L'ÉLECTRICITÉ 2022

RAPPORT DE CONTRÔLE DE L'AUTORITÉ CONCÉDANTE



sydec
syndicat d'équipement des communes des Landes

SOMMAIRE

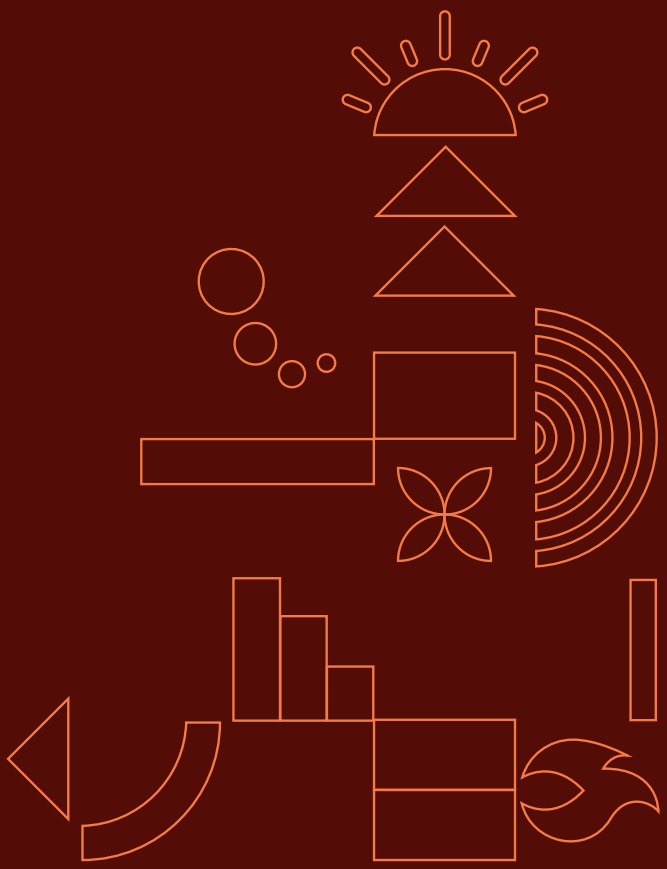
9 PRÉSENTATION DU SYDEC

19 AVANT-PROPOS

47 LA CONCESSION ENEDIS

375 LA CONCESSION GES

393 ANNEXES





ÉDITO

La publication du présent rapport de contrôle 2022 détaille l'action du SYDEC sur la surveillance du bon accomplissement des missions de service public fixées par la réglementation et les cahiers des charges de concession, dont il délègue l'exploitation à des concessionnaires responsables de sa gestion.
Le secteur de l'énergie revêt depuis plus de 3 ans une importance majeure dans la vie quotidienne de nos concitoyens, tant les aspects économiques ont marqué les budgets de tous les consommateurs.

La distribution publique d'électricité, une des parties des factures des usagers, doit donc d'autant plus être qualitative, modernisée et optimisée pour que les KWh soient acheminés dans les meilleures conditions techniques et économiques.
A ce titre, les investissements sur les ouvrages des concessions se poursuivent, avec la recherche de la plus grande efficience, notamment grâce à la prolongation de leur durée de vie, évitant ainsi de les reconstruire à neuf si cela n'est pas nécessaire.
Par ailleurs, Enedis a achevé le 1er PPI (PPI 2019 - 2022) du nouveau contrat de concession, avec la tenue des objectifs financiers et techniques.
Les contextes géopolitiques et de changement climatique continuent de peser sur le coût de l'électricité supporté par les usagers.
La transition énergétique sur laquelle travaille tous les acteurs de l'énergie, nos concessionnaires par le développement de solutions modernes et innovantes, le SYDEC par l'accompagnement de ses adhérents, revêt ainsi une importance de premier ordre, notamment en matière de sobriété énergétique.
La dynamique de notre département en matière de production d'électricité renouvelable photovoltaïque continue de connaitre un rythme de croissance et d'investissement élevé.
Nos ouvrages de distribution électrique doivent donc s'adapter pour raccorder ces nouvelles productions décentralisées.

Vous trouverez toutes les informations utiles au suivi de la gestion de nos concessions par les 2 concessionnaires Enedis et Gascogne Energies Services dans ce rapport, pour lequel je vous souhaite une bonne lecture.

Jean-Louis PÉDEUBOY
Président du SYDEC



FAITS MARQUANTS 2022

Des réunions de travail régulières

Dans la continuité des relations de travail entre Enedis et le SYDEC, l'année 2022 a été rythmée par des rencontres et échanges entre les représentants des divers métiers d'Enedis et du concédant.

Enedis participe aux comités territoriaux organisés par le SYDEC à destination des élus du territoire. Ces réunions annuelles permettent ainsi au distributeur d'électricité et au concédant d'informer les élus sur les actualités du territoire et d'échanger sur leurs besoins.

Signature du second Programme Pluriannuel d'Investissements portant sur la période 2023-2026

À l'occasion du congrès de la FNCCR au mois de septembre 2022 à Rennes, Enedis et le SYDEC ont signé un nouveau programme Pluriannuel d'Investissement avec le Syndicat d'équipement des communes des Landes, pour une nouvelle période de quatre ans.

Le décret Qualité

Les éléments relatifs au décret Qualité ont été fournis par Enedis au SYDEC selon le calendrier établi (formulaire 1 le 27 avril, formulaire 2 le 12 mai et formulaire 3 le 27 juin 2022).

Après plusieurs échanges entre le SYDEC et Enedis sur les résultats du décret qualité 2022 (évaluation de la continuité d'alimentation, de la tenue de tension et éléments d'analyse locale), Enedis a transmis au concédant le 27 juin 2022 le formulaire 3 relatif à l'évaluation définitive et l'indice local retenu. Un plan d'amélioration de tenue de tension a été élaboré par Enedis et présenté au SYDEC en réunion le 15 septembre 2022.

Suivi annuel du Programme Pluriannuel d'Investissements

Un point d'avancement du Programme Pluriannuel d'Investissements à fin 2021 a été présenté par Enedis au SYDEC le 16 juin 2022.

