qu'ils dataient seulement de moins de 15 ans (construits entre 2010 et 2025), dont 507 m construits entre 2019 et 2021.



Source : Enedis – réseau HTA ; info PDV-RP

La moitié des réseaux traités ont entre 30 et 50 ans.

60% sont totalement amortis et ont plus de 40 ans.

Les réseaux traités ont une moyenne de 48,5 ans. Les plus anciens ont 76 ans.

Le point positif du réseau HTA :

- un très faible taux de réseau aérien nu de faible section (moins de 0,1%)
- un effort du concessionnaire en 2025 pour l'éradication de 5 km de câble CPI souterrain

Les points de vigilance du réseau HTA :

Des câbles de réseau souterrain HTA à isolation papier, CPI, assez présents sur la concession : 133 km – dont 11 km en zone rurale ;

Sur 348 départs HTA, 21 sont de grande longueur, de plus de 70km ; soit 4 de plus qu'en 2024

Un réseau âgé, dont 46% a plus de 40 ans, et un vieillissement du réseau avec un âge moyen en hausse à 38 ans (33 ans de moyenne nationale).

➔ **Poursuite nécessaire de l'enfouissement HTA et de la résorption des câbles en papier imprégnés d'huile (CPI) pour réduire la sensibilité des ouvrages aux aléas climatiques et améliorer la qualité de fourniture.**

➔ **Accroître le renouvellement des lignes HTA pour enrayer la hausse continue de l'ancienneté, qui risque de s'aggraver avec les nombreux ouvrages mis en service dans les années 80.**

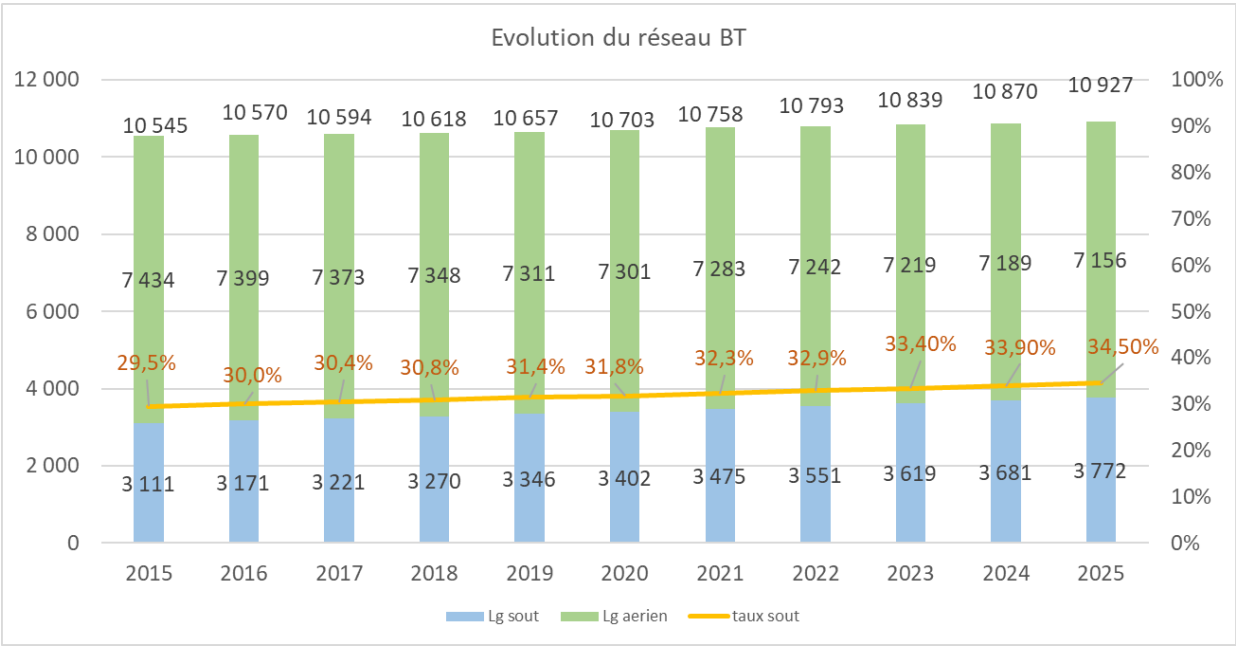
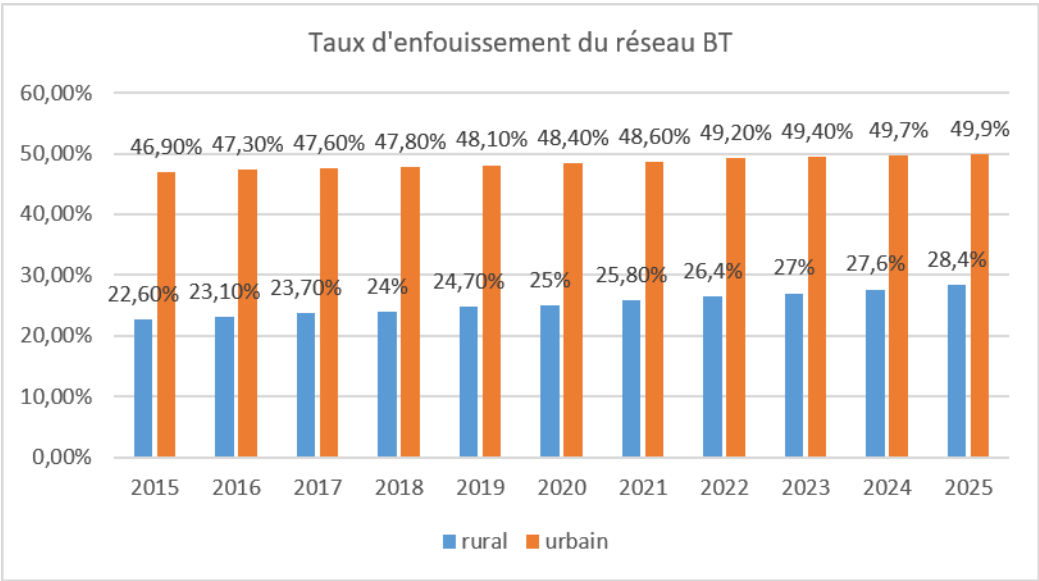
Il est nécessaire que la collectivité obtienne annuellement un bilan précis des diagnostics terrains et des travaux réalisés dans le cadre de la rénovation programmée (RP) afin de pouvoir garantir un suivi des départs traités et des dépenses engagées, et d'obtenir les 1ers retours d'expérience.

Le suivi précis de la politique RP du concessionnaire est d'autant plus important que le nouveau contrat de concession intègre la disparition de la constitution de provisions par Enedis.

Depuis 2018, le concessionnaire présente un complément d'information concernant les chantiers de RP, en précisant la longueur traitée par commune et par départ HTA.

Le bilan RP devra également présenter clairement les impacts patrimoniaux comme les reprises des provisions pour renouvellement les cas échéants.

B – Le réseau BT



Le réseau est constitué de **24 281 départs** dont **14 596 en rural** (d’après le fichier Enedis « OHTABT-001éléments du réseau »).

Constitution du réseau BT en 2025 :

Souterrain	Aérien torsadé	Aérien nu	dont faible section	TOTAL
3 772 km	6 869 km	286 km	60 km	10 927 km
34,5%	62,8%	2,7%		

Longueurs en km	Torsadé	Nu	Souterrain	Total
Rural*	5 522	87	2 225	7 834
Urbain*	1 347	199	1 546	3 093

*au sens de l’électrification

Le réseau aérien

En 2025, il reste encore près de 286 km de câbles BT nus, soit environ 2,7% des linéaires.

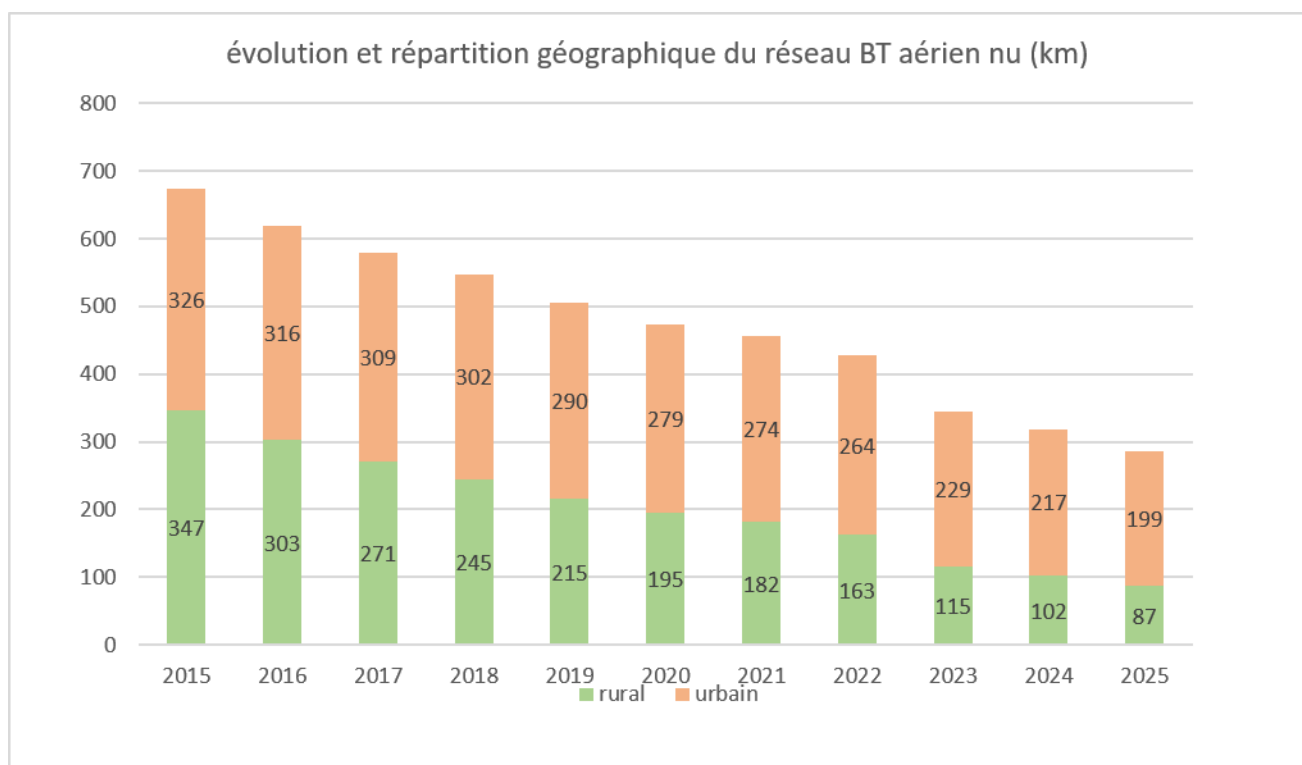
33 km ont été supprimés en 2025. A ce rythme, la totalité du fil nu sera enfouie au bout de 9 ans.

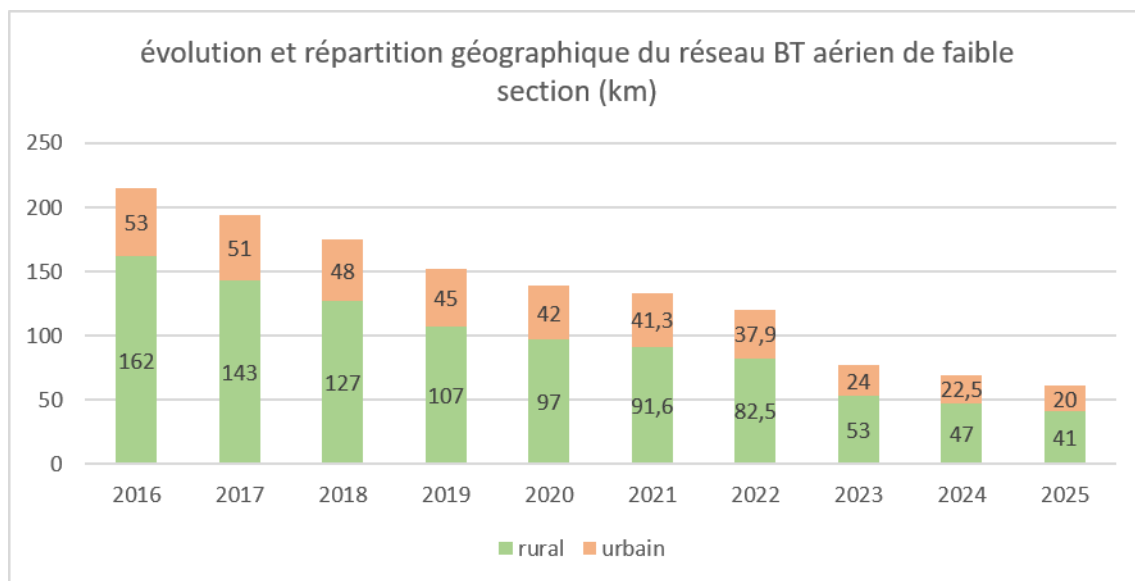
Précisons toutefois, qu'Enedis a mené un correctif d'inventaire en 2023 qui a conduit à réduire sensiblement la longueur de fil nu. Cette correction « sur papier » correspond à environ 20% des 83 km supprimés en 2023.

Cette campagne de correctif d'inventaire ne semble toutefois pas donner satisfaction, le SYDESL ayant constaté plusieurs erreurs entre la cartographie et la réalité lors de différentes opérations.

Enedis a ainsi reconnu, lors des réunions mensuelles AODE/Enedis, que certaines parties du correctif ont manqué de rigueur. Dès lors, Enedis reprend et modifie ce travail qui tend à considérer les bases techniques comme non fiables. Cette reprise pourrait prendre plusieurs mois voire années.

Les **lignes aériennes nues constituent un enjeu fort, puisque le taux d'incidents est près de 10 fois supérieur aux autres technologies sur la concession (torsadé et souterrain)**. Leur présence sur le territoire de la concession est néanmoins assez faible, eu égard à leur proportion qui se situe dans la fourchette basse des valeurs constatées pour d'autres concessions (de l'ordre de 10%).



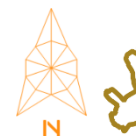
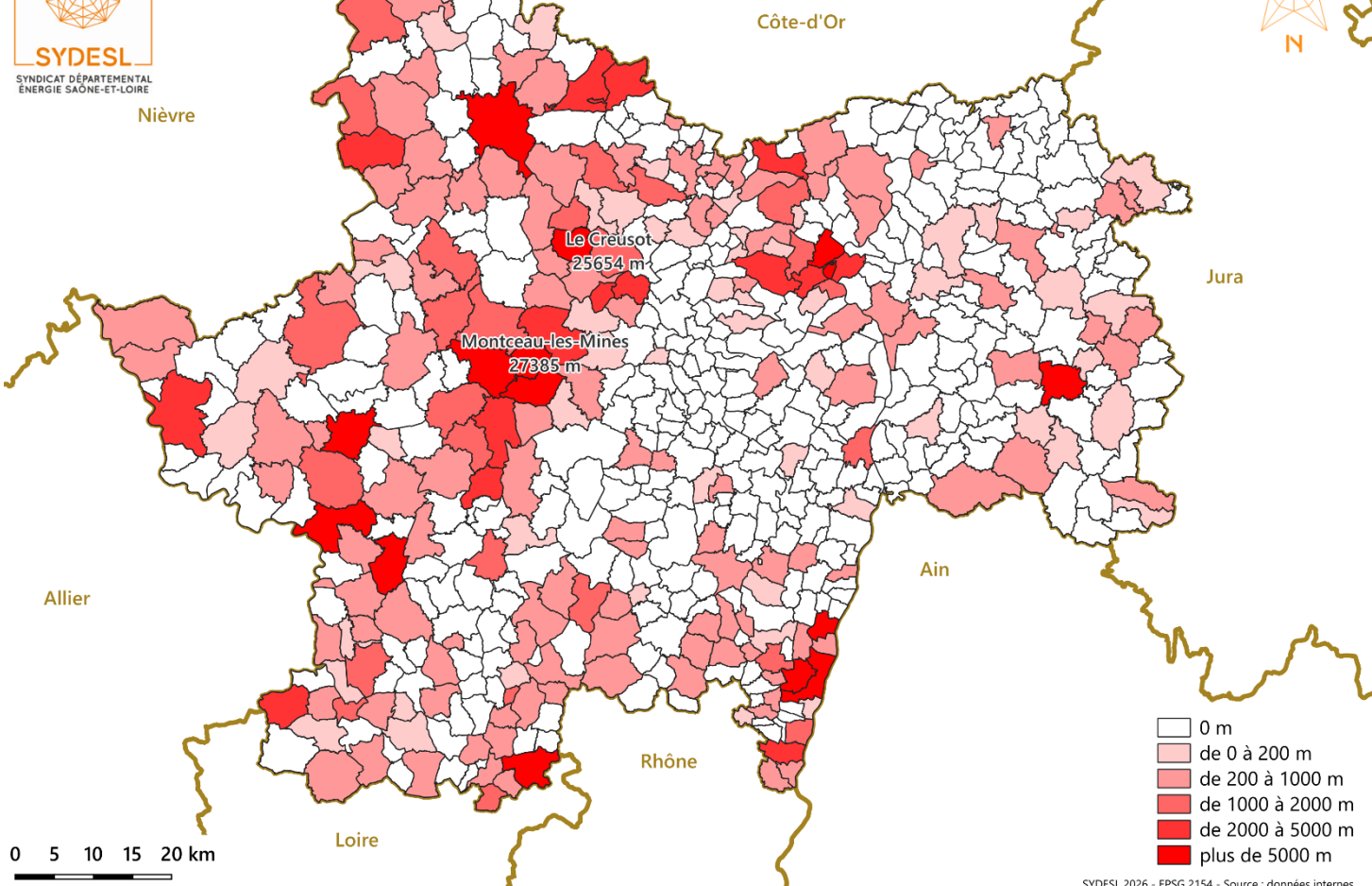


Entre 2016 et 2025, le rythme de résorption moyen des **fil nus s'établit à 26 km/an** en zone rurale, contre 13 km/an en zone urbaine. Depuis 2016, 55% du réseau aérien fil nu a été résorbé et 72% du réseau de faible section.

Notons une nette différence de rythme entre les deux maîtrises d'ouvrage. A ce rythme maintenu constant, **ces linéaires sensibles seraient résorbés d'ici 3,5 ans en zone rurale par le SYDESL, contre environ 15 ans pour les communes urbaines sous maîtrise d'ouvrage du concessionnaire.**

Parmi ces lignes, le **réseau BT de faible section** (section < 19 mm²) présente une fragilité accrue, d'où une attention particulière, notamment portée par le SYDESL dans le cadre de ses opérations de sécurisation **(-13 km/an depuis 2016 en moyenne en zone rurale, contre -4 km/an en zone urbaine pour Enedis)**. La proportion de ces linéaires de 0,5% - 60 km - se situe néanmoins dans la fourchette basse des valeurs constatées nationalement sur des concessions équivalentes à la Saône-et-Loire.

Longueur de fils nus BT par commune en 2025

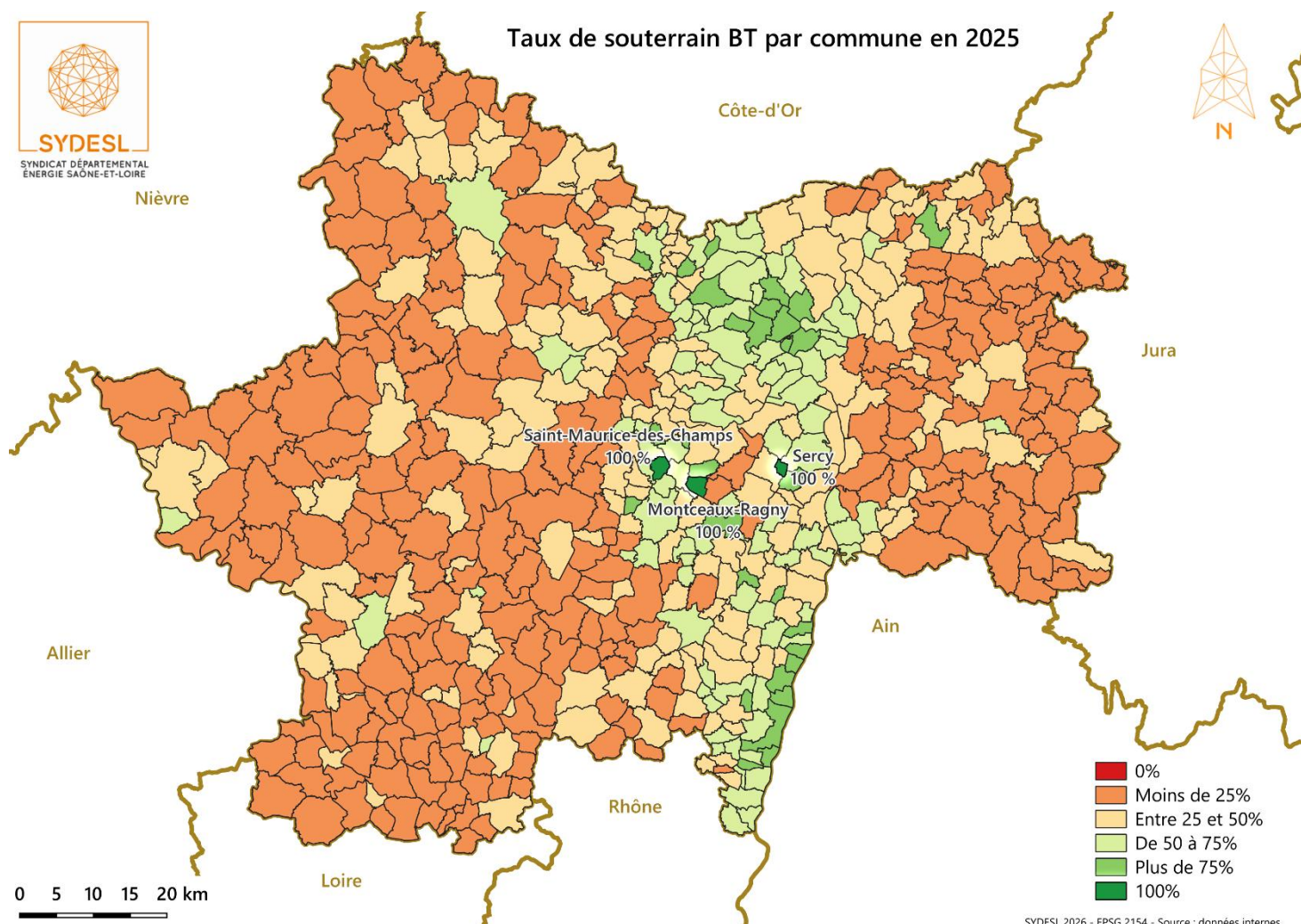


Source : ENEDIS – inventaire physique 2025

Le réseau souterrain

L'enfouissement progresse timidement avec 34,5% de lignes souterraines (33,8% en 2024), et reste largement inférieur à la moyenne des valeurs observées (52%) sur les autres concessions de profil équivalent à la Saône-et-Loire. De plus, en considérant la densité d'usagers, le taux d'enfouissement BT se situe en dessous de la tendance observée.

Taux de souterrain BT par commune en 2025



Source : ENEDIS - inventaire physique 2025

L'âge moyen des réseaux BT de la concession est de 30 ans en 2025 selon l'inventaire comptable.

	Age moyen (ans)	Aérien nu	Aérien torsadé	Souterrain
2025 – Inventaire physique	42	77	49	27
2025 – Inventaire comptable	31	57	34	22

	Inventaire comptable	Inventaire physique
Part des réseaux de plus de 40 ans	26%	35%
Longueur de plus de 40 ans	2 765 km	3 780 km
Longueur de plus de 60 ans	125 km	3 661 km

La part des réseaux BT âgés de plus de 40 ans est de 26 % des linéaires (2 765 km), selon l'inventaire comptable. Cette part atteint près de 35% pour l'inventaire physique.

D'après l'inventaire comptable, la concession compte 125 km de tronçons de plus de 60 ans ; mais près de 3 661 km selon l'inventaire physique.

L'ancienneté des réseaux aériens nus est toutefois discutable, dans la mesure où les données issues des CRAC se basent sur un inventaire technique erroné (année 1946 indiquée à défaut de connaître l'année réelle pour les réseaux les plus anciens).

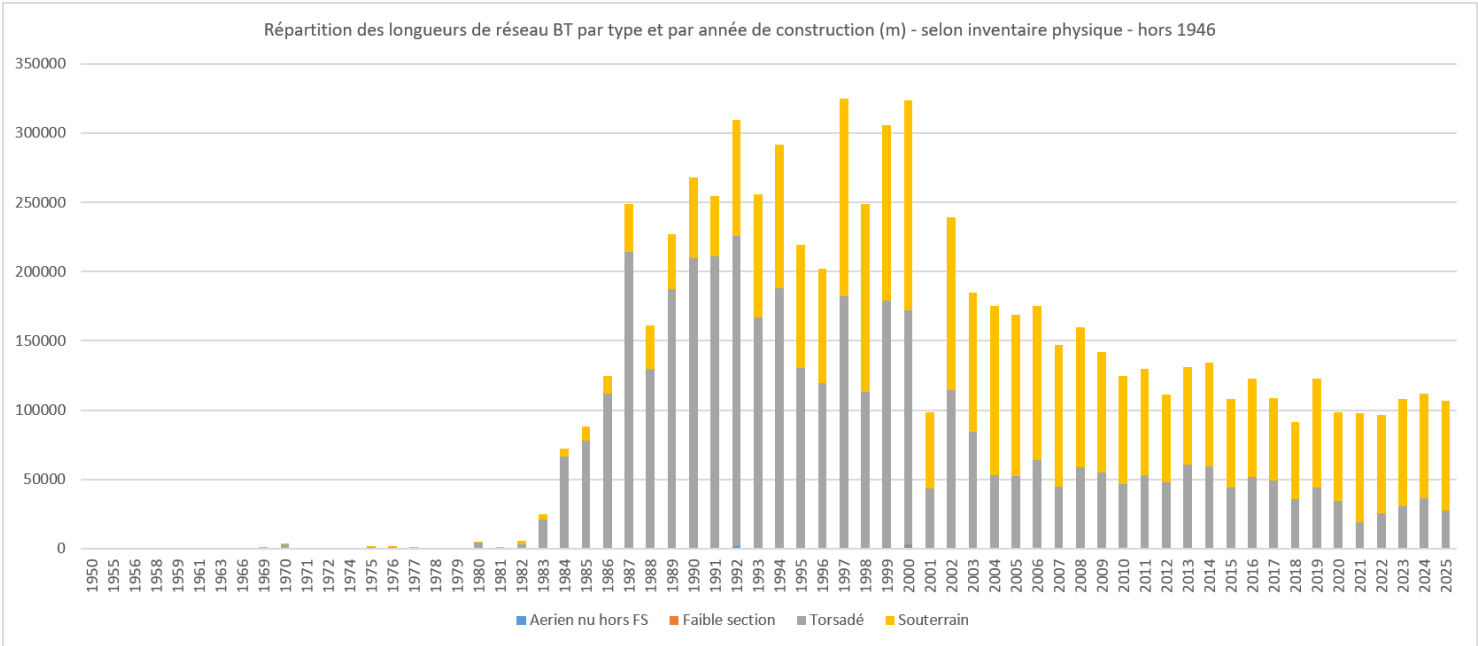
Comparaison de la datation des lignes BT entre les inventaires physique et comptable

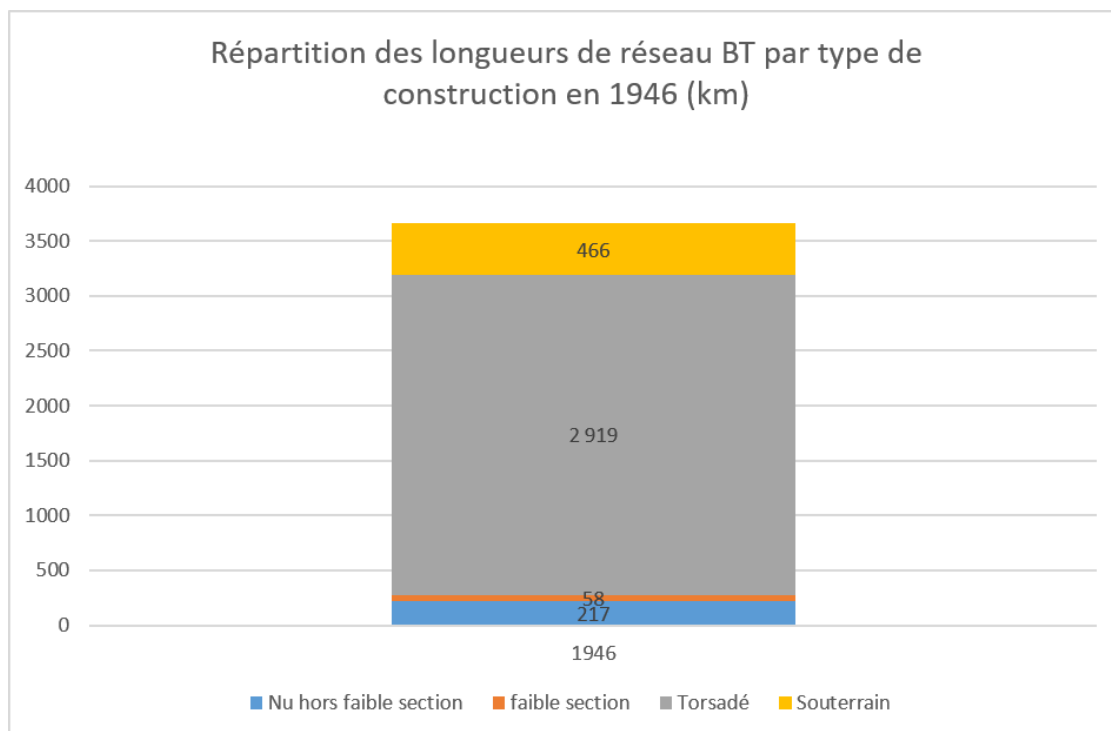
Période	Inventaire physique ENEDIS (km)	Inventaire comptable ENEDIS (km)	Ecart (km)
En 1946	3 660	0,22 (depuis 1920)	3 659
Entre 1947 et 1982	23	2124	-2 101
Entre 1983 et 1992	1 779	3 425	-1 646
Entre 1993 et 2002	2 509	2 454	55
Entre 2003 et 2012	1 518	1 511	7
Depuis 2013	1 438	1 423	15
TOTAL	10 927	10 937	-10

Dans l’inventaire physique, l’année de mise en service du réseau BT est arbitrairement datée par le concessionnaire à 1946, année de la création d’EDF par loi de nationalisation. Cette date « plancher » concerne environ 33% de l’ensemble du réseau BT (3 660 km sur 10 927) et 96% du réseau aérien nu (275 km sur 286)

La comparaison de la datation des ouvrages – regroupés par périodes choisies – entre les inventaires physique et comptable donne des résultats assez incohérents. D’après l’inventaire physique, moins de 25 km de réseau BT auraient été mis en service entre 1947 et 1982 par exemple, ce qui ne semble pas réaliste.

La datation des ouvrages par le concessionnaire semble d’autant plus aléatoire qu’ils sont anciens.





Les points positifs du réseau BT :

- une présence très faible des lignes aériennes nues (286 km – 2,6% du réseau BT),
- une part importante de câble aérien torsadé (63%), cette technologie étant la moins accidentogène de toutes.
- une réduction de 33 km du réseau en fil aérien nu, pour la conjugaison des actions du SYDESL et d'Enedis

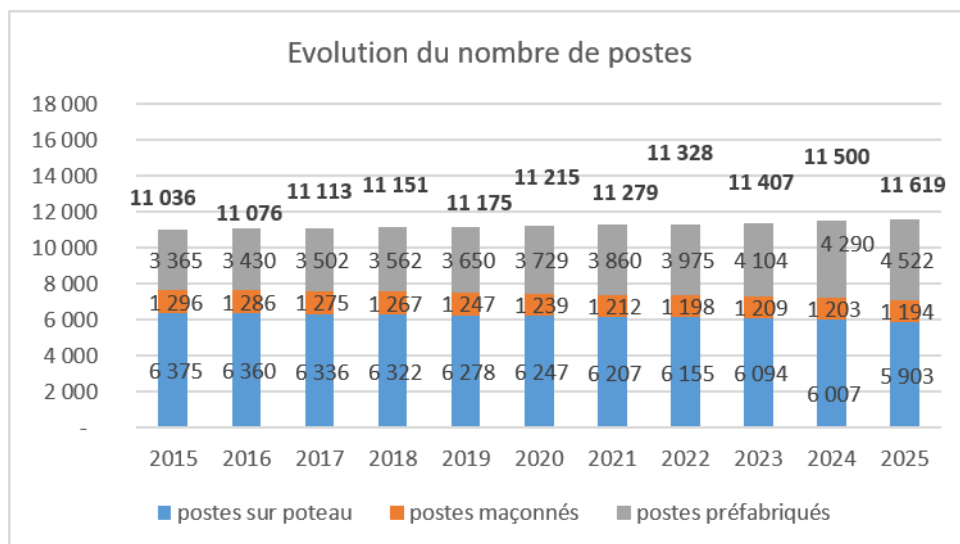
Les points de vigilance du réseau BT sont les suivants :

- Un **taux d'enfouissement faible (34,5%)**, inférieur aux territoires de densité similaire (43%),
- Un reliquat de **61 km de réseau aérien nu de faible section** (inventaire physique) qui fragilisent et diminuent la qualité de distribution,
- Des câbles souterrains CPI encore mal identifiés par le concessionnaire, bien qu'étant réputés fragiles et incidentogènes,
- sur 24 281 départs BT, **479 départs de longueur supérieure à 1 500 m**. Longueur moyenne de 445 m. La réduction des longueurs participe à la réduction des chutes de tension,
- une difficulté à suivre l'âge des lignes basse tension dans l'inventaire technique du fait d'une datation arbitraire et fictive à 1946 d'environ 35% des réseaux. Cela est pénalisant pour identifier les besoins en renouvellement et programmer correctement les investissements,
- l'opération de fiabilisation d'inventaire des fils nus lancée par Enedis, s'est terminée en 2024 : elle a conduit à de nouvelles anomalies d'enregistrement constatées par le SYDESL. L'inventaire de fils nu n'est donc pas fiable.

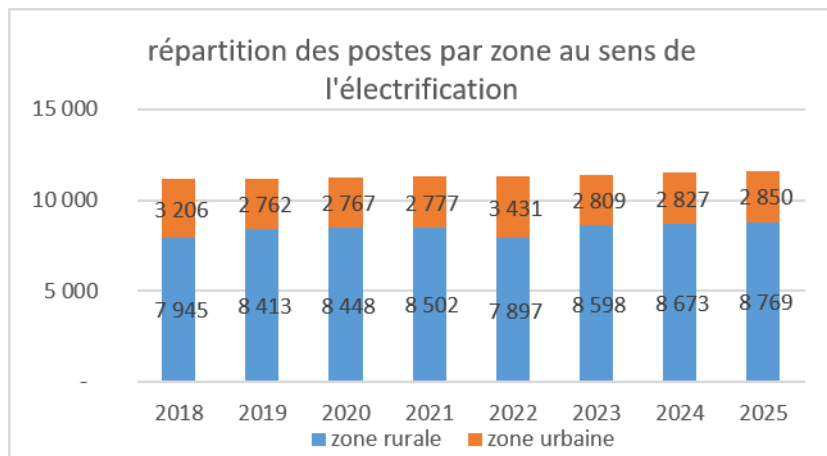
C - Les postes de transformation HTA/BT

Les postes

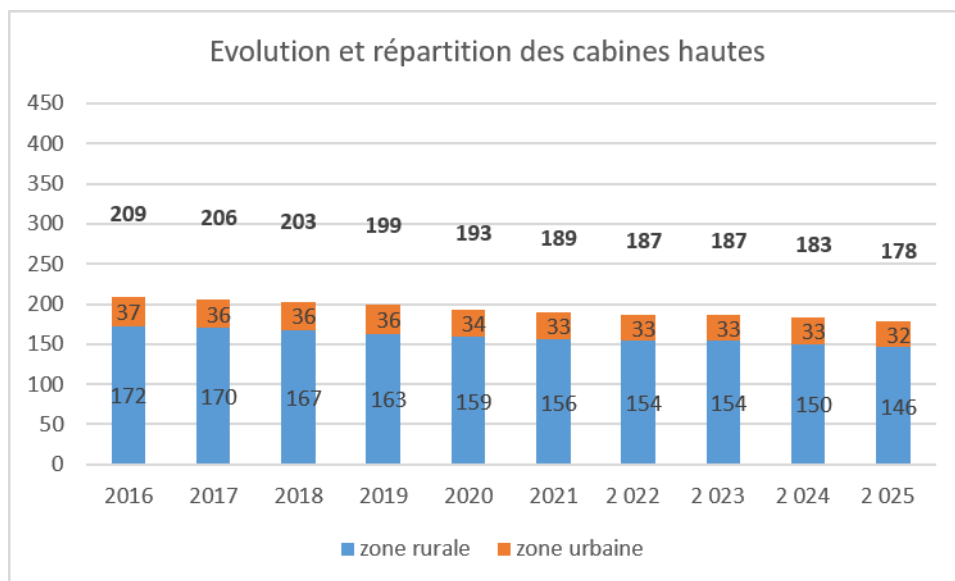
Le raccordement des nouveaux usagers et les opérations d'adaptation en charge ont amené le nombre de postes HTA/BT installés fin 2025 à **croître de 119 unités par rapport à 2024**. Les **technologies préfabriquées sont privilégiées** dans les mises en service constatées depuis au moins 7 ans et le nombre de postes maçonnés continue de décroître. En outre, plus de **62% des transformateurs (7 246 sur 11 591) sont de la génération 410 V** selon l'inventaire technique transmis.



Source : ENEDIS, inventaire physique



Les postes maçonnés comprennent encore **178 postes cabines hautes** (5 de moins qu'en 2024), également appelés « postes tours », qui sont des ouvrages de grande hauteur, souvent vétustes et contraignants à exploiter.



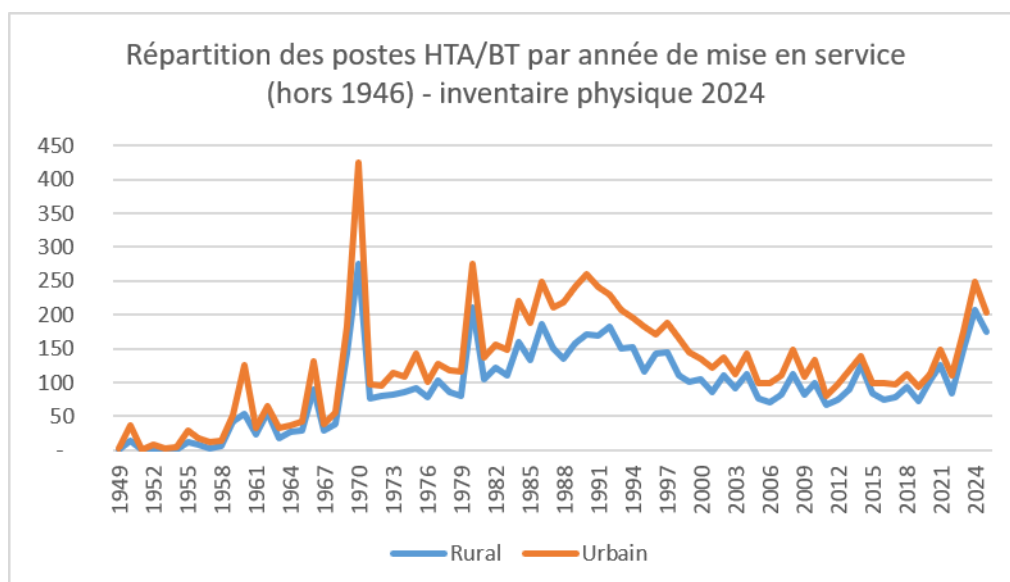
Âge des postes

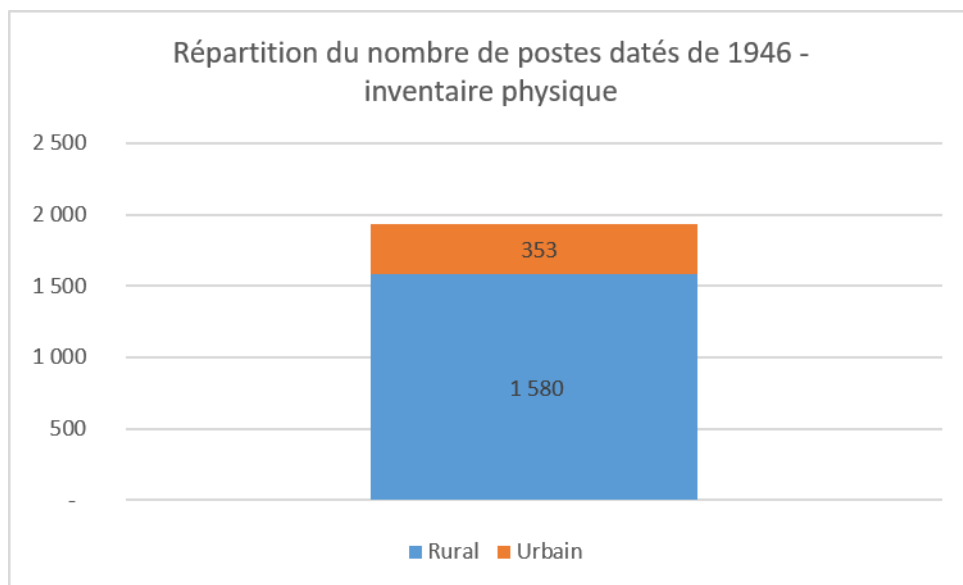
L'âge moyen des postes de transformation est de **40 ans** selon l'inventaire technique. Précisons que 1 933 postes (16%) ne sont pas précisément datés (arbitrairement datés à 1946) ce qui empêche l'autorité concédante d'avoir une vision précise sur cet aspect. En effet, à l'image des réseaux HTA et BT, l'inventaire technique des postes se caractérise par une datation « plancher » fixée arbitrairement par ENEDIS à 1946.

Cette vision est d'autant réduite que l'inventaire comptable présente une moyenne d'âge de 34 ans pour les postes.

Sur 11 619 postes, la concession compte 5 245 postes (45 %) de plus de 40 ans selon l'inventaire physique.

Cette proportion étant pratiquement identique à celle calculée séparément en zone rurale et en zone urbaine.





