



Concession

Électricité

Rapport de contrôle

de **l'autorité
concédante**

DONNÉES 2023

L'actualité 2023

1

Les chiffres clés

2

Les indicateurs du contrôle de concession

3

La qualité de distribution

La continuité d'alimentation
La tenue de tension

4

Les investissements

Les investissements
du SIEIL et d'Enedis
Le suivi du PPI

5

Le domaine financier

Le patrimoine comptable
Le compte d'exploitation

6

Le domaine clientèle distributeur

Les usagers
Les raccordements
La qualité de service



- 7

Le domaine clientèle fournisseur

L'évolution du nombre d'usagers
Les réclamations traitées par EDF
Les usagers aux TRV en difficultés
financières
Les facilités de règlement des
factures pour les usagers aux TRV

Audits complémentaires

Annexes

Les 3 audits complémentaires
La concession en chiffres

Glossaire

Données 2023 - Édition octobre 2025
Direction de la publication : Sophie Nicolas
Rédaction : SIEIL - Photographie : SIEIL
Création et réalisation graphique : wam/



L'Édito du Président

2023, l'année de renouvellement du contrat !

L'année 2023 a marqué une étape déterminante pour notre territoire avec le renouvellement du contrat de concession pour la distribution publique d'électricité. Ce moment stratégique a permis de réaffirmer nos exigences en matière de qualité de service, de performance du réseau et d'accompagnement de la transition énergétique.

Depuis plus de dix ans, le temps moyen de coupure en Indre-et-Loire s'établit à 90 minutes par an. Ce chiffre reste supérieur à la moyenne nationale qui se situe autour de 60 minutes. Conscients de cet écart, nous avons fixé, dans le cadre du nouveau contrat, un objectif ambitieux : atteindre un temps de coupure moyen de 62 minutes par an à l'horizon des 30 prochaines années.

Ce rapport de contrôle rend compte de la mise en œuvre du contrat, des investissements réalisés, des incidents techniques rencontrés, ainsi que des actions correctives engagées. Il témoigne de notre vigilance constante et de notre volonté de garantir un service public de l'électricité à la hauteur des attentes de nos concitoyens.

Je tiens à saluer l'engagement des équipes administratives et techniques qui assurent un suivi rigoureux de la concession. Leur travail est essentiel pour anticiper les besoins futurs et accompagner les évolutions du réseau.

Jean-Luc Dupont,
Président du SIEIL





Préambule

Marie LEFORT

Agent assermenté du Contrôle des Concessions

Dans le cadre de sa mission de contrôle des concessions de distribution publique d'électricité, l'agent assermenté procède à une évaluation approfondie de l'activité des concessionnaires Enedis et EDF sur le territoire du Syndicat. Ce rapport s'inscrit dans une démarche de transparence et d'amélioration continue du service public de l'énergie, en lien étroit avec les attentes des élus locaux et des usagers.

L'analyse repose notamment sur la gestion des réclamations formulées par les communes et les usagers, qui constituent un indicateur précieux de la qualité perçue du service. Le suivi rigoureux de ces réclamations, leur traitement par les concessionnaires, ainsi que les délais de réponse, ont été examinés avec attention. Ces éléments alimentent un ensemble d'indicateurs de performance permettant d'évaluer objectivement le respect des engagements contractuels.

Par ailleurs, le prestataire AEC, mandaté pour accompagner le SIEIL dans le suivi technique et financier de la concession, a apporté son expertise à travers une analyse détaillée des données transmises par les concessionnaires. Ses préconisations, intégrées au présent rapport, visent à renforcer l'efficacité du contrôle et à proposer des pistes d'amélioration concrètes. Pour cet exercice 2023, le SIEIL a fait appel également au Cabinet KLOPFER qui a restitué une analyse comptable et financière des données du concessionnaire Enedis.

Ce rapport illustre l'importance du contrôle exercé par l'autorité concédante pour garantir un service public de l'électricité fiable, équitable et conforme aux exigences de la transition énergétique. Il constitue un outil essentiel pour le dialogue avec les concessionnaires et pour la préservation d'un haut niveau de qualité au bénéfice des usagers.



Retour sur l'audit des données 2023

La mission de **contrôle du service public de la distribution et de la fourniture d'électricité** portant sur l'exercice 2023 s'est déroulée dans les locaux du distributeur à Tours le 16 décembre 2024 en présence des représentants du SIEIL, des délégataires EDF et d'AEC, et le 17 décembre 2024 en présence des représentants du SIEIL, des délégataires Enedis et de l'AEC.

Pour rappel, le nouveau contrat de concession a été signé le 29 mars 2023 et a débuté de manière rétroactive le 31 décembre 2022. Ce contrat, qui s'est initialement appuyé sur le modèle national mis en place par la FNCCR en décembre 2017, a été personnalisé pour les attentes du SIEIL et les spécificités de son territoire. Le contrôle de concession de l'exercice 2023, correspond au 1^{er} contrôle annuel dans le cadre de ce nouveau contrat.

La mission avait pour objectif d'une part d'apporter des éclaircissements sur les données fournies par les concessionnaires dans les domaines technique, comptable et des services aux usagers et, d'autre part, d'obtenir des précisions sur les sujets saillants de l'exercice audité.

Préalablement à l'audit, une liste des documents attendus a été remise le 15 mars 2024 à l'AODE, à destination des deux concessionnaires. Les éléments transmis étaient partiellement complets par rapport à la demande initiale du SIEIL. Ces données de contrôle ont été réceptionnées entre le 8 juillet et le 2 septembre 2024, dans les délais convenus.

En parallèle, le **CRAC** a été transféré à l'AEC le 3 septembre 2024. À la suite de l'**audit de décembre 2024**, EDF a remis ses réponses complémentaires le 30 janvier 2025 et Enedis le 10 février 2025.



Pour l'exercice 2023, les principales données manquantes sont les suivantes (liste non exhaustive) :

- Les numéros d'immobilisation principale et subsidiaire dans les fichiers comptables de retraits et mises en immobilisation annuels, information pourtant obtenue sur d'autres concessions ;
- Les références d'affaires « IEP » dans les fichiers comptables de retraits et mises en immobilisation annuels, afin de pouvoir rassembler les numéros d'immobilisation comptables et les références d'affaires techniques, et aussi permettre à l'AODE de recenser les affaires sous sa maîtrise d'ouvrage ;
- Le critère B évité par les opérations de pose de GE et TST (fichier ETINC 05g) ;
- Le fichier CAPEX s'est bien amélioré, mais il reste important que le type d'affaires existant dans les outils d'Enedis soit ajouté (il s'agit d'une sorte de sous-catégorie détaillant plus finement la catégorie « Nome 3 ») ;
- La liste des raccordements terminés dans l'année reste inaccessible. La version transmise est insuffisante et ne permet pas de suivre plus en détail les jalonnements et les délais associés ;
- Le détail des codes GDO des départs BT dans la liste des interruptions de fourniture sur le réseau BT ;
- Les inventaires des élévations de tension en HTA et en BT ;
- La transmission pour la mesure de la satisfaction des taux de PDTs dans les données de contrôle, de manière analogue à ceux présentés durant l'audit sur site.



A contrario, il convient de souligner la transmission de nouvelles données, conformément aux besoins de l'AODE exprimés antérieurement :

- Le SIEIL bénéficie désormais d'un inventaire HTA intégrant les linéaires de réseaux situés en zone PAC, et par type de risques (bois, vent et neige et givre) en accompagnement des réponses aux questions complémentaires.

Pour rappel, l'obligation de communication d'éléments de contrôle est au demeurant expressément prévue dans l'**article 44 du cahier des charges de la convention de concession** aux termes duquel l'AODE peut notamment, à tout moment, prendre connaissance (dans le cadre d'un contrôle sur place ou sur pièce) de tout document technique ou comptable, et ce, sous peine d'application d'une pénalité. Les principes de ce contrôle sont précisés à l'**annexe 1 du cahier des charges, article 9**.

Extrait de l'article 44 du cahier des charges en vigueur : « L'autorité concédante exerce le contrôle du bon accomplissement des missions de service public fixées par le présent cahier des charges. À cet effet, les agents de contrôle qu'elle désigne peuvent à tout moment procéder à toutes vérifications et prendre connaissance sur place, ou copie, de toutes informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique utiles à l'exercice de la compétence d'autorité concédante.

L'exercice du contrôle de la distribution d'énergie électrique par l'autorité concédante est prévu par l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales. Ils ne peuvent en aucun cas intervenir dans la gestion de l'exploitation. »

Le présent rapport s'attache à analyser les indicateurs clés de la concession du SIEIL et à faire, à partir des réponses des concessionnaires, un retour sur les enjeux associés en proposant les pistes d'approfondissement à mener.



Préalablement à toute analyse, il importe de noter que les réponses aux questions complémentaires fournies par le concessionnaire Enedis sont particulièrement succinctes et manquent de précisions et ne permettent pas d'éclairer pleinement les points soulevés lors du contrôle.

En témoignent les éléments suivants :

- Sollicité pour transmettre une version des fichiers de flux annuels relatifs aux retraits et aux mises en immobilisation de 2023 incluant les numéros d'immobilisation principale et secondaire, information obtenue par ailleurs par de

nombreuses AODE, Enedis n'a pas accédé à cette requête et a répondu que la communication du n° d'affaire n'est pas prévue dans l'arrêté inventaire, que cette information est donc absente des fichiers mouvements et retraits mais que les équipes étaient prêtes à travailler sur la base d'un échantillon. Cette explication ne répond pas à la sollicitation formulée ;

- Invité à transmettre les volumes de PDTs pour les différentes mesures de satisfaction, afin que l'AODE puisse être en phase avec l'indicateur de satisfaction désormais suivi en priorité par Enedis, celui-ci a répondu que ce niveau de détail n'est pas prévu au contrat et que ces informations sont donc absentes des fichiers, allant ainsi à l'encontre de l'article 44 du cahier des charges en vigueur (voir supra).

L'approche adoptée par Enedis ne répond pas aux exigences de qualité et de transparence attendues dans le cadre de la gestion d'une concession de service public.

Cette insuffisance entrave l'analyse approfondie de l'activité du concessionnaire par le SIEIL.

L'analyse du CRAC 2023



Après analyse du CRAC 2023 par le prestataire AEC, il est attendu que le modèle d'édition du CRAC d'Enedis du prochain exercice contribue à un compte rendu exhaustif des points importants de la concession en ajoutant les indicateurs suivants :

- Dans la partie « Situation globale du réseau au 31 décembre 2023 - Réseau HTA (en m) » : ajout des linéaires totaux à fin d'exercice des réseaux HTA CPI en concession ;
- Dans la partie « Situation globale du réseau au 31 décembre 2023 - Réseau HTA (en m) » : ajout des linéaires totaux à fin d'exercice des réseaux HTA de faibles sections en concession ;
- Dans la partie « Situation globale du réseau au 31 décembre 2023 - Postes HTA-BT (en nb) » : ajout des quantités de transformateurs HTA/BT en concession ;
- Dans la partie « Charges à répartir » : ajout de la ligne « charges centrales » manquante.

Sur ce sujet, le concessionnaire répond :

« Les données fournies dans le cadre du CRAC sont définies dans l'annexe 1 du contrat de concession. Néanmoins, les indicateurs cités peuvent être intégrés sur demande aux fichiers de contrôle. »

Cette réponse n'est pas satisfaisante selon le prestataire AEC et ne permet aucune avancée sur le sujet.

L'application du nouveau contrat de concession

En 2023, la mise en œuvre du nouveau contrat de concession, en vigueur depuis le 31 décembre 2022, a donné lieu à des échanges spécifiques principalement sur la méthodologie de travail des équipes respectives à compter de la date de signature effective du 29 mars.

Les réunions techniques trimestrielles ont été consacrées

à ces nouvelles dispositions contractuelles que ce soit au niveau des conventions ou de la répartition de maîtrise d'ouvrage entre l'AODE et le concessionnaire. A ce sujet, il a notamment été convenu que les dossiers engagés au moment de la signature, sans la signature du devis, seraient traités au cas par cas, en concertation.

L'actualité 2023

Les incidents climatiques en Indre-et-Loire

2023

- Du 15 au 16 janvier, Tempête Gérard
- Du 8 au 9 mars, Vents violents
- Les 2 et 3 août, Tempête Patricia
- Du 1^{er} au 2 novembre, Tempête Ciaran
- Du 4 au 5 novembre, Tempête Domingos
- Le 16 novembre, Tempête Frederico

Comme l'année précédente, 2023 a été marquée par des incidents climatiques d'importance (coups de vent, tempêtes et orages).

Ces aléas climatiques ont pour conséquence majeure de priver les foyers d'électricité et de perturber les activités quotidiennes des usagers qu'ils soient particuliers ou professionnels. Le temps de coupure dépend de l'importance des dégâts qui mobilisent sur le terrain les équipes techniques d'Enedis pour les diagnostics et les réparations. En cas d'incident majeur, il est convenu qu'Enedis tienne le SIEIL régulièrement informé de l'évolution de la situation, par messagerie électronique ou par téléphone, jusqu'à ce que tout redevienne normal pour la population.

Message d'Enedis du 3 août relatif à la tempête Patricia :

Hier les incidents ont débuté en début d'après-midi et plus de 3 000 clients ont été privés d'électricité en Touraine au plus haut des incidents avant manœuvres à distance et sur le terrain. À 17h00 nous avons encore environ 900 clients coupés. Vers 20h30 plus de 600 et encore plus de 400 vers 22h00. Une vingtaine de clients sont restés dans le noir cette nuit.

En plus de nos équipes, 4 équipes prestataires et 1 élagueur ont été mobilisés pour permettre de réalimenter rapidement les clients coupés au niveau de la dizaine de défauts constatés liés à des arbres sur les lignes et des fils à terre. Phénomène amplifié par le fait que compte tenu de la saison la végétation est en feuille avec une prise au vent bien plus importante qu'en hiver...

Les incidents les plus marquants :

Départ La Croix en Touraine : fils à terre, les équipes sont intervenues pour réparer et les 151 clients ont été rétablis dans la soirée.

Départ St Antoine : fils à terre, les 99 clients ont été rétablis dans la soirée.

Départ Yzeure : intervention de nos équipes et celles d'Ineo. Ce qui a permis de rétablir dans la soirée les 112 clients.

Départ Mosnes : une équipe est intervenue pour rétablir le courant aux 180 clients à la suite de l'incident BT avec fil à terre.

Départs Rilly (46 clients à Parçay/Vienne), St Genouph (8 clients), Ligré (19 clients) et Rivière (20 clients) réalimentés avant 22h30. Mosnes vers 23h00.

Seul le départ Chédigny (4 clients à Cigogné) en incidents HTA et les départs sur incidents BT de Vaux-Rimbert à Pocé-sur-Cisse (12 clients), de Gaubernière à La Celle-Guénand (2 clients), Bois Renault à Ballan-Miré (6 clients) sont restés dans le noir, soit 24 clients coupés au total.

Les maires des communes ont été informés au fil de l'après-midi et en soirée.

Pour votre information, sur la région Centre-Val de Loire :

Hier au maximum 8 000 clients impactés et 1 165 encore privés d'électricité à 6h30 ce matin, notamment en Loir-et-Cher, dans le Loiret et à un degré moindre dans le Berry (18 et 36). Le département d'Eure-et-Loir n'a quasiment pas été touché.

Tous ces clients seront réalimentés ce soir.

La résistance du réseau de distribution à ces événements météorologiques qui deviennent de plus en plus fréquents et violents est un des indicateurs de sa résilience. A contrario, la survenance de chute et de casse des lignes et de leurs accessoires permet de mieux localiser les zones de vieillissement et d'endommagement du patrimoine du SIEIL. Ces dernières font l'objet d'une vigilance particulière.

L'actualité 2023

Incident Poste Source commanderie (secteur Amboise)

Le 14 septembre 2021, un incident a privé 20 000 usagers d'électricité durant 1 heure et 30 mn, et a affecté le Poste Source (PS) Commanderie situé à Pocé-sur-Cisse.

Une succession d'incidents sur le réseau moyenne tension en aval du PS était à l'origine de cette coupure :

Le transformateur du PS d'Onzain (41) est en maintenance ;
1 des 2 transformateurs du PS Commanderie est consigné en raison d'une avarie ;

1 incident sur le poste de transformation (PT) « Les Bournais » situé à Monteaux (41) sur un départ HTA du PS Onzain repris par le PS Commanderie ;

1 autre incident quasi simultané dans un autre PT « route de Vernou » sur la commune de Chançay (37) du départ HTA Chançay du PS Commanderie.

En plus de la rupture d'alimentation des usagers, ces incidents ont eu pour effet de mettre hors tension l'ensemble des installations du PS. Les matériels de protection ont fonctionné et isolé le PS en sauvegardant les installations.

L'agence de conduite et le personnel d'astreinte d'Enedis sont intervenus dans le cadre d'interventions de contrôle et de réalimentation et ont pu rétablir progressivement la situation. Le 16 septembre, l'ensemble du réseau était rétabli.

En 2025, ce dossier fait toujours l'objet d'un suivi de la part du SIEIL au titre du contrôle de concession concernant notamment les investissements prévus par Enedis. Par courrier en date du 16 juillet 2024, le concessionnaire avait listé l'ensemble du programme d'investissements à prévoir jusqu'en 2027 en précisant toutefois **qu'aucun crédit n'était affecté pour ce dossier sur l'exercice 2023**.

Le périmètre de la concession

Le Syndicat Intercommunal d'Énergie d'Indre-et-Loire est l'autorité concédante de 276 (au sens du FACE) communes du département et représente 474 502 habitants au 1^{er} janvier 2024.

Pour rappel, le préfet d'Indre-et-Loire a, par arrêté, défini la liste des communes sur lesquelles les travaux d'électrification sont éligibles aux aides à l'électrification rurale, en application du décret n°2013-46 du 14 janvier 2013 modifié par le décret n°2014-496 du 16 mai 2014 (dit « décret FACÉ »). La quasi-totalité des communes de la concession (environ 87%) est sous le régime d'électrification rurale (ER). En 2023, aucune commune n'a changé de régime d'électrification.

Le nombre d'usagers est en augmentation en 2023 avec +2 815 usagers supplémentaires, soit une évolution annuelle de +1,0%. Lors du précédent exercice 2022, on observait un dynamisme semblable avec une évolution à la hausse du nombre d'usagers de la concession de +1,1% (+ 2 978 usagers). En absolu, la commune de Chambray-lès-Tours a enregistré la plus forte hausse sur la concession en nombre de clients en soutirage avec +295 (+3,7%), suivie par la commune de Saint-Cyr-sur-Loire avec +291 (+2,7%) usagers.

Les chiffres clés 2023

Compte Rendu d'Activité de la Concession - CRAC 2023 (comparé à 2022)



271 communes

(276 au sens du Décret Facé qui ne tient pas compte des communes nouvelles)

278 901 usagers consommateurs

(276 119 en 2022)



158 950 usagers

aux Tarifs Réglementés de Vente (161 298 en 2022)

2 444 GWh

d'énergie acheminée (2 579 GWh en 2022)

6 105 installations de production

(4 676 en 2022)

190 851 de puissance raccordée, en kVA pour la basse tension et en kW pour la moyenne tension (161 799 en 2022)

299,84 GWh de quantité d'énergie produite (312,69 en 2022)



18 postes sources

(18 en 2020)

11 012 postes de transformation HTA/BT

(10 935 en 2022)

Le réseau HTA

8 475 km (8 430 km en 2022) dont 6 462 km en zone rurale et 2 013 km en zone urbaine

- Souterrain 3 637 km / taux d'enfouissement 42,9% (3 545 km / taux d'enfouissement 42,0% en 2022)
- Aérien 4 838 km dont torsadé 10 km et aérien nu 4 828 km (4 885 km en 2022 dont torsadé 10,5 km et aérien nu 4 875 km)



Le réseau BT

7 427 km (7 384 km en 2022) dont 4 722 km en zone rurale et 2 705 km en zone urbaine

- Souterrain 3 419 km/taux d'enfouissement 46,0 % (3 348 km/taux d'enfouissement 45,3 % en 2022)
- Aérien 4 008 km dont torsadé 3 376 km et aérien nu 632 km dont fils nus faibles sections 295 km (aérien 4 036 km en 2022 dont torsadé 3 375 km et aérien nu 662 km dont fils nus faibles sections 316 km)

Qualité d'alimentation

(durée moyenne annuelle de coupure)

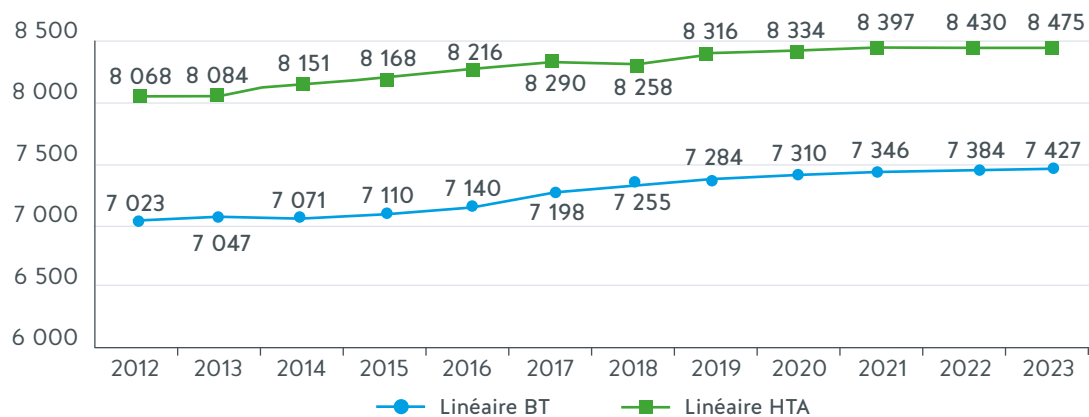
- Crit B Toutes Causes Confondues (TCC) 92 mn (64 mn en 2022)
- Crit B Hors Incidents Exceptionnels (HIX) 90 mn (63 mn en 2022)

Enedis est responsable de la continuité et de la qualité de desserte en développant, exploitant et entretenant le réseau public de distribution

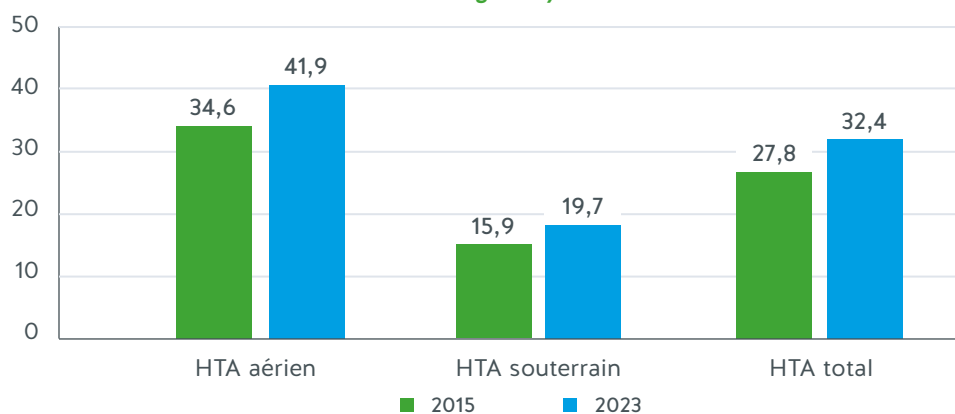
EDF assure la fourniture d'électricité aux usagers bénéficiant des Tarifs Réglementés de Vente

Les données réseaux en 2023

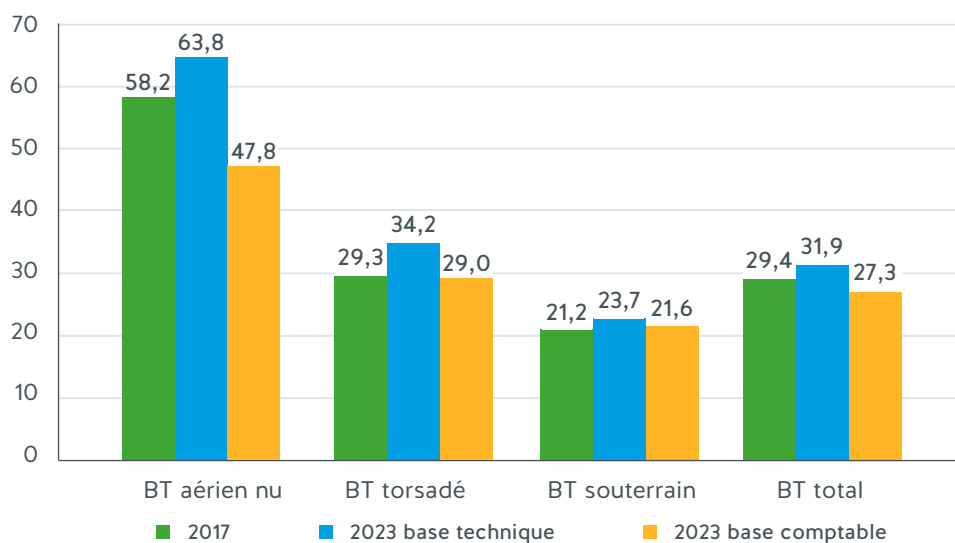
Évolution du linéaire de réseau en km



Évolution âge moyen réseau HTA



Évolution âge moyen réseaux BT



Le réseau HTA et l'amont du réseau de distribution

Sur l'exercice 2023, **30 postes sources (PS)** alimentent la concession (avec une puissance totale de 1 904 MVA) dont 18 sont situés sur la concession. La quantité de PS alimentant le territoire est stable depuis 4 ans. La puissance totale installée dans les PS est également stable depuis 2 ans.

Ces postes sources alimentent les usagers de la concession via **le réseau HTA** d'une longueur totale de 8 475 km,

qui a augmenté de +44 km en 2023 (soit +0,5%). Une évolution supérieure à la moyenne des 9 exercices précédents de +38 km/an.

En 2023, cette hausse est la résultante d'une part de +92 km de mises en service de réseaux HTA souterrains (vs +73 km/an sur la période 2018-2022), et d'autre part, de la résorption de -48 km de réseaux HTA aériens (vs -30 km/an sur la période 2018-2022).

LES RÉSEAUX HTA SOUTERRAINS, DONT LES CPI

Le **taux d'enfouissement HTA** s'établit à 42,9%, à fin 2023. Ce taux est inférieur de 9 points au taux national moyen de 51,9% (statistiques nationales à partir de l'Opendata Enedis à fin 2023¹). Considérant la densité d'usagers relativement faible sur le territoire du SIEIL (environ 33 usagers par kilomètre de réseau), le taux d'enfouissement de la concession se positionne proche de la tendance nationale observée. Ce taux est en augmentation de +0,9 point par rapport à l'exercice 2022. Un rythme dans la norme pour ce territoire puisque lors de la dernière décennie, le rythme était en moyenne de +0,9 point/an de taux d'enfouissement HTA.

Seules 5 communes ont entre 95% et 100% de taux d'enfouissement HTA. À l'inverse, 31 communes ont moins de 10% des réseaux HTA enfouis.

Les départs HTA ont majoritairement **une tension de 20 kV** mais certains départs alimentent des postes HTA/BT en 15 kV (voire 10 kV). Cela concerne 980 postes (contre 632 en 2022) soit 9% des postes.

Parmi les réseaux souterrains, la concession compte 72 km de **Câbles à isolation Papier Imprégné (CPI)**. Le taux associé s'élève à 0,9% et est relativement limité puisqu'il se situe dans la fourchette basse des valeurs constatées par l'AEC sur la base des concessions auditées (moyenne à 2,9% en 2023, selon une quarantaine d'AODE).

Sur la concession, en 2023 et selon l'inventaire du concessionnaire à date, au total 84 communes sont concernées par la présence de CPI. Toutefois, 3 communes rassemblent près de la moitié du total (47%). **Notamment 18% des CPI sont situés à Joué-lès-Tours (13,2 km), 18% à Saint-Pierre-des-Corps (13,1 km) et 11% à Saint-Avertin (8,0 km).**



Un point d'amélioration demeure en attente : le linéaire total des CPI n'est toujours pas retranscrit dans le CRAC. S'agissant d'ouvrages ciblés prioritairement dans certains programmes, il devient indispensable que le CRAC en fasse état.

Le concessionnaire précise sur ce sujet que les données fournies dans le cadre du CRAC sont définies dans l'annexe 1 du contrat de concession et que, néanmoins, les indicateurs cités peuvent être intégrés sur demande aux fichiers de contrôle.

Représentant 0,9% des réseaux HTA de la concession ou 2,0% des réseaux HTA souterrains, **les câbles CPI contribuent faiblement au critère B incidents HTA du SIEIL**. En effet, depuis 10 ans, ils contribuent en moyenne à 2,9% de ce critère B, loin derrière les réseaux HTA aériens (67,6%) ou les autres réseaux souterrains (9,8%). Ce faible impact s'explique par le fait que ces ouvrages sont principalement installés dans les centres bourgs avec des « schémas en

coupure d'artère ». Ce qui permet de réalimenter rapidement les postes HTA/BT par un autre tronçon. En revanche, en cas de « double défaut », c'est-à-dire s'il y a 2 incidents sur le même départ, les postes situés entre les 2 défauts ne peuvent être réalimentés rapidement, et, dans ces cas, les indicateurs « incidents basés sur le nombre d'usagers par temps de coupure » (NiTi) se cumulent considérablement.

¹ Le prestataire AEC a fait le choix de présenter des statistiques nationales sur 90 départements sans prendre en compte les 4 départements de la petite couronne parisienne (départements : 75, 92, 93 et 94).

En effet, ces 4 départements avec des taux d'enfouissement HTA de 100% présentent des densités d'usagers comprises entre 227 et 331 usagers/km, qui sont très supérieurs au reste de l'hexagone, ce qui rendraient illisible le nuage de points. Le 5^{ème} département au classement de la densité (et donc le maximum du benchmark du TDB) est les Alpes-Maritimes avec 174 usagers/km.

À titre informatif, sans exclure ces 4 départements, le taux d'enfouissement HTA national est de 53%, soit 1,1 point au-dessus de la valeur affichée dans le tableau de bord chaque année.

En complément de ce risque, les câbles CPI sont le siège de nombreux incidents HTA. En 2023, sur les 42 incidents souterrains HTA HIX du territoire, **8 ont eu lieu sur des câbles CPI, soit 19% du nombre incidents souterrains**. Cela représente une incidentologie de 11 incidents pour 100 km de réseaux, soit 11 fois plus que les câbles souterrains synthétiques avec 1,0 inc./100 km.

Ce potentiel risque de double défaut d'une part et ce taux d'incidents élevé d'autre part font des câbles CPI vieillissants une cible importante dans les programmes de renouvellement, même si les gains sur le critère B incidents ne seront pas toujours manifestes.

Aussi, selon le rythme annuel moyen de résorption des câbles CPI constaté depuis 2017 (environ 4,6 km/an, soit un total de -27,7 km en 6 ans), ces réseaux seraient entièrement traités à l'horizon 2053. En outre, le **PPI 2023-2026** prévoit une résorption de -8 km de CPI en 4 ans.

Il existe une incertitude de l'ordre de 25% sur la nature de certains câbles synthétiques datés antérieurement à 1980 selon Enedis. Cette incertitude a pour conséquence une sous-représentation des CPI dans les inventaires par rapport aux présences réelles sur le terrain.

Au niveau national, Enedis vise à diminuer de 5/6 (soit 83%) la longueur des réseaux souterrains HTA ancienne technologie à l'horizon 2035 (CPI). Pour un gain d'efficacité, le distributeur a choisi une approche à partir d'un **Big Data** afin de cibler les renouvellements de câbles selon leur probabilité de défaillance.

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



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

Depuis 2022, la liste des incidents HTA répertoriés par Enedis comprend désormais une nouvelle cause « Cause forte chaleurs (canicule ou chaleur estivale) ». Toutefois la concession n'a pas été concernée par cette cause en 2022 ni en 2023.

LES RÉSEAUX HTA AÉRIENS

Le réseau HTA de la concession est constitué à 57,1% de réseaux aériens. Comme cela est précisé dans la partie « continuité » de cette synthèse, **les réseaux aériens nus HTA** restent la source majeure de discontinuité de distribution électrique de la concession du SIEIL, notamment en raison de leur exposition aux aléas climatiques (vents, orages, neige, etc.).

À fin 2023, la concession compte près de 4 838 km de **réseaux HTA aériens (regroupant les câbles nus et torsadés)**, contre 5 091 km en 2017, soit une résorption de -253 km en 6 ans ou -42 km/an en moyenne. Le réseau HTA nu a diminué de -47 km en 2023.

Remarque : par habitude, le réseau HTA torsadé est confondu avec le réseau HTA aérien nu, sous l'expression « réseaux HTA aériens ». C'est le cas dans le CRAC d'Enedis et dans le Tableau de Bord du prestataire AEC. En effet, cette technologie torsadée peu répandue en HTA, représente seulement 0,2% des réseaux aériens.