La présentation du Compte Rendu d'Activité de Concession (CRAC) 2021

Le Compte Rendu annuel d'Activité du Concessionnaire portant sur l'année 2021 a été présenté par Enedis au SYDEC en réunion le 11 juillet 2022. La version numérique du CRAC avait au préalable été transmise au SYDEC le 31 mai 2022, dans le respect de la date limite de remise fixée au 1er juin.

Le contrôle de concession

Le SYDEC a exercé son droit de contrôle sur les résultats du concessionnaire portant sur l'année 2021. Enedis a transmis les éléments de contrôle suite à la demande formulée par le concédant au mois de janvier 2022, en amont de l'audit qui s'est tenu dans les locaux d'Enedis le 8 juillet 2022.

La conférence loi NOME

Suite au diagnostic commun réalisé par Enedis, le SYDEC et Gascogne Energie Services (GES) et transmis aux services de la Préfecture, la conférence loi NOME portant sur les investissements réalisés en 2021 et 2022 et les programmes prévisionnels d'investissements 2023 s'est tenue en préfecture des Landes le 19 novembre 2022.

Le contrôle technique des ouvrages (CTO)

Conformément à l'article R323-30 du code de l'énergie, le bilan annuel des contrôles réalisés durant l'année 2021 sur les ouvrages neufs construits sous la maîtrise d'ouvrage d'Enedis et sur les ouvrages existants, a été envoyé par courrier le 21 juin 2022 au SYDEC, à la préfecture des Landes et à la DREAL.

Le bilan a par ailleurs été présenté en réunion au SYDEC le 23 juin 2022.

Les données de cartographie

Dans le cadre des conventions signées entre Enedis et le SYDEC, Enedis a remis au concédant les données de cartographie du réseau de distribution électrique des Landes le 6 mai et le 23 décembre 2022, sous le format SHAPE.

Signature d'une convention de collaboration pour l'élaboration du Schéma Directeur d'implantation des Infrastructures de Recharge des Véhicules Electriques (SDIRVE)

Dans le cadre du développement de la mobilité électrique et de l'implantation de bornes de recharge pour les véhicules sur le département des Landes, le SYDEC a signé une convention d'accompagnement à l'élaboration du SDIRVE des landes avec Enedis le 20 mai 2022.

La signature de conventions entre le SYDEC et Enedis

Dans le cadre du développement de la fibre optique sur le département des Landes, Le SYDEC et Enedis ont signé une convention de mise à disposition des supports de distribution d'électricité avec l'opérateur IELO.

Les intempéries

L'année 2022 a été relativement clémente sur le plan climatique.

Toutefois le département a été touché par des épisodes de canicules successives (du 14 au 22 juin, du 8 au 27 juillet et du 9 au 13 août), provoquant des dégâts sur le réseau souterrain de distribution électrique.

Dans le département des Landes, ces journées successives de canicule ont généré 5,7 minutes de critère B.

Le déploiement des compteurs Linky

En 2022, Enedis a continué à déployer le compteur LinkyTM, par les derniers marchés de masse encore en vigueur et les 90 marchés dits « de saturation » qui prolongeaient et complétaient le déploiement en masse. Ainsi à fin 2022, l'ensemble des communes est équipé, soit quasi intégralement, soit partiellement, en compteurs communicants et 174 communes sont intégralement équipées de compteurs LinkyTM, hors compteurs inactifs.

Point d'avancement Linky fin 2022

Dans les Landes, le déploiement du compteur Linky a démarré en 2017.
Fin 2022, **275 254** points de livraison étaient équipés d'un compteur Linky (**253 705** à la fin de l'année précédente).

Taux de PDL* équipés d'un compteur Linky	91,4 %
Nombre de PDL** équipés d'un compteur Linky	275 254
Nombre de communes concernées par le déploiement en masse	326
Nombre de PDL* ouverts à tous les services Linky	272 372
Nombre de comptes clients ouverts**	18 743

** PDL : Point de livraison.*
*** Cumul du nombre de comptes clients ouverts par les clients C5 (résidentiels ou professionnels) pour accéder à leurs données de consommation.*

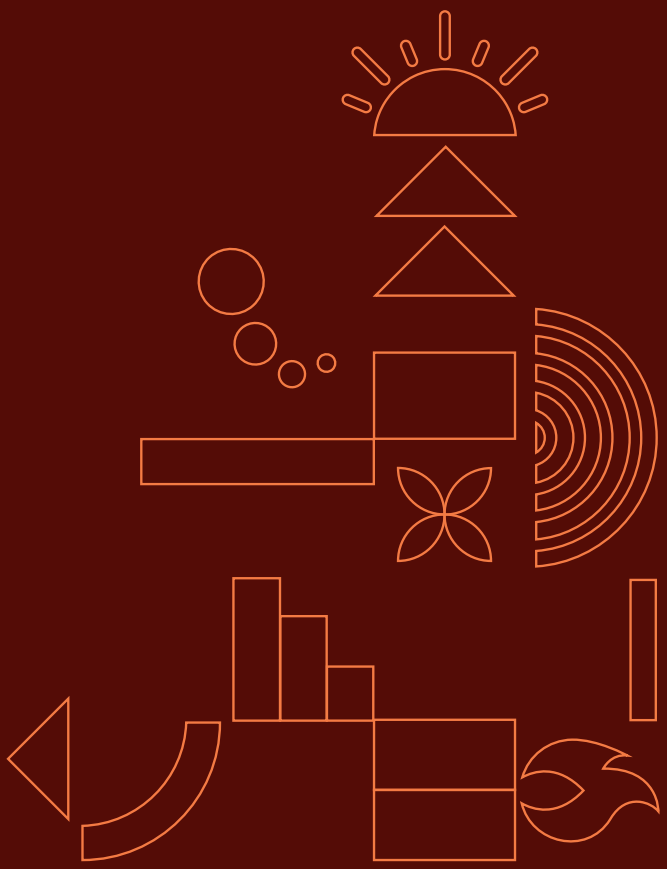
PRÉSENTATION DU SYDEC

10 LE SYDEC : UN TERRITOIRE, TROIS PÔLES DE COMPÉTENCES

12 LE PÔLE ÉNERGIES, GARANT D'UN AMÉNAGEMENT ÉQUILIBRÉ ET COHÉRENT

14 LE SERVICE CONTRÔLE CONCESSIONS

15 PRÉSENTATION DES CONCESSIONNAIRES ENEDIS, GES, EDF



LE SYDEC : UN TERRITOIRE, TROIS PÔLES DE COMPÉTENCES

Pour assurer sa mission de service public, le Syndicat peut compter sur l'engagement quotidien de ses 366 agents, répartis dans les trois pôles techniques : Énergies, Eau et assainissement, Numérique et les services supports mutualisés.