Source : ENEDIS – mission de contrôle ex 2025 – inventaire physique

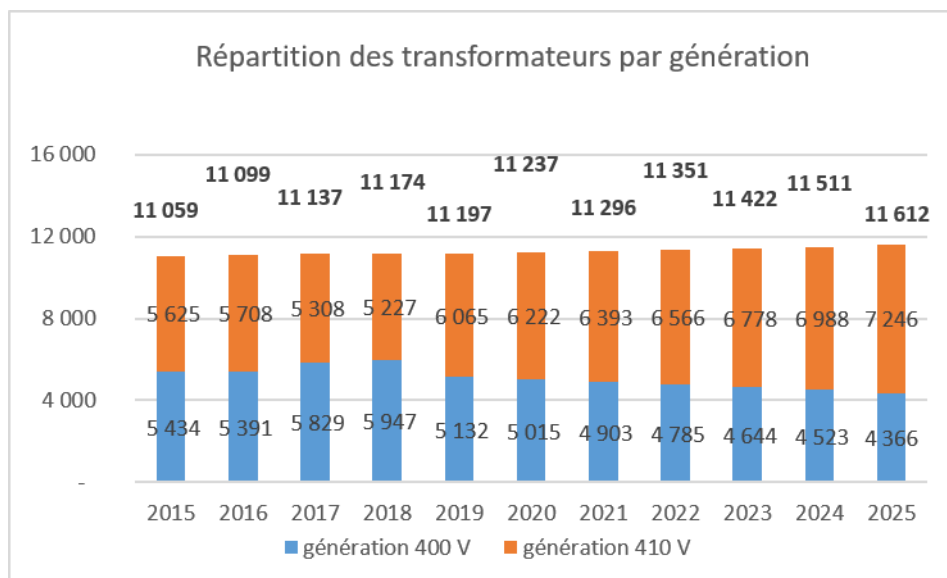
Age moyen des postes	Inventaire technique 2025	Inventaire comptable 2025
	40 ans	33 ans

Les transformateurs

Depuis 2015, ENEDIS gère les transformateurs de façon localisée. Ces ouvrages peuvent être temporairement localisés en magasin géré par ENEDIS. Les valeurs en magasin associées à ces ouvrages sont réparties dans chaque concession concernée par le magasin au prorata des valeurs des ouvrages localisés de ladite concession, elles sont présentées de façon agrégée par nature d'ouvrage. Pour le SYDESL, cette valeur est d'environ 2 112 k€ sur une valeur comptable de 38 229 k€ pour l'ensemble des transformateurs. Cette valeur est obtenue en isolant les transformateurs ne disposant pas de localisation communale dans la base de données comptable fournie par le concessionnaire.

Répartition des transformateurs par génération

Les transformateurs de type « 400V » ont été fabriqués jusqu'en 1988, puis ils ont été remplacés par les transformateurs de type « 410V » qui autorisent désormais un réglage maximal de +5% de la tension, contre 2,5% pour la génération précédente.



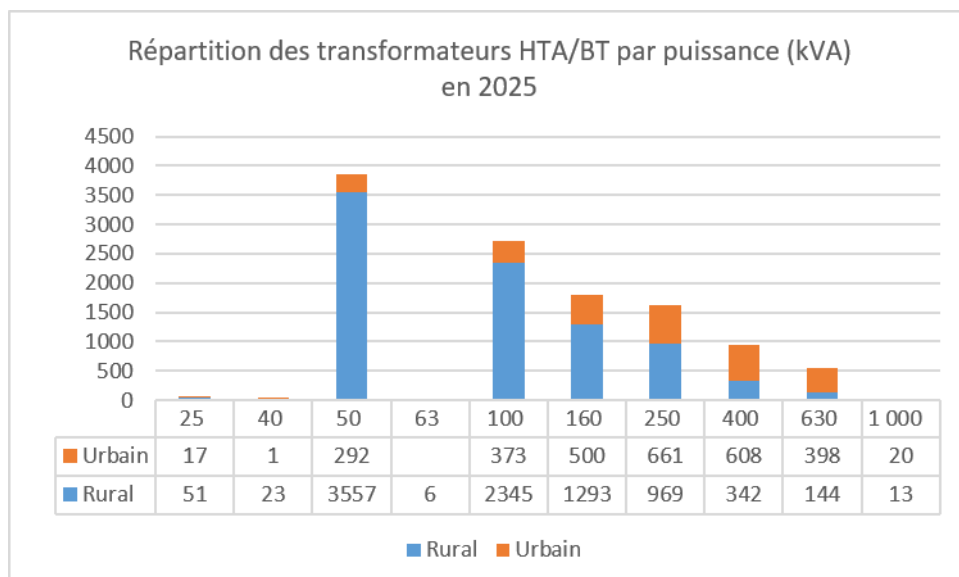
Source : Enedis – inventaire physique

Typologie par puissance

Le graphique suivant illustre la répartition du parc de transformateurs en service en fonction de la puissance. Les transformateurs de puissance 40 ou 63 kVA sont en voie d'extinction car ces puissances ne sont plus standardisées.

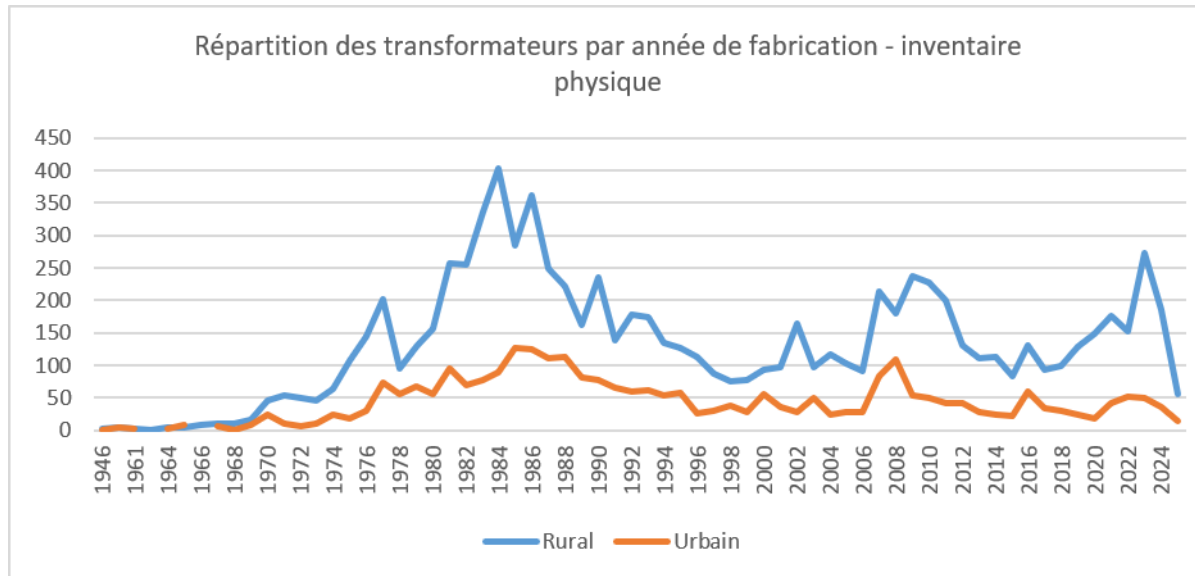
90% des postes dont la puissance n'excède pas 160 kVA sont localisés en zone rurale. A contrario, 61% des postes dont la puissance atteint au moins 250 kVA sont localisés en zone urbaine.

En effet, près de 87% des postes localisés en zone rurale ont une puissance inférieure ou égale à 160 kVA alors que plus de 58% des postes localisés en zone urbaine ont une puissance supérieure ou égale à 250 kVA.



Âge des transformateurs

Le suivi des âges moyens de ces ouvrages fait apparaître **des transformateurs âgés en moyenne de 28 ans**, soit 12 ans plus jeunes que les postes HTA/BT qui les abritent. Cette différence s'explique notamment par les mutations et la dépose des transformateurs pollués au PCB.



Source Enedis : inventaire physique transformateurs 2025

Certains transformateurs anciens contiennent du PCB (polychlorobiphényle). Les PCB sont des polluants organiques persistant, c'est-à-dire des substances qui se désagrègent très peu dans l'environnement et s'accumulent dans différents milieux, et en particulier dans le sol.

La concession possède encore des transformateurs contenant de l'huile avec du PCB. A noter que les transformateurs posés depuis 1987 n'en contiennent plus.

Compte tenu de la réglementation, Enedis en qualité de concessionnaire du réseau de distribution, a déposé et retraité tous les transformateurs de plus de 500 ppm de PCB avant 2010.

Enedis est désormais tenu de supprimer avant le 31 décembre 2025 tous les transformateurs dont la teneur en PCB est comprise entre 50 et 500 ppm.

Enedis précise qu'il a tenu ses obligations en Saône-et-Loire puisque tous les transformateurs concernés par la réglementation ont été traités au 31 décembre 2025. Pour mémoire, il en restait 20 au 31 décembre 2024.

D - Les appareils de comptage et autres ouvrages

Pour les compteurs de puissance supérieure à 36 kVA, un programme de remplacement a été acté fin 2014 avec un horizon 2018. La fin des tarifs réglementés de vente à compter du 1^{er} janvier 2016 s'est traduit pour ENEDIS par une obligation de mise à disposition des clients, dont la puissance de raccordement est supérieure à 36 kVA, d'un matériel de comptage adapté et par le remplacement du parc de compteurs actuel devenu majoritairement inadapté au changement de grilles tarifaires induit.

Le déploiement en masse des **compteurs Linky** a été initié en 2017 et s'est déroulé jusqu'en 2021 sur l'ensemble du département.

Fin décembre 2025, ce sont plus de 348 000 compteurs qui ont été installés sur les 358 000 prévus (soit 97,2%).

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Taux de points de livraison équipés d'un compteur Linky (cumulé)	54%	72,9%	91,5%	91,9%	93,8%	95,2%	96,1%
Nombre de points de livraison équipés d'un compteur Linky (cumulé)	178 303	246 737	311 827	326 266	336 029	342 714	348 514
Nombre de communes concernées par le déploiement de masse (cumulé)	285	489	567	567	565	563	563
Nombres de PDL ouverts à tous les services Linky (cumulé)	163 340	239 177	310 611	324 659	329 407	341 541	347 754
Echec à la pose (tout motif cumulé)	11 185	12 622	11 815	4 883	1 589	2 293	NC

Source : ENEDIS - CRAC et données contrôle – fichier « Linky » ex 2025

Le déploiement dit « en masse » étant terminé par les équipes d'Enedis, les actions en cours portent sur du complément de pose.

Les échecs à la pose comptabilisent le nombre de compteurs qui n'ont pas pu être déployés quel que soit le motif : refus de pose, modification RDV, client absent, compteur inaccessible, matériel manquant).

Depuis 2025, les échecs à la pose de Linky ne sont plus suivis par Enedis « *au regard des excellents résultats de ces prestations* » et « *parce que c'est non pertinent au vu du faible nombre de refus* »

Les points positifs :

- diminution des postes poteau et des cabines hautes (principalement en zone rurale)
- des transformateurs en moyenne 12 ans plus jeunes que les postes de transformation, et sont ainsi âgés de 30 ans.

Les points de vigilance :

- le concessionnaire n'a pas répondu sur l'inventaire des équipements de postes (tableaux) **malgré les demandes de données effectuées par le SYDESL**

4- LA QUALITE DE L'ELECTRICITE DISTRIBUEE

La qualité de l'électricité recouvre principalement les notions de continuité d'alimentation (coupures d'électricité) et de qualité de l'onde de tension délivrée (susceptible d'altérer ou d'endommager le fonctionnement des appareils électriques raccordés au réseau).

La qualité de l'électricité des réseaux publics de distribution se mesure en fonction de 2 critères :

- **La continuité de l'alimentation électrique**, qui prend en compte le nombre de coupures longues et brèves, et la durée cumulée des coupures longues subies dans l'année. Le nombre et la durée maximum des coupures de l'alimentation électrique admissibles dans l'année pour un usager sont fixées par l'arrêté du 24 décembre 2007 à : 6 coupures longues, 35 coupures brèves et 13 heures de coupures longues par an ;
- **La tenue de la tension**, c'est-à-dire le maintien de la tension délivrée par le créneau aux utilisateurs à l'intérieur d'une plage de variation fixée par l'arrêté du 24 décembre 2007 précité à +10% ou – 10% par rapport aux valeurs efficaces de tensions nominales s'agissant du réseau BT.

Ces critères constituent le niveau minimal de qualité d'électricité devant être distribué.

Un nouveau plan de tension et un nouveau plan de charge en 2025 :

2 paramètres viennent impacter le calcul des Départs Mal Alimentés (DMA) :

- 1- Pour rappel jusqu'à fin 2024, la marge de tension disponible pour le raccordement d'une installation de production en BT était seulement de 1%. Les 9% restants étaient répartis entre la HTA (Poste Source + réseau) avec 5%, le poste HTA/BT avec 2,5% et le branchement avec 1,5%.

Les nouvelles dispositions consacrées dans la DTR par Enedis peuvent, dans le cas extrême, dégager jusqu'à 8% de marge de tension pour le raccordement d'une production en BT.

Tous les leviers ne s'appliqueront pas à toutes les configurations du réseau. Par conséquent, dans les faits, la marge de tension qui sera dégagée pour le raccordement d'une installation de production en BT n'atteindrait les 8% que rarement voire jamais.

Avant l'entrée en vigueur des nouvelles dispositions, Enedis prenait une valeur forfaitaire de 1,5% concernant l'élévation de tension dans le branchement. Dorénavant, Enedis va réaliser un calcul basé sur les caractéristiques électrotechniques de chaque branchement. Ce calcul va permettre de réduire de façon importante cette valeur et de dégager une marge supplémentaire pour la production.

- 2- La marge de tension au niveau du poste HTA/BT correspond à la position de la prise à vide du transformateur HTA/BT qui est considérée par défaut à +2,5% de la tension nominale dans les études de raccordement d'installations de production. Cette marge peut être abaissée localement si les conditions le permettent.

Le choix de la prise à vide sera déterminé selon les règles suivantes :

- La prise à vide sera à +2,5 % s'il n'y a que des consommateurs (absence de producteurs) sur le réseau BT à l'aval du transformateur,
- La prise à vide sera à 0% en présence de producteurs (et d'éventuels consommateurs) si la tension maximale totale calculée avec la prise +2,5 % est supérieure à $U_n + 10\%$ et si la tension minimale totale calculée avec la prise 0 % est supérieure à $U_n - 10\%$.

Ces critères permettent de déterminer le nombre de départs mal alimentés (DMA), soit les départs dont, au moins une fois dans l'année, **un client est alimenté sous une tension qui sort de la plage de valeurs admissibles pendant 10 minutes** – hors circonstances exceptionnelles.

Sont également considérés comme des DMA les départs qui sont en contrainte d'intensité, c'est-à-dire lorsque la puissance maximum susceptible de transiter sur l'un des tronçons est supérieure à la puissance admissible.

L'évolution des CMA :

Sont considérés comme des clients mal alimentés (CMA) les utilisateurs dont les points de connexion connaissent une valeur de tension qui s'écarte de la plage de variation ou qui subissent dans l'année un nombre de coupures de l'alimentation électrique longues ou brèves ou une durée de coupures longues supérieure aux valeurs limites admissibles – hors circonstances exceptionnelles.

Ces nouveaux modes de calcul viennent réduire mathématiquement le nombre de CMA d'en moyenne 70% sur les zones rurales en France

Le nouveau plan de charge, lui, intègre un ensemble de données Linky qui permettent d'affiner les profils de consommateurs et la création de profils saisonniers. Il prend également en compte la production photovoltaïque individuelle.

Ces évolutions sont intégrées et pleinement mises en œuvre dans le calcul de référence dès 2025. Elles induisent une baisse très significative du nombre de clients et de départs mal alimentés en tension basse (de l'ordre de 65% en nombre de clients mal alimentés à la maille nationale).

Cette situation vient peser sur plusieurs difficultés :

- Non comparabilité des résultats dès 2025 de la tenue de tension avec les années précédentes
- Donne l'impression illusoire d'un réseau en très bon état du fait du peu de nombre de clients mal alimentés en théorie
- Interroge sur les données fournies par le compteur Linky non prises en compte dans ces résultats

A- La continuité de fourniture

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

Le critère B HIX représente le temps moyen de coupure hors événements exceptionnels.

Enedis précise la définition de l'évènement exceptionnel dans le CRAC 2020 p38 : « Conformément à la décision de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) du 12 décembre 2013, sont notamment considérés comme des événements exceptionnels « les phénomènes atmosphériques d'une ampleur exceptionnelle au regard de leur impact sur les réseaux caractérisés par une probabilité d'occurrence annuelle inférieure à 5% pour la zone géographique considérée dès que, lors d'une même journée et pour la même cause, au moins 100 000 consommateurs finaux alimentés sont privés d'électricité ».

En 2025, le critère B HIX (hors évènement exceptionnel) de la concession est de 84,2 minutes. Il est en baisse de 6 minutes par rapport à l'exercice précédent, mais il reste néanmoins à un niveau élevé. Le critère B est porté à 108,1 mn en intégrant les événements exceptionnels (contre 103 en 2024).

Hors évènement RTE cette durée est portée à 97,5 mn en Saône et Loire alors que la moyenne nationale s'établit à environ 60 mn. Ce constat souligne la situation critique que connaît le département de Saône-et-Loire pour cet indicateur majeur.

En Saône-et-Loire, le réseau RTE est responsable de 10,6 minutes du critère B en 2025. Mais son seul impact ne peut pas expliquer la situation.

Pour la 7^{ème} fois en 8 ans, au moins un évènement exceptionnel a frappé le réseau du département, avec un impact de 24 minutes sur le critère B.

Enedis doit justifier ce résultat au vu des choix d'investissement réalisés et des moyens consacrés à la résilience des réseaux.

Les 10 journées les plus marquantes pour le critère B en 2024 (impact > 2 mn) :

DATE	Impact sur critère B	Cause	Localisation défaillance
20 juillet	+ 25,8 mn	Tempête / vent, chute d'arbre	Amont, HTA, BT
25 juin	+ 20,6 mn	Tempête / vent, chute d'arbre	Amont, HTA, BT
16 mars	+ 5 mn	Tempête de neige	HTA
1 ^{er} juillet	+ 1,8 mn	Tempête / vent, chute d'arbre	HTA, BT
1 ^{er} juin	+ 1,7 mn	Tempête / vent, chute d'arbre	HTA
24 juin	+ 1,2 mn	Incident poste source Gueugnon	HTA
19 juillet	+ 1,14 mn	Coup de foudre	HTA, BT
23 octobre	+1,05 mn	Tempête / vent, chute d'arbre	HTA, BT
26 juin	+0,95 mn	Tempête / vent, chute d'arbre	HTA, BT
15 octobre	+ 0,9 mn	Défaillance protection	HTA, BT

Source : Enedis : fichier interruptions longues HTA et BT

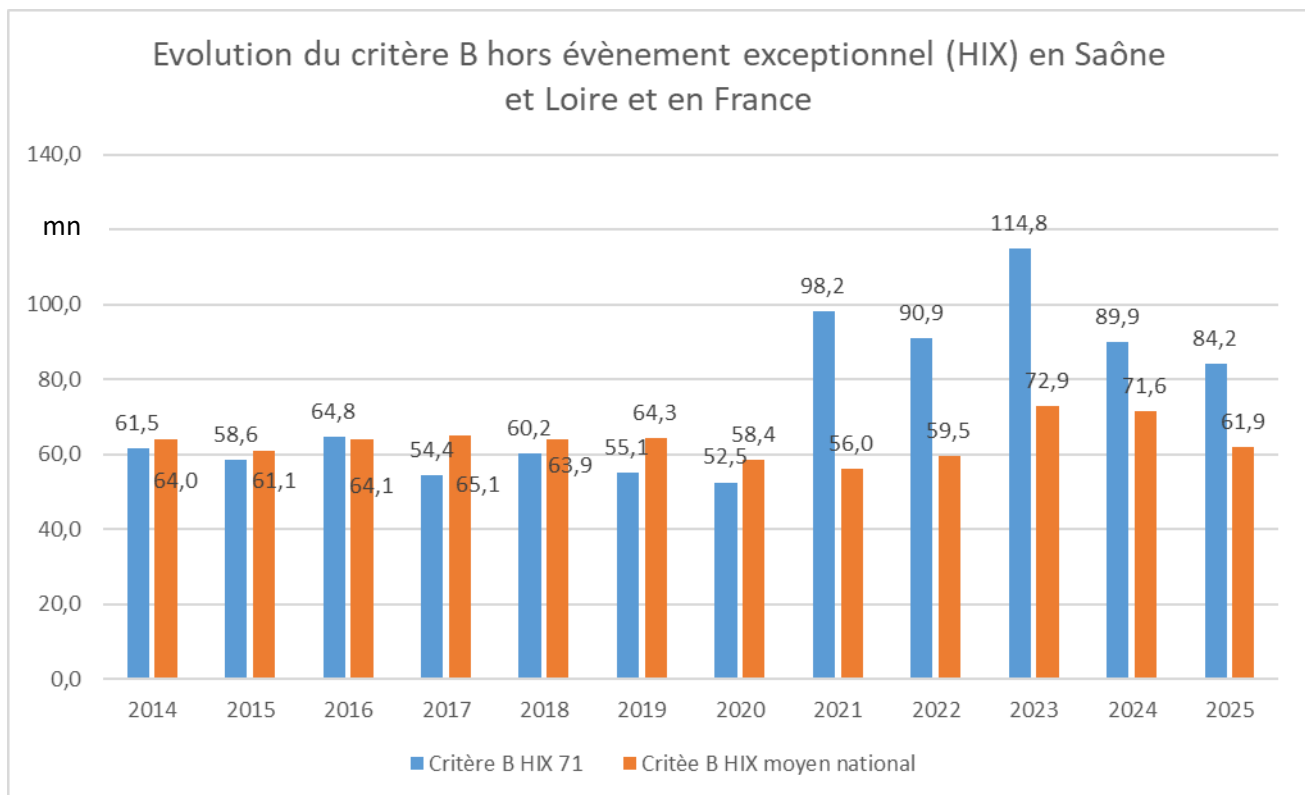
A la lecture de ce tableau, nous constatons que les phénomènes climatiques exceptionnels avancés par le concessionnaire expliquent en grande partie la part incidents du critère B pour 2025.

Nous pouvons également souligner que ces évènements qualifiés d'exceptionnels seront désormais la norme car ils deviennent récurrents. L'entretien et le renouvellement des réseaux doivent donc être pensés sous l'angle de cette nouvelle donne.

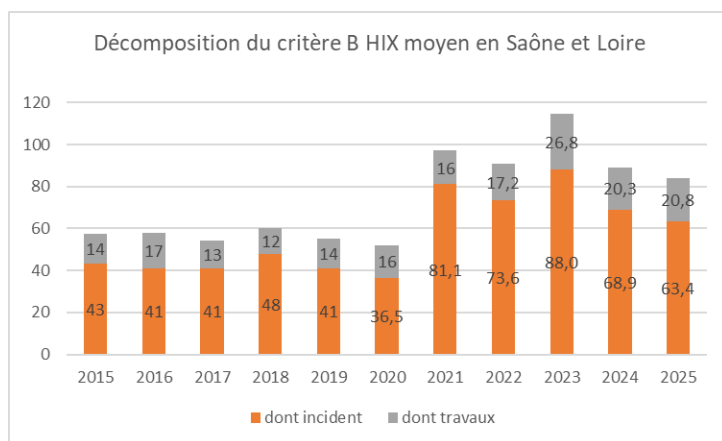
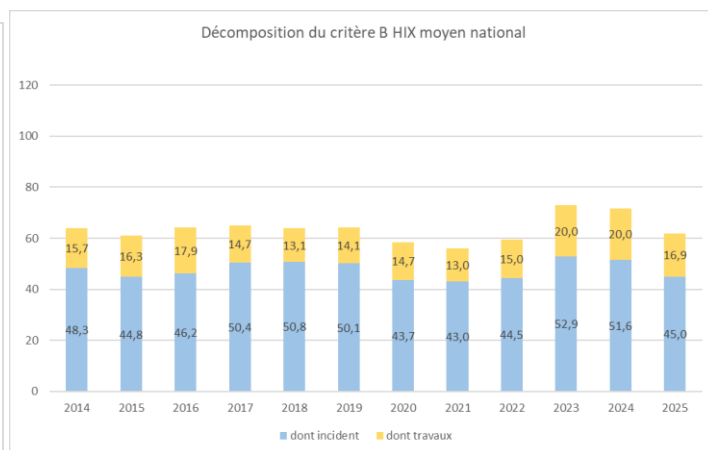
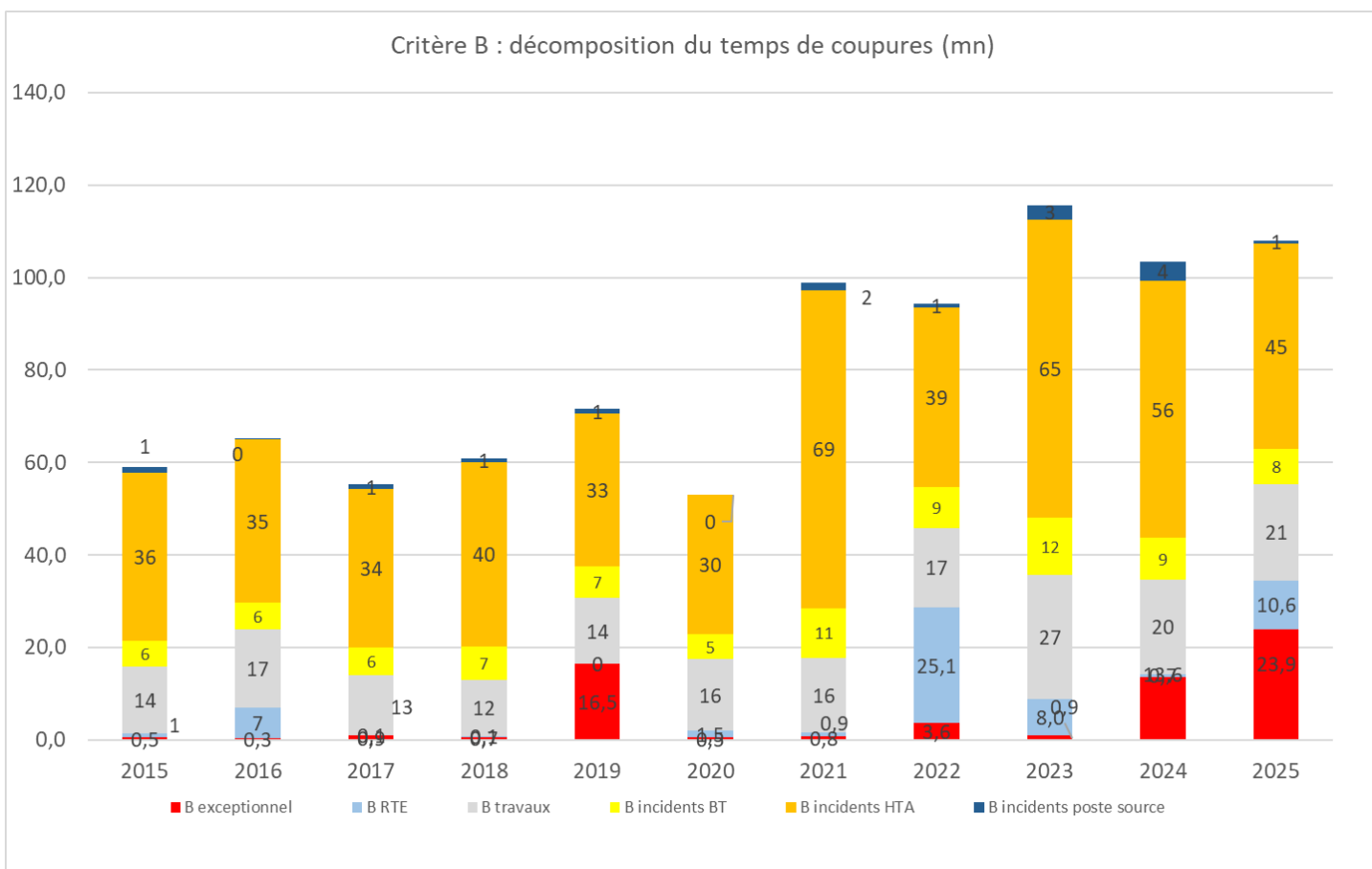
En 2025, sur ces seules 10 journées, ce sont ainsi près de 60 mn de critère B qui sont générées par les effets du vent, de la pluie ou de la neige.



Source : ENEDIS –CRAC 2014 à 2025



Source : CRAC Enedis ex 2025 et open data site Enedis.fr

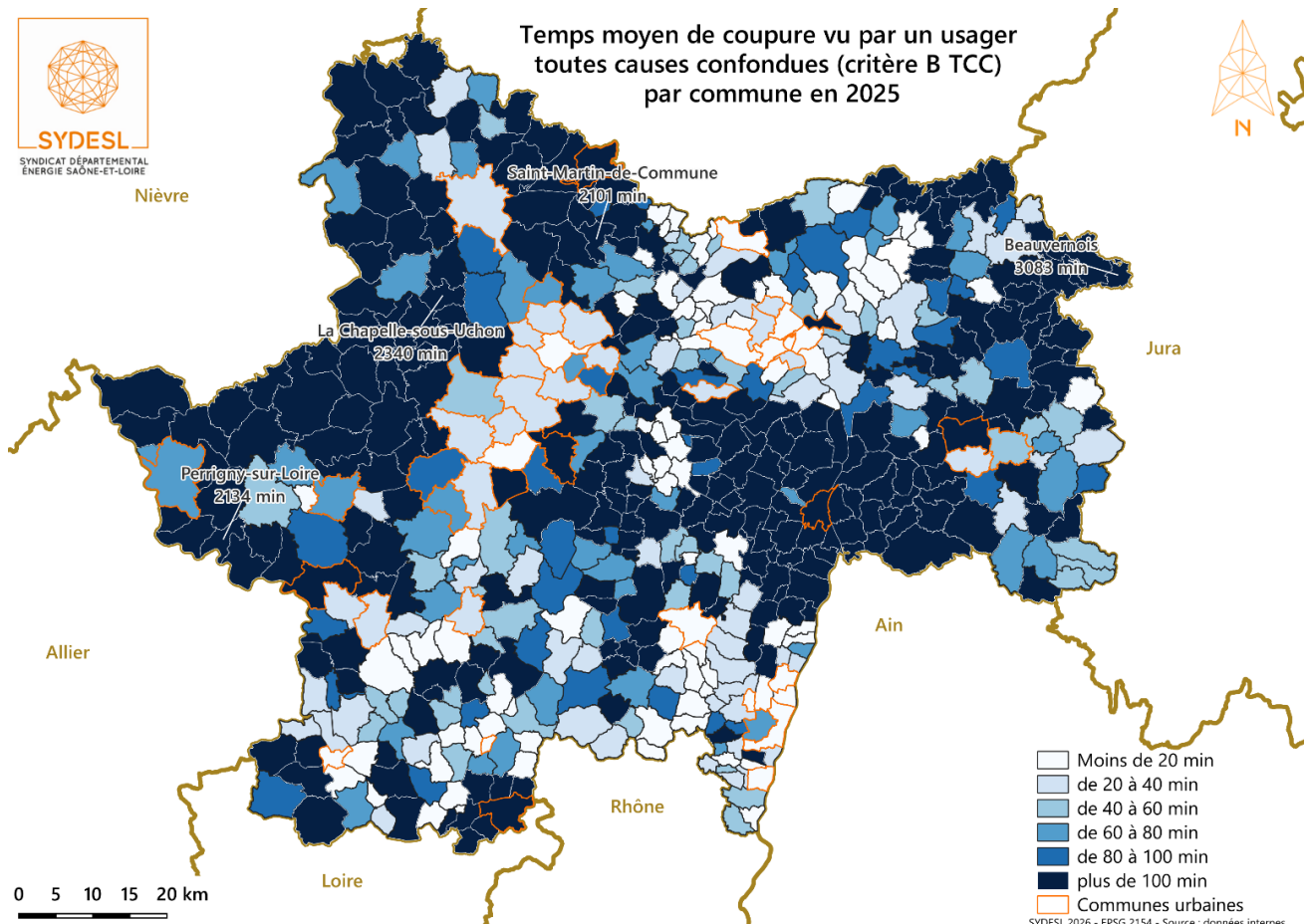
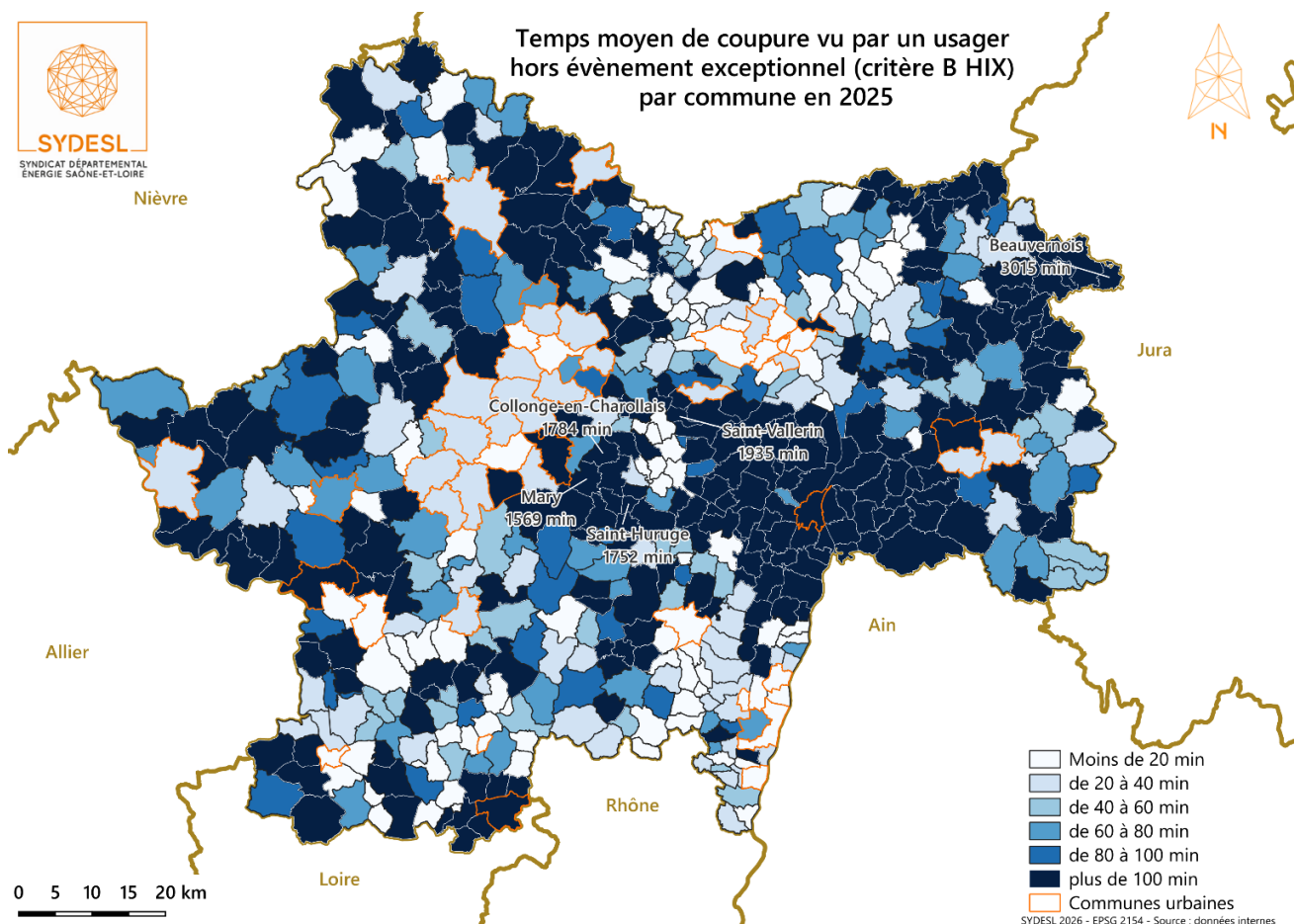


Source : Enedis – CRAC ex2014 à 2025

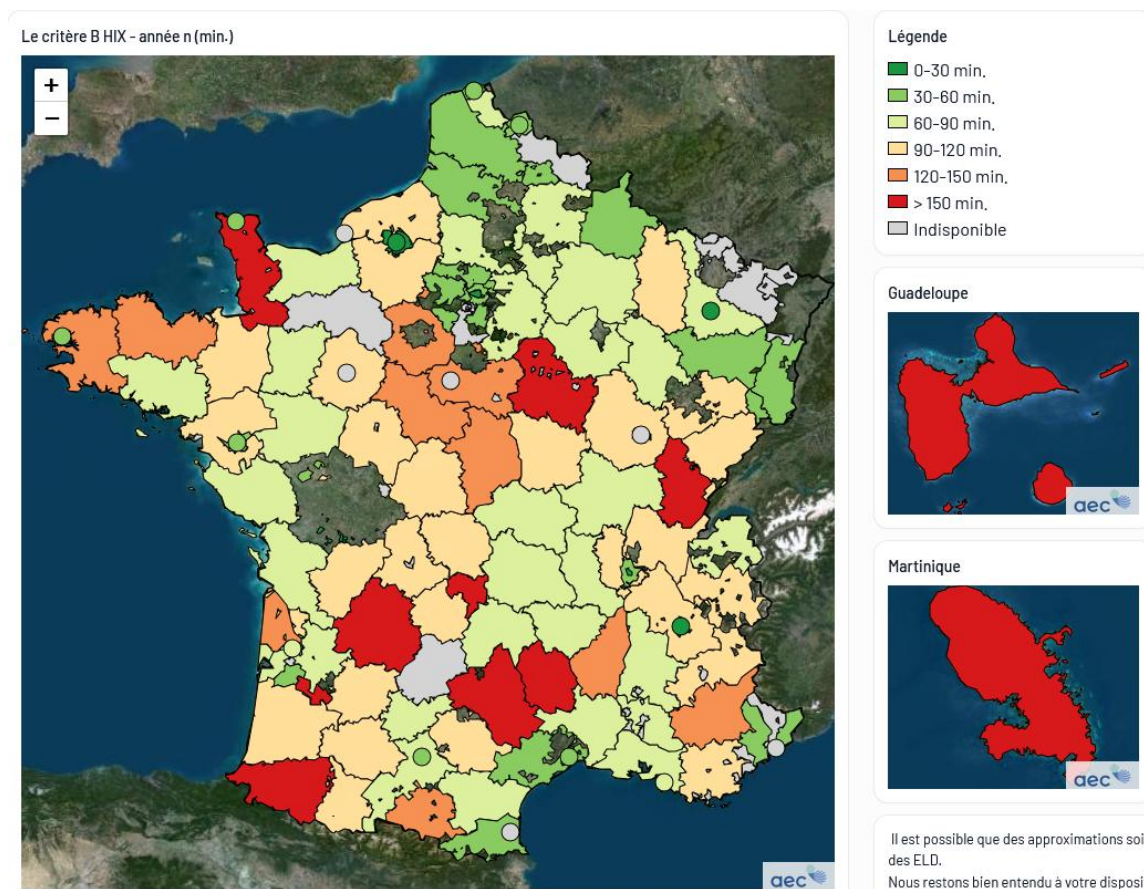
Les incidents sur réseau HTA constituent la principale cause des temps de coupure hors évènements exceptionnels avec 54%, soit 45 minutes de coupure moyenne. Par rapport à l'exercice précédent, le critère B pour incidents HTA a baissé (- 11 minutes) mais reste à un niveau inquiétant.

Dans le cadre du nouveau contrat de concession, et la rédaction d'un diagnostic technique de la concession, Enedis a accepté de transmettre les données de spatialisation du critère B par commune.

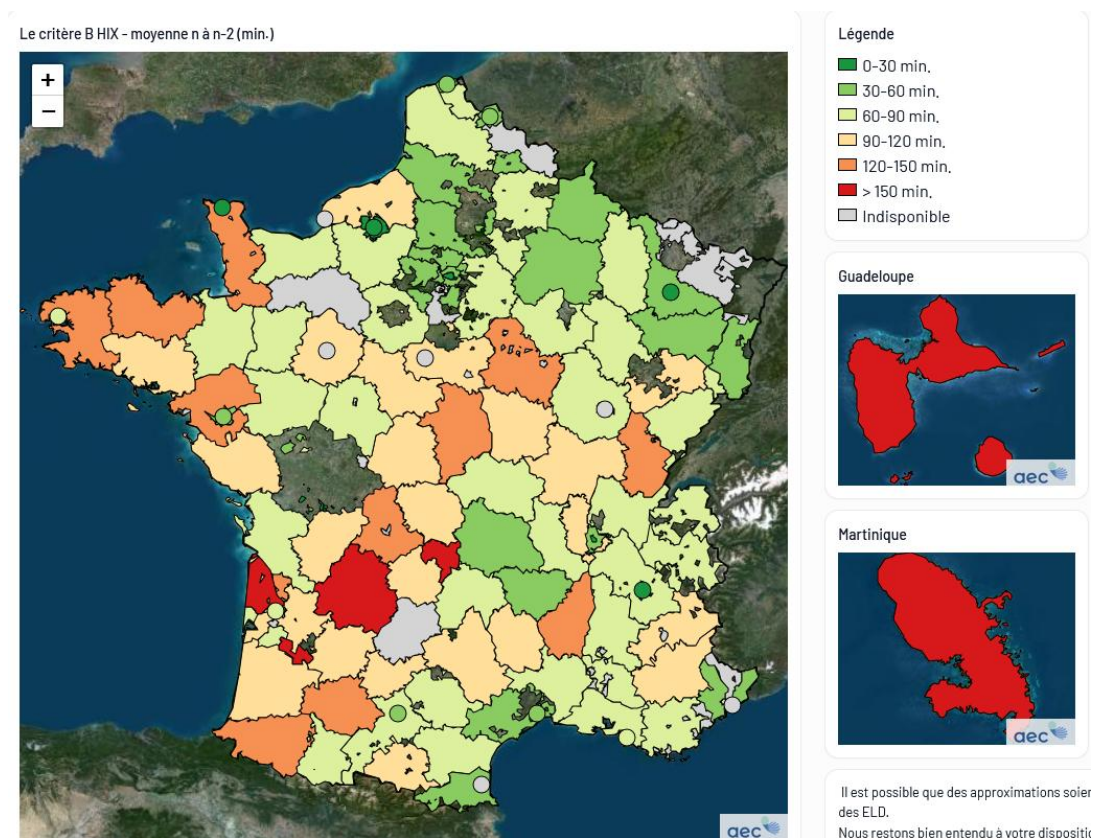
Remises pour la première fois pour l'exercice 2020, ces informations permettent de constituer la carte suivante dont l'interprétation pourra notamment être menée au regard des évolutions dans les prochaines années pour vérifier la prise en compte des zones les plus sensibles.



