



Concession

Électricité

Rapport de contrôle

de **l'autorité
concedante**

DONNÉES 2022

L'actualité 2022

1

Les chiffres clés

2

Les indicateurs
du contrôle
de concession

3

La qualité de distribution

La continuité d'alimentation
La qualité de tension

4

Les travaux

Les investissements
du SIEIL et d'Enedis

5

Le domaine
financier

Le patrimoine comptable
Le compte d'exploitation

6

Le domaine clientèle distributeur

Les usagers de la concession
Les producteurs
Les raccordements
La qualité de service



- 7

Le domaine clientèle fournisseur

Les usagers aux TRV
Les usagers en difficultés
financières

Synthèse 2022 et perspectives

Annexes

Les 5 audits complémentaires
La concession en chiffres
L'impact des intempéries
Les données nationales
EDF - La fin des coupures d'électricité



Glossaire

Données 2022 - Édition novembre 2024
Direction de la publication : Sophie Nicolas
Rédaction : SIEIL - Photographie : SIEIL
Création et réalisation graphique : wam!



L'Édito du Président

Un nouveau contrat de concession pour 2023 !

En 2022, dans un contexte de crise de l'énergie, le SIEIL a finalisé la signature du contrat de concession de la distribution d'électricité sur toutes les communes d'Indre-et-Loire, sauf Tours, pour les 30 prochaines années.

Le contrat de concession signé en 1992 arrivait à échéance le 31 décembre 2022. Tout au long de l'année, les groupes de travail se sont réunis 36 fois dont 20 avec le concessionnaire Enedis.

Au cours de la négociation, une des ambitions portée par le SIEIL était de maintenir les investissements pour entretenir le patrimoine et ainsi sécuriser les infrastructures, notamment à partir des risques climatiques recensés sur le territoire. De nouveaux paramètres liés aux enjeux de transition énergétique ont également été intégrés aux nouvelles dispositions contractuelles.

L'objectif était de préserver ce qui fait la notion de service public de l'énergie pour garantir un bon niveau de qualité de distribution et une continuité d'alimentation en réduisant le temps de coupure par an et par habitant (Critère B).

Un temps de coupure de 90 minutes en moyenne ces 10 dernières années n'était pas tenable. Le SIEIL a argumenté en faveur d'une réduction du temps de coupure à 62 minutes en fin de contrat, proche de la moyenne nationale à 60 minutes.

Jean-Luc Dupont,
Président du SIEIL





Préambule

Marie LEFORT

Agent assermenté du Contrôle des Concessions

Le présent rapport de contrôle restitue comme de coutume, outre l'analyse du prestataire AEC, les résultats du contrôle effectué chaque jour, en 2022, en réponse aux réclamations des élus et des usagers. Il s'appuie souvent aussi sur les retours du terrain du service opérationnel technique.

L'audit des données 2022 s'est déroulé sur les sites des deux concessionnaires, Enedis et EDF, et a permis d'analyser les principaux indicateurs de qualité de service rendu fournis dans le Compte Rendu Annuel d'Activité (CRAC) et dans l'échantillonnage de dossiers qui avait été demandé au concessionnaire Enedis.

Cette restitution permet de comprendre l'intérêt des missions de contrôle. Elle met en évidence les progrès à accomplir par les concessionnaires et donne des indications précises sur les principales forces et faiblesses du réseau sur le territoire de la concession.



Retour sur l'audit des données 2022

La mission **d'audit** des données relatives à la distribution et à la fourniture de l'exercice 2022 s'est déroulée :

- le 16 octobre 2023 dans les locaux du fournisseur EDF à Tours. Le prestataire du SIEIL, l'AEC était en visio-conférence ;
- le 7 novembre 2023 dans les locaux du distributeur Enedis à Tours en présence des représentants du SIEIL, des délégataires Enedis et du prestataire AEC.

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

Cette année, en complément de l'audit général sur les résultats annuels de la concession, le SIEIL a souhaité également auditer une vingtaine de dossiers :

- 10 « Opérations d'investissements de renouvellement » ;
- 10 « Valorisation des chantiers du SIEIL ».

Ces 2 sujets sont traités dans 2 rapports indépendants.

Trois rapports sur la « continuité de distribution », la « qualité de distribution » et l'« analyse des incidents majeurs » sont également rédigés à la suite de l'audit.



Cet audit « de dossiers spécifiques » a bien pu avoir lieu en même temps que l'audit « général » en novembre 2023. Ceci est un point de satisfaction à souligner pour ce contrôle. Il serait opportun de pouvoir maintenir à l'avenir cette organisation pour les prochains contrôles.

Préalablement à l'audit, une liste des documents attendus a été remise aux concessionnaires. Les éléments transmis par les concessionnaires étaient partiellement complets par rapport à la demande initiale du SIEIL. Mais ces données de contrôle ont été réceptionnées le 7 juillet 2023, dans les délais convenus.

À la suite de l'audit de novembre 2023, EDF a remis ses réponses complémentaires le 17 novembre 2023 et Enedis le 25 janvier 2024.



Les principales données manquantes pour l'exercice 2022 sont les suivantes (liste non exhaustive) :

- **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 ;**
- **Le détail des vulnérabilités climatiques (zones PAC : neige, vent, etc.) des tronçons HTA (fichier ETRES 05) ;**
- **La liste des raccordements terminés dans l'année reste inaccessible. Il s'agit pourtant d'un sujet d'actualité majeur, notamment avec la Loi APER, et les annonces du PIH d'Enedis, les AODE doivent auditer plus en détails cette activité du concessionnaire ;**
- **Le détail des codes GDO des départs BT dans la liste des interruptions de fourniture sur le réseau BT ;**
- **Un document unique, compatible avec le CAPEX, permettant de connaître les affaires prévues et réalisées dans le cadre du Plan Pluriannuel d'Investissement (PPI), avec le détail des catégories, et rassemblant les informations financières (dépenses d'investissements) et les indicateurs de suivi quantitatifs par affaire (linéaire CPI déposés, nombre OMT posé, etc.).**

Pour mémoire, **l'obligation de communication d'éléments de contrôle** est expressément prévue dans l'article 44 du cahier des charges de la convention de concession. Le SIEIL en tant qu'AODE peut ainsi, notamment, à tout moment, prendre connaissance de tout document technique ou comptable dans le cadre d'un contrôle sur place ou sur pièce, 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. »



L'actualité 2022

Les incidents climatiques en Indre-et-Loire

2022

8 et 9 avril
Tempête Diego

3 et 4 juin
Orage

Comme l'année précédente, 2022 a été marquée par des **incidents climatiques** (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.

Extrait du message d'Enedis du 11 avril relatif à la tempête Diego :

...

La tempête a démarré en Touraine le vendredi 8 avril dans l'après-midi et jusqu'à 1 600 clients ont été coupés sur la concession vers 18:30 (6 000 en Région Centre-Val de Loire). Par le biais des réalimentations à distance, le nombre de clients impactés a été fortement réduit.

À 23:00, 61 clients étaient encore privés d'électricité et ont passé la nuit sans courant :

- 27 clients à Saché (chute d'un arbre sur 2 portées) ;
- 33 clients à Epeigné-Les-Bois (chute d'un arbre et 2 fils à terre) ;
- 1 PDL station de pompage à Restigné (chute d'un peuplier sur 4 portées).

Un incident supplémentaire constaté le samedi matin 9 avril à Restigné (en plus de celui de la veille : fil à terre) a coupé 95 clients sur la commune.

Tous les clients ont été réalimentés à 14:00.

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.

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 2024, ce dossier fait toujours l'objet d'un suivi de la part du SIEIL concernant les investissements prévus par Enedis. Ainsi, par courrier en date du 16 juillet 2024, interrogé au titre du contrôle de concession, notamment concernant l'enveloppe d'investissement mentionné au CRAC 2022 et faisant état de 753 884 € sur ledit poste, Enedis a listé **les travaux réalisés cette année 2022** :

- Renouvellement de 2 ½ rames : 504 k€ (chantier terminé, engagé en 2018 avec un investissement total de 964 k€) ;
- Passage en PCCN (Palier Contrôle Commande Numérique): 128 k€ chantier terminé, engagé en 2020 avec un investissement total de 687 k€) ;
- Remplacement des IC (Impédances de Compensation) 600A par des 1000A : 49 k€ (chantier terminé, engagé en 2020 avec un investissement total de 198 k€) ;
- Sécurisation des transformateurs HTB/HTA avec création de murs pare-feu : 73 k€ (chantier terminé, réalisé intégralement en 2022).

Soit le montant total de 754 k€ investis repris dans le CRAC 2022.

Enedis a précisé que l'intégralité des travaux prévus consécutivement à l'incident n'a pas été effectuée en expliquant que lors de la consultation pour la réalisation des travaux de génie civil, l'entreprise qui a répondu à l'appel d'offres ayant été largement au-dessus du budget estimé, l'offre a été déclarée infructueuse. De plus, un certain nombre de réserves avaient été posées sur les solutions techniques proposées. Une étude de génie civil a été relancée courant 2022 pour envisager d'autres solutions techniques de réhabilitation du bâtiment.

Il reste donc à :

- Réhabiliter le bâtiment pour installer trois ½ rames (génie civil et électrique HTA et BT). Le redémarrage du chantier est prévu en 2025 pour une fin en 2027 puisque les travaux vont se dérouler dans un bâtiment en exploitation ;
- Raccorder les deux transformateurs HTB/HTA aux lots PCCN.

Ce prévisionnel de travaux fera l'objet d'un suivi du contrôle de concession.

La négociation relative au renouvellement du contrat de concession

Les réunions de travail commencées en mars 2021 se sont poursuivies tout au long de l'année 2022 en vue de la signature du nouveau contrat en mars 2023.

Fin 2022, on dénombrait 36 réunions tous groupes de travail confondus, dont 20 avec Enedis.

L'objectif étant de :

- s'accorder sur une rédaction partagée du nouveau contrat de concession en tenant compte des spécificités locales et en répartissant au mieux la maîtrise d'ouvrage ;
- prévoir les programmes d'investissement en ciblant les secteurs les plus impactés de la concession ;
- réduire le temps moyen de coupure par an et par habitant (critère B).

Au cours de cette négociation, 3 ambitions fortes pour le SIEIL en tant qu'autorité concédante propriétaire des réseaux, pour Enedis gestionnaire du réseau de distribution et pour EDF, fournisseur d'énergie électrique aux tarifs réglementés de vente (TRV) :

Ambition n°1

- Garantir un bon niveau de qualité de distribution en matière de continuité et de tenue de tension en fiabilisant le réseau

Ambition n°2

- Sécuriser les infrastructures à partir des risques climatiques recensés sur le territoire

Ambition n°3

- Accompagner la transition énergétique

Le périmètre de la concession

Le Syndicat Intercommunal d'Énergie d'Indre-et-Loire est autorité concédante de 271 communes du département et représente de 470 724 habitants au 1^{er} janvier 2022.

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 2022, aucune commune n'a changé de régime d'électrification.

Le nombre d'usagers est en **augmentation** en 2022 avec 2 978 usagers supplémentaires, soit une évolution annuelle de +1,2%. Lors du précédent exercice, on observait un dynamisme semblable avec une évolution à la hausse du nombre d'usagers de la concession de +1,0% (+ 2 688 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 +488 (+6,4%), suivie par la commune de Veigné avec +135 (+4,0%) usagers.

1

Les chiffres clés 2022

Compte Rendu d'Activité de la Concession - CRAC 2022 (comparé à 2021)



271 communes

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

276 119 usagers consommateurs

(273 666 en 2021)



275 556 usagers consommateurs

selon la base technique (272 578 en 2021)

Taux d'usagers

en zone rurale 43,2 %

selon la base technique (43,3 % en 2021)

en zone urbaine 56,8 %

selon la base technique (56,7 % en 2021)

161 298 usagers

aux Tarifs Réglementés de Vente (162 602 en 2021)

2 579 GWh

d'énergie acheminée (2 723 GWh en 2021)

4 676 installations

de production (4 008 en 2021)



18 postes sources

(18 en 2021)

10 935 postes

de transformation HTA/BT (10 886 en 2021)

Le réseau HTA

8 430 km (8 397 km en 2021)

dont 5 271 km en zone rurale et 3 159 km en zone urbaine

- **Souterrain 3 545 km / taux d'enfouissement 42,0 %**
(3 491 km / taux d'enfouissement 41,6 % en 2021)
- **Aérien 4 885 km dont torsadé 10,5 km et aérien nu 4 875 km** (4 906 km en 2021 dont torsadé 10,5 km et aérien nu 4 896 km)



Le réseau BT

7 384 km (7 346 km en 2021) dont 3 606 km en zone rurale et 3 778 km en zone urbaine

- **Souterrain 3 348 km/taux d'enfouissement 45,3 %**
(3 272 km/taux d'enfouissement 44,5 % en 2021)
- **Aérien 4 036 km dont torsadé 3 375 km et aérien nu 662 km dont fils nus faibles sections 316 km** (aérien 4 075 km en 2021 dont torsadé 3 380 km et aérien nu 695 km dont fils nus faibles sections 340 km)

Qualité de fourniture

(durée moyenne annuelle de coupure)

- **Crit B Toutes Causes Confondues (TCC) 64 mn**
(109 mn en 2021)

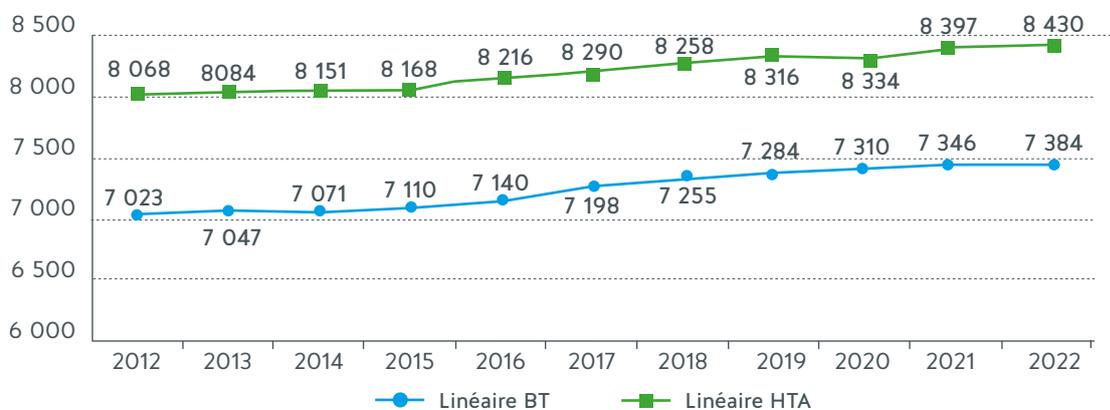
- **Crit B Hors Incidents Exceptionnels (HIX) 63 mn**
(108 mn en 2021)

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

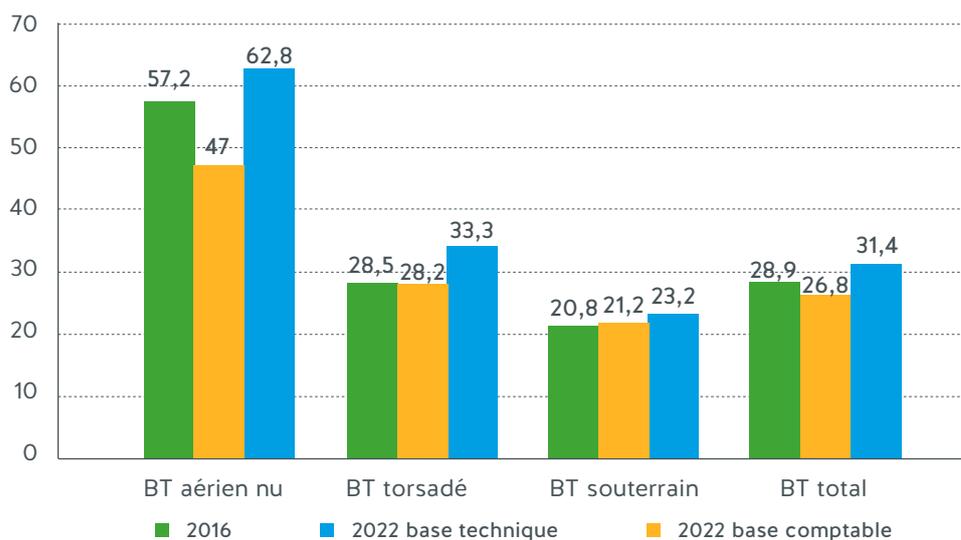
EDF assure la fourniture d'électricité aux usagers bénéficiant des Tarifs Réglementés de Vente

Les données réseaux en 2022

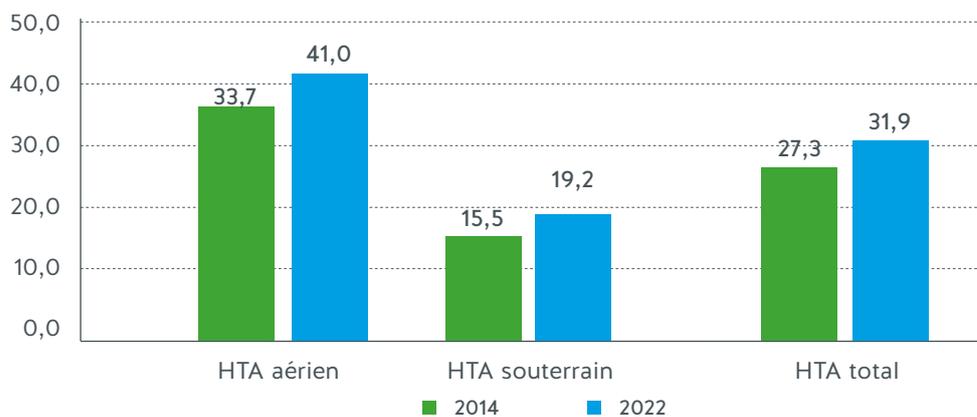
Évolution du linéaire de réseau en km



Évolution âge moyen réseaux BT



Évolution âge moyen réseau HTA



Le réseau HTA et l'amont du réseau de distribution

Sur l'exercice 2022, **30 postes sources (PS)** alimentent le territoire (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 2019. La puissance totale installée dans les PS a augmenté de +5 MVA entre 2021 et 2022. Cela est lié à l'augmentation de la puissance du poste source CHATILLON de +5 MVA.

Ces postes sources alimentent les usagers de la concession via le **réseau HTA** d'une longueur totale de 8 430 km qui a augmenté de +34 km en 2022 (soit +0,4%). Soit une évolution similaire à la moyenne des 5 exercices précédents de +38 km/an.

Cette hausse en 2022 est la résultante d'une part de +54 km de mises en service de réseaux HTA souterrains (vs +87 km/an sur la période 2016-2021) et d'autre part, de la résorption de -21 km de réseaux HTA aériens (vs -49 km/an sur la période 2016-2021).

À fin 2022, le **taux d'enfouissement HTA** s'établit à 42,0%. Ce taux est inférieur de 9,3 points du taux national moyen de 51,3% (statistiques nationales Opendata Enedis à fin 2022). Considérant la densité d'usagers 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 +0,4 point par rapport à l'exercice 2021. Un rythme relativement faible pour ce territoire, puisque lors de la dernière décennie, le rythme était en moyenne de +1,0 point/an de taux d'enfouissement HTA (à périmètre constant).

Les taux d'enfouissement les plus élevés sont visibles pour les communes de Saint-Cyr-sur-Loire et Chambray-lès-Tours.

Parmi les réseaux souterrains, la concession compte 74 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 le prestataire du SIEIL sur la base des concessions auditées (moyenne à 2,7% en 2021, selon une quarantaine d'AODE).

En 2022, sur la concession et selon l'inventaire du concessionnaire à date, 96 communes au total sont concernées par la présence de CPI. Toutefois, 4 communes rassemblent plus de 50% du total :

- 18% des CPI sont situés à Joué-lès-Tours (13,2 km) ;
- 17% à Saint-Pierre-des-Corps (12,9 km) ;
- 11% à Saint-Avertin (8,0 km) ;
- 8% à Saint-Cyr-sur-Loire (6,0 km).

Les CPI ont été mis en service principalement entre les années 1960 et 1980. Sur la concession ils ont notamment un âge moyen de 49 ans.

Représentant 0,9% des réseaux HTA de la concession ou 2,1% des réseaux HTA souterrains, **les câbles CPI contribuent très faiblement au critère B incidents HTA du SIEIL**. En effet, depuis 10 ans, ils contribuent en moyenne à 2,3% de ce critère B, loin derrière les réseaux HTA aériens (59,8%) ou les autres réseaux souterrains (11,2%). 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 réaligner 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 pas être réalimentés rapidement. Et dans ces cas, les NiTi (Indicateur Incidents basé sur le nombre d'usagers par temps de coupure) se cumulent considérablement.

En complément de ce risque, les câbles CPI sont le siège de **nombreux incidents HTA**. En 2022 sur les 42 incidents souterrains HTA HIX du territoire, 7 ont eu lieu sur des câbles CPI soit 17% du nombre d'incidents souterrains. Cela représente une incidentologie de 9,5 incidents pour 100 km de réseaux, soit 9 fois plus que les câbles souterrains synthétiques avec 1,2 incident/100 km. Ce risque potentiel 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 2016 (environ -5 km/an, soit un total de -30 km en 6 ans), ces réseaux seraient entièrement traités à l'horizon 2037.

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

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.



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.

Pour l'instant le concessionnaire n'y est pas favorable et a répondu lors de l'audit : « Ces données (comme beaucoup d'autres) sont fournies chaque année dans les contrôles de concessions sans pour autant figurer dans les données du CRAC. Concernant les CPI, ils font l'objet d'un suivi spécifique dans le CRAC de votre concession dans le cadre du PPI.

L'ajout de nouvelles données dans le CRAC non prévues à l'article 8 de l'annexe 1, relève de décisions nationales qui sont prises en concertation avec les instances représentatives des autorités concédantes (FNCCR et FU) et font l'objet de protocoles ».

Le SIEIL et son prestataire ne partagent pas cet avis. L'article cité vise la transmission minimale (et non maximale) des indicateurs listés et ne limite en aucun cas la possibilité d'ajouter d'autres informations, qui sont utiles à l'AODE propriétaire des ouvrages et qui permettraient plus de transparence et d'exhaustivité du compte rendu d'activité.



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.

Le réseau HTA de la concession est constitué à 58 % de **réseaux aériens**. 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, neiges, etc.).

À fin 2022, la concession compte 4 885 km de réseaux HTA aériens (regroupant les câbles nus et torsadés), contre 5 091 km en 2017, soit une résorption de -206 km en 5 ans ou -40 km/an en moyenne. Le réseau HTA nu a diminué de -21 km en 2022.

Pour mémoire, le réseau HTA torsadé est souvent confondu avec le réseau HTA aérien nu sous l'expression « réseaux HTA aériens ». C'est le cas dans le CRAC d'Enedis des données 2022. En effet, cette technologie torsadée peu répandue en HTA, représente seulement 1,3% 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 734 km (stable par rapport à 2021), Colombiers avec 496 km (stable), Chinon avec 379 km (-2 km en un an), Couesmes avec 363 km (-3 km), et Sorigny avec 345 km (stable). Ces 5 zones rassemblent 48% des réseaux HTA nus de la concession. En outre, les départs HTA du poste source Bléré ont été concernés par d'importantes baisses des linéaires aériens de 194 km à 181 km (soit -13 km).

Parmi le linéaire total de réseaux HTA aériens nus, plus de 61 km (soit une part de 0,73% 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 est proche de la moyenne constatée par le prestataire AEC (sur la base du panel AEC, exercice 2021). Entre 2016 et 2022, le linéaire HTA FS a diminué de -20 km, soit environ -25%.



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.

Quatre postes sources de la concession rassemblent plus de la moitié (53%) des réseaux FS HTA de la concession : Colombiers (12,5 km), Couesmes (5,7 km), Preuilley-sur-Claire (5,2 km) et Sorigny (5,2 km).

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 31,9 ans contre une moyenne nationale de 30,8 ans (statistiques AEC 2021).

Plus en détail, avec 19,2 ans de moyenne d'âge pour les réseaux souterrains, le SIEIL est en dessous de la moyenne relevée par le prestataire de 20,1 ans (statistiques AEC 2021)

Le réseau HTA aérien est en moyenne âgé de 41,0 ans. Face à cela, une partie de la politique industrielle du concessionnaire est de travailler au 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 ont débuté nationalement en 2012, ont pour objet le renouvellement des accessoires les plus défaillants (attaches, isolateurs, armements, ponts, bretelles, éclateurs, parafoudres, supports, etc.) identifiés 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 évolue 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 composant supplémentaire 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 engage 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.

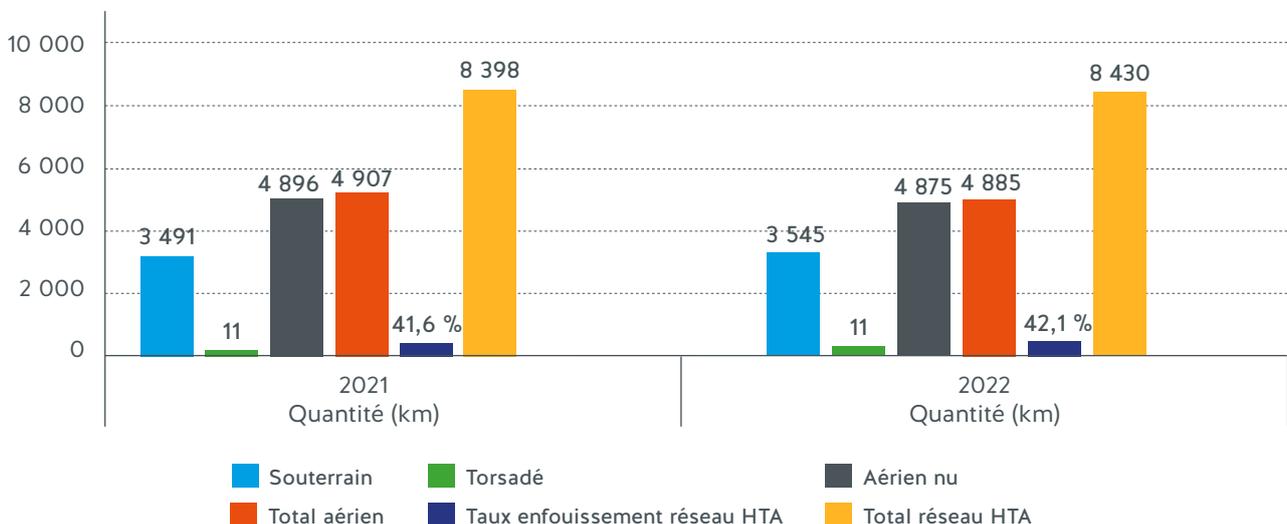
Entre 2013 et 2022, environ 461 km de réseaux HTA aériens de la concession ont été traités par de la PDV (dont 25 km en 2021 et 44 km en 2022). En complément, 182 km ont été fiabilisés (sans travaux). En cumulant les linéaires traités et fiabilisés, la part de réseaux HTA concernés par de la PDV est ainsi de 13% à fin 2022, par rapport au linéaire aérien HTA total.

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.

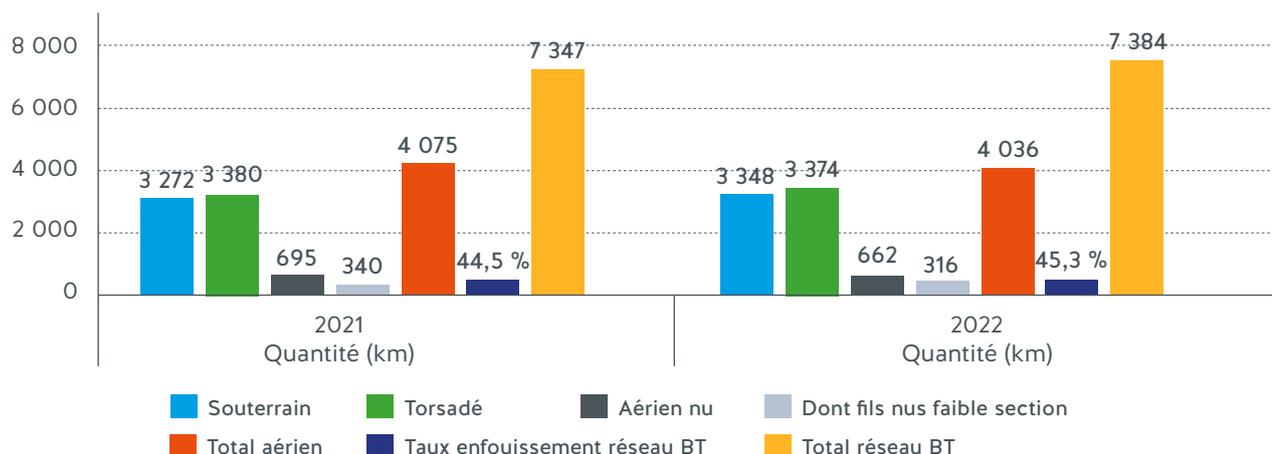


Certaines AODE obtiennent désormais un inventaire HTA enrichi des linéaires situés dans des zones PAC (risques bois, neige et givre, ou vent, etc.). À ce jour le SIEIL ne bénéficie pas encore de ce niveau de détail. En réponse complémentaire, le concessionnaire a apporté des précisions : « Ces données ne sont actuellement pas fournies dans le cadre du contrôle de concession. Pour autant, cet état sera fourni dans le cadre de la mise à jour du diagnostic en amont de la négociation du 2^{ème} PPI. Cet état sera ensuite fourni tous les ans. »

Répartition du réseau HTA en km



Répartition du réseau BT (en km)



Le réseau BT et l'aval

Le taux d'enfouissement du **réseau BT** (45,3% en hausse de +0,8 point par rapport à 2021) est légèrement inférieur à la moyenne des valeurs observées de 47,7% (statistiques nationales à partir de l'Opendata Enedis à fin 2022). De plus, en considérant la densité d'usagers (37 usagers/km de BT), le taux d'enfouissement BT se situe proche de la tendance constatée sur les autres concessions de densités d'usagers comparables.

En outre, ce réseau est constitué à 9% de **lignes aériennes nues** dont le taux d'incidents en 2022 est 5 à 7 fois supérieur aux câbles torsadés et souterrains. De plus, leur présence sur le territoire de la concession est légèrement supérieure en proportion avec ce qui est observé au niveau national (moyenne de 6,4%, statistiques Opendata Enedis 2022).

À fin 2022, il restait 662 km de réseau BT aérien nu. Entre 2016 et 2022, le rythme de résorption moyen du réseau BT aérien nu s'établit à environ -15 km/an. Plus précisément, depuis 2015, année du décret FACÉ, le rythme est de -30 km/an en zone ER et de -8 km/an en zone RU. En projection de ces rythmes moyens, le stock serait résorbé théoriquement d'ici 15 ans en zone ER et 26 ans 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, en amont d'éventuels travaux de résorption, un inventaire visant la réalité du terrain devrait aboutir dans un premier temps pour la base technique/SIG et dans un second temps pour la base comptable.



Pour rappel, 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.