Cinq postes sources alimentent des zones de plus de 300 km de réseaux HTA aériens nus chacune. Il s'agit de Loches avec 730 km, Colombiers avec 491 km, Chinon avec 374 km, Couesmes avec 354 km et Sornay avec 343 km. Ces 5 zones rassemblent 47% des réseaux HTA nus de la concession.

Parmi le linéaire total de réseaux HTA aériens nus, plus de 56 km (soit une part de 0,66% du total) sont de **faible section (FS)**. Il s'agit de réseaux dont les conducteurs en cuivre ont des sections $\leq 14 \text{ mm}^2$ et ceux en aluminium des sections $\leq 22 \text{ mm}^2$. Le taux de faible section du SIEIL se situe au-dessus de la moyenne de 0,5% constatée par le prestataire AEC (sur la base du panel AEC, exercice 2023). Entre 2017 et 2023, le linéaire FS HT a diminué de -20,6 km, soit environ -9,7%.



Un point d'amélioration demeure en attente : le linéaire total des HTA FS n'est toujours pas retranscrit dans le CRAC. S'agissant d'ouvrages ciblés prioritairement dans certains programmes, il devient indispensable que le CRAC en fasse état. La position d'Enedis est identique à la remarque précédente concernant le linéaire de CPI.

Par ailleurs, **l'âge moyen des réseaux HTA** du SIEIL est au-dessus de la moyenne calculée par le prestataire AEC sur son panel établi au niveau national (l'âge moyen des réseaux HTA du SIEIL est de 32,4 ans, contre une moyenne AEC de 31,5 ans, statistiques AEC 2023).

Plus en détail, avec 19,7 ans de moyenne d'âge pour les réseaux souterrains, le SIEIL est en deçà de la moyenne relevée par le prestataire de 21,1 ans (statistiques AEC 2023).

Le réseau HTA aérien est en moyenne âgé de 41,9 ans. Face à cela, une partie de la politique industrielle du concessionnaire était d'opérer le renouvellement partiel des ouvrages HTA aérien via des opérations de maintenance lourde dénommées **Prolongation de la Durée de Vie (PDV)**. Ces opérations de PDV, qui avaient débuté nationalement en 2012, avaient pour objet le renouvellement des accessoires les plus défaillants (attaches, isolateurs, armements, ponts, bretelles, éclateurs, parafoudres, supports, etc.) identifiés à la suite d'un diagnostic précis réalisé sur le terrain. Par définition, ces travaux de PDV doivent coûter plus de 5 €/m (pour ne pas être qualifiés en maintenance), et moins de 70% du coût du renouvellement complet du tronçon HTA considéré.

La politique PDV a évolué vers une politique de **rénovation programmée (RP)** visant à remettre à niveau les lignes aériennes pérennes pour une durée de 25 ans (au lieu de 15 ans pour la PDV) grâce à un diagnostic approfondi et le remplacement de composants supplémentaires avec des niveaux d'usure moindre.

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

Enedis a présenté un objectif d'accélération de la fiabilisation des linéaires de réseaux HTA aériens de plus de 25 ans pour passer de 4 000 km/an de PDV à 7 500 km/an de RP à partir de 2025 sur le territoire national.

Le programme national RP engagera 2,1 Md€ de 2019 à 2035 avec un rythme cible de 150 M€ par an pour permettre une remise à niveau de l'ensemble des lignes aériennes selon des cycles de 25 ans.

Les 1^{ères} affaires RP ont débuté en 2022 sur la concession mais la comptabilisation des affaires RP n'a débuté qu'à partir de 2023.

Enedis a précisé que dans le CAPEX certains libellés d'affaires en « rénovation programmée » sont encore des affaires PDV, que les affaires débutées en PDV se termineront en PDV, et que les affaires RP sont catégorisées RP si le diagnostic initial a été réalisé dans le cadre prévu de la RP. En outre, interrogé sur la disparition de la catégorie « fiabilisé » en 2023, le concessionnaire précise en réponses complémentaires que le fichier produit par la requête nationale Enedis ne fait plus état de cette distinction mais que, cependant, cette distinction entre linéaire fiabilisé et traité existe toujours et est collectée dans le SIG. Le concessionnaire déplore donc cette perte de précision de la requête.

Entre 2013 et 2023, environ 540 km de réseaux HTA aériens de la concession ont été traités par de la PDV (dont 50 km en 2022 et 64 km en 2023). En complément, 185 km ont été fiabilisés (sans travaux).

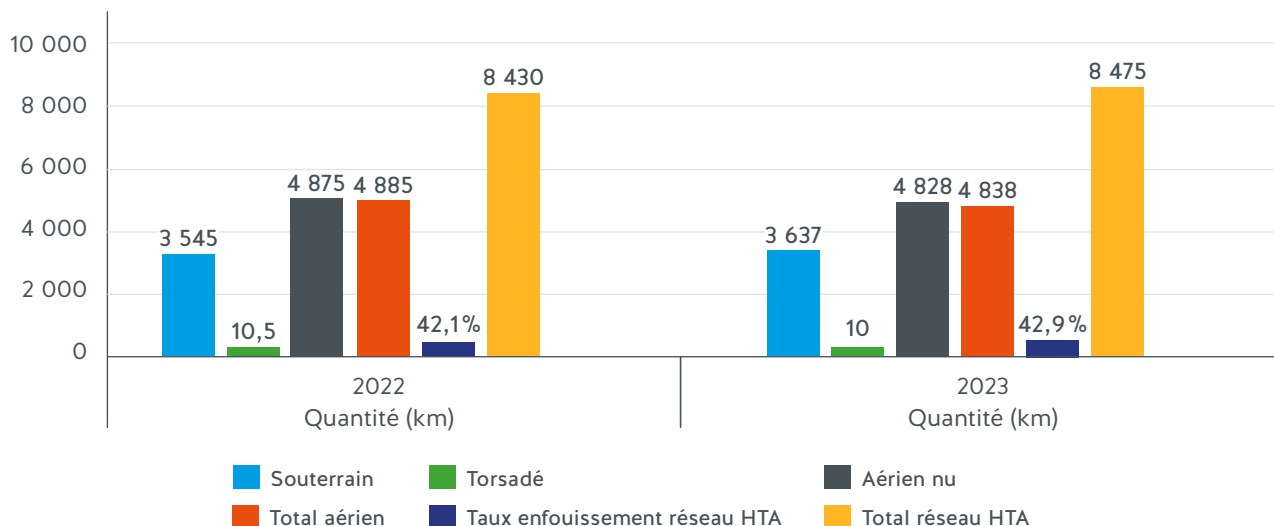
En cumulant les linéaires traités et fiabilisés (725 km), la part de réseaux HTA concernés par de la PDV est ainsi de 15,0% à fin 2023, par rapport au linéaire aérien HTA total.



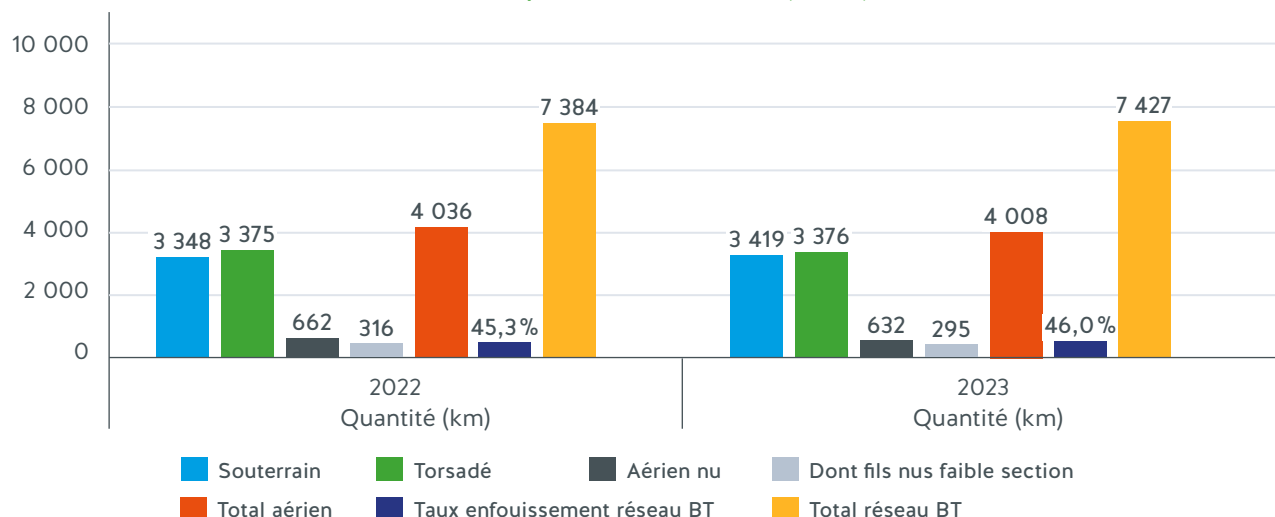
Certaines AODE obtiennent désormais un inventaire HTA enrichi des linéaires situés dans des zones PAC (risques bois, neige et givre, ou vent, etc.). En 2023, et pour la 1^{ère} fois, le SIEIL bénéficie de ce niveau de détail. C'est un point de satisfaction de cet audit. Il sera nécessaire d'obtenir ce détail chaque année.

Ce niveau de détail sera utile pour les analyses détaillées de la continuité de fourniture. Notamment parmi les 4 838 km de réseaux HTA aériens, **360 km au total sont situés dans une zone PAC (« tous risques avérés ») soit 7% du réseau HTA**. Dans le détail, 307 km de réseau sont en risque bois, mais 53 km n'ont pas de qualification de leur risque.

Répartition du réseau HTA (en km)



Répartition du réseau BT (en km)



Le réseau BT et l'aval

Concernant le **réseau BT**, le taux d'enfouissement (46%, en hausse de +0,7 point par rapport à 2022) est en deçà de la moyenne des valeurs observées de 48,4% (statistiques nationales à partir de l'Opendata Enedis à fin 2023¹). Cependant, en considérant la densité d'usagers (38 usagers/km de BT), le taux d'enfouissement BT se situe au-dessus de la tendance constatée sur les autres concessions de densité d'usagers comparables.

En outre, en 2023, ce réseau étant constitué à 8,5% de **lignes aériennes nues**, le taux d'incidents sur la concession est 7 fois supérieur aux câbles torsadés et souterrains. En outre, leur présence sur le territoire de la concession est importante eu égard à leur proportion, qui est supérieure aux taux observés au niveau national (moyenne de 5,7%, statistiques Opendata Enedis 2023).

À fin 2023, il restait 632 km de réseau **BT aérien nu**. Entre 2017 et 2023, le rythme de résorption moyen du réseau BT aérien nu s'établit à environ -45 km/an. Plus précisément, depuis 2017, le rythme est de -34 km/an en zone ER et de -11 km/an en zone RU.

Enedis a entrepris une **démarche nationale de fiabilisation** de ses bases de données (technique et comptable), préalablement à la démarche de résorption des réseaux BT fils nus sur le terrain. En effet, par suite de retours du terrain, il est apparu que du réseau BT fil nu figurant dans les bases n'avait pas de réalité physique. De fait, préalablement à d'éventuels travaux de résorption, un inventaire terrain visant à caler les bases (technique/SIG dans un premier temps, puis comptable dans un 2^e temps) à la réalité du terrain devait aboutir pour la base technique et pour la base comptable, en 2023 ou 2024, selon les DR et selon les AODE.

Pour la concession du SIEIL, selon les indications du « rapport de fiabilité » :

- L'étape 1 : « réalisation du diagnostic » (662 km de BT fils nus diagnostiqués à fin 2022) est terminée.
- L'étape 2 : « mise à jour SIG » et l'étape 3 : « mise en cohérence de l'inventaire comptable (immobilisations) » seront faites en 2024.

En séance, le concessionnaire a indiqué que **l'étape 2 a permis de mettre à jour le SIG**. Ainsi :

- 24,4 km de BT nus ont été directement déposés ;
- 63,6 km BT nus ont été transformés en BT torsadés ;
- 7,7 km ont été requalifiés en branchement.

Au total, sur les 662 km diagnostiqués, seuls 96 km n'étaient pas des BT nus, soit un taux de 16%. Le point de satisfaction de l'impact de cette correction sur la concession est que le SIG sera à jour pour l'exercice 2024.



Il est rappelé que les données transmises pour les ouvrages BT en tant qu'inventaire technique, ne sont pas un véritable inventaire. En effet, les informations communiquées sont une compilation des linéaires par commune, par millésime, par type, par métal et par section. De plus, les isolants des réseaux BT ne sont pas décrits dans le SIG du concessionnaire. L'inventaire des BT fils nus a permis de corriger les typologies de réseaux BT et les communes mais, pour mémoire, les millésimes n'ont pas été corrigés.

¹ Le prestataire AEC a fait le choix de présenter des statistiques nationales sur 90 départements, et ainsi sans prendre en compte les 4 départements de la petite couronne parisienne (départements : 75, 92, 93 et 94).

En effet, ces 4 départements avec un taux moyen d'enfouissement BT de 91,7% présentent des densités d'usagers comprises entre 170 et 382 usagers/km, qui sont très supérieures au reste de l'hexagone, ce qui rendraient illisible le nuage de points. Le 5^{ème} département au classement de la densité (et donc le maximum du benchmark du TDB) est le Val-d'Oise avec 109 usagers/km.

À titre informatif, sans exclure ces 4 départements, le taux d'enfouissement BT national est de 49,5%, soit 1,1 point au-dessus de la valeur affichée dans le tableau de bord, sur chaque année.

Parmi ces lignes, le **réseau BT de faible section (BT FS)** présente une fragilité accrue, d'où une attention particulière dans le cadre d'opérations de sécurisation. La concession compte 295 km de réseau BT de faible section à fin 2023, ce qui représente 4% du réseau BT. Taux important en comparaison de ce qui est constaté par ailleurs avec une moyenne de 1,2% (statistiques du prestataire AEC pour l'exercice 2023).

Le raccordement des nouveaux usagers et les opérations d'adaptation en charge ont amené le nombre de **postes HTA/BT** à croître de +77 unités en 2023 (+21 pour des communes en zone RU et +56 en ER).

Les technologies **préfabriquées** sont généralement privilégiées dans les mises en service. Elles représentent, du reste, la principale catégorie de ces biens avec une proportion à hauteur de 40% pour le SIEIL. Parallèlement, le nombre de **transformateurs** continue d'augmenter (+84 unités en 2023). Désormais 66% des transformateurs sont de la génération 410 V, autorisant des réglages de prises à vide plus élevées que la génération précédente, avec notamment 0%, 2,5% et 5%.

Les **cabines hautes** sont en cours de suppression. À fin 2023, il reste 45 ouvrages de ce type, soit environ 0,4% des postes HTA/BT. Cette valeur a diminué de 2 unités lors de la dernière année.

Les données collectées sont :

- Cellules HTA (fabricant et modèle) ;
- Tableau BT (fabricant et type) ;
- ILD (fabricant, modèle et type) ;
- Transformateur ;
- position du commutateur.

Interrogé sur le taux pour l'ensemble des postes en service, le concessionnaire répond que cet indicateur n'est calculé que sur les postes modifiés ou créés dans les 12 derniers mois et qu'il n'y a pas d'indicateur sur le stock.



À noter également que 14,2% (1 057 km) des lignes BT de la concession présentent une datation arbitraire et fictive à 1946. Ce qui altère le suivi de leur âge moyen depuis la base technique. Ce taux n'a baissé que de -0,3 point entre 2022 et 2023.



À ce jour, aucun inventaire des équipements des postes HTA/BT (dont les cellules HTA, les tableaux BT, position de la prise du transformateur, etc.) n'est communiqué par le concessionnaire.



Toutefois le concessionnaire a présenté son programme « Data Poste » qui permet la collecte de données lors des déploiements des concentrateurs dans les postes HTA/BT et de les intégrer au SIG. Les exploitants et des prestataires compléteront progressivement l'inventaire en délibéré. À fin 2023, le taux de postes HTA/BT de la DR Centre-Val de Loire dont les équipements sont inventoriés par « data-postes » était de 95,5% pour les postes créés ou modifiés depuis les 12 derniers mois. Les postes H61 et les postes compacts ne sont pas concernés par cet inventaire car les concentrateurs Linky ne peuvent pas être installés dans le poste.

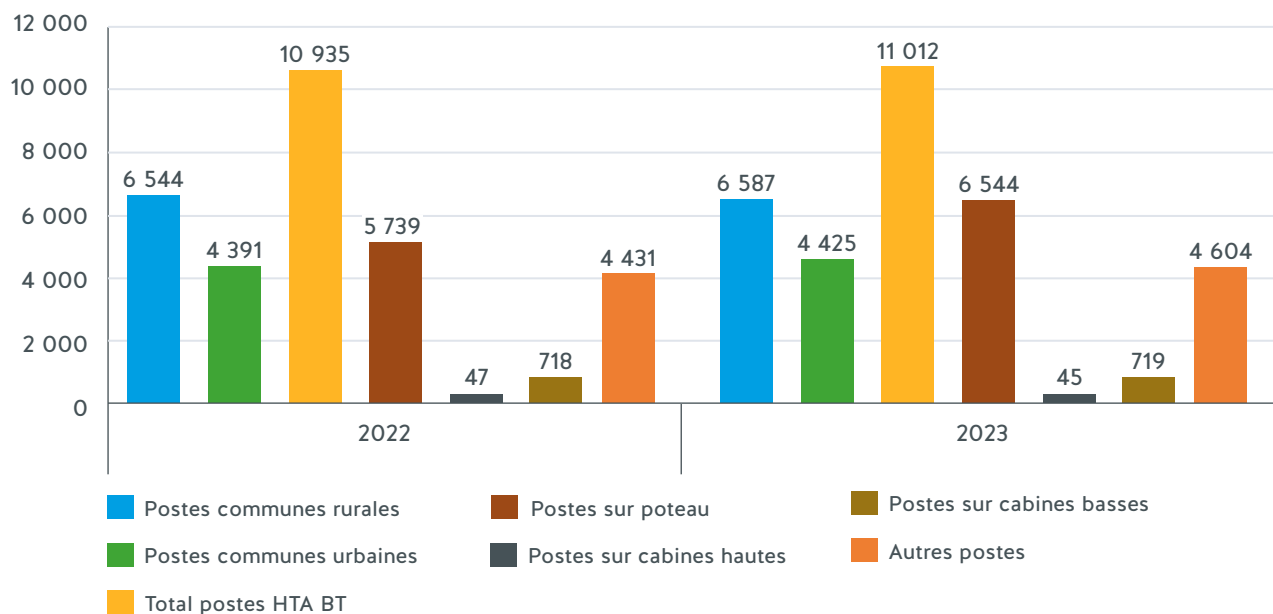
Pour l'AODE, l'enjeu est de savoir à quelle échéance ces nouvelles données plus fines de connaissance du patrimoine seront consolidées et transmises. Pour l'instant le concessionnaire indique que la fourniture de ces données non prévues dans le décret inventaire fera l'objet d'une instruction nationale par Enedis.



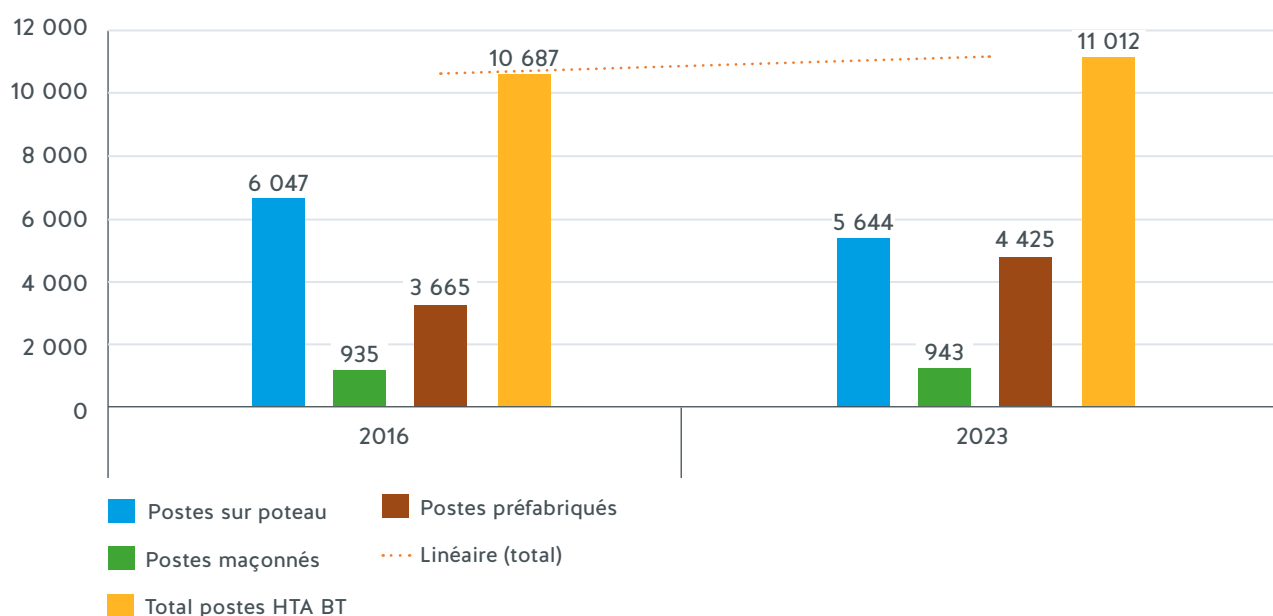
Depuis 2016, la panoplie des compteurs prend en compte le déploiement en masse des **compteurs communicants Linky** qui a débuté fin 2015 sur le plan national après une phase d'expérimentation, notamment sur la concession du SIEIL. Le déploiement en masse selon son programme initial a pris fin en décembre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

Seuls les usagers ayant des puissances souscrites inférieures ou égales à 36 kVA ont été concernés par ce déploiement national. Ces ouvrages se dénombrent à près de 272 400 compteurs sur la concession, soit un taux de **déploiement de 96,0%** à fin 2023 (supérieur à la moyenne du prestataire AEC de 93,7% pour l'exercice 2023).

Répartition des postes HTA/BT



Évolution de la répartition des postes HTA/BT



Le SIEIL au titre du contrôle et dans une logique d'amélioration constante du service public veille à l'application des dispositions du cahier des charges de concession. Il :

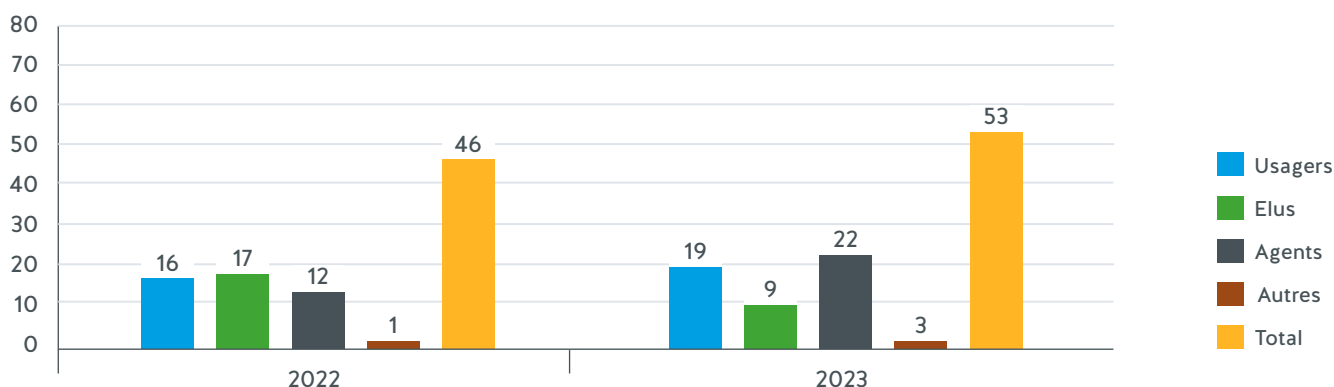
- TRAITE ET GÈRE les réclamations avec des indicateurs de résultat ;
- ÉVALUE la qualité du service rendu à l'usager, celle de l'électricité distribuée ainsi que celle de la fourniture aux TRV ;
- SUIT les investissements sur les ouvrages de la concession ;
- ANALYSE les données comptables et financières du CRAC.

2

Les indicateurs du contrôle de concession en 2023

Au titre du contrôle de concession, le SIEIL traite les **réclamations** des élus et des agents des communes ainsi que celles des usagers.

Comparaison de l'origine des nouvelles réclamations 2022 et 2023



Ce sont les agents, 22 en 2023 (12 en 2022) et les usagers des communes, 19 en 2023 (16 en 2022) qui sont principalement à l'origine des réclamations. Les élus constatent aussi les manquements aux dispositions contractuelles lors de leurs déplacements sur les territoires pour un total de 12 en 2023, en diminution par rapport à 2022 (17). Les associations de défense des consommateurs contactent également régulièrement le service de contrôle du SIEIL pour appuyer les démarches des usagers auprès d'Enedis ou d'EDF. En 2023, le nombre de nouveaux dossiers repart à la hausse avec 53 référencements, (46 en 2022 et 71 en 2021) tandis que celui des dossiers reportés passe de 61 en 2022 à 71 en 2023. Soit un encours de traitement de dossiers de contrôle de concession à 124 en 2023 nettement supérieur à celui de 2022 qui était de 107.

En 2023, les réclamations des nouvelles affaires concernent principalement des demandes spécifiques comme un raccordement, un ouvrage endommagé ou une erreur cartographique sur les plans remise au service technique par Enedis lors des travaux. Soit 25 dossiers représentant 46 % des réclamations (17 et 37% en 2022).

Elles pointent aussi le défaut d'entretien des ouvrages pour 20 dossiers, soit 37% (18 dossiers et 39% en 2022).



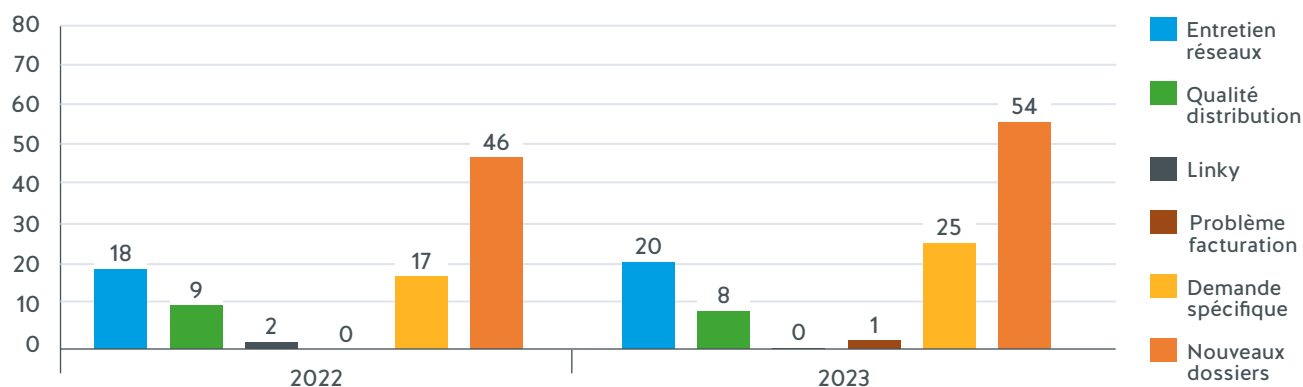
L'indicateur relatif à la qualité de distribution baisse encore cette année avec 15 % des doléances c'est-à-dire 8 nouvelles réclamations (9 dossiers soit 20 % en 2022).

L'AODE et son concessionnaire ne peuvent que se satisfaire de l'évolution favorable de cet indicateur répondant à une des préoccupations majeures du SIEIL.

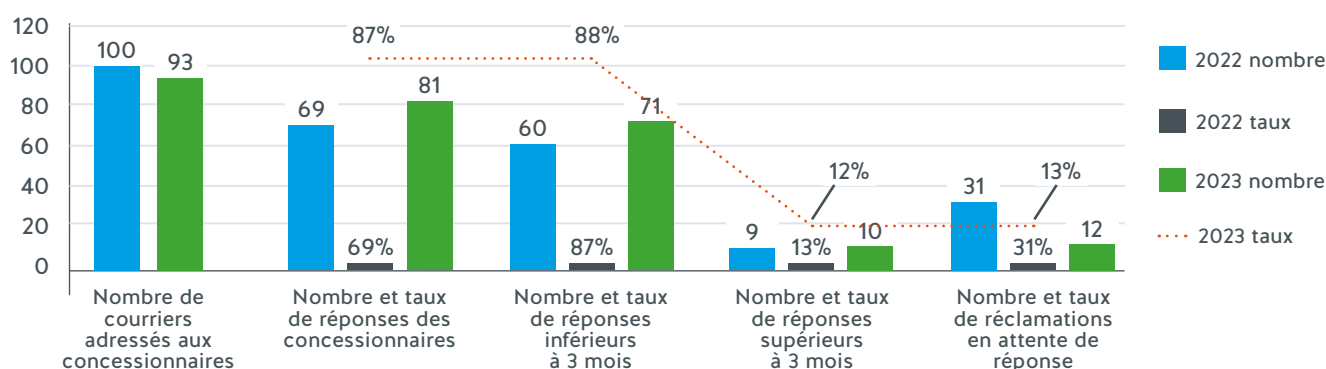


Mais, depuis 2019, l'objet prépondérant des réclamations porte sur le défaut d'entretien des ouvrages dont le nombre et le taux ne chutent pas.

Comparaison des thèmes de réclamations 2022 et 2023



Traitement des réclamations Taux de réactivité des concessionnaires 2022/2023



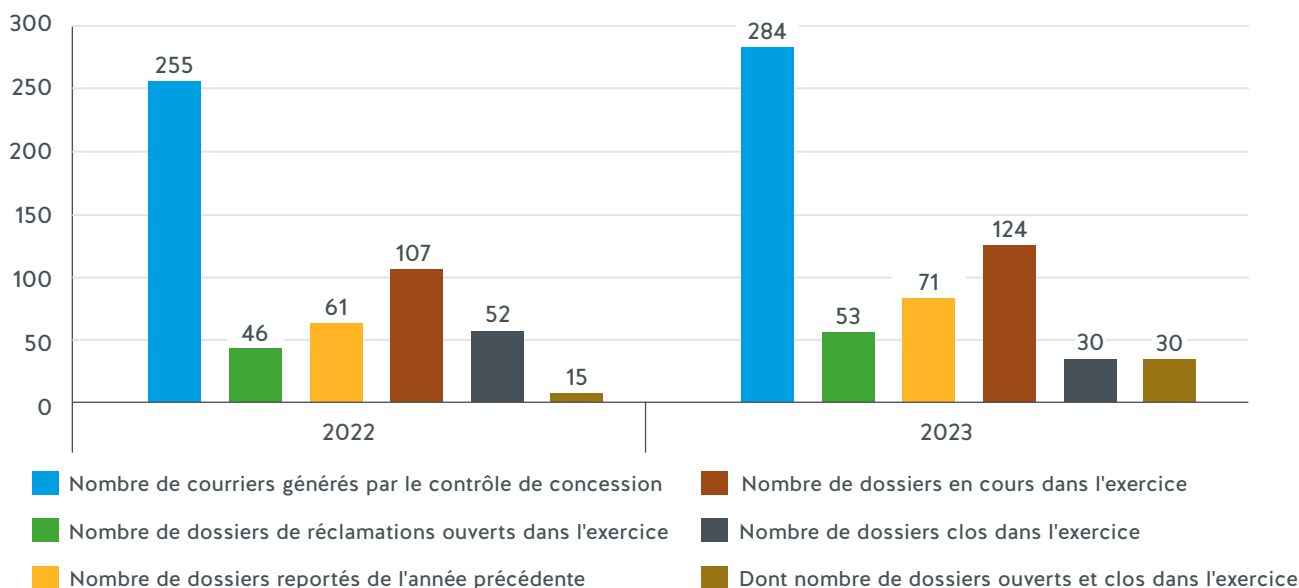
En 2023, les réclamations ont généré 95 courriers dont 93 adressés aux concessionnaires (100 en 2022). Le taux de réponse de 87% (69% en 2022) fait une belle progression.

En 2023, le SIEIL n'a envoyé que 12 relances (soit 13% des réclamations en cours de traitement) pour absence de réponse contre 31 en 2022, soit 31%. Le taux relatif aux délais

de réponse inférieurs à 3 mois, de 88% en 2023, est quasiment identique à celui de 2022 (87%).

Ces résultats sont à considérer avec précaution en raison de la complexité de certaines interventions et de leur nécessaire coordination dans le temps.

Suivi du contrôle de la concession Électricité 2022/2023



Après une baisse en 2022, les indicateurs de 2023 se rapprochent des valeurs de l'exercice 2021.