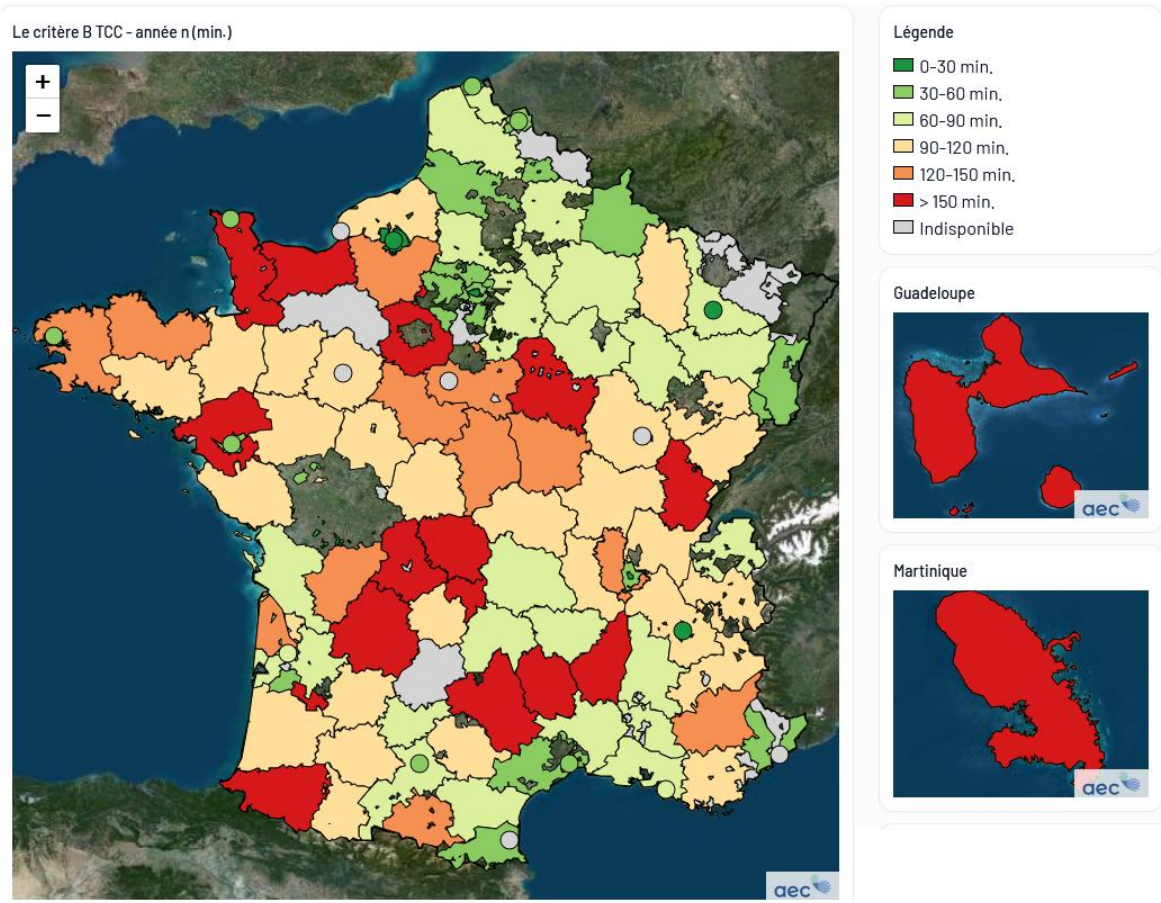
Source : données Enedis : Critère B par commune ex 2025



Source AEC : Critère B hors évènement exceptionnel données ex 2024 par département en France



Source AEC : Critère B hors évènement exceptionnel – moyenne 2022-2024 par département en France



Source AEC : critère B 2024 (toutes causes confondues) par département en France

D’après les cartes nationales précédentes constituées à la suite d’un recensement mené par le Cabinet AEC, nous constatons que les résultats du critère B en Saône-et-Loire se trouvent dans la moyenne haute des concessions ayant des densités de réseau comparables. Ce qui confirme bien l’inquiétude portant sur les résultats constatés. Nous attendons la mise à jour pour l’exercice 2025 qui confirmera cette tendance.

A titre d’illustration, voici un comparatif des critères B Hors évènements exceptionnels et hors RTE de quelques départements voisins de la Saône et Loire en 2025 :

	Critère B HIX, hors RTE (mn) 2025	Evolution / N-1
Jura	142	-15%
Nièvre	109,7	+2%
Côte d’Or	78,6	-18%
Saône et Loire	73,6	-17%
Yonne	71,8	-55%
Haute Saône	52,6	-50%
Doubs	48,9	-51%
Territoire de Belfort		

Les durées d’incidents ont des causes différentes selon les réseaux :

- Une baisse du taux d’incidents HTA pour 100 km de réseaux (source CRAC)

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Nombre incidents HTA / 100 km de réseaux (CRAC)	3	3	3,5	2,6	2,7	2,5	3,3	3,9	3,1
Dont aérien	1,6	1,8	2,1	1,6	1,7	1,3	2,2	2,6	1,7
Dont souterrain	0,5	0,5	0,5	0,5	0,3	0,6	0,4	0,5	0,7
Nombre incidents HTA (CRAC)	289	287	335	256	262	242	322	384	307
Nombre d'incidents HTA CPI	15	25	18	23	NC	30	19	25	7
Nombre d'incidents HTA CPI / 100 km de réseaux CPI	8,5	14	11	15	NC	21	13	18	5

Source : Enedis - CRAC et fichier Etinc 05A – incidents clients TCC

○ **Une baisse du nombre d'incidents BT pour 100 km de réseaux**

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Nombre incidents BT / 100 km de réseaux	4,3	5,4	6,5	6,3	5,6	7,5	5,4	7	7,6	6,8
Dont aérien	2	2,1	2,3	2,6	2,4	3,1	2	2,8	3,6	3
Dont souterrain	0,5	0,6	0,7	0,9	0,7	0,8	0,5	0,8	0,8	1,2
Nombre incidents BT	476	576	694	671	605	807	717	759	826	743

Source : Enedis - CRAC

○ **Le nombre d'usagers coupés pendant plus de 3 heures cumulées est en hausse**

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Usagers coupés plus de 3 heures cumulées	33 732	36 694	30 361	42 550	44 666	59 611	50 099	58 903

Source : Enedis - CRAC

○ **Le nombre d'usagers coupés pendant plus de 5* heures consécutives est en baisse**

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Usagers coupés plus de 6* heures consécutives	13 019	16 055*	10 153	25 543	16 357	25 289	26 944	23 201

Source : Enedis – CRAC

*Depuis 2018, Enedis prend en compte l'indicateur fixé par le TURPE 5, soit le nombre de clients coupés pendant plus de 5 heures consécutives toutes causes confondues

○ **Le nombre d'interruptions longues et brèves**

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Tendance
Pour incident	1 877	1 963	1 462	1 624	1 201	1 969	2 279	1 760	↘
Dont coupures longues	981	1 006	868	1 065	819	1 081	1 207	1 044	↘
Dont coupures brèves	896	957	594	559	382	888	1 072	716	↘
Pour travaux (coupures longues)	857	965	982	1 085	1 079	1 428	1 290	1 522	↗
Dont réseau BT	384	421	363	439	358	480	502	620	↗
Dont réseau HTA	473	544	619	646	721	948	788	902	↘
Nombre de coupures très brèves	1 839	2 280	1 720	1 815	1 256	2 400	2 267	1 409	↘

Source : ENEDIS – CRAC 2025 et fichiers des interruptions

--> **Détérioration d'une partie des indicateurs de continuité de fourniture en 2025. Globalement, les améliorations de certains indicateurs ne permettent pas de retrouver les niveaux des années précédentes.**

La continuité générale d'alimentation

Le gestionnaire de réseau s'est engagé depuis plusieurs années sur des objectifs précis et quantifiés en matière de continuité du produit électricité. Aucun usager sur l'ensemble du territoire national ne devra subir sur une année, du fait d'incidents sur le réseau moyenne tension (HTA), plus de coupures que les valeurs de référence suivantes :

Valeur plafond de référence	Nombre d'usagers ayant atteint ou dépassé le plafond en 2025 en Saône et Loire	Nombre de départs HTA ayant atteint ou dépassé le plafond en 2025 en Saône et Loire
6 coupures longues (CL)	567 (+3,3% / 2024)	93 (74 en 2024)
30 coupures brèves (CB)	24 (6 605 en 2024)	2 (0 en 2024)
70 coupures très brèves (CTB)	1 908 (3 173 en 2024)	1 (0 en 2024)
3 heures de coupures cumulées	58 903 (+17,6% / 2024)	-

Source : CRAC ex 2025 + fichier Nb coupure par départ – synthèse éléments de continuité

Aucun départ HTA n'a dépassé le seuil pour les 3 critères simultanés.

La Fréquence des coupures toutes causes confondues

Les informations communiquées dans le tableau suivant portent sur le nombre de clients BT affectés par une ou plusieurs interruptions de fourniture quelle que soit la nature de la coupure (incident / travaux) et son origine (amont, HTA, BT)

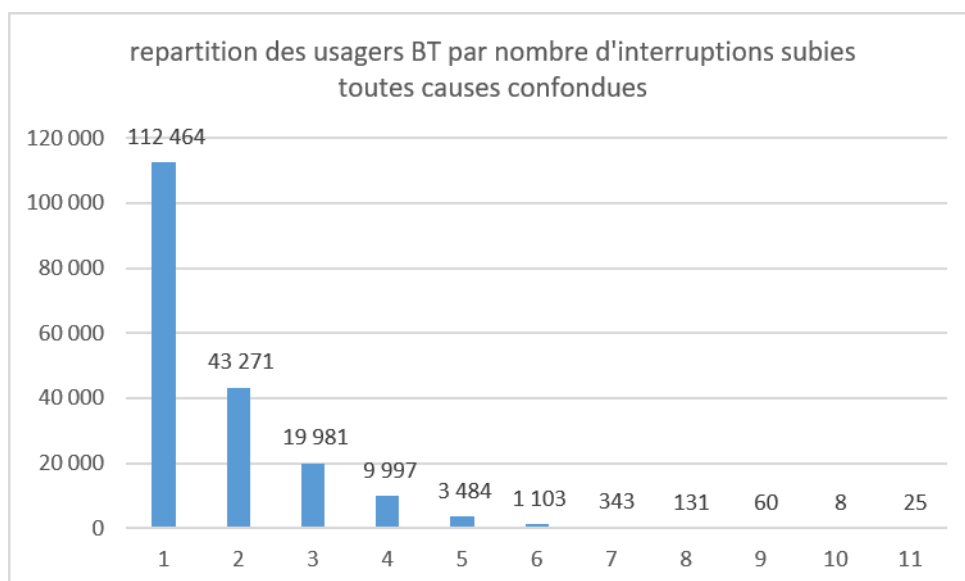
Fréquence des coupures par usager	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Coupures longues (>3 mn / us)	0,8	0,8	0,8	0,7	0,76	0,83	0,55	0,8	0,9	1,1	0,9	0,9
Coupures brèves (1s<durée<3 mn / us)	3,3	2,2	1,7	2,7	2,56	2,7	1,53	1,4	1	2,5	2,8	1,6
Coupures très brèves (<1s /us)	nc	nc	3,9	6,63	5,58	6,83	5,06	5,2	3,94	7,53	5,23	7,81

Source : CRAC ENEDIS ex 2025 – et synthèse ENEDIS Continuité de fourniture

L'analyse de la liste détaillée des **2 658 coupures longues** montre que ces interruptions ont globalement impacté 353 657 usagers BT en 2025, ce qui représente près de 100,5 % des usagers BT de la concession. Formulé autrement cela signifie que chaque usager de la concession a connu en moyenne plus d'1 coupure longue en 2025.

La figure suivante montre qu'en réalité, de nombreux usagers BT ont été affectés à plusieurs reprises.

Ainsi, près de 25% des usagers BT (soit 88 139 usagers) ont réellement subi au moins une interruption et près de 12% en ont subi au moins 2.



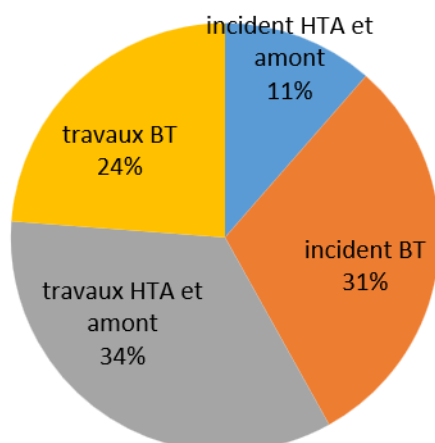
Source : Enedis – Histogramme durée et causes interruptions TCC

Les coupures longues

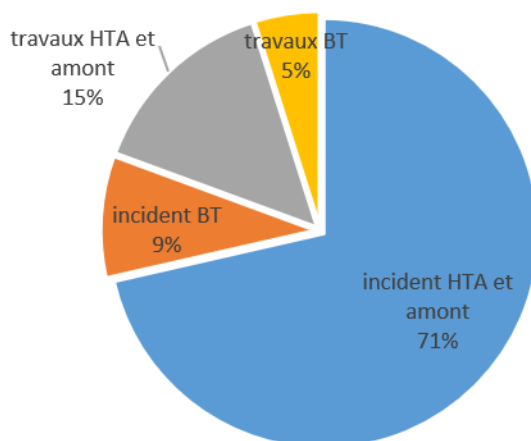
L'analyse de la liste détaillée des interruptions longues communiquée par Enedis dans le cadre de la mission de contrôle montre que :

- Plus de la moitié (58%) du nombre d'interruptions longues sont dues aux travaux (à l'image des années précédentes) ;
- le réseau HTA et amont regroupe près de la moitié des interruptions longues (46%) mais celles-ci représentent plus de 86% de l'impact sur temps de coupure et le nombre d'usagers coupés (contre seulement 50% en 2024).

Répartition du nombre d'interruptions longues par origine et par nature



Répartition de l'impact du temps de coupure sur les usagers (duree coupure * nb usagers coupes)



Source : ENEDIS – fichiers coupures longues

Répartition du nombre d'interruptions longues par origine et par nature en 2025

	HTA et Amont	BT	Total	Part
Incidents	310	806	1 116	42%
Travaux	913	629	1 542	58%
Total	1 223	1 435	2 658	100%
Part	46%	54%	100%	

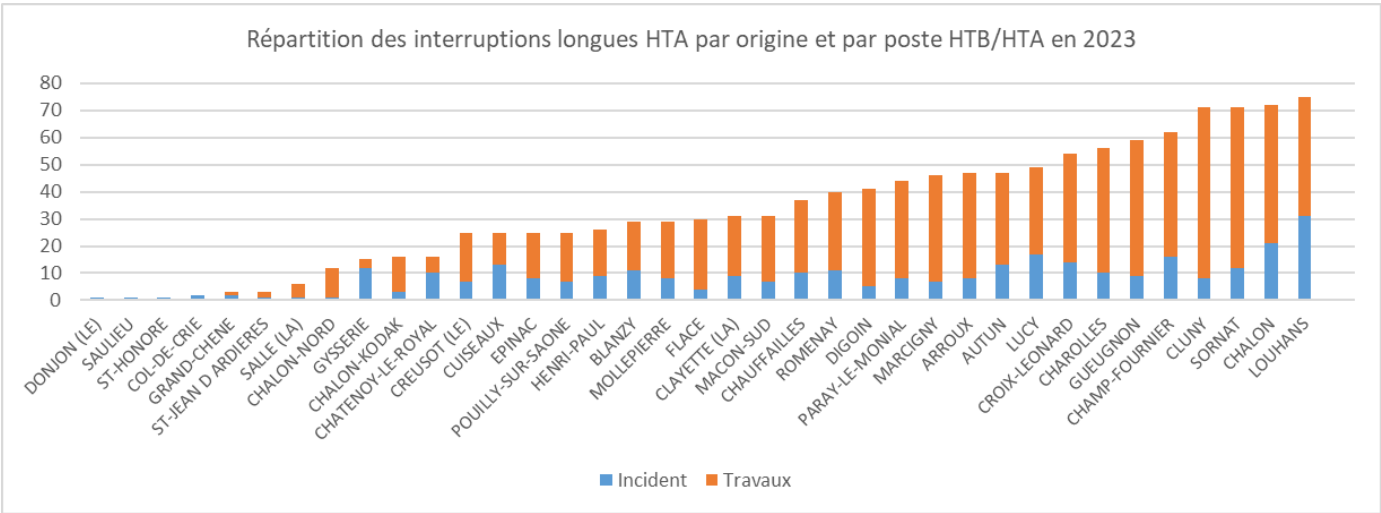
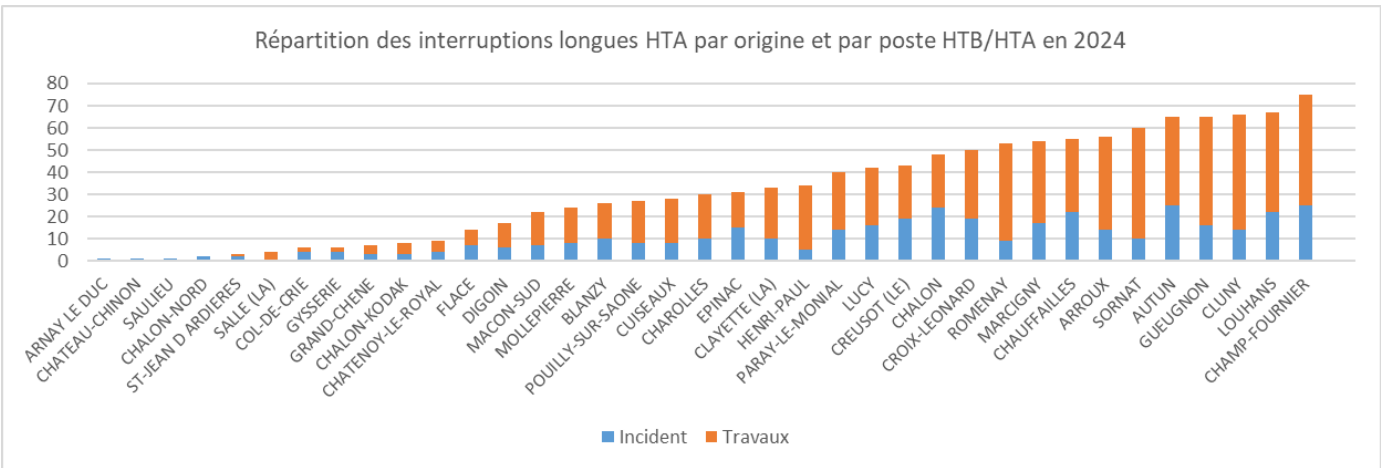
Parmi les causes d'interruption sur le réseau HTA définies par le concessionnaire, **les plus fréquentes sont les travaux d'élagage (12%), les travaux de maintenance (12%), les travaux urgents (mise en sécurité) (11%) et la modification de prises de transformateur (9,5%).**

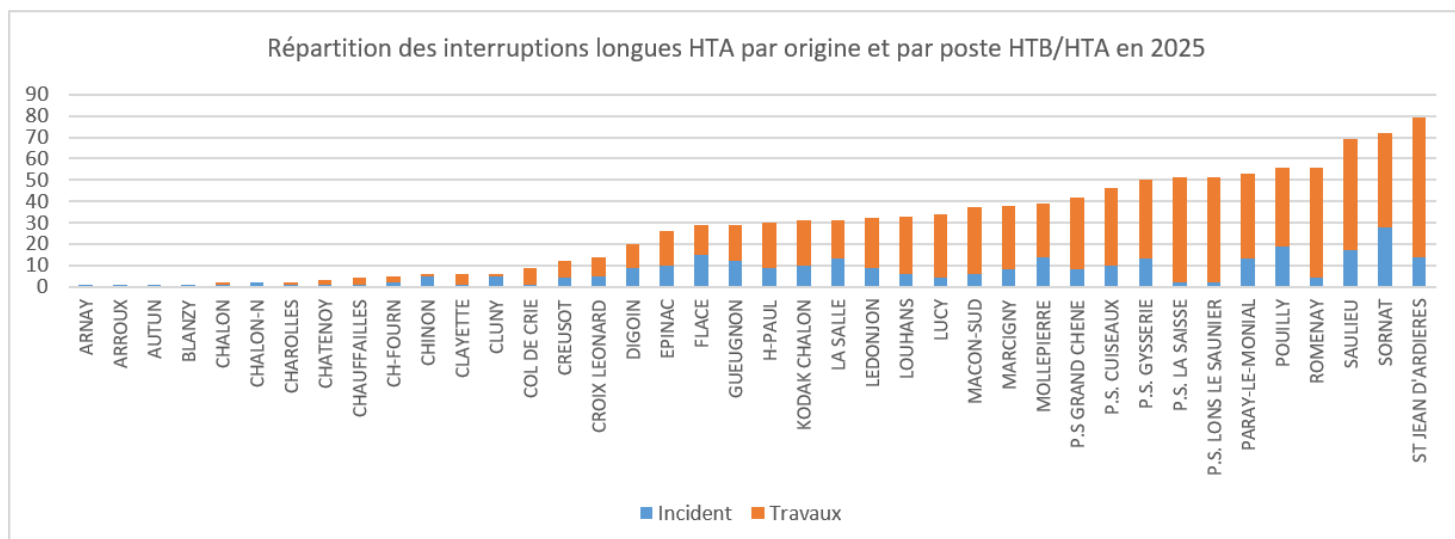
L'effort anormal par tempête (18 mn), les chutes d'arbre par vent (18 mn) et l'usure naturelle (8mn) sont les causes les plus impactantes pour le réseau HTA.

Concernant les interruptions longues sur le réseau BT, les causes les plus fréquentes sont l'usure naturelle (17%), les réparations par suite d'incident (9%), les chutes d'arbre (6%) et les travaux d'élagage (6%). Ces causes sont déjà identifiées depuis 2017 comme causes principales du nombre d'interruptions et soulignent bien l'impact de l'usure du réseau sur les interruptions subies.

L'usure naturelle (2,8 mn) et les chutes d'arbre (2 mn) sont les causes les plus impactantes du réseau BT sur le critère B

Répartition du nombre d'interruptions longues par origine et par poste HTB/HTA depuis 2022





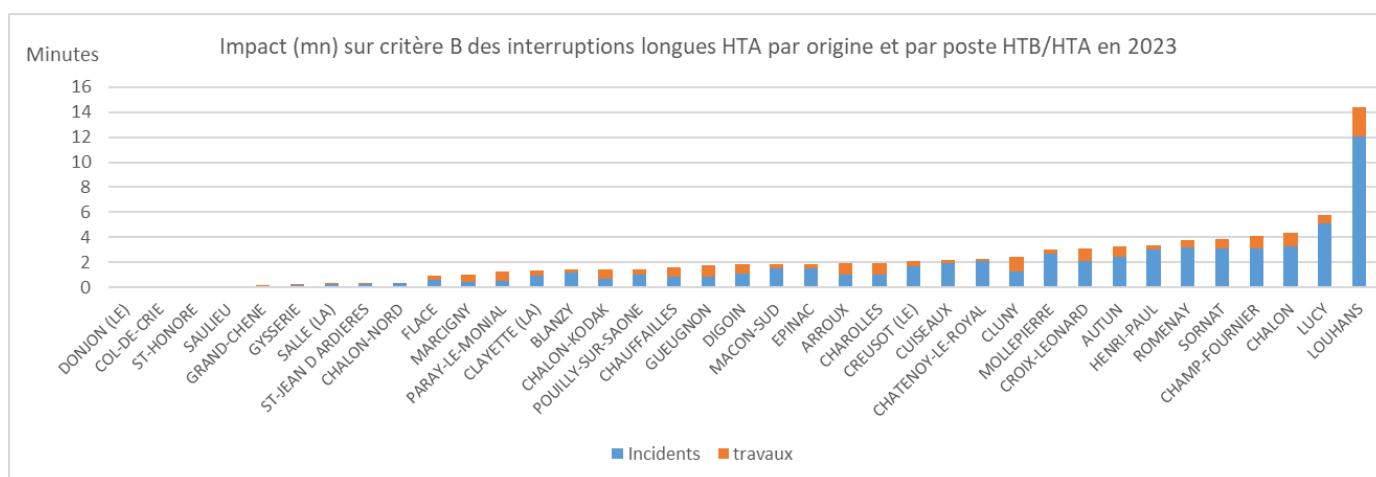
Source : ENEDIS, fichier interruptions longues HTA 2023-2024-2025

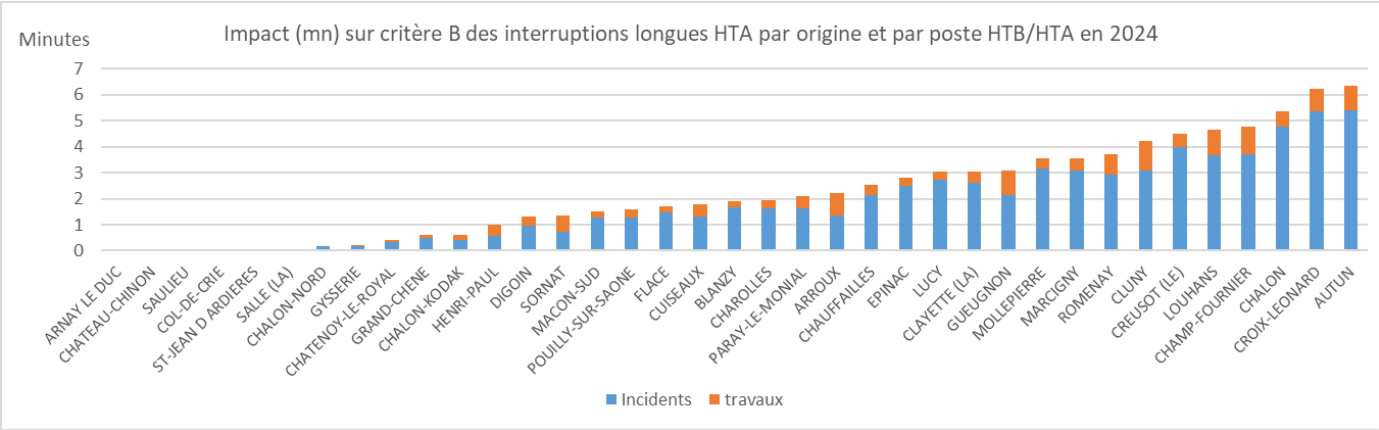
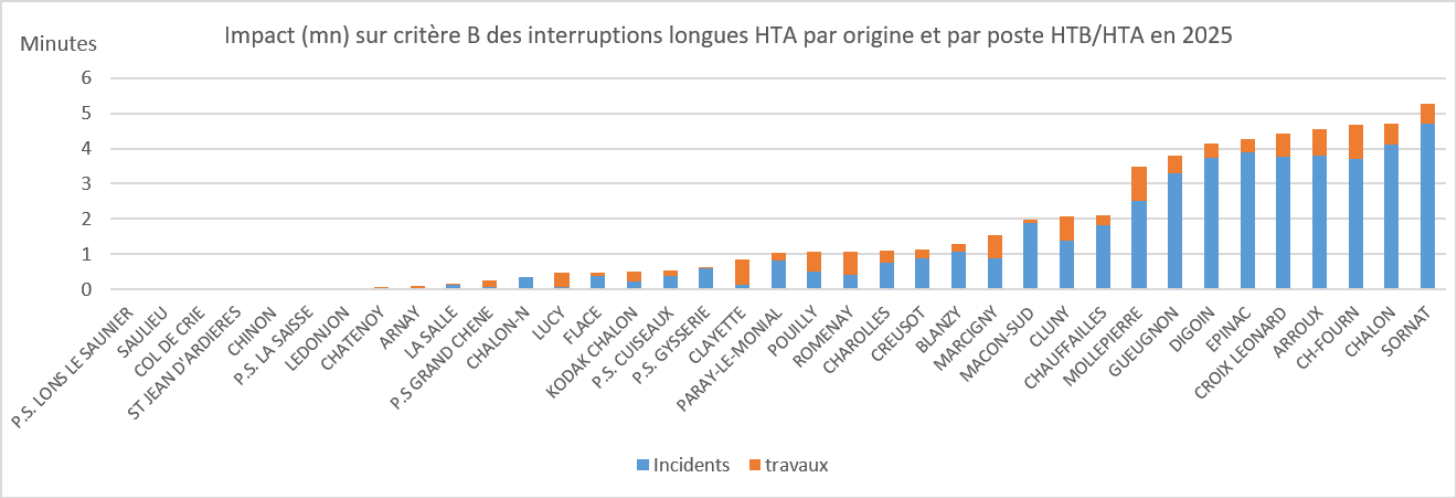
La comparaison des 3 années de 2023 à 2025 permet de souligner que certains postes sources enregistrent un nombre répété de coupures parmi les plus importants de la concession : notamment le poste SORNAT.

L'origine principale de ces coupures reste les travaux.

Le concessionnaire doit s'expliquer sur ces interruptions répétées pour des zones et des causes identiques depuis le début de notre suivi sur ce sujet il y a 8 ans.

Nous constatons également que les postes les plus concernés par le nombre de coupures, sont également ceux pour lesquels l'impact sur le critère B est le plus important (Postes LOUHANS, CHAMP-FOURNIER, SORNAT, CHALON) principalement en raison d'incidents.





Source : Enedis, fichier interruptions longues HTA 2023-2024-2025

Le tableau ci-dessous présente le top 10 des départements HTA classés selon leur critère B moyen en 2025. La forte proportion des incidents aériens dans ce top 10 illustre de fait la **vulnérabilité des linéaires aériens**.

L'analyse complémentaire à ce top 10 des temps de coupures par tronçon n'a pas pu être réalisée en l'absence de transmission par Enedis de localisation et de descriptif des interruptions de fourniture HTA (incidents et travaux) avec temps de coupure décomposé par poste HTA/BT.

A noter que ce critère B intègre les incidents causés par des tiers extérieurs (véhicules, incivilités...) mais que cette cause ne reflète que 3 à 4% du critère B incident HTA (soit environ 3 minutes du critère B).

« TOP 10 » des départements HTA ayant le critère B le plus élevé en 2025

Départ HTA	POSTE SOURCE	Contribution au Critère B incident HTA HIX 2023 (mn)	Nb usagers desservis
SENNEC	CROIX LEONARD	8,4	2 346
GENOUL	H PAUL	4,4	766
RECLES*	AUTUN	2,8	1 355
GILLY	SORNAT	2,6	643
AGNAN	DIGOIN	2,4	1 404

UCHON	ARROUX	2,4	479
DEMIGN	MOLLEPIERRE	1,8	1 662
SARRAZ	ROMENAY	1,7	382
ST BOI*	C LEONARD	1,6	1 884
EMILAN	EPINAC	1,6	981

Source : Enedis - fichier ETINC_18a « Interruptions longues HTA et amont » et autres fichiers

***Les 2 départs RECLES et ST BOI dans le tableau étaient déjà présents dans le « top 10 » en 2024**

Le seuil du Décret qualité

Le Décret n° 2007-1826 du 24 décembre 2007 relatif aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité, fixe un niveau de qualité attendu du réseau HTA et BT, du point de vue de la continuité d'alimentation. Il est évalué selon 3 critères : le nombre de Coupures Longues (Nb CL), la durée cumulée de Coupures Longues (durée CL) et le nombre de Coupure Brèves (Nb CB).

Les coupures longues sont les interruptions de plus de 3 minutes, fortuites ou programmées, vues d'un client au cours d'une année.

Les coupures brèves sont les interruptions de 1 seconde à 3 minutes qu'il subit au cours d'une année.

Ces coupures sont comptabilisées « hors circonstances exceptionnelles ». Enedis ne décompte, pour les indicateurs du décret, que les coupures sur réseau HTA.

Un client est alors considéré comme mal alimenté en termes de continuité, s'il dépasse la valeur de référence pour l'un au moins des 3 critères suivants.

Les critères

→ le niveau de tension HTA et BT doit être compris dans un intervalle de [-10% ; +10%] par rapport à la tension nominale

→ la continuité d'alimentation pour un usager est caractérisée par :

- Un nombre de coupures longues (cl) qui ne doit pas être supérieur à 6 sur une année
- Un nombre de coupures brèves (cb) qui ne doit pas être supérieur à 35 sur une année,
- Une durée cumulée de coupures qui ne doit pas excéder 13 heures sur une année

→ L'évaluation

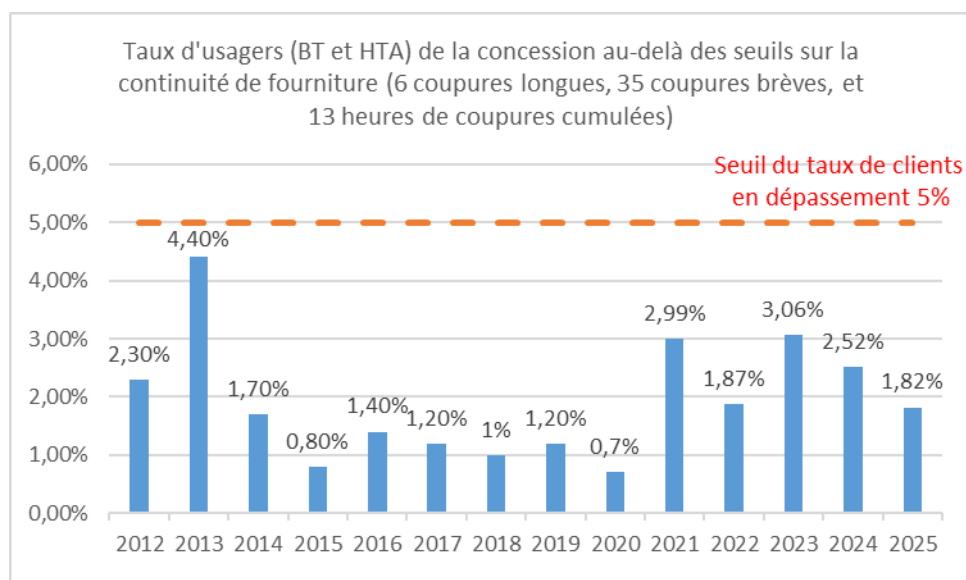
Le niveau global de **continuité d'alimentation** sur la concession est non respecté si le pourcentage d'usagers au-delà des seuils dépasse **5%**.

Valeurs de référence	Nb de Coupures Longues	Durée Cumulée CL	Nb de Coupures Brèves	Part d'usagers (HTA et BT) au-delà du seuil
	6 / an	13h / an	35 /an	5%
Nombre d'usagers concernés en 2021	353	10 150	0	2,99% (10 250)
Nombre d'usagers concernés en 2022	554	8 306	0	1,87% (6 428)
Nombre d'usagers concernés en 2023	2 812	NC	3 158	3,06% (10 619)
Nombre d'usagers concernés en 2024	549	NC	6 605	2,52% (8 767)
Nombre d'usagers concernés en 2025	567	NC	24	1,82% (6 352)

Source : Enedis – synthèse des éléments de continuité de fourniture – courrier Décret Qualité – Loi NOME

Lorsque le taux global d'utilisateurs touchés dépasse 5%, le concessionnaire a l'obligation de présenter un plan d'action à l'AODE.

Le seuil de 5% du taux de clients en dépassement n'a pas été franchi en 2025 ni sur la période 2012 – 2024. Néanmoins il s'en rapproche de manière tendancielle pour atteindre 2,52% en 2024 et s'établit à 1,9% en moyenne sur ces 10 derniers exercices.



Abattement tarifaire sur facture : rappel du Médiateur de l'énergie dans son rapport d'activité 2020 (p 48) :

« Lorsqu'un consommateur subit une interruption de fourniture d'électricité supérieure à cinq heures consécutives qui est imputable à une défaillance du réseau public de transport ou de distribution, il doit bénéficier automatiquement d'un abattement tarifaire sur sa facture, sans qu'il ait besoin d'en faire la demande. C'est ce que prévoit la délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 14 juin 2018. Cet abattement forfaitaire sur le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité est calculé sur la base de 2 euros HT par kVA de puissance souscrite et par tranche de cinq heures de coupure, pour les consommateurs raccordés en basse tension dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA.

ENEDIS invoque trop souvent la responsabilité des consommateurs ou des cas de force majeure pour écarter toute indemnisation lors de litiges portant sur des coupures de plus de cinq heures. Compte tenu des faibles montants de l'abattement du TURPE qui sont engagés – la plupart du temps moins de 50 euros – ENEDIS ne devrait pas chercher à éviter de s'acquitter de son obligation. En appliquant systématiquement la règle, il éviterait au médiateur national de l'énergie d'avoir à intervenir dans ces litiges et à signaler à la CRE les manquements d'ENEDIS en ce qui concerne le versement de l'abattement forfaitaire »,

Le rapport 2025 du Médiateur National de l'Energie, Bernard DOROSZCZUK, signale les litiges se rapportant à la qualité de fourniture d'électricité, en augmentation, avec des phénomènes de microcoupures répétées, qui peuvent endommager les équipements électriques, et plus généralement la mauvaise qualité d'alimentation avec des baisses de tension particulièrement en zone rurale.

« Ces litiges soulignent le besoin du renforcement du réseau de distribution qui fait face à son vieillissement. » Le médiateur s'interroge sur la soutenabilité du réseau de distribution d'électricité dans le contexte d'électrification des usages portée par les pouvoirs publics incitant au développement des véhicules électriques et des pompes à chaleur. »

Retrouvez l'intégralité du rapport 2025 du Médiateur National de l'Energie : <https://www.energie-mediateur.fr/publication/rapport-annuel-2025-du-mediateur-national-de-lenergie>

Les points positifs pour la qualité de fourniture :

- respect du Décret Qualité ;
- aucun départ n'est concerné par le dépassement cumulé des 3 seuils de continuité d'alimentation (6 CL, 30 CB, 70 CTB pour incident). Contre 44 en 2021 et aucun en 2022, 2023, 2024 ;
- Amélioration du Critère B Hors événement exceptionnel qui revient à 84 mn (contre 90 mn en 2024) mais qui reste à un niveau élevé au-delà de la moyenne nationale.

Les points de vigilance pour la qualité de fourniture :

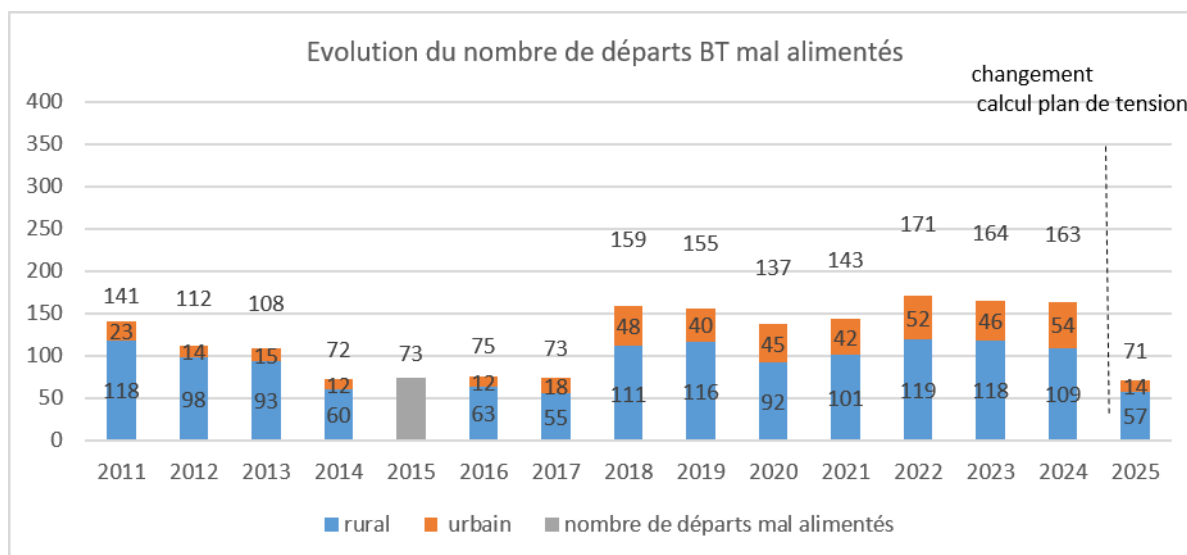
- dégradation générale des indicateurs de qualité de fourniture ;
- Hausse du critère B toutes causes confondues à un niveau inquiétant, parmi les plus élevés depuis 10 ans, lié à des incidents climatiques d'intensité diverses face auxquels le réseau HTA ne résiste pas et fait preuve de fragilité ;
- une part importante, du critère B est liée à **des incidents sur le réseau HTA par usure et défaillance de matériel** ;
- une part importante du nombre d'incidents **pour usure ou défaillance du matériel concerne également le réseau BT** ;
- 76 départs HTA sont concernés par le dépassement du seuil de continuité d'alimentation de 6 CL pour incident contre seulement 2 en 2024.
- **le concessionnaire ne fournit les données de coupures que par départ HTA, empêchant une localisation précise. La maille du poste HTA/BT est attendue par le SYDESL ;**
- le SYDESL reste vigilant devant un réseau vieillissant et **particulièrement sensible aux aléas climatiques et autres incidents.**

B - La qualité de tension

Comme évoqué en début de chapitre, l'application d'un nouveau plan de tension et d'un nouveau modèle de charge vient artificiellement réduire le nombre de clients et de départs mal alimentés en 2025, rendant toute comparaison inutile avec les années précédente.

Afin de répartir la maîtrise d'ouvrage du renforcement entre les réseaux HTA et BT, le seuil de dimensionnement du réseau HTA a été déterminé à 5% de chute de tension (CT) dans le nouveau plan de tension.

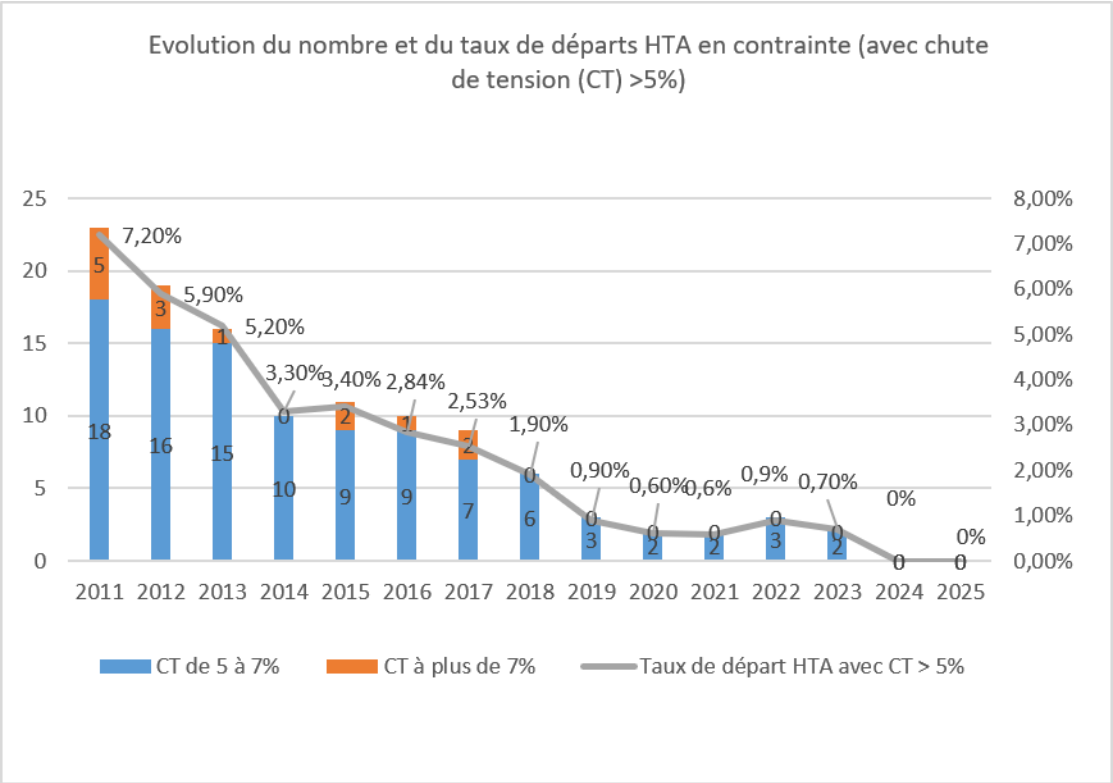
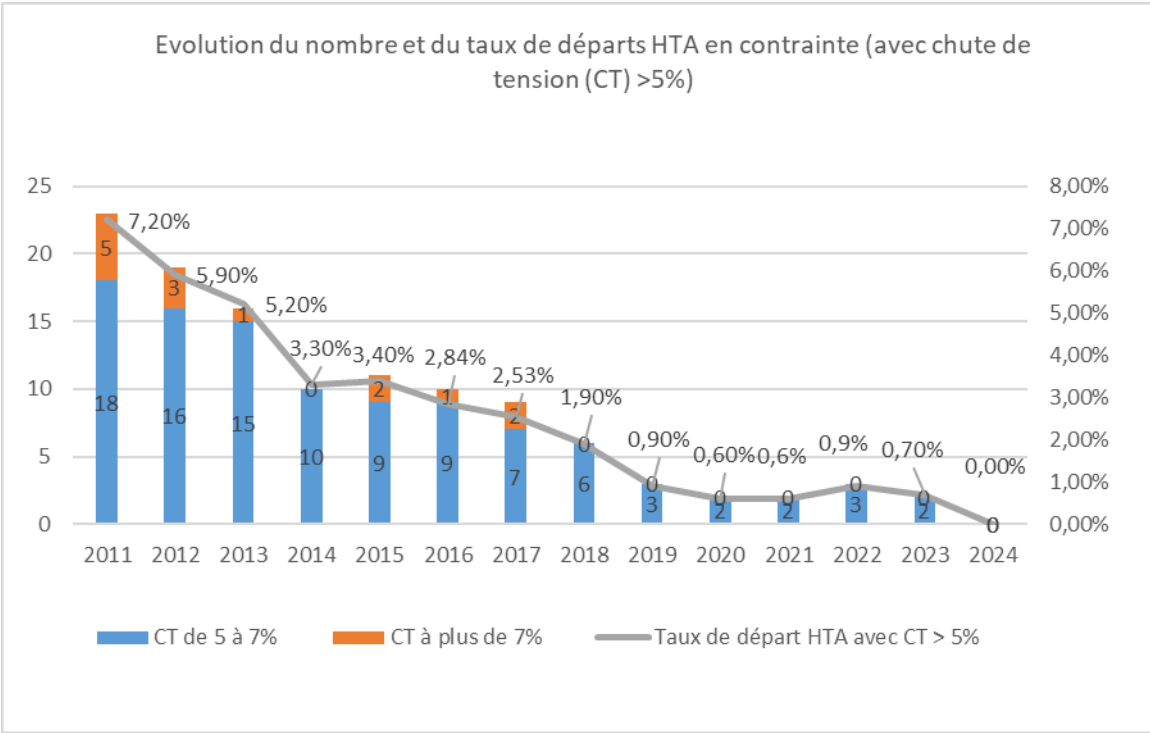
Un départ BT est en contrainte de tension, et donc considéré comme mal alimenté, lorsque le niveau de tension sort de la fourchette [-10%, +10%] de la tension nominale de 230 V, c'est-à-dire entre 207 V et 253 V. Sont également considérés comme mal alimentés les départs qui sont en contrainte d'intensité, c'est-à-dire lorsque la puissance maximum susceptible de transiter sur l'un des tronçons est supérieure à la puissance admissible.