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 316 km de réseau BT de faible section

à fin 2022. Ce qui représente 4,3% du réseau BT, taux également très élevé en comparaison de ce qui est constaté par ailleurs avec une moyenne de 1,7% (statistiques AEC exercice 2021).



À noter que 14,6% (1 077 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.

Comme ils ne sont pas définis initialement dans les inventaires du concessionnaire, Enedis communique un fichier annexe afin d'estimer les types de réseaux souterrains. Selon ce fichier, le prestataire AEC estime le stock de réseau BT CPI à 16 km et de neutre périphérique à 209 km. Il s'agit des 1^{ères} générations de canalisations BT souterraines. Cette estimation reste à être confirmée et des précisions sur la réalisation et l'utilisation de ce fichier restent nécessaires pour éviter toutes interprétations erronées.



Le raccordement des nouveaux usagers et les opérations d'adaptation en charge ont amené le nombre de **postes HTA/BT** à croître de +49 unités en 2022 (+17 pour des communes en zone RU et +32 en ER). Plus précisément, 129 nouveaux postes ont été mis en service en 2022 (dont 39 postes « poste au sol type A ») et 80 postes antérieurs ont été retirés.

Les technologies préfabriquées sont généralement privilégiées dans les mises en service. Elles ne représentent cependant pas la principale catégorie de ces biens avec une proportion à hauteur de 39% pour le SIEIL contre 53%

de postes sur poteaux. Parallèlement, le nombre de transformateurs continue d'augmenter (+39 unités en 2022). Désormais 65% 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 2022, il reste 47 ouvrages de ce type, soit environ 0,4% des postes HTA/BT. Cette valeur a diminué de 1 unité lors de la dernière année.

À ce jour, aucun inventaire des équipements des postes HTA/BT dont les cellules HTA, les tableaux BT, la position de la prise du transformateur, etc. n'est communiqué par le concessionnaire. Toutefois le concessionnaire a présenté son programme « Data Poste » qui permet la collecte de données lors des déploiements des concentrateurs dans les postes HTA/BT et les intégrer au SIG. Les exploitants et des prestataires compléteront progressivement l'inventaire en délibéré. À fin 2022, plus de 95,5% des équipements avaient été inventoriés sur la Région Centre-Val de Loire. Les postes H61 et les postes compacts ne sont pas concernés par cet inventaire car les concentrateurs Linky ne peuvent pas être installés dans ce type de postes).



Les données collectées sont :

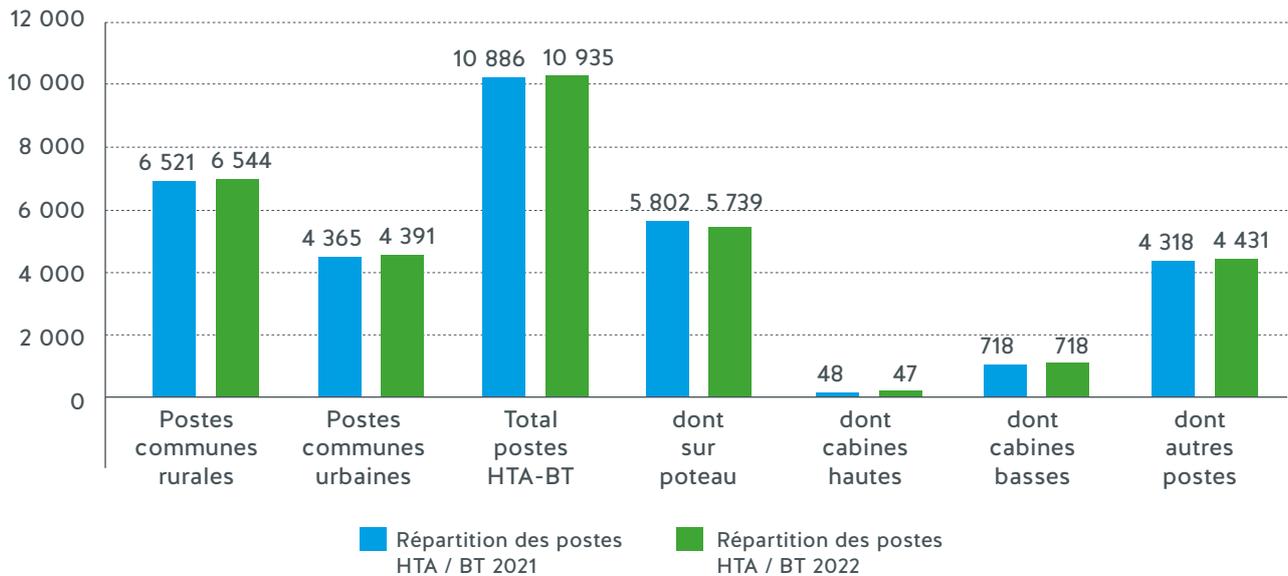
- Cellules HTA (fabricant et modèle) ;
- Tableau BT (fabricant et type) ;
- ILD (fabricant, modèle et type) ;
- Transformateur ;
- Position du commutateur.



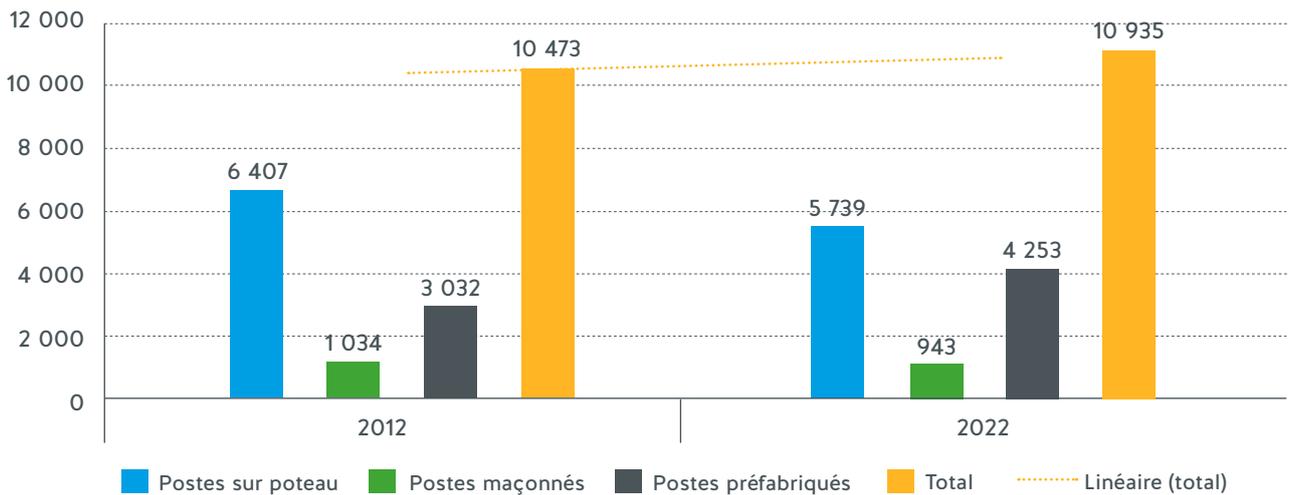
Pour l'AODE, l'enjeu sera de savoir à quelle échéance ces nouvelles données plus fines de connaissance du patrimoine seront consolidées et transmises. Pour l'instant le concessionnaire indique : « La fourniture de ces données non prévues dans le décret inventaire fera l'objet d'une instruction nationale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



Répartition des postes HTA/BT



Répartition des postes HTA/BAT de 2012 à 2022



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. Le déploiement en masse selon son programme initial a pris fin en décembre 2021. Toutefois celui-ci 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 267 000 sur la concession. Soit un taux de déploiement de 94,6% à fin 2022 : supérieur à la moyenne nationale d'Enedis de 92,1%.

Le taux de déploiement des compteurs Linky paraît stable sur la concession entre 2021 et 2022 alors que la pose des compteurs s'est poursuivie. En 2022 Enedis a modifié les modalités de calcul de ce taux et prend désormais en compte les « compteurs inactifs ». Ce qui augmente le dénominateur de ce ratio.

En complément du taux de déploiement, il est important de suivre également le taux de compteurs Linky déclarés communicants dans Ginko qui est de 99% à fin 2022. C'est-à-dire les compteurs ouverts à tous les services prévus.

En complément, le concessionnaire a transmis un inventaire comptable par commune et par mois de mise en service des compteurs Linky et des concentrateurs qui sont désormais immobilisés en concession depuis 2018. À fin 2022, Enedis a déployé 10 910 concentrateurs sur la concession, soit 210 de plus en une année.

Pour information, dans sa délibération de février 2022, la CRE indique qu'Enedis a respecté les objectifs fixés pour ce déploiement et « les coûts d'investissements sont inférieurs d'environ 15% par rapport au plan d'affaires initial,

soit 0,7 Md€, et représentent ainsi un investissement d'un peu moins de 4 Md€ ». Toutefois, ce gain est en partie dû à la surestimation initiale du nombre de compteurs à remplacer : « Cet écart entre le nombre de compteurs total 37,7 millions et le nombre de compteurs initialement prévu dans le modèle d'affaires (39 millions) s'expliquant par une prévision initiale trop élevée du parc de compteur » (...) « Au global, fin 2021, Enedis a moins dépensé que prévu. Compte tenu du nombre plus faible que prévu de compteurs à poser, comme expliqué précédemment » (...).



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'utilisateur et celle de l'électricité distribuée ;**
- **SUIT les investissements sur les ouvrages de la concession ;**
- **ANALYSE les données comptables et financières du CRAC.**

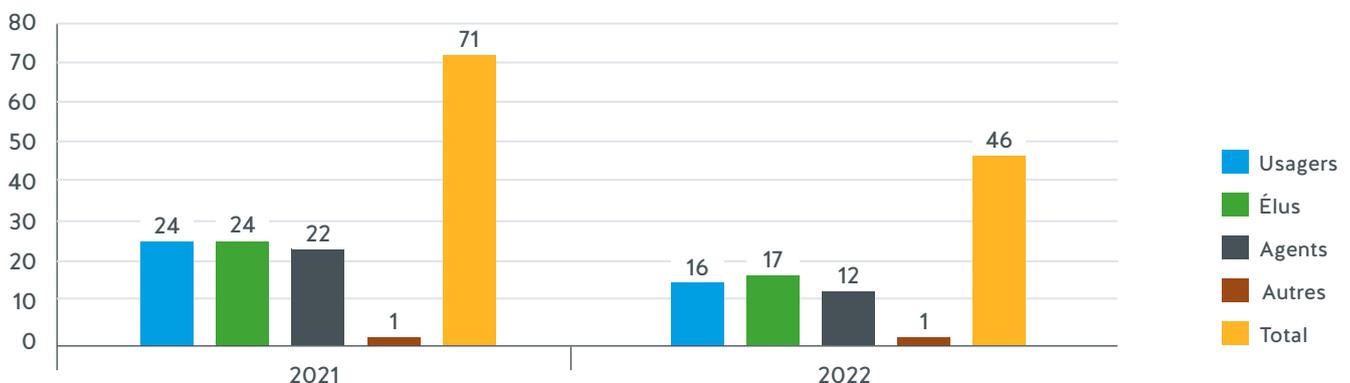


2

Les indicateurs du contrôle de concession en 2022

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 2021/2022



Ce sont les élus, 17 en 2022 (24 en 2021) et les usagers des communes, 16 en 2022 (24 en 2021) qui sont principalement à l'origine des réclamations. Les techniciens du SIEIL constatent aussi le défaut d'entretien des ouvrages lors de leurs déplacements sur les chantiers tout comme les agents des communes pour un total de 12 en 2022, en nette diminution par rapport à 2021 (22) qui rejoint les résultats de 2020 (14). 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. Le nombre de nouveaux dossiers a chuté, 46 en 2022 contre 71 en 2021 tandis que celui des dossiers reportés passe de 72 en 2021 à 61 en 2022. Soit un encours de traitement de dossiers de contrôle de concession à 107 en 2022 (143 en 2021).

En 2022, les réclamations des nouvelles affaires concernent en grande partie l'entretien des ouvrages pour 18 dossiers, soit 39% (37 dossiers, soit 52% en 2021). 17 dossiers, soit

37%, traitent 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.

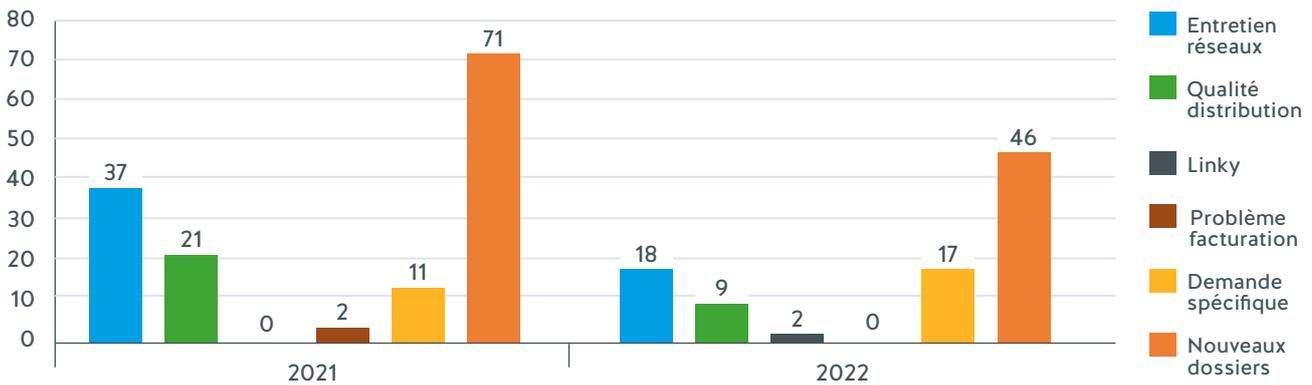


L'indicateur relatif à la qualité de distribution ne représente cette année que 20 % des doléances c'est-à-dire 9 nouvelles réclamations (21 dossiers soit 30 % en 2021). L'AODE et son concessionnaire ne peuvent que se satisfaire de l'évolution favorable de cet indicateur répondant à une des préoccupations majeures du SIEIL.

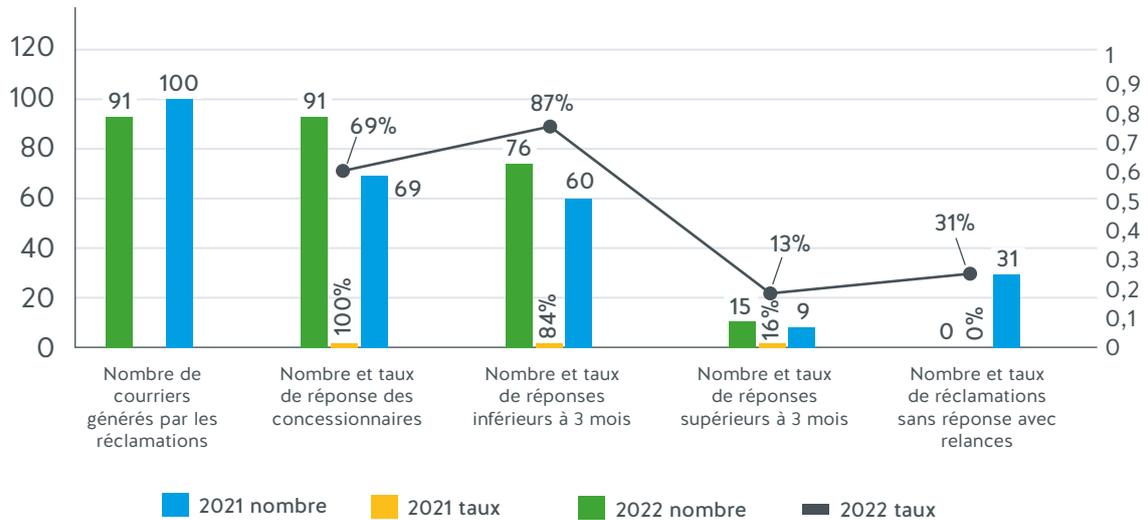


Mais, depuis 2019, l'objet prépondérant des réclamations porte sur le défaut d'entretien des ouvrages. Même si le taux est en régression du fait notamment de l'impact conjugué de la baisse du nombre de nouveaux dossiers et de l'augmentation de celui des demandes spécifiques.

Comparaison des thèmes de réclamations 2021 et 2022



Traitement des réclamations Taux de réactivité des concessionnaires 2021/2022

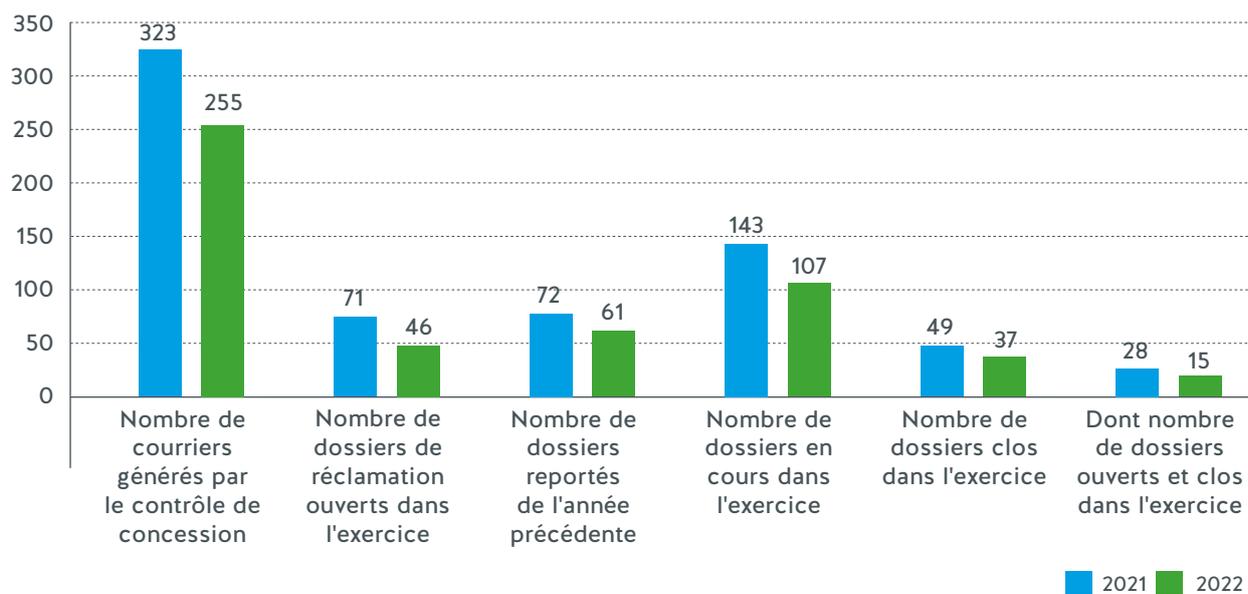


En 2022, les réclamations ont généré 100 courriers adressés aux concessionnaires (91 en 2021).

Le nombre de réponses du concessionnaire est de 69 (91 en 2021). Le taux de réponse à 100 % des concessionnaires aux réclamations adressées par le SIEIL, observé en 2020 et 2021, n'a pas été maintenu en 2022 puisqu'il est passé à 69% en raison parfois de la complexité de certaines

interventions ou de leur nécessaire coordination dans le temps. En 2022, le SIEIL a ainsi envoyé 31 relances (soit 31% des dossiers en cours de traitement) pour absence de réponse. Le taux relatif aux délais de réponse inférieurs à 3 mois est stable. Il est passé de 84% à 87% compte tenu également de la baisse du nombre de réponses.

Suivi de contrôle de la concession Électricité 2021/2022



La différence de résultats entre 2021 et 2022 s'explique en partie en raison du report de certains dossiers enregistrés en 2020 durant la crise sanitaire mais effectivement traités en 2021. Les chiffres de 2021 étant légèrement supérieurs à ceux de 2019 avant le confinement.



3

La qualité de distribution en 2022

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 Évènement Exceptionnel) de la concession après avoir présenté une très forte augmentation en 2021 et atteint 108 minutes, a diminué en 2022 pour s'établir à 63 minutes (-41%). Il est ainsi le critère B le plus faible depuis au moins 2011 sur la concession.

Le **critère B HIX** du SIEIL se situe 3 minutes au-dessus de la valeur moyenne nationale qui est de 60 min (HIX et hors RTE). Depuis 2017, la concession a été peu concernée par des temps de coupures conséquents classés « exceptionnels » sur les 3 dernières années (moyenne de 1,1 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 62%, soit 39 minutes de coupure en 2022. Le reste du critère B HIX de 2022 est réparti entre les coupures pour incidents BT (9 minutes, soit 14% du total), les coupures pour travaux HTA (9 min, soit 15% du total) et les coupures pour travaux BT (5 min, soit 9% du total).

Avec 0,7 minute de critère B, l'amont rassemblant les coupures au niveau des postes sources et du réseau de transport RTE, représente 1% du total en 2022.

En 2022, la journée du 16 novembre a été concernée par des incidents HTA HIX qui ont provoqué plus de deux minutes de critère B. 4 604 usagers BT ont été coupés pour un critère B total sur la concession de 2 minutes. Plusieurs incidents ont en effet eu lieu, liés à l'usure naturelle ou à un élagage insuffisant et un seul est d'origine climatique.

Depuis 2010, les réseaux aériens HTA représentent en moyenne 78,6% 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 9%, les réseaux HTA souterrains ne sont pas négligeables mais impactent moins la concession en moyenne (9% dont 2% pour les CPI et 7% pour les câbles synthétiques).



Le concessionnaire a communiqué en séance les résultats du critère B travaux « évités », grâce aux équipes TST (Travaux Sous Tension) et aux poses de GE (Groupes Électrogènes). Cela est un point d'amélioration, puisque cela permet 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. Son estimation en 2022 s'élève à 45,91 minutes.

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'usagers présentant des indicateurs hors seuil du « décret qualité » a diminué en 2022 pour atteindre 0,8% après avoir atteint 3,2% en 2021. Depuis 2016, ce taux n'a plus 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.

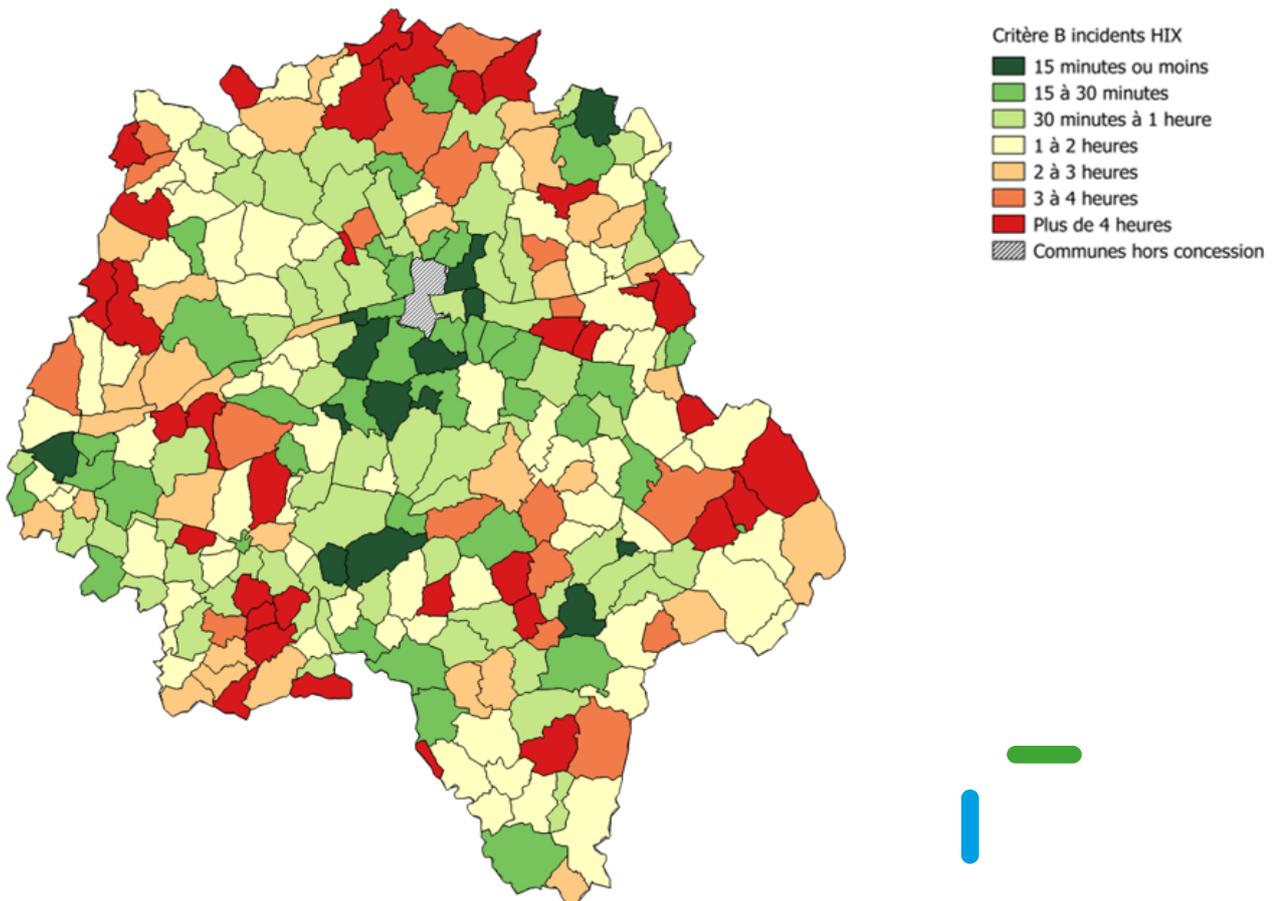
En 2022, la fréquence des coupures longues est de 0,9 coupure longue en moyenne par usager en 2022. Il s'agit d'un niveau proche de la moyenne du prestataire sur les autres concessions auditées (exercice 2021). En outre, la fréquence de coupures brèves présente une valeur de 1,8 coupure brève par usager en 2022, en dessous de la moyenne (2,2 en 2021). La fréquence de coupures très brèves atteinte en 2022 sur le territoire du SIEIL se situe à 3,2. Une valeur qui se situe aussi en dessous de la moyenne relevée par le prestataire du SIEIL de 3,7 (en 2021) et en baisse régulière depuis 3 ans.

Avec 2,78 incidents pour 100 km de réseau HTA, le SIEIL présente un taux d'incidents inférieur à la moyenne (3,4 incidents en 2021) des concessions auditées par le prestataire. Dans le détail, le taux d'incidents HTA souterrains (CPI et synthétiques confondus) pour 100 km qui atteint 1,2 en 2022 est inférieur à la moyenne du prestataire (1,7 en 2021) et le taux d'incidents HTA aériens qui se situe à 2,8 et est également inférieur à la même moyenne (4,2) de l'année précédente.



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



Cette carte permet de visualiser les grandes zones qui ont connu des temps de coupure moyens par usager supérieur 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.

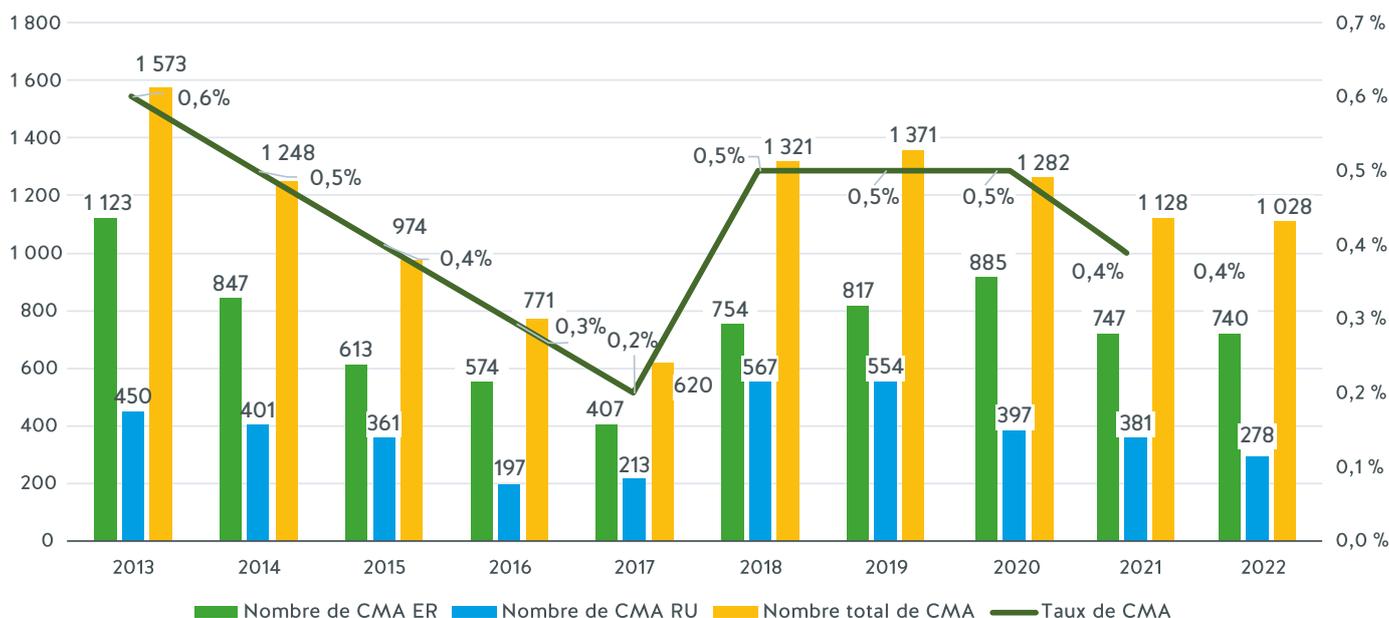
La qualité de tension sur les réseaux

Sur l'exercice 2022, aucun **départ HTA en contrainte maximale** de plus de 5% n'a été répertorié. Ainsi, le taux de départs HTA de la concession dont la chute de tension maximale excède 5% et très en dessous de la moyenne des valeurs constatées par ailleurs (0% contre 1,2%, statistiques AEC 2021).

En ce qui concerne les **contraintes de tension sur le réseau BT**, le nombre de clients considérés comme mal alimentés (CMA) est de 1 018 CMA en 2022 et a diminué de -10% par rapport à 2021. Plus précisément, de -1% en zone ER et -27% en RU.

Le taux associé s'établit à 0,4% comme celui de 2021.

Évolution du nombre et du taux de CMA selon les zones



Parallèlement à cela, le nombre de **départs BT mal alimentés** (DMA) passe de 208 à 197 DMA entre 2021 et 2022, soit une baisse de -11 DMA (sur un total de 21 774 départs BT existants).