3

La qualité de distribution en 2023

La continuité d'alimentation

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 (Hors Événement Exceptionnel) de la concession après avoir présenté une forte baisse de 45 minutes entre 2021 et 2022, est de nouveau en hausse de 27 minutes pour atteindre 90,4 minutes en 2023.

Le critère B HIX du SIEIL se situe 17 minutes au-dessus de la valeur moyenne nationale qui est de 73 min (HIX et hors RTE). La concession a été peu concernée par des temps de coupures conséquents classés « exceptionnels » sur les 3 dernières années (moyenne de 1,4 minute). C'est pourquoi les critères B HIX et critères B TCC (Toutes Causes Confondues) sont très proches.

La part des incidents HTA dans le critère B est majoritaire avec 63%, soit 57 minutes de coupure en 2023. Le reste du critère B HIX de 2023 est réparti entre les coupures pour incidents BT (10 minutes, soit 12% du total), les coupures pour travaux HTA (13 min, soit 15% du total) et les coupures pour travaux BT (5 min, soit 6% du total).

Avec 4 minutes de critère B, l'amont rassemblant les coupures au niveau des postes sources et du réseau de transport RTE, représente moins de 4% du total en 2023.

Depuis 2010, les réseaux aériens HTA représentent, en moyenne, environ 67,6% des temps de coupure sur incident HTA HIX. Ils restent donc la cible prioritaire d'actions pour réduire le niveau de discontinuité de la concession. Avec 13%, les réseaux HTA souterrains ne sont pas négligeables mais impactent moins la concession en moyenne (13% dont 3% pour les CPI et 10% pour les câbles synthétiques).

- Le concessionnaire ne communique toujours pas les résultats du critère B travaux « évité », grâce aux équipes TST (Travaux Sous Tension) et aux poses de GE (Groupes Électrogènes). Cela reste un point d'amélioration qui permettrait à l'AODE de suivre la gestion du Critère B travaux total de son concessionnaire et de rendre perceptible les temps de coupures évités pour les travaux.
- Jusqu'en 2020, la liste des interruptions sur le réseau BT comportait le code GDO des départs BT. Depuis ce niveau de détail n'est plus communiqué. Il est nécessaire que l'AODE puisse obtenir les données avec tous les détails existants. Le concessionnaire n'a pas transmis de fichier complété en réponse complémentaire, ni d'explication sur cette perte de précision.



Le taux d'utilisateurs présentant des indicateurs hors seuil du « décret qualité » a augmenté en 2023 pour atteindre 2% après avoir atteint 0,8% en 2022. Depuis 2016, ce taux n'a pas dépassé la limite de 5% fixée par ce décret. Dans le cas contraire, cela aurait impliqué qu'Enedis présente à l'AODE et mette en place un programme de travaux permettant de résorber ce dépassement.

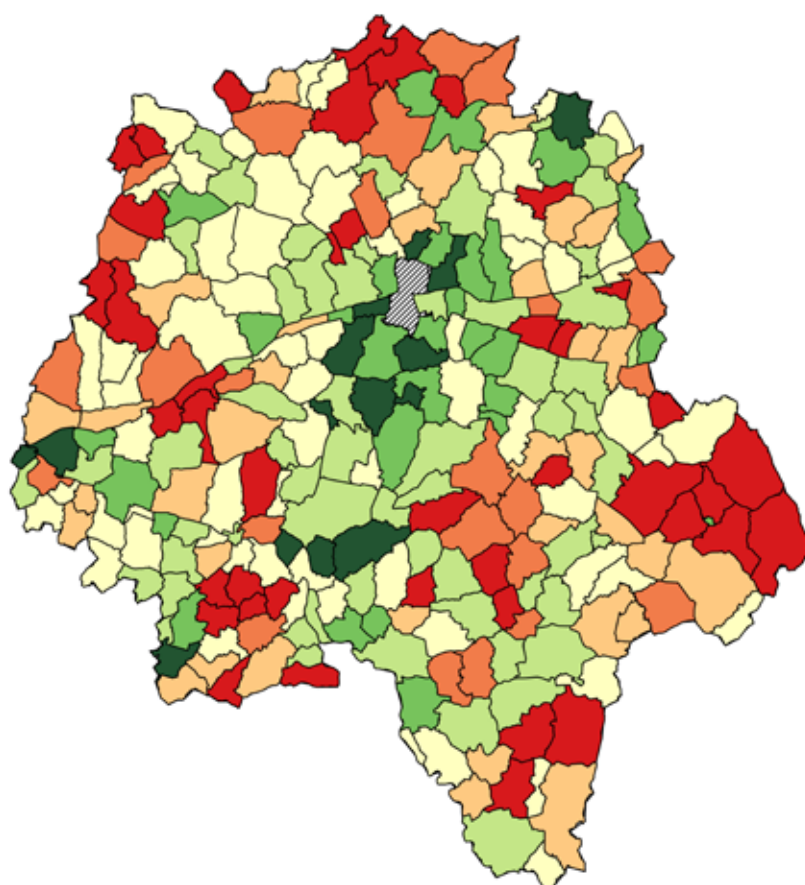
En 2023, la **fréquence des coupures** longues est de 1,2 coupure longue en moyenne par usager. Il s'agit d'une fréquence supérieure à la moyenne relevée par le prestataire AEC sur les autres concessions auditées¹ (1 coupure pour l'exercice 2023). En outre, la fréquence de coupures brèves présente une valeur de 2,4 coupures brèves par usager en

2023, similaire à la moyenne (2,4 en 2023). La fréquence de coupures très brèves atteinte en 2023 sur le territoire du SIEIL se situe à 4,5. Une valeur qui se situe au-dessus de la moyenne notée par le prestataire AEC de 3,7 (en 2023) et qui est en dégradation en 2023.

Avec 3,8 incidents pour 100 km de réseau HTA, le SIEIL présente un **taux d'incidents** inférieur à la moyenne (4,2 incidents en 2023) des concessions auditées dans le panel du prestataire. Dans le détail, le taux d'incidents HTA souterrains (CPI et synthétiques confondus) pour 100 km qui atteint 1,2 en 2023 est inférieur à la moyenne (1,9 en 2023) alors que le taux d'incidents HTA aériens se situe à 4,5 et est inférieur également à la moyenne relevée (6,1) de 2023.



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



Critère B incidents HIX
(moyenne 2021 - 2023)

- 15 minutes ou moins
- 15 à 30 minutes
- 30 minutes à 1 heure
- 1 à 2 heures
- 2 à 3 heures
- 3 à 4 heures
- Plus de 4 heures
- Communes hors concession

Cette carte permet de visualiser les grandes zones qui ont connu des temps de coupure moyens par usager supérieurs au reste du territoire. Les résultats d'une commune sur une seule année ne peuvent être utilisés en absolu pour évaluer la continuité de fourniture. Seules les analyses de moyennes sur plusieurs années le permettent.

¹ Dans ces 2 paragraphes, la moyenne de référence correspond à celle relevée par le prestataire AEC sur les autres concessions auditées.

La qualité de tension

L'exercice 2023 marque le troisième exercice consécutif où aucun départ HTA n'est en contrainte maximale de tension supérieure à 5%.

De fait, le taux de départs HTA de la concession dont la chute de tension maximale excède 5% est inférieur à la moyenne des valeurs constatées par ailleurs (0% contre 0,7%, statistiques AEC 2023).

En ce qui concerne les contraintes de tension sur le réseau BT, le nombre de **clients considérés comme mal alimentés (CMA)** est de 604 CMA en 2023. Il a fortement baissé de -41% par rapport à 2022. Plus précisément, de -52% en zone ER et -11% en RU.

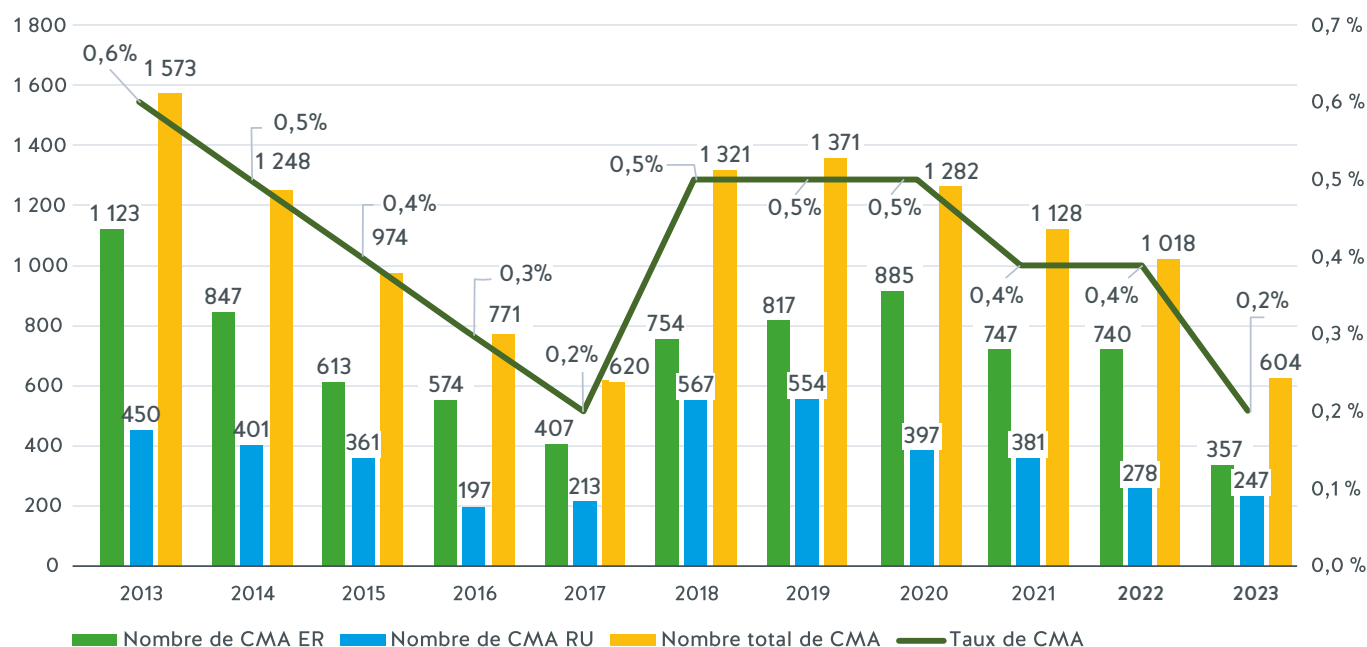
Le taux associé s'établit désormais à 0,2%, en deçà de la moyenne de 2023 de 0,4%. Parallèlement à cela, le nombre de **départs mal alimentés (DMA)** a naturellement également diminué avec 142 en 2023 contre 197 en 2022 (sur un total de 22 066 départs BT existants).

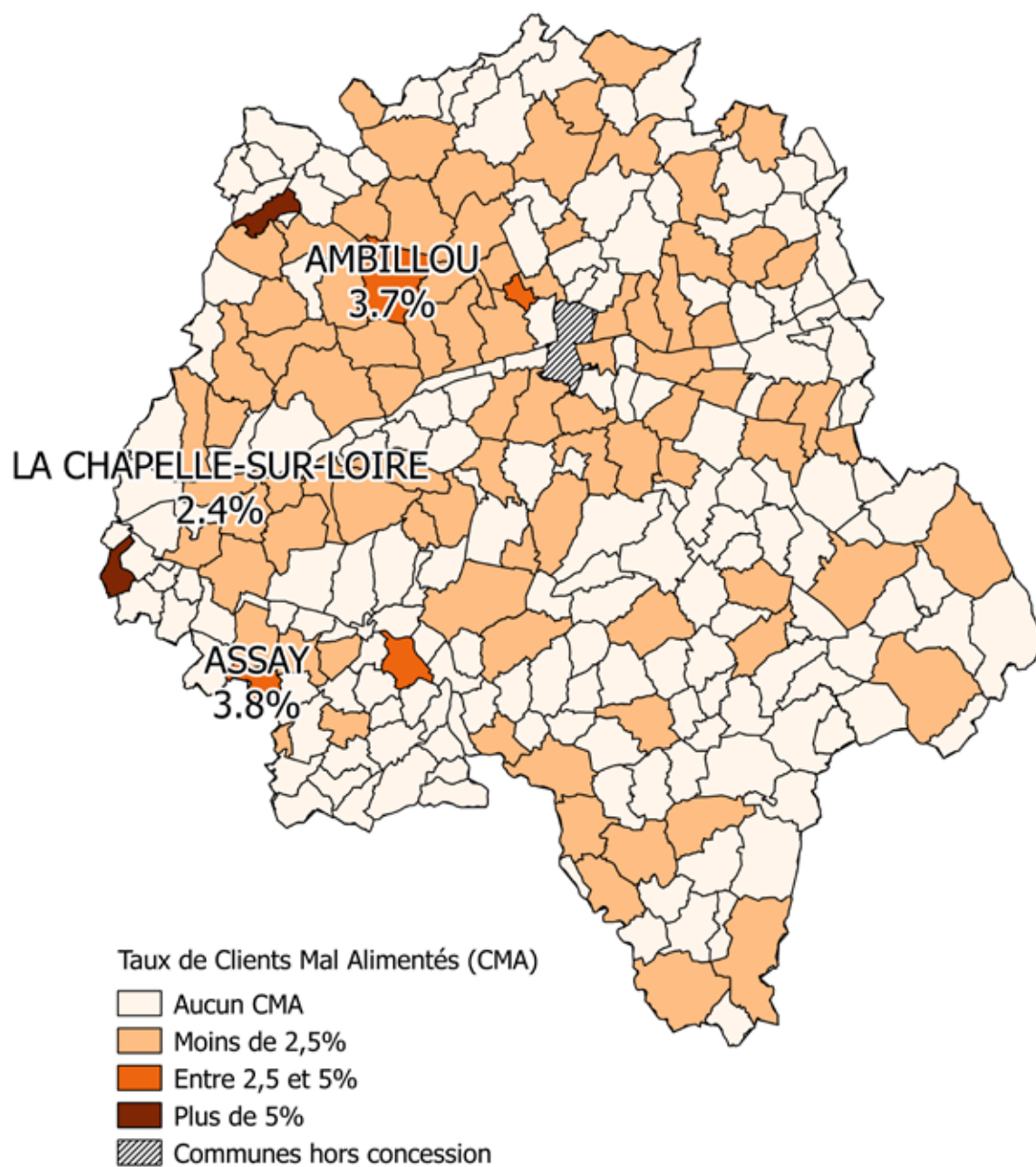


Pour l'instant, les données issues des compteurs Linky qui permettraient de confirmer les estimations des DMA ne sont pas encore transmises aux AODE. Il s'agit notamment des « excursions de tension par BT mesurées par les compteurs Linky » et des « ouvertures de breakers ». Enedis précise que ces données ne sont pas communiquées dans le cadre du contrôle de concession et qu'elles peuvent néanmoins être partagées localement dès lors qu'il existe une réclamation d'un client équipé d'un compteur communicant qui est adressée au SIEIL.

Interrogé en substance sur le nombre de réclamations relatives à la qualité de fourniture qui ont abouti en 2022 et 2023 à l'utilisation des données Linky, Enedis réaffirme que ce détail n'est pas disponible dans les outils du concessionnaire. Cette réponse n'est pas satisfaisante en l'état.

Évolution du nombre et du taux de CMA selon les zones





4

Les investissements en 2023

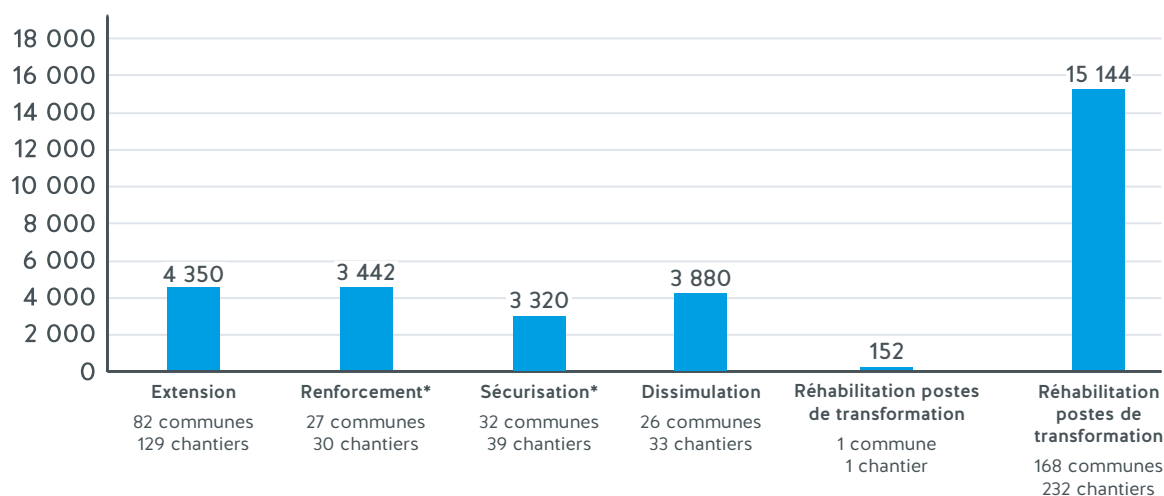
Lors de la Conférence « Inventaire FACE » du 30 août 2023, la Direction Départementale des Territoires d'Indre-et-Loire (DDT), le SIEIL et son concessionnaire ont validé la version définitive de l'Inventaire FACE, millésime 2023, qui permet de collecter les données utiles nécessaires à la répartition annuelle des aides pour l'Électrification Rurale. De même pour la Conférence Départementale sur les Investissements, dite Loi NOMÉ, qui s'est réunie le 15 novembre 2023 sous l'égide du Préfet (services de la DDT 37).

La mise en commun des informations et des besoins en matière **d'investissements** entre le SIEIL et Enedis a été poursuivie pour optimiser l'efficacité des actions entreprises en application de la répartition de maîtrise d'ouvrage fixée par le nouveau cahier des charges de concession.

Ces Conférences sont toujours l'occasion pour le SIEIL et son concessionnaire d'échanger en amont sur les données réseaux et les investissements réalisés, en cours et prévus de 2021 à 2023.

SIEIL

2023 - 232 chantiers pour 123 communes*



■ Réalisé 2023 en K€

*Sur certaines communes, chantiers groupés (renforcement et sécurisation)

	Investissements 2023 en K€
Raccordements consommateurs et producteurs	19 517
Amélioration du patrimoine	11 330
<i>Dont performance et modernisation réseau</i>	8 056
<i>Dont exigences environnementales et contraintes externes</i>	3 274
Logistique	43
Autres	13
Total en K€	30 903

En vue d'améliorer la qualité de la desserte électrique sur le territoire, le concessionnaire a investi 8,1 M€ en 2023 sur la performance et la modernisation des réseaux, auxquels s'ajoutent 19,5 M€ imposés par les opérations de raccordement et 3,3 M€ pour les exigences réglementaires. Ce qui produit un total de CAPEX dépensés en 2023 de 30,9 M€, en forte hausse de 5,6 M€.

En 2023, les raccordements représentent 63% des **dépenses totales d'investissements** et sont en augmentation chaque année depuis 2020, dont une forte hausse de +94% la dernière année. Avec 6,2 M€ les consommateurs BT représentent 32% des dépenses de raccordements. Les dépenses de raccordements pour les producteurs HTA et BT sont quant à elles en hausse respectivement de +437% (2,2 M€ en 2023) et de +140% (4 M€).

Dans le cadre du déploiement des compteurs Linky, Enedis a enregistré les dernières dépenses en 2022.

Depuis 2023, elles sont incluses dans les dépenses de raccordements car les Linky sont posés systématiquement pour les nouveaux PDL. Toutefois l'ordre de grandeur reste important même si cela est moins facilement lisible dans le CRAC. Alors qu'en 2022, les CAPEX Linky étaient de 1,4 M€, les immobilisations des compteurs Linky en 2023 étaient encore de 0,9 M€ soit un montant comparable, en ordre de grandeur de dépenses annuelles.

Depuis 2021, les investissements sur la concession « performance et modernisation du réseau » diminuent et atteignent 29 €/usager en 2023. Ce ratio est de peu inférieur au ratio national de 31 €/usager¹ en 2023.

Il s'agit d'un ordre de grandeur, et d'un ratio « brut » et discutable, mais il permet une observation à titre indicatif, et par exemple, de positionner la moyenne des investissements [2020-2023], par rapport au critère B HIX moyen de la période précédente [2017-2019].

Le concessionnaire ne communique toujours pas la colonne « type d'affaires » alors qu'elle permettrait de mieux distinguer les différentes affaires comprises dans la catégorie NOME 3 « fiabilité réseaux & postes (hors PDV) » avec les types automatisation, travaux BT souterrains, BT aériens, HTA souterrains, HTA aériens, etc. Il est nécessaire que le concessionnaire partage cette information avec l'AODE pour pouvoir échanger avec le même niveau de précision. Enedis ayant précisé en réponse complémentaire que cette transmission de codifications internes n'est pas prévue au contrat.

Les ouvrages mis en service en 2023 sous maîtrise d'ouvrage Enedis (CRAC 2023)

Canalisations HTA mises en service (en km)	2022	2023
Souterrain	42,7	74,6
Torsadé	0	0
Aérien nu	1,1	4,3
Total	43,8	78,9
Dont pour information		
Extension	10,0	23,5
Renouvellement*	8,9	21,0
Renforcement	24,9	34,4

*principalement pour obsolescence et déplacements d'ouvrages

¹ Source : URD groupe EDF « Document d'Enregistrement Universel 2023 », « Investissements Bruts d'Enedis » page 57.

Canalisations BT mises en service (en km)	2022	2023
Souterrain	19,2	19,2
Torsadé	5,9	4,2
Aérien nu	0,3	0
Total	25,4	23,4
Dont pour information		
Extension	13,3	14,0
Renouvellement*	9,8	6,8
Renforcement	2,3	2,6

*principalement pour obsolescence et déplacements d'ouvrages

Nombre de raccordements neufs réalisés (CRAC 2023)

	2022	2023	Variation en %
En BT et de puissance ≤ à 36 kVA	1 623	1 754	8,1%
Dont raccordements BT individuels sans adaptation de réseau	1 512	1 614	6,7%
Dont raccordements BT collectifs sans adaptation de réseau	13	22	69,2%
Dont raccordements BT individuels et collectifs avec adaptation de réseau	98	118	20,4%
En BT et de puissance comprise entre 36 kVA et 250 kVA	89	73	-18,0%
En HTA	3	12	300,0%
NOMBRE TOTAL DE RACCORDEMENTS NEUFS RÉALISÉS	1 715	1 839	7,2%

Travaux d'élagage et de maintenance réalisés sur les réseaux HTA et BT en 2023 (CRAC 2022/2023)

		Quantité*		Montants en k€*	
		2022	2023	2022	2023
Réseau HTA	Elagage	210 km	228 km	550,0	608,0
	Visite de lignes	1 489 km	1 408 km	38,8	39,0
	Entretien des interrupteurs	-	-	-	-
Réseau BT	Elagage	76 km	35 km	185,0	96,0
Postes HTA/BT	Mesures de terre	2 641	1 477	79,0	44,0
	Maintenance ILD	1 634	723	67,0	48,0

*Source Enedis – CRAC 2022 et 2023 pour le département d'Indre-et-Loire

Dans le CRAC 2023, Enedis indique qu’au niveau national, 359 millions d’euros (343 en 2022) ont été consacrés aux travaux de maintenance et d’entretien du réseau public de distribution d’électricité dont environ 122 millions d’euros (120 en 2022) à des programmes d’élitage pour protéger les lignes électriques aériennes en HTA et BT.

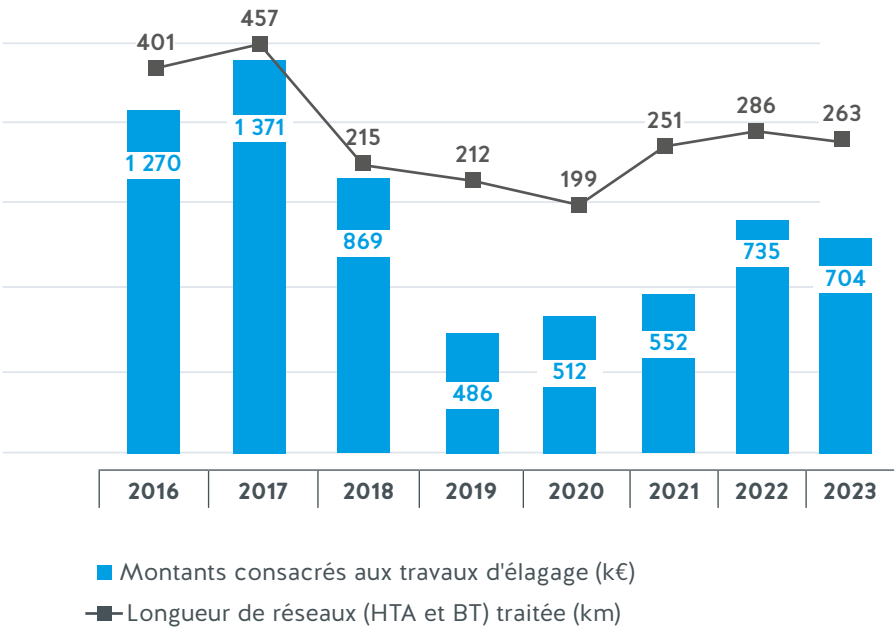
Pour le département d’Indre-et-Loire, cette politique de maintenance préventive s’illustre par les programmes d’élitage, les visites de lignes et la maintenance des réseaux (mesures de terres, indicateurs lumineux de défauts).

La politique **d’élitage** est basée sur un inventaire régulier permettant la localisation précise des zones boisées à proximité des réseaux. Ce diagnostic renforcé par des experts forestiers donne l’opportunité d’adapter les stratégies par rapport au type de végétation et au type de réseau.

Dans le cadre de sa maintenance préventive, Enedis procède également à des **visites régulières des lignes électriques aériennes HTA**. Environ un tiers des longueurs de réseau est inspecté chaque année. À l’issue de ces visites, un rapport est établi qui recense les anomalies constatées avec leur localisation et leur qualification. En fonction des priorités, les techniciens d’Enedis interviennent pour réparer les défauts localisés.



Évolution des travaux et des dépenses pour l’élitage (réseaux HTA et BT)



Le suivi du Plan Pluriannuel des Investissements (PPI)

Depuis l'entrée en vigueur du nouveau contrat de concession, une partie des dépenses d'Enedis est prévue par le **PPI (Programme Pluriannuel des Investissements)** qui a été établi après échanges avec l'AODE et qui est décliné et détaillé annuellement dans un PAI (Plan Annuel d'Investissements). Les dépenses prévues dans le cadre du **PPI 2023-2026 du SIEIL** concernent exclusivement la

catégorie « II.1 Investissements pour la performance et la modernisation du réseau ». L'exercice 2023 marque donc la première année du PPI.

Le tableau ci-après résume les **avancements du PPI** présentés par le concessionnaire dans le CRAC 2023.

Suivi du PPI de la concession (CRAC 2023)

Catégorie	Prévisionnel PPI 2023-2026	Réalisé 2023	Cumul 2023-2026	Avancement
Lignes aériennes HTA sécurisées (Plan Aléas Climatiques)	35,0 km	1,1 km	1,1 km	3%
Lignes aériennes HTA fiabilisées (Rénovation Programmée)	140,0 km	31,5 km	31,5 km	23%
Renouvellement des lignes aériennes HTA	40,0 km	5,2 km	5,2 km	13%
Renouvellement ou ajout d'Organes de Manœuvre Télécommandés - OMT	40	3	3	8%
Renouvellement des câbles HTA souterrain CPI	8,0 km	0,9 km	0,9 km	11%
Renouvellement réseaux BT fils nus	12,0 km	1,1 km	1,1 km	9%
Renouvellement réseaux CPI BT souterrains	6,0 km	0,1 km	0,1 km	2%

Catégorie	Prévisionnel PPI 2023-2026	Réalisé 2023	Cumul 2023-2026	Avancement
Renforcement des réseaux HTA	1 000 k€	22 k€	22 k€	2%
Actions visant à améliorer la résilience des réseaux	3 200 k€	787 k€	787 k€	25%
Actions visant à améliorer la fiabilité des réseaux	11 800 k€	1 886 k€	1 886 k€	16%
Engagement financier total	16 000 k€	2 695 k€	2 695 k€	17%

Au bout de la 1^{ère} année sur les 4 que dure le PPI, l'ensemble des catégories techniques sont en retard, en particulier le « renouvellement de réseaux CPI BT souterrains » et « les lignes aériennes HTA sécurisées ». De même, en dépensant 2,7 M€ en 2023, le concessionnaire accuse un léger retard par rapport à l'avancement du PPI sur les dépenses programmées. Cependant, le retour d'expérience montre que la mise en place au cours de la première année des PPI atteint rarement les objectifs techniques et financiers. Mais une fois l'inertie du début dépassée, le concessionnaire rattrape les retards au cours des exercices suivants. Il conviendra donc de continuer de suivre ces points au cours des prochains exercices.



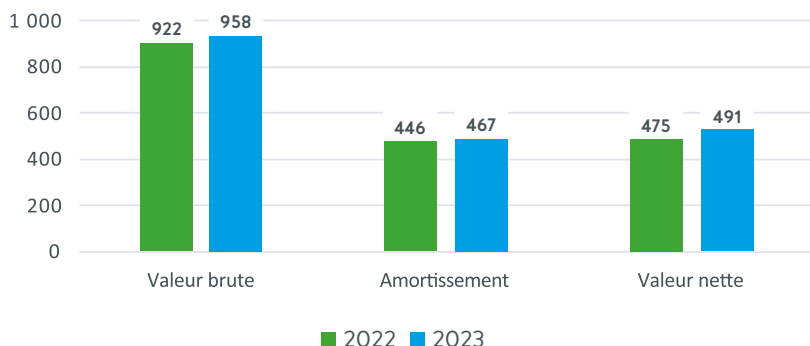
5

Le domaine financier en 2023

Le patrimoine comptable de la concession

Évolution des immobilisations en concession en 2023 (M€)

La valeur nette comptable des immobilisations en concession correspond à la valeur brute diminuée des amortissements.



À fin 2023, le patrimoine concédé était valorisé à 958 M€ en **valeur brute**, en augmentation de +36 M€ sur un an (+4%). La valeur brute par usager est égale à 3 435 €/usager

en 2023 et se situe au-delà des ratios moyens constatés par AEC (3 105 €/usager en 2023).

Enedis a expliqué l'impossibilité actuelle de rassembler automatiquement les informations de 2 Systèmes Informatiques différents. Toutefois, l'AODE reste en attente d'une solution permettant d'ajouter les numéros des affaires IEP dans les fichiers de suivi des mises en immobilisations annuelles et des retraits comptables annuels. Enedis ayant précisé en réponse complémentaire que la communication du n° d'immobilisation n'est pas prévue dans l'arrêté inventaire que cette information est donc absente des fichiers mouvements et retraits mais qu'il est possible de travailler sur la base d'un échantillon.



La proportion des **ouvrages localisés** (OL) avait fortement augmenté en 2022 et représentait alors plus de 99,8% du patrimoine, contre 82,1% en 2021. C'était l'un des **faits majeurs de l'année 2022, Enedis ayant terminé son projet**

pluriannuel ADELE (Actif Détaillé et Localisé) d'individualisation et de localisation des ouvrages. En 2023, ce taux est toujours de 99,8%.

Interrogé sur les CRAC de 2022 et 2023 qui indiquent des valeurs nulles pour les compteurs non localisés alors qu'il reste 4% de compteurs non Linky sur la concession, le concessionnaire indique avoir constaté que cette valeur brute des Comptages Non Localisés n'est pas cohérente avec la proportion de point de livraison restant à équiper de compteurs Linky, que cet écart fait l'objet d'une action de fiabilisation en instruction et d'une éventuelle correction à venir.



La valeur d'actif non localisée concerne essentiellement la catégorie des « autres ouvrages non localisés » à hauteur de 1,6 M€ sur la concession (soit 0,2%). Il s'agit d'une dizaine de types d'ouvrages à faible valeur unitaire, dont notamment les « aménagements Linky » que sont les platines associées aux concentrateurs et les « dépollutions des transformateurs au PCB ».

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

- **De 2015 à 2022** : le déploiement massif des compteurs Linky a permis un remplacement progressif des anciens compteurs et leurs localisations au fil des poses ;
- **2018** : les compteurs marchés d'affaires (C1 à C4) ont été intégralement localisés ;
- **2018 et 2019** : les Ouvrages Collectifs de Branchements (OCB) et les Dérivations Individuelles (DI) associées (le tout étant couramment appelé Colonnes Montantes (CM)) ont été localisés ;

- **2022** : ce sont les branchements individuels (Liaisons Réseaux (LR) et dérivations individuelles) et les disjoncteurs qui ont été concernés.

Aussi l'exercice 2023 est la 1^{ère} année depuis plus de 5 ans sans modification comptable majeure et sans impact du programme ADELE.