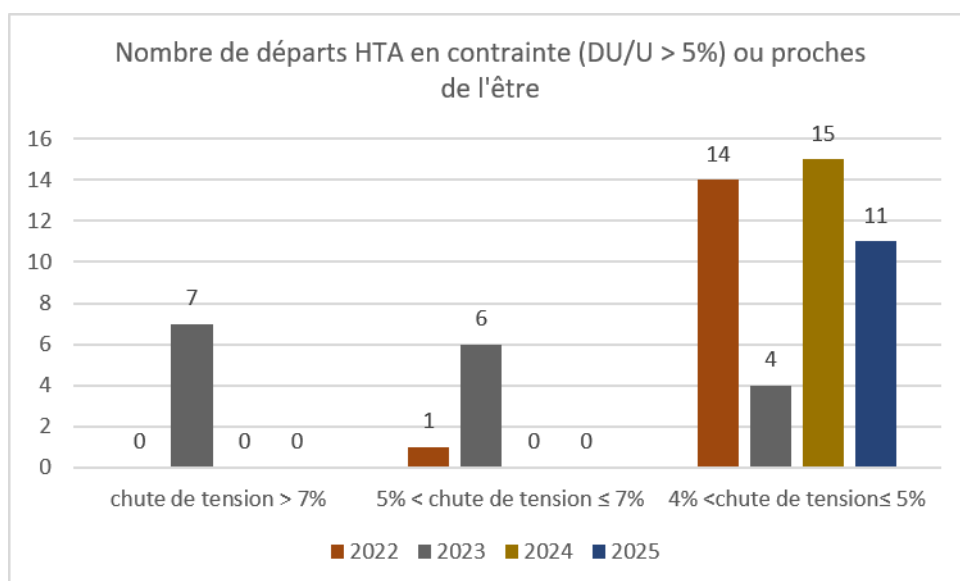


Source : ENEDIS – fichier chutes de tension BT

Enedis ne communique pas précisément les critères et formules de ce calcul alors que l'impact est conséquent sur les recettes financières du SYDESL. **Nous pouvons également regretter que le concessionnaire ne fournisse pas les noms des départs BT concernés, mais seulement les codes GDO.**

Départs HTA en contrainte d'intensité :





Source ENEDIS – fichier chutes de tension HTA

- Aucun départ HTA n'est en contrainte de tension sur la concession à fin 2025 (chutes de tension supérieures à 5%). Et ce pour la deuxième année de suite.
- Légère baisse du nombre de départs HTA proche d'être en contrainte de tension (entre 4% et 5%).

Les usagers mal alimentés

La tenue de tension

Le niveau global de **la tenue de tension** est non respecté si le pourcentage d'usagers mal alimentés sur la concession dépasse **3%**. Pour la Saône et Loire, il est actuellement de 0,23%, loin de la limite, mais tend à se dégrader depuis plusieurs années.

	2021	2022	2023	2024	2025
Nb Clients BT au-delà des seuils	673	762	805	793	101
dont rural	379	463	441	337	75
dont urbain	294	299	364	456	26
Nb clients HTA au-delà des seuils	0	0	0	0	15
% de clients hors seuils	0,20%	0,22%	0,23%	0,23%	0,03%

Par l'application du nouveau plan de tension et du nouveau plan de charge en 2025, le nombre de clients mal alimenté a chuté mathématiquement, et non pas suite à des mesures sur site. La réalité physique est toute autre puisque rien n'a changé sur le réseau et que les difficultés de nombreux usagers sont toujours présentes.

L'année 2025 (et suivantes) n'est donc pas comparable avec les années précédentes en termes de résultats théoriques du tableau ci-dessus et des graphiques ci-dessous.

La continuité d'alimentation

Par suite d'un arrêté du 16 septembre 2014, cette évaluation se concrétise désormais par la détermination d'un **indice local pour chaque département**. La valeur calculée de cet indice **doit être inférieure à 8**. La valeur de cet indice doit être

comparée aux autres départements car elle reflète le « classement » de la Saône et Loire par rapport aux autres territoires.

En 2025, il est de **2,5 pour la Saône-et-Loire** (3,5 en 2024) et traduit une amélioration du classement de la Saône et Loire pour la qualité de l'électricité distribué sur notre département.

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Nb Clients BT au-delà des seuils	2 760	2 509	10 222	6 410	10 592	8 742	6 352
Nb clients HTA au-delà des seuils	1005	14	28	18	27	25	15
% de clients hors seuils	1,20%	0,70%	2,99%	1,87%	3,06%	2,52%	1,82%
Critère B Toutes Causes Confondues (mn)	71,6	53	99	94,5	115,7	103,5	108,1
indice qualité (<8)	1,62	1,38	1,28	1,72	3,09	3,5	2,5

En basse tension, un usager est dit « client mal alimenté » (CMA) lorsque la tension à son point de livraison sort, au moins une fois par an, de la plage de variation admise.

La plage de variation admise est de +10% ou -10% par rapport à la tension nominale (décret du 24 décembre 2007), soit une tension admissible comprise entre 207 V et 253 V en basse tension pour les branchements monophasés.

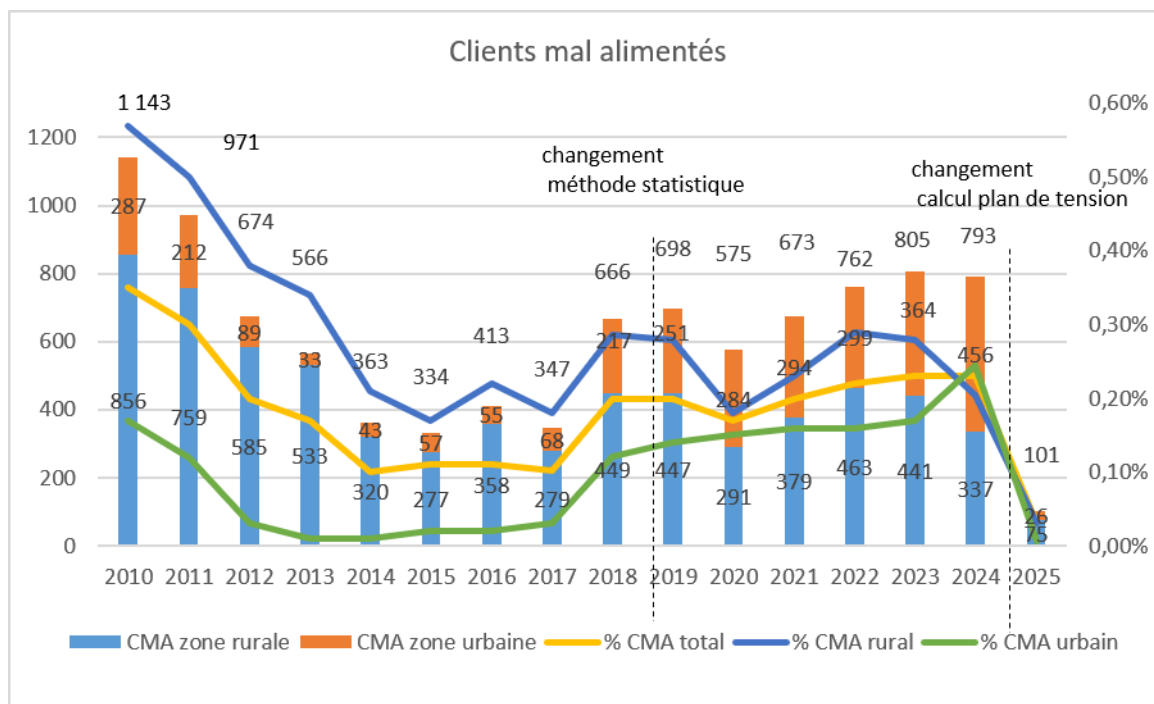
En l'absence de moyens permanents de surveillance de la tension chez les clients, ENEDIS utilise un modèle statistique qui, compte tenu de la structure du réseau, de la répartition des consommations et des courbes de charges types, donne une évaluation dans des situations défavorables (forte charge en hiver), du nombre de clients susceptibles de connaître des tensions en dehors des plages prévues.

A la suite de réflexions menées au niveau national dans le cadre d'un groupe de travail associant des représentants de la FNCCR et des autorités concédantes, Enedis a **fait évoluer sa méthode statistique** en 2018 de façon à prendre en compte dans la modélisation, d'une part, la croissance significative de la production décentralisée sur le réseau BT, et d'autre part, **les données de consommation des compteurs Linky qui permettent de fiabiliser les historiques de consommation** et les profils de charge utilisés dans la méthode statistique.

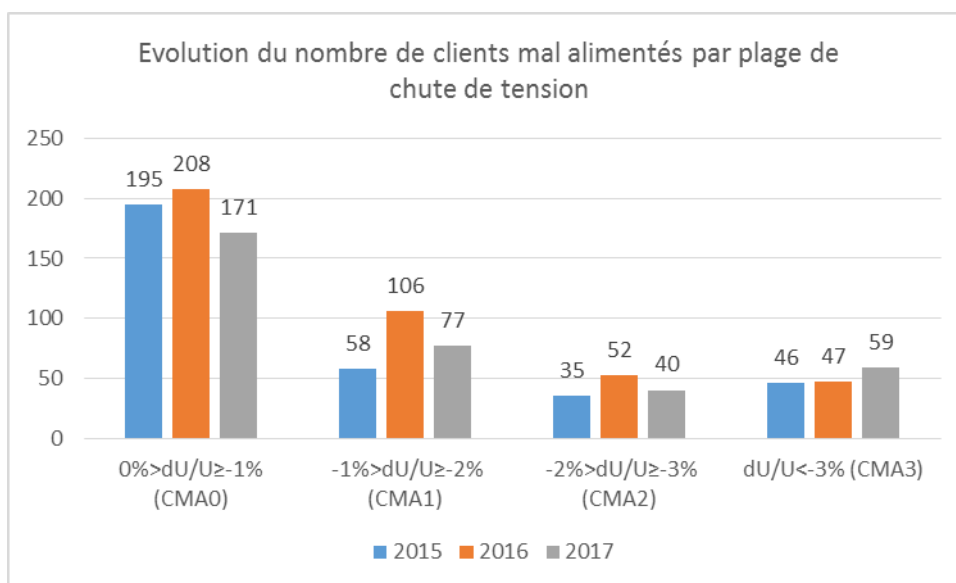
La hausse du nombre de clients mal alimentés entre 2017 et 2018 s'explique essentiellement par le changement de méthode statistique. En 2021, les ajustements liés à la généralisation du compteur Linky, permettent d'identifier de nouveaux CMA et d'expliquer leur augmentation selon les explications d'Enedis.

En 2025, l'application du nouveau Plan de Tension expliqué en début de chapitre vient modifier les modalités de calcul des CMA théoriques rendant les périodes incomparables entre elles.

	DMA millésime 2021	DMA millésime 2022	DMA millésime 2023	DMA millésime 2024	DMA millésime 2025
Rural	101	119	118	109	57
Urbain	42	52	46	54	14

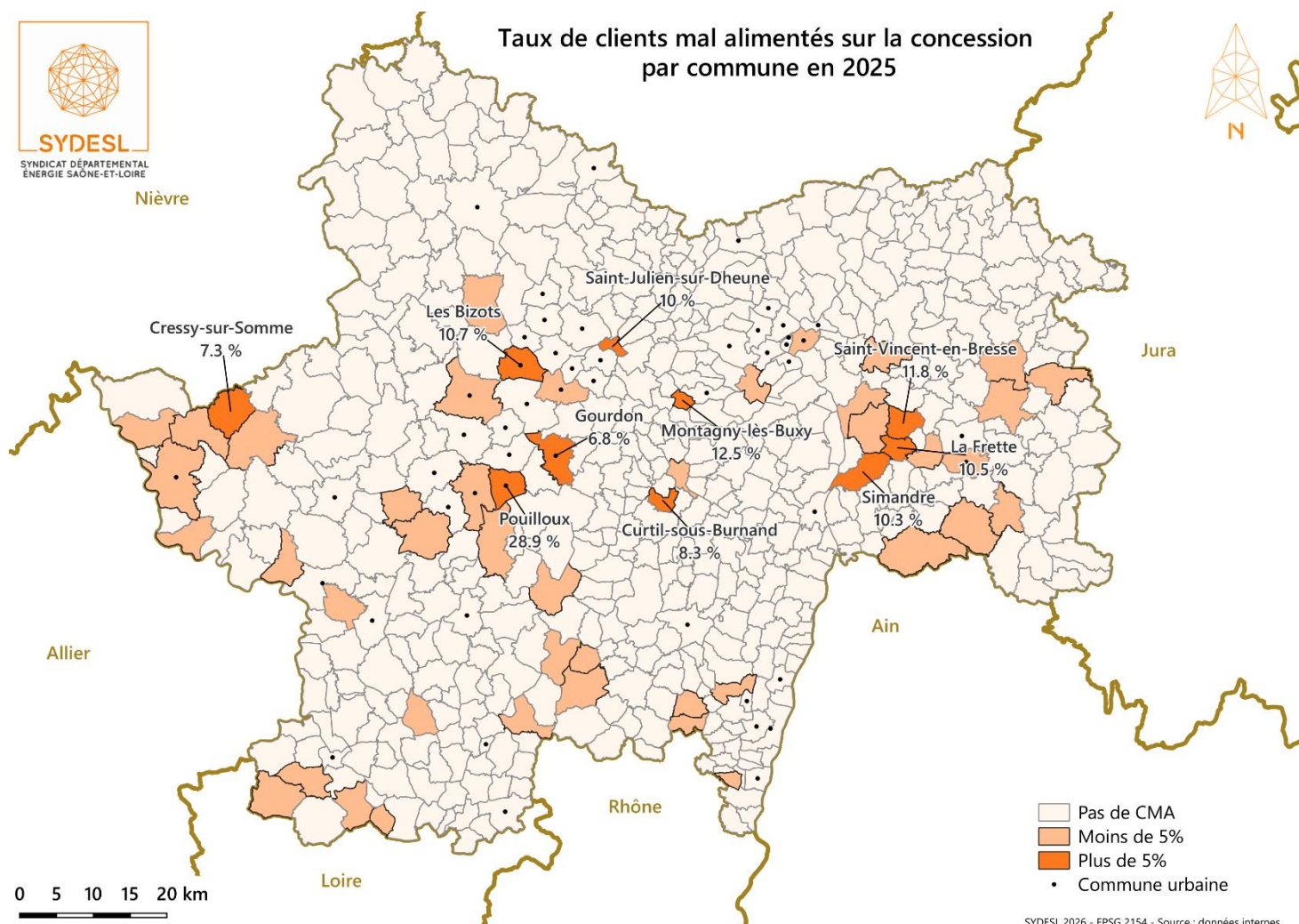


Source : Enedis – CRAC – fichier chutes tension BT



Depuis 2018, Enedis refuse de remettre ces données, pourtant remises par le passé.

Taux de clients mal alimentés sur la concession par commune en 2025



SYDESL 2026 - EPSG 2154 - Source : données internes

Source : Enedis – fichier chute de tension par départ BT 2025

Liste des départs HTA présentant le plus de CMA en 2025 :

Poste source	Départ HTA	Communes concernées par les CMA pour ce départ	Nombre CMA
LUCY	Pouill	Pouilloux,	10
LOUHANS	Bantan	La Frette, St Vincente en Bresse, Savigny sur Seille, Sornay	8
ROMENAY	Huilly	Simandre	7
BLANZY	Bizots	Les Bizots, St Eusebe	5
ROMENAY	Perrou	Montpont en Bresse, Romenay	5

Nous pouvons noter que les postes source LUCY, LOUHANS et ROMENAY sont les plus concernés par les départs HTA présentant des CMA.

Nous relevons également que les communes de Pouilloux, Simandre, Monpont-en-Bresse et Saint-Vincent-en-Bresse regroupent le plus de CMA.

Le nombre d'usagers mal alimentés doit toujours être considéré avec précaution.

Les CMA dont la levée de contrainte passe par une opération sur le réseau HTA ne sont pas détectés par GDO-SIG. Le nombre de CMA communiqué est donc sous-estimé même si le modèle a bien évolué ces dernières années notamment grâce au compteur Linky.

Une partie des chutes de tension sont calculées par ENEDIS à l'aide d'un outil de simulation qui exploite d'une part, l'inventaire technique, et d'autre part, le rattachement des usagers au réseau ainsi que leur profil de consommation.

Dans ces conditions, il convient d'être attentif aux chutes de tension qui, bien que conformes, sont proches des seuils de conformité puisqu'il peut suffire de modifier l'une des données exploitées par le calcul pour que la nouvelle tension calculée soit en dehors de la plage de conformité.

Les points positifs pour la qualité de tension :

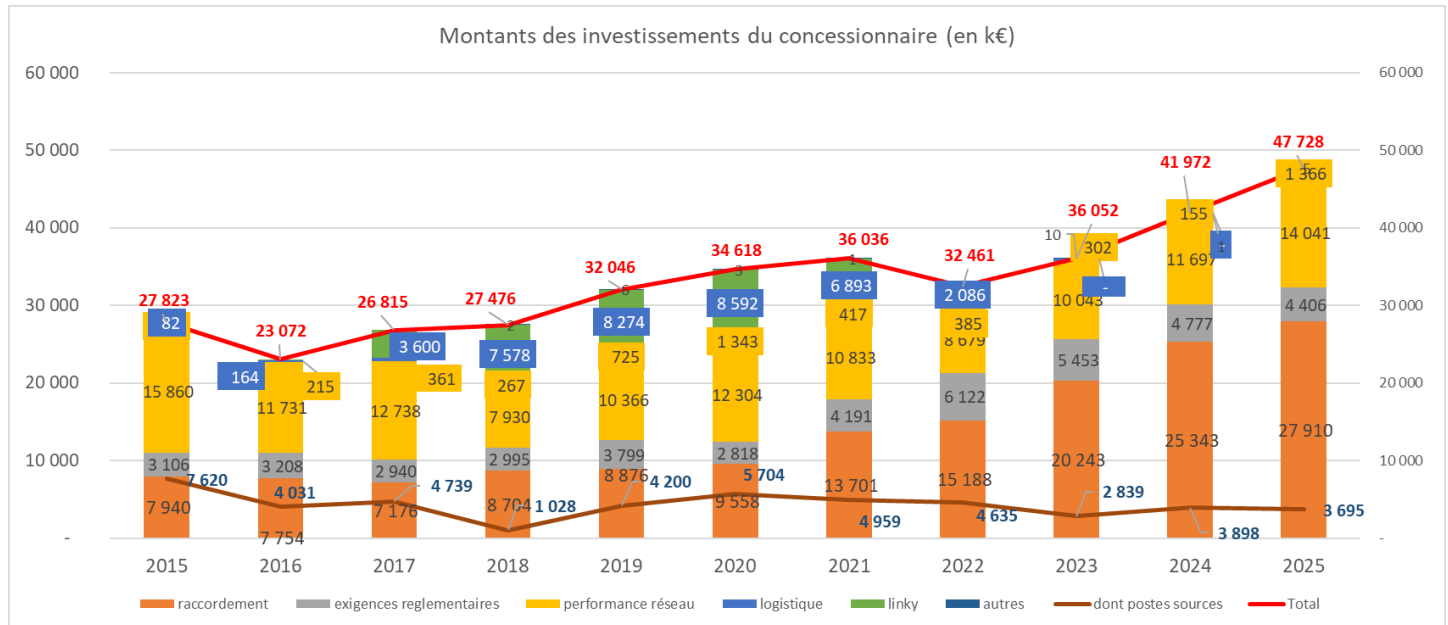
- Le taux de client mal alimenté est excellent à 0,03% (limite légale 3%) et donne l'illusion d'un réseau sans difficulté et de la quasi-totalité des clients sans difficulté de tension.
- Un taux de départ HTA nul dont la chute de tension excède 5%

Les points de vigilance pour la qualité de tension :

- **Une nouvelle méthode de calcul des clients mal alimentés qui vient réduire drastiquement le nombre de clients mal alimentés (alors qu'en réalité leur nombre n'a pas varié), et rend impossible les comparaisons avec les années précédents**
- Des départs HTA qui, depuis au moins 2 ans, présentent des quantités élevées de CMA sur les mêmes zones (Pouill, Huilly). Des actions ciblées doivent être engagées. Le départ **Pouil concerne la zone de Pouilloux et celui de Huilly concerne le secteur de Simandre. Les Poste source LUCY et ROMENAY sont particulièrement impactés par les CMA.**
- **La méthodologie de calcul de ces indicateurs ne tient pas compte des limitations de réglage de tension induite par la présence de producteur. La prise en compte de ces limitations permettrait une évaluation plus juste des chutes de tension que le SYDESL considère comme sous-évaluée. L'absence de localisation des producteurs par ENEDIS limite l'analyse du SYDESL.**
- Les modifications opérées par Enedis sur le plan de tension et modèle de charge peuvent avoir de graves conséquences non seulement sur les crédits nationaux du FACE alloués au Sydesl mais surtout apporte une image erronée et très optimiste de l'état du réseau.
- Nécessité de poursuivre la coordination **des actions d'ENEDIS avec le SYDESL** pour l'amélioration des réseaux BT desservant des usagers mal alimentés.

5- LES INVESTISSEMENTS DU CONCESSIONNAIRE

A- Le contenu des investissements



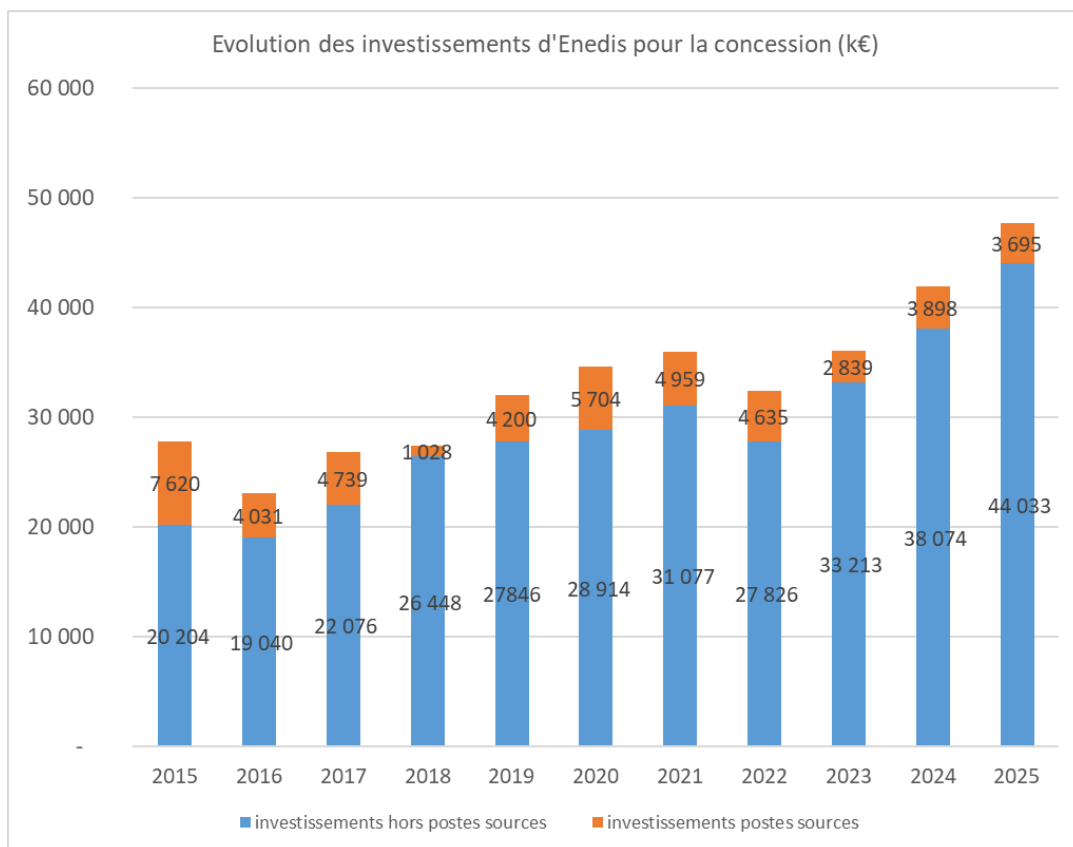
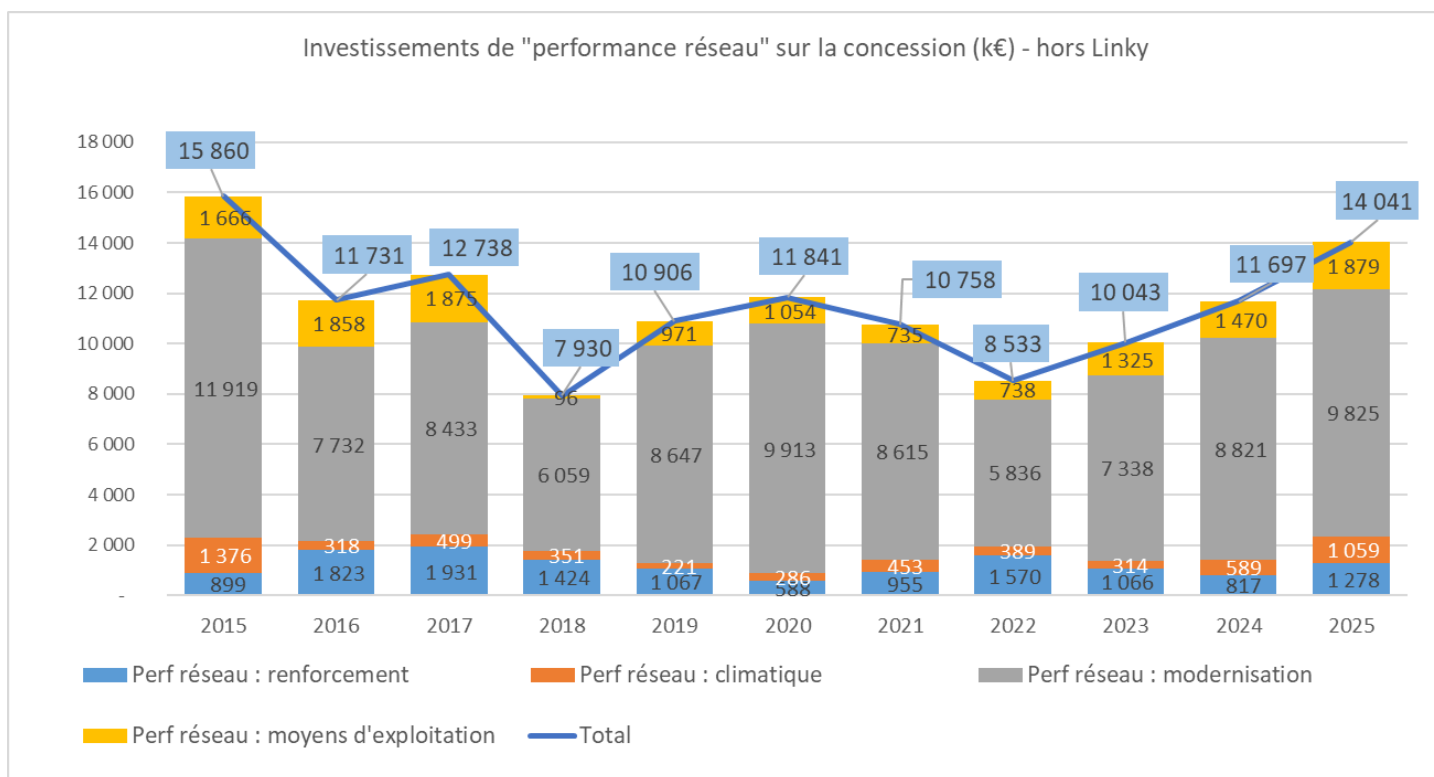
Source : ENEDIS – CRAC ex 2025

D'après les informations communiquées par ENEDIS, **le montant des investissements consentis a augmenté de 14% en 2025 après la baisse enregistrée en 2022. En 2025, nous constatons le niveau d'investissement le plus élevé des 10 dernières années.**

Nous ne pouvons qu'apprécier cette hausse des investissements qui devrait se traduire par une amélioration des conditions de continuité d'alimentation.

En 2025, L'investissement pour la performance réseau (14 040 k€), connaît également une hausse par rapport à 2024 (+ 20%), et se rapproche du niveau le plus élevé enregistré jusqu'alors (15 860 en 2015).

Elle intègre par ailleurs des investissements postes sources (3 695 k€), mais aucun détail n'a été fourni par Enedis sur la part des investissements poste source dans la modernisation du réseau.



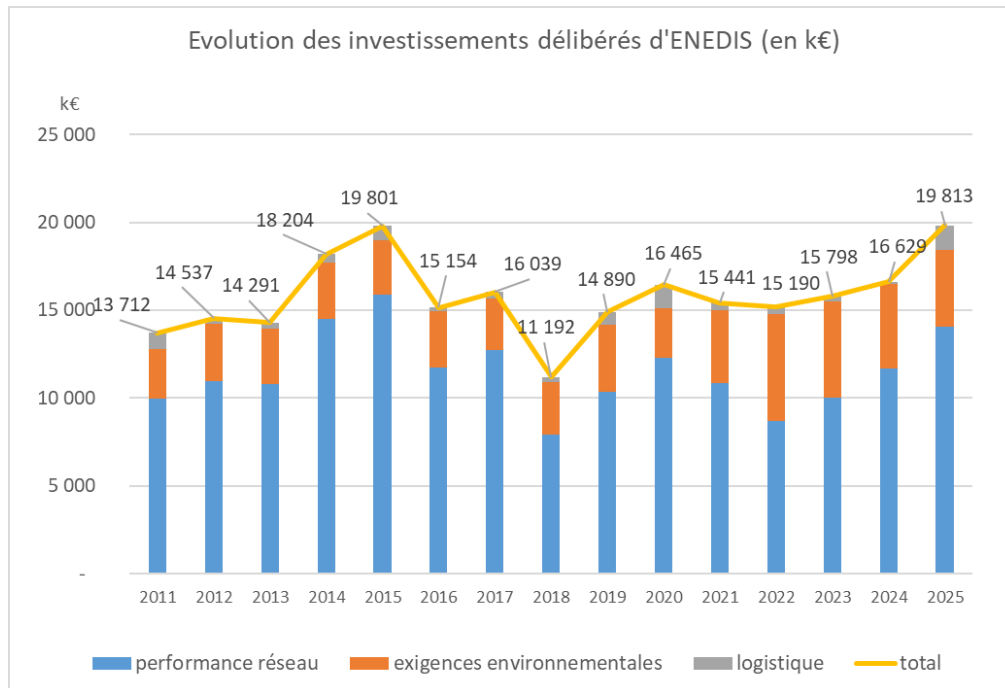
Parmi les investissements de « performance réseau », les investissements de modernisation sont prépondérants, et en globale progression sur la période 2010-2017, nous constatons une baisse brutale en 2018 (-2,4 M€ ; - 28%) et la remontée enregistrée en 2019 et 2020 est à nouveau suivie d'une forte baisse en 2022. 2023 marque une remontée qui se confirme en 2025.

2025 permet de se rapprocher du niveau d'investissements de 2015 pour la performance réseaux

Notons que depuis 2022, la part consacrée à la modernisation du réseau augmente pour atteindre près de 10 000 k€ en 2025.

Même si nous pouvons saluer ces efforts, les montants sont toutefois à relativiser car ils intègrent une part d'investissement dans les postes source, dont la ventilation par chapitre n'est pas précisé par Enedis.

Les investissements délibérés (cumul des investissements pour l'amélioration du patrimoine et ceux de la logistique) :



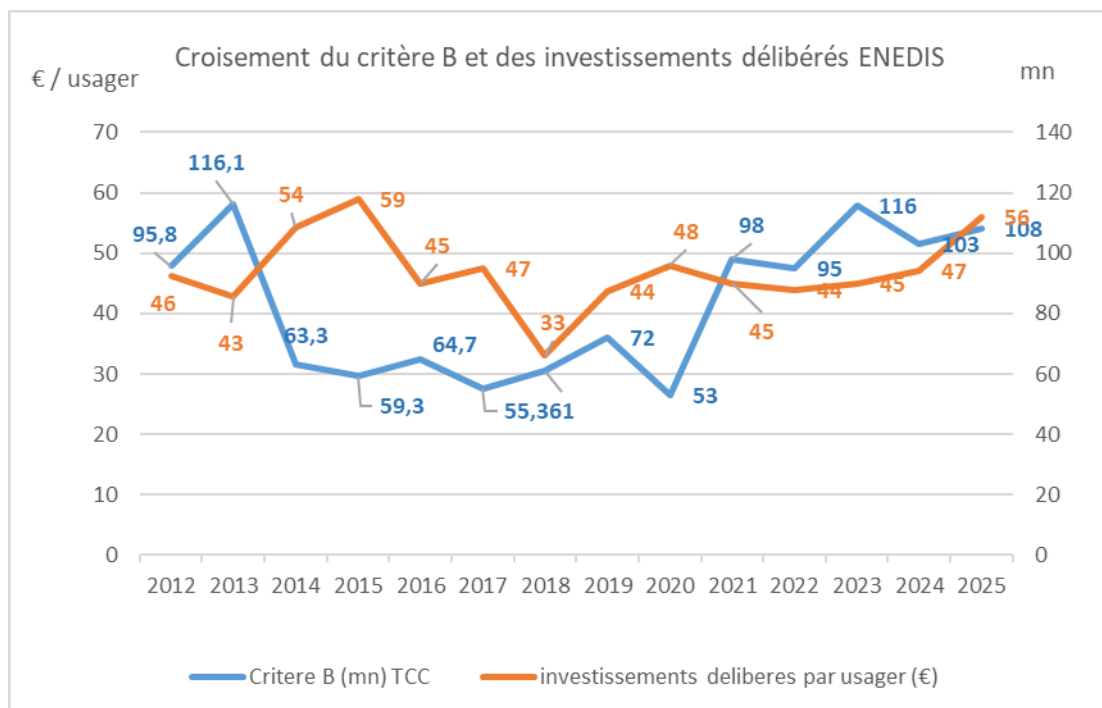
Les investissements délibérés sont les investissements du concessionnaire hors raccordements et hors Linky.

Depuis 2019, les investissements délibérés remontent et retrouvent, en 2025, le niveau atteint en 2015. Soit le plus haut niveau des 10 dernières années.

En 2025, le montant consacré augmente de 3 000 k€ par rapport à 2024, et marque une hausse significative par rapport aux dernières années.

Le montant des investissements délibérés du délégataire sur la concession est de 56,2 € / usager, **en hausse de 9€/usager par rapport à 2024.**

Il est intéressant de comparer l'évolution des investissements « délibérés » et les résultats du critère B ; même s'il existe forcément un délai entre une période d'investissement et ses impacts sur la qualité du service rendu, nous pouvons constater une corrélation entre les deux.



Le niveau moyen d'investissement en « performance réseau » par usager sur la concession (56€/usager) est au-dessus de la tendance observée nationalement (de l'ordre de 47€/usager) pour un critère B largement dégradé en Saône et Loire (voir la rubrique « qualité de distribution » de ce rapport). Après la baisse des investissements enregistrée en 2018, il dépasse, en 2025, le niveau moyen enregistrés depuis 2012 (47€).

Les investissements délibérés par usager suivaient une tendance à la hausse sur la période 2008-2015. Ils dépassaient la valeur nationale en 2014 et en 2015. Cependant, et au vu de l'évolution sur les derniers exercices, il semble impératif que l'AODE poursuive son contrôle des investissements du délégataire, d'une part, et que le concessionnaire continue à fournir des efforts à la fois sur le montant mais également sur le ciblage des investissements pour éradiquer l'envolée du critère B constatée depuis 2021.

Comme précisé précédemment, ces montants intègrent en partie les montants consacrés aux postes source qui viennent réduire d'autant les montants consacrés aux réseaux.

➔ **Nécessité a minima de mieux cibler le niveau des investissements délibérés, en priorisant les travaux de renouvellement des lignes HTA et BT.**

Travaux d'élagage

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	évolution
Longueur de réseau traité (km)	477	351	186,5	213	253	214	285	272	-4,5%
Montants consacrés (k€)	2 030	1 410	1 190	1 339	1 440	1 650	1 749	2 068	+18,2 %
€/km traité	4 256	4 017	6 380	6 286	5 692	7 710	6 136	7 602	+24%

Source : ENEDIS – CRAC ex 2025

	HTA			BT		
	Longueur (km)	Montant (k€)	€/km traité	Longueur (km)	Montant (k€)	€/km traité
2017	200	1 050	5 250	41	170	4 140
2018	435	1 860	4 275	42	170	4 047
2019	332	1 240	3 735	19	170	8 947
2020	149	930	6 241	37,5	260	6 933
2021	197	1 162	5 898	16	177	11 062
2022	223	1 210	5 426	30	230	7 666
2023	155	1 150	7 419	59	500	8 474
2024	190	1 321	6 952	95	428	4 505
2025	215	1 601	7 446	57	467	8 192

Source : ENEDIS – CRAC

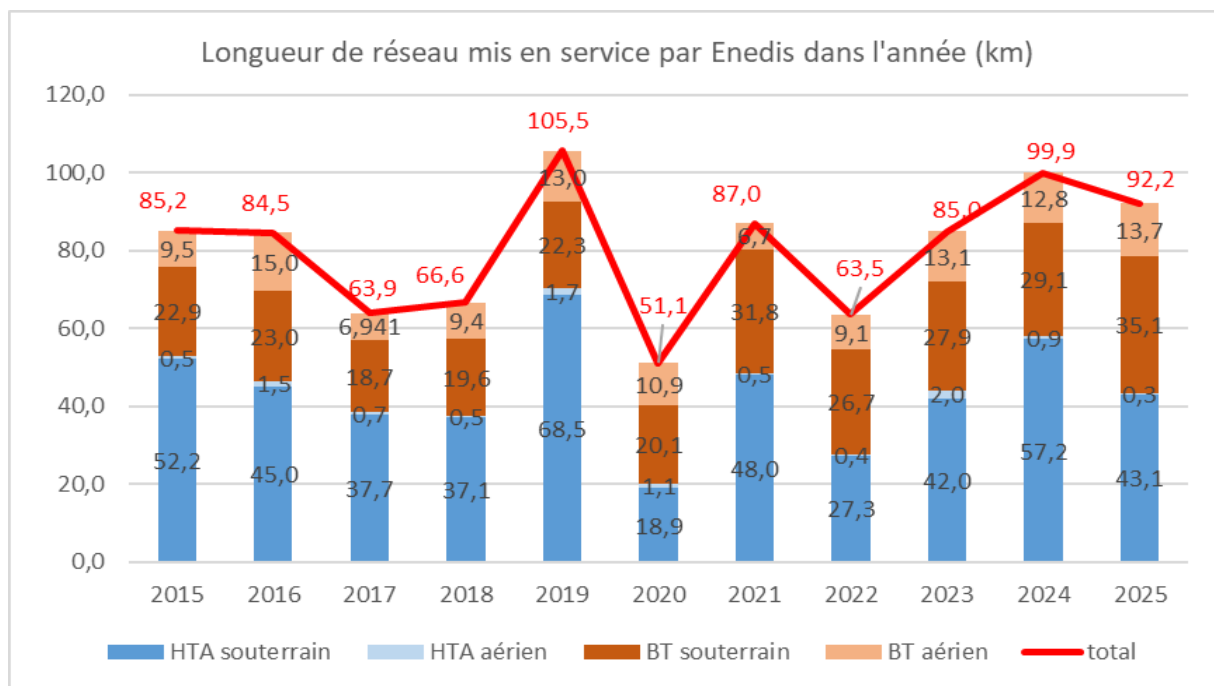
Le concessionnaire mène des opérations d'entretien et de maintenance. En particulier, les montants dépensés sur les opérations d'élagage ont nettement diminué entre 2015 et 2019. Depuis 2020, ils ont légèrement augmenté pour dépasser en 2025 le niveau moyen constaté des 8 dernières années.

En termes de linéaire de réseaux traités (HTA et BT confondus), le volume de 2025 (285 km) présente une légère baisse par rapport à 2024, et se positionne dans la moyenne de ces dernières années.

Le compte d'exploitation ne permet pas d'identifier les dépenses de maintenance curative de façon claire. Il serait essentiel que le SYDESL puisse établir que le vieillissement de son patrimoine n'amène pas à une hausse trop importante de ces dépenses.

B- Les mises en service en 2025

Ces longueurs concernent principalement du renouvellement pour obsolescence ou du déplacement d'ouvrage. La longueur totale de réseau construit par le concessionnaire et mis en service en 2019 est en nette hausse par rapport à 2017 et 2018. Elle retrouve les niveaux affichés entre 2012 et 2016. En 2025, nous constatons une baisse de 8% par rapport à 2024 mais reste à un niveau supérieur à la moyenne des 10 dernières années.