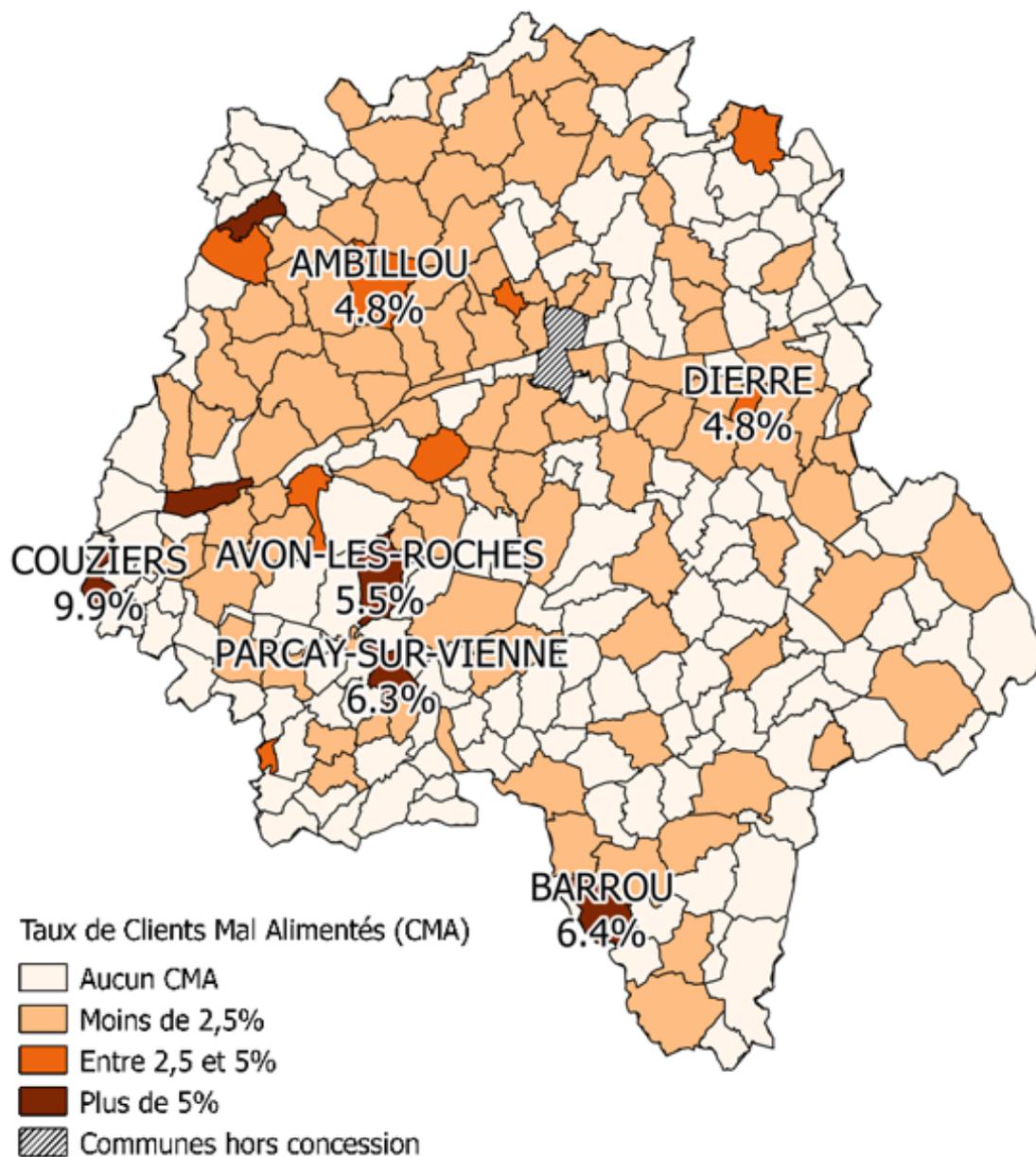
Pour rappel entre 2017 et 2018, le nombre de CMA avait été multiplié par 2,1 en conséquence d'un premier ajustement des paramètres utilisés par la méthode d'évaluation des CMA en 2018, permettant de prendre en compte la croissance significative de la production décentralisée sur le réseau BT, les données de consommation et l'amélioration des profils de charges utilisés dans la méthode statistique grâce au déploiement progressif des compteurs Linky.

En 2019, un nouvel ajustement avait été réalisé afin d'affiner les paramètres climatiques et modéliser plus fidèlement les effets de thermo-sensibilité des clients. Contrairement à celles de l'année 2018, ces modifications n'ont pas provoqué d'évolutions généralisées à l'échelle de l'hexagone du nombre de CMA et de DMA. Certaines concessions ayant connu des baisses et d'autres des hausses du nombre de CMA.

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 a précisé que ces données ne sont pas communiquées dans le cadre du contrôle de concession. Elles peuvent néanmoins être partagées localement dès lors qu'il existe une réclamation d'un client équipé d'un compteur communicant qui vous est adressée.

Taux de clients mal alimentés sur la concession en 2022



4

Les travaux 2022

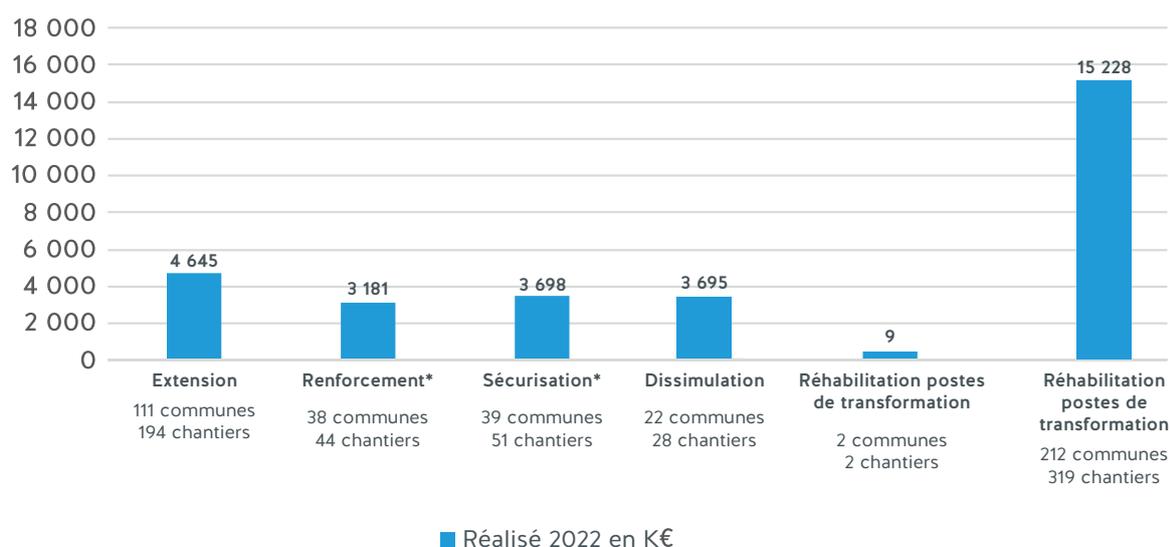
Les échanges sur la coordination des investissements ont été maintenus malgré l'absence de Conférence Départementale sur les Investissements, dite Loi NOMÉ, en 2022.

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 entre-

prises en application de la répartition de maîtrise d'ouvrage fixée par le cahier des charges de concession.

SIEIL

2022 - 319 chantiers pour 153 communes



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

	Investissements 2022 en K€
Raccordements consommateurs et producteurs	10 051
Amélioration du patrimoine	15 187
Dont performance et modernisation réseau	12 068
Dont exigences environnementales et contraintes externes	3 119
Logistique	60
Autres	0
Total en K€	25 298

En vue d'améliorer la qualité de la desserte électrique sur le territoire de la concession, le concessionnaire a **dé-libéré** investi 13,9 M€ en 2022 auxquels s'ajoutent 10,1 M€ imposés par les opérations de raccordement et 1,4 M€ imposés pour le déploiement des compteurs Linky dont 2 K€ pour les Smart Grids cumulés dans le tableau de bord avec les compteurs Linky.

En 2022, les **raccordements** représentent 40 % des dépenses totales d'investissements et sont en augmentation presque chaque année depuis 2018 dont une hausse de +18% la dernière année.

Avec 5,8 M€ et une hausse de +16%, les consommateurs BT représentent 78% des dépenses de raccordements. Les dépenses de raccordements pour les producteurs BT sont également en hausse de +69%.

Par ailleurs, les investissements de la catégorie « Autres raccordements » ont augmenté de +97% en 2022. Enedis explique en réponse complémentaire que « Les « Autres raccordements » correspondent aux opérations de raccordement des zones d'activités, mais également aux travaux dans les postes sources dans le cadre du S3REnR ».

En l'occurrence, en 2022, il y a eu quelques affaires de grandes ampleurs :

- Ajout d'un transfo HTB/HTA et d'une demi-rame HTA au Poste source de Preuilly (540 k€),
- Raccordement de l'extension de la ZA des Portes de Touraine à Château-Renault (300 k€),
- Raccordement d'une ZAC à Semblançay (140 k€),
- Raccordement d'une ZAC à Sublaines (110 k€).

Le **programme Linky** poursuit ses réductions de dépenses, avec une baisse de -0,5 M€ en 2022, soit -29%.

Entre 2011 et 2022, les investissements « délibérés » sont plutôt stables, avec en moyenne 13,7 M€ chaque année. Avec 13,9 M€ d'investissements délibérés en 2022, l'année se situe dans la moyenne de ces 10 dernières années.

Ramené au nombre d'utilisateurs, le montant des investissements pour la **performance et la modernisation du réseau (hors Linky)** est de l'ordre de 39 €/utilisateur sur la concession. Ce qui est supérieur au ratio national de 29 €/utilisateur. Il s'agit d'un ordre de grandeur et d'un ratio « brut » et discutable, mais il permet une observation à titre indicatif et de positionner, par exemple, la moyenne des investissements [2020-2022], par rapport au critère B HIX moyen de la période précédente [2017-2019].

Les ouvrages mis en service en 2022 sous maîtrise d'ouvrage Enedis (CRAC 2022)

Canalisations HTA mises en service (en km)	2021	2022
Souterrain	87,1	42,7
Torsadé	0	0
Aérien nu	1,2	1,1
Total	88,3	43,8
Dont pour information		
Extension	26,9	10,0
Renouvellement*	27,4	9,0
Renforcement	34,0	24,9

*principalement pour obsolescence et déplacements d'ouvrages

Canalisations BT mises en service (en km)	2020	2021
Souterrain	19,1	19,2
Torsadé	4,3	5,9
Aérien nu	0	0,3
Total	23,4	25,4
Dont pour information		
Extension	12,4	13,3
Renouvellement*	8,1	9,8
Renforcement	2,9	2,3

*principalement pour obsolescence et déplacements d'ouvrages

Nombre de raccordements neufs réalisés (CRAC 2022)

	2021	2022	Variation en %
En BT et de puissance \leq à 36 kVA	1 883	1 623	-13,8%
Dont raccordements BT individuels sans adaptation de réseau	1 769	1 512	-14,5%
Dont raccordements BT collectifs sans adaptation de réseau	16	13	-18,8%
Dont raccordements BT individuels et collectifs avec adaptation de réseau	98	98	0,0%
En BT et de puissance comprise entre 36 kVA et 250 kVA	81	89	9,9%
En HTA	11	3	-72,7%
Nombre total de raccordements neufs réalisés	1 975	1 715	13,2%

Travaux d'élagage et de maintenance réalisés sur les réseaux HTA et BT en 2022 (CRAC 2022/2021)

		Quantité*		Montants en k€*	
		2021	2022	2021	2022
Réseau HTA	Elagage	152 km	210 km	337,0	550,0
	Visite de lignes	1729 km	1 489 km	40,8	38,8
	Entretien des interrupteurs	72	-	80,0	-
Réseau BT	Elagage	99 km	76 km	215,0	185,0
Postes HTA/BT	Mesures de terre	120	2 641	48,0	79,0
	Maintenance ILD	-	1 634	-	67,0

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

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

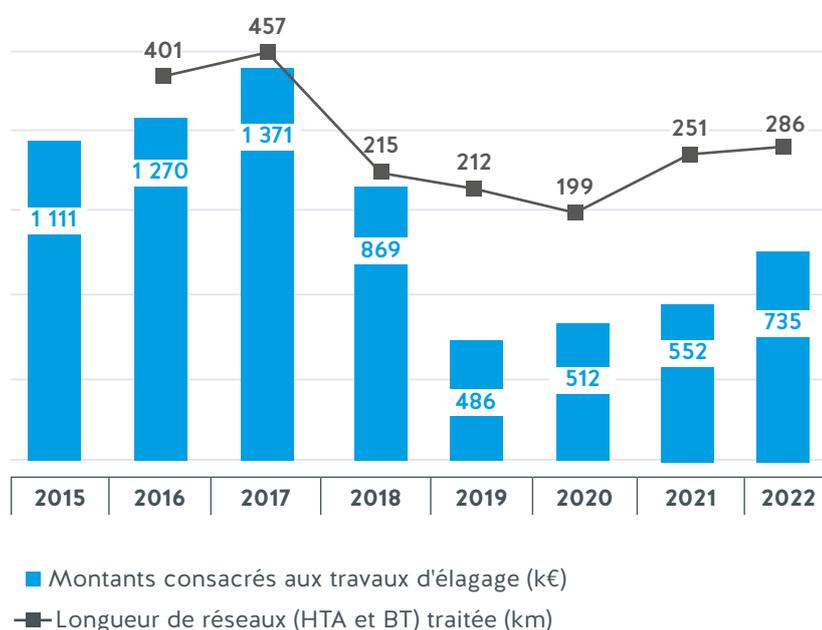
Pour le département d'Indre-et-Loire, cette politique de maintenance préventive s'illustre par les programmes d'élagage, les visites de lignes et la maintenance des réseaux (mesures de terres, indicateurs lumineux de défauts).

La politique **d'élagage** 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'élagage (réseaux HTA et BT)



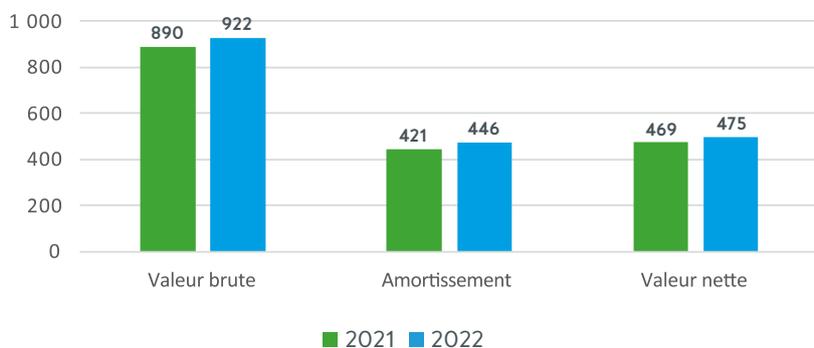
5

Le domaine financier en 2022

Le patrimoine comptable de la concession

Évolution des immobilisations en concession en 2022 (M€)

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



À fin 2022, le patrimoine concédé était valorisé à 921,5 M€ **en valeur brute**, en augmentation de +31 M€ sur un an (+3,5%). La valeur brute par usager est quant à elle égale

à 3 337 €/usager et se situe au-dessus des ratios moyens constatés par le prestataire AEC (2 987 €/usager en 2021).

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.



C'est l'un des faits marquants de l'année 2022, **Enedis a terminé son projet pluriannuel ADELE** (Actif Détaillé et Localisé) d'individualisation et de localisation des ouvrages. La valeur d'actif non localisée concerne essentiellement la catégorie des « autres ouvrages non localisés » à hauteur de 2 M€ sur la concession (soit 0,2%). Il s'agit d'une douzaine de types d'ouvrages à faible valeur unitaire, dont notamment les « aménagements Linky » pour 1,4 M€ (il s'agit des platines associées aux concentrateurs).

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

- De 2015 à 2022 : le déploiement massif des compteurs Linky a permis un remplacement progressif des anciens compteurs et leurs localisations au fil des poses. Le taux de déploiement sur la concession à fin 2022 est de 94,6% ;
- 2018 : les compteurs marchés d'affaires (C1 à C4) ont été intégralement localisés ;
- 2018 et 2019 : les Ouvrages Collectifs de Branchements (OCB) et les Dérivations Individuelles (DI) associées (le tout étant couramment appelé Colonnes Montantes (CM)) ont été localisés ;
- 2022 : ce sont les branchements individuels (Liaisons Réseaux (LR) et dérivations individuelles) et les disjoncteurs qui ont été concernés.

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

- D30511 : « Liaisons réseau aériennes » (ndlr : LR et DI confondues), avec une VB de 14,5 M€ et une quantité de 71 660 ;

- D30512 : « Liaisons réseau souterraines et aéro-souterraines », avec une VB de 114,3 M€ et une quantité de 168 966 ;
- D30513 : « Dérivations individuelles de branchement indiv. » (ndlr : souterraines et aéro-souterraines), avec une VB de 33,3 M€ et une quantité de 167 341 ;
- F20501 : « Disjoncteurs » (ces derniers ont également changé de catégorie au passage, ils ne sont plus parmi les branchements, mais parmi les ouvrages de comptages désormais), avec une VB de 3,5 M€ et une quantité de 283 584.

Ainsi, les branchements aériens représentent 11% de la valeur brute totale des liaisons réseaux alors qu'ils constituent environ 30% des liaisons réseaux en quantités.

Les disjoncteurs ont une durée d'amortissement de 20 ans, les branchements souterrains (D30512 et D30513) ont gardé la même durée d'amortissements qu'auparavant avec 40 ans. En revanche, lors de la localisation, les branchements aériens (torsadés et aériens nus confondus) ont vu leur durée d'amortissement allongée de 40 à 50 ans.

Le rapport de fiabilité de 2022 transmis à l'AODE permet d'observer les impacts comptables de ces dernières localisations au 1^{er} janvier 2022 :

- La VB a varié de 157,7 M€ à 162,5 M€, soit une hausse pour le SIEIL de +4,9 M€ ;
- Hausse de la VNC de +0,7 M€ ;
- Hausse de l'Amortissement du Financement Concédant (AFC) de +10,7 M€ ;
- Baisse de Valeur Nette concessionnaire de -1,6 M€ ;
- Hausse du stock de Provisions pour Renouvellement (PR) de +2,5 M€.

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

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 soit systématiquement remis avec le CRAC, puisque ce rapport complète la lecture du CRAC.



À noter que, depuis 2018, cette opération de localisation des ouvrages s'est accompagnée d'un **changement important de méthodologie comptable** : les ouvrages « non localisés » ne « sortent plus automatiquement » de l'inventaire comptable une fois qu'ils sont totalement amortis (spécificité ancienne et propre à Enedis dans sa gestion des ouvrages « non localisés ») et ne sont désormais retirés de l'inventaire comptable que lorsqu'ils sont physiquement mis au retrait.

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

Cette démarche de transparence s'intègre dans un cadre réglementaire plus global depuis l'adoption de la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (dite loi « TECV »). Cette loi a modifié l'article L2224-31 du Code Général des Collectivités Territoriales afin d'obliger les organismes de distribution d'électricité à mettre à la disposition des autorités concédantes un inventaire des ouvrages de la concession. La loi renvoyait toutefois à un décret le soin de fixer le contenu de ces do-

cuments et les délais impartis pour établir les inventaires (décret du 28 février 2020 et arrêté du 10 février 2020).

Selon l'article n°7 de l'arrêté, les biens couverts par l'inventaire sont censés 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. Ce qui devrait permettre de faciliter largement les rapprochements entre les différentes bases.



En réalité, ce n'est à ce stade 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, ce n'est de la même façon pas possible techniquement en l'état, la description comptable de ces ouvrages étant agrégée par mois de mise en service et donc non individualisée.

Le stock des **provisions pour renouvellement** (PR) est en baisse pour la 7^{ème} année consécutive. En 2018, la localisation des OCB et DI avait impacté à la hausse le stock de PR sur la concession (+0,6 M€).

Par ailleurs, aucune provision pour renouvellement n'a été reprise en 2019 pour le SIEIL, en lien avec l'allongement de la durée d'amortissement des « colonnes montantes » de 40 à 60 ans.

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

- * la dotation totale aux PR est de +698 k€ (vs +300 k€ en 2019) ;
- * en parallèle -758 k€ de PR ont été utilisés pour financer les ouvrages renouvelés (-701 k€ en 2021) et affectés en tant que financement concédant sur les ouvrages renouvelés ;
- * -3,0 M€ ont été reprises et remontées au résultat d'Enedis (contre -290 k€ en 2021), dont -2,7 M€ consécutifs à la localisation des branchements individuels.

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 2022, plus de la moitié (54%) du stock de PR de la concession a été constitué sur les ouvrages HTA. Pour rappel, dans le contrat de concession, les dotations aux PR sont 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 (dont 239 communes sont rurales, soit 87%), les réseaux BT qui regroupent 33% de la valeur brute ne représentent que 15% du stock de PR.

À l'issue de l'audit des données 2022, le 7 novembre 2023, Enedis a indiqué en réponse complémentaire au sujet des PR :

« Le changement de durée de vie a reporté de 10 ans la date de fin d'amortissement des ouvrages de branchements aériens. Ceux construits avant décembre 1982 étaient désormais renouvelables après la fin du contrat en vigueur. Leur provision pour renouvellement, devenue sans objet, a été reprise en résultat pour un montant de 2,7 M€.

Le nouveau contrat de concession entre le SIEIL, Enedis et EDF a été signé pour une durée de 30 ans à compter du 31 décembre 2022. La signature de ce contrat, intervenue le 29 mars 2023, n'a pu être transcrite en temps utile dans les comptes de l'exercice 2022 pour éviter les reprises programmées de provisions pour renouvellement consécutives à l'allongement de la durée de vie des liaisons réseau aériennes effectué suite à la localisation de ces ouvrages.

Une régularisation de la provision pour renouvellement sera donc effectuée au cours de l'exercice comptable 2023 pour tenir compte de la date d'effet du contrat. »

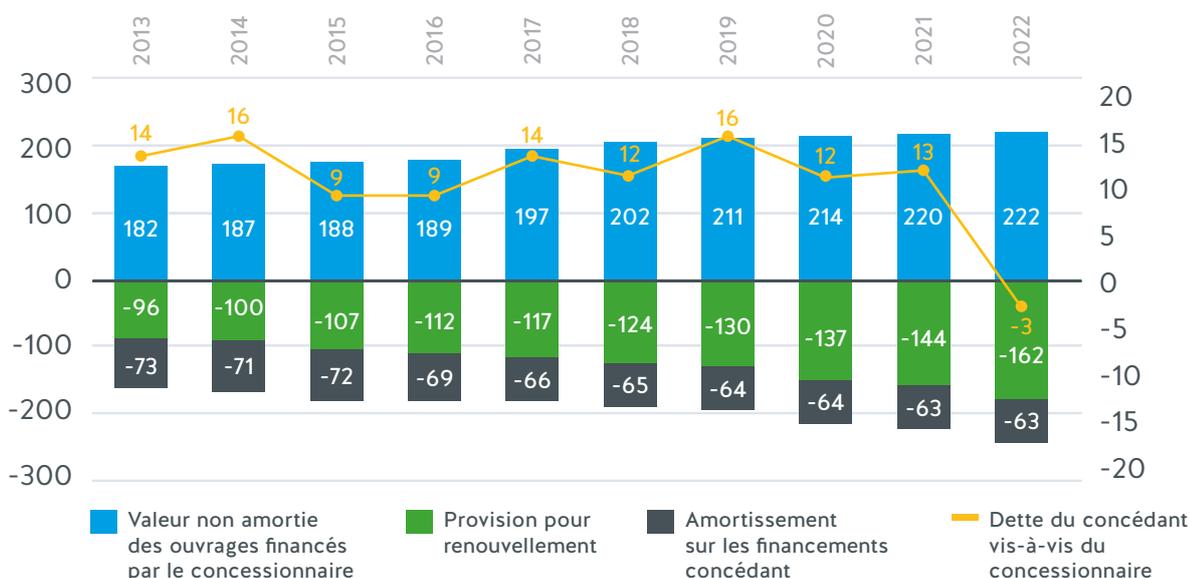
Par ailleurs, alors que depuis 2013, la **dette potentielle du concédant envers le concessionnaire** était stable, autour de 12,7 M€, elle a diminué pour atteindre -3 M€, principalement du fait de l'augmentation de l'amortissement des ouvrages financés par le concédant lié à l'inventaire ADELE (+10,7 M€). Cela signifie que le concessionnaire a désormais une dette potentielle de 3 M€ vis-à-vis du SIEIL.

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

- allongements des durées de vie comptable de nombreux ouvrages ;

- écarts de valorisation (VRG) des ouvrages construits sous MOA concédant ;
- contributions des raccordements non considérées comme des financements externes ;
- modification des modalités de calcul de la dotation à la provision pour renouvellement ;
- particularité des PR sur les « biens ER » ;
- impact des opérations de prolongation de durée de vie d'ouvrages HTA, etc.

Évolution des dettes et créances réciproques (en M€)



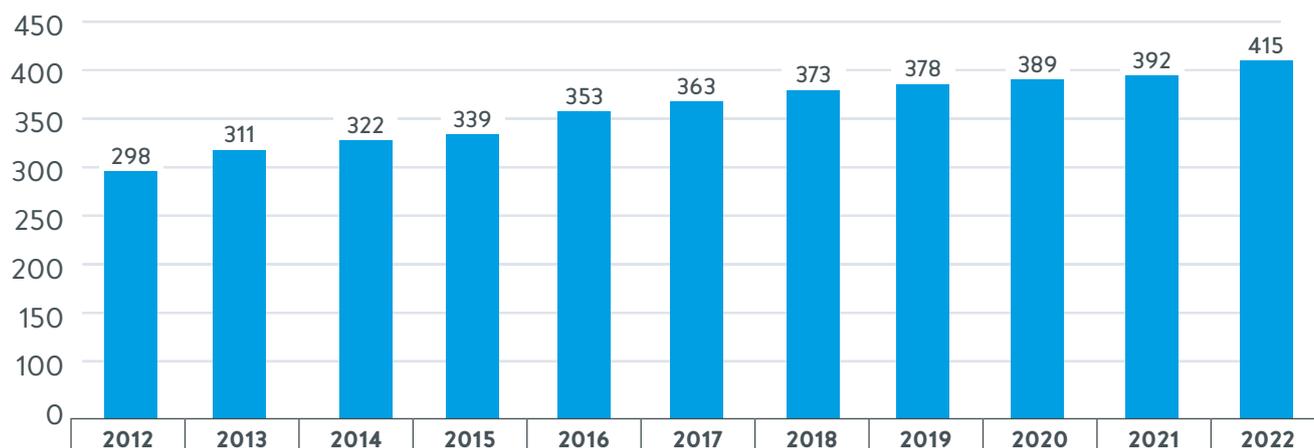
Un solde des dettes et créances réciproques positif traduit une position de dette de la Collectivité envers le concessionnaire

Un solde des dettes et créances réciproques négatif traduit une position de dette du concessionnaire envers la Collectivité

Les **droits du concédant** continuent quant à eux d'augmenter pour s'établir à 415 M€, soit une hausse de +23 M€ sur 2022 (+6%). Il s'agit d'une forte hausse par rapport à l'évolution précédente de +0,9%, qui est consécutive aux

effets de la localisation des branchements individuels, notamment une hausse de +12% des amortissements du financement concédant.

Évolution des droits du concédant en 2022 (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 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 avec des clés de répartition pour tendre vers une approche concession.

Sans être l'unique clé utilisée, la principale clé de répartition est le « prorata du nombre de clients » qui est de 18,8% pour le SIEIL au sein de la DR Centre-Val de Loire. Sur la concession, environ 62% des charges d'exploitation et 9% des produits d'exploitation sont calculés via des clés de répartition appliquées à des montants collectés à un périmètre supra-concessif (essentiellement la maille DR).

Le résultat d'exploitation constaté sur la concession, après une forte hausse entre 2019 et 2021, est en baisse entre 2021 et 2022, pour atteindre 3,4 M€. Cela induit un taux de marge de +2,9%, donc inférieur au taux de marge national (16,2%) qui a, quant à lui, augmenté de +4 points en 1 an et qui a doublé en 2 ans.

En effet, le montant total des charges de 139,2 M€ est en hausse de +3,4 M€ sur un an alors que le montant total des produits de 143 M€ est stable entre 2021 et 2022. Ce qui provoque une baisse du résultat annuel de -3,4 M€. Depuis 2015, 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 2022, il est de nouveau inférieur. Ce qui explique pourquoi la concession bénéficie ainsi toujours de la contribution à l'équilibre mais à hauteur de 15,9 M€ en 2022.

L'année 2022 est à nouveau une année singulière marquée par 2 faits marquants majeurs :

- Reversement anticipé du CRCP de RTE ;
- Fin du programme de localisation des ouvrages « ADELE ».

Cela perturbe grandement la lecture des résultats par rapport aux années précédentes.

Entre 2021 et 2022, le total des **produits** est resté stable (+21 k€ soit +0%). Cela est notamment la résultante de :

- La légère baisse des **recettes** d'acheminement de -1,9 M€ (soit -1,6%) dont -2,4 M€ (-3%) pour les usagers BT<36 kVA. Cela s'explique par 2 principales composantes :
 - > D'une part, **la baisse des consommations** (énergie acheminée) de -8,7% (BT<36). En effet, l'année précédente (2021) était très particulière : il s'agissait de l'année avec l'hiver le plus froid des 9 dernières années (consommation en hausse de +9% vs 2020) et d'une année perturbée par une reprise économique intense. De plus, courant 2022, en raison de craintes de recours au délestage, des campagnes de sobriété énergétique ont été diffusées par le gouvernement et ont été bénéfiques ;
 - > **La hausse des tarifs via le TURPE** : +0,91% en août 2021 (1^{ère} année du TURPE 6) et +2,26% en août 2022.
- La **baisse des recettes de raccordements** de -2,1 M€ (-35%) ;
- Et les **fortes hausses consécutives à la fin du programme ADELE** avec +1,7 M€ en reprises des AFC (+1 068%) et +3,0 M€ en reprises de PR (+55%).

En parallèle les **charges** totales ont augmenté avec +3,4 M€ soit +3% entre 2021 et 2022. Cela est notamment la résultante de :

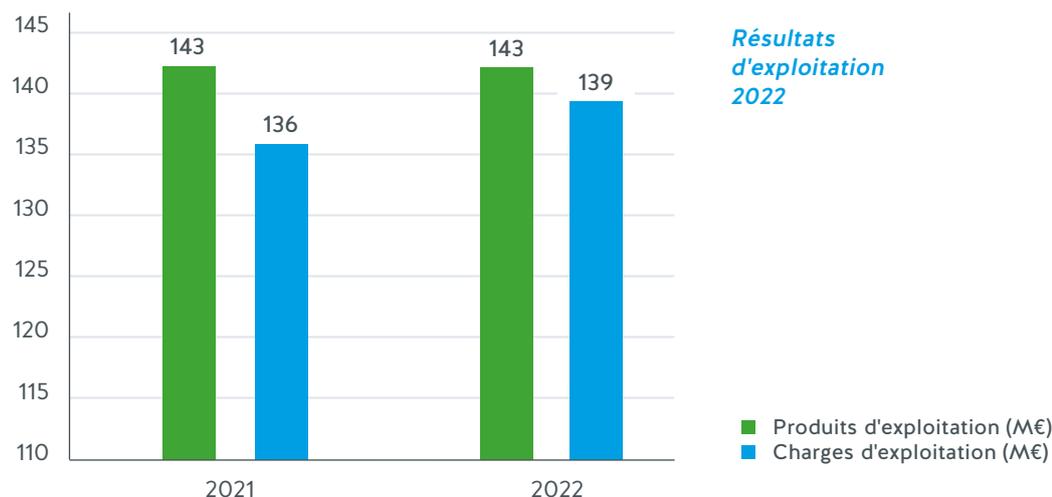
- La très forte baisse de -17 M€ (-52%) de l'accès réseau amont. Sans pouvoir les distinguer avec certitude, cette forte baisse résulte des coûts d'accès amont pour l'année 2022 et du reversement anticipé et exceptionnel de la part du gestionnaire de réseau de transport RTE d'un surplus du CRCP à ses clients. Dont principalement Enedis à hauteur de 1,7 milliards d'euros sous forme d'une déduction de charges. Le solde du CRCP n'aurait dû être établi qu'en 2023 mais compte tenu des montants élevés atteints d'une part en 2022 et de la forte pression financière d'autre part sur les achats pour couvrir les pertes, cette anticipation a été délibérée par la CRE en janvier 2023, au titre de 2022.