3 pôles engagés au service du public

Le SYDEC a été créé le 10 août 1937, concrétisant ainsi la volonté des communes landaises de se regrouper afin d'assurer leur mission d'autorité organisatrice de la distribution publique d'énergie électrique. Ses compétences se sont par la suite diversifiées pour s'organiser autour de trois grands pôles.

Le pôle Énergies, pour un aménagement équilibré et cohérent

Il a en charge :

- le pouvoir concédant et le rôle d'autorité organisatrice en matière de distribution d'énergie électrique ;
- le conseil en énergies et l'accompagnement des collectivités (Énergies renouvelables photovoltaïque et chaleur, achat d'énergies, rénovation énergétique, etc.) ;
- le pouvoir concédant et le rôle d'autorité organisatrice en matière de distribution du gaz ;
- l'éclairage public, comprenant la réalisation des équipements et l'entretien des foyers lumineux ;
- l'éclairage d'équipements sportifs extérieurs ;
- la mise en lumière des équipements publics ;
- la création, l'entretien et l'exploitation des infrastructures de charge nécessaires à l'usage de véhicules électriques ou hybrides.

Le pôle Eau et Assainissement, pour une eau de qualité

Il intervient aussi bien dans la gestion et la distribution de l'eau potable que sur le domaine de l'assainissement. Agissant principalement sur l'exploitation, la maintenance et le traitement des eaux potables et des eaux usées, il répond aussi à une mission de contrôle de conformité des installations d'assainissement non collectif.

Vers la parité

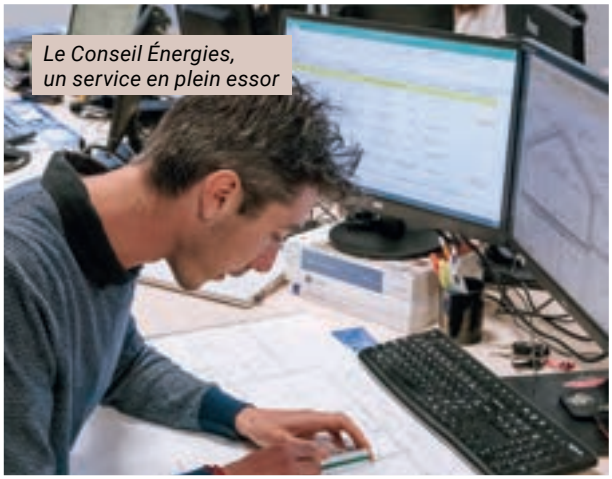
Cette année, avec 97 femmes pour 366 agents, le SYDEC améliore son ratio de parité. Il paraît important de souligner l'attention particulière portée à la mixité de ses métiers.

Mutualisation, gestion du patrimoine et efficacité dans l'action

Par sa mission de service public, le SYDEC, gestionnaire de ressources, encourage les innovations et le développement des infrastructures : nouvelles stations d'épuration, bornes de recharge pour voitures électriques, connexions internet… Il contribue ainsi à sa manière aux dynamiques de territoires.

Le pôle Numérique, pour de meilleures connexions

Il a pour mission la maîtrise d'ouvrage de l'aménagement numérique. Plus concrètement, l'objectif principal du pôle reste l'amélioration de l'accès à Internet ainsi que le renforcement du réseau téléphonique.



Le Conseil Énergies, un service en plein essor

Les services supports mutualisés

Bien entendu, pour assurer le bon fonctionnement des trois pôles techniques, des services supports mutualisés se mobilisent au quotidien. Parmi eux :

- **Le service Communication** est garant de l'image de marque du SYDEC. Il gère l'ensemble de l'information en créant, animant et coordonnant différents outils de communication. Ce service participe grandement à la promotion du Syndicat.
- **Les services Financiers** préparent les budgets et leur exécution.
- **Le service Qualité** anime le Système de Management de la Qualité, suit la certification ISO 9001 et le lancement de la démarche RSO.
- **Le service Informatique** prend à sa charge la maintenance du parc informatique et la programmation des logiciels. C'est également à lui de traiter la question de la sécurisation des données informatiques.
- **Le service des Ressources humaines** accompagne les carrières des 366 agents. Il est en charge de la paye, de la formation et du recrutement.
- **Le service Général** organise les moyens techniques nécessaires à la bonne marche de l'établissement (gestion des bâtiments, des véhicules, des assurances, de la téléphonie, etc.). Il a en charge la gestion des marchés publics, la programmation des équipements immobiliers du Syndicat et la mise en œuvre de la politique santé et sécurité.
- **Le service Cartographie / Sécurité réseaux** met en place une cartographie précise afin de répondre aux déclarations de projet de travaux (DT) et aux déclarations d'intention de commencement de travaux (DICT). L'amélioration de la cartographie permet également d'optimiser l'exploitation des réseaux et de sécuriser les travaux ou interventions sur ou au voisinage de ces réseaux.

Une efficacité possible grâce à la mutualisation

La synergie des trois pôles techniques Énergies, Eau et assainissement et Aménagement Numérique illustre une certaine solidarité de fonctionnement. En effet, c'est bien en agissant ensemble que le SYDEC affiche des compétences diversifiées et peut ainsi offrir à tous ses bénéficiaires des services publics de qualité.

DES AGENTS MOBILISÉS

Direction générale et services supports mutualisés
52 AGENTS

Pôle énergies
50 AGENTS

Pôle Eau & Assainissement
253 AGENTS

Pôle Numérique
11 AGENTS

366 AGENTS
97 femmes
269 hommes
9 apprentis

85 ANS D'ACTIONS AU SERVICE DES TERRITOIRES

Les grandes dates qui ont façonné le SYDEC

1937 — Création du SYDEL pour la distribution de l'éléctricité dans les Landes

1947 — Création du service public de distribution de gaz combustible

1981 — Création du service d'entretien de l'éclairage public

1985 — SYDEL devient SYDEC avec la création du service public Eau et assainissement

1999 — Création du service public d'assainissement non collectif (SPANC)

2006 — Création du service Conseil pour la maîtrise de l'énergie et le développement des énergies renouvelables

2013 — Création du service public chargé de l'aménagement numérique

2015 — Création du service entretien et exploitation des bornes de recharge pour véhicules électriques

LE PÔLE ÉNERGIES, GARANT D'UN AMÉNAGEMENT ÉQUILIBRÉ ET COHÉRENT

L'organisation fonctionnelle de la Direction Technique Énergies repose sur différents services aux compétences bien établies.