Toutefois, le concessionnaire a précisé que l'inventaire ADELE n'était finalement pas complètement abouti à fin 2022 et qu'il existe un reliquat visible en 2023. Une partie des disjoncteurs n'a été traitée qu'en 2023 ainsi qu'une partie des flux des LR et DI.

Selon le rapport de fiabilité, le montant des flux 2022 comptabilisés en 2023 s'élève sur la concession à +2,0 M€ en valeur brute mise en service dont 94% pour les LR/DI et 6% pour les disjoncteurs, et à -0,4 M€ en valeur brute mise hors service. En ordre de grandeur, le reliquat sur les LR/DI représente environ 1,2% de la VB totale des branchements.

Depuis quelques années, le suivi des évolutions comptables a été perturbé par de nombreux nouveaux éléments tels que la localisation des ouvrages ou l'entrée en concession des colonnes montantes qui étaient auparavant hors concession. Afin de traduire ces évolutions, le concessionnaire remet à l'AODE un rapport de fiabilité, sur demande explicite de l'AODE. Nous suggérons que ce rapport de fiabilité soit systématiquement annexé au CRAC, puisque ce rapport en complète la lecture.



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

Cette démarche de transparence s'intègre dans un cadre réglementaire plus global. L'arrêté du 10 février 2020 est en effet venu fixer le contenu et les délais de production de l'inventaire détaillé et localisé des ouvrages des concessions de distribution d'électricité prévu à l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales.

Cet arrêté paru au Journal Officiel le 28 février 2020, dit « décret inventaire » pour les concessions de distribution publique d'électricité, était attendu depuis l'adoption de la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (dite loi TECV).

Les biens couverts par l'inventaire sont censés, selon l'article 7 de cet arrêté, disposer d'un identifiant identique et unique dans chacun des fichiers transmis, que ce soit dans les fichiers comptables, techniques et dans la cartographie SIG dès que cela est possible. Ce qui devrait permettre de faciliter largement les rapprochements entre les différentes bases.

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

Depuis la signature du nouveau contrat de concession au 31/12/2022, le stock des **provisions pour renouvellement (PR)** est en diminution régulière. Mais de nouveau en hausse de +1,1 M€ (+1,8%) en 2023 contre une baisse moyenne annuelle de -0,5 M€/an sur la période 2019-2022.

Pour rappel, le nouveau modèle de contrat ne permet plus de dotation annuelle en provisions pour renouvellement. Toutefois, les affectations des PR (utilisations de la PR) lors des renouvellements d'ouvrages sont toujours possibles conformément au sens premier des PR.

Interrogé sur cette hausse des PR en 2023, Enedis précise que l'impact majeur concerne la rétroactivité de la mise en vigueur au 31/12 concernant les PR branchements, avec les dotations réalisées a posteriori en 2023 pour compenser la reprise de PR qui avait été engendrée au 31/12/2022 par l'allongement de durée de vie des branchements aériens de 40 à 50 ans.

L'évolution du stock de PR est la résultante de **3 flux**. Pour l'année 2023, ces flux sont :

- La **dotation** totale (impact de correctifs) aux PR est de +2 677 k€ (vs +698 k€ en 2022) ;
- En parallèle -369 k€ de PR ont été utilisées pour financer les ouvrages renouvelés (-758 k€ en 2022) et affectées en tant que financement concédant sur les ouvrages renouvelés ;
- -204 k€ de provisions ont été reprises et remontées au résultat d'Enedis (contre -2 992 k€ en 2022) dont -2 701 k€ consécutifs à la localisation des branchements individuels.

À noter que 0,6 M€ ont été repris en 2019 pour le SIEIL, en lien avec l'allongement de la **durée d'amortissement des « colonnes montantes » de 40 à 60 ans**.

Invisible dans les flux ci-dessus, comme dans le compte de résultat, l'année 2022 a été marquée par la purge des PR qui avaient été mises en **compte d'attente**. En effet, de 2015 à 2017, Enedis avait stoppé la dotation aux PR sur les branchements non localisés afin d'attendre que le programme ADELE soit terminé. Ce compte d'attente représentait plus de 236 M€ au niveau national, selon Enedis. Ces PR concernent uniquement les derniers millésimes éligibles à la PR, à savoir de 1975 à 1977. À la maille du SIEIL, cela représente un retour dans le stock de PR de la concession de +1,7 M€ de PR.

Fin 2023, plus de la moitié (51%) du stock de PR de la concession a été constitué sur les ouvrages HTA, 17% pour les branchements individuels et 15% sur les réseaux BT.

Pour mémoire, dans le précédent contrat de concession, les dotations aux PR étaient prévues uniquement sur les ouvrages renouvelables avant le terme du contrat de concession en vigueur. Les réseaux BT ainsi que les postes HTA/BT situés **en zone rurale au sens du FACÉ n'étaient pas concernés par ces dotations** à la maille de la concession (un mécanisme de dotation à l'échelle nationale faisait office). Cela explique en partie pourquoi sur la concession du SIEIL, les réseaux BT qui regroupent 33% de la valeur brute ne représentent que 15% du stock de PR.

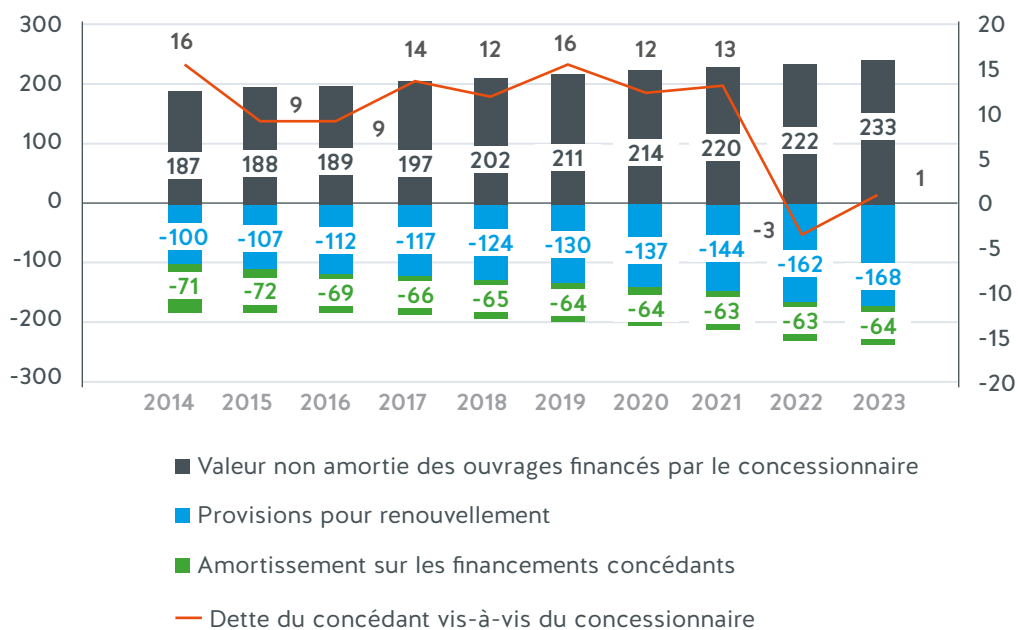
En ajoutant à cette réduction du stock de PR, un niveau conséquent d'investissements du concessionnaire augmentant fortement la VNC des financements d'Enedis de +1,8%) sur l'exercice 2023, cela a pour effet mécanique de fortement augmenter chaque année la **dette potentielle du concédant envers le concessionnaire**, de -3 M€ en 2022 à 1 M€ en 2023. À noter que cette dette potentielle du SIEIL envers Enedis s'élevait à 16 M€ à fin 2014.

Ce résultat ne peut être présenté sans apporter des précisions indispensables à sa lecture car chaque composante de son calcul est assorti de divers biais :

- Allongements des durées de vie comptable de nombreux ouvrages ;
- Ecart de valorisation (VRG) des ouvrages construits sous MOA concédant ;
- Contributions des raccordements non considérées comme des financements externes ;
- Modification des modalités de calcul de la dotation à la provision pour renouvellement, particularité des PR sur les « biens ER » ;
- Impact des opérations de PDV ou RP sur les ouvrages HTA, etc.

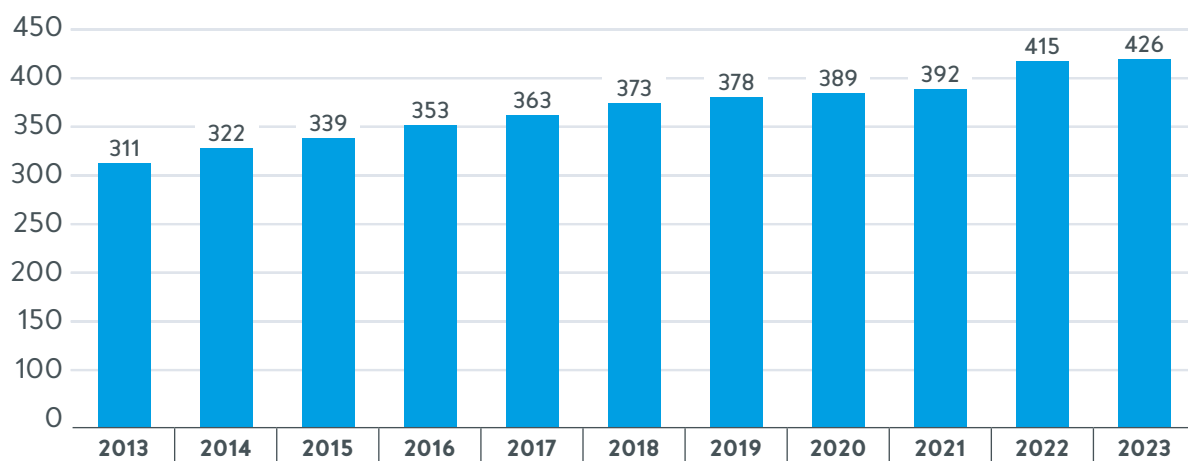
Les **droits du concédant** continuent quant à eux d'augmenter pour s'établir à 426 M€, soit une hausse de +11 M€ sur 2023 (+2,7%).

Évolution des dettes et créances réciproques (en M€)



Un solde des dettes et créances réciproques positif traduit une position de dette du concédant envers le concessionnaire. Un solde des dettes et créances réciproques négatif traduit une position de dette du concessionnaire envers le concédant.

Évolution des droits du concédant en 2023 (en M€)



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

Le compte d'exploitation de la concession

Le seul **compte d'exploitation** de la société Enedis étant présenté à la maille nationale, les **éléments financiers d'exploitation** présentés dans le CRAC sont issus d'un recalcul pour s'approcher d'une vision concession. Cette vision est un cumul d'éléments financiers **natifs à la concession** avec des éléments financiers nationaux auxquels des clés de répartition sont appliquées. Sans être l'unique clé utilisée, la principale **clé de répartition** est le « prorata du nombre de clients » qui est de **18,9% pour le SIEIL au sein de la DR Centre-Val de Loire**. Sur la concession, environ 72% des charges d'exploitation et 8% des produits d'exploitation sont calculées via des clés de répartition appliquées à des montants collectés à un périmètre supraconcessif (essentiellement la maille DR).

Le **résultat d'exploitation** constaté sur la concession est en très forte baisse entre 2022 et 2023 avec -492%, pour atteindre un résultat négatif de -9 M€ et induisant un taux de marge de -7%, donc inférieur au taux de marge national lui-même négatif pour la 1^{ère} fois depuis de nombreuses années (avec -3,3%).

Le résultat national avait fortement augmenté (+4 points) de +12% à +16,2% entre 2021 et 2022 principalement dû au **versement anticipé, et exceptionnel, de la part du gestionnaire de réseau de transport RTE d'un surplus du Compte de Régulation des Charges et Produits (CRCP) à ses clients dont principalement Enedis à hauteur de 1,7 milliard d'euros**, sous forme d'une déduction de charges.

À l'inverse, ce résultat a fortement chuté entre 2022 et 2023, avec une perte de -19,5 points (ou de -15 points entre 2021 et 2023, pour ignorer l'effet versement du CRCP) passant donc de +16,2% à -3,3%, principalement en raison des prix de l'énergie très élevés qui ont fortement impacté les charges, comme indiqué infra.

En effet, le montant total des charges de 159 M€ est en hausse de +20 M€ (+14%) sur un an, alors que le montant total des produits de 150 M€ a connu une augmentation de +7,2 M€ (+5%), ce qui provoque une forte baisse du résultat annuel de -12 M€ (-492%). Depuis 2016, le taux de marge constaté pour le SIEIL reste en dessous du taux de marge affiché dans le CRAC après application de la contribution à l'équilibre. En 2023, il est toujours inférieur. Ce qui explique pourquoi la concession bénéficie ainsi toujours de la contribution à l'équilibre à hauteur de 5 M€.

L'année 2022 a été une année singulière, marquée par 2 faits majeurs (versement anticipé du CRCP de RTE et fin du programme de localisation des ouvrages « ADE-

LE ») qui perturbent grandement la lecture des résultats par rapport aux années précédentes.

L'année 2023 est à son tour une année singulière pour le concessionnaire, avec un résultat négatif, ce qui n'était pas arrivé depuis des années. Le minimum atteint selon les données du prestataire AEC était de +2% en 2010.

Entre 2022 et 2023, le total des **produits** a augmenté de +7,2M€ soit +5%, cela est notamment la résultante de :

- La hausse des recettes de **raccordements** de +3,8 M€ (+95,4%) et la baisse de **prestations** de -0,2 M€ (-16,3%) ;
- La forte baisse en 2023, consécutive à la fin du programme ADELE en 2022, avec -4,7 M€ en 2023 en **reprises des AFC** et **de PR** (-45,9%) ;
- La hausse importante des **recettes d'acheminement** de +3,9 M€ (soit +3,4%), dont +3,7 M€ (+4,4%) pour les usagers BT<36 kVA, qui s'explique par 2 principales composantes :
 - D'une part, la baisse des consommations (énergie acheminée) de -5,2% principalement liée aux actions de sobriété énergétique, car les DJU sont stables entre 2022 et 2023 ;
 - Mais surtout d'autre part, les hausses des tarifs via le TURPE : **augmentations du TURPE de +2,26% au 1^{er} août 2022, et de +6,51% au 1^{er} août 2023.**

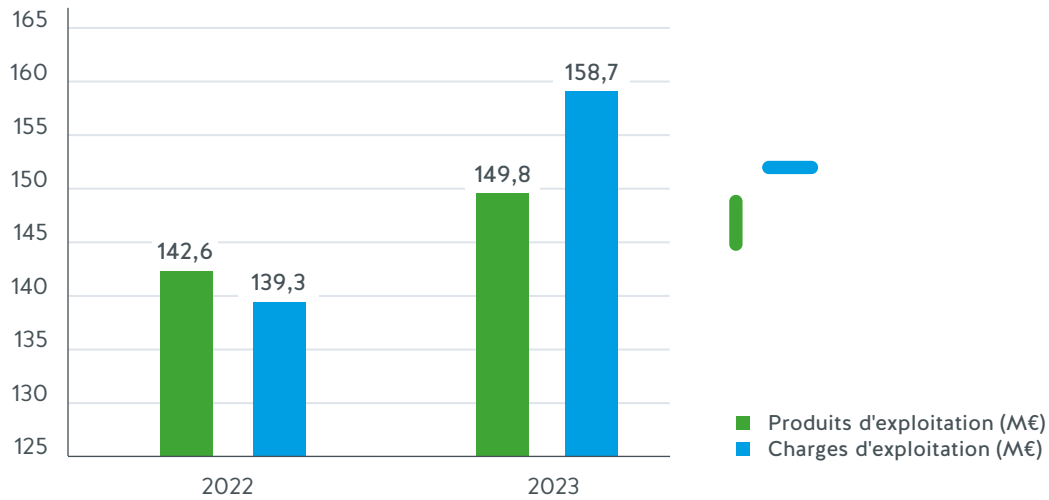
En parallèle les **charges** totales ont très fortement augmenté avec +20 M€ soit +14% entre 2022 et 2023. Cela est notamment la résultante de :

- La très forte augmentation de +10,6 M€ en 2023 soit +60,1% (après déjà +6 M€ et +51% en 2022) pour les **achats d'énergie pour couvrir les pertes sur le réseau**. Au niveau national, ces pertes sont estimées à 23,1 TWh (soit un taux de 6,5%), et ont coûté 3,8 milliards d'€ en 2023. Ce poste est fortement impacté par la conjoncture énergétique et la hausse des prix de marché de l'électricité puisqu'un tiers des pertes d'Enedis est acheté sur les marchés énergétiques ;
- La très forte augmentation de +13 M€ en 2023 soit +84,9% pour l'**accès réseau amont**, mais par rapport à 2021, dernière année comparable (2022 : versement du CRCP RTE), ce poste est finalement en baisse de -4 M€ ;
- La forte baisse en 2023 de -12 M€, consécutive à l'augmentation temporaire importante en 2022 des **dotations aux AFC** (+69% en 2022) lors de la fin du programme ADELE.

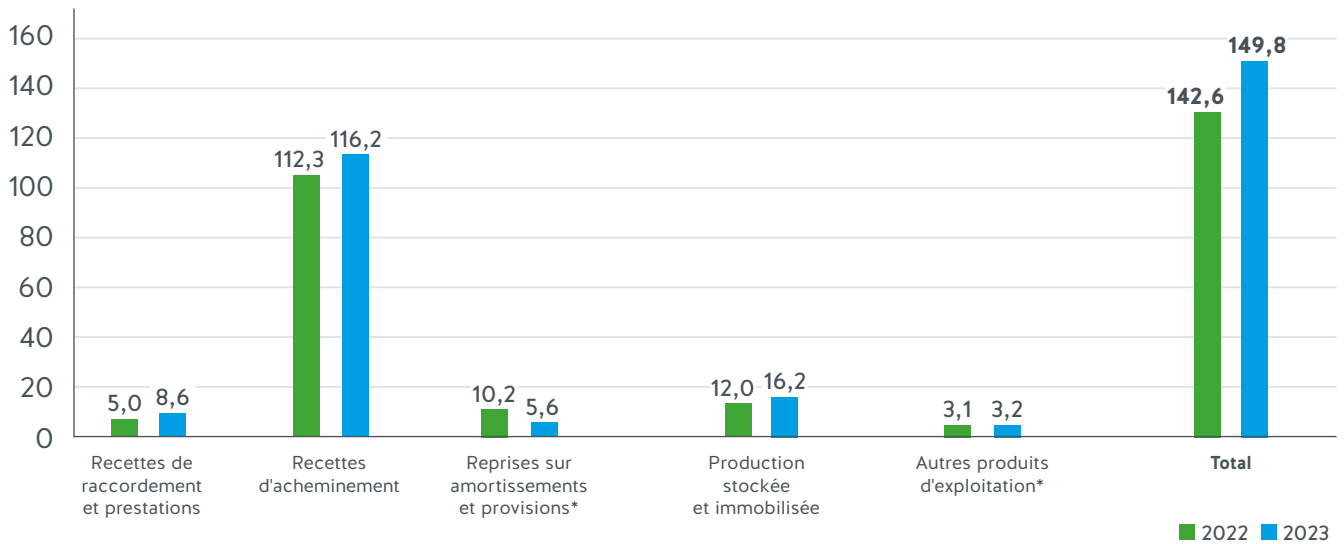
En outre, la volatilité des résultats et la sensibilité des méthodes d'estimations des postes du compte d'exploitation amène à une certaine prudence dans leur lecture. En particulier, certains postes comme le coût de l'accès au réseau amont et la distinction entre production stockée et immobilisée (PSI) pourraient être précisés (dans les comptes sociaux nationaux d'Enedis, la valeur de la PSI de 2023 est partagée en 58% pour le « matériels » et 42% pour la « main d'œuvre »). Ainsi, une investigation plus poussée de ces présentations nouvelles du compte d'exploitation pourrait permettre d'avancer notamment sur les méthodes d'enregistrement des charges de maintenance préventive et curative ainsi que sur les flux des provisions et des amortissements.



Résultats d'exploitation 2023

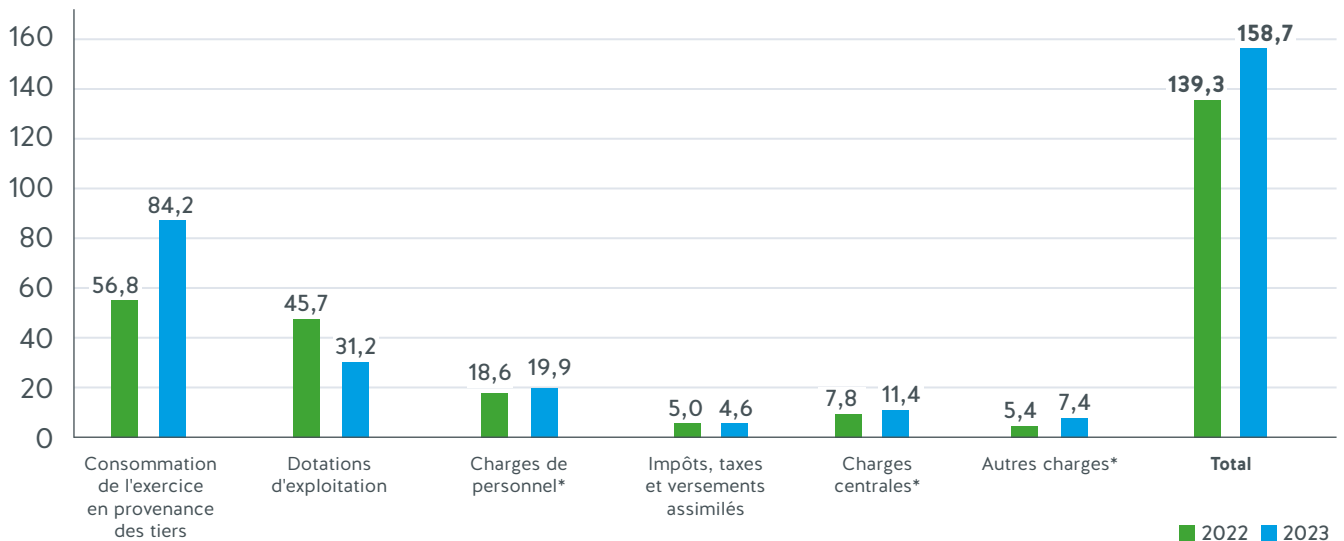


Évolution des produits d'exploitation en 2023 (en M€)



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

Évolution des charges d'exploitation en 2023 (en M€)



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

Redevances et participations en K€ perçues en 2023 au titre de la concession électricité

Fonctionnement	
R1	1 075
Accise sur l'électricité	13 242
Investissement	
R2	2 678
« Article 8 »	347
FACé	4 149

Extrait du rapport d'activité 2023 – Finances

Plusieurs évènements ont marqué l'année 2023 sur le plan financier :

- L'entrée en vigueur de la réforme de l'Accise sur l'électricité dénommée auparavant TCCFE puis TICFE. La perception de celle-ci relève désormais de l'État qui la reverse au SIEIL, ce dernier n'ayant plus à contrôler les fournisseurs. Si l'indexation de l'accise sur l'inflation permet de maintenir un dynamisme de recette à court terme, des questions demeurent quant au contrôle de l'assiette de

la taxe par l'État et aux modifications éventuelles, à long terme, des modalités de versement. Cela pourrait avoir un impact sur le montant perçu par le SIEIL d'autant que l'Accise constitue le premier poste de recettes.

- La mise en œuvre du nouveau contrat de concession pour la distribution publique d'électricité 2023-2052 incluant de nouvelles modalités de récupération de la Taxe sur la Valeur Ajoutée et un nouveau mode de calcul des redevances versées par Enedis (R1 et R2).

Évolution des dotations FACé

	FACé (en K€)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Renforcement	AB/AP	1 712	1 716	1 694	1 632	1 585	1 562	1 644	1 469
Dissimulation	C/CE	561	605	607	599	629	658	654	539
Sécurisation	S	784	787	782	774	795	-	-	
	SC	1 177	1 177	1 196	1 152	1 299	-	-	
	SN	-	-	-	-	-	1 937	1 998	1 733
Extension	AE/EF	428	429	423	408	396	348	307	408
	Total	4 662	4 714	4 702	4 565	4 704	4 505	4 603	4 149

6

Le domaine clientèle distributeur — en 2023

Les usagers de la concession

La concession continue de suivre un rythme d'évolution à la **hausse de son nombre d'usagers** (+1% en 2023 contre +0,9% en 2022) pour atteindre environ 279 000 usagers. La consommation électrique totale est à nouveau en forte baisse en 2023 avec -5,2% (et -5,3% l'année précédente), à la suite d'un hiver 2023 aussi peu rigoureux que le précédent. Cela est surtout dû aux résultats de nombreuses campagnes de sobriété énergétique ciblées alors que le système énergétique était sous tension (disponibilité réduite du parc nucléaire, sécurité d'approvisionnement de gaz naturel d'Europe de l'Est, hausses générales des tarifs, etc.).

Les usagers C5 représentent 63% de cette consommation totale en 2023 et les 958 usagers HTA, 25%.

La **consommation moyenne** d'électricité d'un usager BT<36 kVA de la concession est de 5,6 MWh/an en 2023, en baisse de -14% en 2 ans. À titre informatif, la moyenne nationale calculée par le prestataire AEC pour 93 AODE est de 4,8 MWh/an (avec un minimum de 3,3 et un maximum de 6,4 MWh/an/us.). Les écarts sont très variables par département en fonction des taux de pénétrations et d'usages des autres énergies pour le chauffage (gaz, fioul, bois, réseau de chaleur, etc.).

Entre 2022 et 2023, la forte baisse des volumes consommés conjuguée aux augmentations des grilles tarifaires induit une hausse des **recettes totales d'acheminement** de +3 M€ HT, soit +2,5% en 2023 (contre -2,3 M€ l'année antérieure). Pour rappel, le TURPE 6 HTA/BT est entré en vigueur en août 2021 pour une durée de 4 ans. Le TURPE 7 entrera en vigueur en août 2025 mais un premier mouvement tarifaire a été anticipé au 1^{er} février 2025.

Les **producteurs** y compris les auto-consommateurs représentent 6 105 installations, en forte augmentation en nombre (+31%) et en puissance (+18%). Les producteurs **photovoltaïques** représentent 99,3% du nombre d'installations raccordées au réseau de distribution (HTA ou BT) d'Enedis.

La puissance totale s'établit à 191 MVA à fin 2023 selon la répartition suivante :

- 65% pour les installations photovoltaïques ;
- 35% pour les « autres ».

Enedis explique que les auto-consommateurs sont censés déclarer leurs productions. Toutefois, le formulaire à remplir est introuvable sur le site Enedis. Il semble qu'il y ait un écart entre le principe théorique et la pratique possible.

Le prestataire AEC attire également l'attention sur l'augmentation des confusions de vocabulaires entre producteurs en revente en totalité ou revente en plus, ou auto consommateur ou auto producteur. Des clarifications vont être nécessaires dans le CRAC et les données de contrôle.



Les raccordements

À partir du 20 juillet 2023, le **barème de raccordement** dans sa version 7, succédant au 6.2, est entré en vigueur.

Le volume de **raccordements en soutirage** (tous segments confondus) est en hausse de +7,2% en 2023 avec 1 839 raccordements réalisés, soit 124 de plus que l'année précédente.

De même, la tendance est à la forte hausse pour les **raccordements en injection** avec +119,6% en 2023 et 1 241 nouvelles installations de productions raccordées au réseau, tous segments confondus.

Enedis communique désormais une nouvelle donnée dans le CRAC. Il s'agit de la puissance cumulée des producteurs raccordés dans l'année. Cette dernière a fortement augmenté entre 2022 et 2023 (+35%), passant de +22 MW à +29 MW, traduisant notamment la dynamique de raccordements HTA et BT > 36 kVA.

De 2022 à 2023, les délais moyens de production d'un devis de **raccordement (raccordements BT<36 kVA sans adaptation) pour les soutirages** sont en baisse de 2,5 à 1,2 jours. **Pour les injections**, ces mêmes valeurs passent de 1 à 0,04 jour.



La liste détaillée des raccordements reste toujours inaccessible. Elle permettrait cependant à l'AODE d'auditer plus en détail cette activité.

À ce propos, Enedis précise que les éléments disponibles sont dans les affaires fournies avec le CRAC, que la liste exhaustive des raccordements terminés dans l'année est communiquée dès lors qu'il existe un audit spécifique sur un échantillon de dossiers de raccordements. Cette réponse n'est pas satisfaisante.



La qualité de service

Le nombre de **réclamations** des clients faites au distributeur était en forte baisse sur un an de -35% en 2022 (soit -790 réclamations). En 2023, ce volume a atteint 1 17 réclamations, soit, cette fois-ci, une hausse de 9%. La concession présente désormais un ratio de réclamations par usager de 58 réclamations pour 10 000 usagers, comparable à la moyenne calculée par le prestataire AEC de 56 réclamations pour 10 000 usagers.

La quasi-totalité des segments augmente :

- Les réclamations relatives à l'accueil sont en hausse de 25% (+6 réclamations) ;
- Celles sur les raccordements de 33% (+ 33 réclamations) ;
- Celles concernant les interventions techniques de 8% (+20 réclamations) ;
- Celles concernant la relève/facturation de 7% (+ 51 réclamations) ;
- Celles sur la qualité de fourniture 10% (+ 33 réclamations).

À l'inverse, seule une thématique de réclamations a diminué, les réclamations relatives à la pose des compteurs Linky avec -24% (-4 réclamations).

Depuis 2014, les réponses aux réclamations sont visées sous 15 jours maximum. En 2023, ce taux de réponse dans les délais est de 97,5%, en légère baisse de -0,5 point en un an. Depuis 2017, il faut préciser que cet indicateur prend

en compte les réclamations relatives au déploiement des compteurs Linky.

Pour mémoire, la publication de la loi « **Brottes** » a modifié les processus de gestion des impayés durant l'année 2013. Désormais plus aucun client ne peut être coupé durant la trêve hivernale du 1er novembre au 31 mars. Pendant cette période, en cas d'impayés, les clients non-protégés (les clients protégés étant ceux bénéficiaires d'une aide FSL ou du Chèque Énergie) voient leur **puissance réduite** à 2 000 ou 3 000 W selon leur puissance souscrite. Et pour les clients protégés, le processus est à l'arrêt jusqu'à la sortie de la trêve. Hors **trêve hivernale**, tous les usagers peuvent être coupés pour impayés, mais pour les clients protégés, les délais intermédiaires sont plus longs.

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

Selon les données d'Enedis, le nombre de **coupures effectives pour impayés** réalisées en tant que GRD, et pour le compte de tous les fournisseurs, a diminué de -47% en 2023, après une baisse de -58% en 2022.

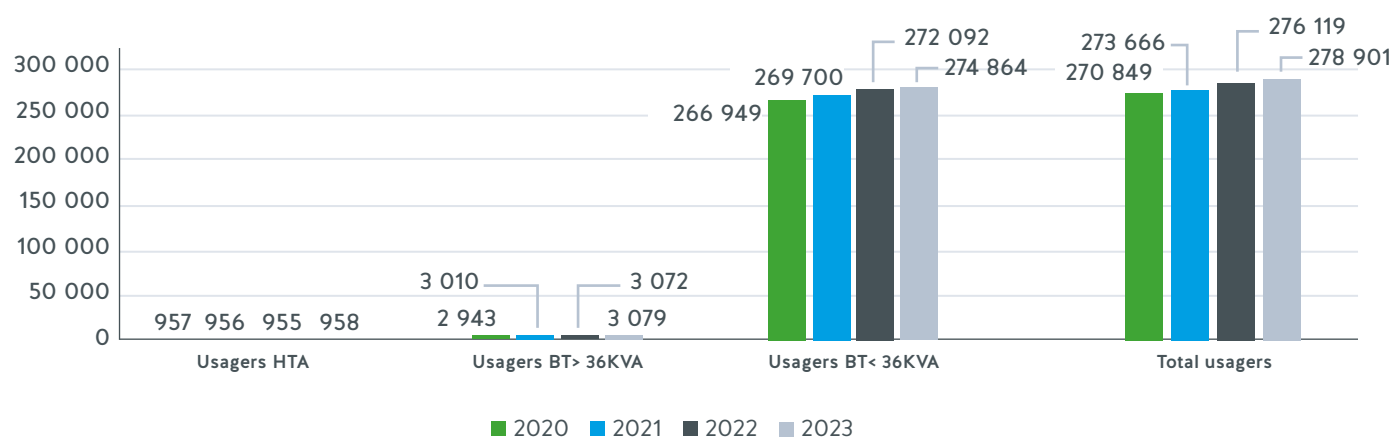


En ce qui concerne les « mesures de la satisfaction », le concessionnaire suit désormais principalement le taux de PDTS (Pas Du Tout Satisfait). Or les données de contrôle ne sont pas présentées ainsi mais avec des taux de Très et Assez satisfaits. Il est indispensable que les types de mesures les plus récentes soient transmis à l'AODE avec le détail par catégorie de prestations enquêtées.