Estimation : en considérant en 2022 la livraison totale nationale d'Enedis de 334,3 TWh (source URD EDF 2022), et une livraison totale sur la concession du SIEIL de 2,6 TWh, la concession représente une « clé consommation » de 0,8%. En appliquant cette clé au 1 700 M€ de reversement national, AEC estime que ce reversement anticipé du CRCP a provoqué une baisse de charges de près de -13 M€ pour le SIEIL. Cette estimation paraît cohérente avec la baisse de près de -17 M€ d'accès réseau amont en 2022 et correspondrait à 77% de cette variation. **Enedis indique cependant en réponse complémentaire que le montant du reversement sur la concession est de 14,1 M€.**

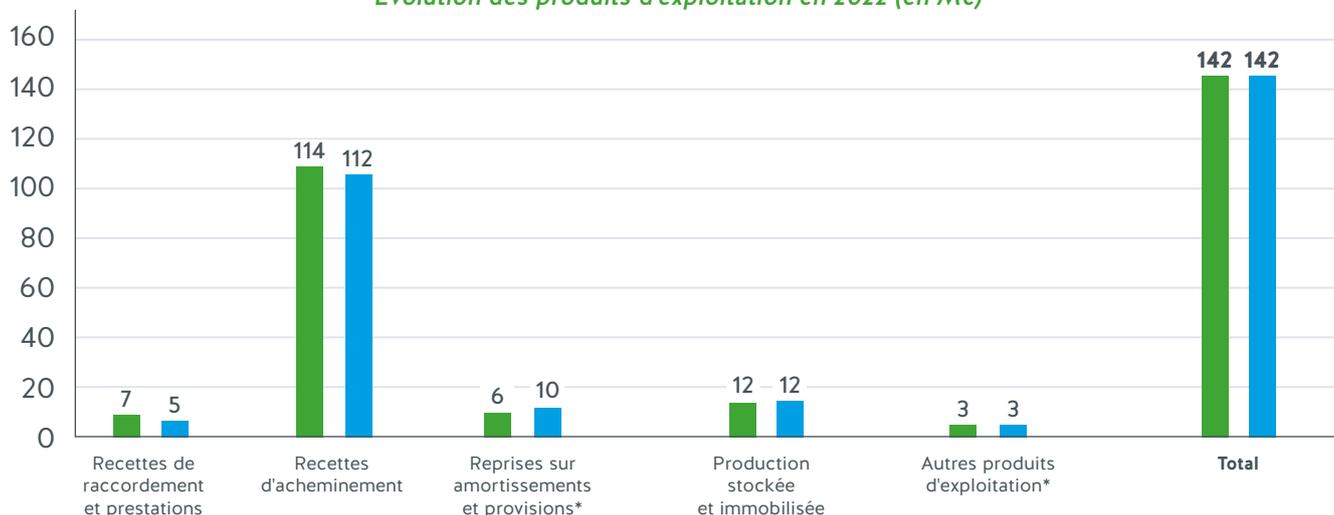
- La très forte augmentation de +6,0 M€ (+52%) pour les **achats d'énergie pour couvrir les pertes sur le réseau**. Au niveau national, ces pertes sont estimées à 23,5 TWh (soit un taux de 6,5%). Ce poste est fortement impacté par la conjoncture énergétique et la hausse des prix de marché de l'électricité puisqu'un tiers des pertes d'Enedis est acheté sur les marchés énergétiques ;
- L'augmentation importante consécutive à la fin du programme ADELE avec +13 M€ de **dotations aux AFC** (+177%).

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



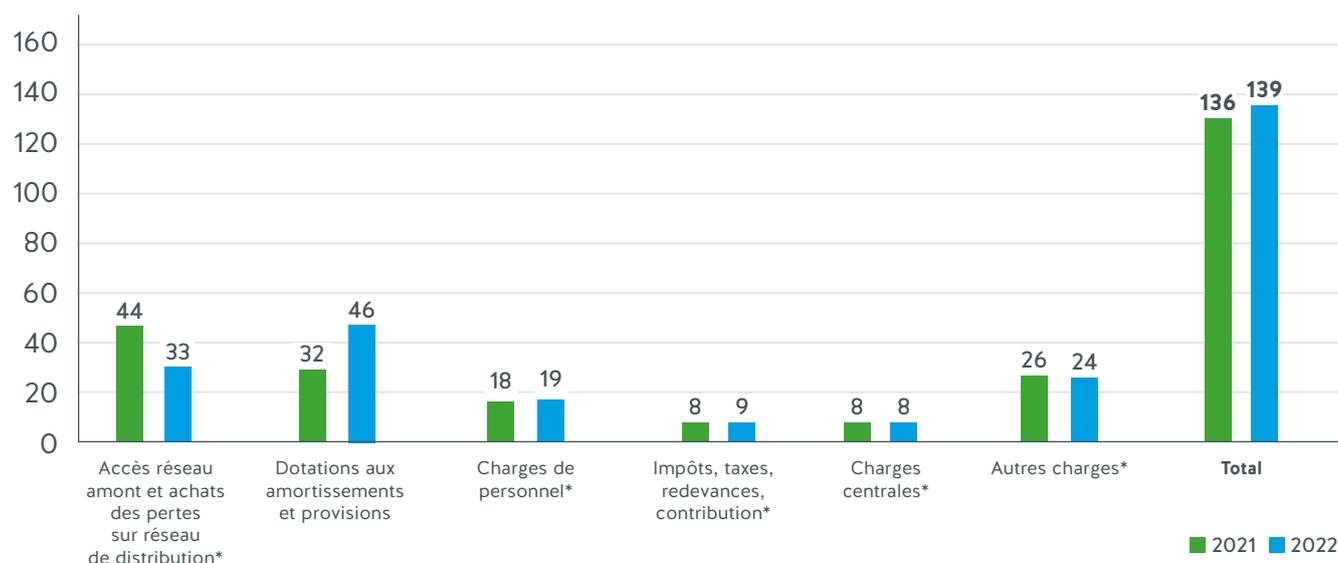
Évolution des produits d'exploitation en 2022 (en M€)



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

■ 2021 ■ 2022

Évolution des charges d'exploitation en 2022 (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 2022 au titre de la concession électricité

Fonctionnement	
R1	649
TCCFE	11 221
Investissement	
R2	3 310
« Article 8 »	340
FACé	4 296

Évolution des dotations FACé (en K€)

Programmes FACé	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
AB	1 712	1 716	1 694	1 632	1 585	1 562	1 644
C	561	605	607	599	629	658	654
S	784	787	782	774	795	-	-
SC	1 177	1 177	1 196	1 152	1 299	-	-
SN	-	-	-	-	-	1 937	1 998
EF	428	429	423	408	396	348	n/c
	4 662	4 714	4 702	4 565	4 704	4 505	4 296

6

Le domaine clientèle distributeur en 2022

Les usagers de la concession en 2022

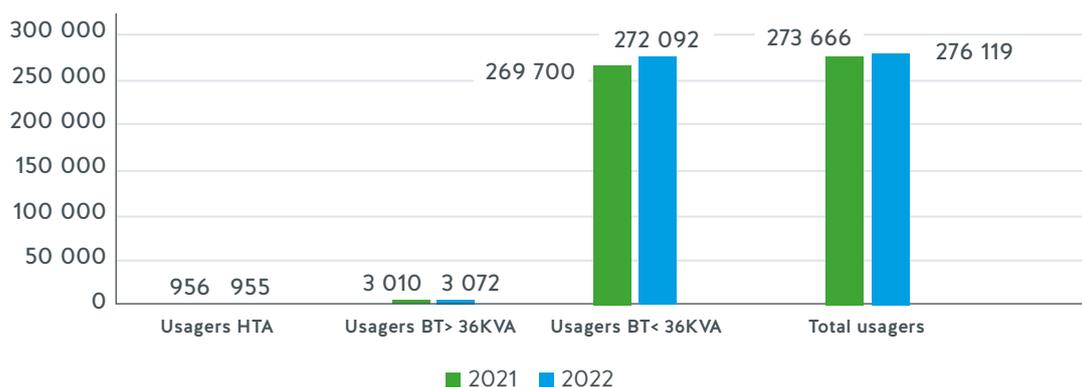
La concession continue de suivre un rythme **d'évolution à la hausse de son nombre d'usagers** (+0,9%) pour atteindre plus de 276 000 usagers. La consommation électrique totale est en forte baisse en 2022 avec -5% par rapport à 2021 à la suite d'un hiver moins rigoureux que le précédent. C'est aussi la résultante de nombreuses campagnes de sobriété énergétique ciblées alors que le système énergétique était sous tension (disponibilité réduite du parc nucléaire, sécurité d'approvisionnement de gaz naturel d'Europe de l'Est, etc.).

Les usagers C5 représentent 62% de cette consommation totale en 2022 et les 955 usagers HTA, 26%.

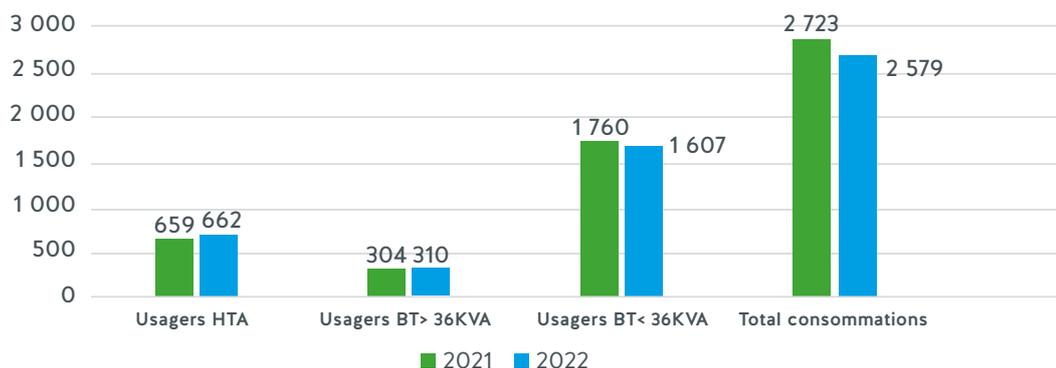
La consommation moyenne d'électricité d'un usager BT<36 kVA de la concession est de 5,9 MWh/an. À titre informatif, la moyenne nationale calculée par le prestataire AEC est de 5,2 MWh/an. Avec un minimum de 3,6 et un maximum de 6,7 MWh/an/us.). Les écarts sont très variables par département en fonction des taux de pénétrations et d'usages des autres énergies pour le chauffage (gaz, fioul, bois, réseau de chaleur, etc.)

Entre 2021 et 2022, la forte baisse des volumes consommés conjuguée aux variations des grilles tarifaires induit une baisse des recettes totales d'acheminement de -2,3 M€ HT, soit -2% la dernière année. Le TURPE 6 HTA/ BT étant entré en vigueur en août 2021.

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



Évolution des consommations des usagers (en GWh)



Les producteurs

Les **producteurs** y compris les auto consommateurs représentent 4 676 installations, en forte augmentation en nombre (+17%) et en puissance (+15%). Les producteurs photovoltaïques représentent 99,2% du nombre d'instal-

lations raccordées au réseau de distribution (HTA ou BT) d'Enedis. La puissance totale s'établit à 162 MVA à fin 2022 selon la répartition suivante : 61% pour les installations photovoltaïques et 39% pour les « autres ».

Les raccordements

Le barème de **raccordement** dans sa version 6.2 est entré en vigueur le 1^{er} octobre 2021 pour s'appliquer à l'exercice 2022.

Le volume de raccordements en soutirage (tous segments confondus) est en diminution de -13% en 2022 avec 1 715 raccordements réalisés, soit 260 de moins que l'année précédente.

A contrario, la tendance est à une forte hausse pour les raccordements en injection avec +32% en 2022 et 565 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 qui s'élève à 22 MVA.

Les délais moyens de production d'un devis de raccordement en injection sont stables entre les deux derniers exercices, passant de 0,3 jour à 0,1. Pour les raccordements en soutirage, les délais sont en très forte diminution, passant de 13 jours à 2 jours de délai en 2022 (raccordements BT<36 kVA sans adaptation).

Évolution du nombre de raccordements HTA et BT en soutirage



Évolution du nombre de raccordements BT en injection

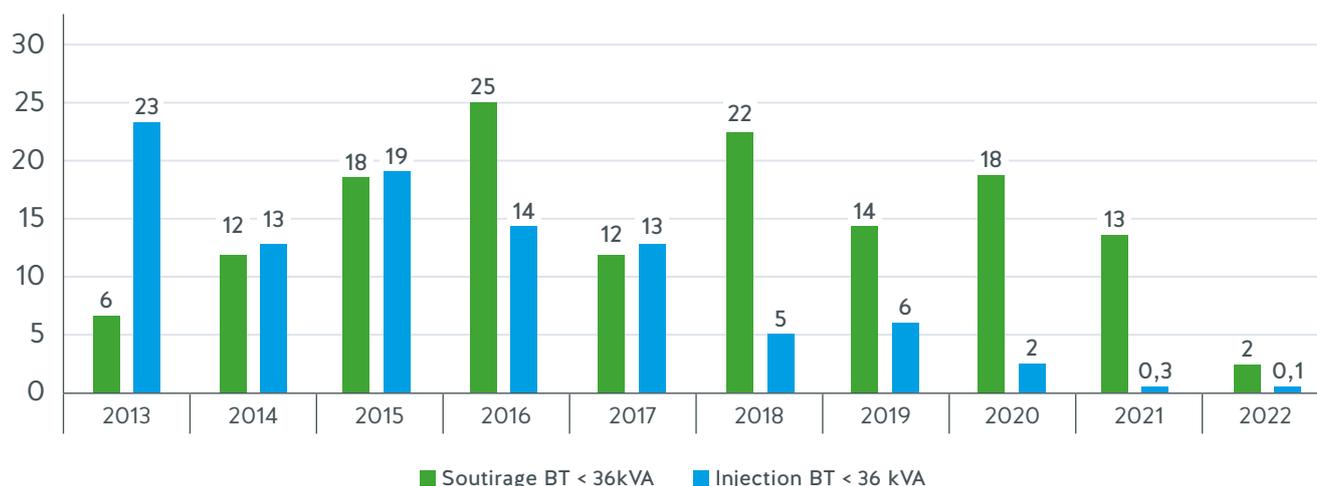


La liste détaillée des raccordements reste toujours inaccessible. Elle permettrait pourtant à l'AODE d'auditer plus en détail cette activité. Enedis indique : « Nous ne communiquons pas les listes exhaustives des raccordements terminés dans l'année dès lors qu'il existe un audit spécifique sur un échantillon de dossiers de raccordements ». Cela reste un point important sur lequel il sera nécessaire de faire évoluer la position d'Enedis qui n'est fondée sur aucune disposition du cahier des charges de la concession.



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

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



■ Soutirage BT < 36kVA ■ Injection BT < 36 kVA

La qualité de service

Après quasiment 4 années de hausse consécutive, le nombre de **réclamations** des clients faites au distributeur est en **forte diminution** de -35% en 2022 (-790 réclamations) par rapport à l'exercice précédent, pour atteindre 1 478 réclamations. La concession présente un ratio de réclamations par usager de 54 réclamations pour 10 000 usagers.

Le prestataire AEC observe cette forte baisse en 2022 sur l'ensemble des concessions auditées. Sur un total de 43 concessions, l'évolution globale du volume de réclamations était de +8% entre 2020 et 2021 (entre -42% et +46%), et sur le même panel, l'évolution globale du volume de réclamations est de -39% entre 2021 et 2022 (entre -52% et -37%).



Enedis a confirmé que la prise en compte des réclamations, leurs définitions et le process d'enregistrement n'ont pas évolué entre 2021 et 2022.

Cette baisse des volumes des réclamations est visible sur toutes les catégories, de -39% pour la qualité de fourniture à -8% pour l'accueil.



Les réponses aux réclamations sont visées sous 15 jours maximum depuis 2014. En 2022, ce taux de réponse dans les délais est de 98% en baisse de -1 point en un an. Depuis 2017, il faut préciser que cet indicateur prend en compte les réclamations relatives au déploiement des compteurs Linky.

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 1^{er} novembre au 31 mars. Durant cette période, en cas d'impayés, les clients non-protégés (les clients protégés étant ceux bénéficiaires d'une aide FSL ou du Chèque

Énergie) voient leur puissance réduite à 2 000 ou 3 000 W selon leur puissance souscrite. 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.

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

Depuis 2022, le fournisseur aux TRV, EDF, ne procède plus à des demandes de coupures pour impayés, mais à des réductions de puissance 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, avait diminué de -32% en 2020 (année COVID) par rapport à 2019. En 2021, le volume de coupures effectives était de retour à la hausse avec +60%. Enfin, ce volume a diminué de -58% en 2022 en conséquence de la fin de demandes de coupure par EDF.

Jusqu'en 2020, le taux d'interventions pour impayés dans les délais du catalogue de prestations présenté dans le TDB était celui du SI historique (DISCO) et concernait donc uniquement les usagers coupés pour impayés non équipés d'un compteurs Linky (7% des usagers en 2020) et pour lesquels Enedis devait envoyer un agent sur place.

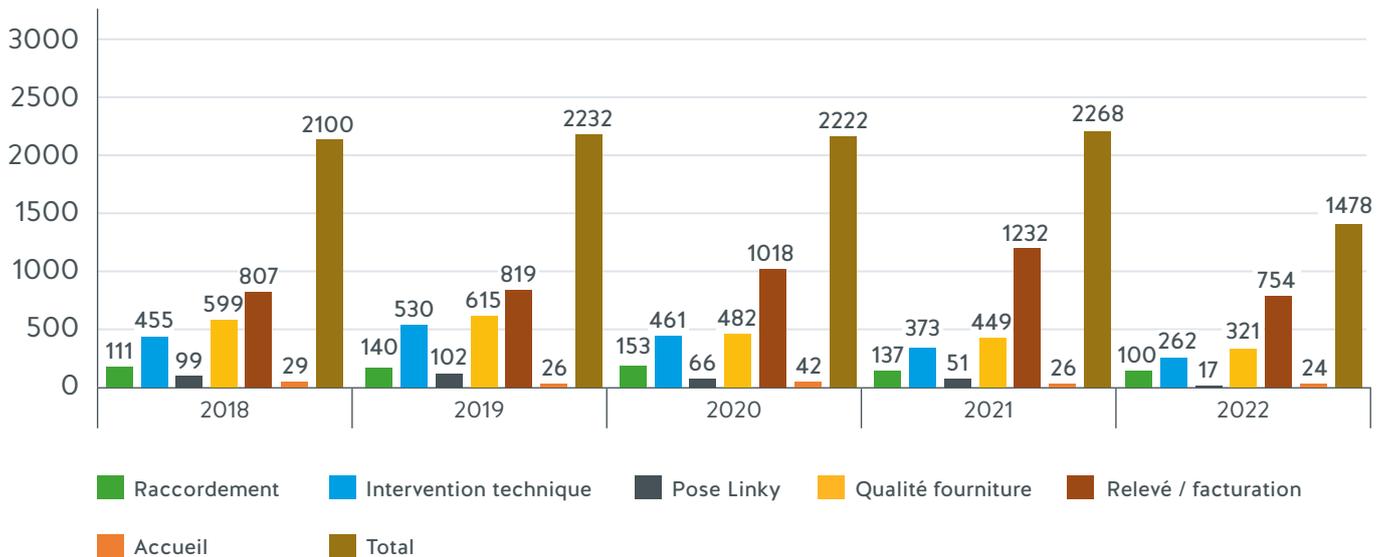
Fin 2020, Enedis a terminé la migration de son ancien SI (DISCO) vers le nouvel SI appelé GINKO. Ainsi dans GINKO, sont désormais rassemblés tous les usagers qu'ils aient ou pas un compteur Linky (en 2022, 5,4% des usagers n'avaient pas de Linky). Avec les compteurs communicants, les coupures et réductions de puissance sont faites à distance par télé-opération. Toutefois, Enedis maintient le déplacement chez l'utilisateur d'un agent en amont de la coupure. Ce n'est pas le cas pour les réductions de puissance. En 2022, le taux d'intervention pour impayés est en hausse de +14 points pour atteindre 74%.

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

« À partir du 1^{er} janvier 2022, au sein de la zone de desserte exclusive concédée à Enedis, lorsqu'un utilisateur raccordé au domaine BT≤36 kVA n'est pas équipé d'un compteur

évolué et n'a pas mis à disposition d'index de consommation à Enedis depuis plus de 12 mois, une composante supplémentaire, au titre du traitement tarifaire de la relève résiduelle, lui est appliquée, à partir du mois suivant ce délai de 12 mois, tous les deux mois, jusqu'à l'installation d'un compteur évolué. (...) Le montant de la composante au titre du traitement tarifaire de la relève résiduelle applicable du 1^{er} janvier 2022 au 31 juillet 2022 est de 49,80 € par an, soit 8,30 € tous les deux mois. »

Évolution de la répartition des réclamations (écrites et orales) par item



7

Le domaine clientèle fournisseur en 2022

Les usagers aux TRV

L'érosion du nombre d'usagers bénéficiant d'un TRV (Tarifs Réglementés de Vente) s'est fortement ralentie en 2022 avec une baisse de -0,8% (contre -6,8% en 2021) pour les tarifs bleus (résidentiels et non résidentiels confondus). Ce ralentissement est principalement dû aux fortes tensions sur le marché de l'énergie, notamment aux fortes hausses appliquées par certains fournisseurs alternatifs en raison

d'un marché de gros ayant atteint des pics records de prix du kWh. Ainsi les TRV ont été considérés pendant quelques temps comme une « valeur refuge ». De plus, contrairement aux règles en vigueur, le fournisseur EDF a été autorisé par les pouvoirs publics à faire la promotion de l'offre « tempo » des TRV, permettant des gains pour le client et un effacement diffus sur les réseaux.

Évolution du nombre d'usagers TRV* sur la concession



*Depuis 2016, les tarifs réglementés des usagers BT > 36 kVA ayant été supprimés (Loi NOME), ces usagers ont souscrit des offres de marché.

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



En parallèle, la consommation totale des clients aux TRV a également baissé de -8%.

En revanche, et malgré les 2 baisses précédentes, la recette totale de fourniture a fortement augmenté de +24% en 2022 (en € HT), notamment à la suite des hausses des grilles tarifaires des TRV. Toutefois, les pouvoirs publics ont plafonné cette hausse à +4% en € TTC. L'année 2022 a été marquée par la mise en place de bouclier tarifaire par l'État afin de lisser les hausses dans le temps et d'éviter de trop fortes augmentations des factures des clients aux TRV.

Selon les ratios calculés pour cette concession, le kWh d'électricité d'un usager au Tarif Bleu (TB) est de plus de 15,6 c€ HT en 2022 contre 11,6 c€ HT en 2021 et 10,5 c€ en 2019. Soit une hausse de +47% en 3 ans.

Près de 59% des usagers de la concession ont conservé un contrat TRV. Ce taux a baissé seulement de -1 point en un an. Au total, ce taux a baissé de -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 annuel excèdent 2 M€ ». Ainsi, les usagers au TB non résidentiels ont été principalement concernés mais aussi certains usagers aux tarifs jaunes et verts.

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

Aucune information n'est disponible sur les CST, EDF ayant répondu : « Le CST ne correspond pas à un tarif réglementé et EDF ne communique pas sur cette information ».

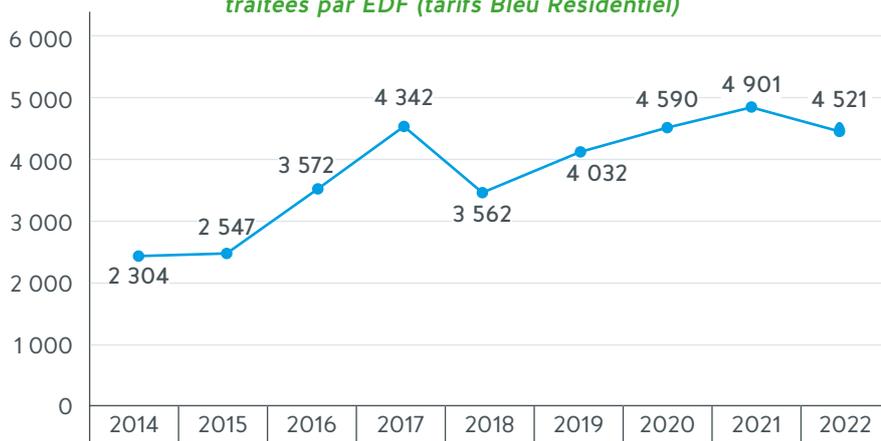
Auparavant et depuis le 1^{er} janvier 2016, les tarifs réglementés de vente pour des puissances souscrites supérieures à 36 kVA avaient été supprimés. Il subsistait quelques contrats spécifiques : des tarifs jaunes (TJ) et tarifs verts (TV) parmi les usagers BT inférieurs à 36 kVA.

À fin 2022, il reste sur la concession encore 9 clients aux tarifs jaunes et 50 clients aux tarifs verts.

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

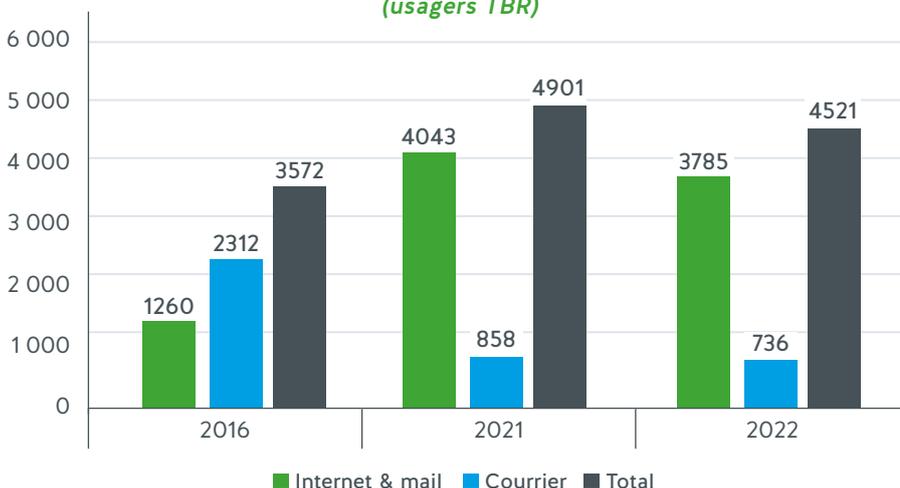
EDF a expliqué cette forte baisse de ce taux par des vagues très importantes de volume d'appels sur des durées très courtes, en fonction des annonces gouvernementales. Notamment, le mois de septembre 2022, malgré un effectif au complet, a fait chuter la moyenne annuelle avec un taux de réponse de 60%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

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



Depuis 2016, les volumes de réclamations faites par mail sont comptabilisés par EDF dans les données de contrôle avec celles faites par courrier. Et, depuis mai 2017, c'est désormais le cas pour celles faites par Internet (AEL : Agence En Ligne). 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 2022, près de 84% des réclamations sont faites par mail ou Internet.

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



La concession, avec 280 réclamations pour 10 000 clients au tarif bleu, se situe en dessous de la moyenne relevée par le prestataire AEC de 296 réclamations sur l'exercice précédent.

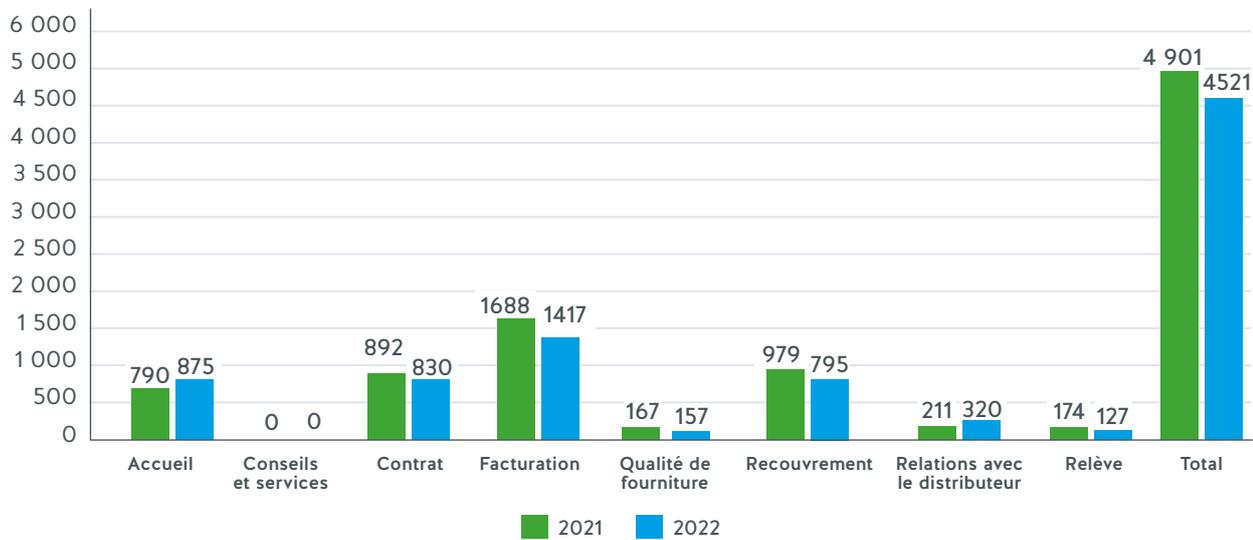


Le fournisseur EDF ne communique toujours pas les volumes de réclamations orales mais uniquement les volumes de réclamations écrites. De plus, seules les réclamations des clients bleus résidentiels sont comptabilisées. Ainsi, celles des clients bleus non résidentiels sont toujours manquantes. Les réponses 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.

Les réclamations relatives à la « facturation » rassemblent la plus grande part avec 31% du total et sont en baisse de -16%. Puis les réclamations sur le « contrat » regroupent 18% du total et sont en baisse avec -7%. Les réclamations

de « recouvrement » rassemblent 18% du total et sont en baisse de 19% tandis que les réclamations sur l'« accueil » rassemblent 19% du total et sont en hausse avec 11%.

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



Depuis 7 ans, le taux de réponse sous 30 jours aux réclamations par EDF est quasiment stable et est compris entre 94% et 96%.

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.