DIRECTION ÉNERGIES
Laurent Civel

CONCESSIONS CONSEIL ÉNERGIES
Frédéric Montaut

ÉCLAIRAGE PUBLIC
François Maumy

ÉTUDES ET TRAVAUX
Éric Dubertrand

« LES ANNÉES QUI SE SUIVENT DEPUIS 2020 DÉMONTRENT LA RÉSILIENCE DU SYDEC ET SA CAPACITÉ À GÉRER LES CRISES SUCCESSIVES : APRÈS LA PANDÉMIE DE COVID PUIS LA DIFFICULTÉ D'APPROVISIONNEMENT DE MATÉRIAUX, 2022 A ÉTÉ EN PARTIE CONSACRÉE À ADAPTER NOS ACHATS EN TENANT COMPTE DES DIFFICULTÉS DE NOS PRESTATAIRES SUR LES PRIX DES MATIÈRES PREMIÈRES. EN TANT QUE PARTENAIRE DE LONGUE DATE DES ENTREPRISES LANDAISES ET PRINCIPAL INVESTISSEUR PUBLIC, LE SYDEC SE DEVAIT D'APPORTER SON SOUTIEN : CE FUT FAIT. »

Laurent Civel,
directeur général

3 SERVICES

Pour mener à bien l'ensemble de ses missions, la Direction Technique Énergies peut compter sur 50 agents répartis en 3 services déployés sur 3 sites différents :

- Mont-de-Marsan
- Saint-Paul-lès-Dax
- Biscarrosse

Études et travaux

Le bureau d'études assure l'ensemble de la maîtrise d'œuvre et d'ouvrage et garantit la conformité des travaux exécutés sur les réseaux de distribution publique d'électricité, les réseaux d'éclairage public, les infrastructures de télécommunications et de recharge de véhicules électriques.

14 agents

Éclairage public

Ce service œuvre au développement de l'éclairage public. Il assure la maintenance de cet équipement communal de première importance.

21 agents

Concessions et Conseil énergies

Ce service organise et contrôle les services publics de la distribution d'électricité et de gaz. Il se positionne lors de la réalisation des unités de production d'électricité solaire raccordées au réseau de distribution publique d'électricité. De plus, depuis septembre 2020, le service propose aux collectivités landaises un suivi et un accompagnement pour leur gestion énergétique, leur permettant d'optimiser leurs consommations par la maîtrise de la demande en énergie et par des propositions de recours à des énergies renouvelables photovoltaïque et/ou chaleur.

12 agents

Avec 6 domaines d'intervention,

le pôle Énergies veille à aménager le territoire de manière cohérente pour garantir des services de qualité.

Le service public du gaz

Le SYDEC est l'autorité organisatrice et concédante de la distribution de gaz combustible. 321 communes lui ont délégué cette compétence. Le Syndicat contrôle la bonne exécution par les concessionnaires des missions de service public d'entretien, de modernisation et de développement de 1 605 km de canalisations moyenne et basse pression. Ces systèmes d'approvisionnement en gaz sont sa propriété. Il en a confié l'exploitation à trois concessionnaires, uniques maîtres d'ouvrage, qui sont : Gaz Réseau Distribution France (GRDF), Butagaz et la SEML Gascogne Énergies Services.
En dehors de 44 communes ayant fait l'objet d'une convention historique en 2004 entre le SYDEC et GRDF, le choix de l'exploitant s'effectue via une mise en concurrence pour l'attribution d'une délégation de service public pour 106 communes en concession en 2022.

L'éclairage public

Toutes les communes du département ont transféré au SYDEC la maîtrise d'ouvrage en matière de travaux d'éclairage. Ces derniers concernent à la fois la voirie, les équipements sportifs extérieurs et la mise en lumière des équipements publics. L'entretien et la maintenance des installations lumineuses sont aussi du ressort du Syndicat.

Le service public de l'électricité

Le SYDEC a pour mission de garantir la distribution de l'électricité, en tant qu'autorité organisatrice et concédante. Il exerce cette compétence pour le compte de l'ensemble des communes du département. Propriétaire des réseaux de distribution, il doit veiller à leur bon fonctionnement. Pour cela, il délègue l'exploitation de près de 294 600 points de livraison basse tension à Enedis et à la SEML Gascogne Énergies Services. Des contrats de concession fixent le rôle de chacun au regard de la nature des travaux. Si le SYDEC ou l'un de ses exploitants sont les seuls à pouvoir investir en tant que maîtres d'ouvrage, il est de la responsabilité exclusive des concessionnaires de renouveler les infrastructures, d'entretenir les lignes et de mettre aux normes les réseaux.

Les infrastructures de recharge pour véhicules électriques (IRVE)

Le SYDEC exerce, pour les EPCI membres, la maîtrise d'ouvrage et la maintenance des infrastructures de recharge pour véhicules électriques ou hybrides, dans le respect de l'article L. 2224-37 du CGCT. Leur création, entretien et exploitation relèvent ainsi de sa compétence. L'achat et la fourniture d'électricité requise pour l'usage de ces véhicules sont de son ressort. Le Syndicat est propriétaire de l'ensemble des équipements dont il est maître d'ouvrage.

Les réseaux de télécommunications

Les réseaux aériens de communication électronique de l'opérateur Orange utilisent parfois les mêmes supports que ceux du réseau public de distribution d'électricité. Une convention nationale a été signée en 2005 pour leur dissimulation et leur enfouissement. Dans ce cadre, le SYDEC coordonne à l'échelon départemental les travaux liés aux infrastructures communes de génie civil. Par ailleurs, le SYDEC intervient en co-maîtrise d'ouvrage lors de la pose de fourreaux surnuméraires dédiés au passage de la fibre optique.