Source : ENEDIS, CRAC 2012 à 2025

Répartition par type de câble

	2018		2019		2020		2021		2022		2023		2024		2025	
souterrain	56,7	85,2%	91	86,1%	39	76%	80	92%	54	85%	70	82%	86	86%	78	84,5%
aérien isolé	9,4	14,1%	13	12,4%	10,8	21%	6,7	7,7%	9,1	14,4%	13	15%	13	13%	14	15%
aérien nu	0,48	0,7%	1,6	1,5%	1,24	3%	0,5	0,3%	0,3	0,6%	2	3%	0,6	0,6%	0,3	0,5%
Total (km)	66,6		105,5		51,1		87,2		63,5		85		100		92	

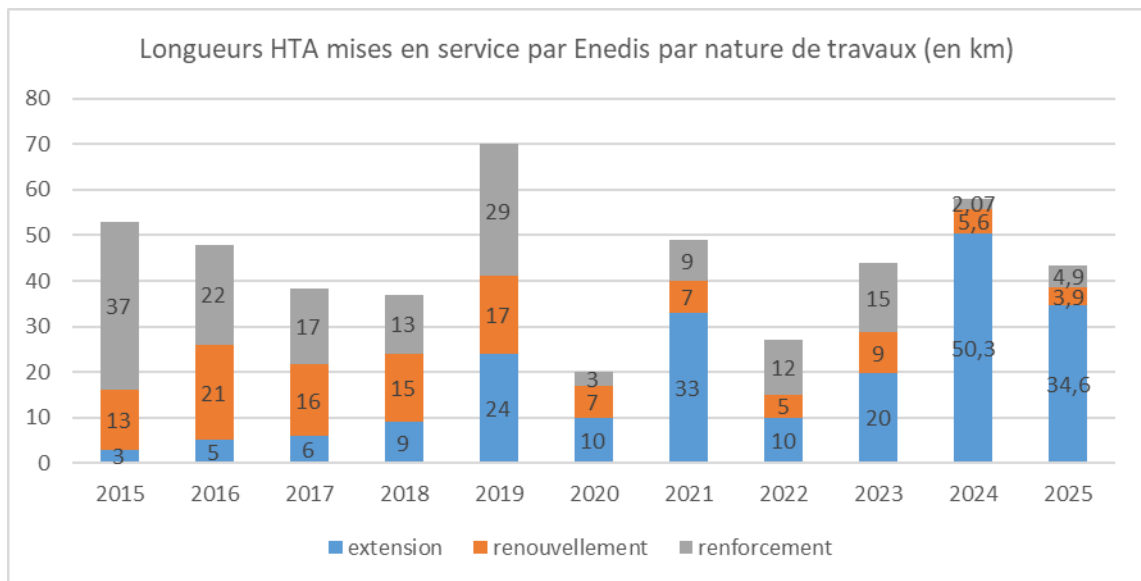
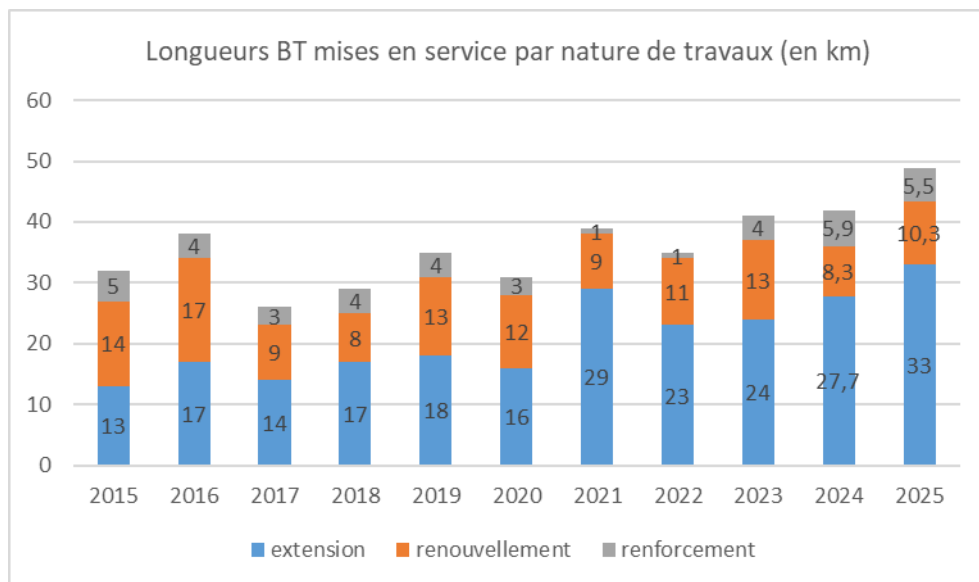
Entre 2015 et 2020, la part de réseau posé en souterrain ne dépasse pas 88%. En 2025, cette part ne dépasse pas 85%.

Près d'1,4 kilomètre sur 10 est donc posé en aérien. Notons également que 0,5% des réseaux mis en services le sont en aérien nu, réseau réputé fragile et sensibles aux aléas climatiques.

Longueurs de réseau mis en service par tension

km	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	part
Réseau HTA	38,3	37,6	70,3	20,1	48,5	27,7	44	58	43	47%
Réseau BT	25,6	29	35,3	31	38,5	35,8	41	42	49	53%
Total	63,9	66,6	105,6	51,1	87	63,5	85	100	92	

Répartition par motif de travaux



Source : ENEDIS, CRAC 2015 à 2025

La part du renouvellement dans les mises en service est bien inférieure à celle des extensions depuis 2019.

Nous constatons à la fois une diminution des longueurs renouvelées dans les mises en service, et une forte hausse des longueurs installées en extension.

La concession compte environ 20 000 km de réseau HTA ou BT et 11 500 postes HTA/BT **dont les durées d'amortissement sont de 40 ans** (à l'exception du réseau BT torsadé dont la durée d'amortissement a été allongée par le concessionnaire en 2011 à 50 ans).

Pour renouveler le patrimoine concédé sur cette durée, il serait théoriquement nécessaire de renouveler près de 500 km de réseau et 287 postes chaque année.

En 2025, le concessionnaire a renouvelé 14 km de réseau, ce qui ne représente que 3% de l'objectif théorique. Le nombre de postes HTA/BT renouvelés en 2025 n'est quant à lui pas connu.

La conséquence de l'insuffisance du renouvellement des ouvrages concédés à ENEDIS est le vieillissement du patrimoine de la concession. La crainte étant qu'un manque de renouvellement régulier conduise à une situation critique où l'investissement devenu nécessaire soit insoutenable.

C. LE SUIVI DU PROGRAMME PLURIANNUEL DES INVESTISSEMENTS (PPI)

Dans le cadre du contrat de concession signé en 2021, Enedis et le SYDESL ont établi, pour la période 2021-2024, un Schéma Directeur des Investissements (SDI) qui correspond à une vision de long terme de l'évolution des réseaux.

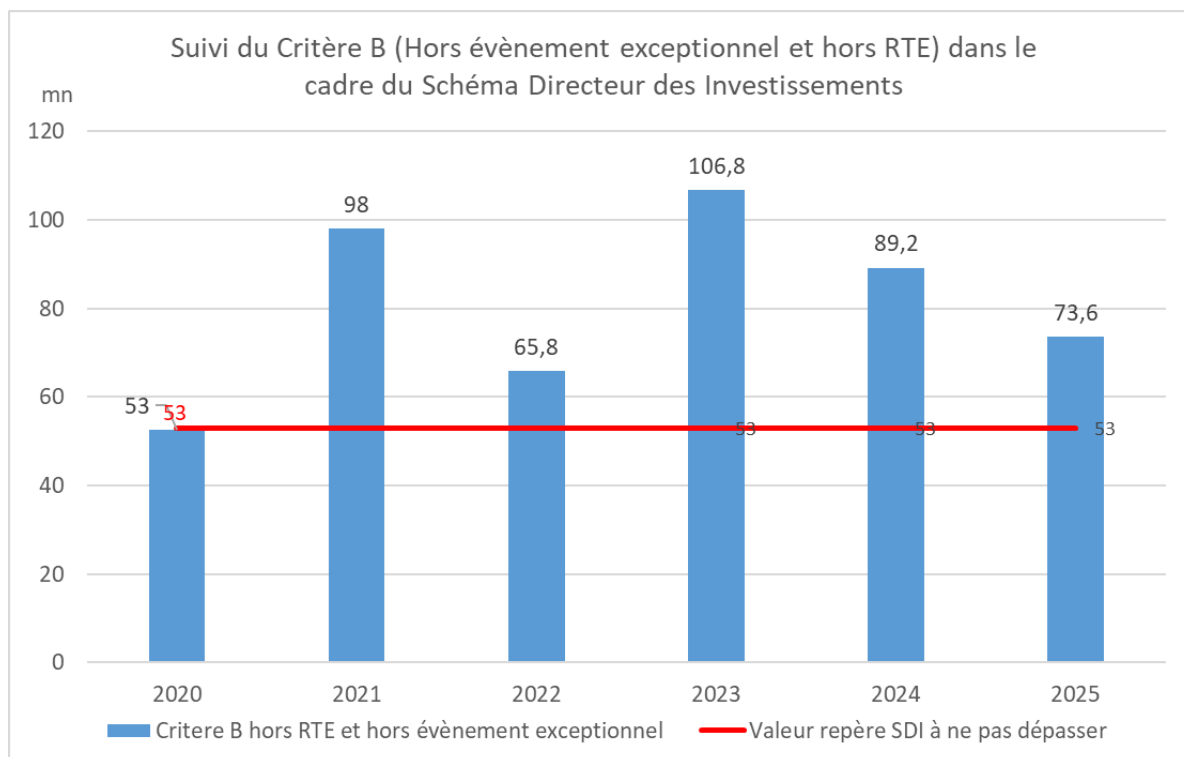
Il permet d'orienter les investissements sur le réseau. Il porte sur 2 orientations majeures, déclinées en ambitions pour chaque programme pluriannuel d'investissement.

LE SCHEMA DIRECTEUR D'INVESTISSEMENT

Les 2 ambitions partagées entre le SYDESL (autorité concédante) et Enedis (Concessionnaire) sont :

- Maintenir la qualité de l'électricité distribuée à celle de 2020 (critère B HIX hors RTE -60 mn en 2020- et % de CMA), sur le département de la Saône et Loire tout en traitant les territoires les plus en écart.
- Développer les réseaux électriques de demain, pour accueillir les nouveaux usages, accompagner le développement du territoire et la transition énergétique.

Concernant le maintien du critère B, hors événement exceptionnel et hors incident RTE, la situation est inquiétante et éloignée de l'ambition d'un maintien à 53 mn.



Comme expliquée à la rubrique « Qualité de distribution » de ce rapport, cette évolution est liée à des événements climatiques. Toutefois, ces épisodes appelés à se répéter dans les années futures doivent être intégrés dans les perspectives de consolidation et renouvellement des réseaux par Enedis.

Par ailleurs, pour 2025, Enedis n'est pas au rendez-vous pour le traitement des zones les plus en écart, dans la mesure où **les zones disposant des critères B les plus élevés, restent très marquées pour cette année.**

LE PROGRAMME PLURIANNUEL D'INVESTISSEMENT

Le suivi de ce programme porte à la fois sur des indicateurs techniques et des indicateurs financiers.

Indicateurs techniques

	Leviers à mettre en œuvre	Atteint PPI 1 2021- 2025	Ambitions PPI 2 2025- 2028	Indicateur de suivi	2025	2026	2027	2028	Cumulé PPI2	Taux de réalisation
Ambition 1	1- Résilience du réseau aérien HTA face aux aléas climatiques	7,6	14 km	Nb km fiabilisés/an	3,8				3,8	27%
	2- Fiabilisation des réseaux HTA aériens	330,1	290 km		125,8				125,8	43%
	3- Résorption de câbles HTA souterrains incidentogènes	8,7	8 km	Nb km fiabilisés/an	3,9				3,9	49%
	4- Résorption de câbles BT souterrain incidentogènes	5,9	3 km	Nb km sécurisés/an	1,7				1,7	57%
	5- Résorption de fils nus BT incidentogènes en zone urbaine	29,6	26 km	Nb km sécurisés/an	17				17	65%
Ambition 2	1- Développer la technologie Smart Grids au service de la modernisation de l'exploitation des réseaux	46	40 poches traitées par l'installation d'OMT	Nb OMT posés/an sur la zone	28				28	70%
		20	10 départs HTA équipés en ILDC	Nb départs HTA équipés en ILDC	16				16	160%
	2- Renforcement pour le développement et l'insertion des EnR		Respecter le seuil de tenue de tension du décret qualité	Nb clients mal alimentés traités	155					

Source : Enedis – Crac 2024

Légende : En retard

; Léger retard

; En avance

Indicateurs financiers

Dépenses d'investissement	Atteint PPI 1 2021-2024	Objectif PPI 2 2025-2028	2025	2026	2027	2028	Cumulé PPI 2	Taux de réalisation
Total investissements pour l'amélioration du patrimoine	23 156	20 500	7 757				7 757	38%
Renforcement / renouvellement des réseaux HTA	1 548	500	508				508	102%
Renforcement / renouvellement des réseaux BT	1 559	1 800	672				672	37%
Climatique - sécurisation	1 677	3 100	787				787	25%
Modernisation des réseaux HTA dont poste HTA/BT et smart grids	13 668	11 800	4 806				4 806	41%
Modernisation des réseaux BT dont poste HTA/BT	4 704	3 300	984				984	30%

Source : Enedis – Crac 2025

Légende : En retard

Léger retard

En avance

L'année 2025 est la 1^{ère} année pour l'exécution du 2^{ème} PPI. Le départ est prometteur et semble présenter le rythme attendu. Il reste à confirmer ces valeurs dans le ciblage des investissements pour améliorer la qualité de l'électricité acheminée.

En 2024, lors du renouvellement du PPI, un accord a été trouvé sur les valeurs présentées ci-après, permettant de renforcer les interventions du concessionnaire quant à la résilience du réseau HTA face aux aléas climatiques.

Rappel des ambitions du SDI	Cibles SDI (km)	Atteints PPI 1 (2021-2024)	Objectifs PPI 2 (2025-2028) - km
AMBITION 1			
Fiabilisation du réseau aérien HTA sensible aux aléas climatiques (km) (PAC)	37	7,6	14
Fiabilisation des réseaux aériens HTA (km) - (essentiellement Réno programmée) Rénovation programmée	1800	330	290
Résorption des câbles HTA souterrains incidentogènes (cpi) (km)	70	8,7	8
Résorptions de câbles BT souterrains incidentogènes (cpi) (km)	33	5,9	3
Résorption de câbles fils nus BT incidentogènes en zone urbaine (km)	150	29,6	26
Maintien au niveau actuel Critère B HIX hors RTE (au 31/12/2020)	51		51
AMBITION 2			
Automatisation du réseau HTA (nb d'OMT) (nb de poches traitées)	82	46	40
Equipement de détecteurs de défaut sur concentrateurs (taux de poste HTA BT identifiés)	90%	98%	90%
Respecter le seuil de tenue de tension du décret qualité (maxi 3% CMA)	3%		3%

Dépenses d'investissement (M€) ENEDIS	Réalisé cumulé (M€) PPI 1	Engagements financiers prévisionnels PPI2 (M€)
Investissement pour l'amélioration du patrimoine (hors postes sources)	23,2	20,5
dont Renforcement / renouvellement des réseaux HTA	1,5	0,5
dont Renforcement / renouvellement des réseaux BT	1,6	1,8
dont Climatique - sécurisation	1,7	3,1
dont Modernisation des réseaux HTA dont poste HTA / BT et smart grids	13,7	11,8
Modernisation des réseaux BT dont poste HTA/BT	4,7	3,3

Les points positifs pour les investissements :

- Une augmentation globale des investissements, et notamment des investissements pour la performance du réseau ;
- Une hausse des investissements consacrés à l'élagage (+18%)

Les points de vigilance pour les investissements :

- La hausse des investissements constatée, ne permet pas de rétablir la qualité de fourniture connue en 2020 (critère B en dessous de 60 mn)
- Une baisse des longueurs de réseau élagués
- Une faible part de renouvellement dans les longueurs mises en service (le motif principal étant les extensions)
- Un manque de détail sur les dépenses de maintenance curatives ;
- **Globalement, un rythme insuffisant dans le renouvellement des réseaux, ou un ciblage inefficace compte tenu des résultats qualité de fourniture.**
- **Si le concessionnaire atteint ses objectifs financiers et valeurs cibles techniques du 1^{er} PPI, il ne les respecte pas sur le poste le plus important concernant la concession : la résilience du réseau HTA face aux aléas climatiques. Encore une fois, cela se retrouve sur le niveau élevé du Critère B.**

6- L'EVALUATION FINANCIERE DU PATRIMOINE

Le concessionnaire inscrit à l'actif de son bilan les ouvrages mis en concession sur le poste « immobilisations du domaine concédé ».

Ensuite, il doit anticiper leur renouvellement en reconstituant une capacité d'investissement à hauteur de leur valeur de remplacement par le jeu des amortissements et des provisions adéquats. Certains biens sont toutefois réputés non renouvelables, tels que les biens non amortissables comme les terrains, ou les biens dont la durée de vie dépasse l'échéance de la concession.

Le nouveau contrat de concession, basé sur le modèle national, est en application depuis le 21 juin 2021. Celui-ci contient les clauses relatives à la gestion comptable et financière de la concession et l'organisation du contrôle de leur application. Le contrat précise notamment le détail des données de l'inventaire à transmettre annuellement avec le compte-rendu d'activité. Ce contrat a également modifié le régime de gestion des provisions pour renouvellement.

L'arrêté du 10 février 2020, fixant le contenu et les délais de production de l'inventaire détaillé et localisé des ouvrages des concessions de distribution d'électricité prévu à l'article L.224-31 du code général des collectivités territoriales, a complété la liste des données à transmettre par Enedis intégrant notamment les origines de financements des ouvrages. Ces nouveaux éléments sont nombreux et doivent nous permettre de mieux appréhender la gestion comptable du service concédé et notamment les créances réciproques en cas de fin normale ou anticipée du contrat.

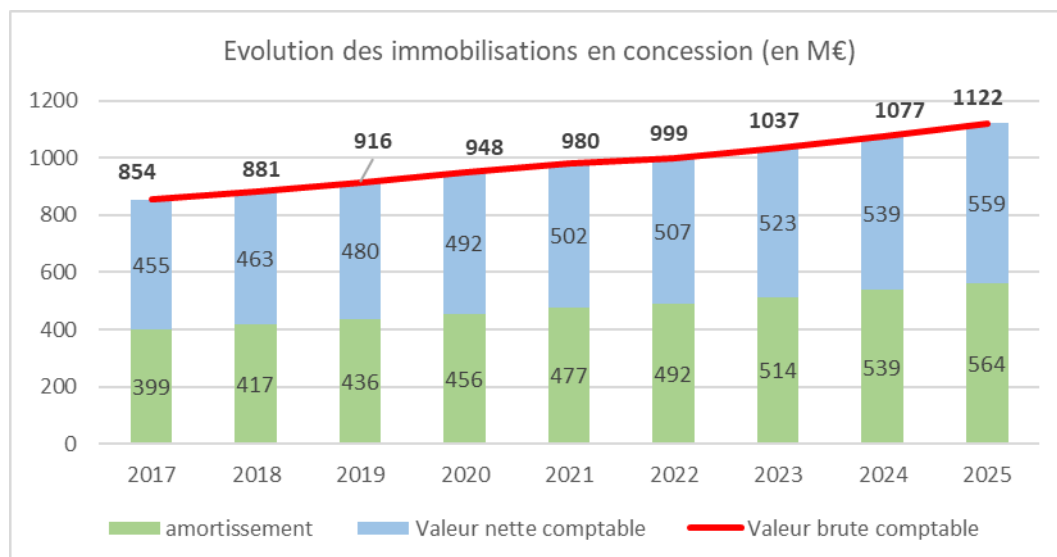
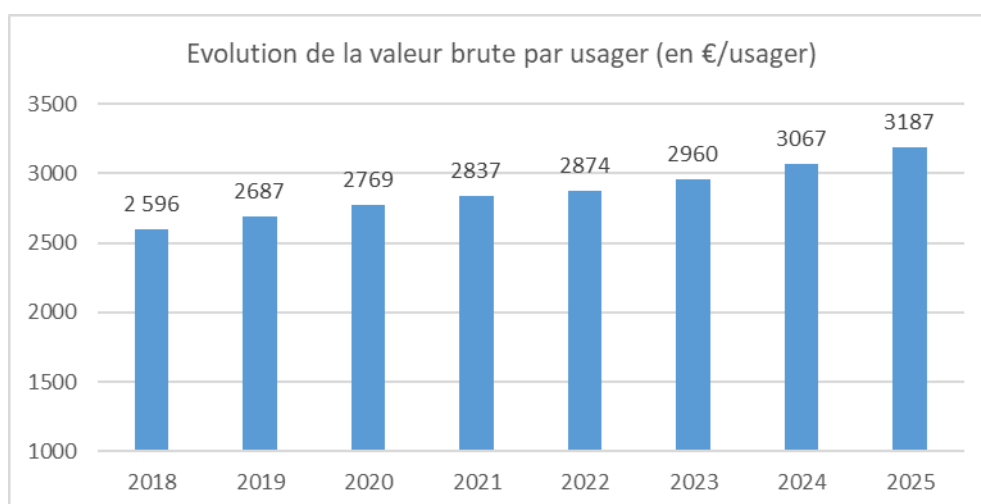
A- La valeur d'origine

Le tableau suivant montre que la valeur brute du patrimoine concédé a augmenté de 4 % entre 2024 et 2025 pour atteindre 1 122 M€ fin 2025.

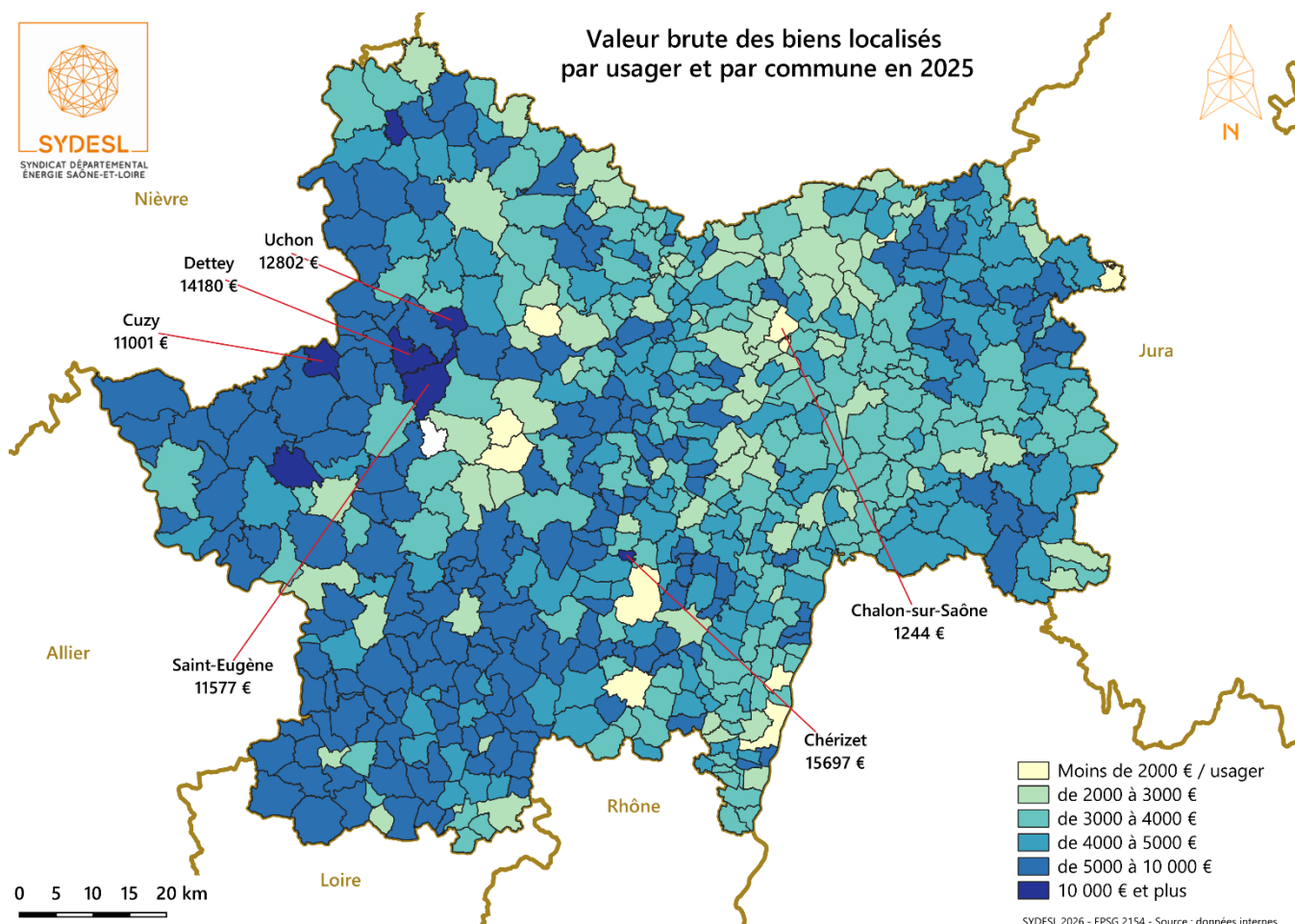
La valeur du patrimoine concédé représente 3 187 € par usager de la concession en 2025, contre 3 067€ en 2024.

M€	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2024/2025
Valeur brute comptable	853,9	880,7	915,6	947,9	979,7	998,7	1 036,8	1 077,2	1 122,3	+ 4%
Amortissement	399,26	417,4	435,6	455,8	477,3	491,8	514,2	538,6	563,5	+ 4,6%
Valeur nette comptable	454,66	463,3	479,9	492	502,4	506,9	522,9	538,6	558,7	+ 3,7%
VB par usager	2 525	2 596	2 687	2 769	2 837	2 874	2 960	3 067	3 187	+ 4%
VNC par usager	1 345	1 366	1 408	1 436	1 455	1 459	1 494	1 533	1 586	+3,4%
Part amortie	46,7%	47,3%	47,5%	48,1%	48,7%	49,2%	49,6%	50%	50,2%	

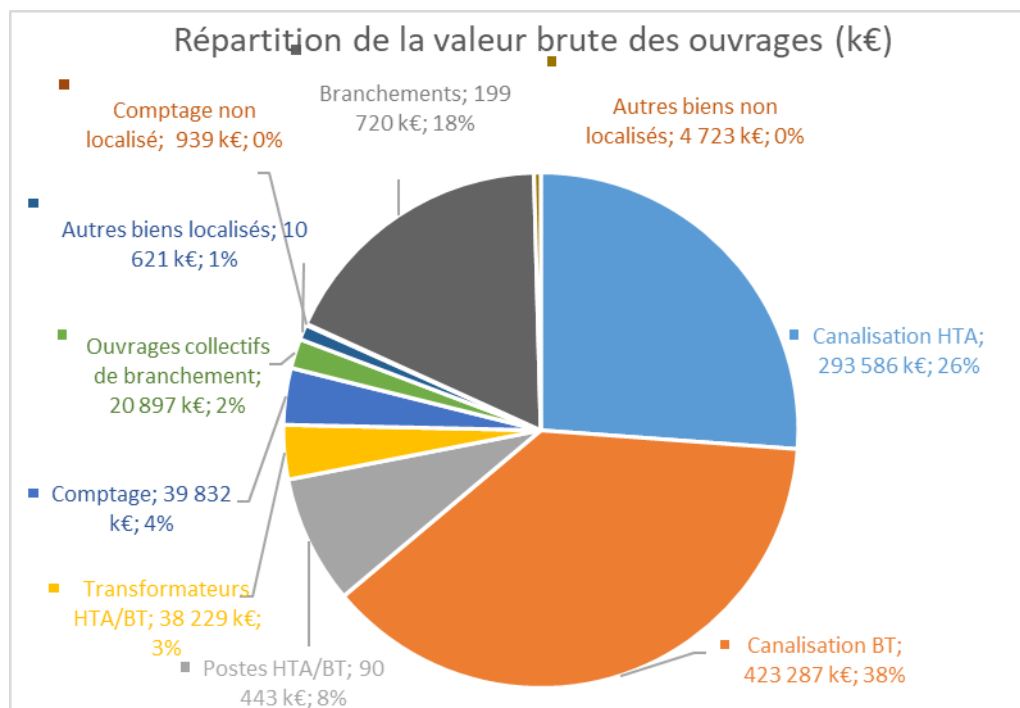
Source : ENEDIS, CRAC 2017 à 2025 + fichier Enedis inventaire comptable



Valeur brute des biens localisés par usager et par commune en 2025



Source : Enedis ; données contrôle - fichier inventaire comptable ex 2025



Les ouvrages localisés (réseaux HTA et BT, postes de transformation HTA BT, transformateurs et autres biens), d'une valeur de 856 M€ sont amortis à hauteur de 53% fin 2025.

Les ouvrages non localisés (branchements, colonnes montantes, matériel de comptage) ont une valeur brute de 266 M€ et sont amortis à 41% fin 2025.

Le patrimoine concédé était valorisé à 1 122 M€ à fin 2025, **en augmentation de 45 M€ sur un an**. Cette augmentation est supérieure à celle constatée annuellement en moyenne sur les 7 derniers exercices (+28 M€/an en moyenne). La valeur brute par usager (3 187€) se situe au-dessus de la moyenne des ratios constatés nationalement par l'AEC (3 000€) lors de l'exercice précédent.

Les transformateurs sont des ouvrages localisés depuis l'exercice 2015. Ils représentent 3% de la valeur brute totale à fin 2025.

Les ouvrages non localisés (branchements et compteurs) représentent plus de 23% du patrimoine, soulignant l'enjeu d'une plus juste localisation comptable de ces ouvrages, notamment en ce qui concerne les branchements. La localisation de ce type d'ouvrage est envisagée via le projet ADELE.

Le concessionnaire a engagé des travaux d'amélioration de la localisation des ouvrages. Ces travaux ont notamment permis la mise en place d'un suivi individualisé et localisé des compteurs Linky. Ils ont également conduit à une gestion individualisée des transformateurs HTA-BT qui sont ainsi gérés de façon localisée.

Ces travaux d'inventaire se poursuivent sur les colonnes électriques et sur les autres ouvrages de branchements non localisés.

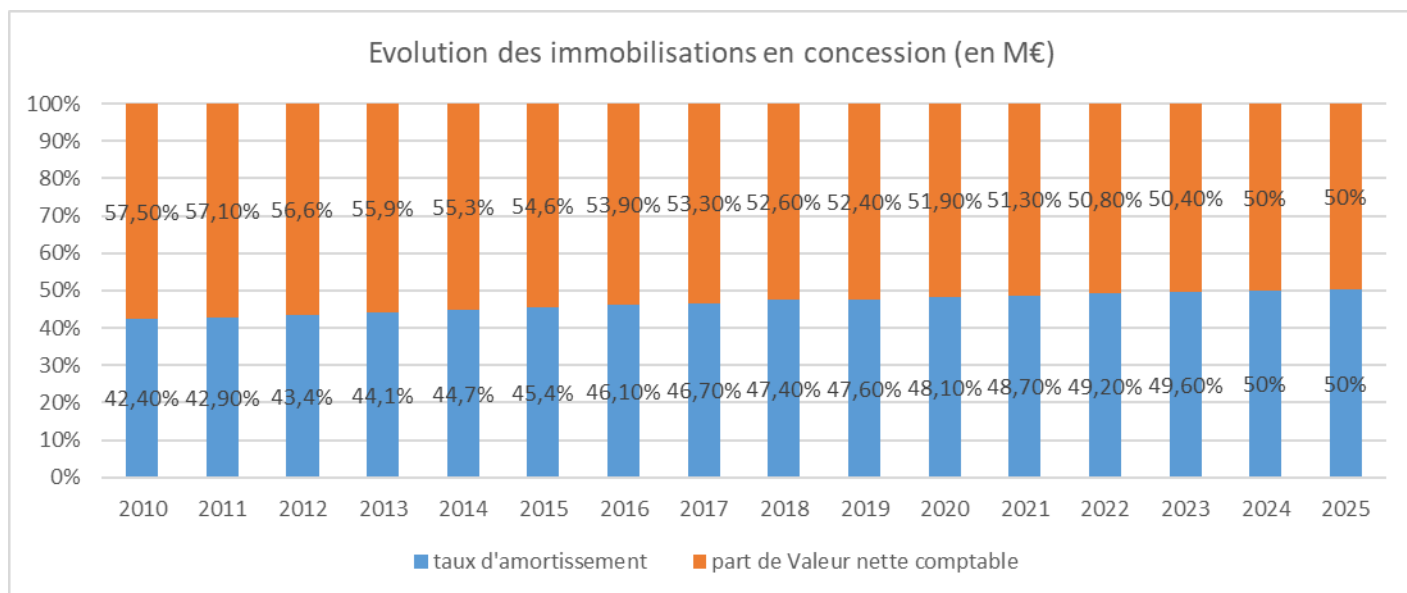
La loi n°2018-1021 du 23 novembre 2018 portant évolution du logement, de l'aménagement et du numérique (dite « loi ELAN ») acte la reprise en concession des colonnes montantes antérieures à 1992. Elle vient clarifier (art 176) le régime juridique de ces ouvrages électriques.

Les colonnes montantes électriques mises en service avant la publication de la loi appartiennent au Réseau Public de Distribution (RPD) à l'issue d'un délai de deux ans, pendant lequel les propriétaires et copropriétaires des immeubles dans lesquels sont situés ces ouvrages peuvent :

- notifier à Enedis l'acceptation du transfert définitif au RPD desdits ouvrages, qui prend alors effet à compter de la notification. Le transfert est effectué à titre gratuit, sans contrepartie pour le gestionnaire de réseau ;*
- revendiquer la propriété des ouvrages, sauf si Enedis ou l'autorité concédante apportent la preuve que lesdits ouvrages appartiennent déjà au RPD.*

B- La valeur nette comptable et l'amortissement des ouvrages

La valeur nette comptable des ouvrages concédés matérialise l'obligation de retour des ouvrages au concédant. Le rythme d'amortissement est plus élevé que celui de l'augmentation du patrimoine, ce qui traduit un manque de renouvellement des ouvrages concédés.



Source : ENEDIS – Crac 2012 à 2025

Le taux d'amortissement par commune permet d'identifier les zones où le patrimoine est le plus ancien. Plus le taux d'amortissement est élevé, plus les ouvrages sont âgés et donc potentiellement vétustes.

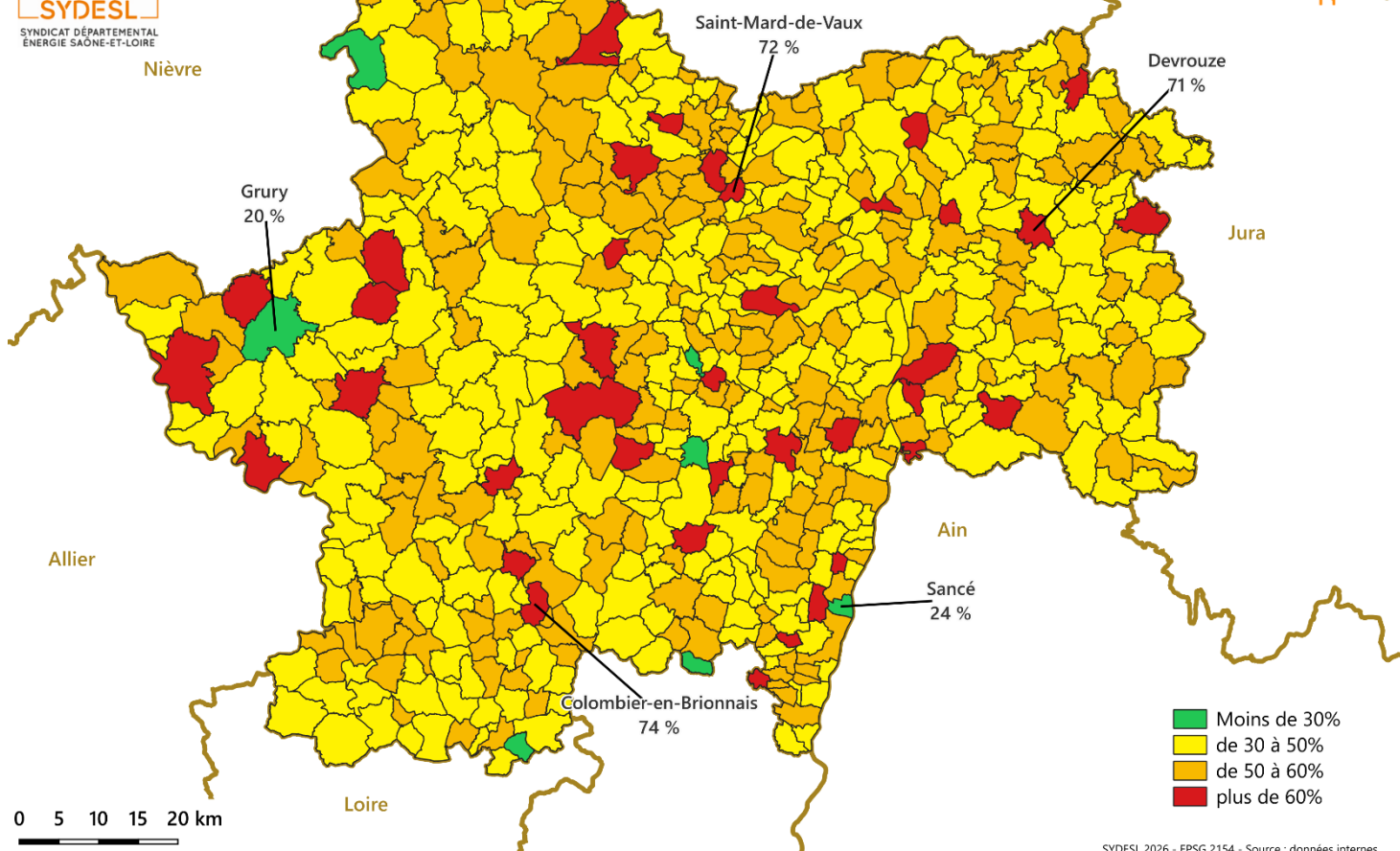
3 zones se démarquent sur le département, pour un patrimoine vieillissant : l'ouest, l'est et le sud-ouest.



SYNDICAT DÉPARTEMENTAL
ÉNERGIE SAÔNE-ET-LOIRE

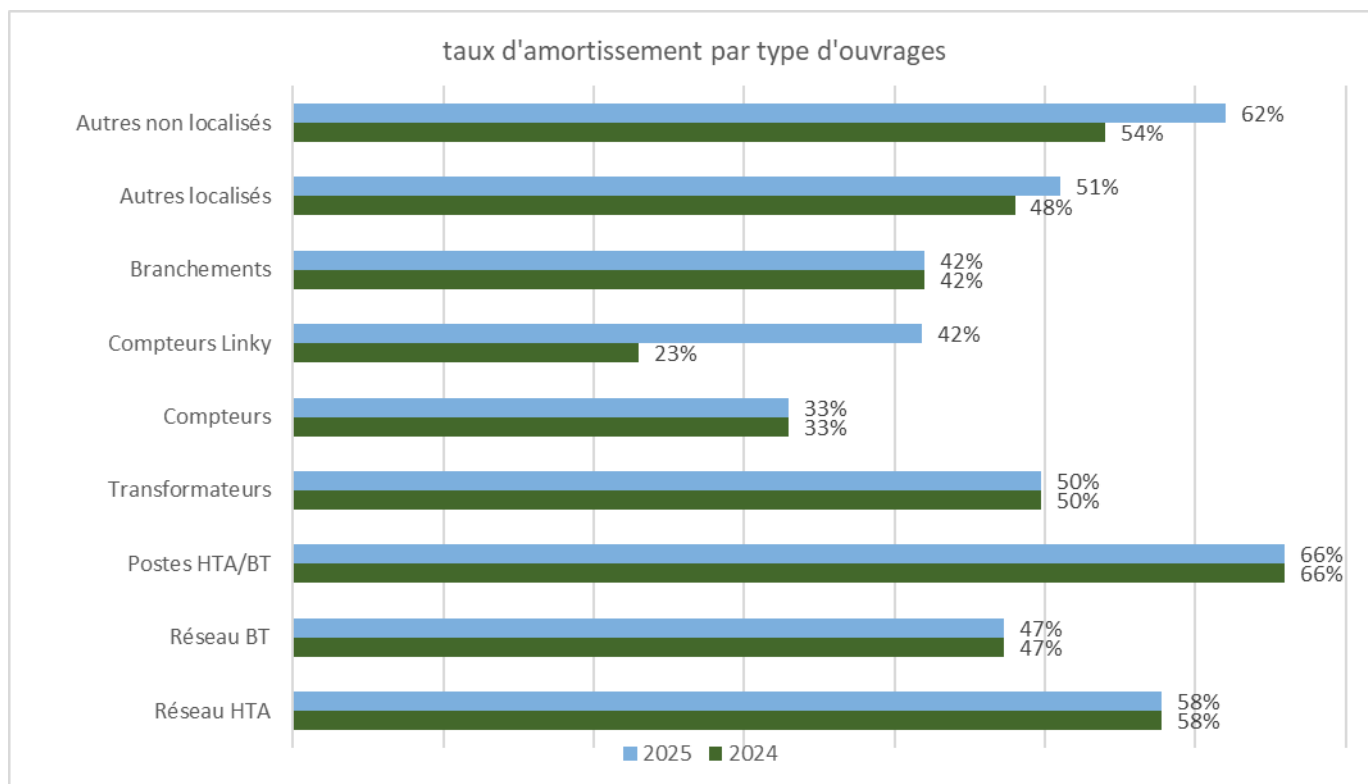
Nièvre

Taux d'amortissement des ouvrages localisés par commune en 2025



SYDESL 2026 - EPSG 2154 - Source : données internes

Source : Enedis – inventaire comptable 2025



Source : ENEDIS – CRAC 2024-2025 – données fichiers immobilisations comptables

Les transformateurs sont considérés comme des biens localisés à partir de 2015.

Jusqu'en 2014, les valeurs des transformateurs HTA/BT étaient issues des informations collectées à une maille ex-centre, puis affectées dans le patrimoine des concessions au moyen d'une clé basée sur le nombre de clients. Ce mécanisme de répartition pouvait conduire à affecter aux villes des valeurs patrimoniales qui concernaient en fait d'autres territoires plus ruraux.

L'impact des mises en service

Le montant des mises en service (MES) effectuées sur 2024 s'est monté à 33 706 k€. Cette nouvelle rubrique est la suite logique du projet ADELE qui consiste en l'individualisation et localisation des branchements. Le reflet comptable de cette démarche nécessite donc leur intégration, pour cette année, au sein des éléments mis en service.

Valorisation des mises en concession (k€) – inventaire comptable	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Ouvrages localisés	23 781	28 918	22 760	28 592	195 803	41 633	33 706	35 755
Dont financement concessionnaire	16 986	18 351	14 070	21 564	104 287	29 498	25 949	25 136
Dont financement concédant	6 795	10 567	8 690	7 028	91 516	12 135	7 757	10 619
Ouvrages non localisés	6 198	7 822	7 662	7 039	7 633	897	10 265	13 958
Dont financement concessionnaire	4 730	5 410	5 615	5 403	5 810	851	7 868	10 950
Dont financement concédant	1 467	2 412	2 046	1 636	1 823	46	2 397	3 008
Total	29 979	36 740	30 422	35 631	203 436	42 530	43 971	49 713

Source : CRAC

Les retraits ont représenté 4,9 M€ en 2025, soit 0,4% de la valeur brute 2025.