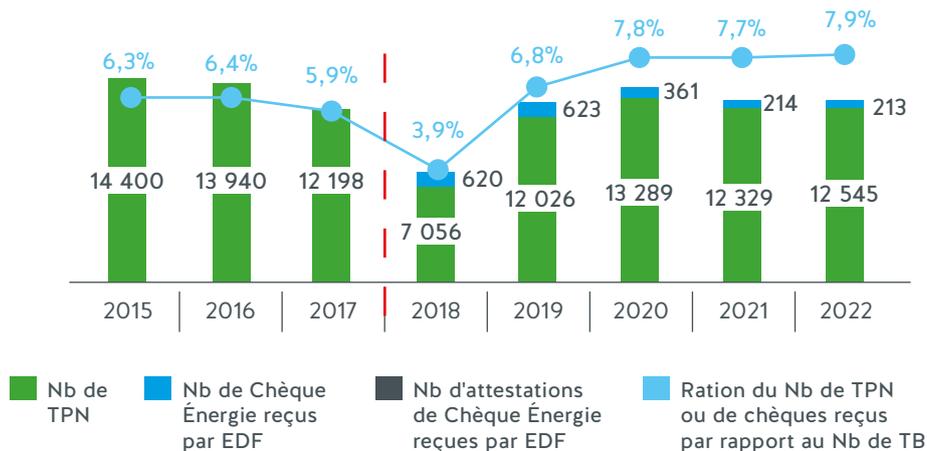
Les usagers aux TRV en difficultés financières

Au 31 décembre 2022, EDF a reçu 12 545 chèques énergie « annuel » de la part de ses clients, en hausse de +1,8% par rapport à 2021. Le taux de bénéficiaires est stable depuis 3 ans avec près de 8%.

Il faut rappeler qu'à fin 2017, 12 198 clients bénéficiaient du TPN. Ainsi, à fin 2022, sur la concession, le nombre de bénéficiaires du chèque énergie est relativement comparable à celui des bénéficiaires du TPN, malgré 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.

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



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.

En 2022, deux fonctionnalités relatives à l'efficacité de l'attribution des chèques énergie ont fortement progressé :

- le nombre de clients particuliers pour lesquels un chèque énergie ayant été affecté par voie dématérialisée et qui a été crédité sur le compte client sur l'exercice a augmenté de +60% (avec 10 148 dématérialisations)
- le nombre de clients particuliers ayant pré-affecté chez EDF leur chèque énergie a augmenté de +48% (avec 10 826 pré-affectations).

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

Sur la concession, 9 064 chèques énergie « 2022 » exceptionnels de 200 €, et 4 668 de 100 €, ont été reçus par EDF. Pour rappel, 8 273 chèques énergie « 2021 » exceptionnels de 100€ ont été reçus en 2021, valables 18 mois. EDF a également reçu en 2022 1 852 chèques énergie « 2021 » exceptionnels de 100 €.

Selon les données d'EDF, le montant moyen du chèque énergie est de 131 € en 2022 à la maille concession (sans prendre en compte les chèques « exceptionnels »).

Cela représente sur le territoire plus de 1,7 M€ de chèques énergie crédités.

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

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

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

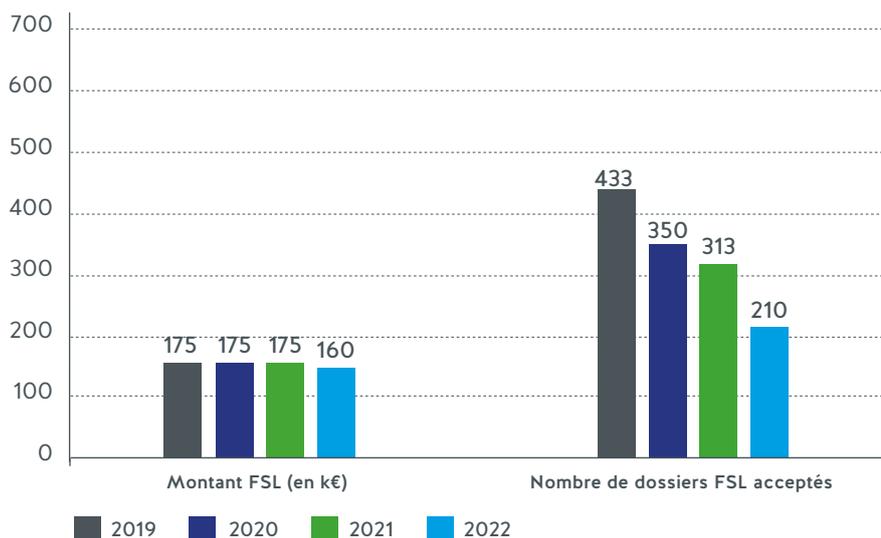
Depuis le 1^{er} octobre 2022 et après une expérimentation nationale de 7 mois chez 5 000 usagers, le service gratuit « InfoWatt » d'EDF a été proposé à tous les bénéficiaires du chèque énergie. Il s'agit d'une « clé Wifi » qui s'installe sur le compteur Linky et qui permet avec une application sur Smartphone 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.

En 2022, sur la concession, 91 clients particuliers d'EDF ont souscrit la solution Info Watt, dont 35 l'ont utilisé au cours des 12 derniers mois.

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 2022 (contre 175 k€ en 2021). Le Conseil Départemental est le gestionnaire du FSL pour le département et le décideur des attributions des aides. Ainsi, EDF a principalement le rôle de contribuer au financement de ce Fonds et de communiquer des informations à la demande des travailleurs sociaux.

Le nombre de dossiers aidés pour des clients d'EDF poursuit une tendance à la baisse régulière en passant de 313 à 210 entre 2021 et 2022. En 6 ans, le nombre de dossiers FSL pour des clients d'EDF a été divisé par 4. 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



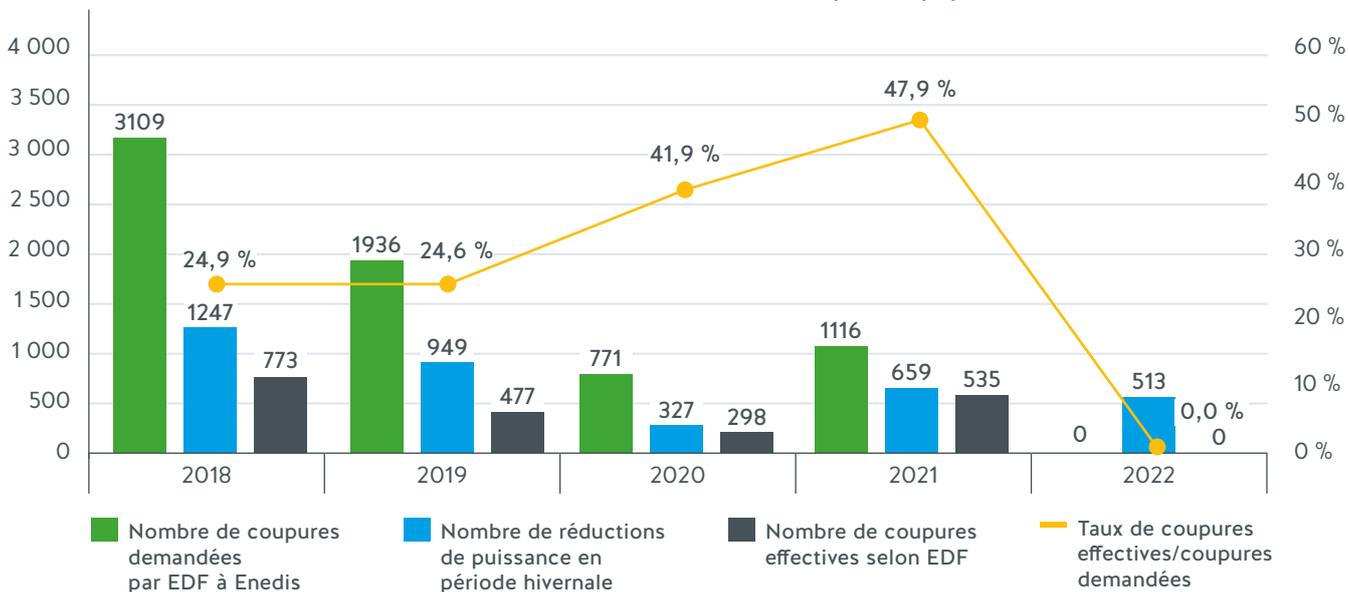
Depuis 2022, EDF ne demande plus de coupures pour impayés mais uniquement des réductions de puissance. Pour rappel, en 2021, les coupures pour impayés avaient concerné près de 0,3% des clients aux TRV de la concession. En 2022, le nombre de coupures pour impayés est effectivement nul.

Ainsi, le nombre de réductions de puissance a augmenté de +15% avec 1 676 réductions. Parmi elles, 513 sont des réductions de puissance hivernale de 2 ou 3 kVA durant la trêve hivernale (du 1er novembre au 31 mars).

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 sans fin 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.

Évolution des demandes d'intervention pour impayés





Synthèse des points de vigilance 2022 et perspectives



• L'audit des dossiers spécifiques

Cet audit « de dossiers spécifiques » a bien pu avoir lieu en même temps que l'audit « général » en novembre 2023. Ceci est un point de satisfaction à souligner pour ce contrôle. Il serait opportun de pouvoir maintenir à l'avenir cette organisation pour les prochains contrôles.

• Le renouvellement des réseaux HTA

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 départements HTA les plus incidentogènes.

• L'indicateur de la qualité de distribution

L'indicateur relatif à la qualité de distribution ne représente cette année que 20 % des doléances c'est-à-dire 9 nouvelles réclamations (21 dossiers soit 30 % en 2021). L'AODE et son concessionnaire ne peuvent que se satisfaire de l'évolution favorable de cet indicateur répondant à une des préoccupations majeures.

• La continuité d'alimentation et le Critère B

Le concessionnaire a communiqué en séance les résultats du critère B travaux « évité », grâce aux équipes

TST (Travaux Sous Tension) et aux poses de GE (Groupes Électrogènes). Cela est un point d'amélioration, puisque cela permet 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. Son estimation en 2022 s'élève à 45,91 minutes.

• Les coordonnées GPS des incidents HTA

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 délai de raccordement

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

• Le suivi des réclamations

Enedis a confirmé que la prise en compte des réclamations, leurs définitions et le process d'enregistrement n'ont pas évolué entre 2021 et 2022.

Cette baisse des volumes des réclamations est visible sur toutes les catégories, de -39% pour la qualité de fourniture à -8% pour l'accueil.



• Les principales données manquantes pour l'exercice 2022 sont les suivantes (liste non exhaustive)

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 ;

Le détail des vulnérabilités climatiques (zones PAC : neige, vent, etc.) des tronçons HTA (fichier ETRES 05) ;

La liste des raccordements terminés dans l'année reste inaccessible. Il s'agit pourtant d'un sujet d'actualité majeur, notamment avec la Loi APER, et les annonces du PIH d'Enedis, les AODE doivent auditer plus en détail cette activité du concessionnaire ;

Le détail des codes GDO des départements BT dans la liste des interruptions de fourniture sur le réseau BT ;

Un document unique, compatible avec le CAPEX, permettant de connaître les affaires prévues et réalisées dans le cadre du PPI (avec le détail des catégories) et rassemblant les informations financières (dépenses d'investissements) et les indicateurs de suivi quantitatifs par affaire (linéaire CPI déposés, nombre OMT posé, etc.).

• Les Câbles à isolation Papier Imprégné (CPI)

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.

Pour l'instant le concessionnaire n'y est pas favorable et a répondu lors de l'audit : « Ces données (comme beaucoup d'autres) sont fournies chaque année dans les contrôles de concessions sans pour autant figurer dans les données du CRAC. Concernant les CPI, ils font l'objet d'un suivi spécifique dans le CRAC de votre concession dans le cadre du PPI.

L'ajout de nouvelles données dans le CRAC non prévues à l'article 8 de l'annexe 1 relève de décisions nationales qui sont prises en concertation avec les instances représentatives des autorités concédantes (FNCCR et FU) et font l'objet de protocoles ».

Le SIEIL et son prestataire ne partagent pas cet avis. L'article cité vise la transmission minimale (et non maximale) des indicateurs listés et ne limite en aucun cas la possibilité d'ajouter d'autres informations, qui sont utiles à l'AODE propriétaire des ouvrages et qui permettraient plus de transparence et d'exhaustivité du compte rendu d'activité.





Synthèse des points de vigilance 2022 et perspectives



•Le réseau HTA Faible Section

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.

•L'inventaire HTA

Certaines AODE obtiennent désormais un inventaire HTA enrichi des linéaires situés dans des zones PAC (risques bois, neige et givre, ou vent, etc.). À ce jour le SIEIL ne bénéficie pas encore de ce niveau de détail. En réponse complémentaire, le concessionnaire a apporté des précisions : « Ces données ne sont actuellement pas fournies dans le cadre du contrôle de concession. Pour autant, cet état sera fourni dans le cadre de la mise à jour du diagnostic en amont de la négociation du 2^{ème} PPI. Cet état sera ensuite fourni tous les ans. »

• L'inventaire technique

Pour rappel, 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.

•La datation arbitraire et fictive

À noter que 14,6% (1 077 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.

•L'indicateur de l'entretien des ouvrages

Mais, depuis 2019, l'objet prépondérant des récla-

mations porte sur le défaut d'entretien des ouvrages. Même si le taux est en régression du fait notamment de l'impact conjugué de la baisse du nombre de nouveaux dossiers et de l'augmentation de celui des demandes spécifiques.

•L'identifiant unique dans l'inventaire

En réalité, ce n'est à ce stade 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, ce n'est de la même façon pas possible techniquement en l'état, la description comptable de ces ouvrages étant agrégée par mois de mise en service et donc non individualisée.

•Les réclamations orales

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.



OBJECTIF CONTRÔLE

• L'inventaire du réseau BT souterrain

Comme ils ne sont pas définis initialement dans les inventaires du concessionnaire, Enedis communique un fichier annexe afin d'estimer les types de réseaux souterrains. Selon ce fichier, le prestataire AEC estime le stock de réseau BT CPI à 16 km et de neutre périphérique à 209 km. Il s'agit des 1^{ères} générations de canalisations BT souterraines. Cette estimation reste à être confirmée et des précisions sur la réalisation et l'utilisation de ce fichier restent nécessaires pour éviter toute interprétation erronée.

• L'inventaire des équipements des postes HTA/BT (« DATA POSTE »)

À ce jour, aucun inventaire des équipements des postes HTA/BT dont les cellules HTA, les tableaux BT, la position de la prise du transformateur, etc. n'est communiqué par le concessionnaire. Toutefois le concessionnaire a présenté son programme « Data Poste » qui permet la collecte de données lors des déploiements des concentrateurs dans les postes HTA/BT et les intégrer au SIG. Les exploitants et des prestataires compléteront progressivement l'inventaire en délibéré. À fin 2022, plus de 95,5%



OBJECTIF CONTRÔLE

des équipements avaient été inventoriés sur la Région Centre-Val de Loire. Les postes H61 et les postes compacts ne sont pas concernés par cet inventaire car les concentrateurs Linky ne peuvent pas être installés dans ce type de postes).

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

- Le déploiement des compteurs Linky

Le taux de déploiement des compteurs Linky paraît stable sur la concession entre 2021 et 2022 alors que la pose des compteurs s'est poursuivie. En 2022 Enedis a modifié les modalités de calcul de ce taux et prend désormais en compte les « compteurs inactifs ». Ce qui augmente le dénominateur de ce ratio.

En complément du taux de déploiement, il est important de suivre également le taux de compteurs Linky déclarés communicants dans Ginko qui est de 99% à fin 2022. C'est-à-dire les compteurs ouverts à tous les services prévus.

- La continuité d'alimentation et le code GDO des départs BT

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 données Linky et les DMA

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 a précisé que ces données ne sont pas communiquées dans le cadre du contrôle de concession. Elles peuvent néanmoins être partagées localement dès lors qu'il existe une réclamation d'un client équipé d'un compteur communicant qui vous est adressée».

- Les numéros des affaires IEP

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.

- Le rapport de fiabilité avec le CRAC

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 soit systématiquement remis avec le CRAC, puisque ce rapport complète la lecture du CRAC.

- La reprise des PR et le nouveau contrat de concession de 2023

À l'issue de l'audit des données 2022, le 7 novembre 2023, Enedis a indiqué en réponse complémentaire au sujet des PR :

« Le changement de durée de vie a reporté de 10 ans la date de fin d'amortissement des ouvrages de branchements aériens. Ceux construits avant décembre 1982 étaient désormais renouvelables après la fin du contrat en vigueur. Leur provision pour renouvellement, devenue sans objet, a été reprise en résultat pour un montant de 2,7 M€.

Le nouveau contrat de concession entre le SIEIL-37, Enedis et EDF a été signé pour une durée de 30 ans à compter du 31 décembre 2022. La signature de ce contrat, intervenue le 29 mars 2023, n'a pu être transcrite en temps utile dans les comptes de l'exercice 2022 pour éviter les reprises programmées de provisions pour renouvellement consécutives à l'allongement de la durée de vie des liaisons réseau aériennes effectué suite à la localisation de ces ouvrages.

Une régularisation de la provision pour renouvellement sera donc effectuée au cours de l'exercice comptable 2023 pour tenir compte de la date d'effet du contrat. »

- La présentation du compte d'exploitation

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



OBJECTIF CONTRÔLE

- La liste des raccordements

La liste détaillée des raccordements reste toujours inaccessible. Elle permettrait pourtant à l'AODE d'auditer plus en détail cette activité. Enedis indique : « Nous ne communiquons pas les listes exhaustives des raccordements terminés dans l'année dès lors qu'il existe un audit spécifique sur un échantillon de dossiers de raccordements ». Cela reste un point important sur lequel il sera nécessaire de faire évoluer la position d'Enedis qui n'est fondée sur aucune disposition du cahier des charges de la concession.

- Le calcul du taux de réclamation

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.

- Le Fonds de Solidarité pour le Logement (FSL)

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 sans fin 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.

AUDIT COMPLÉMENTAIRE N°1

ÉVALUATION DES OPÉRATIONS CONDUISANT À UNE PROLONGATION DE LA DURÉE DE VIE DES OUVRAGES* (PDV)

En 2022, le SIEIL a procédé à cinq audits complémentaires :

1. Rapport sur la continuité de fourniture des usagers
2. Rapport sur la qualité de fourniture
3. Rapport relatif aux incidents majeurs
4. Rapport sur les chantiers de renouvellement, la liquidation des financements et le suivi des provisions pour renouvellement
5. Rapport sur la méthode de valorisation par Enedis des ouvrages construits par les AODE

Ces audits sont disponibles dans leur intégralité sur le site internet du SIEIL.

Nous avons souhaité mettre en exergue l'un d'entre eux particulièrement impactant pour les territoires :

2. Rapport sur la qualité de fourniture

Audit complémentaire n°2

Rapport sur la qualité de fourniture

Préambule

Le présent rapport présente plus en détail les éléments de qualité évoqués dans le rapport général des données de l'exercice 2022.

Ces analyses ont été conduites dans la limite des informations transmises par le concessionnaire. Les données utilisées pour les analyses sont les données spécifiques à la qualité d'alimentation transmises par le concessionnaire au concédant dans le cadre du contrôle de concession.

L'analyse a porté sur les aspects suivants :

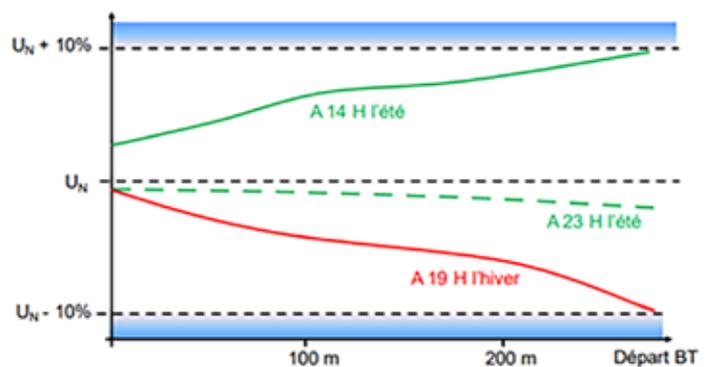
- L'évolution du nombre de clients mal alimentés sur la concession
- L'évolution du nombre de départs BT mal alimentés et leur identification
- L'identification des postes HTA/BT engendrant le plus de clients mal alimentés (CMA)
- L'identification des départs HTA en contraintes de tension
- La présentation du plan de tension et de son application sur la concession du SIEIL

PRINCIPES DE RÉGLAGES DE LA TENSION SUR LE RÉSEAU DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ

Les exigences liées à la qualité de tension d'alimentation sont précisées par les arrêtés d'application du décret du 24 décembre 2007 relatifs au niveau de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité. Celles-ci s'appuient sur la norme EN 50 160 pour définir la plage réglementaire d'alimentation en basse tension à [90% ; 110%] de la tension nominale, contre [90% ; 106%] précédemment.

Un usager raccordé sur le réseau BT est considéré comme mal alimenté lorsque sa tension d'alimentation, moyennée sur 10 minutes, se situe une fois dans l'année en dehors de l'intervalle [-10% ; +10%] de sa tension nominale (soit 207 volts et 253 volts en BT monophasé, pour une tension de 230 volts nominale). En effet, la tension fluctue tout au long de l'année en fonction des utilisateurs qui sont raccordés et la configuration du réseau.

Figure 1 : Fluctuation de la tension sur le réseau BT (source : DTR - Enedis-PRO-RES_43E, Version 5)



La présence des producteurs BT complexifie la recherche de solution technique qui doit permettre de répondre à des :

- risques de contraintes de consommation en période de pointe (19h l'hiver),
- risques de contraintes d'injection en période de faible charge (14h l'été).

Face à l'impossibilité pratique d'assurer un suivi de la tenue de tension à partir de mesures sur chaque point de livraison, le concessionnaire a mis en place un outil de simulation estimant la tenue de tension en période de pointe au niveau de chaque point de livraison du réseau BT. Cette simulation tient compte des différentes contributions sur la tension, négatives ou positives, du poste source au branchement.

Anciennement appelé GDO-BT, cet outil évalue la tenue de tension sur les réseaux basse tension en s'appuyant sur :

- Une description fine du réseau et de sa structure ;
- Un modèle statistique d'estimation de charge électrique ;
- La répartition des consommations, des productions et des courbes de charges types ;
- Un modèle de calcul d'état électrique, intégrant notamment les réglages de tension au niveau des transformateurs HTB/HTA (régleur en charge) et HTA/BT (prise à vide).

Les simulations électriques présentent les puissances de pointes appelées par les consommateurs décrits dans l'outil. Les calculs électrotechniques permettent d'estimer la chute de tension par tronçon. **Si cette chute de tension est supérieure à la chute de tension admissible, alors l'utilisateur desservi par ce tronçon est mal alimenté.**

En outre, en plus de l'affinage du nombre de CMA, la méthode de calcul appliquée depuis l'exercice 2010 tient compte :

- De l'évolution du plan de tension, présenté dans la partie suivante du rapport ;
- D'une redéfinition des températures utilisées dans le modèle de calcul.

Un nouveau **plan de tension** a été adopté en 2010 et s'adapte au rehaussement de la butée supérieure dans la nouvelle plage réglementaire (passage de [-10% ; +6%] à [-10% ; +10%]) en tenant compte dorénavant des entités de production décentralisées. Ce plan intègre un ajustement du régulateur en charge des transformateurs des postes sources ainsi que des prises à vide des transformateurs HTA/BT permettant de rehausser la tension en tête des départs BT.

Engagements sur la qualité de tension

Les engagements contractuels ou réglementaires décrits ci-dessous portent sur les Variations Lentes de tension :

- Un consommateur BT est considéré comme correctement desservi selon le décret 2007-1826 relatif au niveau de qualité sur les Réseaux Publics de Distribution et son arrêté d'application dès lors que la tension au Point de Livraison varie dans un intervalle entre +10% et -10% par rapport à la tension nominale ($U_n = 230$ V en monophasé BT et 400 V en triphasé BT) ; cette tension est mesurée en valeurs moyennes sur un pas de temps de 10 minutes selon une méthode conforme à la norme CEI 61400-4-30 ;
- Dans le cas contraire, un usager raccordé sur le réseau BT est considéré comme mal alimenté lorsque sa tension d'alimentation, moyennée sur 10 minutes, se situe une fois dans l'année en dehors de l'intervalle [-10% ; +10%] ;
- Pour un utilisateur HTA, les clauses d'accès au réseau des contrats stipulent que la tension doit être au Point de Livraison comprise entre + 5% et - 5% autour d'une valeur contractuelle, elle aussi comprise entre + 5% et - 5% autour de la tension nominale HTA U_n . La mesure de la tension s'effectue selon la même méthode que ci-dessus.

Conformément au plan de tension, en agissant ainsi sur les paramètres de mesure et de réglage, le gestionnaire de réseau peut donc régler la tension sur le réseau et limiter ainsi le nombre de clients mal alimentés.

Par ailleurs, avec le déploiement des compteurs communicants LINKY, Enedis a engagé une démarche d'amélioration de son modèle d'évaluation statistique des chutes de tension sur le réseau basse tension.

D'après Enedis, il en ressort pour le moment que :

- Les données recueillies par les compteurs communicants permettent de mieux comprendre les évènements subis par les réseaux, de résoudre des situations dégradées vues des clients et d'enrichir les indicateurs de qualité des réseaux ;
- Les données remontées sont cependant des données brutes qui ne permettent pas d'évaluer objectivement la qualité des réseaux en continuité comme en qualité de tension. Elles reflètent les conditions d'exploitation au moment de la mesure, sans lien avec des paramètres externes (météorologie) ou internes comme le schéma normal d'exploitation ;
- Pour prendre des décisions pertinentes d'investissement, des analyses et des traitements sont donc nécessaires afin de contextualiser ces données très volumineuses (326 millions d'excursions de tension en 2021 par exemple).

Enedis a ainsi confirmé auprès de la FNCCR et de la Mission du financement de l'ER que la méthode statistique nationale reste pertinente pour l'évaluation des CMA.

ANALYSE DE LA QUALITÉ DE TENSION SUR LA CONCESSION

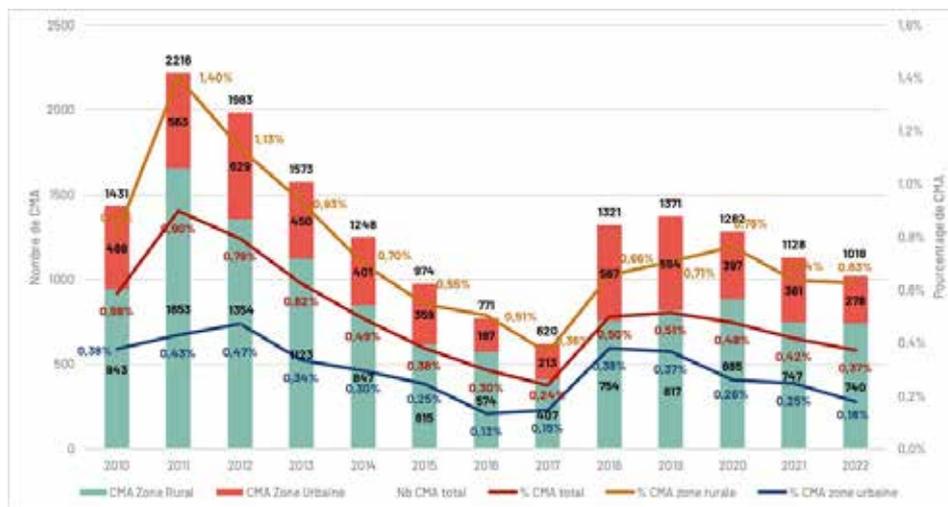
Depuis 2010, le **nombre de CMA** est très fluctuant. Pour rappel, entre 2017 et 2018, le nombre de CMA avait fortement augmenté sur certaines concessions en conséquence d'un premier ajustement des paramètres utilisés par la méthode d'évaluation des CMA. Cela a permis de prendre en compte la croissance significative de la production décentralisée sur le réseau BT, les données de consommation et l'amélioration des profils de charges utilisés dans la méthode statistique grâce au déploiement progressif des compteurs Linky.

Cette augmentation significative a été observée sur le territoire du SIEIL avec un nombre de CMA qui passe de 620 en 2017 à 1321 en 2018. En 2019, un nouvel ajustement a été réalisé afin d'affiner les paramètres climatiques et modéliser plus fidèlement les effets de thermo-sensibilité des clients, sans impact significatif sur le nombre de CMA pour le SIEIL.

En 2022, le taux de CMA a baissé pour la troisième année consécutive et atteint 0,37% pour 1 018 clients mal alimentés (-110 par rapport à 2021). Enedis a expliqué cela principalement par le programme de renforcement basse tension réalisé en majorité par le SIEIL. Soit 126 CMA en moins. En outre, la mise à jour annuelle des historiques de consommation des branchements C5 et C4 se traduit par une hausse de 15 CMA. Les modifications de tension de consignes des postes sources, des chutes de tension et de l'adaptation du réglage de certaines prises transfo des postes HTA/BT ont également entraîné une hausse d'un CMA.

Sur la période 2010-2022, le taux de CMA n'a jamais dépassé le seuil de 5% (décret qualité), voire 1%.

Évolution du nombre de clients mal alimentés sur la concession du SIEIL



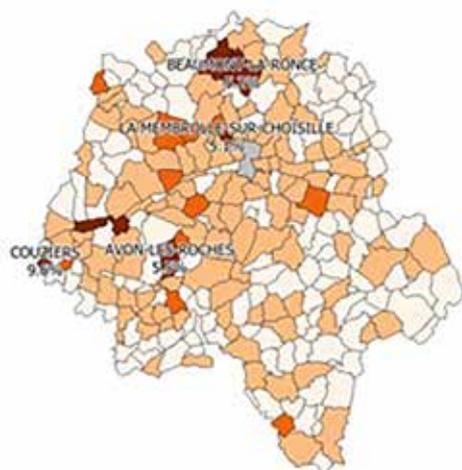
La figure ci-dessus présente l'évolution du nombre de CMA depuis 2010, avec le détail entre les CMA en zone rurale et les CMA en zone urbaine depuis 2018. En 2022, sur les 1 018 clients mal alimentés, 740 (73%) se situent en zone rurale contre 278 (27%) en zone urbaine. En moyenne, depuis 2018, 65% des CMA sont en zone rurale contre 35% en zone urbaine. Il est également possible d'observer que le taux de clients mal alimentés en zone urbaine diminue constamment depuis au moins 2018 et depuis 2020 en zone rurale.

Par ailleurs, en 2022, 0,63% de tous les usagers en zone rurale sont considérés comme mal alimentés contre 0,18% des usagers en zone urbaine.

Localisation des CMA par communes

Les cartes suivantes présentent le taux d'utilisateur considéré comme mal alimentés sur les quatre derniers exercices par commune.