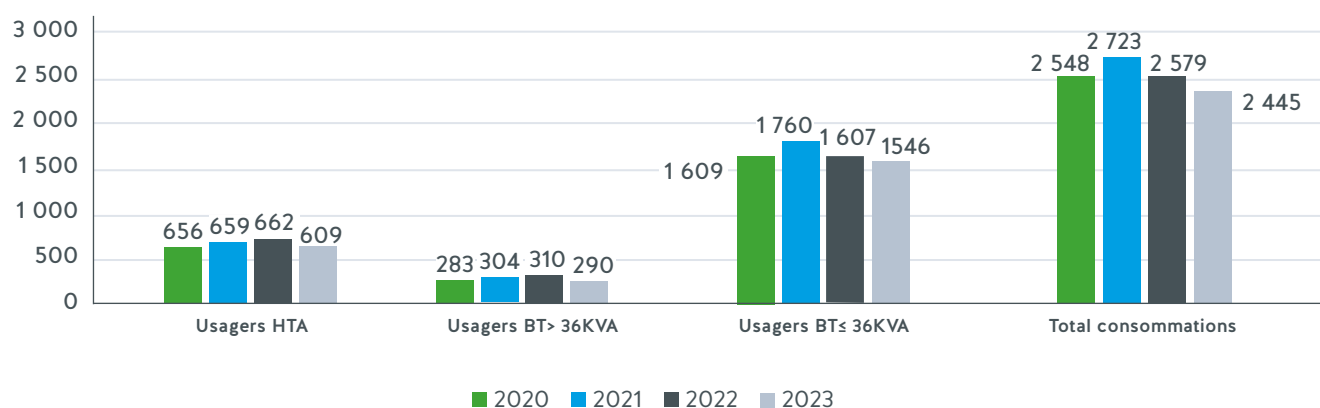
Enedis a répondu que ce niveau de détail n'est pas prévu au contrat et que ces informations sont donc absentes des fichiers. Mais cette réponse n'est pas satisfaisante.



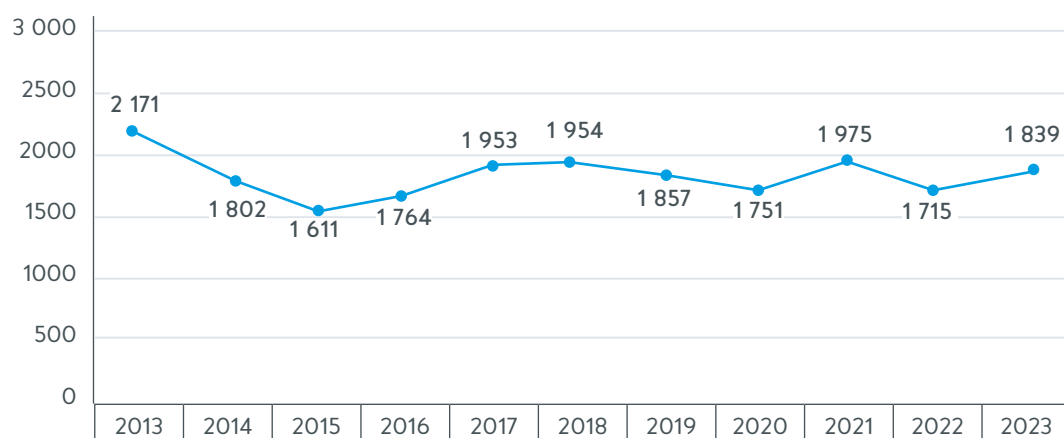
Évolution du nombre d'utilisateurs BT et HTA sur la concession



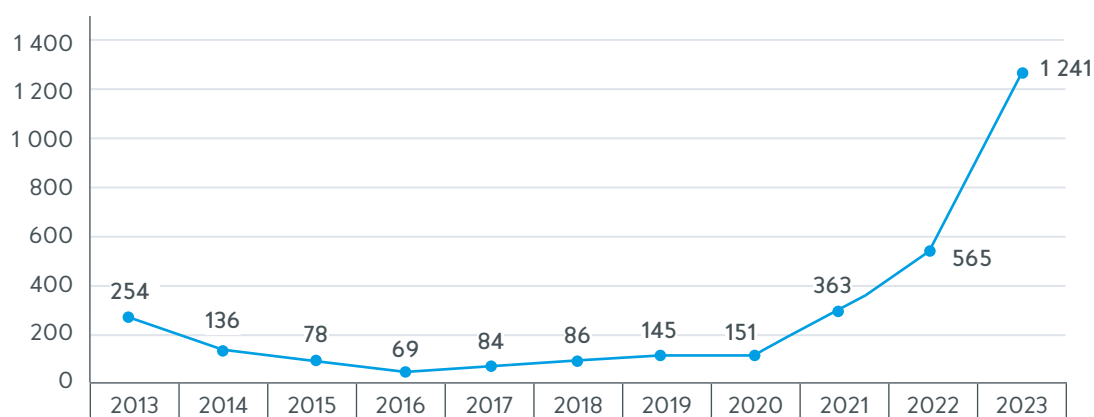
Évolution des consommations des utilisateurs (en GWh)



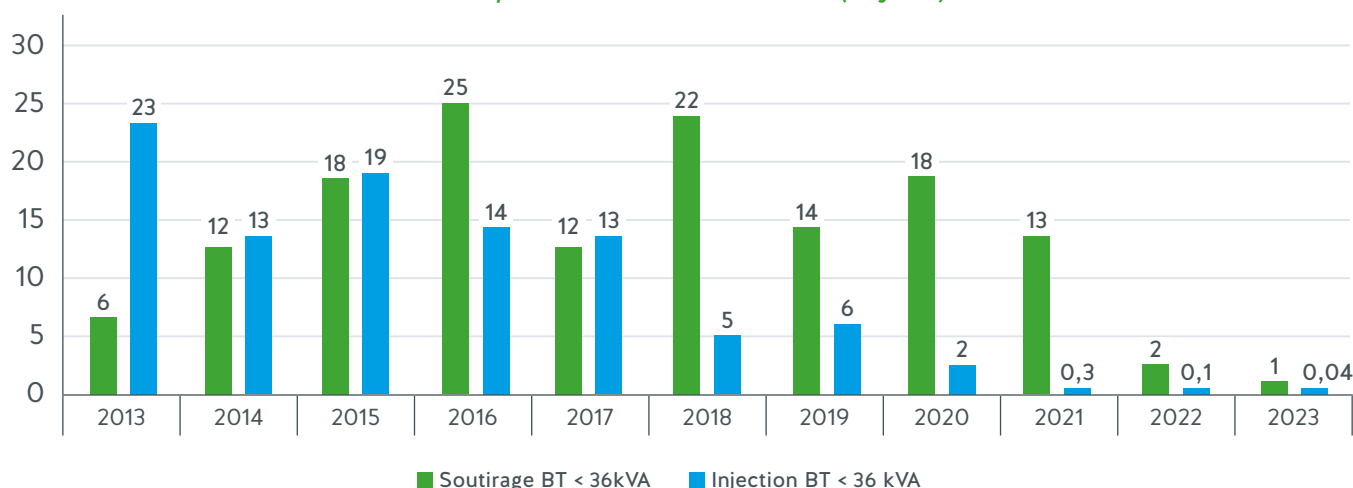
Évolution du nombre de raccordements HTA et BT en soutirage



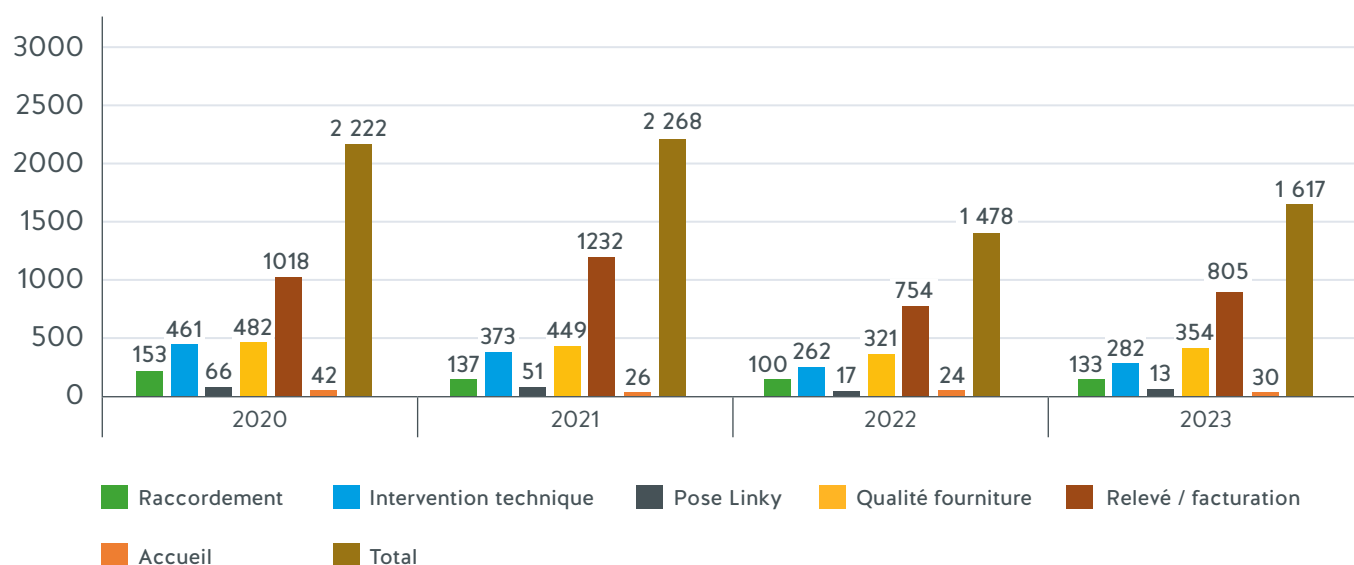
Évolution du nombre de raccordements BT en injection



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



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



7

Le domaine clientèle fournisseur — en 2023

L'évolution du nombre d'utilisateurs, Tempo et boucliers tarifaires

En 2023, comme en 2022, l'érosion du nombre **d'utilisateurs bénéficiant d'un TRV** (Tarifs Réglementés de Vente) s'est fortement ralentie pour les Tarifs Bleus avec une baisse annuelle de -1,5%.

Années	Taux d'évolution annuelle du nombre d'utilisateurs aux Tarifs Bleus de la concession	Taux d'évolution moyen annuelle du nombre d'utilisateurs aux Tarifs Bleus (statistiques AEC, 79 AODE) [min ; max]
2023/2022	-1,5%	-1,5%
2022/2021	-0,8%	-0,8%
2020/2019	-6,0%	-4,5%

Avec la fin de certains TRV pour les clients non résidentiels, l'évolution de l'année 2021 n'est pas prise en compte dans le comparatif précédent.

Ce ralentissement est principalement dû aux fortes tensions sur le marché de l'énergie, notamment aux fortes hausses appliquées par certains fournisseurs alternatifs en raison d'un marché de gros ayant atteint des pics records de prix du kWh. Les TRV ont été considérés pendant quelque temps comme une « valeur refuge ».

De plus, contrairement aux règles en vigueur, le fournisseur EDF a été autorisé par les pouvoirs publics à faire la **promotion de l'offre « Tempo »** des TRV permettant des gains pour le client et un effacement diffus sur les réseaux. Et depuis le 1^{er} février 2023, l'offre tempo est désormais accessible **aux clients ayant 6 kVA** de puissance souscrite.

Sur la concession, le nombre de clients « Tempo » a augmenté de +95% entre 2022 et 2023, passant de 3 188 à 6 210 contrats dont 1 189 nouveaux « Tempo » avec 6 kVA de puissance souscrite (soit 19% des nouveaux « Tempo » de 2023).

EDF a précisé que la dérogation pour faire la publicité de l'option « Tempo » des TRV a duré de juillet 2022 à décembre 2023.

À fin 2023, près de 58% des utilisateurs de la concession ont conservé un contrat TRV. Ce taux a baissé seulement de -1,5 point en un an. Au total, ce taux a baissé de 30 points en 8 ans.

Depuis le 1^{er} janvier 2021, la **suppression de certains TRV** a concerné « l'ensemble des consommateurs finals non domestiques qui emploient **10 personnes ou plus**, et/ou dont le chiffre d'affaires, les recettes ou le total de bilan annuels excèdent **2 M€** ».

Ainsi, les utilisateurs au TB non résidentiels ont été principalement concernés mais aussi certains utilisateurs aux tarifs jaunes et verts.

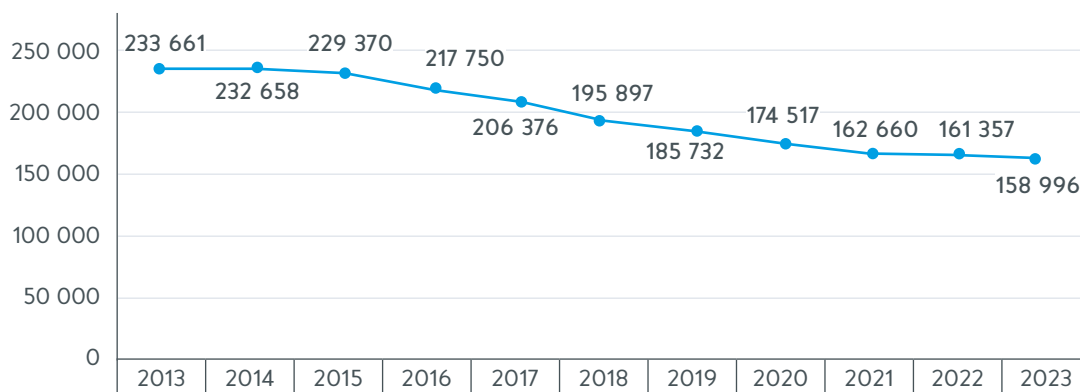
Tous les clients qui n'ont pas fait le nécessaire ont été basculés en CST (Contrat de Sortie de Tarif) que seul EDF peut gérer. Ce tarif n'appartient pas aux TRV et doit devenir progressivement et théoriquement désavantageux pour les utilisateurs afin de les inciter à choisir une offre de marché.

Aucune information n'est disponible sur les CST, EDF ayant répondu que le CST ne correspondant pas à un tarif réglementé, il n'y aurait pas de communication sur cette information.

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

À fin 2023, il reste sur la concession encore 6 clients aux tarifs jaunes (-3 sur un an) et 40 clients aux tarifs verts (-10 sur un an).

Évolution du nombre d'usagers TRV sur la concession

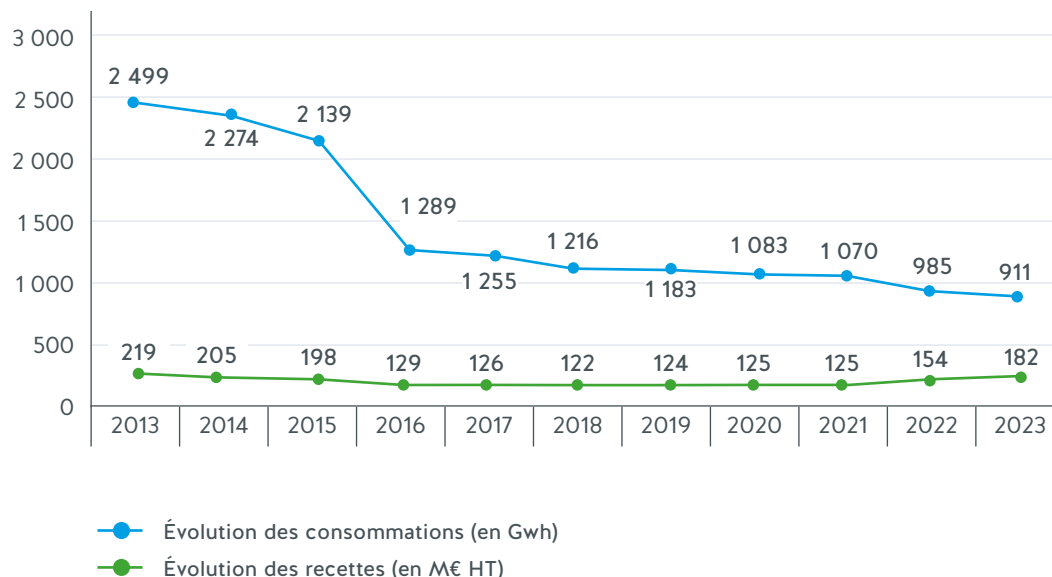


La **consommation** totale des clients aux TRV a baissé en 2023 de -7,5%. Cela est la résultante, d'une part, de la baisse du nombre total de clients aux TRV, et aussi, d'autre part, des **baisses unitaires de consommation moyenne par usager**. Sur la concession, celle-ci est passée de 5,9 MWh/client tarif bleu en 2016, à 5,7 MWh/client tarif bleu en 2023.

En revanche, et inversement aux 2 baisses évoquées précédemment, la **recette totale** de fourniture a fortement augmenté de **+18%** en 2023 (en € HT) après celle de 2022

de +23%, notamment à la suite des hausses des grilles tarifaires des TRV. Toutefois, les pouvoirs publics avaient plafonné cette hausse à **+4% en € TTC du 1^{er} février 2022 au 31 janvier 2023, puis à +15% en € TTC le 1^{er} février 2023 et enfin à +10% en € TTC le 1^{er} août 2023**. Depuis 2022, la mise en place de boucliers tarifaires par l'État permet de lisser les tarifs d'électricité dans le temps et d'éviter de trop fortes augmentations des factures des clients aux TRV.

Usagers aux TRV Évolution des consommations (en GWh) et des recettes (en M€ HT)



Selon les ratios calculés pour cette concession, le kWh d'électricité d'un usager au **Tarif Bleu** (TB) est de près de 20 c€ HT en 2023, contre 16 c€ HT en 2022 et 10,5 c€ HT en 2019 (dernière année avant la crise COVID19), soit une hausse en 4 ans de +90% en € HT.

EDF a été sollicité afin de transmettre également les recettes en € TTC afin que l'AODE puisse avoir une double lecture, avec et sans les taxes, des coûts et des évolutions supportés par les usagers. Le concessionnaire a indiqué que cette demande a été remontée aux instances nationales du fournisseur.



En 2022, le **taux de réussite aux appels téléphoniques** était en forte diminution par rapport à 2021 (-4,2 points) à la maille nationale. Il s'agissait de la 3^e année de baisse consécutive. Le traitement par les plateformes régionales d'écoute n'est pas effectué en fonction des territoires d'appels mais avec une répartition nationale des flux d'appels. EDF avait alors expliqué que cette forte baisse de ce taux était liée à des vagues très importantes de volume d'appels sur des durées très courtes, en fonction des annonces gouvernementales.

En 2023, comme annoncé l'année passée, EDF a pu redresser cet indicateur, avec 88,4% des appels qui ont pu être traités, soit une hausse de +10,6 points, et un niveau maximum atteint depuis 9 ans.

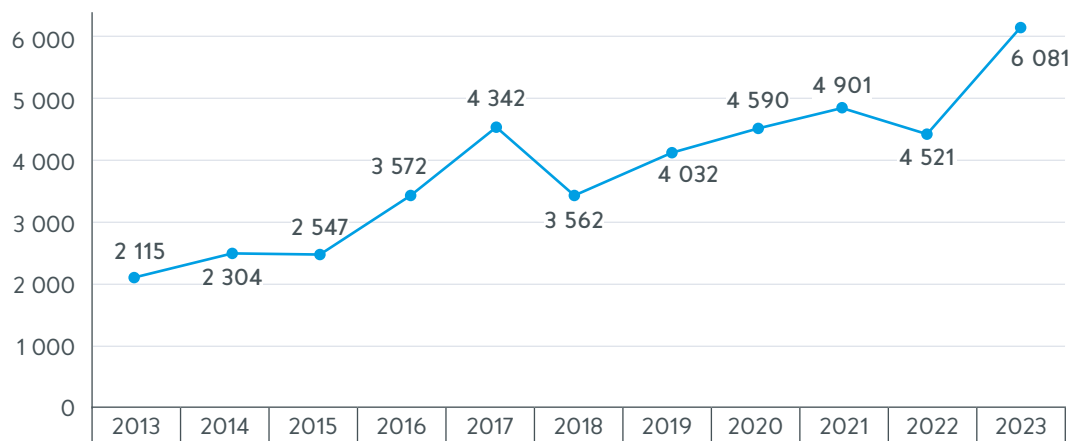


Conformément aux attentes formulées par les AODE les années précédentes, depuis l'exercice 2023, EDF transmet désormais le temps moyen d'attente téléphonique dans les données de contrôle. Ce temps est de 2 min. et 50 sec. en 2023, soit un gain de presque 1 minute par rapport à l'année précédente.

Les réclamations traitées par EDF

Le volume total de **réclamations** traitées par EDF est de nouveau à la hausse en 2023 par rapport à 2022 avec +35% pour atteindre 6 081 réclamations.

Évolution du nombre de réclamations écrites traitées par EDF (tarifs Bleu Résidentiel)



Le prestataire AEC a comparé cette forte hausse aux autres concessions. Sur la même période 2023/2022, sur un total de 79 AODE, la hausse moyenne annuelle est de +35%, comparable donc à celle du SIEIL (avec une fourchette nationale de [+9% ; +64%]).

Pour rappel, depuis 2016, les volumes de réclamations faites par mail sont comptabilisés par EDF dans les données de contrôle avec celles faites par courrier. Et, depuis mai 2017, c'est désormais le cas pour celles faites par Internet par les clients (AEL : Agence En Ligne). Ce

périmètre de mesure s'est ainsi grandement élargi. De plus, les canaux digitaux facilitent largement le passage à l'acte pour réclamer sur le champ, contrairement au courrier auparavant. En 2023, près de 87% des **réclamations sont faites par mail ou Internet**. Cette proportion est quasiment stable entre 2021 et 2023, alors qu'elle était en hausse rapide avec +47 points entre 2016 et 2020.

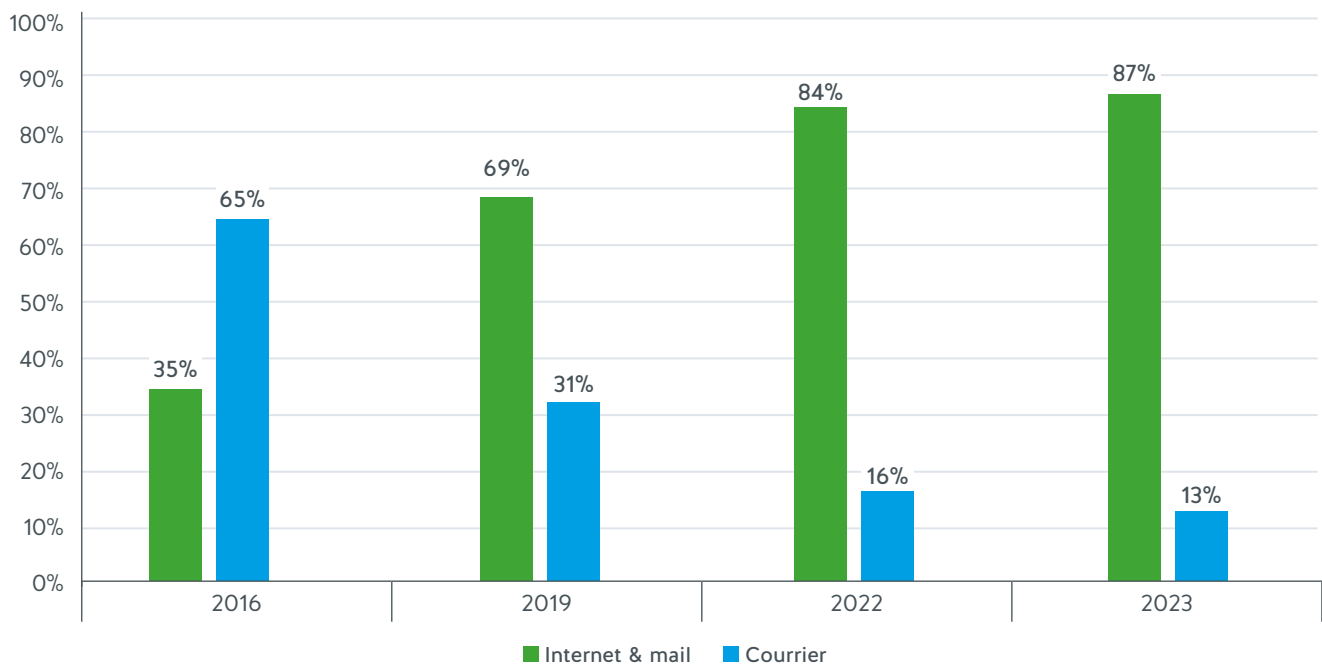
En 2023, la concession, avec 383 réclamations pour 10 000 clients au tarif bleu, se situe toujours au-dessus de la moyenne du prestataire AEC de l'ordre de 370.



Le fournisseur EDF ne communique toujours pas les volumes de réclamations orales, mais uniquement les volumes de réclamations écrites. De plus, seules les réclamations des clients bleus résidentiels sont comptabilisées. Ainsi, celles des clients bleus non résidentiels sont toujours manquantes. Les réponses apportées en séance par EDF sur l'impossibilité de mesurer les volumes de réclamations orales sont entendues. Il n'empêche que l'autorité concédante reste aveugle sur cet aspect et sur ce qu'il se passe sur son territoire.



Évolution de la répartition des réclamations écrites par supports (uniquement usagers TBR)

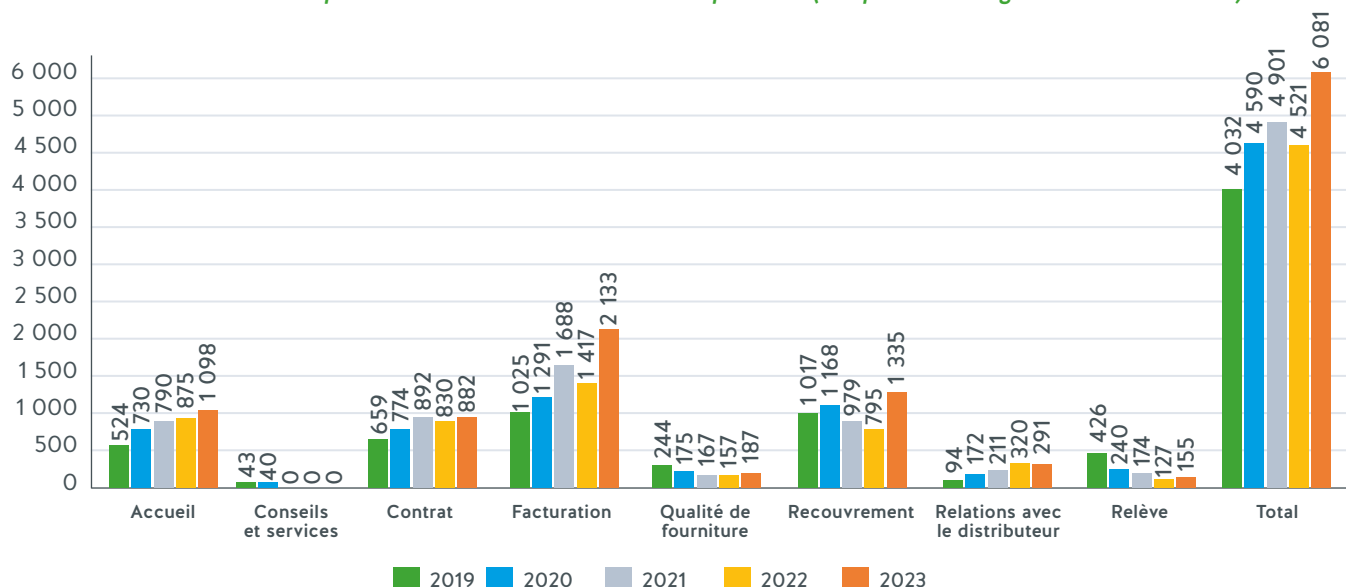


Contrairement à la liste des réclamations de 1^{er} niveau traitées par EDF, le fournisseur ne communique toujours pas la liste de réclamations traitées en instance d'appel. EDF indique communiquer à l'autorité concédante la liste des réclamations écrites de 1^{er} niveau dans le but de lui permettre de constituer un échantillon de réclamations pour l'ouverture des dossiers concernés. EDF ne souhaite pas reproduire cette démarche avec les réclamations en instance d'appel.



- Les réclamations relatives à la **facturation** rassemblent la plus grande part avec 35% du total et sont en hausse de +51% ;
- Les réclamations sur le **recouvrement** regroupent 22% du total et sont en très forte hausse avec +68% ;
- Les réclamations sur l'**accueil** rassemblent 18% du total et sont en hausse avec +25% ;
- Hormis la thématique **relations avec le distributeur** avec -9%, toutes les catégories de réclamations sont en hausse sur la concession.

Évolution de la répartition des réclamations écrites par item (uniquement usagers Bleu Résidentiel)



La hausse des réclamations relatives à la **facturation** est principalement liée à des contestations de consommations relevées (+37% ; +340 réclamations), aux montants des mensualisations (+191% ; +203 réclamations) et à des motifs de compréhension de factures (+107% ; +115 réclamations).

L'augmentation des réclamations relatives au « **recouvrement** » est principalement liée aux modes de paiement (+59% ; + 386 réclamations) et aux relances sur impayés (+141% ; +103 réclamations).

Depuis 7 ans, le taux de réponse sous 30 jours aux réclamations par EDF est quasiment stable et est compris entre 94,3% et 95,6%.

Dans les indicateurs de contrôle, le fournisseur EDF calcule le taux de réclamation sous 30 jours, avec un délai calendaire. Mais le délai moyen de réponses aux réclamations est un délai en jours ouvrés, ce qui peut créer des incohérences de lecture. Il a été suggéré au fournisseur de retenir un unique type de calcul de délai pour ces 2 indicateurs.



Les usagers aux TRV en difficultés financières

Au 31 décembre 2023, EDF a reçu 12 590 **chèques énergie « annuel »** de la part de ses clients, en hausse de +0,4% par rapport à 2022. Le taux de bénéficiaire est en hausse avec +0,4 point sur un an.

Il convient de rappeler qu'à fin 2017, 12 198 clients bénéficiaient du **TPN**. Ainsi, à fin 2023, le nombre de bénéficiaires du chèque énergie sur la concession est supérieur au nombre de bénéficiaires du TPN, notamment en raison d'un élargissement des conditions d'éligibilité.

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

En l'état actuel des textes, les AODE compétentes pour contrôler les tarifs sociaux ne le sont plus pour le chèque énergie. Les résultats sont ainsi transmis par EDF à titre informatif et pour permettre la connaissance des AODE sur un sujet délicat qu'est la précarité énergétique.

Contrairement aux 2 années précédentes, il n'y a pas eu de « chèque énergies exceptionnel » en 2023. Toutefois les millésimes de 2022 étaient toujours utilisables en 2023.

Selon les données d'EDF, le **montant moyen du chèque énergie** est de 130 € en 2023 à la maille concession. Cela représente sur le territoire plus de 1,7 M€ de chèques énergie crédités.

Depuis 2023, le plafond du Revenu Fiscal de Référence (RFR) donnant droit au chèque énergie est désormais de 11 000 € par an, **soit une hausse de +200€ du plafond par rapport à 2022**, pour une personne vivant seule et de 23 100 € pour un couple avec deux enfants (soit 2,1 UC - Unité de Consommation).

Il existe 12 montants de chèques énergie en fonction de la composition familiale et des plafonds de revenus. Ces montants varient entre 48 € et 277 € et **ils n'ont pas évolué depuis 2019**. Les chèques « annuels » sont envoyés aux bénéficiaires durant le mois d'avril.

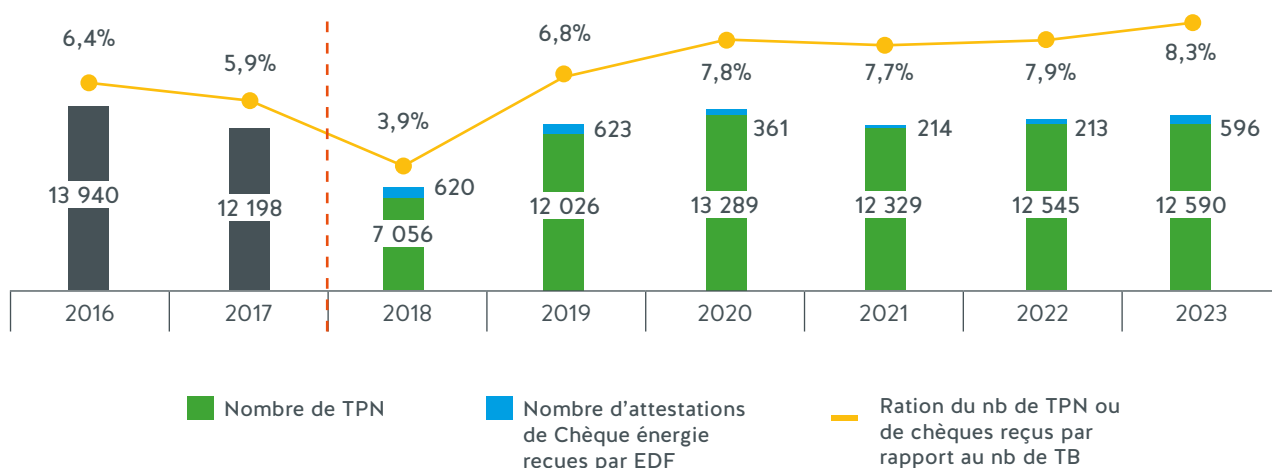
Une étude nationale de l'ONPE (Observatoire National de la Précarité Énergétique) indique que depuis 5 ans (2019 à 2024), le **taux d'utilisation des chèques énergie stagne à 80%**.