Valorisation des retraits (k€) – inventaire comptable	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Ouvrages localisés	- 1 173	- 6 195	- 2 304	- 2 589	- 3 106	- 3 636	- 2 705	- 2 554
Ouvrages non localisés hors Linky	- 4 799	- 2 550	-1 284	- 1 050	-181 144	- 303	- 683	- 2 085
Linky	- 29	- 60	- 99	- 195	- 209	- 268	0	-290
Total	- 6 001	- 8 744	- 3 680	- 3 834	- 184 459	- 4 245	- 3 388	- 4 930

Source : CRAC

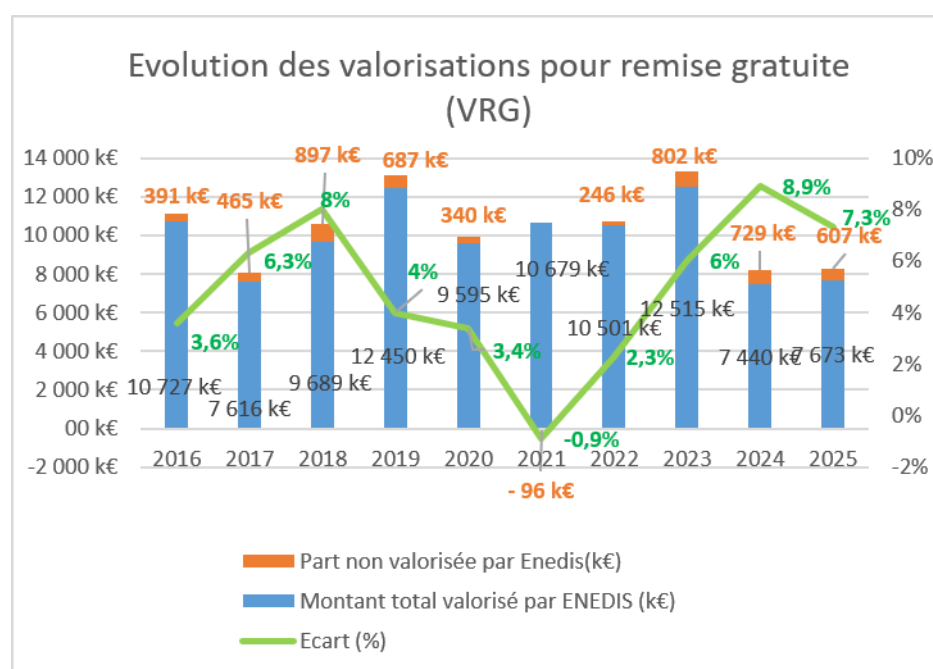
La comptabilisation des branchements dans les mises en service d'ouvrages localisés, se traduit par leur comptabilisation en retrait des ouvrages non localisés.

C- La valorisation des ouvrages mis en concession par le SYDESL (VRG)

La valorisation des ouvrages mis en concession par le SYDESL s'effectue selon les coûts qu'ENEDIS aurait subis en tant que maître d'ouvrage. Un outil de valorisation dénommé VRG (Valorisation des Remises Gratuites) a été conçu pour améliorer la qualité de la valorisation des travaux réalisés par l'autorité concédante.

Un protocole définit des seuils « d'alerte » entre le coût exposé des travaux et la valorisation résultant de l'outil de valorisation (plus ou moins 5 à 10% selon la nature des travaux).

Un suivi régulier de l'activité du concessionnaire sur ce sujet apparaît nécessaire et doit être poursuivi afin d'envisager de limiter les écarts et corriger les incohérences.



	Nb d'affaires traitées	Nb d'affaires hors seuil	Montant total payé par le SYDESL (k€)	Montant total valorisé par ENEDIS (k€)	Part non valorisée (k€)	Ecart (%)
2016	337	128 (38%)	11 118 k€	10 727 k€	391 k€	3,60%
2017	318	150 (47%)	8 081 k€	7 616 k€	465 k€	6,30%
2018	288	136 (47%)	10 586 k€	9 689 k€	897 k€	8%
2019	335	170 (50%)	13 137 k€	12 450 k€	687 k€	4%
2020	237	122 (51%)	9 935 k€	9 595 k€	340 k€	3,4%
2021	226	80 (35%)	10 583 k€	10 679 k€	-96 k€	-0,9%%
2022	270	95 (35%)	10 748 k€	10 501 k€	246 k€	2,3%
2023	262	122 (46%)	13 317 k€	12 515 k€	802 k€	6%
2024	181	81 (45%)	8 169 k€	7 440 k€	729 k€	9%
2025	148	66 (45%)	8 280 k€	7 673 k€	607 k€	7,3%

Pour l'exercice 2025, la valorisation par ENEDIS est inférieure de 607 k€ au montant de travaux réellement consacré par l'autorité concédante (soit environ 7,3% de ce montant).

Le SYDESL constate également que, pour 2025, le cumul des écarts en valeur absolue atteint près de 973 k€ dont 743 k€ pour les sous-valorisations et 230 k€ pour les survalorisations par ENEDIS.

Le constat dressé par le SYDESL au fil des années :

- Une légère baisse du taux d'écart par rapport à 2024, mais qui reste à un niveau élevé, parmi les plus élevés de ces dernières années
- La survalorisation constatée en 2021 ne s'est pas confirmée
- Un maintien du taux de fiches hors seuil à un niveau élevé de près de 50% et avec des écarts par fiche importants
- Des écarts plus importants en renforcement et en aménagement esthétique
- Les affaires comportant un changement de transformateur impliquent systématiquement une sous valorisation importante de la part d'Enedis

Un travail collaboratif a été mené depuis 2020 sur le sujet entre le Sydesl et Enedis qui semble devoir être affiné après avoir porté ses fruits en 2021.

Enedis précise qu'un nouvel outil d'enregistrement des VRG fait son apparition en 2025, sous le nom de RACING, et qu'il devrait permettre plus de facilité dans la prise en compte des coûts spécifiques. Cela devrait permettre de réduire les écarts d'enregistrement. Cette évolution sera donc à surveiller dès l'exercice 2026.

Point de réussite pour les VRG :

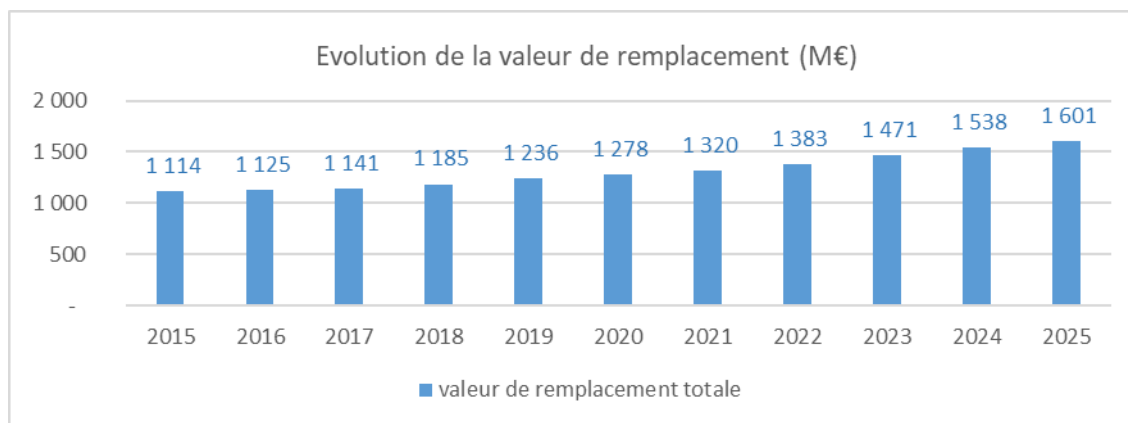
- la mise en place d'échanges constructifs et de méthode de travail entre Enedis et le Sydesl pour réduire l'écart des VRG ; en 2022, ce travail a été renforcé par un échange régulier entre les équipes d'Enedis et du Sydesl ;
- une automatisation de l'envoi des fiches, au fil de l'eau, par le SYDESL sur une adresse dédiée chez Enedis ;
- une amélioration de la grille de valorisation d'Enedis permettant de mieux prendre en compte certaines dépenses du Sydesl.

Point de vigilance pour les VRG :

- Sous valorisation conséquente après l'amélioration constatée en 2021. Soit un cumul de près de 5 M€ de sous valorisation au cours des 10 dernières années ;
- un niveau de sous-valorisation qui reste élevé en 2025 malgré une légère amélioration par rapport à 2024.

D- La valeur de remplacement et les provisions pour renouvellement

La valeur de remplacement représente la valeur théorique de renouvellement. Elle est calculée à partir de la valeur brute historique des ouvrages concédés et elle est réévaluée annuellement pour refléter l'évolution des coûts à partir d'indices (coûts travaux public, main d'œuvre et ingénierie). A partir de la valeur de remplacement, le concessionnaire calcule annuellement la dotation aux provisions pour renouvellement.



Source : ENEDIS – CRAC

La valeur de remplacement du patrimoine concédé atteint 1 601 M€ fin 2025, dont 32 M€ pour Linky. Elle a augmenté de 4 % entre 2024 et 2025, soit quasiment au même rythme que la valeur brute d'origine.

La provision pour renouvellement (PR) est un « préfinancement » du renouvellement des ouvrages.

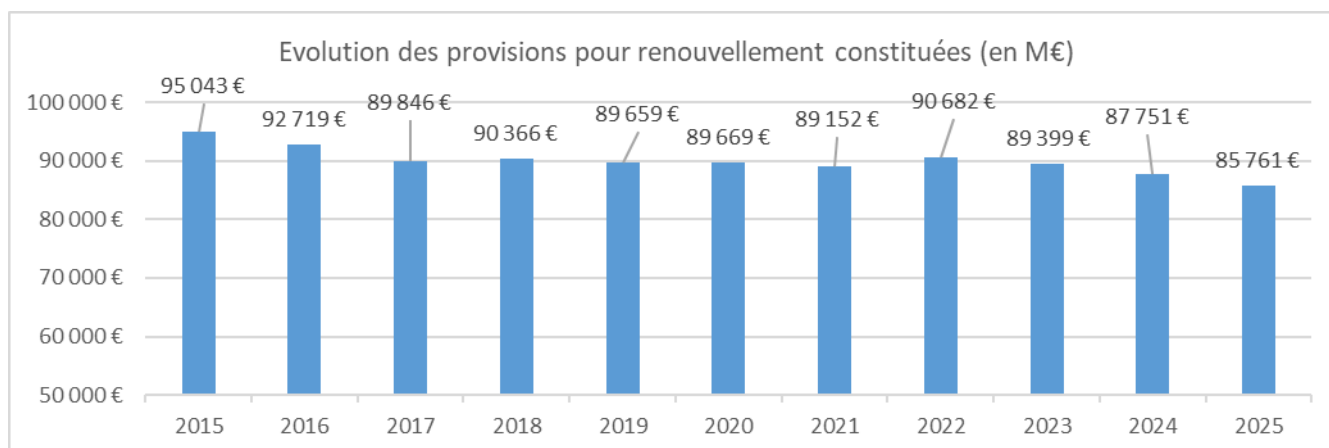
La provision pour renouvellement constitue comptablement un passif de concession dans les comptes d'Enedis et représente donc une dette potentielle du concessionnaire envers le concédant.

Les PR étaient jusqu'en 2021 constituées par le concessionnaire pour les ouvrages renouvelables avant la fin de la concession.

Elles visaient à couvrir la différence entre la valeur d'origine du bien et son coût futur de remplacement à l'identique. Elles ne peuvent être utilisées que pour renouveler l'ouvrage pour lequel elles ont été constituées.

Depuis 2021, suite à l'entrée du nouveau contrat de concession, les provisions pour renouvellement ne sont plus constituées sur les ouvrages nouvellement construits. Le stock existant ne pourra que décroître au gré du renouvellement des ouvrages existants.

Le montant des provisions pour renouvellement atteint 85 761 k€ fin 2025.

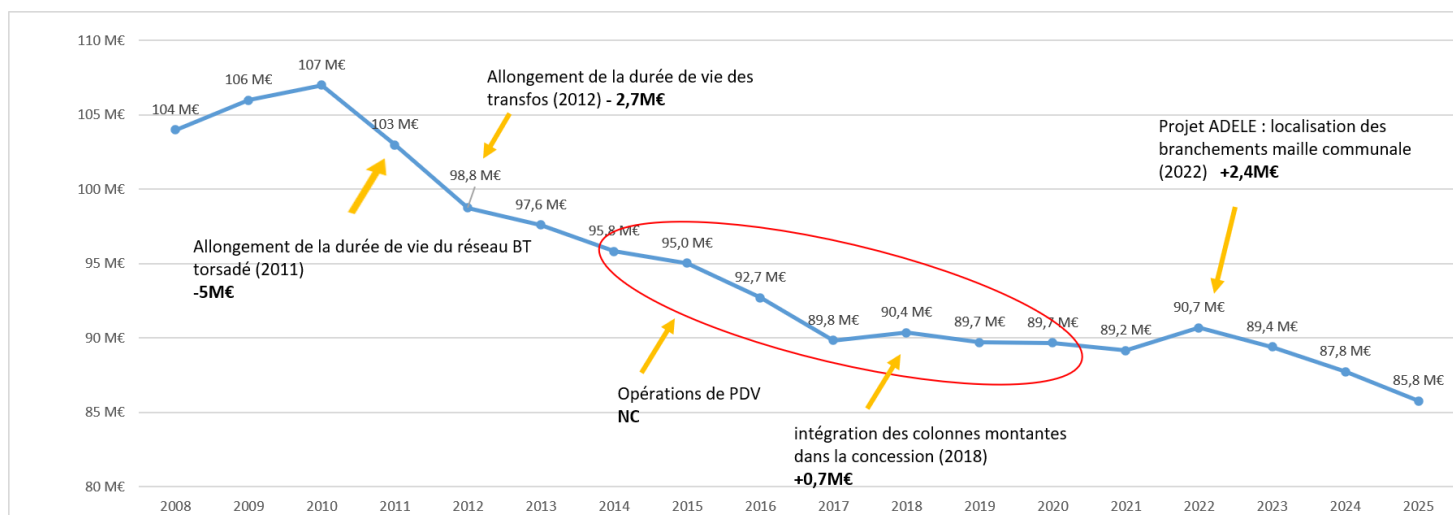


Source : ENEDIS - CRAC – fichier inventaire comptable

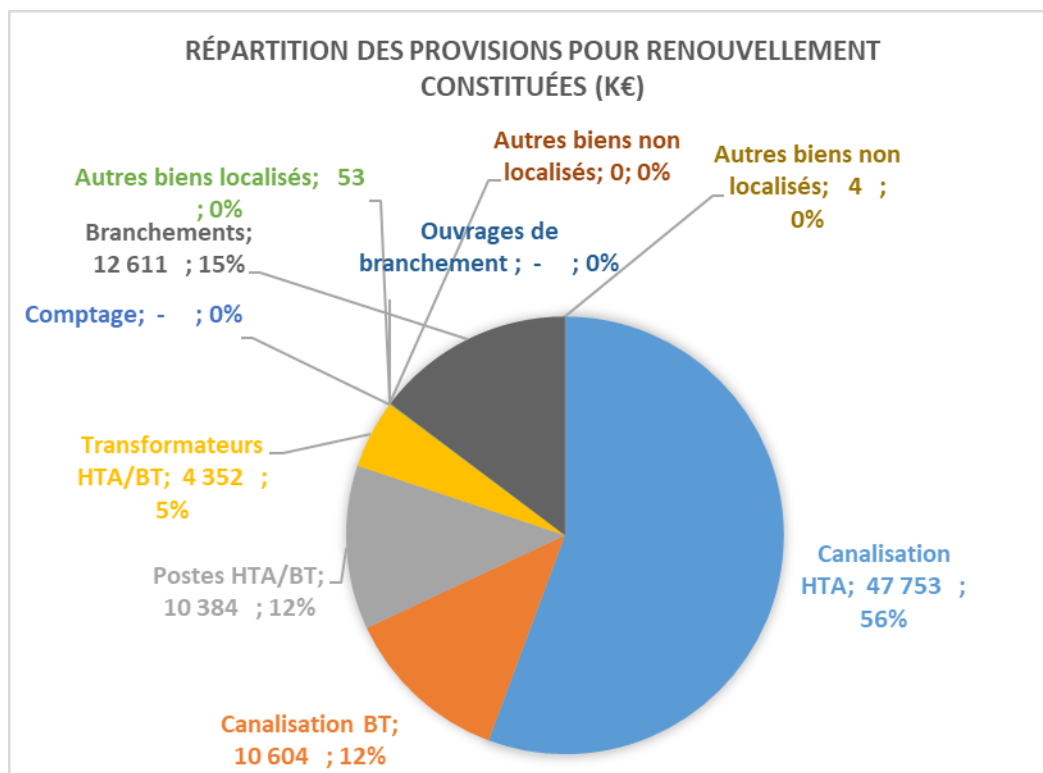
Les provisions pour renouvellement étaient imposées au contrat précédent, elles complètent l'amortissement industriel : provisions et amortissement financent le remplacement des ouvrages concédés.

Il convient de noter que depuis juin 2021, date de la signature du nouveau contrat de concession, le concessionnaire n'est plus tenu de constituer des provisions sur les nouveaux ouvrages installés.

- Une baisse du stock de PR est observée depuis 2011 et résulte :
 - Des mouvements comptables « classiques »
 - Du mécanisme de sortie des inventaires des biens non localisés totalement amortis dont la réaffectation des provisions constituées n'est pas transparente
 - De différentes pratiques comptables du concessionnaire : allongement de la durée de vie du réseau BT (2011), allongement de la durée de vie des transformateurs (2012), mise en place des opérations de PDV en 2012
- Une hausse constatée en 2022 qui traduit les calculs comptables pour la localisation des branchements et leur valorisation comptable à une maille communale et non plus multi-départementale.



On constate une certaine érosion du stock de provisions pour renouvellement sur les derniers exercices. La légère hausse constatée en 2018 s'explique très certainement par l'intégration de colonnes montantes dans la concession.



La sortie d'inventaire des branchements dès leur fin de vie comptable impacte le stock des provisions pour renouvellement. Ces diminutions sont également dues aux reprises consécutives à l'allongement des durées de vie des réseaux BT torsadés en 2011 et des transformateurs HTA/BT en 2012 qui réduisent le flux annuel des dotations.

C'est ainsi qu'**ENEDIS a décidé unilatéralement et à plusieurs reprises ces dernières années de modifier la durée de vie des biens propriété des collectivités locales qu'il a la charge d'amortir et de renouveler** ; notamment :

- Passage de 30 à 45 ans pour les bâtiments des postes de transformation en 2007,
- Passage de 40 à 50 ans pour les réseaux BT torsadés en 2011,
- Passage de 30 à 40 ans pour les transformateurs HTA / BT en 2012.

Ces modifications impactent à la baisse le stock de provisions pour renouvellement et diminuent mécaniquement les droits du concédants.

La politique d'amortissement et de constitution des provisions pour renouvellement du concessionnaire n'est pas exactement conforme à l'article 10 du cahier des charges selon le modèle 1992 FNCCR / EDF qui prévoit :

« En vue de pourvoir au financement des travaux de renouvellement de l'ensemble des biens concédés, tels qu'ils figurent au bilan sous la rubrique "immobilisation du domaine concédé" et devant faire l'objet d'un renouvellement avant ou après le terme normal de la concession, le concessionnaire sera tenu de pratiquer des amortissements industriels et de constituer des provisions pour renouvellement prenant en considération le cout de remplacement des immobilisations concernées. »

Or, ENEDIS pratique l'amortissement et la constitution de provisions comme suit :

Type de bien	Amortissement part concessionnaire	Amortissement part concédant	Provision pour renouvellement
Bien non renouvelable par nature (Immeubles, Véhicules, Ordinateurs et logiciels...)	OUI <i>sur durée de vie ouvrage</i>	NON	NON
Bien DP renouvelables avant le terme de la concession en cours			
Biens en régime urbain	OUI <i>sur durée de vie ouvrage</i>	OUI <i>sur durée de vie ouvrage</i>	OUI
Biens ER	OUI <i>sur durée de vie ouvrage</i>	NON	OUI <i>à hauteur de 20% de l'écart VR - VO</i>
Biens DP renouvelables après le terme de la concession en cours			
Biens en régime urbain	OUI <i>sur durée de vie ouvrage</i>	OUI <i>sur durée de vie ouvrage</i>	NON
Biens ER	OUI <i>sur durée de vie ouvrage</i>	NON	NON

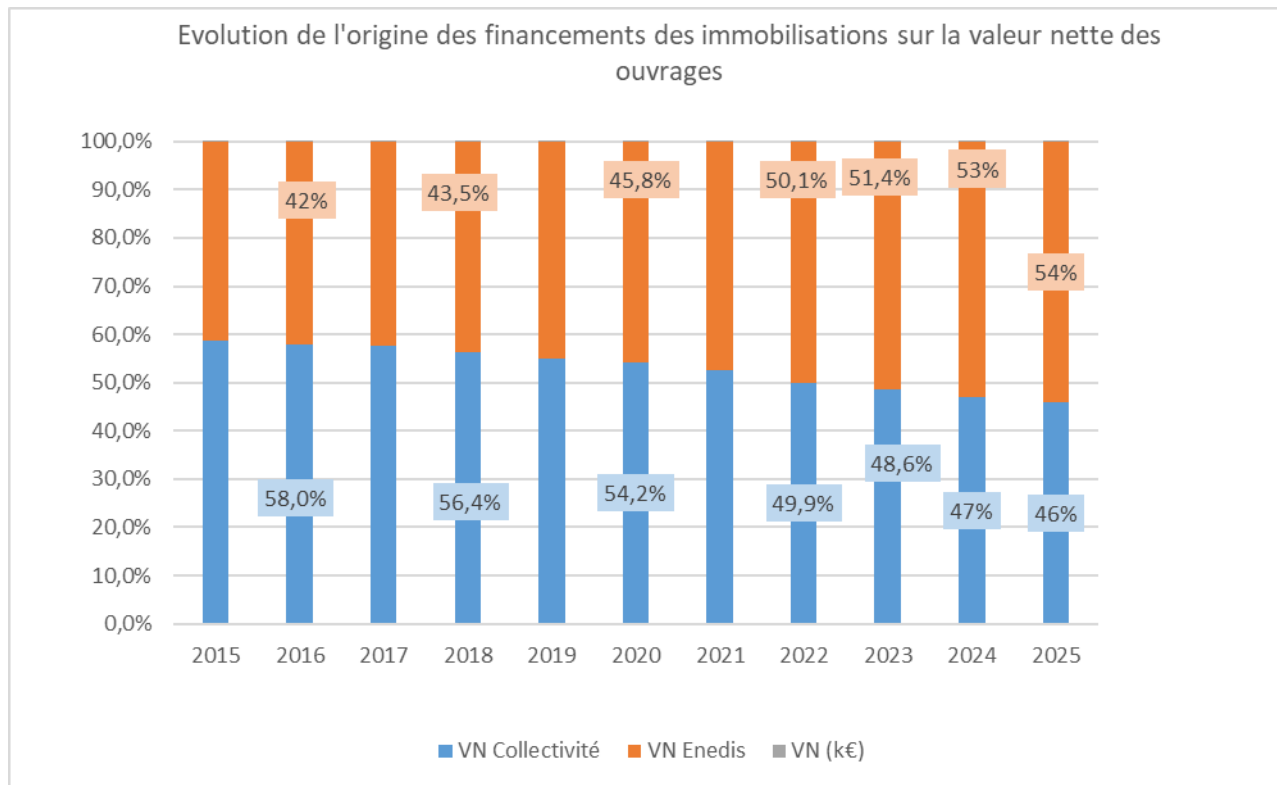
Dans le cadre de l'ancien contrat (avant juin 2021), la provision pour renouvellement est enregistrée sur les seuls ouvrages renouvelables avant la fin du contrat de concession et pour lesquels Enedis assure la maîtrise d'ouvrage du renouvellement.

Dans le nouveau contrat exécutoire au 1^{er} juillet 2021, le concessionnaire n'est plus tenu de constituer des provisions pour le renouvellement des ouvrages.

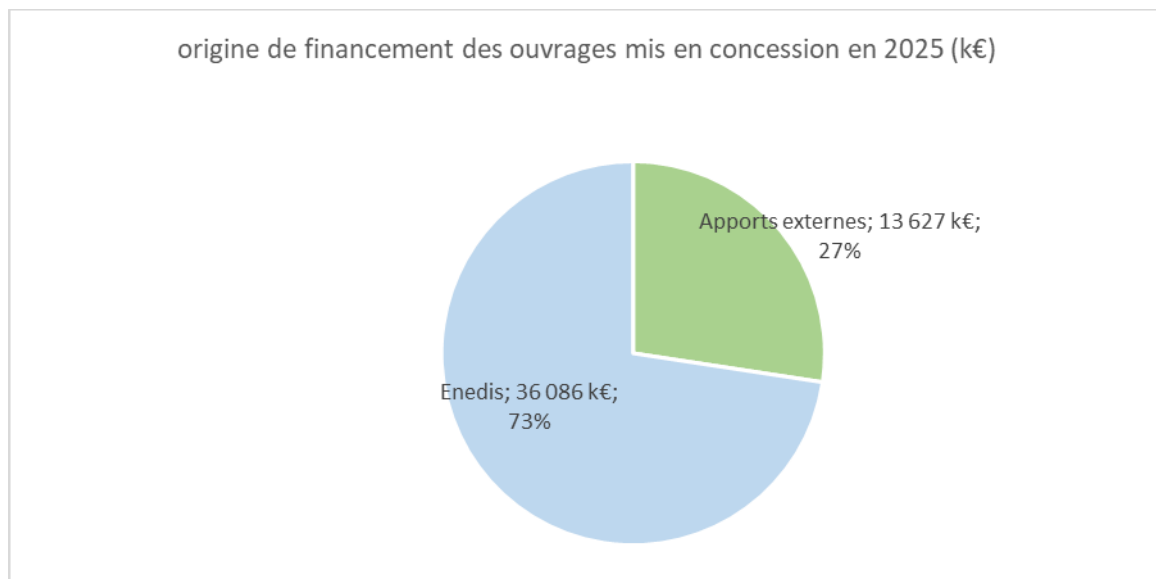
Le concessionnaire définit 3 catégories de biens :

- **Les biens non renouvelables par nature**, dont l'amortissement industriel est effectué sur la durée de vie de l'ouvrage par le financement du concessionnaire sans que soit constituées de provisions de renouvellement,
- **Les biens en régime urbain** dont l'amortissement industriel est effectué sur la durée de vie de l'ouvrage par le financement du concessionnaire et du concédant,
- **Les biens en « ER »** sont des biens situés dans les communes relevant du régime d'électrification rurale.

E – La répartition de l'origine de financement des immobilisations



Il est important de noter qu'en 2022, la part du financement du concessionnaire Enedis devient majoritaire dans la valeur nette des ouvrages ce qui aura un impact sur les droits du concédant.



Source : ENEDIS – données contrôle ex 2024 –CRAC

Depuis 2018, Enedis ne donne plus le détail des données pour la participation des collectivités et des Tiers. Il a tout intégré sous le vocable « apports externes ».

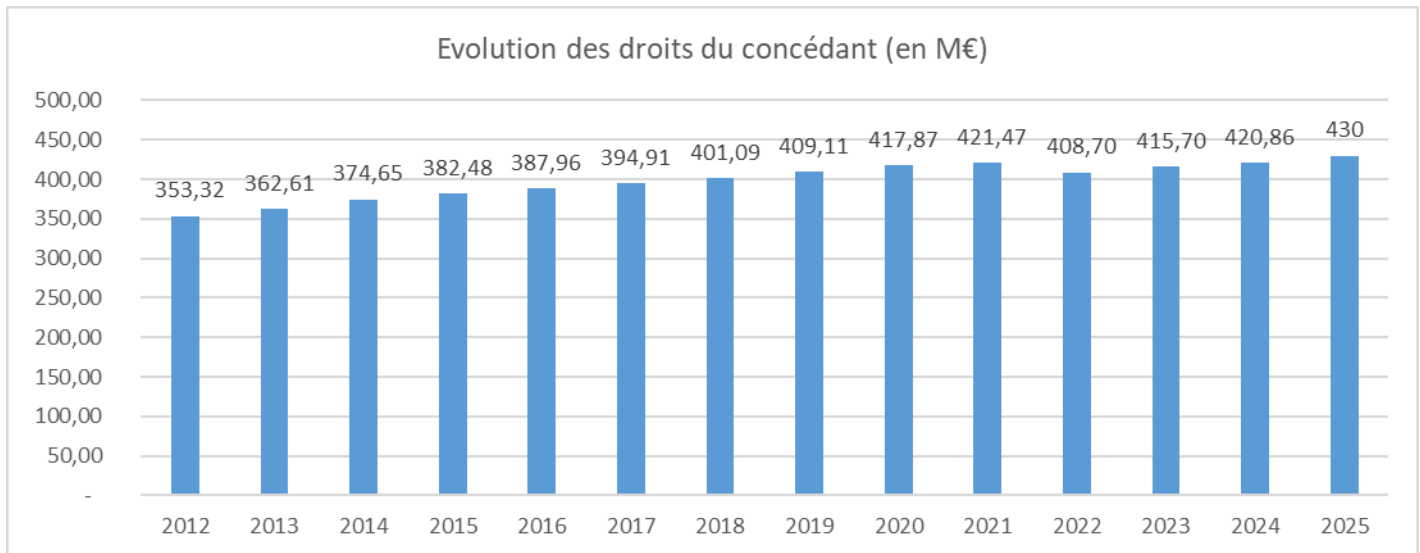
Depuis 2018, les financements apportés par Enedis tiennent compte du passage en concession des concentrateurs des compteurs Linky.

F - Les droits du concédant

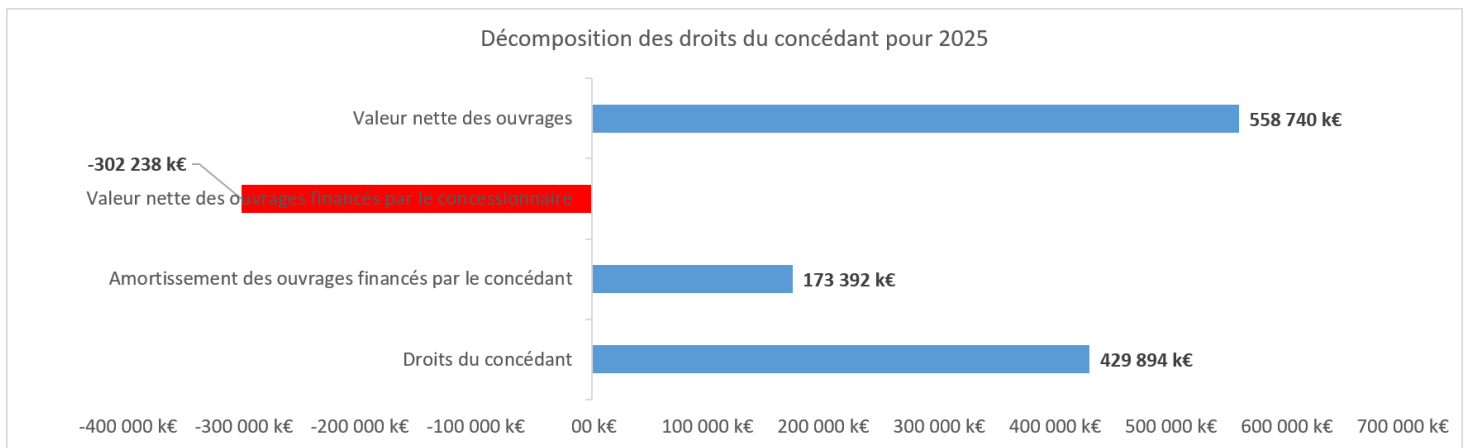
Les droits du concédant représentent la valeur des biens mis gratuitement dans la concession par le concédant.

Ils ont augmenté de 10 M€ en un an pour s'établir à 430 M€ fin 2025.

Depuis 2012, le rythme d'évolution est en moyenne de + 6 M€ par an. On constate que leur évolution s'accélère ces dernières années.



La baisse des droits du concédant doit être expliquée par le concessionnaire. **En particulier, il est nécessaire de savoir si cette baisse est liée à l'intégration comptable des branchements localisés.** Sur ce point, le SYDESL attend des éléments de détail.



Source : ENEDIS – CRAC – ex 2025

Valeur nette des ouvrages = droit en nature

Valeur nette des ouvrages financés par le concessionnaire = créance en espèce d'Enedis

Amortissement des ouvrages financés par le concédant = droits en espèce du concédant

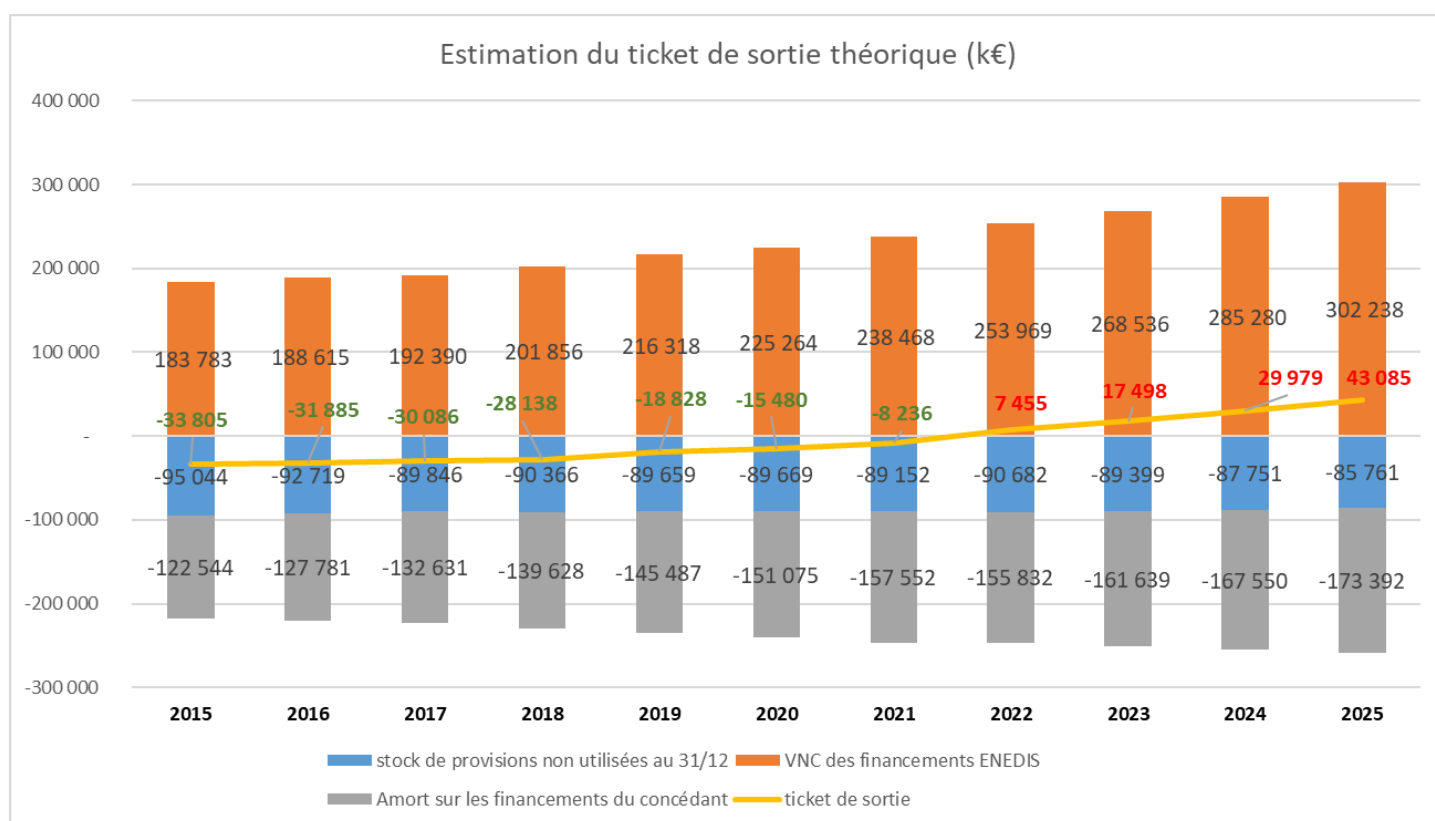
Droits du concédant = Total droits du concédant Le financement du concédant est défini comme les apports externes nets des concédants et des tiers. Autrement dit, les droits du concédant représentent la valeur des biens mis gratuitement dans la concession par le concédant.

Il convient toutefois de souligner que Enedis intègre en financement Enedis l'ensemble des opérations de raccordement dont une partie (environ 60%) est financée par le pétitionnaire et non par le concessionnaire. Ce mécanisme comptable vient gonfler artificiellement la contribution d'Enedis et donc la dette potentielle du SYDESL.

Il est important de signaler que l'inventaire comptable des ouvrages établi par le concessionnaire ne précise pas l'origine des financements par ouvrage (ENEDIS, collectivités, usagers, tiers). L'autorité concédante n'a donc pas la possibilité de contrôler la sincérité du bilan des actifs et passifs de la concession et notamment le calcul du compte droit du concédant.

G – Les dettes et créances réciproques

Le « ticket de sortie » théorique à la fin d'un contrat de concession est égal à la valeur non amortie des ouvrages financés par le concessionnaire, moins l'amortissement des biens financés par le concessionnaire, moins le stock de provision non utilisés.



Source : Enedis – CRAC de 2015 à 2025

La valeur du ticket de sortie étant positive (+ 43 M€ à fin 2025), cela signifie que le montant des dettes d'Enedis envers le concédant (=amortissement des financements du concédant + stock de provisions pour renouvellement, soit 259 M€ fin 2025) est inférieure de 43 M€ par rapport au montant des dettes du concédant envers Enedis (=valeur nette des financement du concessionnaire, soit = 302 M€ fin 2025). **Il s'agit donc d'une dette nette théorique du SYDESL envers Enedis de 43 M€ à fin 2025.**

Elle représente une dette de 122 euros par usager de la concession.

Nous parlons ici de dette théorique dans la mesure où elle n'a de sens qu'en cas d'arrêt immédiat de la concession.

Le solde des dettes et créances réciproque était négatif depuis au moins 2008 jusqu'en 2021 et traduisait ainsi une position de dette du concessionnaire envers la Collectivité. Depuis 2022, et la forte hausse de la valeur nette des ouvrages financés

par Enedis comparée à celle de l'ensemble constitué par les amortissements sur les financements du concédant et des provisions pour renouvellement.

Ces résultats peuvent être critiqués du fait des points susmentionnés (contribution des raccordements non considérée comme des participations de tiers, opacité du calcul des provisions). Le concessionnaire n'a d'ailleurs pas trouvé bon de justifier ces pratiques désavantageuses pour la Collectivité.

H – Le résultat d'exploitation de la concession

À la suite de la restructuration du concessionnaire en direction régionale, le compte d'exploitation présente une rupture depuis 2015. En effet, près des trois quarts des charges d'exploitation sont calculées via une clé de répartition appliquée à des montants collectés à un périmètre supra concessif, soit dorénavant la direction régionale (DR Bourgogne), maille plus resserrée que la direction interrégionale (DIR Rhône-Alpes Bourgogne) antérieurement.

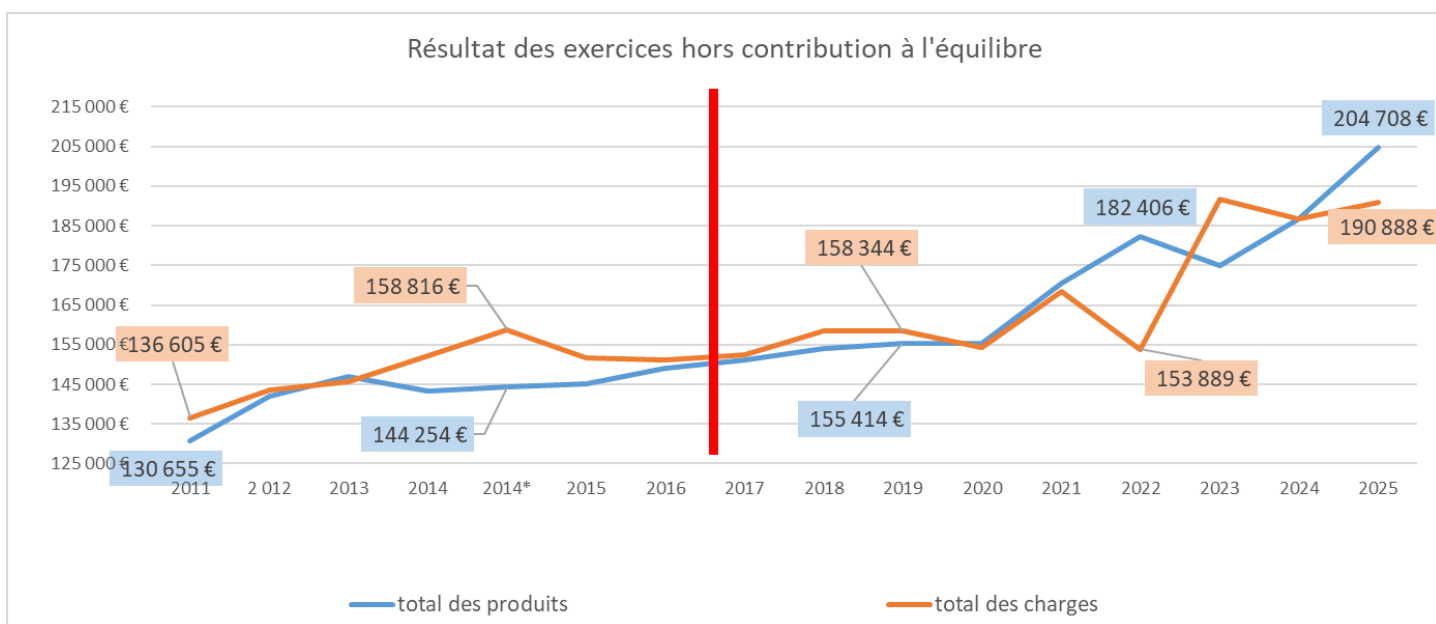
Il est donc important de noter que ces comptes d'exploitation ne reflètent pas la réalité économique de la concession.

Malgré les demandes formulées lors des différents exercices de contrôle, les assiettes sur lesquelles s'appliquent les clés de répartition n'ont pas été transmises par Enedis.

Ces modifications des modalités de calcul de certains postes de charges et de produits avaient amélioré le résultat d'exploitation constaté pour la concession.

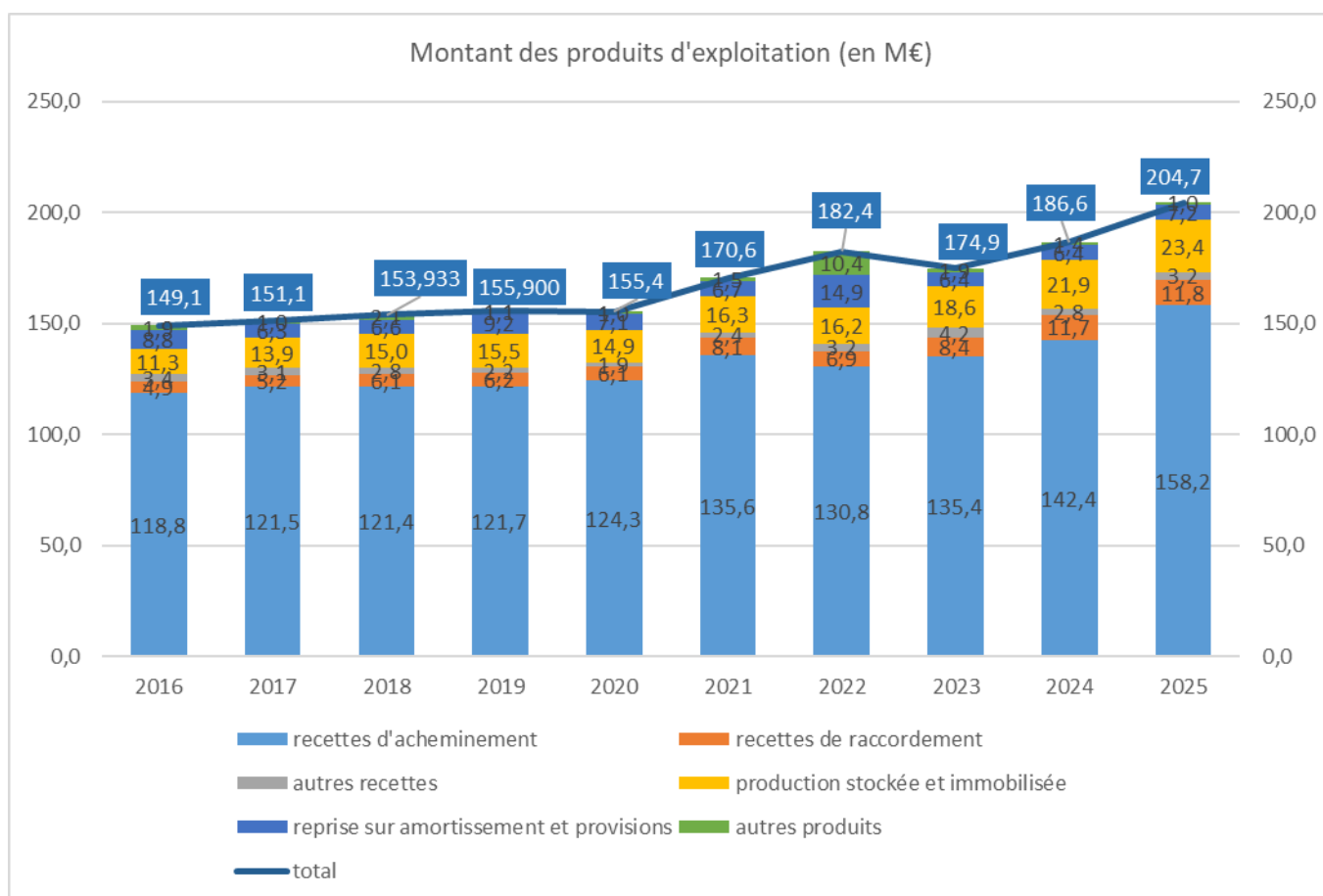
Malgré deux exercices avec un résultat d'exploitation négatif (2023 et 2024), le résultat d'exploitation de 2025 redevient positif et s'établit à + 14 M€ (hors contribution à l'équilibre). 2025 confirme l'amélioration enregistrée en 2024.