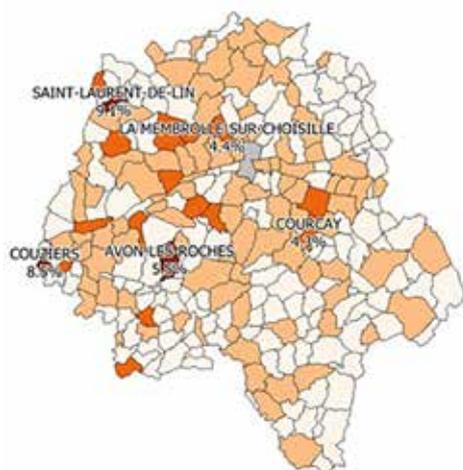
Taux de CMA par commune en 2019



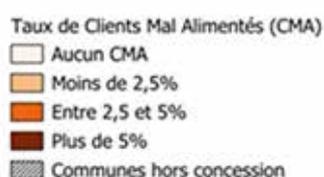
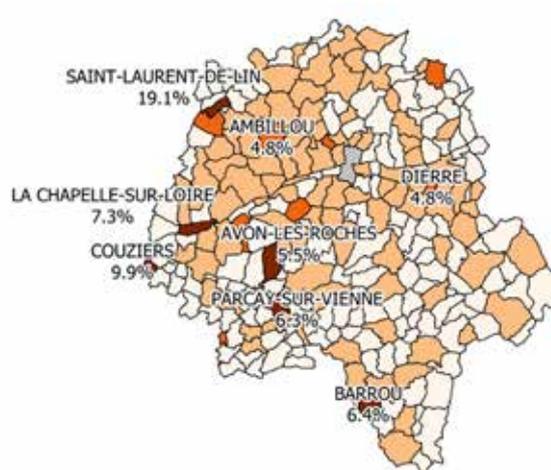
Taux de CMA par commune en 2020



Taux de CMA par commune en 2021



Taux de CMA par commune en 2022



Carte 1 : Localisation par commune des taux de CMA depuis 2019

L'analyse cartographique montre notamment le nombre de communes concernées par un taux de CMA supérieur à 5%. Ces dernières se trouvent plutôt sur la partie ouest du département et concernent régulièrement les mêmes communes de Couziers, Avon-les-Roches et Saint-Laurent-De-Lin. En 2022, 6 communes étaient concernées par un taux de CMA supérieur à 5% contre 3 communes en 2021, 6 communes en 2020 et 4 en 2019.

En analysant le taux de CMA selon la densité d'usager, aucune tendance forte n'est constatée. Cela signifie que la problématique des CMA n'est pas concentrée sur des centres de consommations importants où le réseau serait sous-dimensionné, ni sur des zones très peu denses où les réseaux seraient trop longs, bien que cette seconde configuration soit la plus contributrice des contraintes de tension constatées sur la concession.

Parallèlement au nombre de CMA, le nombre de départs BT mal alimentés (DMA), c'est-à-dire de départs BT qui présentent un niveau de tension qui sort de la fourchette [-10%, +10%] de la tension nominale de 230, est également en diminution, depuis 2018, comme le montre le graphique ci-dessous.

Ainsi, en 2022, sur 21 774 départs BT, 197 départs sont des DMA (0,9%), contre 208 en 2021 (1,0%) et 215 en 2020 (1,0%).

Depuis 2010, 1,0% des départs sont en moyenne chaque année des DMA. De manière similaire aux CMA, la méthode de calcul des DMA a été revue en 2018. Ce qui a engendré une hausse de +168 DMA entre 2017 et 2018.

Par ailleurs, en 2022, sur les 197 DMA, 146 départs se situent en zone rurale (74%) contre 51 départs en zone urbaine (26%). Depuis 2010, en moyenne, 77% des DMA sont en zone rurale contre 23% en zone urbaine.

En outre, bien que le nombre global de DMA soit en diminution, il est intéressant de regarder chaque année :

- les nouveaux DMA, c'est-à-dire le nombre de départs BT qui n'étaient pas mal alimentés l'année précédente et qui le sont désormais ;

- le nombre de DMA en moins, c'est-à-dire qui étaient des DMA l'année précédente et qui ne le sont désormais plus ;
- le nombre de DMA qui le sont depuis au moins deux ans.

Évolution du nombre de départs mal alimentés du SIEIL



Il est ainsi possible d'observer qu'en 2022 sur les 197 DMA :

- 132 DMA étaient déjà des DMA en 2021, soit 67% ;
- 65 DMA sont des « nouveaux DMA », c'est-à-dire qu'ils n'étaient pas DMA en 2021, soit 33%.

De plus, 76 départs BT qui étaient des DMA en 2021 ne le sont plus en 2022.

Ainsi, depuis 2018, il y a en moyenne 30% de nouveaux DMA chaque année contre 70% des DMA qui l'étaient déjà l'année précédente. De plus, chaque année, 37% des départs ne sont plus des DMA par rapport à l'année précédente.

De plus, le tableau suivant donne plus d'informations sur la durée d'un DMA, c'est-à-dire le nombre d'années qu'un départ est considéré comme DMA. Il présente, pour les DMA 2022, le nombre d'années entre 2018 et 2022 au cours desquelles un départ a été mal alimenté.

Nombre d'années qu'un départ BT est mal alimenté depuis 2018

Nb d'années durant lesquelles un départ est considéré DMA entre 2018 et 2022	DMA Total	DMA Rural	DMA Urbain	Taux par rapport au total
1	55	46	9	28%
2	29	20	9	15%
3	20	16	4	10%
4	37	26	11	19%
5	56	38	18	28%
Total	197	146	51	100%

Ce tableau permet de montrer que sur les 197 DMA de l'année 2022, 55 DMA, soit 28% le sont pour la première fois, 29 (15%) l'ont déjà été une autre année, 20 (10%) l'ont déjà été 3 années, 37 (19%) l'ont été 4 années et 56 (28%) l'ont été les 5 années depuis 2018 (et potentiellement plus).

Un tableau présentant ces 56 départements (38 en zone rurale et 18 en zone urbaine) est mis en annexe, en classant les départements par régime FACE de leur commune.

Enfin, il est également possible d'analyser **la profondeur d'un DMA**, c'est-à-dire l'écart entre la tension du départ BT avec la tension admissible.

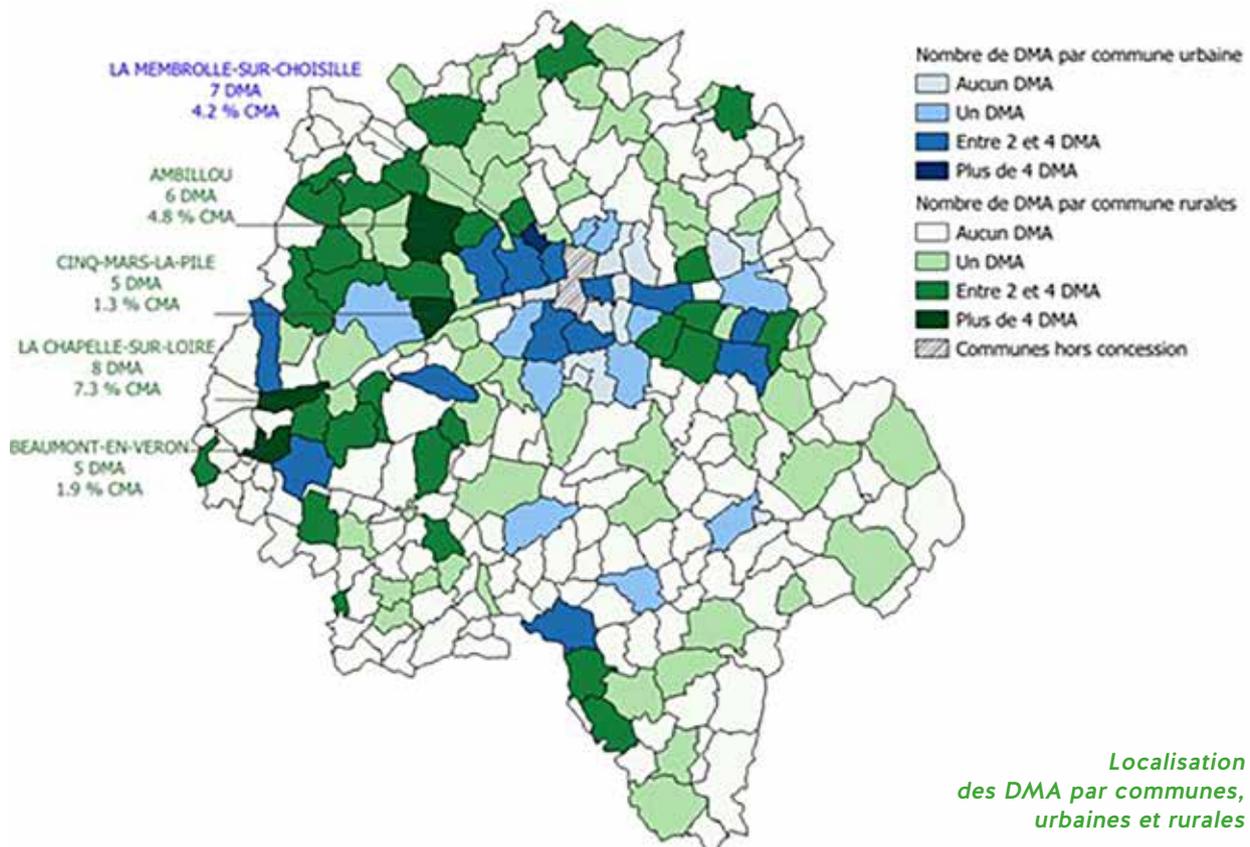
Nombre de DMA par profondeur

Profondeur de dépassement (tension départ - tension admissible) / tension admissible	Nombre de DMA	Pourcentage par rapport au total
Entre 0% et 1%	12	6%
Entre 1% et 10%	78	40%
Entre 10% et 20%	45	23%
Entre 20% et 50%	52	26%
Plus de 50%	10	5%
Total	197	100%

Ainsi, 46% des DMA ont un écart de tension de moins de 10% par rapport à la tension admissible. Cependant, 5% des DMA présentent un écart de tension de plus de 50%.

Localisation des départements BT mal alimentés

La carte ci-dessous présente les communes possédant le plus de DMA, en distinguant les communes urbaines (en bleu), des communes rurales (en vert). Elle permet de constater que les communes présentant le plus de DMA se situent vers le nord-ouest du département. La commune de la Membrolle-sur-Choisille est celle qui possède le plus de DMA (7) et se situe en régime urbain.

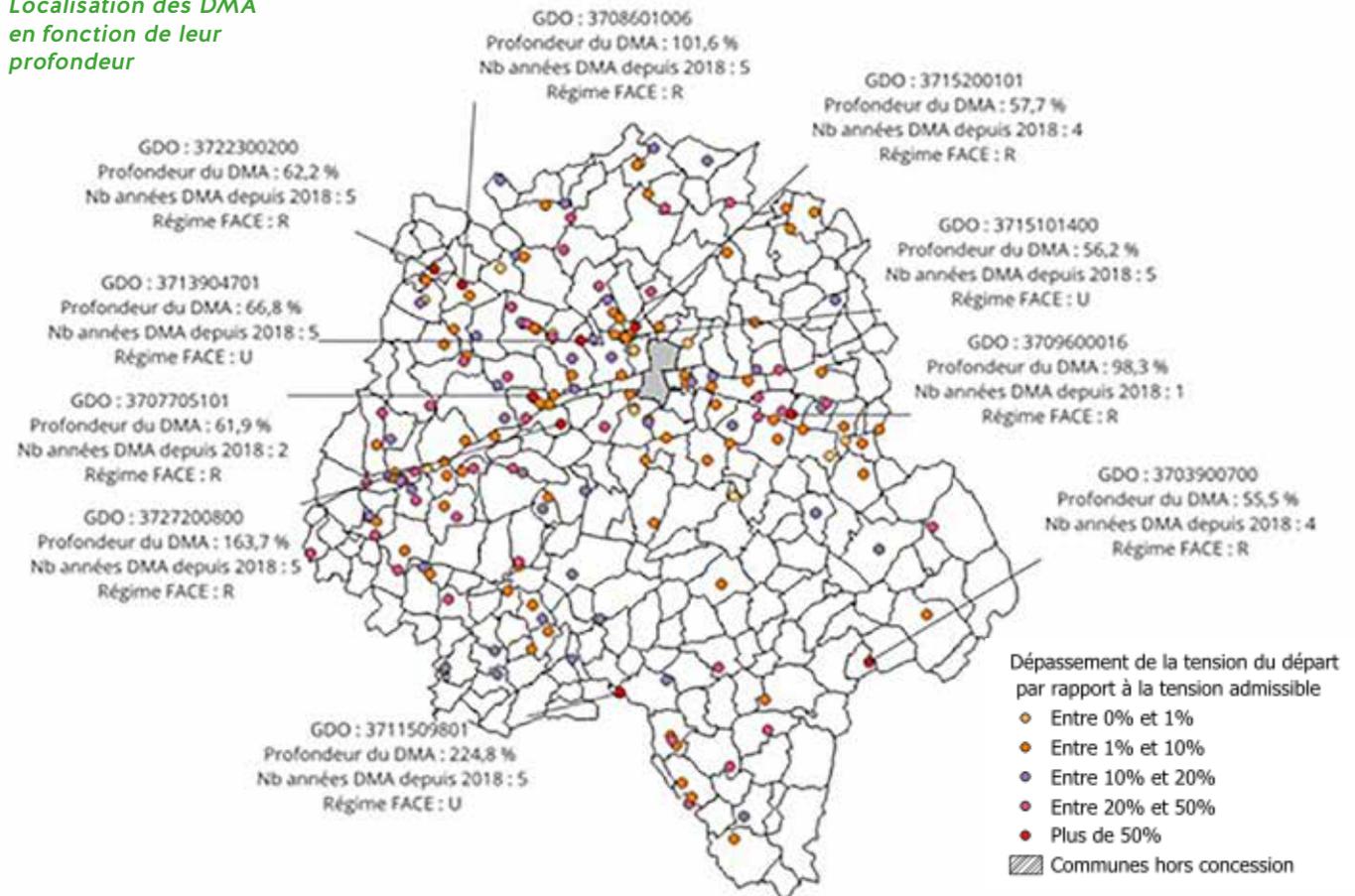


Localisation des DMA par communes, urbaines et rurales

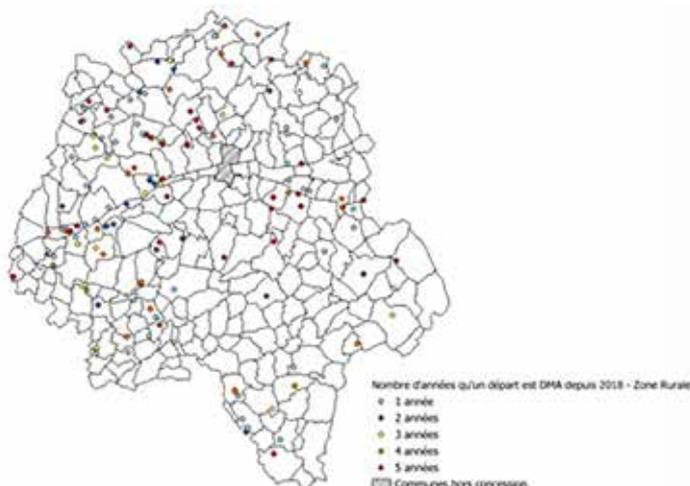
De même, la carte ci-dessous présente :

- la localisation des DMA en fonction de la profondeur de dépassement (Les points rouges représentent les DMA présentant une profondeur supérieure à 50%) ;
- l'information sur le nombre d'années que le départ est un DMA depuis 2018 est également disponible.

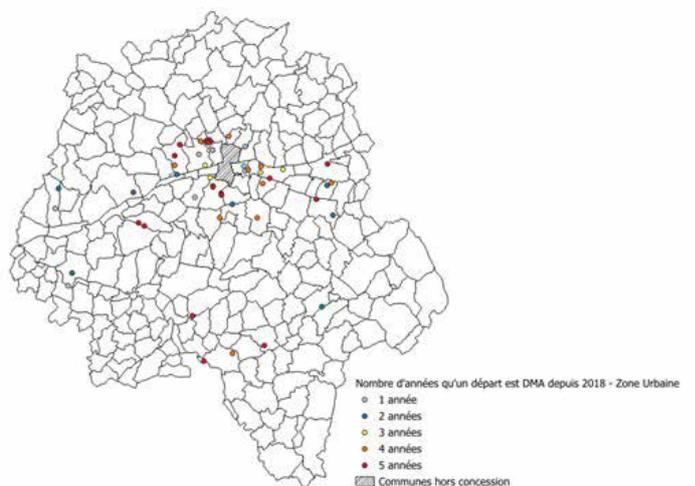
Localisation des DMA en fonction de leur profondeur



Les deux cartes ci-dessous présentent quant à elles les départs BT mal alimentés en fonction du nombre d'années qu'ils sont mal alimentés depuis 2018. Il est possible que les DMA alimentés pendant 5 ans le soient depuis plus de 5 ans.



Localisation des DMA en fonction du nombre d'années mal alimenté - zone rurale



Localisation des DMA en fonction du nombre d'années mal alimenté - zone urbaine

Qualité de tension des postes HTA/BT

Les 10 postes HTA/BT (sur 10 875 postes HTA/BT au total) suivants présentent à eux seuls près de 56% des CMA constatés en 2022 en zone urbaine.

TOP 10 des postes HTA/BT concentrant le plus de CMA à fin 2022 – zone urbaine

Commune	FACE	Nom départ HTA	GOO HTA/BT	Nom poste HTA/BT	Puissance (kVA)	Nb de départs BT	Chute de tension admissible	Chute de tension max du poste	Nb usg BT 2022	Nb de CMA 2022	Nb usg BT 2021	Nb de CMA 2021
LA MEMBROLLE-SUR-CHOISILLE	U	DOLBEA	37151P0014	GROS CHILLOU	400	3	7,72%	12,05%	105	39	105	40
JOUE-LES-TOURS	U	HOTVIL	37122P0051	POINCARÉ	250	3	13,05%	13,08%	142	18	141	24
MONTS	U	ARTIGN	3759P0049	LA FRESNAYE	100	2	12,31%	12,86%	34	16	34	20
AZAY-LE-RIDEAU	U	RIBOT	37014P0003	LES ROCHES	250	3	11,73%	14,98%	67	16	67	16
JOUE-LES-TOURS	U	CHA GA	37122P0038	JULES FERRY	250	5	13,08%	16,10%	69	15	68	11
LA MEMBROLLE-SUR-CHOISILLE	U	DOLBEA	37151P0003	MAZAGRAN	100	2	7,68%	7,94%	23	14	23	14
LA MEMBROLLE-SUR-CHOISILLE	U	DOLBEA	37151P0011	CH DE LA HARDONNIERE	160	2	8,00%	9,67%	36	11	36	11
SAINTE-PIERRE-DES-CORPS	U	VILDAM	37233P0156	SENELLERIE	250	4	13,86%	15,51%	35	9	36	15
CHAMBRAY-LES-TOURS	U	BRETON	37050P0024	CHATEAUROUQUET	160	2	11,54%	13,34%	30	9	29	9
BALLAN-MIRE	U	CAMPAN	37018P0079	LE COUCOU	630	6	14,61%	19,32%	65	8	63	0

De même, les 15 postes HTA/BT du tableau ci-dessous présentent près de 37% des CMA constatés en 2022 en zone rurale. **Le SIEL doit donc consulter le concessionnaire quant aux renforcements réalisés sur les départs en zone urbaine et prioriser ses opérations de levée de contrainte en zone rurale en ce sens.**

TOP 15 des postes HTA/BT concentrant le plus de CMA à fin 2022 – zone rurale

Commune	FACE	Nom départ HTA	GOO HTA/BT	Nom poste HTA/BT	Puissance (kVA)	Nb de départs BT	Chute de tension admissible	Chute de tension max du poste	Nb usg BT 2022	Nb de CMA 2022	Nb usg BT 2021	Nb de CMA 2021
SAINTE-LAURENT-DE-LIN	R	CHANNA	37223P0001	BOURG	160	1	10,97%	13,53%	56	34	55	16
AMBILLOU	R	SOUVIG	37002P0080	BOURDINIÈRES	250	5	8,72%	12,36%	54	22	52	20
PARCAY-SUR-VIENNE	R	BILLYV	37180P0018	PLANTES	50	2	11,78%	13,50%	34	20	34	0
BARROU	R	CHAUMU	37019P0018	LES PALUDS	250	3	8,42%	9,23%	55	19	55	0
DRUYE	R	VALLER	37099P0020	LA PRUDHOMMIERE	100	1	10,83%	13,93%	31	19	30	17
RICHELIEU	R	ANTOIGN	3716P0027	R. BOURBON	630	6	8,66%	10,15%	129	18	130	10
SAINTE-MARTIN-LE-BEAU	R	DIERRE	37225P0018	CHOUSSELLES	160	1	12,78%	16,21%	54	18		0
LA CHAPELLE-SUR-LOIRE	R	CHAPEL	37058P0048	PORT GENIEVRE	160	2	10,28%	12,32%	36	17	36	16
LA CHAPELLE-SUR-LOIRE	R	CHAPEL	37058P0034	LES PETITES OUCHES	100	1	10,71%	12,76%	39	18	39	0
RICHELIEU	R	ANTOIGN	3716P0006	RTE DE LOUDUN	250	3	8,70%	11,16%	81	16	80	15
PERNAY	R	PERNAY	37182P0040	LES NOISILLES	250	2	9,52%	12,19%	62	16	61	22
AVON-LES-ROCHES	R	CRISSA	37012P0033	LE FEUNET	160	2	9,70%	11,87%	53	15	53	15
CINQ-MARS-LA-PILE	R	MAZIER	37077P0077	LES RAGUENIERES	160	1	12,01%	12,66%	89	15	89	26
DIERRE	R	DIERRE	37095P0015	TAILLES	100	1	12,95%	25,69%	23	14		0
SAINTE-MARTIN-LE-BEAU	R	STHART	37225P0009	GROS BUISSON	100	1	11,77%	14,33%	43	14	42	0

Charges des transformateurs HTA

Le concessionnaire a transmis dans le fichier détaillant les chutes de tension par départ BT (ETQUAL03), les coefficients d'utilisation des transformateurs. Ce coefficient représente le rapport entre la puissance de soutirage à la pointe et la puissance réelle intrinsèque du transformateur, indiquée sur la plaque signalétique. En analysant ces données, il apparaît que certaines valeurs sont élevées.

Un ouvrage est considéré comme contraint en courant (ou en puissance) lorsque la puissance qui y transite dépasse sa capacité de transit nominale, contribuant ainsi à sa détérioration.

Le gestionnaire de réseau Enedis considère que les lignes ainsi que les transformateurs sont en contrainte de puissance lorsque la puissance maximale qui y transite est supérieure à 110% de leur capacité nominale. La contrainte devient critique à partir d'un coefficient d'utilisation de 120%.

Au-delà, un échauffement est constaté, altérant notamment la tenue mécanique des lignes et l'étanchéité des isolants. De plus, un coefficient d'utilisation élevé engendre une chute de tension plus élevée dans le transformateur. À noter que les contraintes de courant n'ont pas d'incidence sur la qualité de l'onde électrique alimentant l'utilisateur.

Cette valeur de chute de tension impacte directement la valeur de la chute de tension totale et donc le nombre de CMA comme calculée dans la formule du plan de tension.

Le tableau ci-après présente les 27 postes HTA/BT avec au moins un transformateur ayant des coefficients d'utilisation supérieurs à 120%.

Liste des postes HTA/BT présentant des coefficients d'utilisation des transformateurs supérieurs à 120% à fin 2022

Commune	FAC E	GDO HTA/BT	Nom poste HTA/BT	Puissance (kVA)	Chute de tension admissible	Chute de tension max du poste	Nb usg BT	Nb de CMA	Charge de transformateur HTA/BT
CINO-MARS-LA-PILE	R	37077P0077	LES RAGUENIERES	160	12%	13%	89	15	160%
LA CHAPELLE-SUR-LOIRE	R	37058P0034	LES PETITES OUCHES	100	11%	13%	39	18	144%
FAYE-LA-VINEUSE	R	37105P0012	SAINTE JOUIN	50	12%	9%	29	0	143%
PARCAY-SUR-VIENNE	R	37180P0018	PLANTES	50	12%	14%	34	20	143%
AVOINE	R	37011P0006	HT NEMAN	100	12%	10%	38	0	139%
BENAIS	R	37024P0028	Z.A LES CHAMPS	160	12%	12%	25	0	139%
THENEUL	R	37258P0012	RABONNIERES	50	13%	11%	23	0	139%
DRACHE	R	37098P0007	LES POITEVINS	50	15%	13%	17	0	133%
SAVIGNE-SUR-LATHAN	R	37241P0023	MAUDOU	50	12%	8%	15	0	133%
MARCILLY-SUR-MAULNE	R	37146P0003	CARROI DES MAUVIERES	50	15%	14%	11	0	131%
CHANCAY	R	37052P0018	LA VALLEE DE RAYE	100	13%	10%	36	0	129%
BLERE	U	37027P0015	RUE DES DEPORTES	250	15%	6%	115	0	129%
LEMERE	R	37125P0008	LE COUDRAY	100	12%	12%	32	0	128%
BOSSAY-SUR-CLAISE	R	37028P0001	LE BOURG	160	14%	7%	83	0	127%
BEAUMONT-EN-VERON	R	37022P0026	LA BOULAISERIE	160	11%	14%	29	7	126%
AZAY-LE-RIDEAU	U	37014P0085	LE HAUT LURE	100	14%	12%	40	0	126%
LARCAY	U	37124P0021	MECHINIERE	100	16%	9%	31	0	125%
AZAY-SUR-CHER	R	37015P0025	PATOUILLARD	50	13%	12%	9	0	125%
LA CHAPELLE-SUR-LOIRE	R	37058P0038	PORT DES 3 VOLETS	50	10%	10%	19	1	124%
SAINTE-REGLE	R	37236P0001	LACOMTE	100	13%	13%	28	0	124%
VILLAINES-LES-ROCHERS	R	37271P0014	CIMETIERE	100	14%	12%	45	0	123%
POCE-SUR-CISSE	U	37885P0022	LA RAMEE	160	14%	10%	79	0	123%
PANZOULT	R	37178P0016	PRESSOIR	50	12%	9%	17	0	123%
SAINTE-ROCH	R	37237P0008	VILLEGREUIL	100	12%	10%	29	0	122%
CHAMBON	R	37048P0009	LA PENNETERIE	50	10%	10%	22	0	122%
COURCAY	R	37085P0007	LES METAIRES	50	11%	10%	14	0	122%
DIERRE	R	37096P0005	BOURG DIERRE	160	13%	8%	54	0	120%

Le SIEIL doit consulter le concessionnaire sur ce point et vérifier sur le terrain la cohérence des informations, la charge du transformateur, le nombre d'usagers et les puissances de raccordement qui sont raccordées en aval du transformateur au regard des puissances des transformateurs. Un taux de charge supérieur à 120 % engendre des surchauffes et présente des risques électriques.

Qualité de tension des départs HTA

La détermination des usagers mal alimentés prend en compte l'ensemble des **chutes de tension sur le réseau BT** (ligne et transformateur HTA/BT) mais aussi les chutes de tension HTA ainsi que les différents éléments de réglage (au niveau du poste source et du transformateur HTA/BT) relevant la tension et pouvant compenser les chutes de tension en aval.

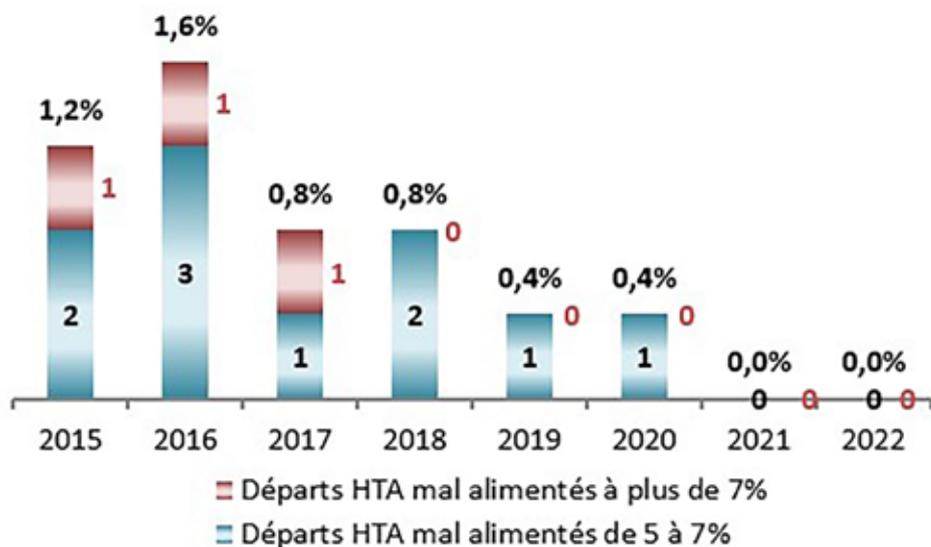
La chute de tension HTA s'ajoute à celle estimée en BT. Celle-ci est cependant écartée à 5% dans le modèle de calcul du concessionnaire qui ne tient donc que partiellement compte des chutes de tension HTA les plus importantes.

En effet, la valeur de 5% correspond au seuil de dimensionnement du réseau HTA. Entre 5% et 7%, le départ est mis sous surveillance par le concessionnaire et au-delà de 7%, le concessionnaire doit prévoir un plan visant à la résorption de la contrainte de tension.

Un départ HTA est alors considéré en contrainte de tension lorsqu'au moins un de ces points de livraison (poste DP, abonné ou mixte) en aval est alimenté par une tension 5% inférieure à la tension en amont (jeu de barre du poste source).

La figure suivante représente l'évolution du nombre de départs HTA avec une chute de tension supérieure à 5% et le taux associé sur la période 2015-2022. Depuis 2021, aucun départ ne présente de chute de tension supérieure à 5%.

Évolution de la chute de tension des départs HTA supérieure à 5%



Évolution de la chute de tension des départs HTA depuis 2015

Poste source	Départ HTA	dU maximale - 2015	dU maximale - 2016	dU maximale - 2017	dU maximale - 2018	dU maximale - 2019	dU maximale - 2020	dU maximale - 2021	dU maximale - 2022
GARDES (LES)	CRISSA	4,1%	4,0%	4,1%	4,0%	4,3%	4,6%	4,7%	4,8%
BLERE	CIGDGN	4,3%	5,5%	5,7%	4,5%	4,7%	4,6%	4,9%	4,7%
LOCHES	CHEDIG	3,2%	3,2%	3,3%	2,8%	3,5%	3,7%	4,2%	4,5%
SEMBLANCAY	DOLBEA	1,4%	4,0%	4,2%	3,8%	3,9%	4,0%	4,3%	4,4%
SORIGNY	LOUANS	4,0%	4,0%	4,1%	3,0%	3,4%	3,3%	4,3%	4,3%
COUESMES	COURSE	4,0%	4,0%	4,1%	3,7%	3,7%	4,3%	4,4%	4,3%
COUESMES	ST PAT	3,9%	4,0%	4,1%	3,5%	3,8%	3,6%	4,3%	4,0%

BILAN DES PRODUCTEURS DE LA CONCESSION

D'après le CRAC, la concession compte 4 676 **installations de productions** en 2022, soit + 17% par rapport à 2021, influencé en grande partie par le nombre croissant d'installations photovoltaïques (4 638 en 2022, +17%). En

matière de puissance injectée sur les réseaux, on observe une évolution de plus de 15% entre 2021 et 2022.