Le Conseil Énergies

Le SYDEC propose des services variés pour optimiser la consommation énergétique. Il assiste les communes pour la maîtrise d'ouvrage et la maîtrise d'œuvre dans des projets qui recourent aux énergies nouvelles renouvelables.
Il intervient également pour étudier des solutions en termes de rénovation énergétique des bâtiments et leur propose ensuite un accompagnement pour la réalisation des travaux de rénovation.

Le Syndicat réalise aussi des audits énergétiques et des diagnostics pour les bâtiments publics et la valorisation des CEE induits par les travaux.

Un économe de flux énergétiques accompagne les collectivités qui en font la demande pour un suivi complet et à plus long terme.

LE SERVICE CONTRÔLE CONCESSIONS DE L'ÉLECTRICITÉ

La mission du service contrôle est de collationner le maximum d'informations sur l'activité des concessionnaires. Le service est à la disposition des élus pour recevoir toute requête liée à l'activité des concessionnaires, requêtes qui peuvent aussi nous être transmises directement par les usagers sur des sujets tels que : la demande de raccordement au réseau, le déplacement d'ouvrages, la qualité de la distribution, etc.

Nous veillerons à ce que ces réclamations soient réglées en accord avec les dispositions dictées par les différents cahiers des charges des concessions de distribution publique d'électricité.

Le contrôle annuel de l'activité des concessionnaires se fait selon trois axes :

- Le contrôle ponctuel annuel : Les cahiers des Charges prévoient que chaque année les concessionnaires présentent à l'autorité concédante, un Compte Rendu Annuel d'Activités (CRAC). Ces comptes rendus sont des outils de contrôle pour l'autorité concédante, organisatrice du service public, ainsi que des outils de communication avec les concessionnaires.
- Le contrôle au quotidien : il consiste à veiller au respect des dispositions des cahiers des Charges par les concessionnaires. Il est basé sur l'analyse et le traitement des requêtes que peuvent transmettre les élus et les usagers au SYDEC.
- Enquêtes auprès des usagers : Ces enquêtes sont réalisées indépendamment de celles des concessionnaires, sur des thèmes touchant à des points d'analyse que souhaite développer l'autorité concédante.

Service contrôle de concessions électricité



Frédéric Montaut
Directeur technique Adjoint
frederic.montaut@sydec40.fr
06 74 89 00 98



Benoit Estrade
Chargé d'affaires
benoit.estrade@sydec40.fr
06 27 25 54 21

ÉLU OU USAGER
saisit l'autorité concédante

SYDEC
informe les élus ou l'usager des actions correctives du concessionnaire

SYDEC
saisit les concessionnaires et suit le traitement des requêtes

SYDEC & GRD
se réunissent pour traiter des dossiers délicats

Enedis G.E.S

PRÉSENTATION DES CONCESSIONNAIRES ENEDIS, GES ET EDF

Enedis est le gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité de 95 % du territoire français continental.

Son directeur régional a notamment la charge de la mise en œuvre de la politique industrielle d'Enedis et de la satisfaction de toutes ses parties-prenantes.

Les directeurs territoriaux, rattachés à chacune de ces Directions régionales, sont les interlocuteurs privilégiés des autorités concédantes, telle que le SYDEC.

Chiffres Enedis nationaux

25
Directions régionales
sur 800 sites

1,4 MILLION DE KM
de longueur de réseau (HTA et BT)

74 %
en torsadé et souterrain (HTA et BT)