Depuis le 1^{er} octobre 2022 et après une expérimentation nationale de 7 mois chez 5 000 usagers, le **service gratuit « InfoWatt »** d'EDF est proposé à tous les bénéficiaires du chèque énergie. Il s'agit d'une « clé Wifi » qui s'installe sur le compteur Linky et qui permet avec une application sur Smartphone de suivre la consommation instantanée du logement (en € et en kWh) avec un décalage d'une heure. Ce service est obligatoire pour tous les fournisseurs et remplace « les afficheurs déportés » qui n'ont jamais été déployés depuis la Loi TECV de 2015. **EDF précise toutefois que le matériel « InfoWatt » est envoyé uniquement aux ayants droit qui en font la demande et non à tous les bénéficiaires du chèque énergie.**

Sur la concession en 2023, 315 clients particuliers d'EDF ont souscrit la solution Info Watt (soit +246% sur une année) dont 160 l'ont utilisé au cours des 12 derniers mois.



Évolution du nombre de bénéficiaires du TPN puis chèque énergie à fin d'année

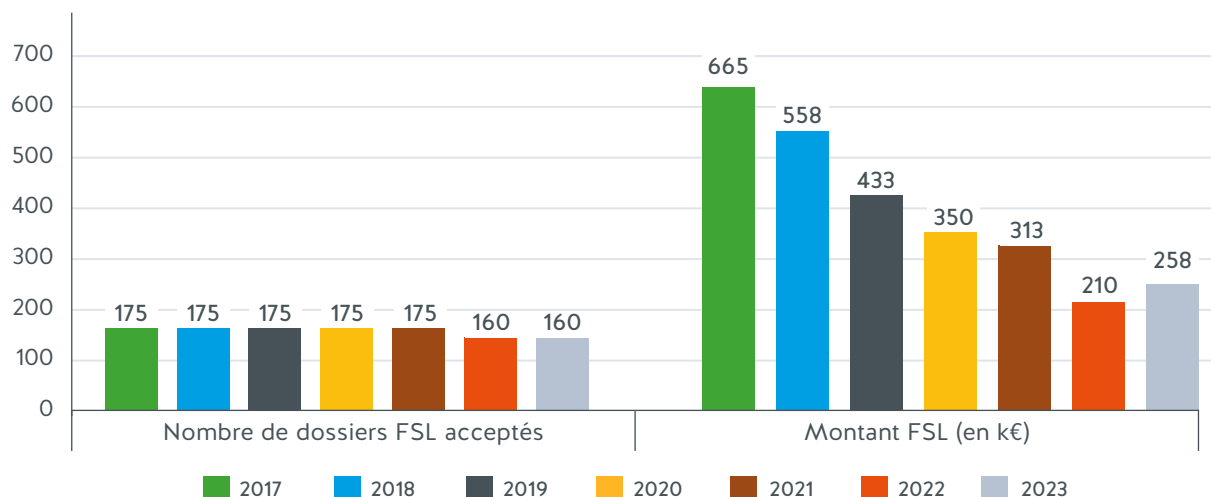


Le **Fonds de Solidarité pour le Logement (FSL)** est un montant alloué par EDF au Conseil Départemental (CD). Ce dernier est de 160 k€ en 2023, un montant similaire à celui de 2022. Le Conseil Départemental est le gestionnaire du FSL pour le département et le décideur des attributions des aides. Ainsi, le rôle de EDF est de contribuer au financement de ce Fonds et de communiquer des informations à la demande des travailleurs sociaux.

Le nombre de dossiers aidés pour des clients d'EDF poursuit une tendance à la baisse régulière entre 2017 et 2022 en passant de 665 à 210 entre 2017 et 2022. Ce nombre repart à la hausse en 2023 avec 258 dossiers aidés.

En 6 ans, le nombre de dossiers FSL pour des clients d'EDF a été divisé par 2,6. Cette évolution est difficilement interprétable car le contrôle de concession ne permet pas d'accéder aux chiffres relatifs aux volumes de dossiers aidés pour les clients des fournisseurs alternatifs.

Évolution du montant alloué par EDF au FSL et du nombre de dossiers aidés



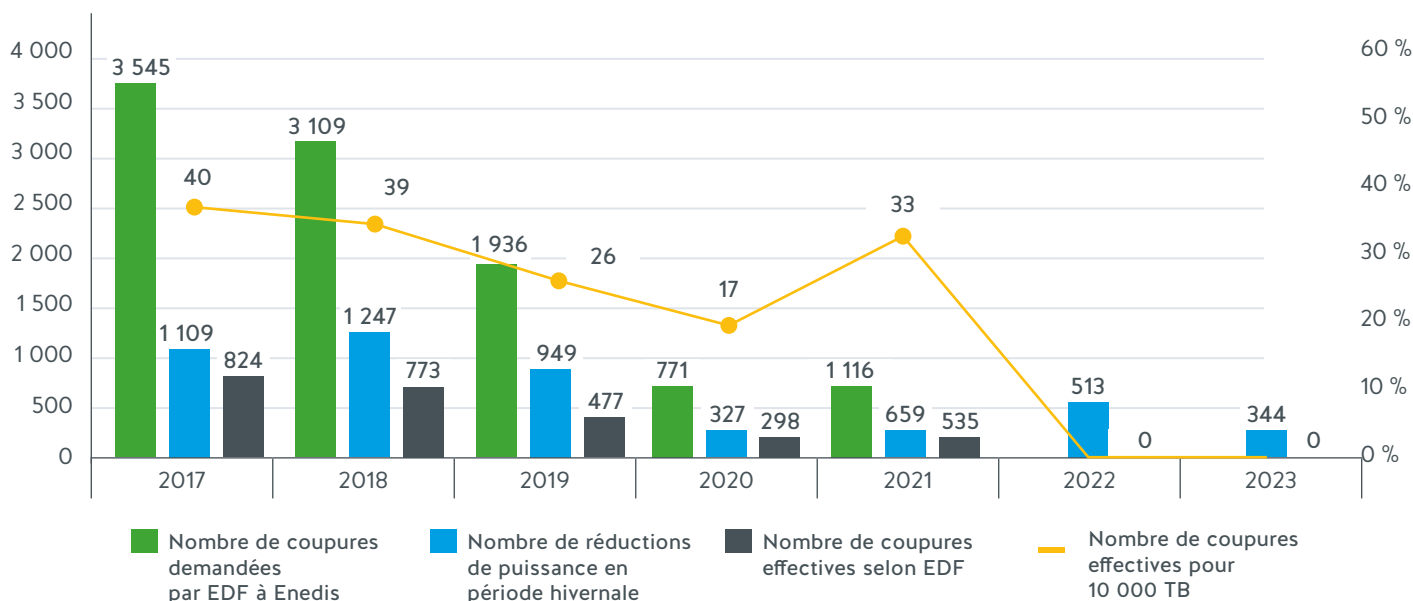
En dehors du cadre du contrôle de concession, il serait opportun pour l'AODE de se rapprocher du CD afin d'analyser les observations sur cette baisse du nombre de dossiers aidés apparaissant dans les chiffres d'EDF et savoir s'il existe une difficulté plus globale de cette aide ou s'il s'agit de redirection des aides vers d'autres sujets du logement que l'électricité.

En outre, des révisions des règlements intérieurs des FSL pourraient être envisagées.

Depuis 2022, EDF ne demande plus de **coupages pour impayés** mais uniquement des réductions de puissance. Pour rappel, en 2021, les coupures pour impayés avaient concerné près de 0,3% des clients aux TRV de la concession. En 2022 et 2023, le nombre de coupures pour impayés est effectivement nul.

Ainsi, le nombre de **réductions de puissance** est de 1 636 en 2023 (1,0% des usagers). Parmi elles, 344 sont des réductions de puissance hivernale de 2 ou 3 kVA durant **la trêve hivernale** (du 1^{er} novembre au 31 mars).

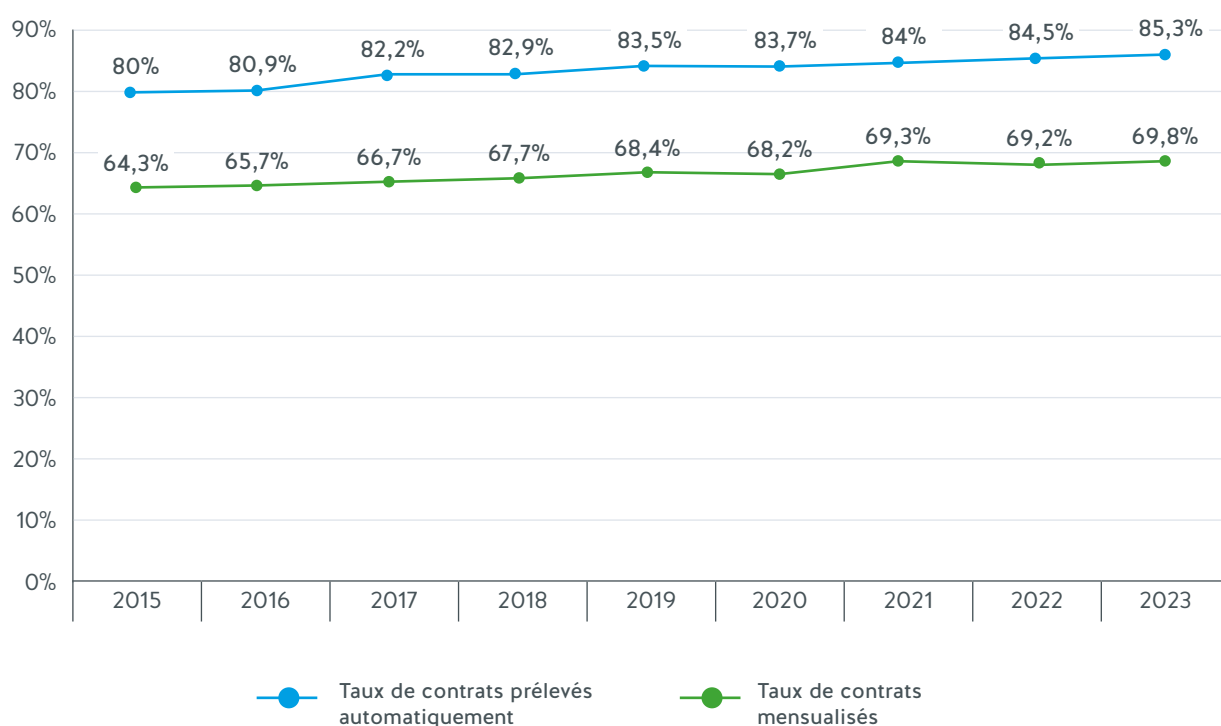
Évolution des réductions de puissance et des coupures effectives pour impayés à la demande du fournisseur EDF



Les facilités de règlement des factures pour les usagers aux TRV

En amont, en mesure d'accompagnement, notamment pour prévenir le risque d'impayés et de limitation de puissance, EDF propose aux usagers des rythmes de facturation adaptés à leurs besoins avec des modalités de paiement souples et personnalisées. Parmi les solutions, la mensualisation permet à l'utilisateur de lisser son budget sur l'année sans tenir compte des variations saisonnières de sa consommation.

Évolution des taux de contrats au TBR mensualisés et prélevés automatiquement à la maille concession



Synthèse des points de vigilance 2023 et perspectives



• L'inventaire HTA et les zones PAC – pages 5 et 13

Il convient de souligner la transmission de nouvelles données, conformément aux besoins de l'AODE exprimés antérieurement. Le SIEIL bénéficie désormais d'un inventaire HTA intégrant les linéaires de réseaux situés en zone PAC, et par type de risques (bois, vent et neige et givre) en accompagnement des réponses aux questions complémentaires. En 2023, et pour la 1^{ère} fois, le SIEIL bénéficie de ce niveau de détail. C'est un point de satisfaction de cet audit. Il sera nécessaire d'obtenir ce détail chaque année.

• Le renouvellement des réseaux HTA – page 12

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

• L'inventaire des équipements des postes HTA/BT – page 15

Toutefois le concessionnaire a présenté son programme « Data Poste » qui permet la collecte de données lors des déploiements des concentrateurs dans les postes HTA/BT et les intégrer au SIG. Les exploitants et des prestataires compléteront progressivement l'inventaire en délibéré. À fin 2023, le taux de postes HTA/BT de la DR Centre-Val de Loire dont les équipements sont

inventoriés par « data-postes » était de 95,5% pour les postes créés ou modifiés depuis les 12 derniers mois. Les postes H61 et les postes compacts ne sont pas concernés par cet inventaire car les concentrateurs ne peuvent pas être installés dans le poste.

• L'indicateur de la qualité de distribution – page 17

L'indicateur relatif à la qualité de distribution baisse encore cette année avec 15 % des doléances c'est-à-dire 8 nouvelles réclamations (9 dossiers soit 20 % en 2022). L'AODE et son concessionnaire ne peuvent que se satisfaire de l'évolution favorable de cet indicateur répondant à une des préoccupations majeures du SIEIL.

• Les coordonnées GPS des incidents HTA – page 20

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

• Le temps moyen d'attente téléphonique – page 41

Conformément aux attentes formulées par les AODE les années précédentes, depuis l'exercice 2023, EDF transmet désormais le temps moyen d'attente téléphonique dans les données de contrôle. Ce temps est de 2 min. 50 sec. en 2023, soit un gain de presque 1 minute par rapport à l'année précédente.



• Pour l'exercice 2023, les principales données manquantes sont les suivantes (liste non exhaustive) – page 5

- Les numéros d'immobilisation principale et subsidiaire dans les fichiers comptables de retraits et mises en immobilisation annuels, information pourtant obtenue sur d'autres concessions ;
- Les références d'affaires « IEP » dans les fichiers comptables de retraits et mises en immobilisation annuels, afin de pouvoir rassembler les numéros d'immobilisation comptables et les références d'affaires techniques, et aussi permettre à la Collectivité les affaires sous sa maîtrise d'ouvrage ;
- Le critère B évité par les opérations de pose de GE et TST (fichier ETINC 05g) ;
- Le fichier CAPEX s'est bien amélioré, mais il reste important que le type d'affaires existant dans les outils d'Enedis soit ajouté (il s'agit d'une sorte de sous-catégorie détaillant plus finement la catégorie « Nome 3 ») ;
- La liste des raccordements terminés dans l'année reste inaccessible. La version transmise est insuffisante et ne permet pas de suivre plus en détail les jalonnements et les délais associés ;

- Le détail des codes GDO des départs BT dans la liste des interruptions de fourniture sur le réseau BT ;
- Les inventaires des élévations de tension en HTA et en BT ;
- La transmission pour la mesure de la satisfaction des taux de PDTs dans les données de contrôle, de manière analogue à ceux présentés durant l'audit sur site.

• Les réponses aux questions complémentaires – page 6

Préalablement à toute analyse, il importe de noter que les réponses aux questions complémentaires fournies par le concessionnaire Enedis sont particulièrement succinctes et manquent de précisions, ne permettant pas d'éclairer pleinement les points soulevés lors du contrôle.

• Le modèle d'édition du CRAC pour le prochain exercice – page 6

Après analyse du CRAC 2023 par le prestataire AEC, il est attendu que le modèle d'édition du CRAC d'Enedis du prochain exercice contribue à un compte rendu exhaustif des points importants de la concession en ajoutant les indicateurs suivants :

- Dans la partie « Situation globale du réseau au 31 décembre 2023 - Réseau HTA (en m) » : ajout des linéaires totaux à fin d'exercice des réseaux HTA CPI en concession ;

- Dans la partie « Situation globale du réseau au 31 décembre 2023 - Réseau HTA (en m) » : ajout des linéaires totaux à fin d'exercice des réseaux HTA de faibles sections en concession ;
- Dans la partie « Situation globale du réseau au 31 décembre 2023 - Postes HTA-BT (en nb) » : ajout des quantités de transformateurs HTA/BT en concession ;
- Dans la partie « Charges à répartir » : ajout de la ligne « charges centrales » manquante.

• Les réseaux HTA souterrains dont les Câbles à isolation Papier Imprégné (CPI) – page 11

Un point d'amélioration en attente demeure : le linéaire total des CPI n'est toujours pas retranscrit dans le CRAC. S'agissant d'ouvrages ciblés prioritairement dans certains programmes, il devient indispensable que le CRAC en fasse état. Le concessionnaire précise sur ce sujet que les données fournies dans le cadre du CRAC sont définies dans l'annexe 1 du contrat de concession et que, néanmoins, les indicateurs cités peuvent être intégrés sur demande aux fichiers de contrôle.

• Le réseau HTA Faible Section – page 12

Un point d'amélioration en attente demeure, le linéaire total des HTA FS n'est toujours pas retranscrit dans le CRAC, s'agissant d'ouvrages ciblés prioritairement dans certains programmes, il devient indispensable que le CRAC en fasse état. La position d'Enedis est identique à la remarque concernant le linéaire de CPI.

• L'inventaire technique des ouvrages BT – page 14

Il est rappelé que les données transmises pour les ouvrages BT en tant qu'inventaire technique, ne sont pas un véritable inventaire. En effet, les informations communiquées sont une compilation des linéaires par commune, par millésime, par type, par métal et par section. De plus, les isolants des réseaux BT ne sont pas décrits dans le SIG du concessionnaire. L'inventaire des BT fils nus a permis de corriger les typologies de réseaux BT et les communes mais, pour mémoire, les millésimes n'ont pas été corrigés.

• La datation arbitraire et fictive des lignes BT – page 15

À noter également que 14,2% (1 057 km) des lignes BT de la concession présentent une datation arbitraire et fictive à 1946. Ce qui altère le suivi de leur âge moyen depuis la base technique. Ce taux n'a baissé que de -0,3 point entre 2022 et 2023.

• L'inventaire des équipements des postes HTA/BT – page 15

À ce jour, aucun inventaire des équipements des postes HTA/BT (dont les cellules HTA, les tableaux BT, position de la prise du transformateur, etc.) n'est communiqué par le concessionnaire.

• L'indicateur de l'entretien des ouvrages – page 17

Mais, depuis 2019, l'objet prépondérant des réclamations porte sur le défaut d'entretien des ouvrages dont le nombre et le taux ne chutent pas.

• Le Critère B HIX – page 19

Le critère B HIX (Hors Événement Exceptionnel) de la concession après avoir présenté une forte baisse de 45 minutes entre 2021 et 2022, est de nouveau en hausse de 27 minutes pour atteindre 90,4 minutes en 2023.

• La qualité de tension et les données Linky – page 21

Pour l'instant, les données issues des compteurs Linky qui permettraient de confirmer les estimations des DMA ne sont pas encore transmises aux AODE. Il s'agit notamment des « excursions de tension par BT mesurées par les compteurs Linky » et des « ouvertures de breakers ». Enedis précise que ces données ne sont pas communiquées dans le cadre du contrôle de concession et qu'elles peuvent néanmoins être partagées localement dès lors qu'il existe une réclamation d'un client équipé d'un compteur communicant qui est adressée au SIEIL.

Interrogé en substance sur le nombre de réclamations relatives à la qualité de fourniture qui ont abouti en 2022 et 2023 à l'utilisation des données Linky, Enedis réaffirme que ce détail n'est pas disponible dans les outils du concessionnaire. Cette réponse n'est pas satisfaisante en l'état.

• Les raccordements – page 36

La liste détaillée des raccordements reste toujours inaccessible. Elle permettrait cependant à l'AODE d'auditer plus en détails cette activité.

À ce propos, Enedis précise que les éléments disponibles sont dans les affaires fournies avec le CRAC, que la liste exhaustive des raccordements terminés dans l'année est communiquée dès lors qu'il existe un audit spécifique sur un échantillon de dossiers de raccordements. Cette réponse n'est pas satisfaisante.

• La qualité de service – page 36

En ce qui concerne les « mesures de la satisfaction », le concessionnaire suit désormais principalement le taux de PDTs (Pas Du Tout Satisfait). Or les données de contrôle ne sont pas présentées ainsi avec des taux de Très et Assez satisfaits. Il est indispensable que les types de mesures les plus récentes soient transmises à l'AODE, avec le détail par catégorie de prestations enquêtées.

Enedis a répondu que ce niveau de détail n'est pas prévu au contrat et que ces informations sont donc absentes des fichiers. Mais cette réponse n'est pas satisfaisante.

• Les volumes des réclamations orales – page 42

Le fournisseur EDF ne communique toujours pas les volumes de réclamations orales, mais uniquement les volumes de réclamations écrites. De plus, seules les réclamations des clients bleus résidentiels sont comptabilisées. Ainsi, celles des clients bleus non résidentiels sont toujours manquantes. Les réponses apportées en séance par EDF sur l'impossibilité selon eux de mesurer les volumes de réclamations orales sont entendues, il n'empêche que l'autorité concédante reste aveugle sur cet aspect et de ce qu'il se passe sur son territoire.



OBJECTIF DES PROCHAINS CONTRÔLES



• L'inventaire du patrimoine – page 15

Pour l'AODE, l'enjeu est de savoir à quelle échéance ces nouvelles données plus fines de connaissance du patrimoine seront consolidées et transmises. Pour l'instant le concessionnaire indique que la fourniture de ces données non prévues dans le décret inventaire fera l'objet d'une instruction nationale par Enedis.

• Le Critère B travaux « évité » - page 19

Le concessionnaire ne communique toujours pas les résultats du critère B travaux « évité », grâce aux équipes TST (Travaux Sous Tension) et aux poses de GE (Groupes Électrogènes). Cela reste un point d'amélioration, puisque cela permettrait à l'AODE de suivre la gestion du B travaux total de son concessionnaire, et de rendre perceptible les temps de coupures évités pour les travaux.

• La continuité d'alimentation et le code GDO des départs BT – page 19

Jusqu'en 2020, la liste des interruptions sur le réseau BT comportait le code GDO des départs BT. Depuis ce niveau de détail n'est plus communiqué. Il est nécessaire que l'AODE puisse obtenir les données avec tous les détails existants. Le concessionnaire n'a pas transmis de fichier complété en réponse complémentaire, ni d'explication sur cette perte de précision.

• Les investissements d'Enedis – page 24

Le concessionnaire ne communique toujours pas la colonne « type d'affaires » alors qu'elle permettrait de mieux distinguer les différentes affaires comprises dans la catégorie NOME 3 « fiabilité réseaux & postes (hors PDV) » avec les types automatisations, travaux BT souterrains, BT aériens, HTA souterrains, HTA aériens, etc. Il est nécessaire que le concessionnaire partage cette information avec l'AODE pour pouvoir échanger avec le même niveau de précision.

Enedis ayant précisé en réponse complémentaire que cette transmission de codifications internes n'est pas prévue au contrat.

• Le suivi du PPI – page 27

Au bout de la 1^{ère} année sur les 4 que dure le PPI, l'ensemble des catégories techniques sont en retard, en particulier le « renouvellement de réseaux CPI BT souterrains » et « les lignes aériennes HTA sécurisées ». De même, en dépensant 2,7 M€ en 2023, le concessionnaire accuse un léger retard par rapport à l'avancement du PPI sur les dépenses programmées. Cependant, le retour d'expérience montre que la mise en place au cours de la première année des PPI atteint rarement les objectifs techniques et financiers. Mais une fois l'inertie du début dépassée, le concessionnaire rattrape les retards au cours des exercices suivants. Il conviendra donc de continuer de suivre ces points au cours des prochains exercices.

• Le patrimoine comptable de la concession – pages 28 et 29

Enedis a expliqué l'impossibilité actuelle de rassembler automatiquement les informations de 2 SI différents. Toutefois, l'AODE reste en attente d'une solution permettant d'ajouter les numéros des affaires IEP dans les fichiers de suivi des mises en immobilisations annuelles et des retraits comptables annuels. Enedis ayant précisé en réponse complémentaire que la communication du n° d'immobilisation n'est pas prévue dans l'arrêté inventaire que cette information est donc absente des fichiers mouvements et retraits mais qu'il est possible de travailler sur la base d'un échantillon.

Interrogé sur les CRAC de 2022 et 2023 qui indiquent des valeurs nulles pour les compteurs non localisés alors qu'il reste 4% de compteurs non Linky sur la concession, le concessionnaire indique avoir constaté que cette valeur brute des Comptages Non Localisés n'est pas cohérente avec la proportion de point de livraison restant à équiper de comptages Linky, que cet écart fait l'objet d'une action de fiabilisation en instruction et d'une éventuelle correction à venir.



- Depuis quelques années le suivi des évolutions comptables a été perturbé par de nombreux nouveaux éléments tels que la localisation des ouvrages ou l'entrée en concession des colonnes montantes qui étaient auparavant hors concession. Afin de traduire ces évolutions, le concessionnaire remet à l'AODE un rapport de fiabilité, sur demande explicite de l'AODE. Nous suggérons que ce rapport de fiabilité soit systématiquement annexé au CRAC, puisque ce rapport complète la lecture du CRAC.

- **Le compte d'exploitation de la concession – page 32**

En outre, la volatilité des résultats et la sensibilité des méthodes d'estimations des postes du compte d'exploitation amène à une certaine prudence dans leur lecture. En particulier, certains postes comme le coût de l'accès au réseau amont et la distinction entre production stockée et immobilisée (PSI) pourraient être précisés (dans les comptes sociaux nationaux d'Enedis, la valeur de la PSI de 2023 est partagée en 58% pour le « matériels » et 42% pour la « main d'œuvre »).

Ainsi, une investigation plus poussée de ces présentations nouvelles du compte d'exploitation pourrait permettre d'avancer notamment sur les méthodes d'enregistrement des charges de maintenance préventive et curative ainsi que sur les flux des provisions et des amortissements.

- **Les usagers de la concession – page 35**

Le prestataire AEC attire également l'attention sur l'augmentation des confusions de vocabulaires entre producteurs en revente en totalité ou revente en en plus, ou auto consommateur ou auto producteur et

que des clarifications vont être nécessaires dans le CRAC et les données de contrôle.

- **L'évolution du nombre d'usagers, Tempo et boucliers tarifaires – page 41**

EDF a été sollicité afin de transmettre également les recettes en € TTC afin que l'AODE puisse avoir une double lecture, avec et sans les taxes, des coûts et des évolutions supportés par les usagers. Le concessionnaire a indiqué que cette demande a été remontée aux instances nationales du fournisseur.

- **Les réclamations traitées en instance d'appel – page 42**

Contrairement à la liste des réclamations de 1er niveau traitées par EDF, le fournisseur ne communique toujours pas la liste de réclamations traitées en instance d'appel. EDF indique communiquer à l'autorité concédante la liste des réclamations écrites de 1er niveau dans le but de lui permettre de constituer un échantillon de réclamations pour l'ouverture des dossiers concernés. EDF ne souhaite pas reproduire cette démarche avec les réclamations en instance d'appel.

- **Le calcul du taux de réclamation – page 43**

Dans les indicateurs de contrôle, le fournisseur EDF calcule le taux de réclamation sous 30 jours, avec un délai calendaire. Mais le délai moyen de réponses aux réclamations est un délai en jours ouvrés, ce qui peut créer des incohérences de lecture. Il a été suggéré au fournisseur de retenir un unique type de calcul de délai pour ces 2 indicateurs.



Audits complémentaires

En 2023, le SIEIL a procédé à 3 audits complémentaires :

1. Rapport sur le suivi du Programme Pluriannuel d'Investissement (PPI) et Analyse d'un échantillon de 5 affaires sous MOA Enedis (prestataire AEC)
2. Rapport sur l'analyse de 5 affaires de raccordement (prestataire AEC)
3. Rapport d'analyse comptable et financière du CRAC Enedis 2023 et des fichiers patrimoniaux associés (prestataire Cabinet Klopfer)

Les synthèses de ces 3 rapports figurent ci-après.

De même, il paraît intéressant de porter à votre connaissance le récapitulatif des missions d'assistance de l'AEC des contrôles sur le territoire Centre Val de Loire :

1. Synthèse des missions d'assistance des contrôles réalisés par les autorités organisatrices des distributions publiques d'électricité (audits 2024 sur les données des exercices 2023)

1 - Synthèse du rapport sur le suivi du Programme Pluriannuel d'Investissement (PPI) et Analyse d'un échantillon de 5 affaires sous MOA Enedis (prestataire AEC)

Le nouveau contrat de concession, entré en vigueur le 31 décembre 2022, entraîne des engagements du concessionnaire sur l'ensemble du périmètre du service public concédé sous la forme d'un schéma directeur des investissements (SDI). Celui-ci est décliné par périodes quadriennales sous forme de programmes pluriannuels d'investissements (PPI). Le lancement et l'achèvement de chacune de ces périodes feront l'objet d'une consultation entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution.

L'objectif de ce rapport est de faire un état des lieux des résultats, à l'issue de la première année du PPI 2023-2026, et de vérifier de manière exhaustive les niveaux d'investissements réalisés en fonction des engagements du concessionnaire pour chaque finalité et valeur repère technique.

Un échantillon de 5 affaires sous maîtrise d'ouvrage Enedis a également été audité.

CONCERNANT LE SUIVI DU PPI

L'analyse de l'avancée du PPI 2023-2026 fait ressortir les points suivants à l'issue de la première année :

- Concernant les dépenses effectuées en 2023, le concessionnaire a dépensé 17% de l'objectif prévu sur la durée du PPI ;
- Concernant les avancées techniques, l'ensemble des catégories est en retard comparé à une avancée linéaire théorique.

Le retour d'expériences d'autres AODE accompagnées par le prestataire AEC montre cependant que la mise en place des PPI au cours de la première année atteint rarement les objectifs techniques et financiers. Mais une fois l'inertie du

début passée, le concessionnaire rattrape les retards au cours des exercices suivants.

Il conviendra ainsi de continuer à suivre les avancées au cours des prochains exercices, et, pour ce faire, d'exiger du concessionnaire des données de contrôle comportant un niveau de détail suffisant pour calculer les dépenses par affaires et les quantités techniques associées. De plus, la communication d'un programme annuel d'investissement pour les années futures permettrait de vérifier que le concessionnaire atteindrait les quantités techniques prévues au terme du PPI.

Suivi des indicateurs techniques

Catégorie d'ouvrage	Prévisionnel PPI 2023-2026	Source	Réalisé 2023	Cumul 2023-2026	Avancement	Reste à faire
Lignes aériennes HTA sécurisées (Plan Aléas Climatiques)	35,0 km	Enedis (CRAC)	1,1 km	1,1 km	3%	33,9 km
		AEC (CAPEX)	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Lignes aériennes HTA fiabilisées (Rénovation Programmée)	140,0 km	Enedis (CRAC)	31,5 km	31,5 km	23%	108,5 km
		AEC (CAPEX)	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Renouvellement des lignes aériennes HTA	40,0 km	Enedis (CRAC)	5,2 km	5,2 km	13%	34,8 km
		AEC (CAPEX)	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Renouvellement ou ajout d'Organes de Manœuvre Télécommandés - OMT	40	Enedis (CRAC)	3	3	8%	37
		AEC (CAPEX)	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Renouvellement des câbles HTA souterrain CPI	8,0 km	Enedis (CRAC)	0,9 km	0,9 km	11%	7,1 km
		AEC (CAPEX)	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Renouvellement réseaux BT fils nus	12,0 km	Enedis (CRAC)	1,1 km	1,1 km	9%	10,9 km
		AEC (CAPEX)	1,1 km	1,1 km	9%	10,9 km
Renouvellement réseaux CPI BT souterrains	6,0 km	Enedis (CRAC)	0,1 km	0,1 km	2%	5,9 km
		AEC (CAPEX)	0,1 km	0,1 km	2%	5,9 km

Suivi des indicateurs financiers

Catégorie d'ouvrage	Prévisionnel PPI 2023-2026	Source	Réalisé 2023	Cumul 2023-2026	Avancement	Reste à faire
Renforcement des réseaux	1 000 k€	Enedis (CRAC)	22 k€	22 k€	2%	978 k€
		AEC (CAPEX)	22 k€	22 k€	2%	978 k€
Actions visant à améliorer la résilience des réseaux	3 200 k€	Enedis (CRAC)	787 k€	787 k€	25%	2 413 k€
		AEC (CAPEX)	787 k€	787 k€	25%	2 413 k€
Actions visant à améliorer la fiabilité des réseaux	11 800 k€	Enedis (CRAC)	1 886 k€	1 886 k€	16%	9 914 k€
		AEC (CAPEX)	1 863 k€	1 863 k€	16%	9 937 k€
ENGAGEMENT FINANCIER TOTAL	16 000 k€	ENEDIS (CRAC)	2 695 k€	2 695 k€	17%	13 305 k€
		AEC (CAPEX)	2 694 k€	2 694 k€	17%	13 306 k€

Le cumul des dépenses du PPI en 2023 se répartissent sur 35 communes différentes (soit 13% des 276 communes que compte la concession). Les montants les plus importants, au-dessus de 100 k€, se concentrent sur 8 communes :

- Nouzilly avec 550 k€ ;
- Chemillé-sur-Dême avec 313 k€ ;
- Saint-Aubin-le-Dépeint avec 232 k€ ;
- Saint-Cyr-sur-Loire avec 165 k€ ;
- Braslou avec 131 k€ ;

- Noyant-de-Touraine avec 127 k€ ;
- Chançay avec 112 k€ ;
- Loches avec 108 k€.