La baisse des charges d'achat d'énergie et la forte hausse des recettes d'acheminement (en particulier pour les clients BT <36kva) et la hausse des reprises sur amortissements expliquent ce résultat.

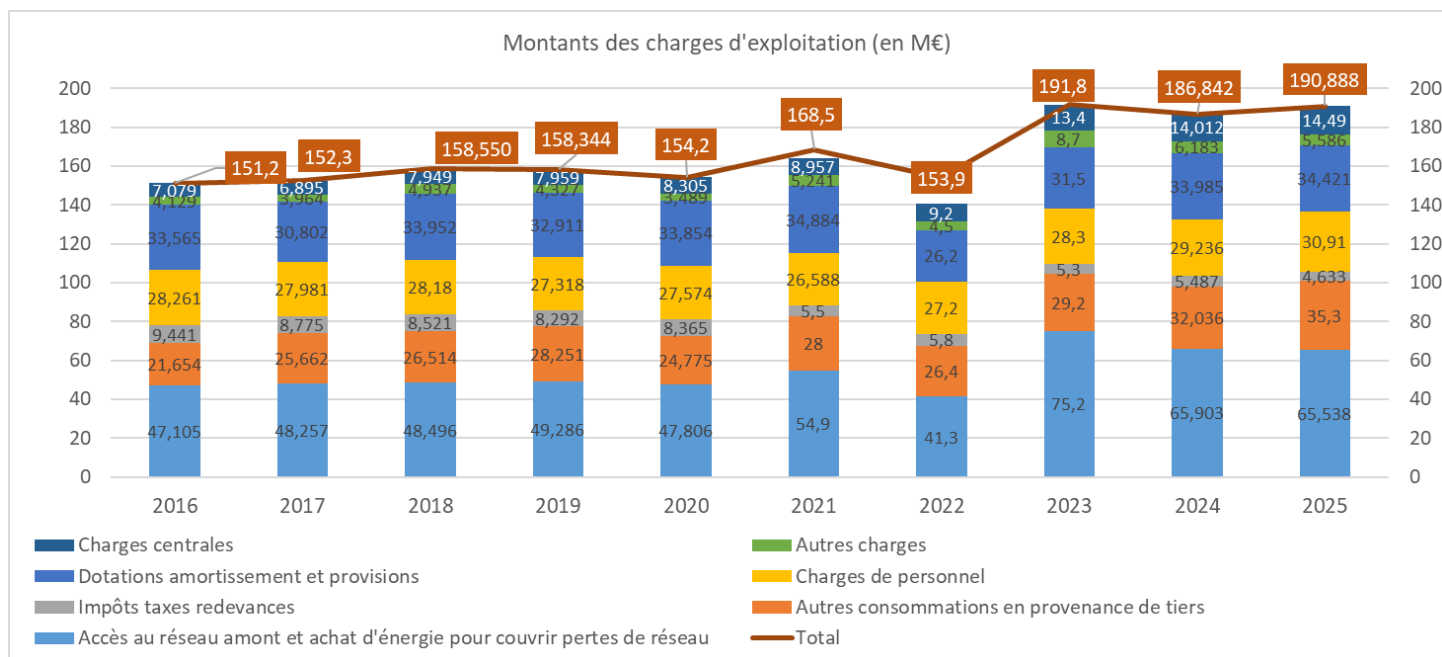


Source : Enedis – CRAC 2025

*Comptabilité proforma permettant de prendre en compte le changement de méthode comptable



Source : Enedis – CRAC ex 2025



Source : Enedis – CRAC ex 2025

Le chiffre d'affaires net (recettes d'acheminement + recette de raccordements + autres recettes = 173 M€) représente **85% des produits totaux** en 2025, ce qui correspond au niveau atteint ces dernières années (86% à l'exception de 2022 : 77%).

Les informations disponibles dans les systèmes d'information de facturation permettent désormais à Enedis de restituer, par concession, les recettes de raccordement.

Les produits financiers et exceptionnels ne sont pas intégrés dans les comptes rendus d'activité transmis. Ces produits sont calculés au niveau national. Il conviendrait de demander au concessionnaire de transmettre un état de ces produits en vue de la réalisation d'une analyse exhaustive de ce poste.

Concernant les charges, Enedis indique ne pas pouvoir fournir le nombre d'ETP affecté à la maille de la concession. Cela est préjudiciable pour l'autorité concédante. En effet, sans connaître l'assiette ni le nombre d'ETP, il n'est pas possible d'apprécier l'évolution de ce poste de charges.

A ce jour, seul le distributeur affiche un compte de résultat de son activité. Le fournisseur historique ne s'y contraint pas : aucun compte de résultat, avec descriptif détaillé des produits et des charges sur le périmètre concédé, n'est mentionné dans le CRAC. Le fournisseur précise son chiffre d'affaires et ses coûts commerciaux tels que spécifiés dans le CRAC.

Le SYDESL n'a actuellement pas la possibilité d'évaluer la rentabilité du service de fourniture d'électricité aux tarifs réglementés. La séparation des activités de fournisseur historique et du distributeur a pourtant conduit à une comptabilité séparée des activités d'EDF et d'Enedis.

La Contribution d'équilibre

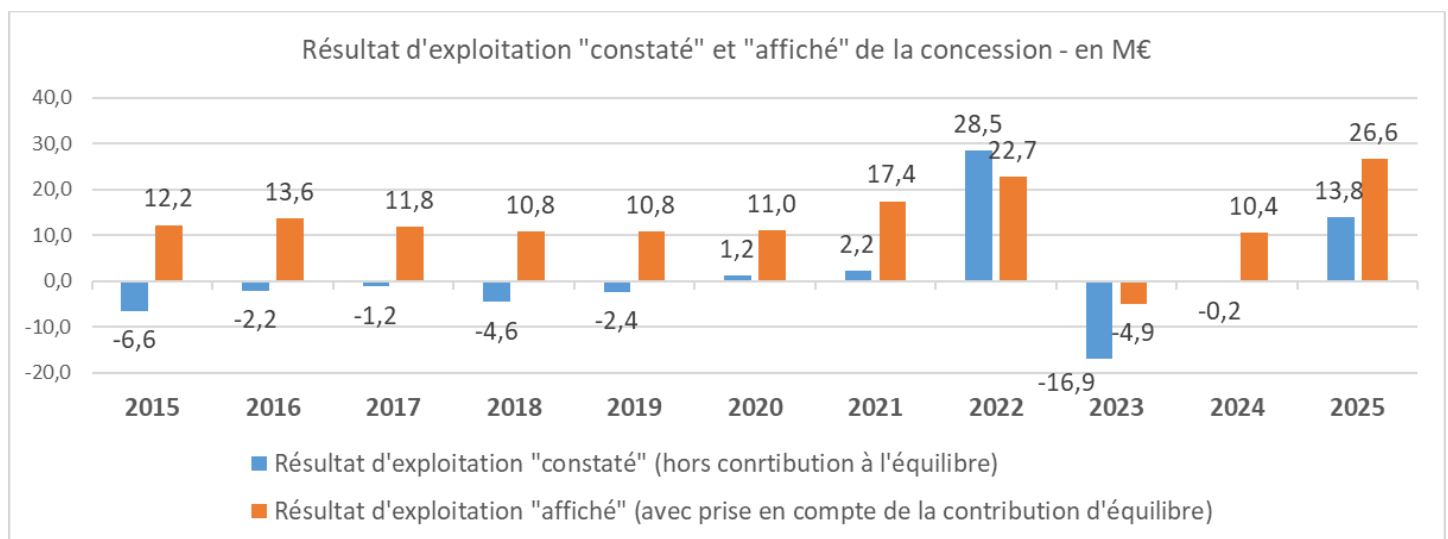
Le tarif d'acheminement, qui détermine l'essentiel des recettes de distribution d'électricité, est fixé par la Commission de Régulation de l'Energie (CRE). Identique sur l'ensemble du territoire français, il permet de couvrir les coûts engagés dans l'activité de distribution d'électricité et ainsi, d'assurer l'équilibre économique global d'ENEDIS.

Si une concession se situe, proportionnellement à ses recettes régulées, au-delà de cet équilibre, on fait figurer le montant de la charge qui serait nécessaire pour ramener la concession au niveau moyen. Inversement, si une concession se situe, proportionnellement à ses recettes régulées, en-deçà de l'équilibre global, le montant du produit qui serait nécessaire pour ramener la concession au niveau moyen, elle perçoit une contribution à l'équilibre.

En 2025, le SYDESL bénéficie d'un produit supplémentaire sous la forme d'une contribution à l'équilibre de 12,7 M€ (+12 M€ en 2023 et +10 M€ en 2024).

La contribution à l'équilibre ne dépend donc pas seulement du résultat d'une concession, elle est aussi le résultat des équilibres de la péréquation sur l'ensemble du territoire.

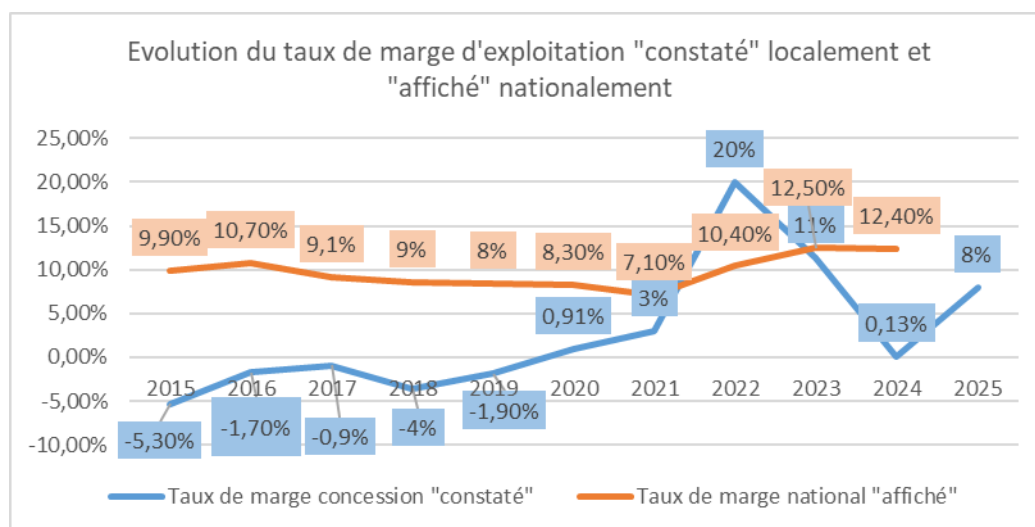
Résultat d'exploitation constaté et affiché



Source : Enedis – CRAC 2025

Le résultat « constaté » est calculé par différence entre les produits et les charges d'exploitation de la concession.

Le résultat « affiché » est un résultat théorique qui correspond à une quote-part du résultat ENEDIS, calculée au prorata du chiffre d'affaires de la concession.



Le taux de marge « affiché » est identique quelle que soit la concession considérée. Ce taux de marge est également identique à celui de la société Enedis. Au moment de l'impression de ce document, le taux affiché par Enedis au niveau national n'était pas encore connu pour 2024.

Le taux de marge « constaté » donne une indication sur la rentabilité de la concession (rapport entre le résultat « constaté » et le chiffre d'affaires de la concession).

Ces éléments financiers ne rendent pas compte d'un équilibre économique qui serait exclusivement local.

En effet, la différence entre le total des produits et le total des charges, que ceux-ci soient enregistrés nativement sur la concession ou qu'ils soient affectés, ne constitue pas en tant que tel le résultat d'exploitation d'ENEDIS au périmètre de la concession. En particulier, le tarif d'acheminement de l'électricité étant unique sur l'ensemble du territoire, les recettes d'Enedis sur la concession ne sont pas définies en fonction des coûts exposés localement, mais dépendent de l'application de la grille tarifaire nationale à une structure de consommation locale.

Point de réussite pour les données patrimoniales financières et comptables :

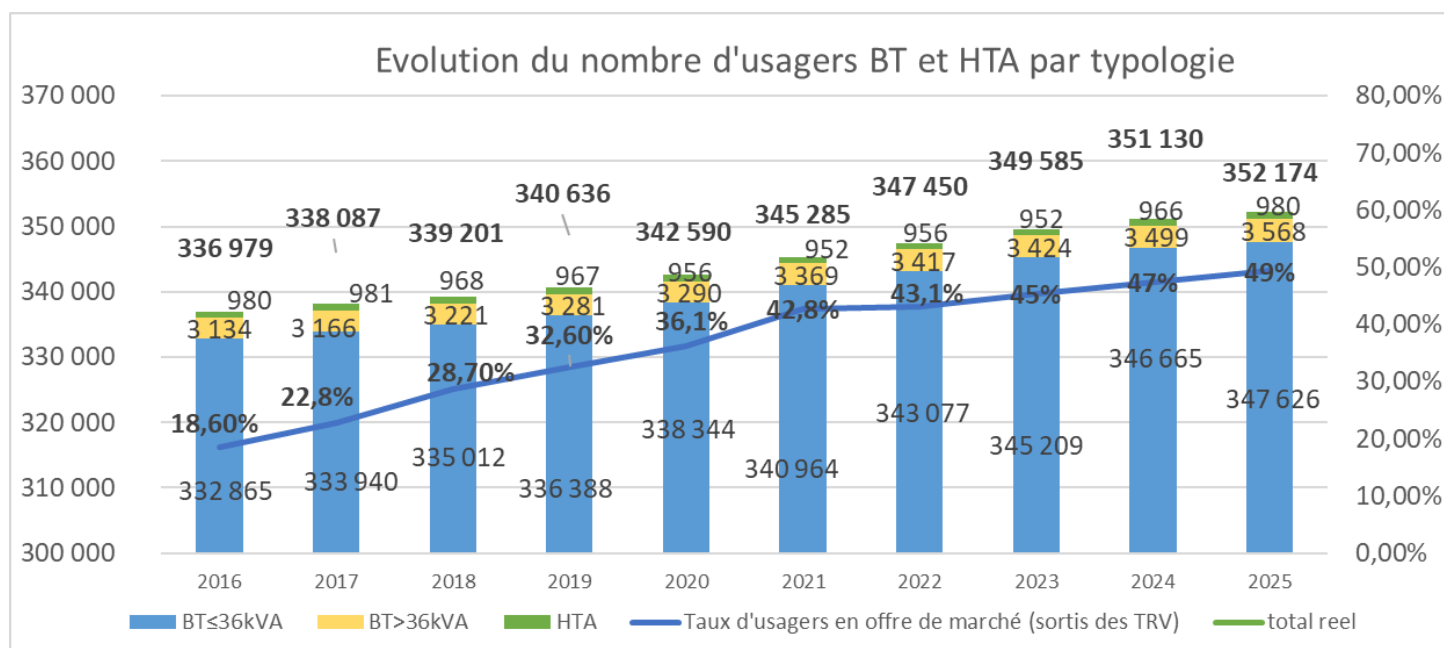
- le retour, en 2025, d'un compte d'exploitation bénéficiaire.

Les points de vigilance pour les données patrimoniales et comptables :

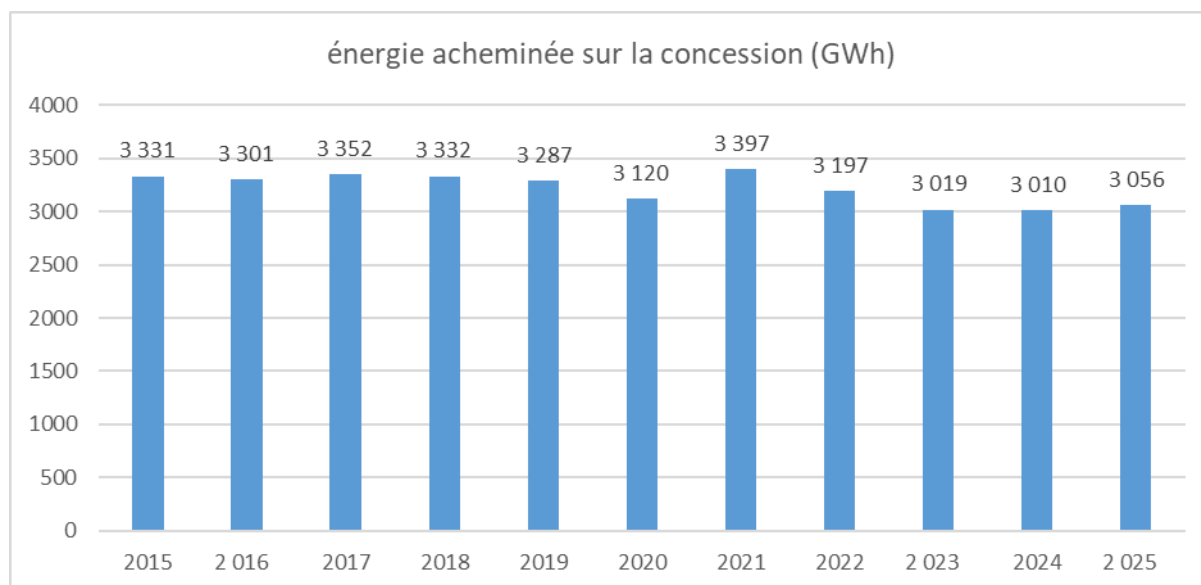
- **Impact comptable conséquent de la localisation des branchements** (baisse des droits du concédant, augmentation artificielle des produits d'exploitation et des provisions) ; avec une vision floue sur la répartition des financements (Concédants / concessionnaire)
- Forte hausse du compte Droits du concédant en faveur d'Enedis qui laisse augurer une dette croissante du Sydesl envers Enedis en fin de concession
- Le taux d'amortissement des ouvrages (50 %) se situe à un niveau proche du maximum observé dans d'autres concessions et traduit un vieillissement des ouvrages. Il reflète notamment le manque d'investissement pour le renouvellement des réseaux HTA. Ces taux sont encore plus élevés pour les postes HTA/BT et compteurs (70%).
- Survalorisation des financements ENEDIS dont la participation aux raccordements de 60% payée par des tiers aux raccordements qu'Enedis considère comme un financement propre.
- Le SYDESL ne constate aucune avancée dans sa **demande d'accès aux origines de financement des ouvrages** qui permettrait de vérifier ouvrage par ouvrage la décomposition des financements.
 - Le compte d'exploitation présenté ne reflète pas la réalité et dépend de clés de répartition et assiettes issues du niveau national.

7- LES USAGERS DE L'ACHEMINEMENT

A – Les usagers



Source : Enedis – CRAC 2025



Acheminement vers l'ensemble des usagers

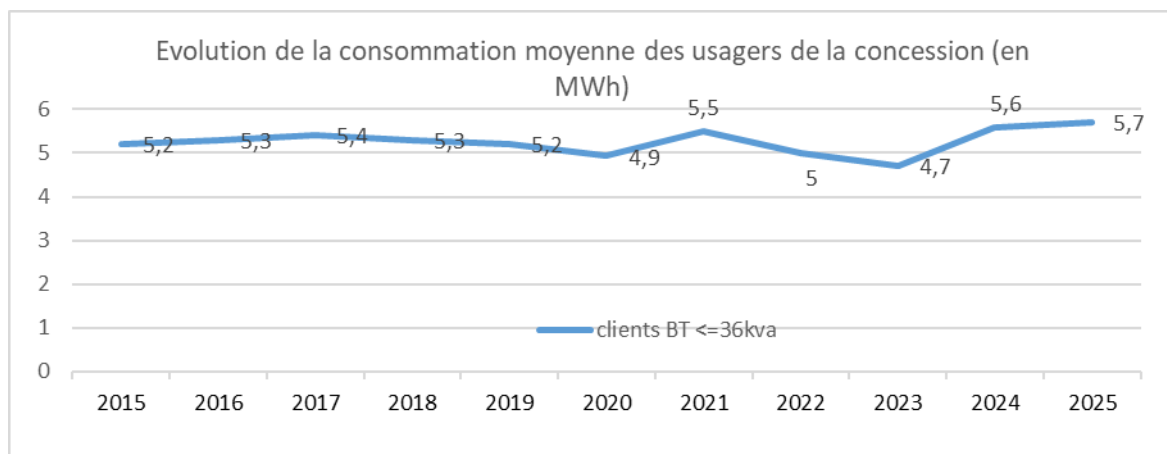
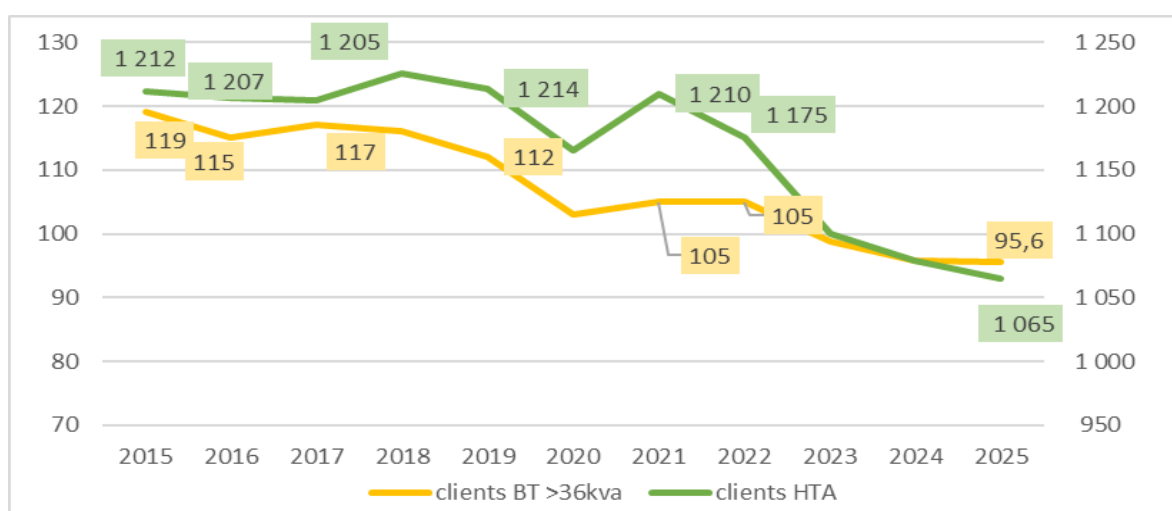
	Usagers HTA	Usagers BT	Total 2025	Total 2024	Variation 2022/2021
nombre d'usagers	980	351 194	352 174	351 130	0,30%
Part	0,28%	99,72%			
Energie acheminée (MWh)	1 044 234	2 011 889	3 056 123	3 009 680	1,54%
Part	34%	66%			
Consommation moyenne par usager (kWh/usager)	1 065 545	5 729	8 678	8 571	1,25%
recette acheminement (k€ HT)	27 370	131 077	158 447	140 116	13,08%
Part	17%	83%			
Prix moyen (c€ HT/kwh)	2,6	6,5	5,2	4,7	11,36%
Recette moyenne (€ HT/usager)	27 929	373	450	399	12,75%

Source : Enedis – CRAC ex 2025

Soulignons une hausse du nombre d'usagers de 0,3% pour **une hausse de près de 1,53% de l'énergie acheminée pour la 2^{ème} année consécutive.**

Globalement, le réseau concédé a acheminé 8 678 kWh par usager (en hausse de 1,25% par rapport à 2024) qui ont rapporté 450 euros hors taxes de recette d'acheminement (en hausse de près de 13%).

Ces moyennes masquent une disparité entre usagers HTA et usagers BT. En effet, **les usagers HTA qui représentent 0,3% des usagers de la concession consomment 35% de l'énergie acheminée mais n'apportent que 17% de la recette d'acheminement.**



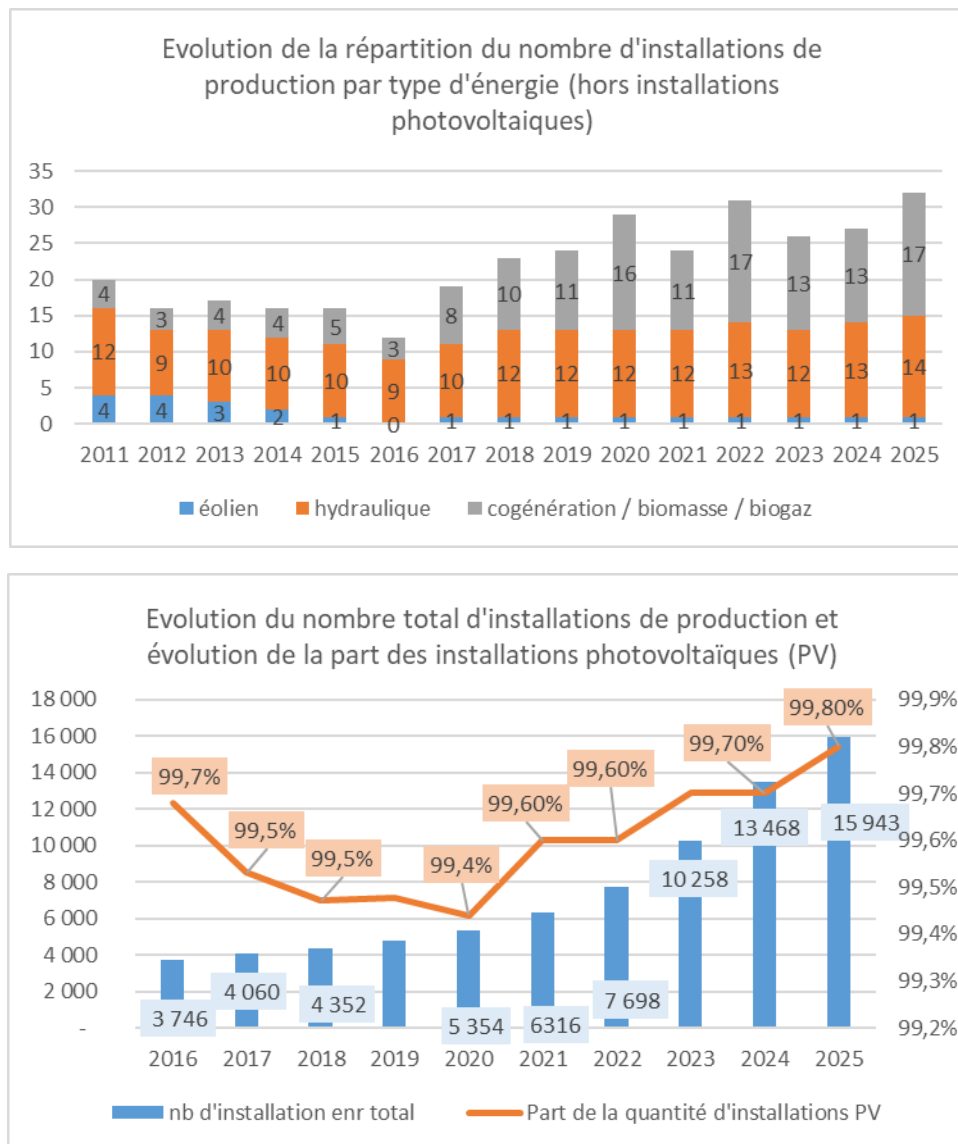
Activité d'acheminement vers les usagers ayant fait valoir leur droit à l'éligibilité

	Usagers C5 2025	Usagers C5 2024	Variation C5 2023/2022
Nombre d'usagers	169 297	166 670	+1,6 %

Depuis 2016 Enedis ne peut plus rendre compte de tarifs réglementés de vente pour les sites supérieurs à 36kva (clients C1 à C4) : les tarifs réglementés pour ces sites ont été supprimés, en application de la loi NOME du 7 décembre 2010, au profit de contrats de fourniture au prix de marché avec le fournisseur de leur choix.

B- Les centrales de production d'électricité raccordées au réseau

Evolution du nombre de centrales d'énergie renouvelable électricité

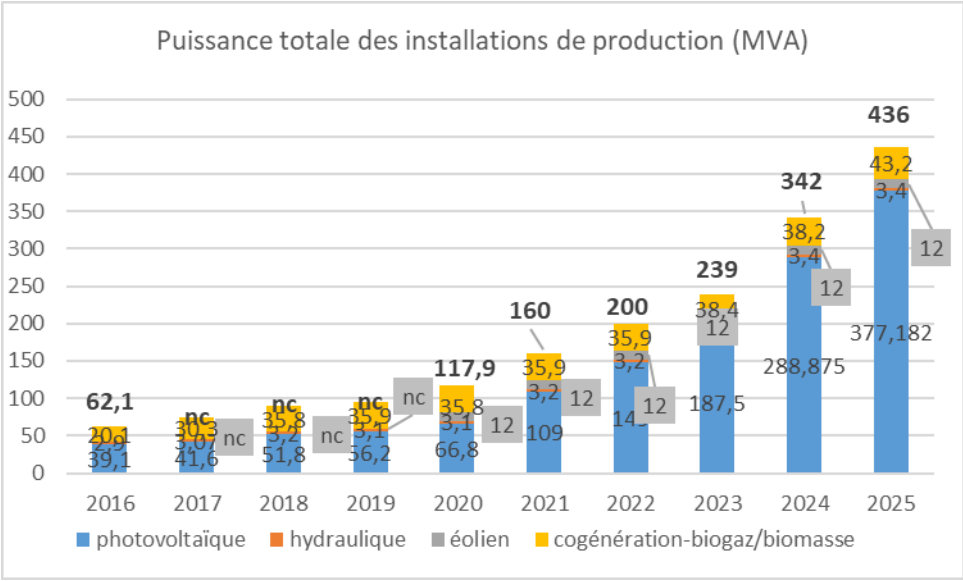


Source : ENEDIS

Le nombre de sites de production d'électricité poursuit sa progression avec 3 237 nouveaux sites raccordés au réseau de distribution pour un **nombre total de 13 495 sites à fin 2024**, contre 10 258 sites fin 2023 (+31%).

Les sites de production d'électricité se composent quasi exclusivement de centrales solaires photovoltaïques (13 468 sites), de 13 centrales hydrauliques (+1 par rapport à 2023), 1 site éolien et 13 centrales de production d'électricité par cogénération ou biogaz (idem à 2023).

L'ensemble de ces installations génèrent une puissance raccordée de plus de 342 400 Kva. Plusieurs sites (hydraulique, éolien, autre) sont toutefois secrétisés car ils sont seuls dans leur catégorie de puissance.



Source : ENEDIS – CRAC

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Puissance totale installée (MVA)	54,9	60,7	62,1	75 (hors éolien)	91 (hors éolien)	95,4 (hors éolien)	117,8	160	200	239	342	436

C- Les services aux usagers

Les réclamations auprès d'ENEDIS

L'année 2025 est marquée par une baisse du nombre de réclamation (-16%) après les baisses encourageantes constatées en 2022 et 2023. Ce volume revient à un des plus bas niveaux des 10 dernières années.

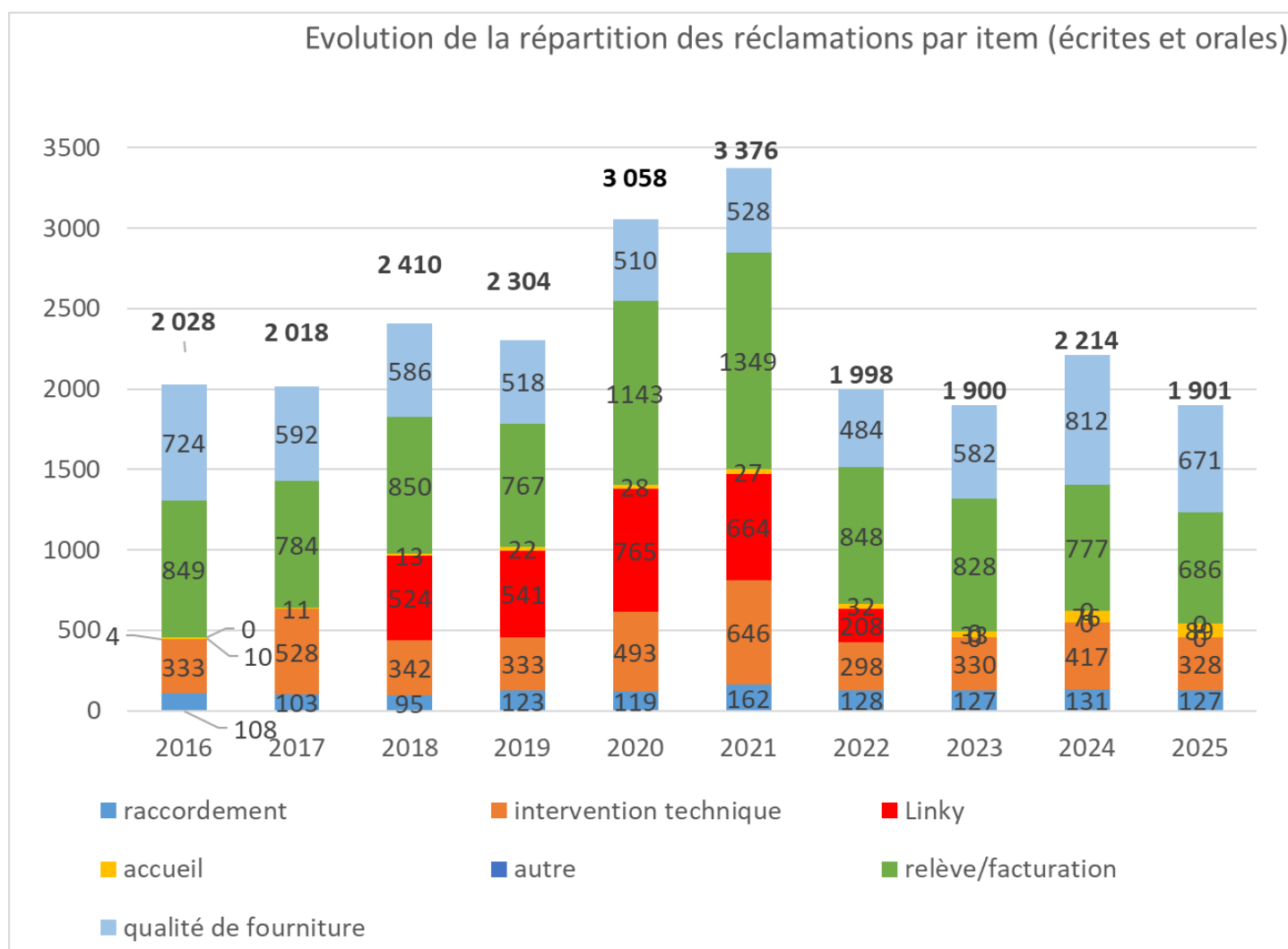
Le nombre de réclamations était stabilisé depuis 2015 autour de 2 020 réclamations en moyenne.

Les 3 376 réclamations comptabilisées en 2021 concernaient principalement la relève et la facturation (40%) ainsi que les interventions techniques (principalement Linky) (38%) qui explique en partie le nombre de réclamations.

La fin du déploiement du compteur Linky vient en grande partie expliquer cette baisse depuis 2022.

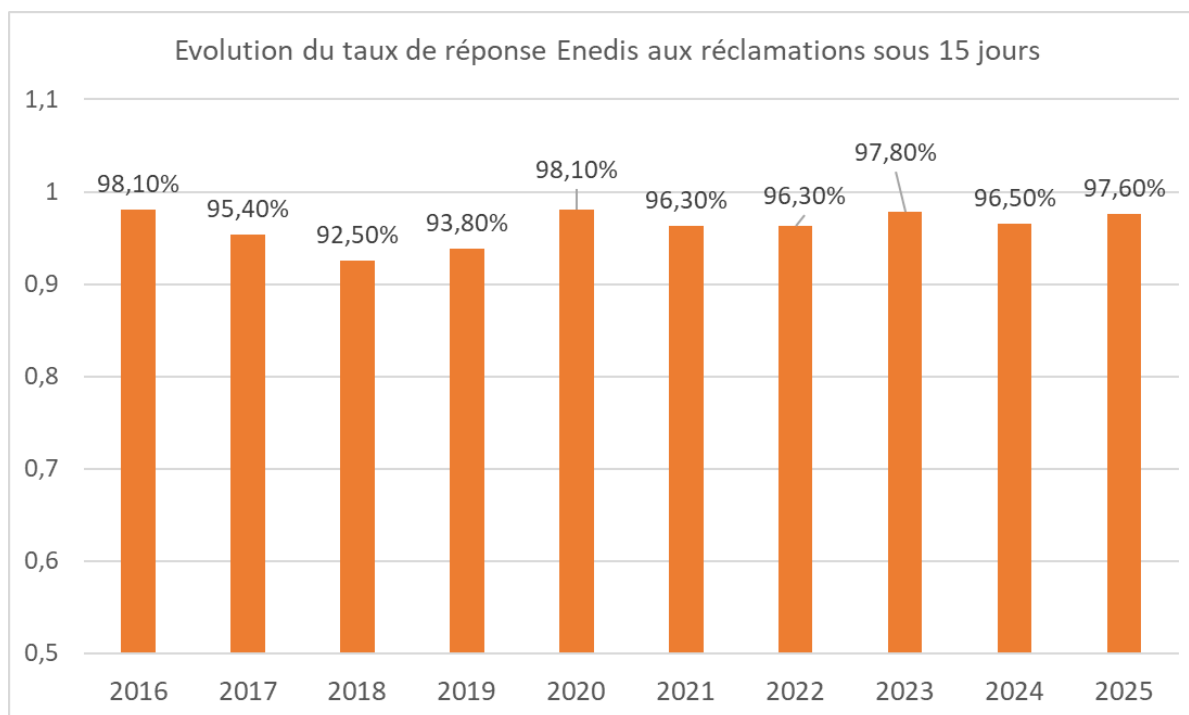
Selon Enedis, (p82 CRAC ex2024), les attentes des clients se portent principalement sur les délais de raccordement et la politique de relève. Elle suscite des réclamations clients sur les index car elle se traduit par une proportion élevée et majoritaire des réclamations « relève facturation ».

Les exigences des clients C5 (forte puissance) portent sur le dépannage (accueil, délai qualité) et sur les indemnisations suite à l'interruption de fourniture pour des clients entreprise.



	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Nombre de réclamations à ENEDIS	2044	2 028	2 018	2 410	2 304	3 058	3 376	1 998	1 900	2 214	1 901
Nombre de réclamations pour 10 000 usagers	nc	nc	nc	71	68	89	98	58	54	63	54

Source : Enedis – données clientèle + CRAC ex 2024



Source : Enedis – Données clientèle ex 2025

Le taux de réponse aux réclamations sous 15 jours s'est légèrement amélioré en 2025 en restant au-delà de l'objectif de référence fixé par la CRE à 97% dans le cadre du TURPE 7.

Il convient de noter qu'au niveau national, Enedis est au-delà de l'objectif avec un taux de réponse de 98%.

Après le carton rouge adressé à Enedis en 2023, le Médiateur National de l'Energie, dans ses rapports de 2024 et 2025 a particulièrement souligné le nombre croissant de litige concernant Enedis en pointant les délais de raccordement et les difficultés à traiter les réclamations. Les saisines recevables portent essentiellement sur des problématiques de délais et de choix de la solution technique de raccordement proposée. Les retards en question qui peuvent dépasser les 6 mois se rapportent à toutes les étapes du processus de raccordement et pénalisent grandement les consommateurs concernés (report d'emménagement...) Par ailleurs, le rapport mentionne le manque d'information de la part d'Enedis pendant ces périodes de retard, ainsi qu'un défaut de transparence s'agissant des devis.

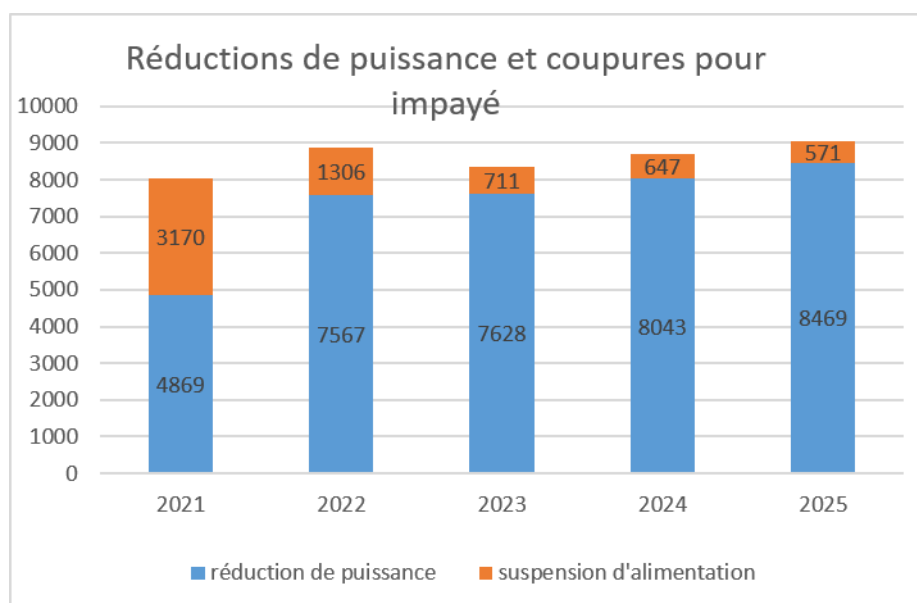
Les coupures pour impayé

En 2021, les usagers ont pu bénéficier de mesures exceptionnelles en raison de la pandémie du COVID, puisque l'application de la trêve hivernale réglementaire a été prolongée par les pouvoirs publics.

Il a par ailleurs été décidé d'assouplir les coupures pour impayé, et de privilégier l'application de réduction de puissance.

En 2023, est publié le Décret n°2023-133 du 24 février 2023 relatif à la période minimale d'alimentation en électricité et modifiant le décret n°2008-780 du 13 août 2008 relatif à la procédure applicable en cas d'impayés des factures d'électricité, de gaz, de chaleur et d'eau.

Ce texte fixe une période minimale de 60 jours de réduction de puissance jusqu'à 1kVA, préalable à la coupure et à la résiliation, pour les ménages bénéficiaires du chèque énergie et du fonds de solidarité pour les logements équipés d'un compteur communicant, en cas d'impayé.



Source : Enedis- fichier indicateurs clientèle 2025

En 2019, le concessionnaire a présenté les éléments liés aux coupures et réductions de puissance sous une nouvelle forme, ne permettant pas de comparer pleinement avec les années antérieures. Depuis 2020, Enedis ne précise plus le nombre de coupures pour impayé demandées par les fournisseurs.