2 246
postes sources HTB/HTA

806 610
postes de transformation HTA/BT

11 300 km
de réseaux basse et moyenne tension renouvelés

39 208
salariés

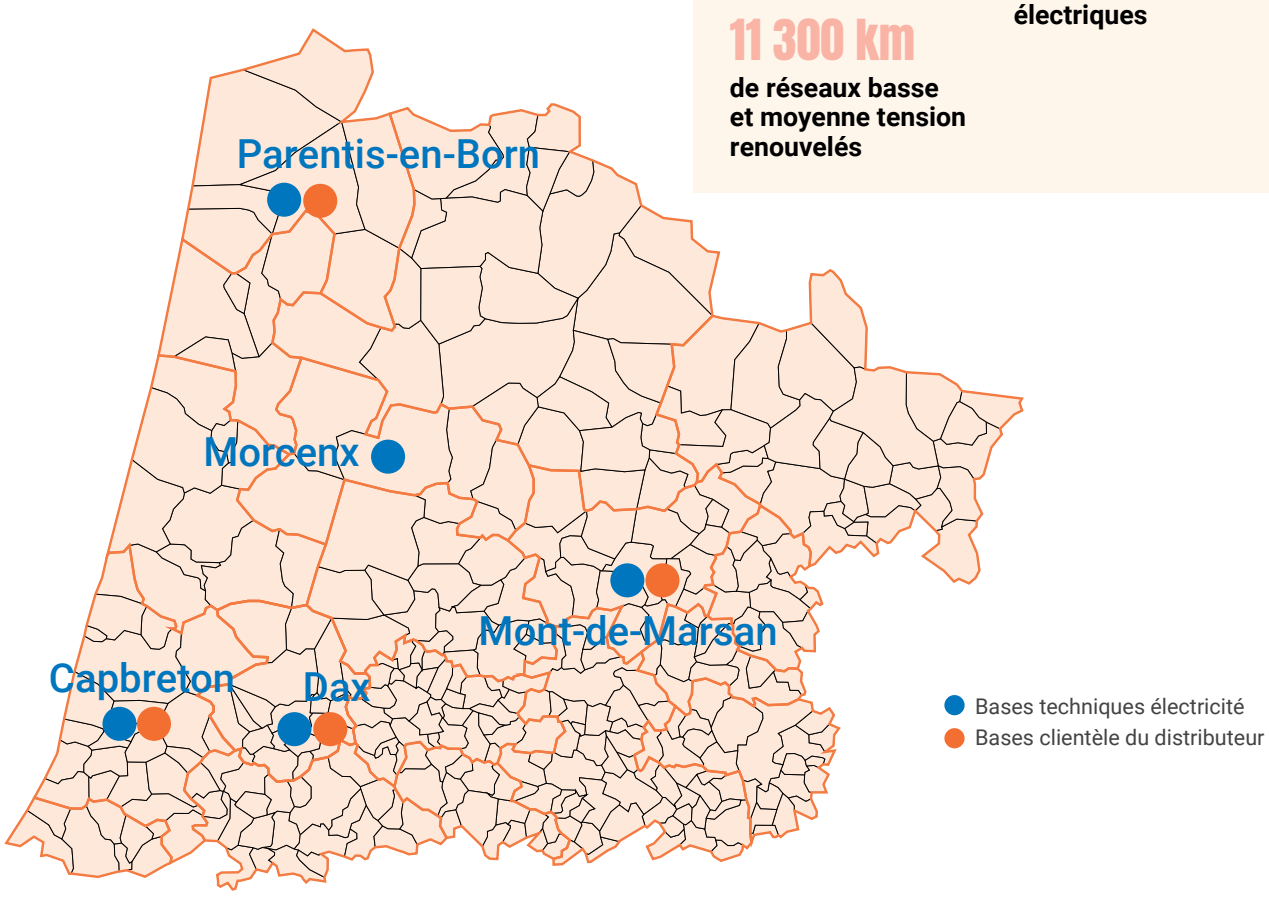
15,2
milliards de chiffre d'affaires

627 935
sites de production photovoltaïques
raccordés au réseau de distribution

14 073 MW
de puissance raccordée

1,3 MILLION
de points de recharge de véhicules électriques

LES SITES ENEDIS DANS LES LANDES



L'accueil pour le dépannage

En cas d'incident ou de panne technique, les clients de la concession peuvent joindre Enedis 24h/24 et 7j/7 à l'accueil **« Dépannage Électricité » :**

Pour la concession	**09 726 750 40**

L'accueil pour les autres demandes

Un plan de numérotation est mis en place, en fonction des différents profils des clients pour prendre en charge leurs demandes relatives, soit à un raccordement, soit à toute autre problématique hors urgence et dépannage.

Ainsi, les clients sont accueillis par des conseillers spécialisés aux Numéros Cristal ® suivants :

Les clients « Particuliers »	**09 70 83 19 70**
Les clients « Professionnels »	**09 70 83 29 70**
Les clients « Entreprises »	**09 69 32 18 99**
Les clients « Professionnels de l'Immobilier et de la Construction »	**09 69 32 18 77**
Les clients « Producteurs »	**09 69 32 18 00***
Les clients demandeurs ou concernés par un branchement de courte durée dans le cadre d'une manifestation festive	**09 69 32 18 22**

** Cet accueil ne traite pas les demandes concernant l'achat d'électricité. Le client est invité à contacter directement son acheteur.*

L'accueil des fournisseurs d'électricité

Il est assuré par « l'Accueil Acheminement Électricité » qui traite les demandes des fournisseurs relatives à l'acheminement ; ces demandes sont effectuées dans le cadre de la mise en œuvre des contrats passés entre Enedis et chacun des fournisseurs.

Un accueil téléphonique est également dédié au nouveau compteur Linky :

N° d'appel Linky	**0 800 054 659**

GES est une entreprise locale de distribution d'énergie (ELD) mixte (gaz et électricité), Société d'Economie Mixte Locale, gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité de la ville d'Aire sur l'Adour.

Elle accueille les usagers :

du lundi au vendredi	de 8 h à 12 h 15 et de 13 h 15 à 17 h 30
Tél.	**05 58 71 62 43** En cas d'urgence sur ce numéro 24h/24

La transformation des régies municipales au statut de SAEML, sous le nom de GES, a été motivée par l'ouverture des marchés de l'énergie survenue en 2007.

Par ailleurs, GES est fournisseur d'électricité auprès des particuliers, des entreprises et des collectivités locales.

EDF est le fournisseur d'électricité pour les tarifs réglementés de la concession.

La fourniture d'électricité aux Tarifs Réglementés de Vente (TRV) est assurée par la Direction Commerce d'EDF, organisée autour d'une direction nationale et de directions commerciales régionales.

8 Directions Commerciales Régionales (DCR) gèrent les activités trans-marchés (Nord-Ouest, Ouest, Grand Centre, Sud-Ouest, Méditerranée, Rhône-Alpes, Auvergne, Est, Île-de-France), auxquelles sont notamment rattachés les Directeurs Développement Territorial, interlocuteurs des collectivités territoriales et concédantes.

Le concessionnaire EDF est représenté localement par :

EDF Commerce Sud-Ouest
4 rue Claude-Marie Perroud
ACI B001 WP
31096 TOULOUSE

La mission de fourniture d'électricité aux Tarifs Réglementés est assurée par la Direction Commerciale Régionale d'EDF en région Sud-ouest.

La relation avec la clientèle est organisée en 3 marchés :

- Le marché des clients « Particuliers ».
- Le marché « Collectivités Territoriales et Solidarité » (DMCTS).
- Le marché des « Entreprises et des Professionnels » (DMEP).

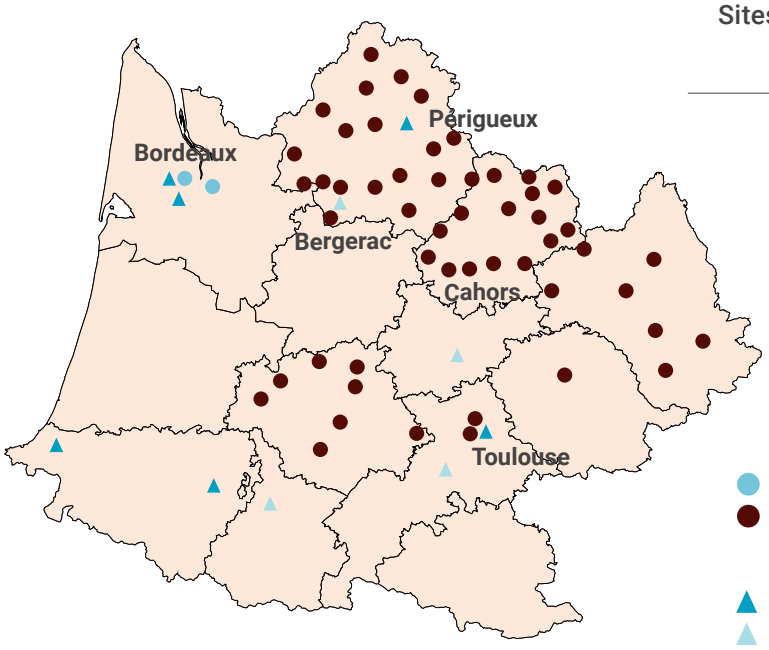
Dans le département des Landes, aucune agence physique EDF n'accueille le public.