Ces communes font bien partie des communes relevant des zones prioritaires d'investissement comme défini à l'article 1 de l'annexe 2B du cahier des charges de concession.

Suivi des valeurs repères

Indicateurs d'évaluation	Valeur de départ	Valeur cible		Valeur 2023
		Mi-contrat	Fin contrat	
Moyenne Critère B HIX hors RTE de la concession	99,5 min 2015-2019	85 min	69 min	79,4 min
Taux annuel de Clients Mal Alimentés (CMA) en matière de continuité d'alimentation	1,23% 2020	Respect du seuil réglementaire de 5%	Respect du seuil réglementaire de 5%	2,4 %
Taux annuel de Clients Mal Alimentés (CMA) en matière de tenue de tension	0,48% 2020	Respect du seuil réglementaire de 5%	Respect du seuil réglementaire de 5%	0,2 %
Volume de Câbles Papier Imprégné (CPI) HTA traité	83 km de CPI HTA à fin 2020	40 % (33 km)	100 % (83 km)	13% (11 km)
Volume de Câbles Papier Imprégné (CPI) BT traité	20 km Au 31/12/2019, estimation Enedis	à définir après fiabilisation de l'inventaire	100 %	16 km au 31/12/2023 d'après les estimations AEC
Volume de réseau BT aérien fils nus traité en zone rurale	488 km à fin 2020	60 % (293 km)	100 % (488 km)	13% (60 km)
Volume de réseau BT aérien fils nus traité en zone urbaine	233 km à fin 2020	60 % (140 km)	100 % (233 km)	9% (21 km)
Traitement des réseaux HTA aériens à risque avéré	398 km à fin 2019	75 %	100 % du stock traité dont 40 % dans le cadre de travaux d'investissement	/
Renouvellement des réseaux HTA aériens de faible section	68 km à fin 2020	80 % (54 km)	100 % (68 km)	18% (12,2 km)
Volume de transformateurs HTA/BT traités dans le cadre de la réglementation PCB	426	100 % au 31/12/2025 (426)	/	/

L'exercice 2023 marque la 1^{ère} année du PPI. Il est donc tôt pour conclure quant à l'avancée des indicateurs du SDI. Néanmoins, il est important de suivre ces indicateurs et leur évolution au fur et à mesure des années.

CONCERNANT LE SUIVI DES AFFAIRES

L'audit des dossiers sous MOA d'Enedis a permis de dégager plusieurs recommandations :

- Demander des extraits des liquidations des financements afin de suivre les filiations des PR et DE pour les affaires non liquidées à date ;
- Des anomalies de comptabilisation des linéaires dans les fichiers CAPEX ont été repérées et dans l'extrait HANAIS pour l'affaire n°5, il sera opportun de contrôler les corrections une fois celles-ci effectuées par le concessionnaire.

N° AEC	N° d'affaire	Commune	Libellé	CAPEX totaux	Affaires liquidées
1	DA28/046310	SAINT-CYR-SUR-LOIRE	Renouvellement HTA CPI	73 801,42 €	Non
2	DA28/041004	AMBOISE	Renouvellement BT souterrain	29 970,15 €	Non
3	DA28/037370	BRASLOU	Traitement PDV/ RP	139 805,07 €	Oui
4	DA28/041197	CHANCAY	Traitement PDV/ RP	111 843,92 €	Oui
5	DA28/036631	SAINTE-MAURE-DE-TOURAIN	Renouvellement HTA aérien	57 991,11 €	Corrections à apporter

2 - Synthèse du rapport sur l'analyse de 5 affaires de raccordement (prestataire AEC)

Ce rapport restitue l'analyse spécifique sur des chantiers de raccordement sous maîtrise d'ouvrage du concessionnaire. Pour mener ces études, une demande de documents techniques a été transmise au concessionnaire en complément de la demande de documents globale. Les documents spécifiques à l'échantillon ont bien été transmis par Enedis en amont de l'audit, conformément à la demande du prestataire AEC pour préanalyses.

Des échanges ont eu lieu à partir des questions relatives à l'analyse des informations transmises sur chaque affaire. Lors de l'audit sur site en décembre 20224, les équipes du concessionnaire en charge de chaque typologie d'affaires concernée étaient présentes et ont pu répondre aux questions. Ces échanges ont abouti à la formalisation de questions complémentaires transmises à Enedis. Les réponses complémentaires ont ensuite été transmises par le concessionnaire le 10 février 2025.

ANALYSE DES AFFAIRES DE RACCORDEMENT

L'analyse a consisté à vérifier le respect des obligations réglementaires et contractuelles du gestionnaire de réseau, notamment à l'occasion du raccordement de nouveaux producteurs. Pour des opérations de raccordement en injection, les analyses concernent la pertinence de la solution de raccordement proposée, le contrôle de conformité des devis (notamment les barèmes en vigueur) ainsi que la cohérence des prestations facturées vis-à-vis des plans et des descriptifs techniques.

Ainsi, pour chacun des dossiers de l'échantillon, il a été demandé :

- L'ensemble des dates des étapes de jalonnement du processus de raccordement ;
- Les études électriques avant et après travaux ;
- Les éléments cartographiques et notamment les plans et descriptifs techniques indiquant les travaux à faire et le plan de récolement ;
- Les propositions techniques et financières (PTF) ou devis adressés aux pétitionnaires (demandeur et collectivité le cas échéant) ;

- La convention de raccordement (CRD) ;
- Les fiches IEP donnant diverses informations sur les opérations de raccordement (linéaires mis en service et mis hors service...) ;
- L'état récapitulatif comptable des entrées et des sorties d'immobilisation (HANAIS, anciennement IRIS) ;
- Le compte-rendu d'exécution d'investissements (CREI) donnant notamment les coûts définitifs du concessionnaire, y compris concernant les mises en service d'ouvrages non localisés (notamment les branchements) ;
- Une extraction « PGI » retraçant de façon plus fine que l'état récapitulatif comptable les flux comptables (comptabilité « analytique ») ;
- La synthèse des dépenses par finalité (matériel, main d'œuvre, prestataire, autres) ;
- Les éléments concernant les éventuelles réclamations (le cas échéant).

Délais réglementaires de production des devis

Type de raccordement	Délai sans extension	Délai avec extension
Consommateurs BT ≤ 36 kVA	10 jours ouvrés	6 semaines
Producteurs BT ≤ 36 kVA	6 semaines (1 mois si P ≤ 3 kVA)	3 mois
Producteurs BT > 36 kVA et HTA	3 mois	3 mois
Consommateurs BT > 36 kVA et HTA	6 semaines en BT individuel, 3 mois sinon	6 semaines en BT individuel, 3 mois sinon

Il s'agit des délais sur lesquels Enedis s'engage selon la puissance installée.

Un échantillon de 5 affaires de raccordement a été sélectionné comprenant uniquement des affaires en injection sur le réseau BT.

N°	Référence Enedis	Commune	Typologie affaire	Libellé type de raccordement
1	DA28/045011	CHOUZE-SUR-LOIRE	Prod-BT	Racc producteurs BT > 36 kVA
2	DA28/042486	YZEURES-SUR-CREUSE	Prod-BT	Racc producteurs BT > 36 kVA
3	DA28/048321	SEPMES	Prod-BT	Racc producteurs BT > 36 kVA
4	DA28/047638	HOMMES	Prod-BT	Racc producteurs BT > 36 kVA
5	DA28/046039	LUZILLE	Prod-BT	Racc producteurs BT > 36 kVA

Délais d'établissement des devis

N°	Référence Enedis	Commune	Libellé type de raccordement	Date de recevabilité (T0)	Date d'envoi de la PTF (T1)	Délai devis (jours)	Engagement Enedis	Respect du délai
1	DA28/045011	CHOUZE-SUR-LOIRE	Racc producteurs BT > 36 kVA	12/05/2022	08/08/2022	88	90	Oui
2	DA28/042486	YZEURES-SUR-CREUSE	Racc producteurs BT > 36 kVA	26/07/2021	14/10/2021	80	90	Oui
3	DA28/048321	SEPMES	Racc producteurs BT > 36 kVA	16/05/2022	10/03/2023	298	90	Non
4	DA28/047638	HOMMES	Racc producteurs BT > 36 kVA	04/05/2022	07/12/2022	217	90	Non
5	DA28/046039	LUZILLE	Racc producteurs BT > 36 kVA	01/03/2022	16/06/2022	107	90	Non

Pour cet échantillon, la moyenne d'envoi des devis est de 158 jours.

Délais de réalisation des travaux

N°	Référence Enedis	Commune	Libellé type de raccordement	Date de début des travaux	Date de fin des travaux	Délai de réalisation des travaux (jours)
1	DA28/045011	CHOUZE-SUR-LOIRE	Racc producteurs BT > 36 kVA	02/01/2023	07/07/2023	186
2	DA28/042486	YZEURES-SUR-CREUSE	Racc producteurs BT > 36 kVA	04/04/2022	02/06/2022	59
3	DA28/048321	SEPMES	Racc producteurs BT > 36 kVA	10/07/2023	29/09/2023	81
4	DA28/047638	HOMMES	Racc producteurs BT > 36 kVA	07/06/2023	06/11/2023	152
5	DA28/046039	LUZILLE	Racc producteurs BT > 36 kVA	13/03/2023	29/09/2023	200

Le délai moyen de réalisation des travaux pour cet échantillon est de 136 jours.

Délais de mise en service et raccordement

N°	N° Affaire Enedis	Commune	Type de raccordement	Date accord client	Date de mise en service souhaitée	Date de mise en service réalisée	Écart dates convenue / réalisée (jours)	Délai de raccordement
1	DA28/045011	CHOUZE-SUR-LOIRE	Racc producteurs BT > 36 kVA	21/10/2022	04/10/2023	04/10/2023	0	348
2	DA28/042486	YZEURES-SUR-CREUSE	Racc producteurs BT > 36 kVA	18/10/2021	06/10/2022	06/10/2022	0	353
3	DA28/048321	SEPMES	Racc producteurs BT > 36 kVA	13/03/2023	08/03/2024	08/03/2024	0	361
4	DA28/047638	HOMMES	Racc producteurs BT > 36 kVA	09/01/2023	06/12/2023	06/12/2023	0	331
5	DA28/046039	LUZILLE	Racc producteurs BT > 36 kVA	18/07/2022	30/12/2022	02/05/2023	123	288

Le délai moyen de mise en service et de raccordement pour ces 5 affaires est de 336 jours.

Analyse des propositions techniques et financières

N°	Référence Enedis	Commune	Observations sur les propositions techniques
1	DA28/045011	CHOUZE-SUR-LOIRE	Alimentation principale pour le Site SARL SAINTE-RENNES pour une puissance de raccordement en injection de 160 kVA. Ouvrages BT nouvellement créés pour le raccordement : Reprise de l'armoire existante en production et alimentation d'une deuxième armoire de comptage + Rallonger deux départs BT souterrains en direction du PAC (confection 2 boîtes BT isolées) Création 3 ^e départ BT souterrain. Ouvrages HTA nouvellement créés : Dépose du poste PSSA SAINTE RENNES Pose à l'arrière du support conservé un PAC transfo 400 KVA. Rallonger l'alimentation HTA 95 ² en direction du nouveau poste (confection d'une boîte de jonction HTA).
2	DA28/042486	YZEURES-SUR-CREUSE	Alimentation principale pour le Site de Neuvy 3 pour une puissance de raccordement en injection de 249 kVA. Ouvrages BT nouvellement créés pour le raccordement : Réalisation 1 ^{er} départ BT souterrain 150 ² AL + 1 Remontée Aéro Souterraine BT pour réalimenter le départ conso aérien T70/ Reprendre depuis le nouveau poste les 2 départs BT en injection 240 ² existant (2x100KVA) / Création 4 ^e départ BT souterrain 240 ² / Alimentation 3 ^e armoire de comptage PME producteur + visu 400A pour 249 kva injectée. Ouvrages HTA nouvellement créés : Dépose du poste existant de type PSSA MULTONNERIE 37282P0027 TFO 250KVA posé en 2020/ Pose à coté un poste de type PAC transfo 630KVA / Rallonger le départ HTA 95 ² (confection 1 boîte de jonction).
3	DA28/048321	SEPMES	Alimentation principale pour le Site de BRISSAC pour une puissance de raccordement en injection de 250 kVA. Ouvrages BT nouvellement créés pour le raccordement : Reprise du réseau BT existant et création d'un réseau BT entre le coffret BT existant et le nouveau poste DP / Création d'un second départ BT afin de raccorder l'armoire type 2 (coupure + comptage) pour une production de 250kVA. Ouvrages HTA nouvellement créés : Réalisation d'une RAS HTA et création d'un réseau HTA à raccorder dans le poste DP. Pose d'un nouveau poste DP HTA/BT.

4	DA28/047638	HOMMES	Alimentation principale pour le Site de GAUDIN 313,65 kWc pour une puissance de raccordement en injection de 250 kVA. Ouvrages BT nouvellement créés pour le raccordement : Création de souterrain BT sur 25m et reprise du réseau BT existant / Création de réseau souterrain BT sur 10m et pose d'une armoire producteur 250 kVA. Ouvrages HTA nouvellement créés : Pose de 140m de réseau HTA souterrain / Dépose du poste sur poteau existant. Pose d'un poste HTA/BT 250 kVA.
5	DA28/046039	LUZILLE	Alimentation principale pour le Site de production : 37-FRANCUEIL- LES ÉCURIES DE LA CLÉ DES CHAMPS H2 et O pour une puissance de raccordement en injection de 200 KVA. Ouvrages BT nouvellement créés pour le raccordement : Création 1 ^{er} départ BT souterrain 150 ² AL + 1 RAS BT / Création 2 ^e départ BT souterrain 240 ² AL Ouvrages HTA nouvellement créés : Dépose du poste haut de poteau LA MINIERE 37141P0022. Création 1 RAS HTA 95 ² AL depuis le support béton conservé + pose 1 câble souterrain 95 ² AL S3 HTA. Alimentation 1 poste au sol de type PSSA transfo 250 KVA parcelle producteur.

CONCERNANT LES INDICATEURS LIÉS AUX RACCORDEMENTS

En résumé, l'analyse des indicateurs sur les activités « raccordements » du distributeur a fait ressortir les points suivants :

- Une forte hausse des volumes de raccordement en injection en 2023 (+120%) pour atteindre un nombre historiquement élevé (1 241) et un nombre de raccordements en soutirage de 1 839, légèrement en deçà de la moyenne de la période 2017-2022 de 1 868 ;
- Un taux d'accessibilité de l'accueil raccordement en amélioration en 2023 à 84,4% ;
- Un niveau de satisfaction mesuré par Enedis sur l'activité « Raccordement » en 2023 en baisse pour les typologies de clients particuliers et professionnels sur la concession et en deçà des niveaux nationaux, et un niveau de satisfaction des entreprises en hausse et supérieur à la moyenne nationale à l'échelle de la direction régionale ;
- Un excellent taux de devis envoyés dans les délais pour les raccordements BT<36kVA sans adaptation en soutirage (98,4% en 2023) et en injection (100% en 2023) ;
- Un délai moyen de réalisation de travaux de raccordement pour les consommateurs individuels BT ≤ 36 kVA sans extension en amélioration (62 en 2023 contre 81 en 2022), mais un délai moyen de raccordements individuels en soutirage BT<36 kVA avec extension en forte dégradation en 2023 à 152 jours ;
- Des investissements d'Enedis imposés par les demandes de raccordements qui représentent 63% des investissements totaux sur la concession et suivent une tendance à la hausse depuis 2017 pour atteindre 19,5 M€ en 2023.

CONCERNANT LES AFFAIRES

L'analyse réalisée a fait ressortir les **points positifs** suivants :

- Concernant la communication des données de jalonnement des affaires, le concessionnaire a été bon communicant et aucun jalon n'est manquant à la suite des questions complémentaires ;
- Concernant le taux global de recouvrement des devis avant réfaction, celui-ci est de 98%, un taux correct comparé à ce qui est vu par ailleurs.
- Concernant les solutions techniques nécessitant notamment des mutations ou des créations de postes HTA/BT, les scénarios présentant les solutions techniques non retenues ne sont pas détaillés dans les PTF (proposition technique et financière). Ces éléments sont pourtant nécessaires pour analyser et confirmer les solutions retenues proposées dans les PTF ou les CDR (convention de raccordement) communiquées aux demandeurs, ce qui est là encore perfectible.

Toutefois, les **points de vigilance** suivants sont à noter :

- Concernant les délais d'établissement des devis, **3 affaires sur les 5 contrôlées dépassent les délais**, ce qui laisse supposer que dans la majorité des affaires de raccordement de producteurs BT>36kVA, les délais ne sont pas non plus respectés ;

3 - Synthèse du rapport d'analyse comptable et financière du CRAC Enedis 2023 et des fichiers patrimoniaux associés (prestataire Cabinet KLOPFER)

La SIEIL a souhaité bénéficier d'une assistance dans le cadre d'une analyse approfondie des éléments comptables et financiers du 1^{er} CRAC remis par Enedis au titre du nouveau contrat de concession. Cette analyse a porté sur les éléments tant d'exploitation que patrimoniaux et a donné lieu à un questionnaire destiné au concessionnaire en vue de la rédaction d'un rapport détaillé.

Le rapport complet des comptes 2023 de la concession comprend une analyse de l'exhaustivité et de la fiabilité des données comptables et financières remises ainsi que celles du compte d'exploitation 2023 et du patrimoine de la concession dont l'inventaire et les délais de mise en immobilisation.

Par ailleurs, le rapport d'analyse recense :

• Les principaux points positifs et négatifs

Synthèse de l'audit comptable et financier

POINTS POSITIFS	POINTS NÉGATIFS
• Le respect des exigences légales et réglementaires en matière d'information comptable et financière remise au SIEIL. • Des données patrimoniales qui vont parfois au-delà du minimum réglementaire avec les fichiers des mises en service. • Des produits d'activité quasi-intégralement natifs. • Un fichier d'inventaire comptable extrêmement détaillé et précis.	• L'opacité : - des informations remises sur l'évolution des droits du concédant : provision pour renouvellement, amortissements de financements du concédant ; - sur les modalités de valorisation des investissements remis par le SIEIL ; - des modalités d'affectation des charges à la concession (clés de répartition du national au régional). • Des commentaires du compte de résultat peu personnalisés et qui font l'impasse en 2022-2023 sur l'envolée du coût d'achat des pertes. • Un taux d'amortissement du réseau qui se dégrade continûment. • Une limitation des AFC (et des PR avant 2023) eu égard aux stipulations contractuelles, qui interpelle. • Un traitement comptable des contributions aux raccordements discutable.

• 3 visions du ticket de sortie contractuel de la concession en valeur 2023 découlant directement des masses patrimoniales analysées.

Si le contrat de concession s'était arrêté définitivement au 31/12/2023 (**vision juridiquement théorique**), le SIEIL aurait dû dédommager Enedis des financements que le TURPE n'avait pas encore remboursés, **soit 233 M€**. Mais le SIEIL aurait récupéré les sommes qu'Enedis a perçues sur les utilisateurs en vue de renouvellements futurs et dont, de fait, l'entreprise n'aurait plus eu l'usage, **soit 232 M€**.

Soit un ticket net théorique de 1M€ à payer par le SIEIL, soit 233 M€ - 232 M€.

La question de la réévaluation des financements Enedis non amortis (TMO) au cœur du calcul du ticket de sortie a fait l'objet de recours sachant que le TURPE couvre déjà les intérêts du concessionnaire. Compte tenu des interrogations sur la régularité de cette clause du contrat de concession, Enedis a consenti, en 2024, à la réécriture de l'article 49 B qui, au demeurant, peut paraître tout aussi risquée tant elle est peut être perçue comme relativement vague dans sa formule de compensation des coûts occasionnés par une fin définitive de contrat.

Ce faisant, le SIEIL est malgré tout en décalage avec la tendance nationale de dégradation du ticket de sortie des contrats de concession. Cela s'explique par la signature tardive du nouveau contrat de concession et le stock de PR qui a continué à être alimenté à un rythme certes ralenti mais favorable au concédant. Tout comme les financements concédants sur les ouvrages et les importants AFC qui en découlent et qui influent positivement du point de vue concédant.

En définitive, de cet audit, découlent **3 visions possibles** du ticket de sortie, donc de la valeur de la concession du SIEIL.

Vision 1 (article 49 sans avenant)

- La comptabilité de la concession est considérée telle que tenue par Enedis sans retraitement ;
- L'actualisation contractuelle des financements Enedis selon l'indice TMO, même avec la double rémunération du concessionnaire, est appliquée. Calculée immobilisation par immobilisation sur la base du fichier d'inventaire, elle induirait un surcoût pour **le SIEIL de 77 M€ en valeur 2023**.

Vision 2

- La comptabilité de la concession est là encore considérée telle que tenue par Enedis, sans retraitement,
- Mais la réévaluation des financements Enedis selon l'indice TMO est abandonnée sans contrepartie. **Net à payer pour le SIEIL : 1 M€.**

Vision 3 (contractuelle et économique)

- La comptabilité de la concession est redressée des manquements d'Enedis comme l'insuffisance de PR due à l'arrêt d'actualisation de la valeur de remplacement des biens amortis telle qu'évaluée dans le bilan de sortie et reclassement de l'ensemble des contributions aux raccordements en financements concédant ;
- La réévaluation TMO n'est pas appliquée. **Net à recevoir pour le SIEIL : 473 M€.**

Vision 1 Ticket net de sortie selon vision Enedis avec réévaluation TMO	
DETTE CONCÉDANT	CRÉANCE CONCÉDANT
Financements Enedis non-amortis = non-encore récupérés au travers du TURPE 233 M€	Amortissements de financements du concédant 168 M€
Réévaluation TMO 77 M€	Provision pour Renouvellement 64 M€

Ticket net : 77 M€ à payer pour le SIEIL

Vision 2 Ticket net de sortie sans réévaluation TMO	
DETTE CONCÉDANT	CRÉANCE CONCÉDANT
Financements Enedis non-amortis = non-encore récupérés sur les utilisateurs 233 M€	Amortissements de financements du concédant 168 M€
	Provision pour Renouvellement 64 M€

Ticket net : 1 M€ à payer pour le SIEIL

Vision 3 Ticket net de sortie sans réévaluation TMO et avec correction des actifs et passifs	
DETTE CONCÉDANT	CRÉANCE CONCÉDANT
Financements Enedis non-amortis = non-encore récupérés sur les utilisateurs 182 M€	Amortissements de financements du concédant 255 M€
	Provision pour Renouvellement 400 M€

Ticket net 473 M€ à recevoir pour le SIEIL

Certes, il s'agit dans le droit actuel de notions théoriques. Mais toute la stratégie d'Enedis, lisible au vu des clauses financières du nouveau modèle national de cahier des charges (fin des dotations aux PR, possibilité de restreindre les dotations AFC, maintien de la réévaluation TMO, durée de contrat longue, déconnectée de la réalité économique que constitue une remise non gratuite des biens de retour sans amortissement sur une durée longue) est tournée vers la maximisation des tickets de sortie.

Synthèse des missions d'assistance des contrôles réalisés par les autorités organisatrices des distributions publiques d'électricité (audits 2024 sur les données des exercices 2023 du prestataire AEC)

Proposition de réflexions pour le TE Centre-Val de Loire

ENJEUX CLÉS IDENTIFIÉS PAR AEC

- Assumer le rôle d'autorité organisatrice donnant les orientations de développement en articulation avec l'aménagement du territoire ;
- Créer une articulation entre réseaux nécessite une approche planifiée – les syndicats d'énergie ont une place clé pour cela :
 - Comment les réseaux de distribution d'électricité vont accompagner la croissance des usages : électrification, production décentralisée PV notamment ?
 - Comment adapter les réseaux de gaz à la décroissance des clients et volumes livrés ainsi qu'à l'injection de biométhane ?
 - Comment développer et réaliser les projets de réseaux de chaleur valorisant au mieux les énergies thermiques locales ?
- Sur ces trois sujets, AEC est très actif et propose des approches quantifiées – optimisation technico-économique – et porte des projets avec des acteurs locaux ou nationaux (Ademe, DGEC...).

LES AODE ET AEC ESSAIENT DE BOUGER LES LIGNES

- Pousser les SDI vers une vision prospective pour identifier les orientations de développement et mettre sous contrôle les dépenses associées ;
- Insister sur les sujets raccordement, audits, demandes détaillées ;
- Avoir une vision technique précise – exemple du modèle Prosper Réseaux très fiable et permettant de simuler des raccordements et la croissance des usages.

RÉFLEXION AEC SOUMISE AUX SYNDICATS D'ÉNERGIE DU TECVL

- Prosper Réseaux vise actuellement à reproduire le modèle GRD :
 - Démontre la fiabilité de l'ingénierie indépendante d'Enedis pour parfaitement comprendre le plan de tension et évaluer précisément les évolutions (nouveau plan de tension) ;
 - Mais l'outil visait initialement surtout à inciter Enedis à transmettre ses données. Ce qui avance via les espaces clients et est utilisé par certaines AODE uniquement en vision « projet de travaux ».
- L'intérêt identifié est plutôt tourné vers une aide à la décision des acteurs publics – modèle multi-réseaux à formaliser pour cela :
 - AEC propose de travailler avec Énergies Demain sur un tel outil à disposition des acteurs publics ;
 - Vise à éclairer : PLUi, aménagement, schéma directeur élec / gaz / chaleur, zonage chaleur, préparation déclassement réseaux de gaz.



Concession (SIEIL)

Situation de la concession au 31/12/2023

La distribution publique d'électricité et la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente sont des compétences communales transférées en 2021. Ces services publics sont délégués respectivement à Enedis et EDF par le biais d'un contrat de concession dont le respect est vérifié lors du contrôle annuel de concession.

Les communes sont propriétaires des ouvrages.

INVENTAIRE DU PATRIMOINE

Type d'ouvrage	Inventaire Technique	Inventaire Comptable			
	Quantité technique	Quantité compatible	Valeur Brute	Amortissement	Provisions pour renouvellement
Réseau HTA Souterrain	3 636 436 m	3 618 443 m	221 970 975 €	89 513 115 €	5 732 837 €
Réseau HTA Aérien	4 837 744 m	4 831 872 m	81 367 396 €	62 434 357 €	26 796 708 €
Postes HTA/BT	11 012	n.d.	81 330 914 €	52 680 152 €	6 684 028 €
Transformateurs HTA/BT	10 982	11 017	34 174 689 €	16 783 904 €	3 997 051 €
Réseau BT Souterrain	3 418 935 m	3 401 378 m	224 900 121 €	88 212 736 €	6 005 094 €
Réseau BT Torsadé	3 375 652 m	3 295 997 m	81 893 544 €	45 077 445 €	199 793 €
Réseau BT Aérien Nu	632 187 m	682 991 m	5 502 400 €	5 370 272 €	3 190 596 €
Branchements non localisés	n.d.	n.d.	0 €	0 €	0 €
Branchements aériens (LR et DI)	n.d.	70 941	14 575 867 €	8 957 229 €	2 682 167 €
Branchements sout et aérosout (LR)	n.d.	171 669	119 162 751 €	53 832 534 €	7 242 458 €
Branchements sout et aérosout (DI)	n.d.	169 951	35 218 517 €	20 686 811 €	1 147 290 €
Branchements Collectifs	n.d.	56 930	12 437 657 €	3 501 668 €	18 €
Concentrateurs Linky	n.d.	10 412	5 646 239 €	1 582 303 €	0 €
Comptages non localisés	n.d.	n.d.	0 €	0 €	0 €
Comptages marché d'affaires	n.d.	4 759	1 131 137 €	390 896 €	0 €
Compteurs Linky	n.d.	276 321	28 245 211 €	11 357 968 €	0 €
Disjoncteurs	n.d.	287 900	3 618 333 €	2 428 031 €	0 €
Autres ouvrages	n.d.	n.d.	6 804 490 €	4 012 179 €	99 317 €
TOTAL			957 980 241 €	466 821 601 €	63 777 357 €

RÉPARTITION DU RÉSEAU MOYENNE TENSION (HTA)

Type	Quantité (m)	%
Souterrain	3 636 436	43%
Dont CPI	72 420	0,9%
Aérien	4 837 744	57%
TOTAL	8 474 180	

RÉPARTITION DES POSTES HTA / BT

Type	Quantité
H61 (sur poteau)	5 644
Cabine Haute	45
Autres	5 323
TOTAL	11 012

RÉPARTITION DU RÉSEAU BASSE TENSION (BT)

Type	Quantité (m)	%
Souterrain	3 418 935	46%
Torsadé	3 375 652	45%
Aérien nu	632 187	8,5%
dont FS	295 370	4,0%
TOTAL	7 426 774	

NOMBRE D'USAGERS, CONSOMMATION et RECETTE D'ACHEMINEMENT

(source données : Enedis)	Usagers BT < 36 kVA	Usagers BT > 36 kVA	Usagers HTA	TOTAL
Nombre d'usagers	274 864	3 079	958	278 901
Consommation (kWh)	1 545 792 214	289 536 445	608 816 541	2 444 145 200
Recette d'acheminement (€)	87 426 695	14 822 961	14 073 857	116 323 512

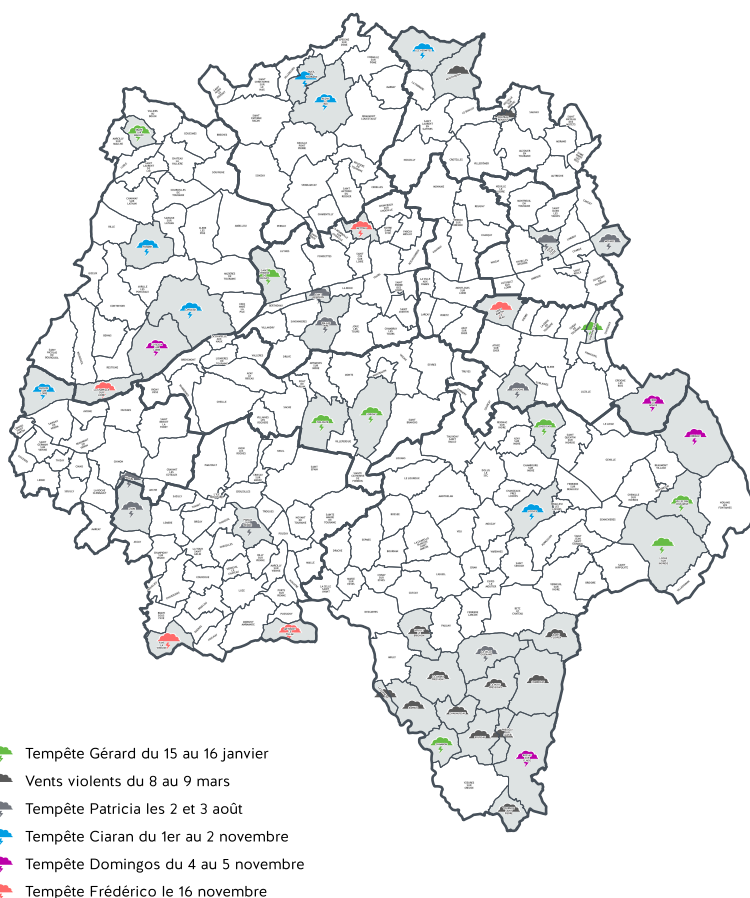
CONTRAT DE FOURNITURE	
(source données : EDF)	Tarifs règlementés (TRV)
	Tarif bleu
Nombre d'usagers	158 950
Consommation (kWh)	909 592 984
Recette de fourniture (€)	181 770 353

PRODUCTEURS	
(source données : Enedis)	Nombre de producteurs
Photovoltaïque	6 064
Hydraulique	4
Éolien	3
Autres	34

ÉVÉNEMENTS SURVENUS SUR LE RÉSEAU					
Nombre moyen de coupures survenues sur le réseau HTA en 2021		Nombre d'incidents survenus en 2021		Qualité de fourniture en 2021	
Longues	1,2	Réseaux HTA	324	Nombre de postes dont la chute de tension HTA (amont) 5% < CT < 7%	-
Brèves	2,4	dont Souterrain	42	Nombre de postes HTA/BT avec une chute de tension HTA (amont) > 7%	-
Très Brèves	4,5	dont Aérien	216	Nombre de DMA BT	142
Continuité :	Bonne qualité	Réseaux BT	616	Nombre de CMA BT	604
		dont Souterrain	107		
		dont Torsadé	110		
		dont Aérien Nu	137		
		Branchements	1 555		
Critère B moyens 2018/2020 (minutes)					
B TCC (yc travaux, incidents)	88				
B HIX sur incidents	70				

GLOSSAIRE		
Sigles qualifiants les données	Sigles techniques	
n.d. : informations non disponibles	CPI : Câble Papier Imprégné	FS : Faible Section
n.c. : informations non communiquées	FS : Faible Section	CT : Chute de Tension
s. : données sensibles	TCC : Toutes Causes Confondues	PS : Poste Source
f. : données indisponibles car communes fusionnées	CT : Chute de Tension	
	HIX : Hors Evènements Exceptionnels	
	PS : Poste Source	
	DMA : Départs BT considérés Mal Alimentés	
	CMA : Clients BT considérés Mal Alimentés	
	Critère B : temps moyen de coupure par usager (en minutes)	

Réalisé avec le concours d'Audit Expertise Conseil - AEC - 18 rue de la Pépinière - 75008 PARIS



- Tempête Gérard du 15 au 16 janvier
- Vents violents du 8 au 9 mars
- Tempête Patricia les 2 et 3 août
- Tempête Ciaran du 1er au 2 novembre
- Tempête Domingos du 4 au 5 novembre
- Tempête Frédéric le 16 novembre



Source : BDCartho IGN, SIEIL Cartographie, 2023

0 10 20 km



DONNÉES NATIONALES AEC

À partir des données des CRAC 2023, AEC, prestataire du SIEIL, a réalisé des représentations graphiques nationales qui permettent de situer les résultats de chaque concession par rapport aux résultats des autres territoires.