Le concessionnaire a expliqué en 2019 : « l'évolution des valeurs est due à un changement d'indicateur de suivi sur lequel est fondée la requête CLI007. Le nouvel indicateur a une assiette plus large de prestations, en effet il comptabilise dorénavant en plus les affaires closes avec le motif attestation présentée (demande FSL ou surendettement en cours). »

En 2022, le nombre de coupure d'alimentation a fortement diminué, compensé par une forte hausse du nombre de réduction de puissance. Ce constat s'explique par le contexte de forte hausse des prix de l'énergie qui ont conduit les opérateurs à limiter les interruptions d'alimentation au profit d'une seule réduction de puissance pour les situations les plus extrêmes.

Les points positifs pour les usagers :

- Un nombre de réclamations en baisse à un niveau des plus bas des dernières années
- Remise d'éléments détaillés pour les réclamations
- Un taux de réponse sous 15 jours qui s'améliore et se situe juste au niveau de l'objectif (97%) fixé par la CRE (TURPE 7)

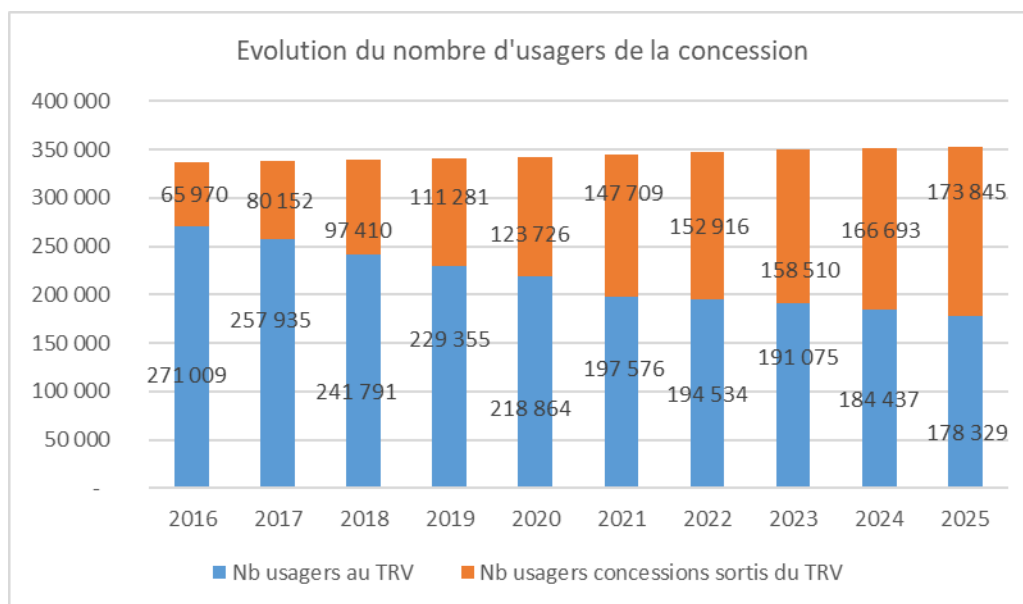
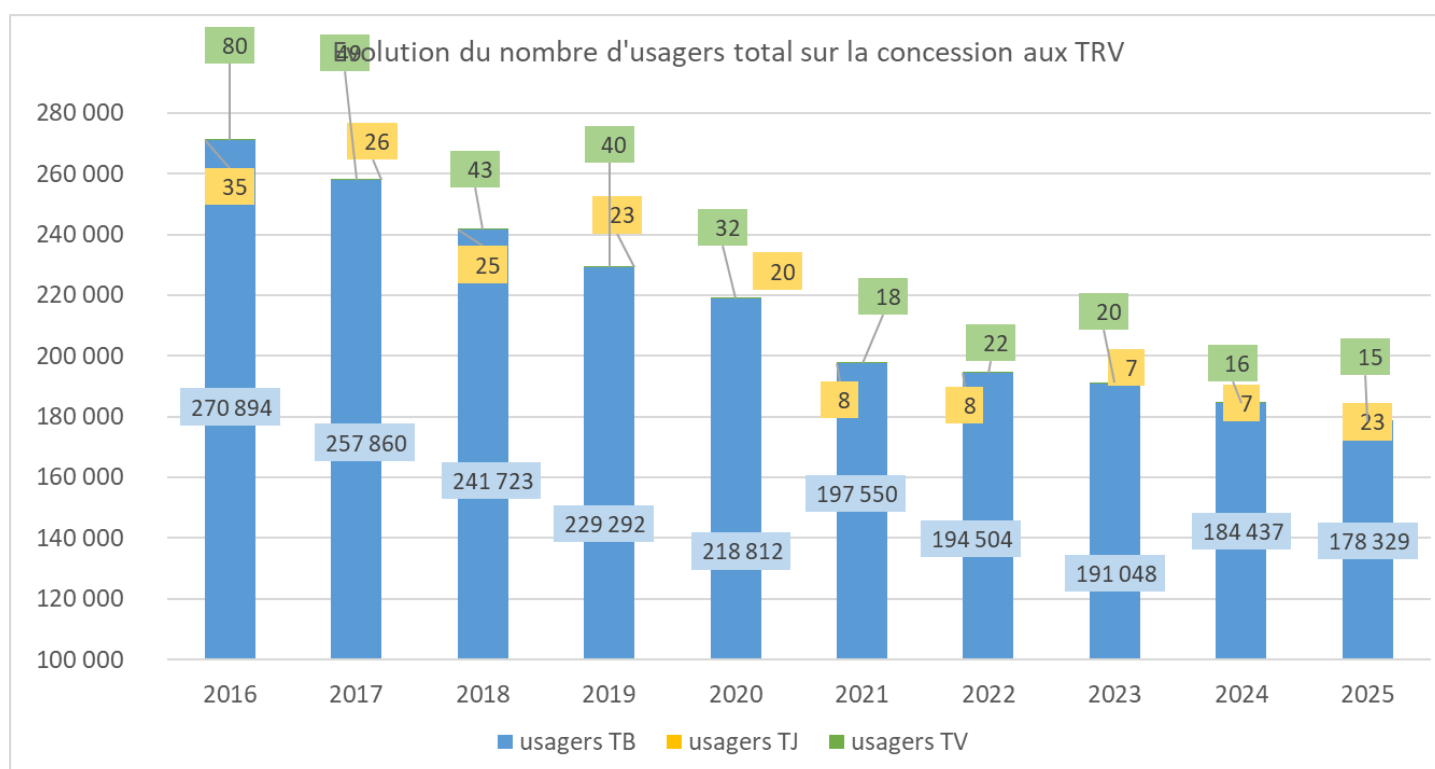
Les points de vigilance pour les usagers :

- Un taux de réponse sous 15 jours inférieur à la moyenne nationale
- Gestion des réclamations « particulièrement critiquables » selon le Médiateur National de l'Énergie
- Les délais de raccordements particulièrement critiqués par les usagers

8- CLIENTELE FOURNISSEUR AUX TARIFS REGLEMENTES

Dans le cadre du contrat de concession, c'est EDF qui est le concessionnaire pour traiter tous les aspects liés à la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés.

A- Les usagers aux tarifs réglementés

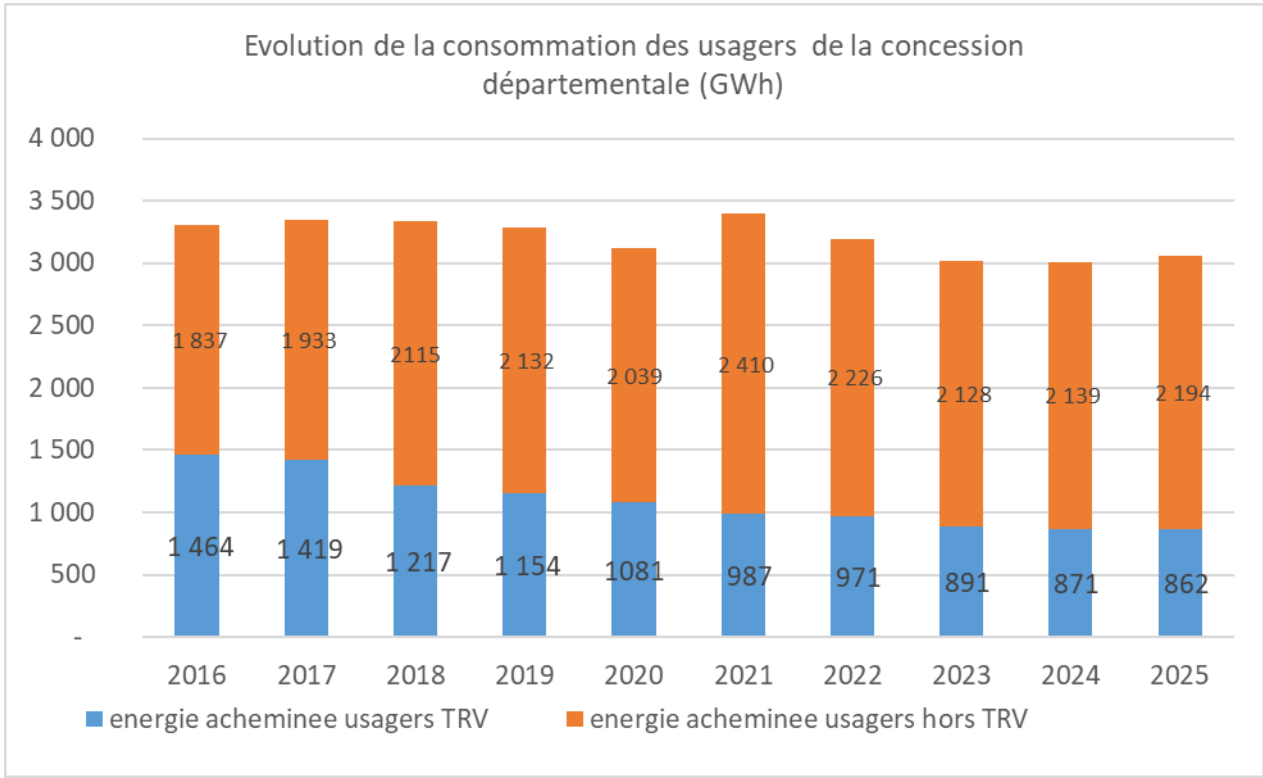


Le nombre d'usagers bénéficiant d'un TRV (Tarifs Réglementés de Vente) présente une diminution en 2025 (-3 %).

Il est fort probable que cette quasi-stabilisation soit liée à la crise énergétique et la possibilité, laissée à certaines familles d'usagers, de revenir aux TRV s'ils étaient au prix de marché.

Depuis le 1^{er} janvier 2025, les entreprises de moins de 10 salariés et dont le chiffre d’affaires est inférieur à 2 millions d’euros peuvent souscrire au nouveau tarif jaune option base supérieur à 36 kva.

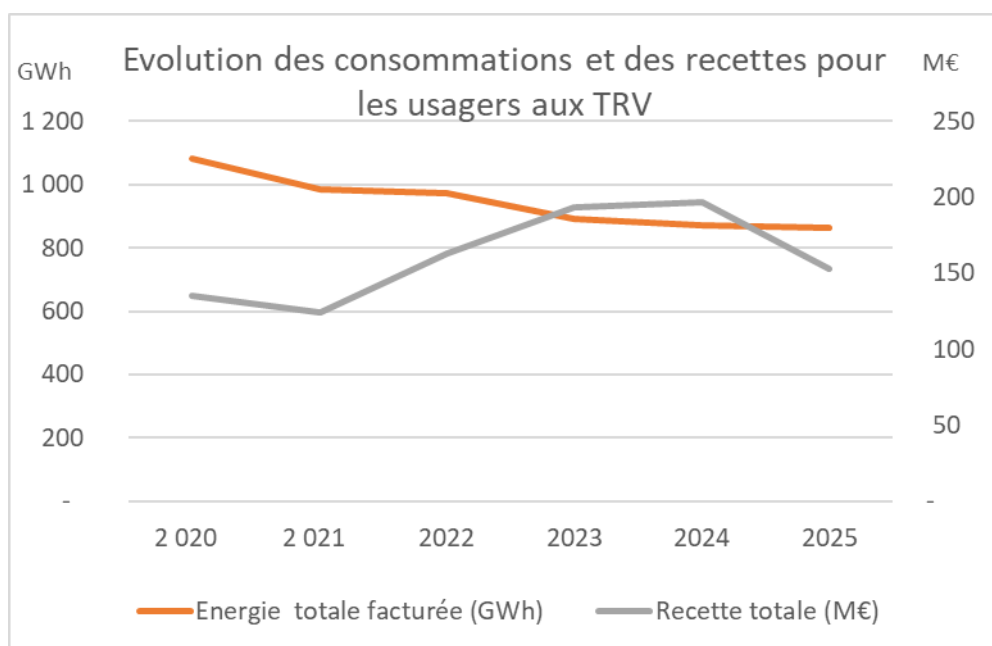
Aussi la structure de répartition entre tarifs bleus et tarifs jaune connaît une sensible évolution entre 2024 et 2025.



B- Eléments financiers de la concession de fourniture aux TRV

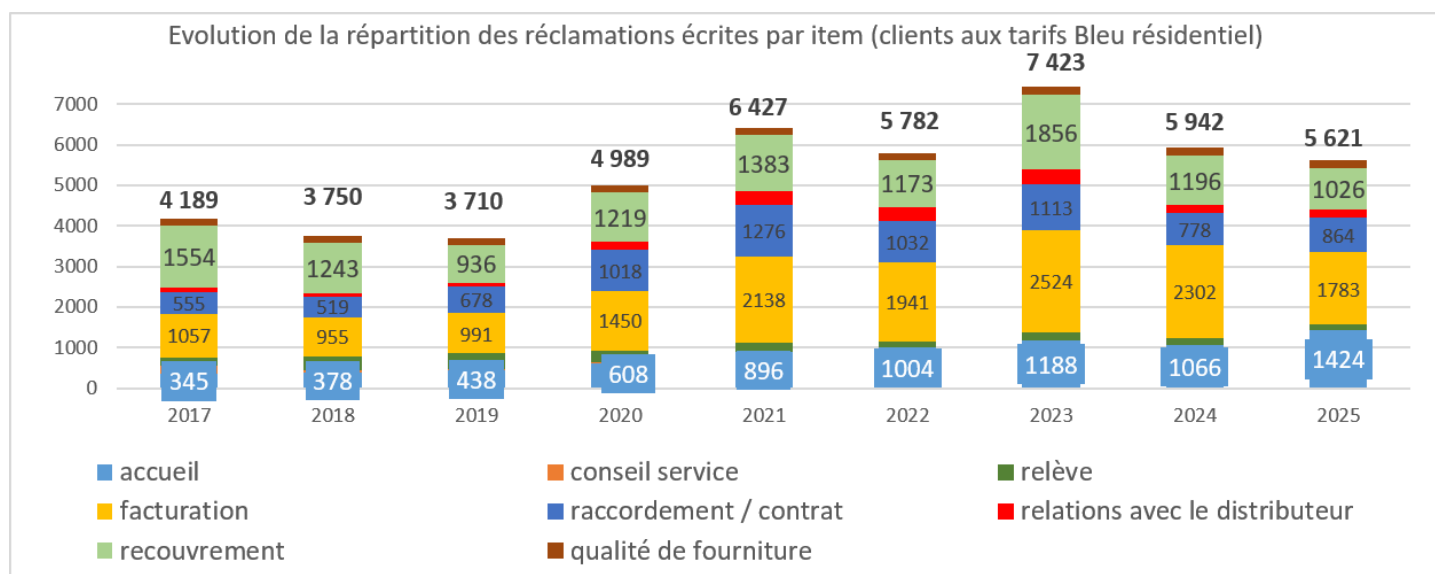
	2 020	2 021	2022	2023	2024	2025	
Nombre total de clients aux TRV	218 812	197 550	194 534	191 075	184 437	178 367	-3%
Part des usagers TRV	64%	57%	56%	55%	53 %	51%	
Energie totale facturée (GWh)	1 080	987	971	891	870	863	-1%
Recette totale (M€)	135	125	163	193	197	153	-22%

En 2025, la recette totale liées à la vente des tarifs réglementés en Saône et Loire a diminué de 22% tandis que les quantités consommées et le nombre de clients ont diminué de 1% et 3%.



C- Les services aux usagers du TRV

L'accueil des usagers



Source EDF – données ex 2025- fichier réclamations

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Nombre total de réclamations écrites	2 908	4 189	3 750	3 710	4 989	6 427	5 782	7 423	5 942	5 621

Source : EDF – fichier réclamations

Le volume de **réclamations écrites traitées par EDF** en 2025 est en baisse par rapport à 2024 de près de 5%.

L'ensemble des motifs de réclamation est en baisse, à l'exception de l'accueil qui enregistre une hausse de 34% et des raccordements contrats qui augmentent de 11% en 2025.

Il atteint un niveau élevé de 315 réclamations pour 10 000 usagers, contre 402 en 2024.

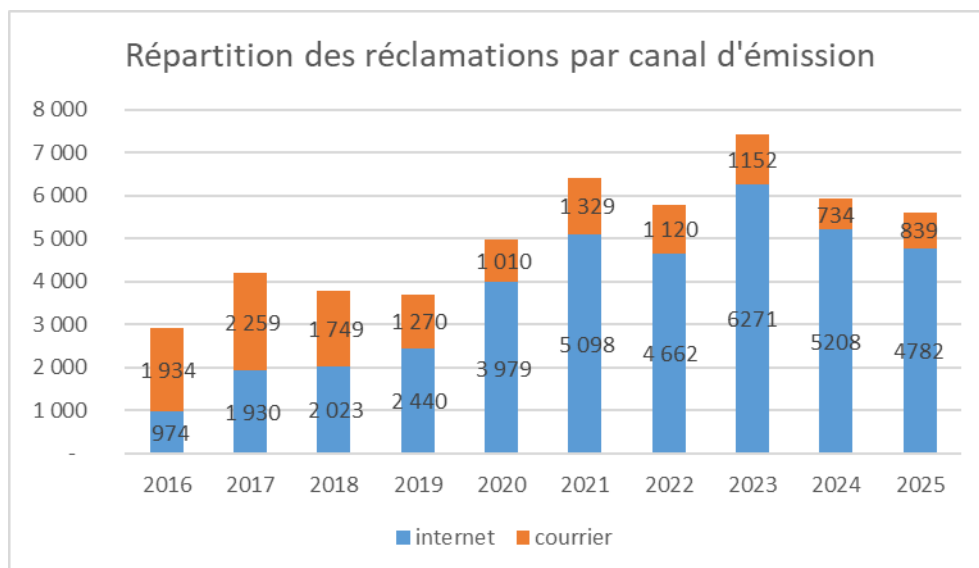
Bien qu'il reste à un niveau élevé depuis 5 ans, une baisse est constatée depuis 2 ans.

La hausse et le niveau élevé constatés des réclamations depuis 2017 est, selon EDF, **liée à la régularisation tarifaire intervenue en 2017** (qui a généré un fort nombre d'appels), et à **la digitalisation des réclamations** qui, depuis 2017, sont plus simples à mettre en place.

EDF complète également les raisons de ce niveau par les éléments suivants constatés nationalement (p146 CRAC 2025) :

- *Le contrat (réclamations suite à réception du courrier d'information d'Enedis sur les changements d'horaires heures creuses / heures pleines adressé à un million de clients) ;*
- *L'accueil (les demandes de « stop contact, les non mises à jour régulières des données de la solution Suivi Conso, l'utilisation des données personnelles suite à réception du courrier informant de la mise à jour de la charte de données personnelles)*

Les réclamations faites sur le **site web d'EDF** sont comptabilisées depuis 5 ans et présentées dans les chiffres du contrôle de concession. Elles représentent 85% de l'ensemble et leur part est croissante depuis 5 ans. Bien que n'ayant eu que peu d'impact en 2016, ce nouvel usage a contribué à la hausse des réclamations.



Les résultats relatifs aux réclamations d'EDF maintiennent d'autres points d'insatisfaction :

- Le fournisseur ne communique toujours pas les volumes de réclamations **orales**, mais uniquement les volumes de réclamations écrites,

EDF apporte l'explication suivante : « *Nous ne pouvons pas communiquer sur le nombre de réclamations orales. En effet, la notion de réclamation orale est subjective. Elle dépend de qualification de l'échange téléphonique entre un conseiller et un client qui peut varier d'un conseiller à un autre à la différence d'une réclamation écrite (courrier ou internet) pour laquelle le client prend l'initiative.* »

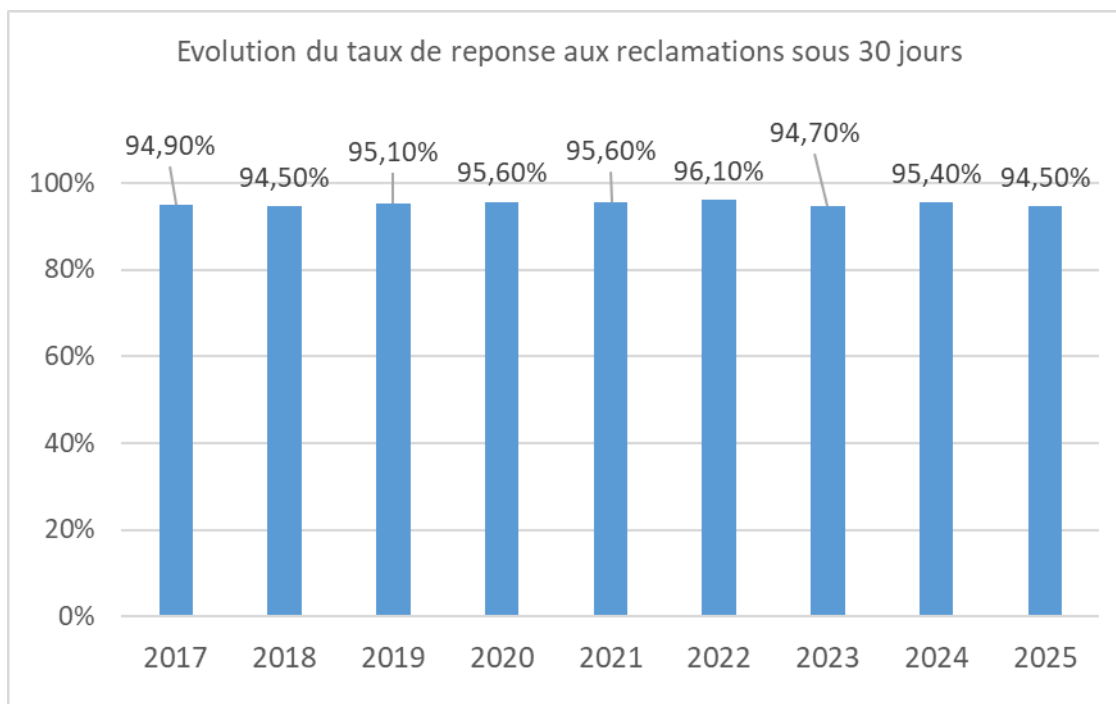
- Plus précisément les réclamations orales **transmises et écrites par EDF dans SGE** à destination d'Enedis, ne sont pas comptées dans les totaux présentés, ce qui explique en partie des volumes très différents sur les thèmes de la relève et de la qualité,

EDF apporte l'explication suivante : « *Nous ne pouvons donner une suite favorable à votre demande. SGE, l'outil d'interface entre les fournisseurs et Enedis qui en est responsable. C'est un outil de gestion interne en dehors du service concédé.*

La répartition par motif et sous – motif des réclamations écrites (qualité fourniture, relation avec distributeur, relève...) que nous proposons dans le CRAC permet toutefois une première approche au concédant car elles peuvent laisser penser que ces réclamations sont en lien avec Enedis. »

- Seules les réclamations des clients **Bleu résidentiels** sont comptabilisées. Celles des bleus pros, jaunes et verts sont ignorées dans les résultats du CRAC et du contrôle,
- EDF n'a pas prévu de catégorie de réclamation liée à l'installation des compteurs Linky.
- EDF ne remonte aucune information sur les réclamations remontées du médiateur national de l'énergie.

EDF se justifie : « *Nous ne communiquons pas les réclamations traitées par le Médiateur EDF intéressant des clients de la concession au motif que le Médiateur EDF jouit d'une indépendance au sein d'EDF. De même que nous ne rendons pas compte des réclamations instruites par le MNE.* »



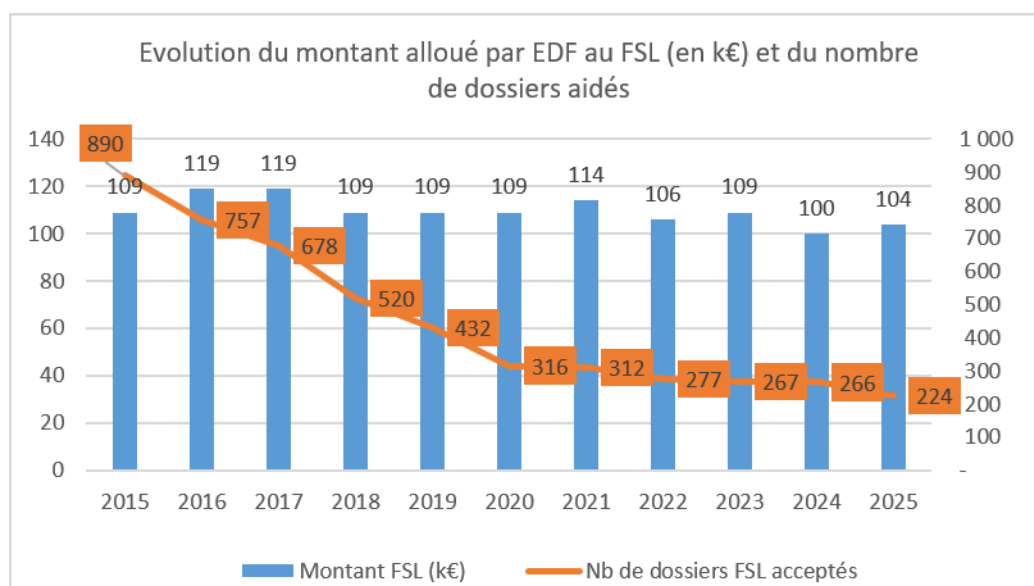
Le taux de réclamations traitées sous 30 jours présente un niveau de 94,5%. Il est en baisse par rapport à l'exercice précédent et affiche le plus mauvais taux des 9 dernières années.

D- Les services aux usagers en difficulté

Le Tarif de Première Nécessité (TPN) a disparu fin 2017. En 2018, EDF a développé le dispositif d'aide au paiement qui intègre l'acceptation **du chèque énergie ainsi que le cofinancement avec les collectivités au travers des Fonds Solidarité pour le Logement (FSL)** pour le paiement des factures d'énergie, d'eau et de téléphone des ménages précaires.

Le Service Minimum de 1 000 watts (SMI) est installé pour les clients en situation d'impayés qui sont absents lors de l'intervention du distributeur.

Dans le processus de gestion des impayés, la réduction ou l'interruption d'alimentation n'intervient qu'à l'issue d'un processus d'information, de relance et d'accompagnement du client pour l'aider à trouver une solution à sa difficulté.

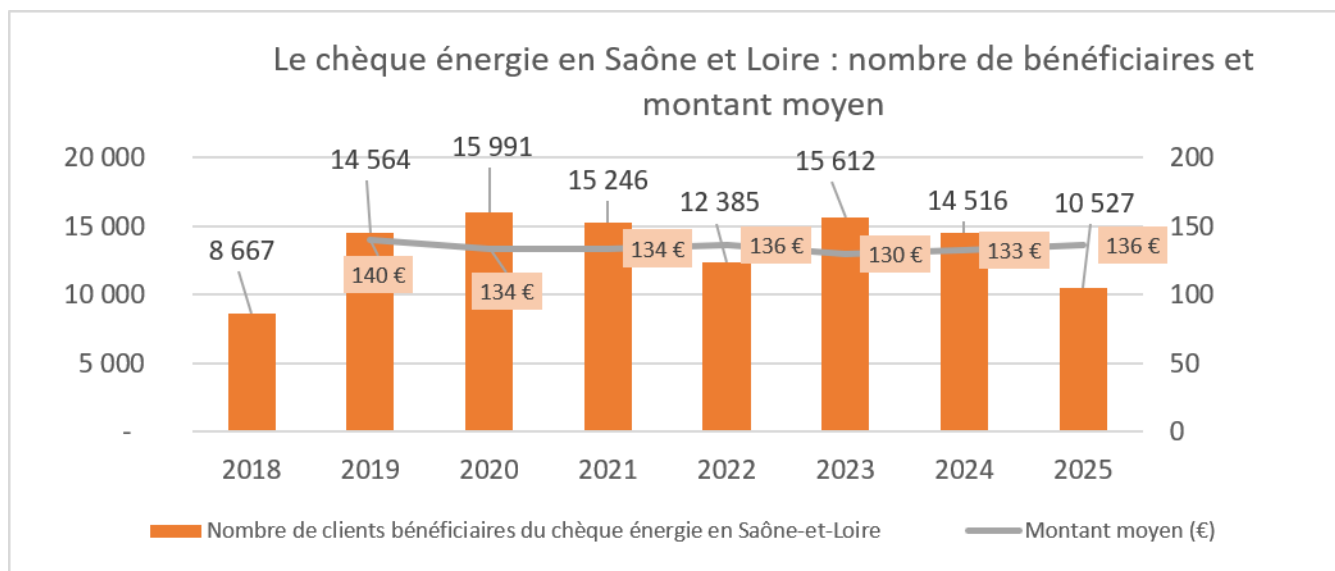


Source : EDF – CRAC ex 2025 et données contrôle ex 2025

La baisse du nombre de dossiers aidés est liée notamment à la baisse du nombre de clients au tarif réglementé.

Le **Chèque Énergie** a remplacé, fin 2017, les tarifs sociaux de l'énergie. Après une phase d'expérimentation dans quelques départements métropolitains, il a été généralisé sur le territoire français. **En l'état actuel des textes, les AODE compétentes pour contrôler les tarifs sociaux ne le sont plus pour le Chèque Énergie.**

En 2025, **10 527 clients ont bénéficié de ce dispositif** auprès d'EDF pour un montant moyen de 136 euros. Ce chiffre ne représente pas la totalité puisqu'il n'intègre pas les chèques acceptés par les autres fournisseurs.



Source : EDF – fichier « Rapport contrôle EDF » ex 2025

Le **Fonds de Solidarité pour le Logement (FSL)** est un montant alloué par EDF au Conseil Départemental. Ce dernier est de 104 k€ à fin 2025, en hausse de 4 000 euros par rapport à 2024.

Pour rappel, ce montant avait augmenté de 10 k€ en 2016, à la suite d'une période stable de 5 ans (109 k€). Le nombre de dossiers aidés pour le règlement de factures d'électricité est compris entre 430 et 900 depuis 5 ans. Il présente cependant une tendance à la baisse sur la période analysée.

Le Conseil Départemental est le gestionnaire du FSL pour le département et des décisions d'attributions des aides. Ainsi, EDF a principalement le rôle de financer en partie ce fonds, de communiquer des informations à la demande des travailleurs sociaux et d'intégrer à la facturation les aides validées.

Ce fonds est également abondé par le Département de Saône-et-Loire ainsi que par le SYDESL.

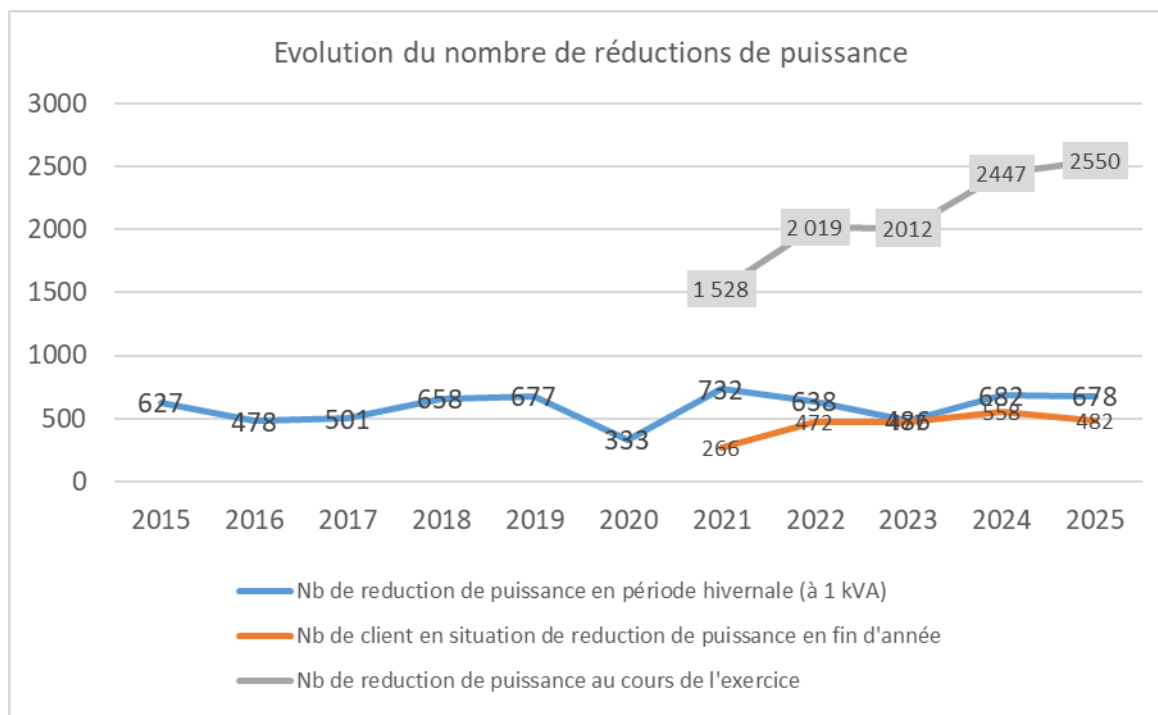
Depuis 2018, les nouvelles règles de compensation fixées par les pouvoirs publics à la suite de la suppression des tarifs sociaux ne permettent plus aux fournisseurs d'énergie d'être compensés intégralement de leurs dotations.

Limitations de puissance

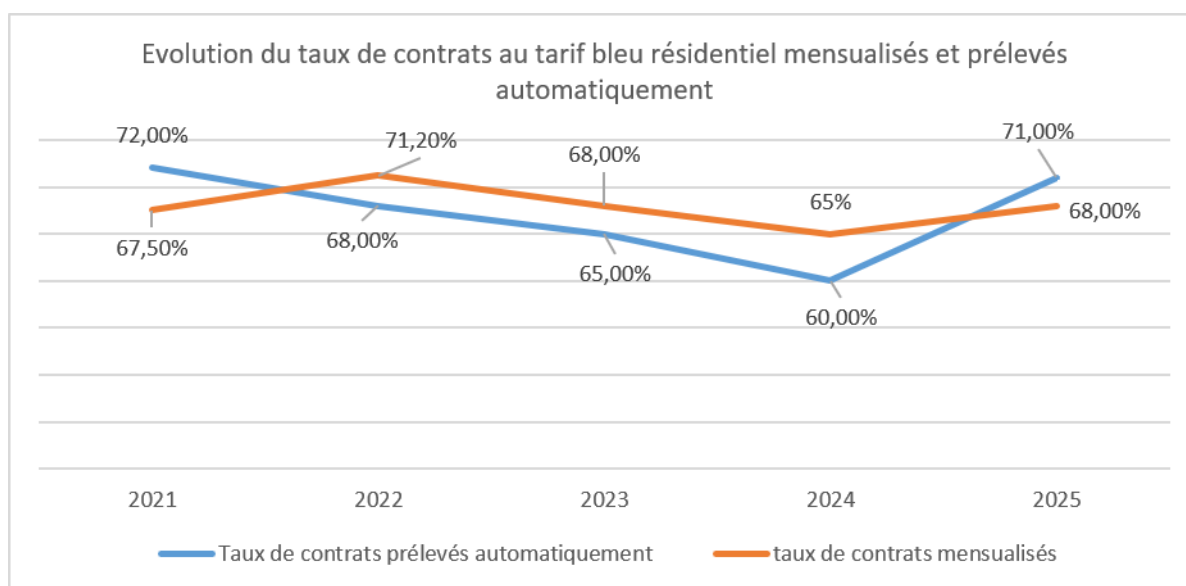
Depuis 2022, EDF ne fait plus d'interruption de fourniture, mais seulement des réductions de puissance.

Les limitations de puissance sont le 1^{er} levier utilisé par les fournisseurs d'électricité face aux impayés. Fin 2021, EDF avait décidé de mettre fin définitivement aux coupures d'électricité en cas d'impayés. L'ensemble des fournisseurs y est également encouragé par une réglementation qui impose aux fournisseurs depuis février 2023 de recourir en premier lieu à une limitation de puissance pendant 60 jours avant d'envisager une coupure sèche.

En 2024, EDF a envoyé 52 569 lettres uniques de relance sur le territoire de la concession à la suite de retard de paiement. Cet indicateur est en hausse de 10% par rapport à 2024 (47 877 lettres).



Source : EDF – CRAC ex 2025



Source : EDF – fichier données « rapport contrôle EDF » 2025

Les points positifs pour les usagers :

Un parcours d'accompagnement d'EDF pour les usagers en difficulté

Une décision d'EDF, depuis le 1^{er} avril 2022, de ne plus activer de coupures pour impayé quand la limitation de puissance à 1kva peut être mise en œuvre

Les points de vigilance pour les usagers :

Un nombre important de réductions de puissance soulignant une difficulté croissante des usagers à payer leur facture

Les réclamations n'intègrent pas Linky et n'intègrent pas les usagers professionnels jaunes et vert.

Un nombre élevé de réclamations malgré une baisse en 2025

Une dégradation du taux de réponse sous 30 jours.

9 – CONCLUSION – RESUME ET POINTS DE VIGILANCE

Le contrôle de l'exercice 2025 a permis de dresser un état des lieux de la concession, dans un contexte économique particulier (reprise de l'inflation et hausse des tarifs de l'énergie), et de faire ressortir les points positifs, les points à surveiller et les points d'insatisfaction.

Le SYDESL demande à ses concessionnaires la prise en compte de ces observations et attend des améliorations pour les prochains exercices.

Pour les points positifs, des évolutions notoires sont constatées depuis plusieurs années dans la construction du Compte Rendu Annuel du Concessionnaire (CRAC) ou la remise de données :

- Augmentation de la masse financière des charges affectées à la maille de la concession,
- Suppression de la strate des Directions Inter Régionales au profit des Directions Régionales,
- Localisation des transformateurs HTA/BT conformément au protocole FNCCR-ERDF de 2013,
- Localisation progressive,
- Information sur les chantiers PDV et RP,
- Origines de financement des ouvrages dans l'inventaire comptable,
- La liste des branchements établis dans le cadre du projet ADELE,
- La baisse du nombre de réclamations à Enedis à un niveau des plus bas de ces dernières années.

Dans le cadre de la mission de contrôle, le SYDESL apprécie les échanges constructifs entretenus avec le concessionnaire. L'année 2025 a notamment été marquée par des échanges approfondis sur le suivi du SDI-PPI permettant de suivre les indicateurs le concernant et le suivi de la première année de son renouvellement pour la période 2025-2028.

Au quotidien, **dans le cadre du contrôle continu**, le concessionnaire fait preuve de réactivité dans le traitement des réclamations relayées par le SYDESL. La solution apportée est généralement adaptée et convient au SYDESL comme aux usagers.

Concernant **les éléments de la concession**, nous constatons que le **critère B** hors évènement exceptionnel et hors évènement RTE enregistre une amélioration par rapport à 2024, mais **reste à un niveau élevé** (au-delà de la moyenne nationale) avec la survenue d'évènements climatiques. Force est de constater que d'importantes fragilités demeurent malgré des investissements et plans de renouvellement.

La continuité de fourniture se caractérise toutefois par le respect du Décret « qualité » malgré une détérioration globale des indicateurs ces trois dernières années.

Il en va de même pour la qualité de tension qui reste dans les normes réglementaires. La mise en place du nouveau plan de tension et du nouveau modèle de charge vient limiter artificiellement le nombre de clients mal alimentés et donc renforce aisément l'atteinte de l'objectif réglementaire.

D'importants efforts d'investissements sont constatés qui néanmoins ne se traduisent pas dans les indicateurs de qualité de fourniture.

Concernant les axes d'amélioration, il convient de demander au concessionnaire d'accélérer sur les points suivants :

- **Renouvellement des ouvrages :**
 - Les investissements de performance réseau ne paraissent pas suffisamment adaptés (en montants et en localisation) aux vues des résultats de qualité de fourniture.
 - **Poursuite nécessaire de l'enfouissement HTA pour réduire la sensibilité des ouvrages aux aléas climatiques et améliorer la qualité de fourniture.**

Le SYDESL demande une remise à niveau suffisant ou un meilleur ciblage de ces investissements sur le réseau (en excluant les nouvelles dépenses liées à Linky et aux postes source), en priorisant les travaux de renouvellement des lignes HTA et BT.

- Il convient de souligner une hausse globale apparente des investissements du concessionnaire qui sont passés de 42 M€ à 48 M€ (+6 M€) mais en grande partie expliqués par une hausse des raccordements (+2,5 M€) et de la modernisation du réseau (+2M€°. Par ailleurs, cette hausse ne se traduit pas par une amélioration de la qualité de fourniture.

Cette tendance doit être inversée pour les prochains exercices.

- **Le patrimoine :**

- Accélérer impérativement le renouvellement, l'enfouissement HTA et la résorption des câbles aériens nus et « CPI » pour réduire la sensibilité des ouvrages aux aléas climatiques,
- Le fort impact comptable de la localisation des branchements mérite un détail de la part d'Enedis pour expliquer des mouvements comptables notamment du compte d'exploitation, des reprises de provisions et des droits du concédant.
- Améliorer la valorisation comptable des ouvrages construits sous maîtrise d'ouvrage du SYDESL : leur sous-valorisation opérée par Enedis ne cesse de s'accroître ces dernières années.
- Permettre un raccordement facilité des Enr en améliorant la capacité des réseaux et des postes sources, dont certains sont aujourd'hui surchargés, à accueillir le raccordement des projets d'Enr.

- **La qualité de fourniture :**

- Rétablir la qualité de tension de certains réseaux HTA qui sont identifiés comme fragiles depuis plusieurs années ; certains départs HTA sont désignés depuis plusieurs années par le SYDESL comme présentant des difficultés,
- Malgré les programmes de rénovation programmée le critère B est fortement dégradé depuis 4 ans au même titre que d'autres indicateurs liés aux incidents et interruptions.

- **La fourniture de données :**

En particulier, le SYDESL attend du concessionnaire Enedis l'accès à un certain nombre de données **qui lui ont été refusées** pour exercer sa mission de contrôle et plus précisément :

- Localisation des incidents HTA détaillés par poste HTA/BT,
- Les courbes de charges des postes sources et des postes HTA / BT,
- Localisation des producteurs,
- Fichier complet des réclamations écrites et orales EDF pour l'ensemble des tarifs réglementés,
- Détail des opérations OPEX à la maille de la concession,
- Exhaustivité des dépenses CAPEX, sous format numérique exploitable, précisant les quantités et les numéros d'affaires,
- Localisation des tronçons traités en PDV et rénovation programmée dans le SIG,
- La géolocalisation des branchements avec leur intégration aux inventaires comptables et techniques.



Retrouvez nous sur Internet



[sydesl](#)



[sydesl.fr](#)



[sydesl](#)

SYDESL

Cité de l'Entreprise
200, boulevard de la Résistance
71000 MÂCON
03 85 21 91 00
contact@sydesl.fr

L'énergie des territoires!