L'agence physique la plus proche se situe à Bayonne : 23 Rue Jules Labat, 64100 Bayonne, France.

Pour contacter EDF :

Particuliers	**09 69 32 15 15** (service gratuit + prix d'appel) du lundi au samedi, de 8 h à 21 h
Site internet	**https ://particulier.edf.fr**
Clients non résidentiels	
Entreprises	**0 810 333 786**
Sites internet	**https ://particulier.edf.fr/entreprises** **https ://particulier.edf.fr/collectivites**

TERRITOIRE DE LA DCR SUD OUEST D'EDF

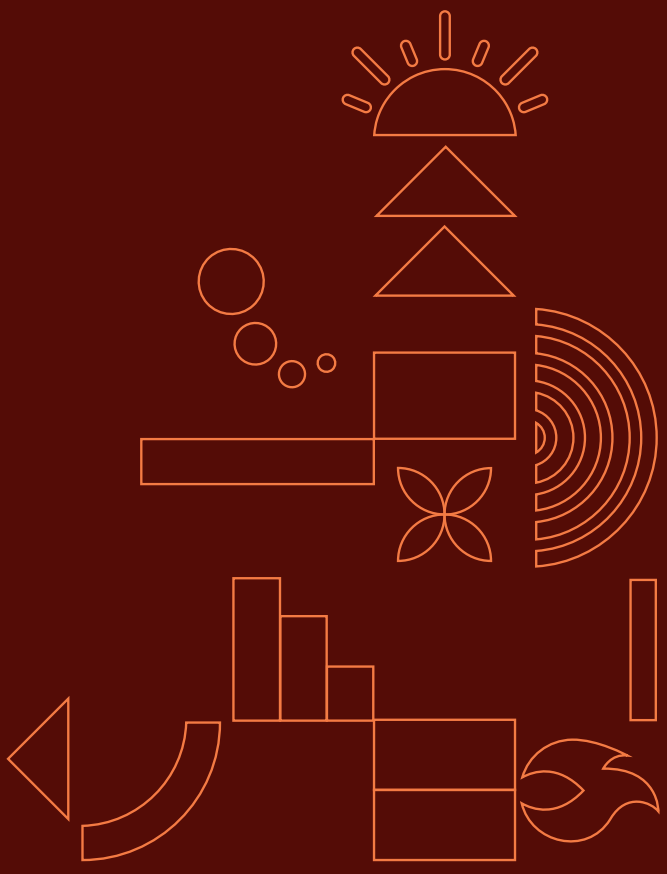


AVANT-PROPOS

20 LA DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ

27 LA CONSTRUCTION DES OUVRAGES

38 ORGANISATION DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE FRANÇAIS



LA DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ

Il est essentiel de comprendre comment s'articule le système électrique français de son origine organisationnelle aux lois qui le régisse aujourd'hui pour avoir une lecture fine des éléments techniques, financiers et juridiques présentés dans la suite du rapport.

Les collectivités locales disposent dorénavant de missions nouvelles, leur rôle a été renforcé par la législation. Il est donc important que le cadre règlementaire de l'organisation de la distribution publique d'électricité soit tout d'abord présenté.

La législation en la matière trouve son origine à la fin du 19e siècle (loi du 5 avril 1884) et au début du 20e siècle (loi du 15 juin 1906), avec la nécessité d'organiser un besoin vital et d'une ampleur nationale : l'amenée de l'énergie électrique à tous les usagers.

CADRE RÉGLEMENTAIRE

Sept grandes dates « législatives » marquent l'organisation de notre système électrique parmi les textes listés ci-dessous :

1884 **La loi municipale du 5 avril 1884** (toujours en vigueur, codifiée au Code Général des Collectivités Territoriales [CGCT]) qui caractérise la distribution d'énergie électrique comme un service public local d'essence communale.

1906 La loi du 15 juin 1906 sur les distributions d'énergie reconnaît aux communes le pouvoir concédant en matière de distribution d'électricité. Les communes ou leurs regroupements ont la responsabilité d'organiser la distribution publique d'électricité et institue le régime des concessions.

1907 Le décret du 17 octobre 1907 sur l'organisation du contrôle des distributions d'énergie électrique.

1927 Le décret du 29 juillet 1927, relatif à l'application de la loi du 15 juin 1906.

1937 La loi de finances du 31 décembre 1937 oblige les concessionnaires privés à exploiter les ouvrages électriques des concessions.

1946 **La loi n° 46-628 du 8 avril 1946** sur la nationalisation de l'électricité et du gaz (confirme les compétences des communes, autorités organisatrices de la distribution, et l'existence du FACE).
EDF se substitue aux anciens concessionnaires privés.

1993 L'instruction interministérielle (industrie intérieur) du 27 juillet 1993 approuvant un modèle de contrat de concession, négocié entre EDF et la FNCCR, basé sur un cahier des charges de distribution d'énergie électrique (marque le nouveau pouvoir concédant, dans la perspective de l'ouverture du marché à la concurrence)

1996 Première directive qui entreprend de créer un marché européen de l'énergie et d'ouvrir à la concurrence le secteur de production et de fourniture de l'électricité.

2000 **La loi du 10 février 2000** relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité. Cette loi conforte et étend le rôle des collectivités locales, dans leur qualité d'autorité concédante.

La loi du 13 décembre 2000, relative à la solidarité et au développement urbain (SRU).

2003 **La loi du 3 janvier 2003** relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie. Cette loi réaffirme le rôle des collectivités en facilitant l'action de contrôle du concessionnaire et conforte le FACE (Fonds d'Amortissement des Charges d'Electrification).

Nouvelle directive européenne le 26 juin 2003.

Calendrier d'ouverture totale du marché de l'électricité et séparation comptable et juridique des activités de gestionnaire de réseaux avec l'activité de fourniture.

La loi Urbanisme et Habitat (UH) du 2 juillet 2003 simplifie les dispositions d'urbanisme issues de la loi SRU.

2004 **La loi du 9 août 2004** relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières. Les dispositions de cette loi qui portent notamment sur le changement de statut d'EDF et de Gaz de France, confirment l'avis du Conseil d'Etat du 8 juillet 2004 en autorisant les collectivités territoriales à ne pas faire jouer leur éligibilité.