Les 7 cartes sont par concession :

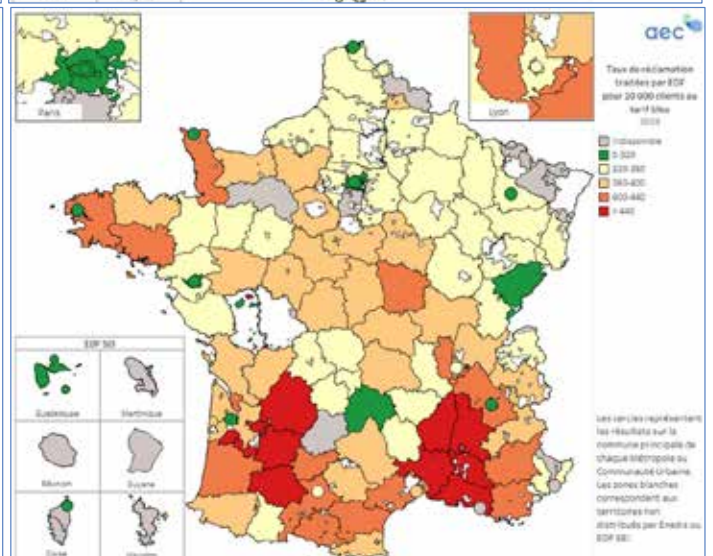
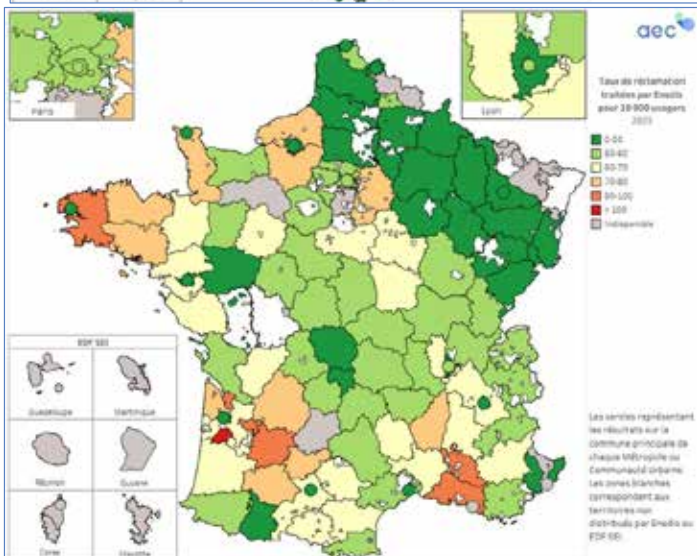
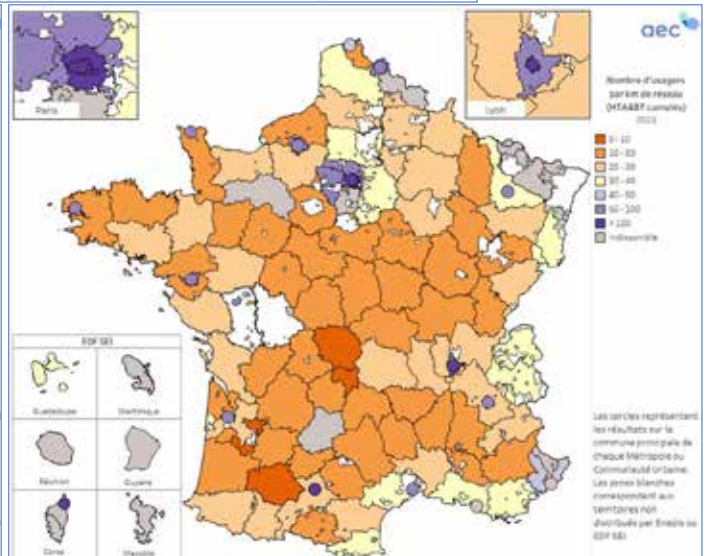
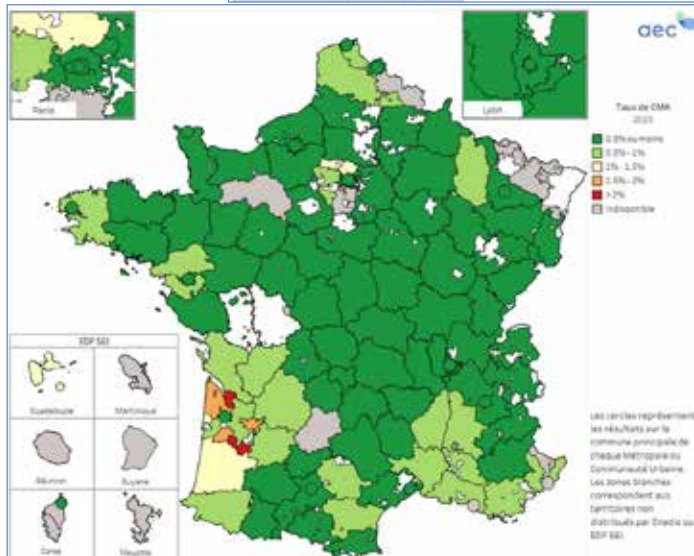
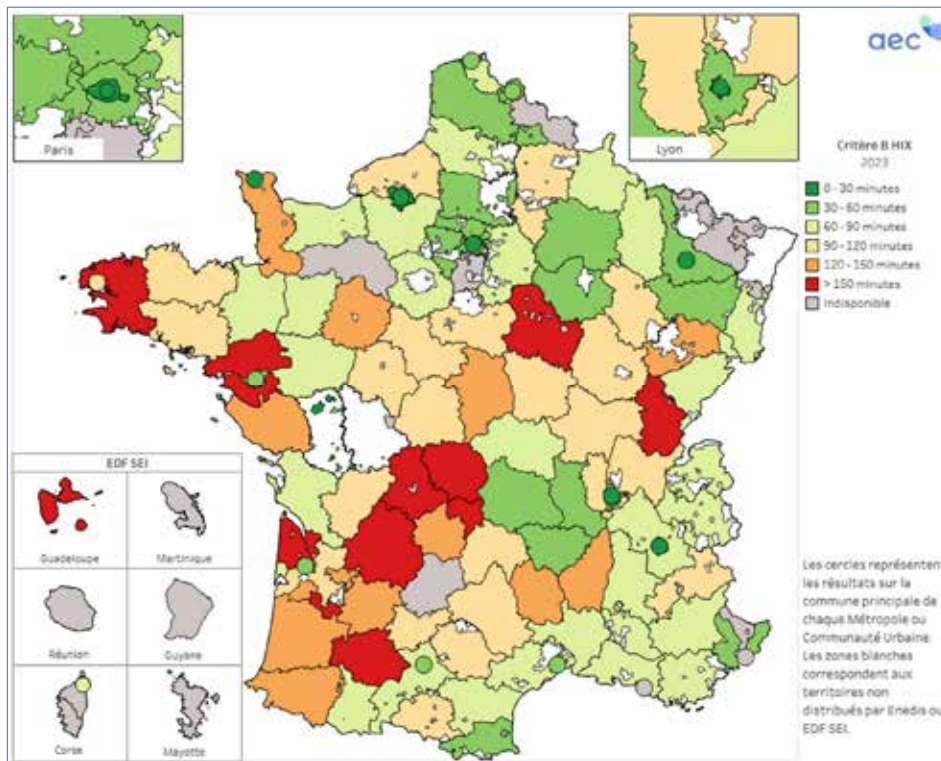
- Le critère B HIX 2023 en minutes (temps moyen de coupure – incidents et travaux – par usager BT et hors événements exceptionnels) ;
- Le taux de clients BT considérés comme Mal Alimentés en 2023 (en matière de chute de tension) ;
- La densité d'usagers en 2023 (nombre d'usagers par km de réseaux, HTA et BT confondus) ;
- Le ratio de réclamations orales et écrites traitées par Enedis en 2023 pour 10 000 usagers ;
- Le ratio de réclamations écrites traitées par EDF en 2023 pour 10 000 clients aux tarifs bleus ;
- La moyenne du critère B HIX en minute sur 2 ans (2022 et 2023) ;
- La moyenne du Critère B TCC en minutes sur 2 ans (2022 et 2023).

Des approximations sont possibles à propos des contours des territoires concédés du fait d'une connaissance incomplète des périmètres de toutes les concessions.

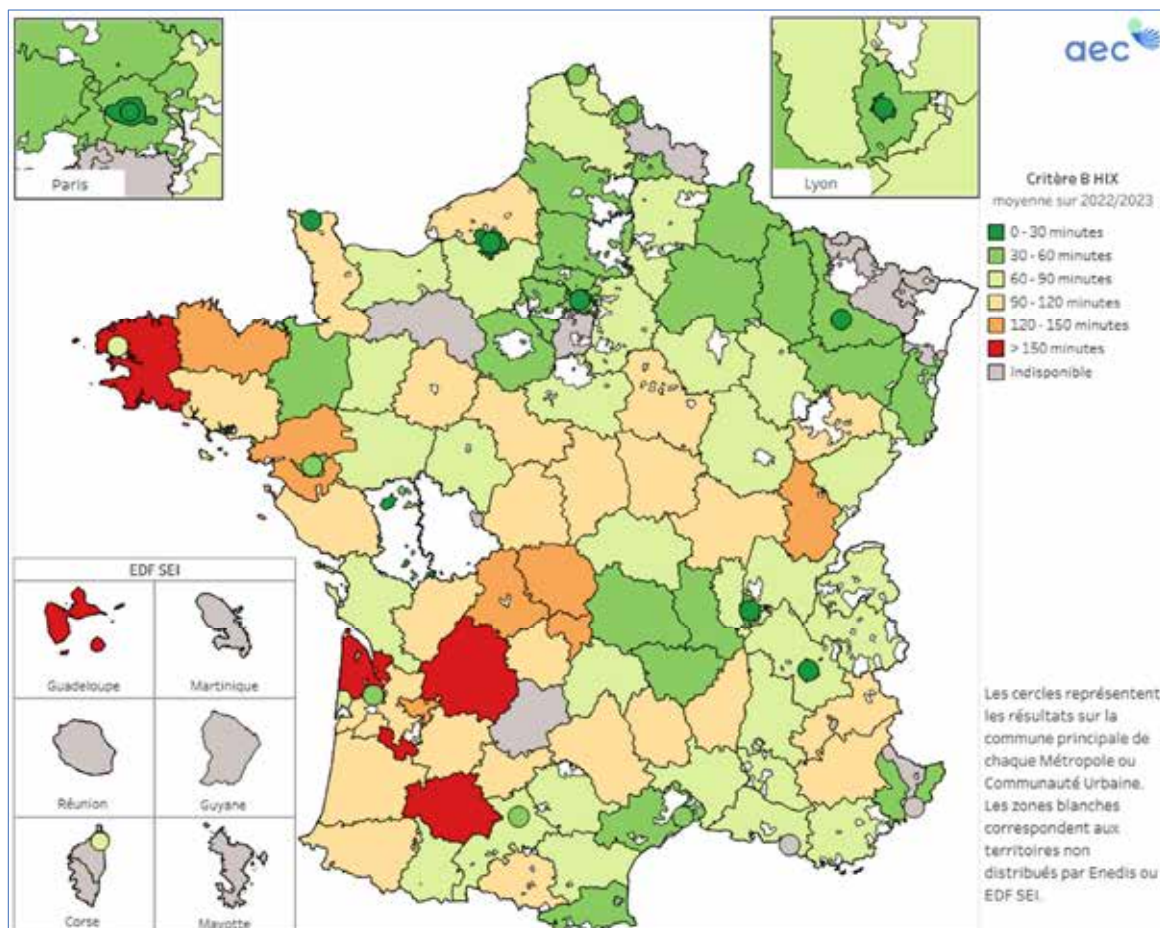
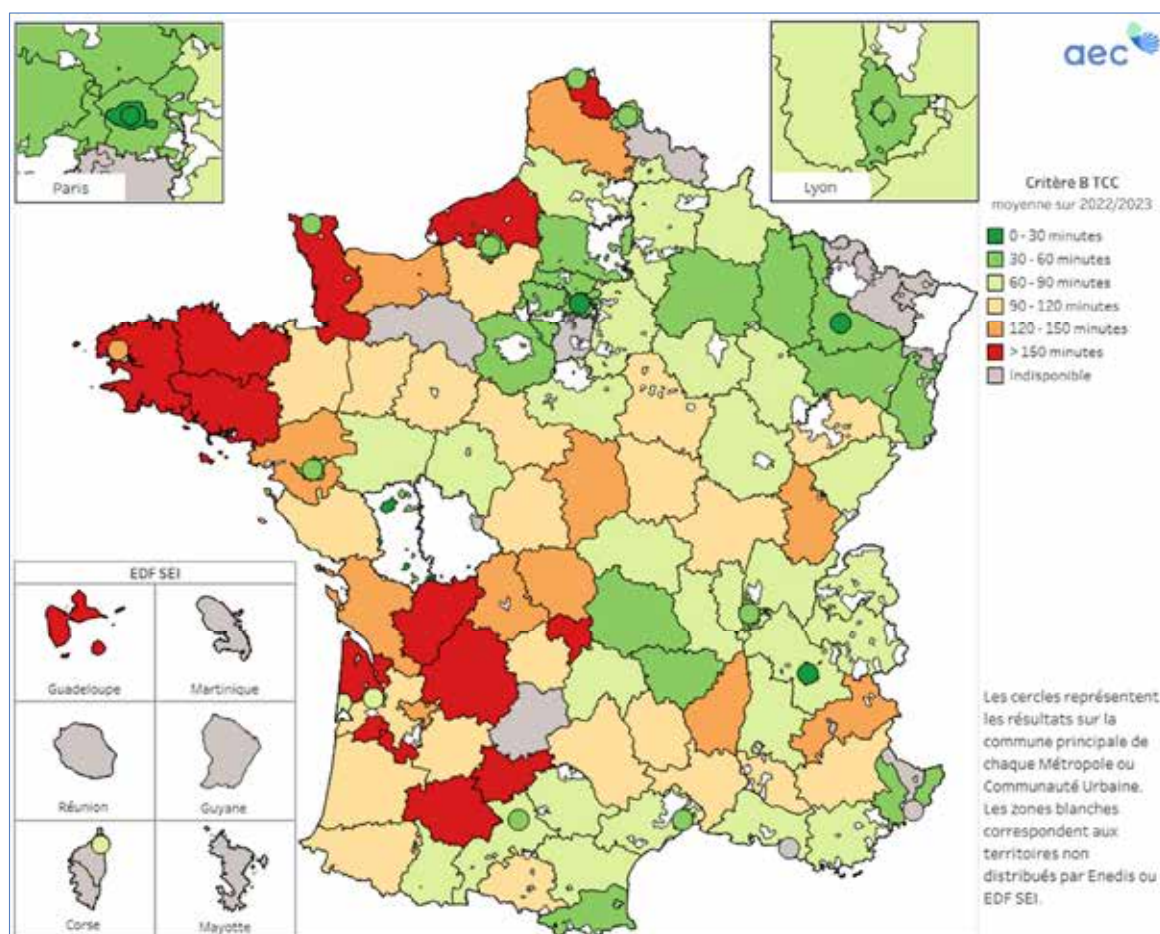
Les Entreprises Locales de Distribution (ELD : Régies, SICA, etc...) ne sont pas prises en compte dans ces représentations de résultats issus des CRAC transmis par chaque AODE. Les zones blanches sont des ELD et les zones grisées sont des secteurs pour lesquels les indicateurs sont actuellement indisponibles.

Pour les métropoles ou communautés urbaines qui reçoivent plusieurs CRAC sur leurs territoires, le choix a été fait de présenter les résultats de la commune la plus peuplée afin que soient présentées des informations « brutes », non retravaillées par le prestataire AEC.

Valeur de l'exercice 2023



Moyenne des exercices 2022 et 2023



Factures d'énergie

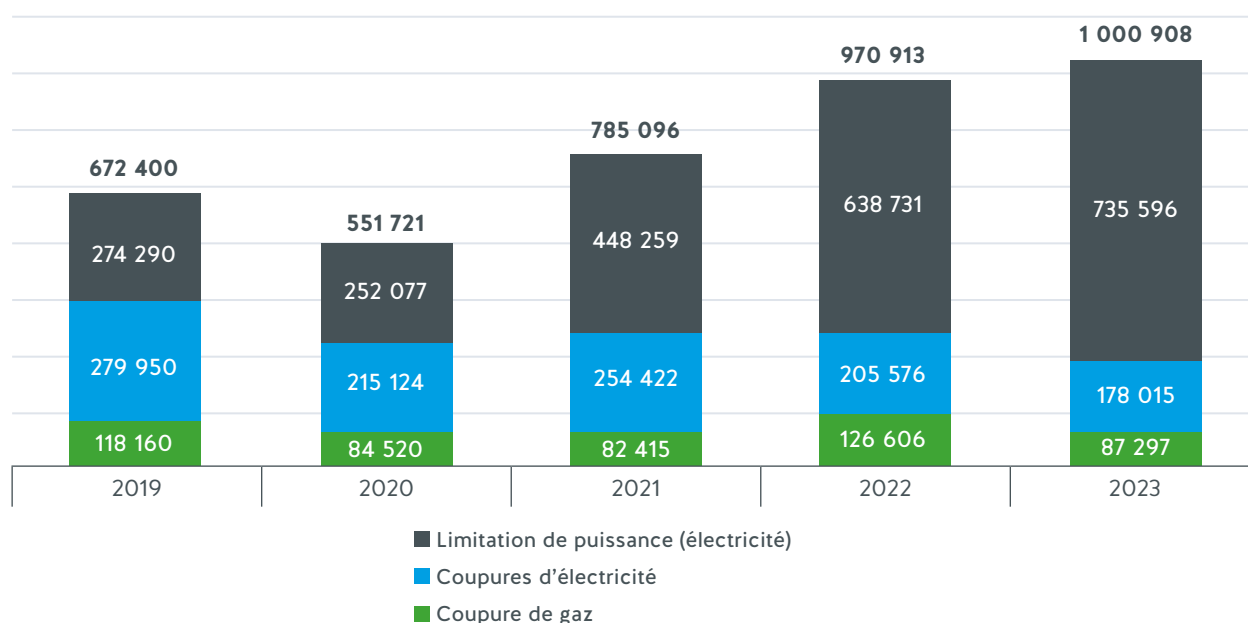
Plus d'un million d'interventions pour impayés en 2023 selon Le Médiateur

EXTRAIT :

Le cap du million d'interventions pour impayés de factures d'énergie dont plus du quart a donné lieu à des coupures, a été franchi en France en 2023, a indiqué le Médiateur de l'Énergie, ce 26 avril.

Les ménages peinent de plus en plus à payer leurs factures d'énergie, ... (limitations de puissance en électricité et coupures d'électricité ou de gaz naturel)... Pour la 1^{ère} fois depuis que cette autorité publique les recense, en 2015, le cap du million a été franchi (en 2023), soit une hausse de +3% par rapport à 2022 et même +49% par rapport à 2019...

Évolution des interventions pour impayés depuis 2019



Source : Publié le 26 avril 2024 – Anne Lenormand – Localtis

Le Médiateur national de l'Énergie a pour mission de proposer des solutions amiables aux litiges avec les entreprises du secteur et d'informer les consommateurs d'énergies sur leurs droits.

Le Médiateur National de l'Énergie

Rapport d'activité 2023

EXTRAIT DE « CARTON ROUGE À ENEDIS POUR PLUSIEURS MAUVAISES PRATIQUES ET POUR LES DIFFICULTÉS RENCONTRÉES EN MÉDIATION » :

Le nombre de litiges impliquant ENEDIS est en baisse en 2023 par rapport aux années précédentes. Cette évolution favorable est essentiellement le résultat de la mise en place des compteurs communicants qui ont permis de diminuer significativement le nombre de litiges liés aux consommations estimées ou aux index contractuels (changement de fournisseurs, mise en service, résiliation).

En revanche, en médiation, les services du médiateur national de l'énergie ont rencontré de nombreuses difficultés pour instruire les litiges qui concernent la qualité de l'alimentation électrique et le raccordement au réseau. Ce qui constitue le cœur de métier d'ENEDIS. Ainsi, les observations formulées par ENEDIS sur les catégories de litiges les plus complexes, telles que les erreurs de points de livraison ou les retards de raccordement, sont trop souvent incomplètes et parfois même erronées. En outre, ENEDIS refuse dans de trop nombreux cas de suivre les recommandations du médiateur national de l'énergie, notamment sur les litiges concernant des raccordements, en invoquant des motifs qui ne sont pas cohérents avec les observations que le service régional d'ENEDIS avait fournies pendant l'instruction du dossier en médiation !

Du fait de positions d'ENEDIS qui se sont rigidifiées en médiation, le taux d'accords amiables ne dépasse pas 40% sur les dossiers de qualité de fourniture et de raccordement (la moyenne tous opérateurs confondus est de 61 % tandis que le taux de suivi d'ENEDIS a perdu 10 points entre 2022 et 2023 sur ces thématiques et 4 points au global (88 % vs 92% en 2022).

Au-delà des difficultés rencontrées en médiation, le médiateur national de l'énergie a observé des pratiques particulièrement critiquables de la part d'ENEDIS :

- ENEDIS est le seul opérateur qui refuse obstinément d'appliquer les dispositions de l'article L. 224-11 du code de la consommation en cas d'émission tardive d'un redressement de consommation. Pourtant, cet article de loi s'impose à tous les opérateurs impliqués (fournisseurs et gestionnaires de réseaux), qui ont l'obligation de ne pas facturer les consommations d'énergie de plus de 14 mois à la date du dernier relevé publié avant la facture.
- Un certain nombre de mises en service d'un contrat de fourniture se sont trouvées retardées, par la faute d'ENEDIS qui avait omis de faire la mise en service du fait qu'il n'avait pas pu effectuer simultanément la pose d'un compteur Linky. Cette pratique, qui ne respecte pas les droits des consommateurs, a entraîné pour eux de la consommation sans fournisseur, dont le prix est beaucoup plus élevé que si le contrat avait été activé à la date demandée par le consommateur.
- Lorsque ENEDIS accepte en médiation de verser un dédommagement dans le cas d'une situation de consommation sans fournisseur, il refuse en revanche d'en déduire le montant sur les factures qu'il émet ; il invoque des règles comptables et le fait que le faible nombre de cas en cause ne justifie pas une évolution coûteuse de son système d'information ; le médiateur national de l'énergie ne peut que faire observer que le principal gestionnaire du réseau de distribution de gaz, GRDF, parvient parfaitement à procéder à cette compensation. Il regrette que cette position particulièrement rigide d'ENEDIS oblige le consommateur à régler un montant élevé de sa facture, avant d'espérer percevoir par la suite son dédommagement.
- À tous ces problèmes s'ajoutent quelques situations particulièrement choquantes, dans lesquelles, alors qu'ENEDIS avait indiqué pendant la médiation, ou même avant, que des travaux urgents devaient être entrepris pour des raisons de sécurité sur une colonne montante d'électricité, aucuns travaux n'avaient finalement été entrepris après la médiation, ENEDIS affirmant qu'il n'y avait finalement pas d'enjeu de sécurité.

GLOSSAIRE

ACS : Assurance Complémentaire de Santé accessible aux personnes dont les revenus ne dépassent pas 25% du plafond de la CMU_C (Complémentaire Santé Solidaire depuis janvier 2024)

ADELE : Actifs Détaillés et Localisés (inventaire et localisation des ouvrages par Enedis)

AEC : Cabinet d'expertise et de conseil (prestataire du SIEL)

AEL : Agence En Ligne

AFC : Amortissement du Financement Concédant

AODE : Autorité Organisatrice de la Distribution de l'Énergie

APER : (Loi) Accélération de la Production d'Énergies Renouvelables

BT : Basse Tension

CAPEX : Dépenses d'investissements matériels (capital expenditure)

- investissements imposés : dépenses contractuelles pour Enedis relatives aux raccordements des usagers sur sa zone de maîtrise d'ouvrage et à sa participation financière aux travaux de dissimulation esthétique des communes (convention dite « article 8)

- investissements délibérés : dépenses relatives à l'adaptation à la charge, au renouvellement, à la sécurisation et à l'amélioration de la qualité de fourniture

CCC : Cahier des Charges de Concession

CD : Conseil Départemental

CDT : Changement de Tension

CDR : Convention De Raccordement

CGCT : Code Général des Collectivités Territoriales

CH : Cabine Haute

CM : Colonne Montante

CMA : Client Mal Alimenté

CMU_C : Couverture Maladie Universelle Complémentaire

CPI : Câbles à isolation Papier Imprégné

CRAC : Compte Rendu d'Activité du Concessionnaire

CRC : Chambre Régionale des Comptes

CRCP : Compte de Régulation des Charges et Produits

CRE : Commission de Régulation de l'Énergie

Critère B : Indicateur qualitatif correspondant au temps moyen de coupure (en minutes) subi par un client alimenté en BT. Il existe plusieurs axes de calcul de ce critère :

- **TCC** = Toutes Coupures Confondues

- **HIX** = Hors Événement Exceptionnel

- **RI** = Régulation Incitative (durée moyenne de coupure perçue par client BT hors événement exceptionnel, hors interruptions ayant pour origine le réseau RTE et hors travaux)

CSPE : Contribution aux Charges de Service Public de l'Électricité

CST : Contrat Sortie de Tarif

CT : Contrainte de Tension

CTO : Contrôle Technique des Ouvrages

DI : Dérivation individuelle

DR : Direction Régionale

DMA : Départ Mal Alimenté

DPI : Demande d'Intervention pour Impayés

DE : Droits en Espèce

DI : Dérivation Individuelle

DR : Direction Régionale

DT : Direction Territoriale

EDF : Fournisseur historique d'électricité

ELAN (Loi) : Loi n°2018-1021 du 23 novembre 2018 portant Évolution du Logement, de l'Aménagement et du numérique

ELD : Entreprise Locale de Distribution

ER : Régime rural

ERDF : ENEDIS depuis juin 2016, distributeur d'électricité

ETI : Élément Technique d'Inventaire

FACé : Fond d'Amortissement des Charges d'Électrification qui permet le financement des travaux d'amélioration des réseaux électriques BT réalisés par le SIEL, maître d'ouvrage en zone d'électrification rurale

FS : Faible Section

FSL : Fonds de Solidarité Logement, participation versée par EDF au Conseil Départemental financée par la CSPE prélevée sur les factures des consommateurs

FU : France Urbaine

GDO : Gestion Des Ouvrages

GE : Groupe Électrogène

GRD : Gestionnaire du Réseau de Distribution

HT : Hors Taxe

HIX : Voir Critère B

HTA : Haute Tension dite Moyenne Tension

HTB : Haute Tension dite Très Haute Tension

IEP : Système d'Information de gestion de projet (Enedis)

ILD : Indicateur Lumineux de Défaut

kWh : kilo Watt heure (unité traditionnelle de mesure de consommation ou de production de l'énergie électrique)

LTECV (Loi) : Loi n°2015-992 du 17 août 2015 relative à la Transition Énergétique pour la Croissance Verte

LR : Liaison Réseau

M€ : Millions d'euros

Md€ : Milliards d'euros

MOA : Maîtrise d'Ouvrage

MVA : Mégavoltampère : multiple de l'unité de mesure de la puissance électrique

NiTi : Indicateur incidents basé sur le nombre d'utilisateurs par temps de coupure

NOME : (Loi) Nouvelle Organisation des Marchés de l'Électricité

OASICE : Outil d'Assistance et de Suivi par Intranet de la Cartographie (Enedis)

OCB : Ouvrage Collectif de Branchement

OMT : Organe de Manœuvre Télécommandé

ONL : Ouvrages Non Localisés

ONPE : Observatoire National de la Précarité Énergétique

OPEX : Dépenses d'exploitation ou charges courantes (operational expenditure)

PAC : Plan Aléas Climatiques

PAI : Plan Annuel d'Investissements

PCT : Part Couverte par le Tarif

PDL : Point de Livraison

PDTS : Pas Du Tout Satisfait

PDV : Prolongation des Durées de Vie. Dispositif comptable mis en place par Enedis pour tenir compte d'une partie de certaines catégories d'ouvrages dont la durée de vie peut être prolongée

PEC : Pôle Énergie Centre (Regroupement de 5 syndicats d'énergies de la Région Centre val de Loire)

PIH : Projet Industriel et Humain (Projet d'Enedis pour la période 2020-2025)

PHRV : Patient à Haut Risque Vital

PPI : Plan Pluriannuel d'Investissements

PR : Provisions pour Renouvellement

PS : Poste Source : poste de transformation des tensions HTB en tensions HTA et de ce fait jonction entre le réseau de transport d'électricité et celui de distribution

PS : Puissance Souscrite

PSI : Produit Stockée Immobilisée

PTF : Proposition Technique et Financière

RFR : Revenu Fiscal de Référence

RI : Régulation Incitative

RP : Rénovation Programmée

RTE : Réseau de Transport d'Électricité, filiale d'EDF qui gère le réseau public de transport d'électricité Haute Tension (HTB)

RU : Régime Urbain

SDI : Schéma Directeur d'Investissements

SI : Système Informatique

SICAE : Société d'Intérêt Collectif Agricole d'Électricité

SIG : Système d'Information Géographique

TB : Tarif Bleu

TBNR : Tarif Bleu Non Résidentiel

TBR : Tarif Bleu Résidentiel

TCC : Voir Critère B

TDB : Tableau De Bord

TECVL (Loi) : Transition Énergétique pour la Croissance Verte

TJ : Tarif Jaune

TPN : Tarif de Première Nécessité. Tarif social de l'électricité. La tarification spéciale de l'électricité « produit de première nécessité » a été mis en place par le décret du 8 avril 2004 modifié. Il prévoyait que le bénéfice de la tarification spéciale est ouvert aux personnes physiques titulaires d'un contrat d'électricité disposant de revenus leur donnant droit à la CMU_C ou à l'aide au paiement d'une ACS ou dont le revenu fiscal de référence annuel est inférieur à un certain plafond

TRV : Tarifs Réglementés de Vente encadrés réglementairement et proposés par le fournisseur historique EDF

TSS : Tarif Spécial de Solidarité

TST : Travaux Sous Tension

TTC : Toutes Taxes Comprises

TURPE : Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité

TV : Tarif Vert

URD : Universal Registration Document (Document d'Enregistrement Universel)

VB : Valeur brute

VNC : Valeur nette comptable

VRG : Valorisation des Remises Gratuites

ZUD : Zone Urbaine Dense



NOTES



12 - 14 rue Blaise Pascal - BP 51314 - 37013 TOURS CEDEX 1
Tél. : 02 47 31 68 68 - Courriel : sieil@sieil37.fr
www.sieil37.fr