La répartition du nombre de points d'injection par type de production est présentée dans le tableau suivant :

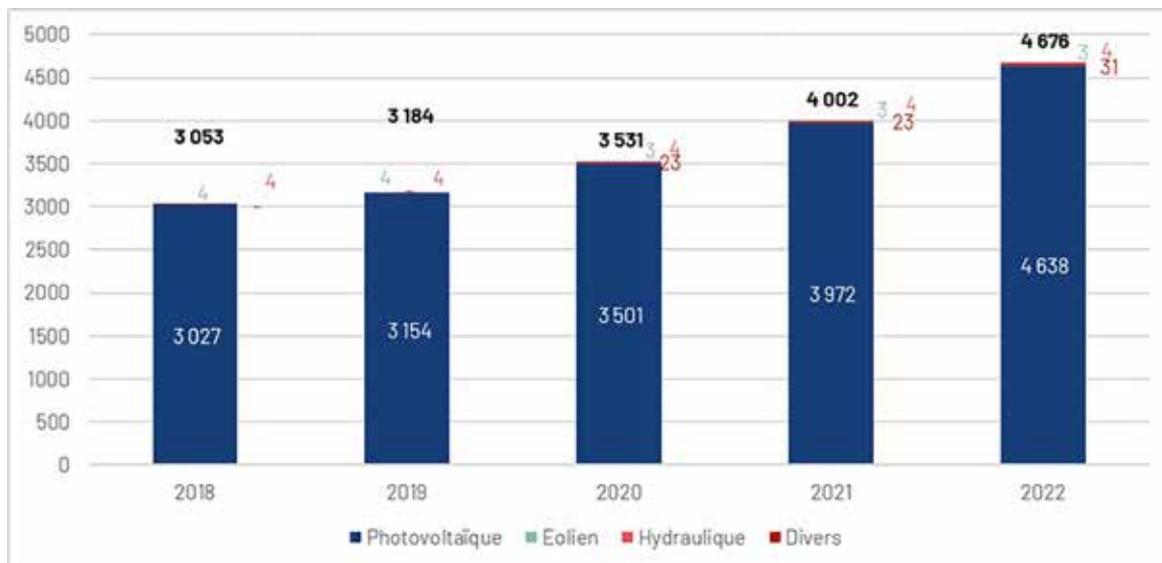
Répartition du nombre de producteurs et de puissance produite par type de production

Types de production	Nb installations en 2021	Puissance 2021 (kVA)	Nb installations en 2022	Puissance 2022 (kVA)	Evolution du nb d'installations 2021-2022	Evolution de la puissance injectée 2021-2022
Photovoltaïque	3972	87818	4638	99227	17%	13%
Hydraulique	4	170	4	170	0%	0%
Eolien	3	0	3	s	0%	
Autres (Biogaz, biomasse, géothermie)	30	52252	31	62402	3%	19%
Total	4009	140241	4676	161799	17%	15%

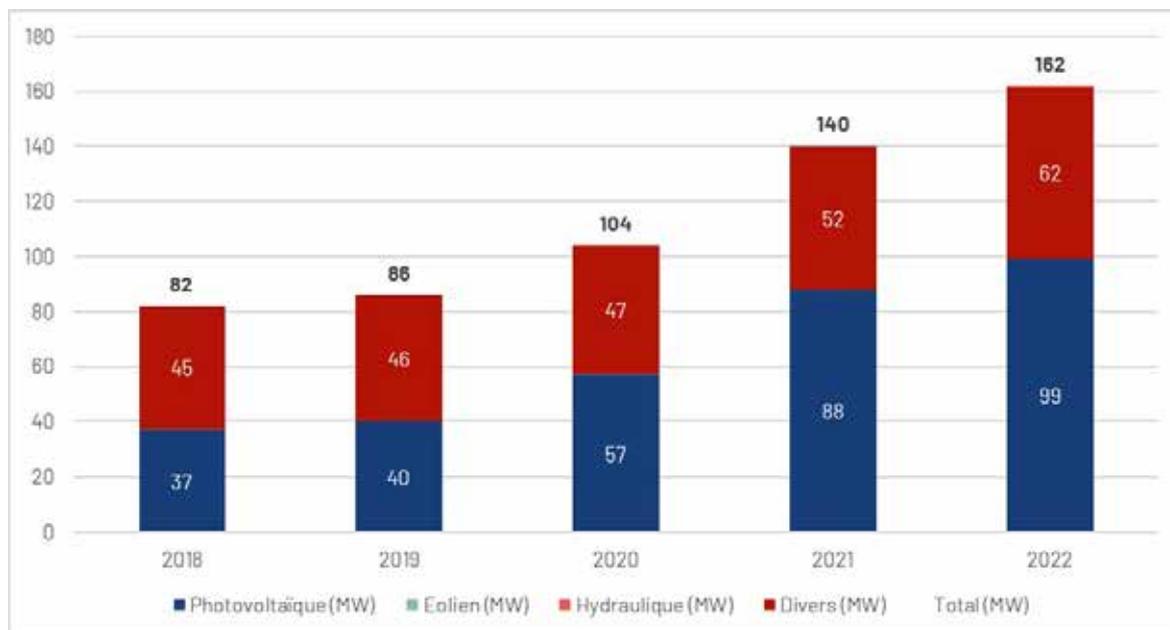
De plus, les figures 9 et 10 ci-dessous montrent l'évolution du nombre et des puissances des installations de production sur le territoire depuis 2018. On observe une forte accélération aussi bien en nombre d'installations raccordées

qu'en puissance produite. En effet, entre 2018 et 2022, le nombre d'installations a augmenté de +1 623, soit +53% et la puissance produite a augmenté de 79,7 MVA soit +97%.

Évolution du nombre d'installations de productions depuis 2018



Évolution de la puissance totale des installations de productions (MVA) depuis 2018



Dans le détail, et d'après les données clientèle d'Enedis, la concession possède :

- 4 329 installations BT < 36 kVA ;
- 311 installations BT > 36 kVA ;
- 36 installations HTA.

Nombre de producteurs par types de production

Segment	BT inf 36		BT sup 36		HTA	
Types de production	Nb installations	Puissance (KVA)	Nb installations	Puissance (kVA)	Nb installations	Puissance (kVA)
Photovoltaïque	4 324	17 654	302	29 182	12	52 391
Hydraulique	2	S	1	90	1	80
Eolien	3	S	-	-	-	-
Autres (Biogaz, biomasse, géothermie)	-	-	8	1 305	23	61 097
Total	4 329	17 654	311	30 577	36	113 568

Cependant, en comparant les différents fichiers mis à disposition lors du contrôle par Enedis, on constate que ces chiffres diffèrent en fonction des fichiers de contrôle. En effet, comme l'indique le tableau ci-dessous, le nombre d'installations est de 4 676 dans le CRAC, contre 4 268 dans le fichier ET_PROD et 4 184 dans le fichier ETQUAL03. Il convient donc de demander à Enedis de justifier ces écarts entre les fichiers de contrôle.

Écarts dans les données de producteurs entre les différentes sources reçues par Enedis

Types de production	Nombres installations en 2022 - CRAC	Nombres installations en 2022 - Données Clientèles	Nombres installations en 2022 - Données ET_PROD	Nombres installations en 2022 - Données ETQUAL3
Photovoltaïque	4638	4 638	4230	NA
Hydraulique	4	4	4	NA
Eolien	3	3	4	NA
Autres (Biogaz, biomasse, géothermie)	31	31	30	NA
Total	4676	4 676	4 268	4184

APPLICATION DU PLAN DE TENSION SUR LA CONCESSION DU SIEIL

Il convient de noter ici que les éléments suivants, demandés dans le cadre du contrôle de concession, n'ont pas été transmis par le concessionnaire :

- La programmation de l'adaptation des régleurs en charge des transformateurs ainsi que les valeurs des tensions de consigne pour chacun des transformateurs des postes sources ;
- Les valeurs des prises à vide optimisées indiquées dans le SIG pour chacun des transformateurs HTA/BT alimentant la concession ;
- La liste des transformateurs HTA/BT où des réglages physiques des prises à vide ont eu lieu depuis la mise en œuvre du dernier plan de tension de 2010.

À défaut d'avoir pu obtenir ces éléments de la part d'Enedis, les valeurs des régleurs en charge des transformateurs HTB/HTA au niveau des postes sources ont été recalculées à partir des éléments relatifs aux chutes de tension BT, fournis par Enedis. Les valeurs des régleurs en charge communiquées dans ce rapport correspondent ainsi à celles prises en compte pour le calcul déterminant le nombre de CMA de la concession. Elles sont donc théoriques. Par ailleurs, la méthode de calcul d'AEC est fiable car elle a déjà été confrontée aux informations du concessionnaire obtenues par ailleurs.

Ajustement des régleurs en charge des transformateurs HTB/HTA

Les transformateurs HTB/HTA situés dans les postes-sources sont équipés d'un régleur en charge qui offre la possibilité de modifier le rapport de transformation en temps réel et sans interruption de l'alimentation.

Ces ajustements permettent :

- D'effacer automatiquement les chutes de tension des lignes HTB et du transformateur HTB/HTA ;
- De compenser une partie des variations de tension sur le réseau de distribution en fixant une tension de consigne supérieure de 2 à 4% à la tension nominale.

Chaque transformateur HTB/HTA présente une valeur de régleur en charge qui lui est propre. Ces valeurs ne sont généralement modifiées qu'à la suite de restructuration des départs HTA en sortie du poste source (au niveau du jeu de barre) ou à la suite du raccordement d'entités de productions significatives.

À partir des éléments communiqués par le concessionnaire, le prestataire AEC a reconstitué la valeur des régleurs en charge sur les postes sources alimentant la concession dans le but de vérifier que les régleurs de charge permettent suffisamment de marge pour que la prise à vide en aval puisse s'établir à 5% sans que la tension dépasse la limite de +10% de la tension nominale.

Ce tableau permet de montrer que pour un poste source, plusieurs valeurs de tension de consigne du régleur de charge peuvent exister. Cela provient du fait que pour un poste source il peut y avoir plusieurs transformateurs HTB/HTA. En effet, sur la concession du SIEL, 60 transformateurs HTB/HTA sont répartis dans 30 postes sources. Cependant, avec les données à disposition, il est impossible de savoir exactement quel transformateur dispose de quel réglage.

Liste des valeurs des régleurs en charge par poste source (calcul AEC 2022)

GDO PS	Poste Source	Valeur de l'augmentation de tension par rapport à Un grâce au régleur en charge (RC%) (recalculée AEC)
CHAT7	CHATILLON (-SUR INDRE)	3,0%
		4,0%
PREUI	PREUILLY SUR CLAISE	2,0%
LOCHE	LOCHES	3,5%
COUE5	COUESMES	2,0%
		3,5%
GARD9	GARDES (LES)	4,0%
COLOM	COLOMBIERS	2,0%
		4,0%
SEMBL	SEMBLANCAY	2,0%
BLERE	BLERE	4,0%
CHIN5	CHINON	3,0%
		4,0%
SSAVE	ST-AVERTIN	4,0%
FOURA	FOURAUDERIE	3,0%
BZGUE	BOURGUEIL	3,0%
		4,0%
MONNA	MONNAIE	4,0%
C.REN	CHATEAU-RENAULT	4,0%
SORIG	SORIGNY	3,5%
		4,0%
TOURS	TOURS	3,0%
		4,0%
COMMA	COMMANDERIE (LA)	4,0%
E.FOR	EPINES-FORTES	3,5%
J.TOU	JOUE-LES-TOURS	3,5%
		4,0%
FONDE	FONDETTES	4,0%
CHAP5	CHAPELLE (LA)	3,0%
		3,5%
PELOU	PELOUSE (LA)	3,5%
		4,0%
PLEUM	PLEUMARTIN	2,0%
BLO.N	BLOIS-NORD	3,5%
C.L05	CHATEAU-DU-LOIR	2,0%
BREI5	BREIL	2,0%
PORT6	PORTILLON	4,0%
MTRI5	MONTRICHARD	4,0%
SEIGY	SEIGY	4,0%
ONZAI	ONZAIN	3,5%

Ainsi, la valeur de la tension de consigne varie entre Un + 2% et Un + 4% selon les transformateurs des postes sources. Pour rappel, d'après le plan de tension, la tension de consigne est Un + 4% mais peut être abaissée jusqu'à Un + 2% en cas de présence significative de production HTA sur le même départ HTA.

À l'aide du fichier ETRES 09, il est possible de regarder les différents départs HTA sur lesquels sont reliés des producteurs HTA. Le tableau ci-dessous présente le nom des postes sources pour lesquels la tension de consigne du régleur

en charge est à Un + 4% malgré la présence de producteur HTA sur un départ. Cela est le cas pour 6 postes sources. Néanmoins, pour les départs HTA concernés, le nombre de CMA reste très faible au final.

Postes sources possédant une tension de consigne à Un+4% malgré la présence de producteurs HTA

GDO PS	Poste Source	Valeur de l'augmentation de tension par rapport à Un grâce au régleur en charge (RC%) (recalculée AEC)	départ HTA	Prod HTA	Somme de Nb Us BT	Somme de Nb CMA
GARD9	GARDES (LES)	4,0%	STCATH	1	497	0
BLERE	BLERE	4,0%	WAELES	1	152	0
CHIN5	CHINON	4,0%	HUISME	1	1376	3
MONNA	MONNAIE	4,0%	STLAUR	1	822	1
C.REN	CHATEAU-RENAULT	4,0%	ESPERA	1	737	0
SORIG	SORIGNY	4,0%	CORMER	1	1955	3

De même, le tableau ci-dessous récapitule les 20 postes sources possédant une tension de consigne de régleur en charge inférieur à Un + 4% malgré l'absence de producteur HTA.

Postes sources possédant une tension de consigne inférieure à Un + 4% malgré l'absence de producteurs HTA

GDO PS	Poste Source	Valeur de l'augmentation de tension par rapport à Un grâce au régleur en charge (RC%) (recalculée AEC)	Prod HTA	Somme de Nb Us BT	Somme de Nb CMA
CHAT7	CHATILLON (-SUR INDRE)	3,0%	0	532	4
PREUI	PREUILLY SUR CLAISE	2,0%	0	4147	25
LOCHE	LOCHES	3,5%	0	14709	23
COUE5	COUESMES	2,0%	0	3086	99
		3,5%	0	3888	9
COLOM	COLOMBIERS	2,0%	0	5418	51
SEMBL	SEMBLANCAY	2,0%	0	5576	103
CHIN5	CHINON	3,0%	0	10243	30
FOURA	FOURAUDERIE	3,0%	0	665	5
BZGUE	BOURGUEIL	3,0%	0	3317	77
SORIG	SORIGNY	3,5%	0	8850	18
TOURS	TOURS	3,0%	0	3111	5
E.FOR	EPINES-FORTES	3,5%	0	14350	28
J.TOU	JOUE-LES-TOURS	3,5%	0	10121	28
CHAP5	CHAPELLE (LA)	3,0%	0	9151	96
		3,5%	0	6555	37
PELOU	PELOUSE (LA)	3,5%	0	1410	3
PLEUM	PLEUMARTIN	2,0%	0	813	1
BLO.N	BLOIS-NORD	3,5%	0	0	0
C.L05	CHATEAU-DU-LOIR	2,0%	0	445	2
BREI5	BREIL	2,0%	0	978	12
ONZAI	ONZAIN	3,5%	0	1	0

Il conviendrait de demander à Enedis des explications sur ces valeurs de tensions de consignes qui ne semblent pas correspondre à ce qui est indiqué dans le plan de tension.

Réglages de la prise à vide des transformateurs HTA/BT de la concession

Pour rappel, le réglage de la prise à vide d'un transformateur HTA/BT se fait avec les critères suivants :

- si des clients producteurs et des clients consommateurs sont raccordés sur les réseaux BT à l'aval du transformateur, alors la prise sera à +2,5% ;
- si seuls des clients consommateurs sont raccordés sur les réseaux BT à l'aval du transformateur :
 - la prise sera à 5% si la chute de tension totale calculée avec la prise +2,5% est supérieure à 10% ;

- la prise sera à 2,5% si la chute de tension totale calculée avec la prise +2,5% est inférieure à 10%.
- si seuls des clients producteurs sont raccordés sur les réseaux BT à l'aval du transformateur :
 - la prise sera à 0% si l'élévation de tension totale calculée avec la prise +2,5% est supérieure à 10% ;
 - la prise sera à 2,5% si l'élévation de tension totale calculée avec la prise +2,5% est inférieure à 10%.

Pour le SIEIL, d'après les calculs du prestataire AEC, 47% des transformateurs ont une prise à vide à 5% et 52% ont une prise à vide à 2,5%. Seul 0,2% ont une prise à vide à 0% et aucun n'a de prise à vide à -2,5%.

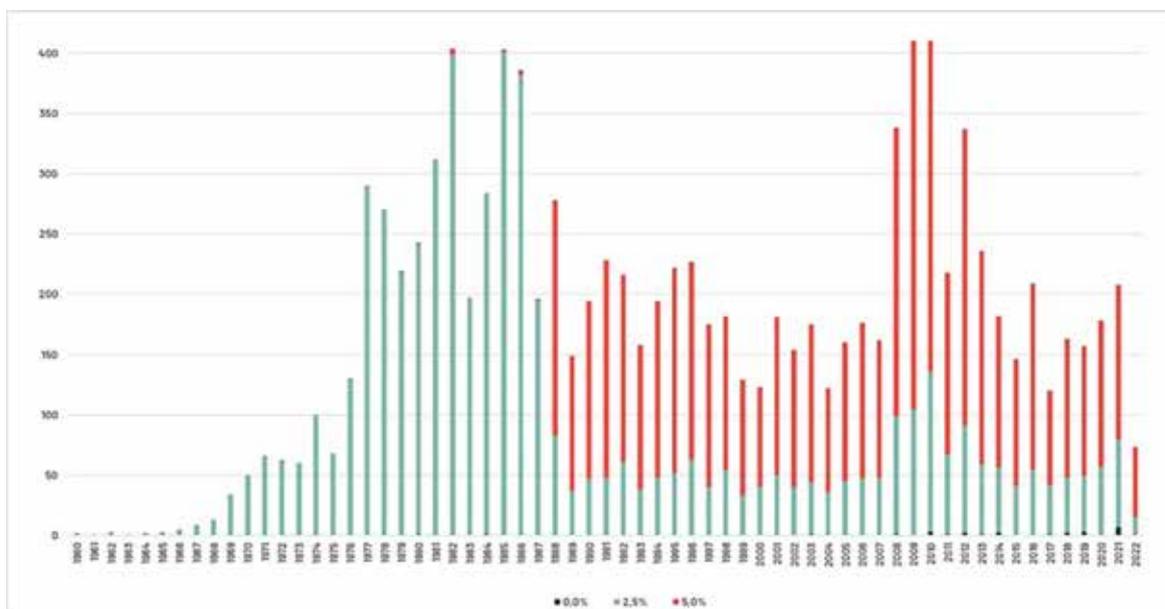
Nombre de transformateurs par position de prise à vide

Position de la prise à vide	Nombre de transformateurs HTA/BT (valeur AEC)	Pourcentage
5,0%	5154	47,3%
2,5%	5720	52,5%
0,0%	26	0,2%
Total	10900	

Croisement entre les valeurs du calcul et l'inventaire technique des transformateurs

Le graphique suivant présente le croisement entre la date de fabrication des transformateurs et la valeur de prise à vide prise recalculée par le prestataire AEC.

Nombre de transformateurs HTA/BT par année de fabrication en fonction de la valeur de réglage intégrée au calcul des CMA



De ce graphique, il ressort que 71% (7 087) des transformateurs HTA/BT de la concession sont fabriqués après 1987 mais que seulement 72% d'entre eux, soit 5 134, ont des prises à vide de 5% dans le modèle. Au total, 47% des transformateurs ont des prises à vide à 5%.

De plus, il ressort de ce graphique que 1 929 transformateurs après 1988 ont des valeurs de prise à vide à 2,5%. Cela provient du fait qu'après 1987, la nouvelle génération de transformateurs permet d'ajuster cette valeur de prise à

vide en fonction du besoin, notamment si un producteur se trouve sur le départ et engendre des élévations de tensions.

D'après le graphique, on peut constater que 20 transformateurs d'avant 1987, listés ci-dessous, ont des valeurs de prise à vide à 5,0%. Ce qui n'est normalement pas possible avec l'ancienne génération de transformateurs. Il convient de demander une vérification à Enedis sur ces transformateurs.

Transformateurs antérieurs à 1988 possédant une prise à vide à 5,0%

INSEE	Commune	R/U	PS	GDD HTA	dep HTA	GDD HTA/BT	Poste DP	Année fabrication TFO	P(kVA) TFO	PT
37031	BOURGUEIL	U	BOURGUEIL	BZQUEC204	CAUSER	37031P0044	DOURSANNES	1985	1000	5,0%
37047	CERELLES	R	PELOUSE (LA)	PELOUC6713	CERELL	37047P0005	FILONNIERE	1986	50	5,0%
37054	CHANGEAUX-SUR-CHOISILLE	R	PELOUSE (LA)	PELOUC6302	MONNAI	37054P0025	LE HALLIER	1982	50	5,0%
37074	CHOUZE-SUR-LOIRE	R	BOURGUEIL	BZQUEC8407	CHOUZE	37074P0018	LA GRAVIERE	1979	100	5,0%
37075	CIGOGNE	R	BLERE	BLEREC2609	CIGOGN	37075P0007	LA COUR PAVEE	1987	160	5,0%
37091	LA CROIX-EN-TOURAIN	U	BLERE	BLEREC1515	CRDIX	37091P0029	LES SABLONS	1987	100	5,0%
37093	CROUZILLES	R	CHINON	CHINSC4504	CRAVAN	37093P0019	PAVIERS	1976	160	5,0%
37111	GEMILLE	R	LOCHES	LOCHEC5715	BEAUMO	37111P0011	LES HAUTS BENOITS	1980	50	5,0%
37117	HOMMES	R	BREIL	BREIFC0404	RILLE	37117P0020	LES ROSIERS	1985	100	5,0%
37118	HUISMES	R	CHINON	CHINSC4005	HUISME	37118P0017	LES ROCHES A RENARD	1986	50	5,0%
37122	JOUE-LES-TOURS	U	JOUE-LES-TOURS	J.TOUC5803	GALLIE	37122P0068	DIDIER DAUPAT	1977	400	5,0%
37122	JOUE-LES-TOURS	U	JOUE-LES-TOURS	J.TOUC4715	BLOTTE	37122P0115	DOUZILLIERE	1972	630	5,0%
37122	JOUE-LES-TOURS	U	JOUE-LES-TOURS	J.TOUC3509	MONTS	37122P0265	PIERRE	1982	100	5,0%
37144	MARCAY	R	CHINON	CHINSC3717	MARCAY	37144P0033	CHATEAU	1986	400	5,0%
37193	RESTIGNE	R	BOURGUEIL	BZQUEC7002	CONTIN	37193P0039	LES DALICHES	1982	50	5,0%
37195	LARICHE	U	TOURS	TOURSC1724	PARMEN	37195P0014	11 NOVEMBRE	1983	630	5,0%
37200	RIVARENNES	R	CHAPELLE (LA)	CHAPF54503	RIGNY	37200P0004	TEMPLE	1982	50	5,0%
37214	SAINTE-CYR-SUR-LOIRE	U	PORTILLON	PORT6C2607	COUTUR	37214P0033	SENTIER	1978	250	5,0%
37216	SAINTE-EPAIN	R	GARDES (LES)	GARDSC3602	EPAIN	37216P0043	BOURG GIRAUD	1982	100	5,0%
37248	SEULLY	R	CHINON	CHINSC4214	ANCLER	37248P0020	LA BASSEZIERE	1986	50	5,0%

SYNTHÈSE

En 2022, le **taux de CMA** a continué à baisser pour la troisième année consécutive et atteint 0,37% pour 1 018 clients mal alimentés dont 740 en zone rurale et 278 en zone urbaine.

Sur la période 2018-2022, le taux de CMA n'a jamais dépassé le seuil de 5% (décret qualité).

L'analyse cartographique montre que certaines **communes** telles que Couziers, Avon-les-Roches et Saint-Laurent-De-Lin sont récurrentes comme ayant un taux de CMA supérieur aux 5% constituant la limite théorique.

En analysant le taux de CMA selon la densité d'usager, aucune tendance forte n'est constatée. En 2022, 6 communes étaient en dépassement du seuil de 5% sur les 247 communes du SIEIL.

Parallèlement au nombre de CMA, le nombre de **départs BT mal alimentés** (DMA), c'est-à-dire de départs BT qui présentent un niveau de tension qui sort de la fourchette [-10%, +10%] de la tension nominale de 230, est également en diminution depuis 2018. Ainsi, en 2022, sur 21 774 départs BT, 197 départs sont des DMA (0,9%), contre 208 en 2021 (1,0%) et 215 en 2020 (1,0%).

Sur ces 197 départs mal alimentés, 56 d'entre eux, soit 28%, le sont pour la 5^{ème} année consécutive à minima.

10 **postes HTA/BT** présentent à eux seuls près de 56% des CMA constatés en 2022 en zone urbaine et 15 postes HTA/BT présentent 37% des CMA en zone rurale. Il importe de

consulter le concessionnaire quant aux renforcements réalisés sur ces départements et prioriser ses opérations de levée de contrainte en ce sens.

27 postes HTA/BT avec au moins un transformateur ont des coefficients d'utilisation supérieurs à 120%. Un taux de charge supérieur à 120 % engendre des surchauffes et présente des risques électriques. Il convient donc de consulter le concessionnaire pour vérifier ces valeurs.

Aucun **départ HTA** ne présente une chute de tension anormalement élevée (supérieure à 5% en 2022).

La concession compte 4 676 **installations de productions** en 2022, soit + 17% par rapport à 2021, influencées en grande partie par le nombre croissant d'installations photovoltaïques (4 638 en 2022, +17%). En matière de puissance injectée sur les réseaux, on observe une évolution de plus de 15% entre 2021 et 2022.

Dans le détail, et d'après les données clientèles d'Enedis, la concession possède 4 329 installations BT < 36 kVA, 311 installations BT > 36 kVA et 36 installations HTA. Cependant des écarts existent entre les différents fichiers de contrôle et il convient de demander à Enedis de justifier ces écarts.

Un nouveau **plan de tension** a été adopté en 2010 et s'adapte au rehaussement de la butée supérieure dans la nouvelle plage réglementaire (passage de [-10% ; +6%] à [-10% ; +10%]) en tenant dorénavant compte des entités de production décentralisées. Ce plan intègre un ajustement du régulateur en

charge des transformateurs des postes sources ainsi que des prises à vide des transformateurs HTA/BT permettant de rehausser la tension en tête des départs BT.

Il convient de noter ici que les éléments suivants, demandés dans le cadre du contrôle de concession, **n'ont pas été transmis par le concessionnaire** :

- La programmation de l'adaptation des régulateurs en charge des transformateurs ainsi que les valeurs des tensions de consigne pour chacun des transformateurs des postes sources ;
- Les valeurs des prises à vide optimisées indiquées dans le SIG pour chacun des transformateurs HTA/BT alimentant la concession ;
- La liste des transformateurs HTA/BT où des réglages physiques des prises à vide ont eu lieu depuis la mise en œuvre du dernier plan de tension de 2010.

Les valeurs de régulateurs en charge et des prises à vide ont donc été recalculées par le prestataire AEC et il en ressort les points suivants, pour les régulateurs en charge :

- 6 postes sources possèdent la tension de consigne du régulateur en charge est à Un + 4% malgré la présence de producteur HTA sur un départ. Néanmoins, pour les départs HTA concernés, le nombre de CMA reste très faible au final.

- 20 postes sources possèdent une tension de consigne de régulateur en charge inférieur à Un + 4% malgré l'absence de producteur HTA.

Il importe de demander à Enedis des explications sur ces valeurs de tensions de consignes qui ne semblent pas correspondre à ce qui est indiqué dans le plan de tension.

Pour les **prises à vide** :

- 47% des transformateurs ont une prise à vide à 5% et 52% ont une prise à vide à 2,5%. Seul 0,2% ont une prise à vide à 0% et aucun n'a de prise à vide à -2,5%.

Sur les 5 154 transformateurs avec une prise à vide à 5,0%, 26 d'entre eux ont des producteurs BT qui sont **raccordés** sur le réseau BT en aval. Ce qui ne devrait pas être le cas d'après le plan de tension et pourrait entraîner des CMA non calculés dans le modèle. Pour vérifier l'impact potentiel, le nombre de DMA a été **réestimé** en tenant compte des modalités du plan de tension et en corrigeant les valeurs des prises à vide intégrées au calcul des CMA (en rabaisant les prises à vide de 5,0% à 2,5% lorsqu'il y a un producteur en aval) et a abouti à **2 DMA et 12 CMA supplémentaires**.

ANNEXE

Liste des départs BT mal alimentés depuis au moins 5 ans en zone rurale (38)

code_gdo_depart_bt	reglme_face	nom_commune	code_insee	Chute Tension Admissible 2022	Chute tension départ 2022	Dépassement	Nb usg BT	Nb de CMA
3727200800	R	VILLANDRY	37272	10,0%	26,4%	163,7%	5	3
3708801006	R	COURCELLES-DE-TOURAINES	37088	10,5%	21,2%	101,6%	1	1
3722300200	R	SAINT-LAURENT-DE-LIN	37223	11,1%	18,0%	62,2%	5	1
3708800804	R	COUZIER	37088	10,4%	15,0%	44,5%	4	2
3724502300	R	SEMBLANCAY	37245	10,7%	15,3%	43,0%	6	4
3700206001	R	AMBILLOU	37002	8,7%	12,4%	41,8%	29	22
3705802615	R	LA CHAPELLE-SUR-LOIRE	37058	10,1%	14,2%	39,6%	23	12
3715000046	R	MAZIERES-DE-TOURAINES	37150	11,6%	15,0%	28,6%	17	6
3717100091	R	NOIZAY	37171	12,5%	16,0%	28,3%	2	2
3714901500	R	MARRAY	37149	12,4%	15,9%	28,2%	27	1
3718204001	R	PERNAY	37182	9,5%	12,2%	27,9%	48	16
3705802700	R	LA CHAPELLE-SUR-LOIRE	37058	12,3%	15,7%	27,3%	12	4
3722402100	R	SAINT-LAURENT-EN-GATINES	37224	13,2%	16,1%	21,6%	5	2
3702202607	R	BEAUMONT-EN-VERON	37022	11,4%	13,9%	21,8%	11	7
3717704400	R	ORBIGNY	37177	11,6%	14,1%	21,4%	2	1
3717003210	R	NEUVY-LE-ROI	37170	10,5%	12,6%	20,6%	40	12
3705804812	R	LA CHAPELLE-SUR-LOIRE	37058	10,3%	12,3%	19,9%	36	17
3720700101	R	SAINT-AUBIN-LE-DEPEINT	37207	10,2%	12,2%	18,7%	3	1
3705503900	R	CHANNAY-SUR-LATHAN	37055	10,7%	12,7%	18,4%	12	3
3701503509	R	AZAY-SUR-CHER	37015	12,9%	15,2%	17,7%	12	9
3706800300	R	CHEMILLE-SUR-DEME	37068	14,0%	16,2%	15,4%	4	1
3723700606	R	SAINT-ROCH	37237	12,2%	14,0%	14,9%	26	10
3705902300	R	CHARENTILLY	37059	9,7%	10,9%	11,5%	5	5
3727100211	R	VILLAINES-LES-ROCHERS	37271	10,6%	11,6%	9,9%	30	4
3719902001	R	RILLY-SUR-VIENNE	37199	11,9%	13,0%	9,0%	4	3
3701505003	R	AZAY-SUR-CHER	37015	10,4%	11,2%	8,7%	13	3
3721700011	R	SAINT-ETIENNE-DE-CHIGNY	37217	11,9%	13,0%	8,6%	15	8
3705901622	R	CHARENTILLY	37059	9,0%	9,8%	8,3%	37	10
3700800401	R	ATHEE-SUR-CHER	37008	11,0%	11,8%	7,3%	29	11
3700804415	R	ATHEE-SUR-CHER	37008	13,3%	14,2%	6,3%	25	5
3701203104	R	AVON-LES-ROCHES	37012	9,6%	10,1%	4,8%	4	2
3725001501	R	SORIGNY	37250	15,0%	15,5%	3,3%	9	1
3708800800	R	COUZIER	37088	10,4%	10,7%	2,6%	12	5
3700201000	R	AMBILLOU	37002	10,1%	10,3%	2,1%	11	5
3707300913	R	CHISSEAUX	37073	13,2%	13,4%	1,8%	15	1
3728204701	R	YEURES-SUR-CREUSE	37282	10,8%	10,9%	1,1%	2	1
3707903207	R	CIVRAY-DE-TOURAINES	37079	13,2%	13,3%	0,6%	32	1
3725400200	R	TAUXIGNY	37254	10,8%	10,9%	0,3%	26	3

Liste des départs BT mal alimentés depuis au moins 5 ans en zone urbaine (18)

code_gdo_depart_bt	regime_face	nom_commune	code_insee	Chute Tension Admissible 2022	Chute tension départ 2022	Dépassement	Nb usg BT	Nb de CMA
3711509801	U	DESCARTES	37115	11,5%	37,5%	224,8%	2	1
3713904701	U	LUYNES	37139	12,2%	20,3%	66,8%	3	1
3715101400	U	MBROLLE-SUR-CHC	37151	7,7%	12,1%	56,2%	27	20
3701400300	U	AZAY-LE-RIDEAU	37014	11,7%	15,0%	27,7%	27	16
3713004100	U	LIGUEIL	37130	12,9%	16,2%	25,7%	9	3
3715101101	U	MBROLLE-SUR-CHC	37151	8,0%	9,7%	20,9%	25	11
3715607400	U	INTLOUIS-SUR-LOI	37156	12,0%	14,5%	20,2%	13	4
3713907700	U	LUYNES	37139	11,4%	13,4%	17,5%	4	2
3701402204	U	AZAY-LE-RIDEAU	37014	11,4%	13,3%	16,7%	39	4
3705000117	U	IAMBRAY-LES-TOU	37050	11,5%	13,3%	15,6%	21	9
3722601000	U	E-MAURE-DE-TOUI	37226	13,2%	15,0%	13,5%	4	2
3702704601	U	BLERE	37027	13,7%	14,8%	8,3%	26	8
3715101805	U	MBROLLE-SUR-CHC	37151	7,7%	8,2%	6,6%	4	1
3715101424	U	MBROLLE-SUR-CHC	37151	7,7%	8,2%	5,8%	29	13
3715100309	U	MBROLLE-SUR-CHC	37151	7,7%	7,9%	3,4%	21	14
3700311614	U	AMBOISE	37003	10,6%	10,9%	3,2%	28	5
3705001700	U	IAMBRAY-LES-TOU	37050	14,0%	14,4%	2,8%	12	4
3712205102	U	JOUE-LES-TOURS	37122	13,1%	13,1%	0,2%	94	18



Concession (SIEIL)

Situation de la concession au 31/12/2022

La distribution publique d'électricité et la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente sont des compétences communales transférées au 2022. 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 comptable	Valeur Brute	Amortissement	Provisions pour renouvellement
Réseau HTA Souterrain	3 544 223 m	3 522 073 m	211 772 667 €	84 284 080 €	5 842 206 €
Réseau HTA Aérien	4 885 476 m	4 879 590 m	79 826 732 €	61 026 487 €	27 919 834 €
Postes HTA/BT	10 935	n.d.	77 819 848 €	50 825 968 €	6 694 890 €
Transformateurs HTA/BT	10 898	10 922	32 265 502 €	16 266 177 €	4 097 005 €
Réseau BT Souterrain	3 348 327 m	3 320 548 m	214 121 639 €	82 987 700 €	6 046 877 €
Réseau BT Torsadé	3 374 332 m	3 298 330 m	81 267 249 €	43 831 580 €	211 866 €
Réseau BT Aérien Nu	661 741 m	711 663 m	5 688 106 €	5 482 287 €	3 295 574 €
Branchements non localisés	n.d.	n.d.	0 €	0 €	0 €
Branchements aériens (LR et DI)	n.d.	71 660	14 523 358 €	8 886 135 €	39 576 €
Branchements sout et aérosout (LR)	n.d.	168 966	114 340 929 €	51 192 255 €	7 275 336 €
Branchements sout et aérosout (DI)	n.d.	167 341	33 373 123 €	20 191 212 €	1 152 519 €
Branchements Collectifs	n.d.	55 832	11 601 048 €	3 282 977 €	18 €
Concentrateurs Linky	n.d.	10 543	5 538 738 €	1 321 408 €	0 €
Comptages non localisés	n.d.	n.d.	0 €	0 €	0 €
Comptages marché d'affaires	n.d.	4 603	1 079 814 €	336 859 €	0 €
Compteurs Linky	n.d.	269 011	27 531 031 €	10 082 585 €	0 €
Disjoncteurs	n.d.	283 584	3 454 759 €	2 333 588 €	0 €
Autres ouvrages	n.d.	n.d.	7 333 304 €	4 116 479 €	99 216 €
TOTAL			921 537 847 €	446 447 778 €	62 674 918 €

RÉPARTITION DU RÉSEAU MOYENNE TENSION (HTA)		
Type	Quantité (m)	%
Souterrain	3 544 223	42%
Dont CPI	73 609	0,9%
Aérien	4 885 476	58%
TOTAL	8 429 699	

RÉPARTITION DES POSTES HTA / BT	
Type	Quantité
H61 (sur poteau)	5 739
Cabine Haute	47
Autres	5 149
TOTAL	10 935

RÉPARTITION DU RÉSEAU BASSE TENSION (BT)		
Type	Quantité (m)	%
Souterrain	3 348 327	45,0%
Torsadé	3 374 332	46,0%
Aérien nu	661 741	9,0%
dont FS	316 468	4,3%
TOTAL	7 384 400	

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	272 092	3 072	955	276 119
Consommation (kWh)	1 606 677 648	309 872 893	662 310 966	2 578 861 507
Recette d'acheminement (€)	85 039 122	14 651 628	13 849 132	113 539 882

CONTRAT DE FOURNITURE

(source données : EDF)	Tarifs règlementés (TRV)
	Tarif bleu
Nombre d'usagers	161 298
Consommation (kWh)	983 007 099
Recette de fourniture (€)	153 588 594

PRODUCTEURS

(source données : Enedis)	Nombre de producteurs
Photovoltaïque	4 638
Hydraulique	4
Éolien	3
Autres	31

ÉVÈNEMENTS SURVENUS SUR LE RÉSEAU

Nombre moyen de coupures survenues sur le réseau HTA en 2022		Nombre d'incidents survenus en 2022		Qualité de fourniture en 2020	
Longues	0,9	Réseaux HTA	231	Nombre de postes dont la chute de tension HTA (amont) 5% < CT < 7%	-
Brèves	1,8	dont Souterrain	42	Nombre de postes HTA/BT avec une chute de tension HTA (amont) > 7%	-
Très Brèves	3,2	dont Aérien	138	Nombre de DMA BT	197
Continuité :	Bonne qualité	Réseaux BT	619	Nombre de CMA BT	1 018
		dont Souterrain	125		
		dont Torsadé	101		
		dont Aérien Nu	142		
		Branchements	841		

Critère B moyens 2020/2022 (minutes)	
B TCC (yc travaux, incidents)	80
B HIX sur incidents	62

GLOSSAIRE

Sigles qualifiant les données

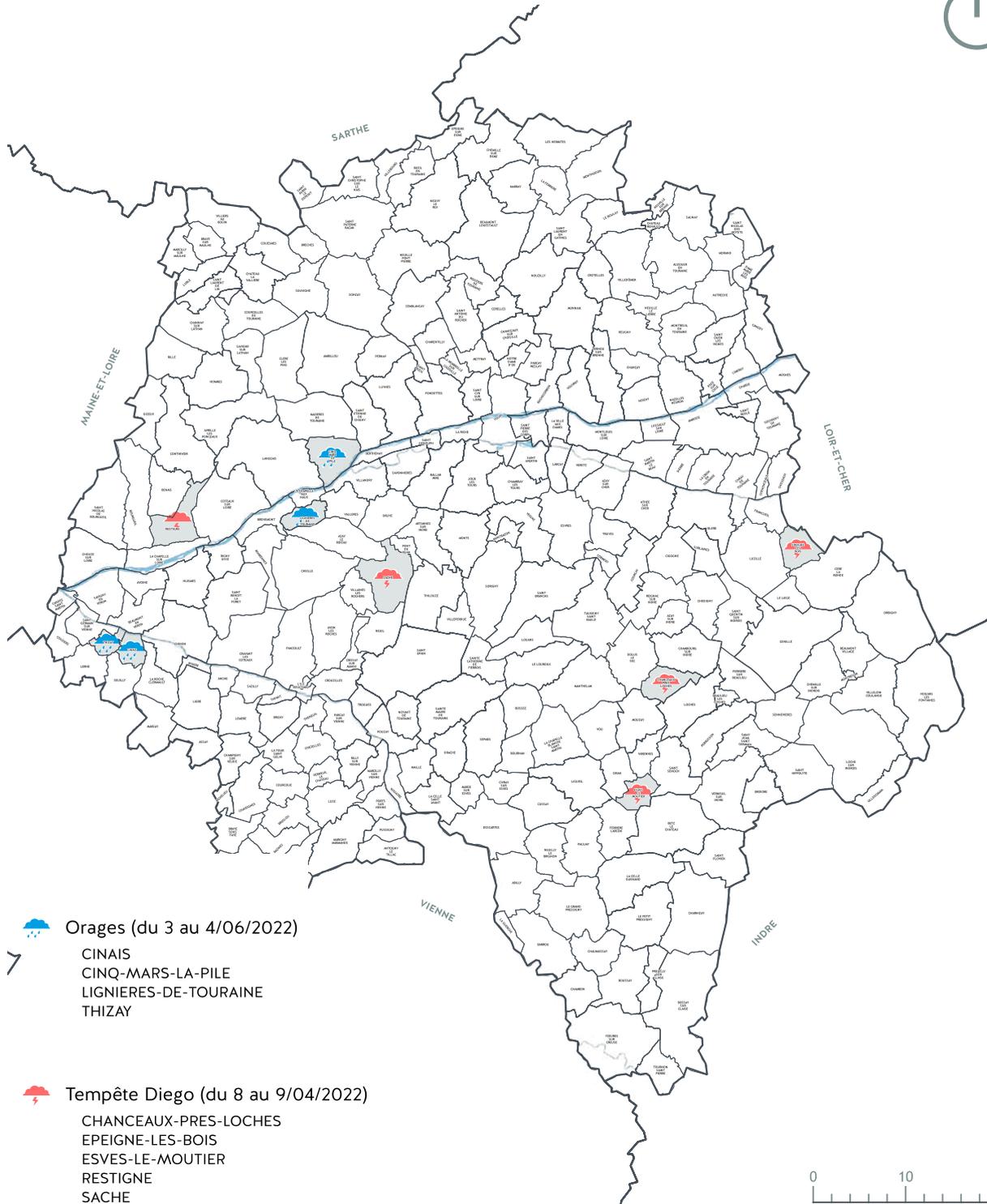
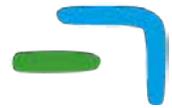
n.d. : informations non disponibles
n.c. : informations non communiquées
s. : données sensibles
f. : données indisponibles car communes fusionnées

Sigles techniques

CPI : Câble Papier Imprégné
FS : Faible Section
TCC : Toutes Causes Confondues
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)

FS : Faible Section
CT : Chute de Tension
PS : Poste Source

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



 Orages (du 3 au 4/06/2022)
CINAI
CINQ-MARS-LA-PILE
LIGNIERES-DE-TOURAIN
THIZAY

 Tempête Diego (du 8 au 9/04/2022)
CHANCEAUX-PRES-LOCHES
EPEIGNE-LES-BOIS
ESVES-LE-MOUTIER
RESTIGNE
SACHE

0 10 20 km



Source : BDCarto IGN, SIEIL Cartographie, 2024

DONNÉES NATIONALES AEC

À partir des données des CRAC 2022, 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 :

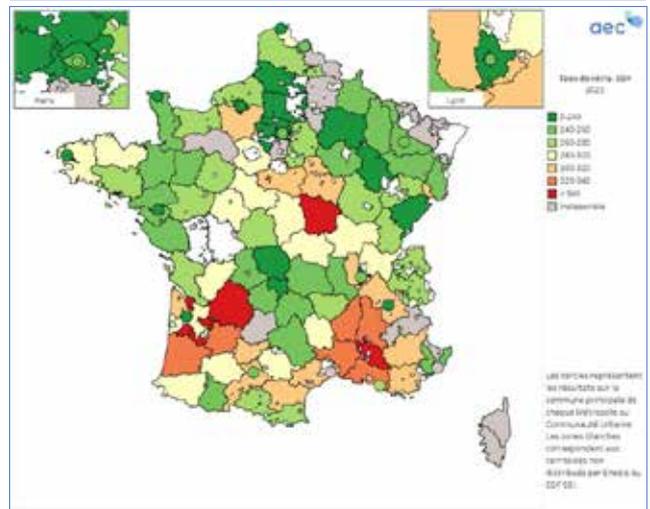
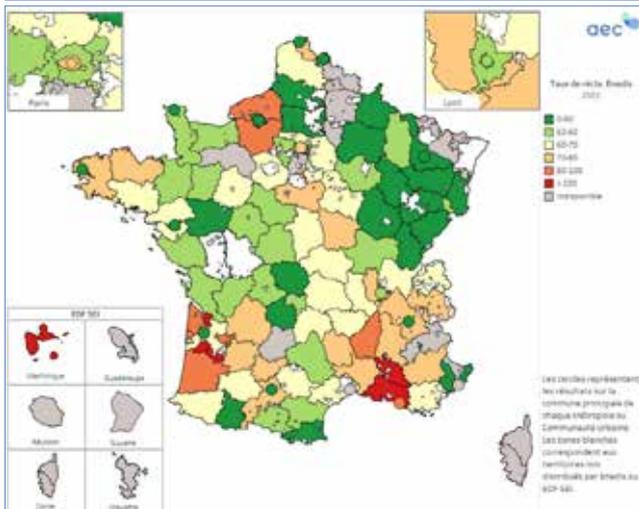
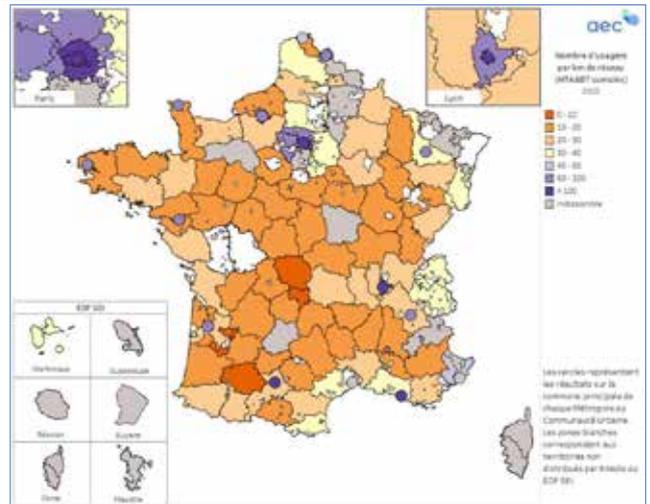
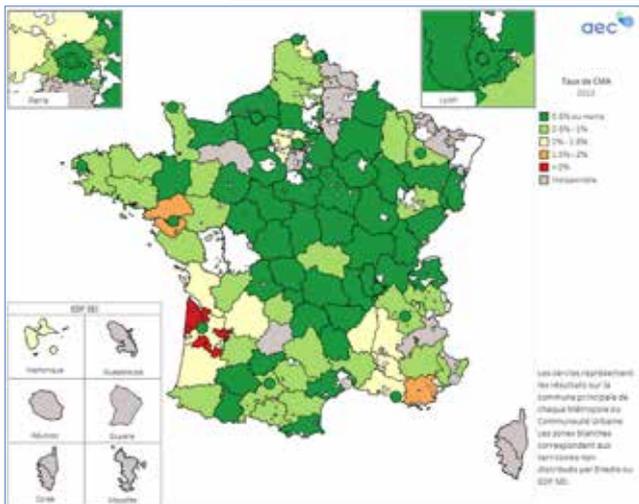
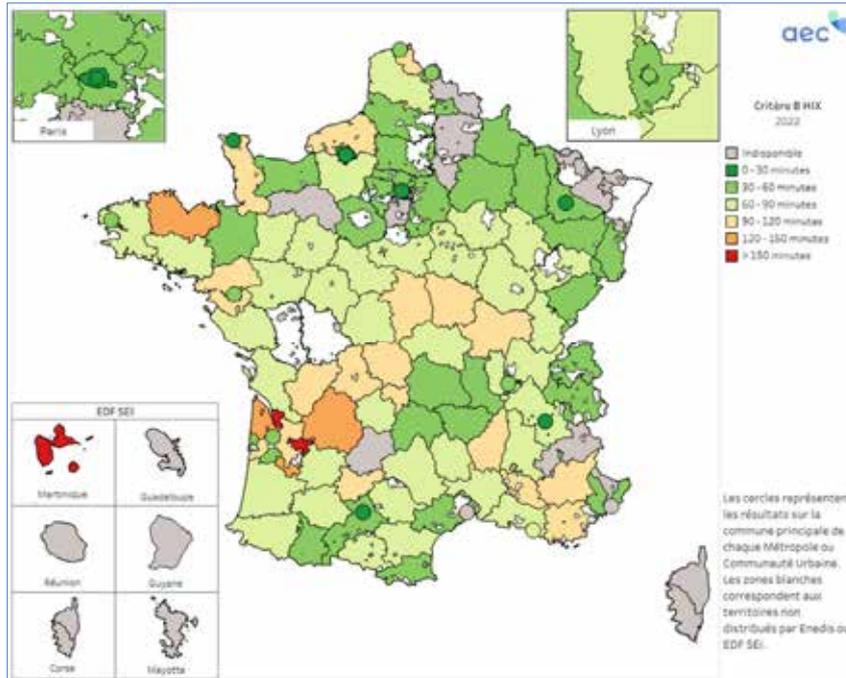
- Le critère B HIX 2022 en minutes (temps moyen de coupure – incidents et travaux – par usager BT et hors événements exceptionnels) ;
- La densité d’usagers en 2022 (nombre d’usagers par km de réseaux, HTA et BT confondus) ;
- Le taux de clients BT considérés comme Mal Alimentés en 2022 (en matière de chute de tension) ;
- Le ratio de réclamations orales et écrites traitées par Enedis en 2022 pour 10 000 usagers ;

- Le ratio de réclamations écrites traitées par EDF en 2022 pour 10 000 clients aux tarifs bleus ;
- La moyenne du critère B HIX en minute sur 2 ans (2021 et 2022) ;
- La moyenne du Critère B TCC en minutes sur 2 ans (2021 et 2022).

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

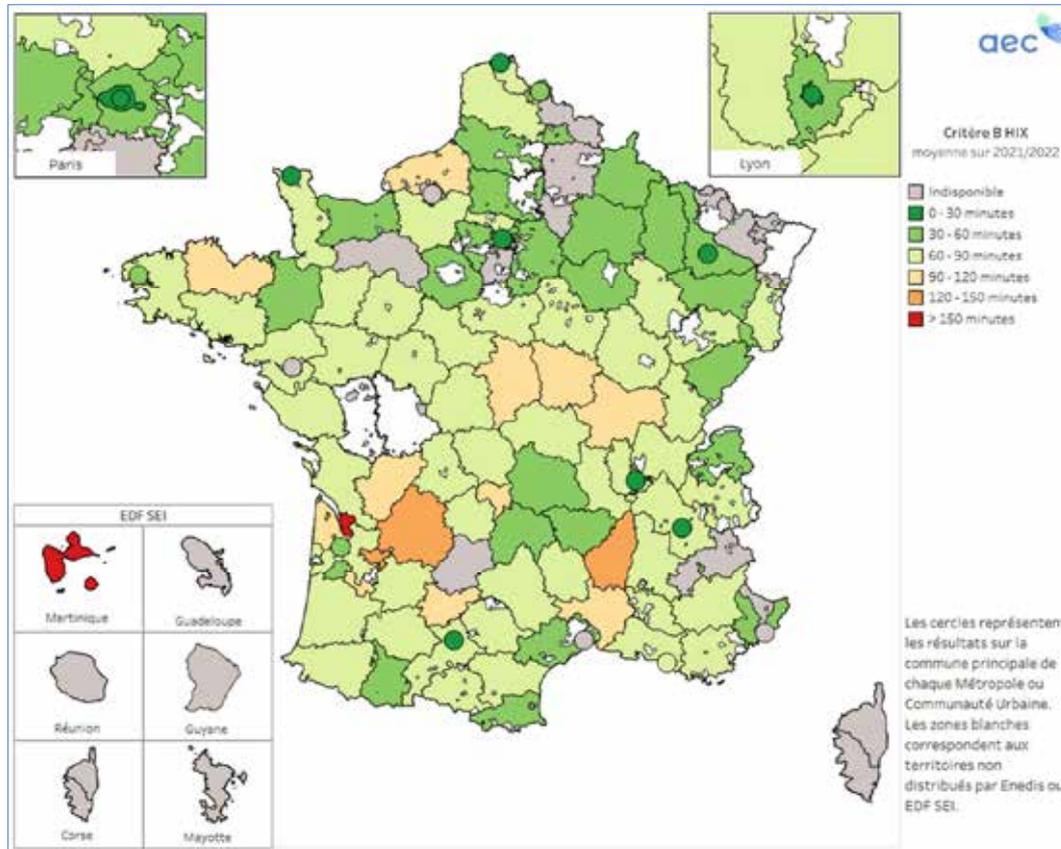
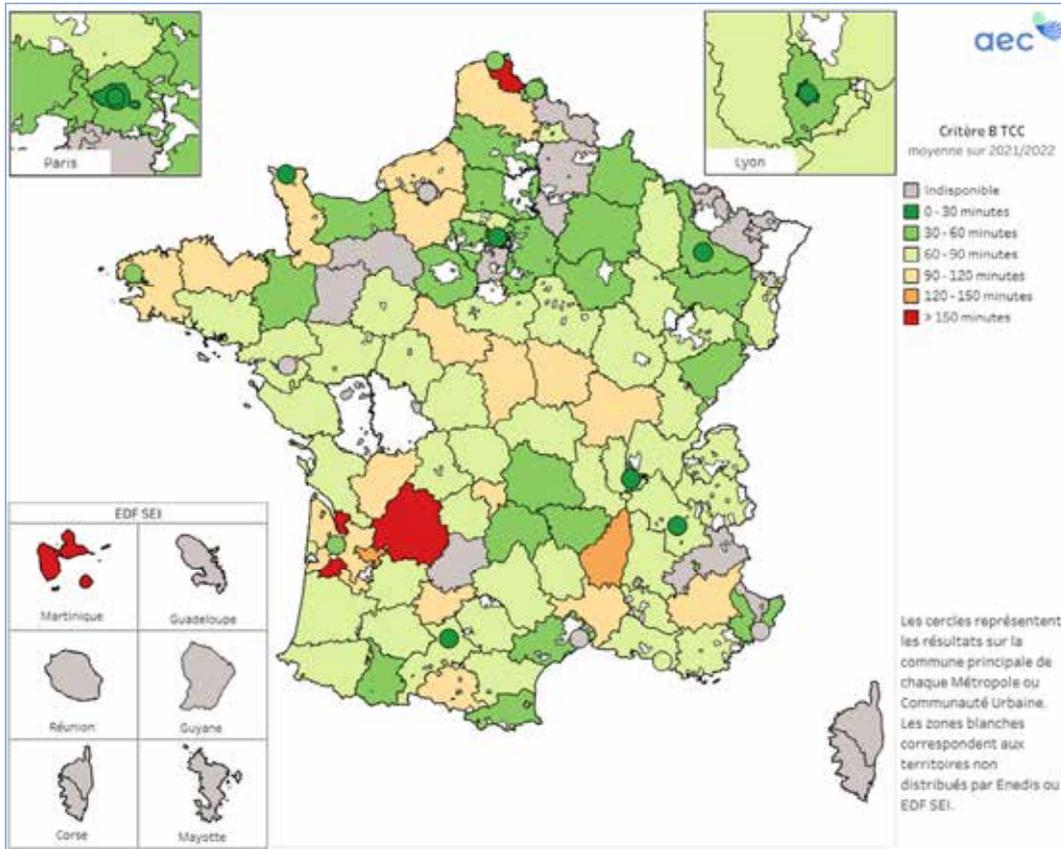
Les Entreprises Locales de Distribution (ELD : Régies, SICAE, etc...) ne sont pas prises en compte dans ces représentations de résultats issus des CRAC transmis par chaque AODE. Les zones blanches sont des ELD et les zones grisées sont des secteurs pour lesquels les indicateurs sont actuellement indisponibles.

Valeurs de l'exercice 2022



* taux de réclamations pour 10 000 usagers d'Enedis, ou 10 000 clients d'EDF au tarif bleu

Moyennes des exercices 2021 et 2022





La fin des coupures d'électricité



Répondre aux besoins vitaux et sociaux élémentaires des ménages

EDF accompagne ses clients particuliers en situation d'impayés en mettant fin aux coupures d'alimentation en électricité tout au long de l'année, à partir du 1^{er} avril 2022.

Avec cette mesure, EDF va plus loin que ses obligations réglementaires en remplaçant la coupure par une limitation de puissance à 1 kVA (1000 W).

Que peut-on faire fonctionner avec 1 kVA ?

Avec 1000 W, on peut faire fonctionner :



La lumière

Ampoule Led (5 - 20 W)
Incandescence (65 - 100 W)



Le froid

Congélateur (100 W)
Réfrigérateur - congélateur (100 W - 150 W)



Le multimédia

Téléphone portable (6 - 10 W)
PC portable (30 - 40 W)
TV Led 50 pouces (100 W)

Avec 1000 W, on ne peut pas faire fonctionner :



1 radiateur 1500 W
1500 W



1 cumulus (180 L)
1500 W



1 plaque cuisson vitrocéramique
1200 - 2000 W



1 lave-linge
2000 W

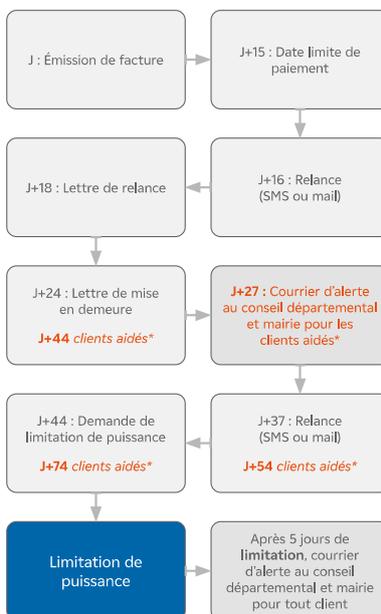


1 four électrique
2500 W

Source : EDF R&D

Qu'est-ce que la limitation de puissance ?

Beaucoup plus solidaire et responsable qu'une coupure d'électricité, la limitation de puissance permet de répondre aux besoins vitaux et sociaux élémentaires des ménages. Elle intervient en dernier recours afin que le client soit incité à régulariser sa situation, les factures d'énergie restant dues.



* Les clients dits « aidés » sont les clients identifiés comme bénéficiaires d'une aide au paiement (chèque énergie, FSL).

Qui est concerné par la limitation de puissance ?

Hors période de trêve hivernale, elle s'applique à tous les clients particuliers d'EDF en situation d'impayés, sauf s'il existe une impossibilité physique ou technique de limiter la puissance de l'alimentation électrique du logement.

En période de trêve hivernale (du 1^{er} novembre au 31 mars), une attention particulière est apportée aux clients aidés pour lesquels est rétablie la puissance souscrite. Les clients non-aidés peuvent se voir limités à 2 ou 3 kVA en fonction de leur puissance souscrite.

Que faire lorsqu'un ménage est limité ?

Un ménage limité reste en situation d'inconfort. Cette mesure ne constitue pas une solution aux problèmes de précarité, et tout doit être mis en œuvre pour que cette situation d'urgence sociale ne se pérennise pas.

> Les clients en difficulté peuvent contacter directement le service client d'EDF au numéro indiqué sur leur facture.

> Pour les professionnels de l'action sociale, les 230 experts Solidarité d'EDF sont joignables via le Portail d'Accès aux Services Solidarité d'EDF (PASS) ou par téléphone (réservé aux travailleurs sociaux et aux élus).

En cas de dépassement de puissance, le compteur disjoncte. S'il s'agit d'un compteur Linky, le ménage peut le réenclencher lui-même. Sinon, il lui faut appeler le service client EDF.

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 SIEIL)

AODE : Autorité Organisatrice de la Distribution de l'Énergie

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

CGCT : Code Général des Collectivités Territoriales

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

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 Évènement Exceptionnel

- RI = Régulation Incitative (durée moyenne de coupure perçue par client BT hors évènement 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

CTO : Contrôle Technique des Ouvrages

DI : Dérivation individuelle

DR : Direction Régionale

DMA : Départ Mal Alimenté

DPI : Demande d'Intervention pour Impayés

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 SIEIL, maître d'ouvrage en zone d'électrification rurale

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

GDO : Gestion Des Ouvrages

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

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

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

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)

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)

PDL : Point de Livraison

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

PHRV : Patient à Haut Risque Vital

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 : Production Stockée et Immobilisée

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

SI : Système Informatique

SICAE : Société d'Intérêt Collectif Agricole d'Électricité

SIG : Système d'Information Géographique

TB : Tarif Bleu

TBR : Tarif Bleu Résidentiel

TBNR : Tarif Bleu Non Résidentiel

TCC : Voir Critère B

TDB : Tableau De Bord

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

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

TV : Tarif Vert

VB : Valeur brute

VNC : Valeur nette comptable

ZUD : Zone Urbaine Dense

Retrouvez le Rapport du contrôle de concession
électricité sur notre site internet :
www.sieil37.fr/publications



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