2005 **La loi du 13 juillet 2005** de programme fixant les orientations de la politique énergétique (POPE).

2006 **La loi du 7 décembre 2006** relative au secteur de l'énergie.

2007 **Le décret et l'arrêté du 28 août 2007** relatifs à la consistance des ouvrages de branchement et d'extension des raccordements aux réseaux publics d'électricité et à la contribution pour les raccordements au réseau de distribution publique d'électricité.

2007 **Le décret et l'arrêté du 24 décembre 2007** relatifs aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité.

2008 **La loi du 21 janvier 2008** relative aux tarifs réglementés d'électricité et de gaz naturel.

2008 **L'arrêté du 17 juillet 2008** fixant les taux de réfaction mentionnés dans l'arrêté du 28 août 2007 fixant les principes de calcul de la contribution mentionnée aux articles 4 et 18 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité.

2010 **La loi du 7 décembre 2010** portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (dite loi NOME).

2011 **Le décret du 1er décembre 2011 n° 2011-1967** relatif aux ouvrages des réseaux publics d'électricité et des autres réseaux d'électricité et au dispositif de surveillance et de contrôle des ondes magnétiques. Il simplifie les procédures applicables à l'établissement et l'exploitation des réseaux publics d'électricité.

2013 **Le décret du 16 janvier 2013 n° 2013-46** relatif aux aides pour l'électrification rurale a été publié au Journal officiel. Ce décret définit les règles de gestion et de répartition des aides versées aux collectivités dans le cadre du Compte d'Affectation Spéciale (CAS) institué par l'article 7 de la loi du 28 décembre 2011. Certaines dispositions du décret ont été complétées et précisées par un arrêté d'application du 27 mars 2013.

2013 **Le décret du 16 novembre 2013 n° 2013-1031** portant extension à de nouveaux bénéficiaires des tarifs sociaux de l'électricité et du gaz naturel. Le décret met en œuvre les dispositions relatives à l'extension des tarifs sociaux aux ménages en situation de précarité énergétique contenues dans la loi n° 2013-312 du 15 avril 2013 (dite « Loi Brottes »). Ces tarifs seront désormais proposés par l'ensemble des fournisseurs.

2014 **Décret n° 2014–274 du 27 février 2014** modifie le décret d'origine (décret n° 2008-780 du 13 août 2008) afin de tenir compte des évolutions apportées par la loi Brottes qui, pour mémoire, étend à l'ensemble des consommateurs domestiques le dispositif de la « trêve hivernale », durant laquelle les fournisseurs d'énergie ne peuvent procéder à l'interruption de la fourniture.

Le nouveau décret précise les conditions dans lesquelles les fournisseurs d'électricité peuvent, néanmoins, procéder à une réduction de puissance. Cette réduction ne peut toutefois pas être appliquée aux consommateurs bénéficiant du Tarif de Première Nécessité (TPN).

Le nouveau décret prévoit, par ailleurs, que les fournisseurs d'énergie doivent informer leurs clients en situation d'impayés de l'existence de la « trêve hivernale ». Il précise en outre, les informations que les fournisseurs doivent transmettre chaque trimestre à la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) et au Médiateur National de l'Énergie (MNE) sur les coupures opérées.

2014 **Loi n° 2014–344 du 17 mars 2014 relative à la consommation :** dispositions les plus notables :

- Mise en œuvre d'une action de groupe qui permet à des consommateurs ayant subi un même préjudice - à l'occasion de la vente d'un bien ou de la fourniture de services ou en cas de pratiques anticoncurrentielles - d'en obtenir réparation auprès du professionnel concerné.
- Allongement du délai de rétractation de 7 à 14 jours (mettant ainsi le droit français en conformité avec le droit communautaire).
- Renforcement de la lutte contre les clauses abusives. Dès lors qu'une clause est déclarée abusive par un juge, cette clause doit non seulement disparaître du contrat en cause mais également de tous les contrats du professionnel comportant la même clause, avec la charge pour le professionnel d'en informer ses clients.
- Accompagnement de la fin des Tarifs Réglementés de Vente (TRV) : les fournisseurs ont l'obligation d'informer par courrier les clients « Professionnels » de la disparition prochaine de leur contrat aux TRV. Les clients qui n'auront pas su anticiper la fin des TRV seront « basculés » vers une offre transitoire du fournisseur historique pour une durée de 6 mois.
- Suppression de frais facturés par les fournisseurs d'énergie en cas de rejet de paiement pour les clients bénéficiant des tarifs sociaux.
- Gratuité du paiement en espèces.

2014 **Le décret du 26 mai 2014 n° 2014-541** portant simplification de la procédure relative à certains ouvrages des réseaux publics de distribution d'électricité.

2014 **L'arrêté du 16 septembre 2014** reconnaissant une méthode d'évaluation des chutes de tension sur les réseaux publics de distribution d'électricité a été publié au Journal Officiel. L'objet principal de cet arrêté est de rendre définitive la reconnaissance d'une méthode statistique d'évaluation des chutes de tension sur les réseaux publics de distribution d'électricité gérés par Enedis. Il résulte d'une large concertation entre la FNCCR et Enedis qui ont

souhaité, à l'invitation de l'Etat, s'accorder sur une méthode faisant consensus. Les dispositions de l'arrêté entrent en vigueur au 1er janvier 2015.

2014 **Arrêté du 14 octobre 2014,** en application de l'article 2 du décret du 14 janvier 2013 modifié par le décret n°2014-496 du 16 mai 2014, pris par le Préfet des Landes fixant la liste des communes en régime d'électrification rurale et en régime urbain au 1er janvier 2015.

2015 **Loi du 7 août 2015 n° 2015-991** portant Nouvelle Organisation Territoriale de la République (NOTRe) confie de nouvelles compétences aux régions et redéfinit clairement les compétences attribuées à chaque collectivité territoriale. Il s'agit du troisième volet de la réforme des territoires, après la loi de modernisation de l'action publique territoriale et d'affirmation des métropoles et la loi relative à la délimitation des régions.

2015 **Loi du 17 août 2015 n° 2015-992** relative à la Transition Énergétique pour la Croissance Verte. La loi définit les nouveaux enjeux de l'énergie, ainsi que le cadre dans lequel doivent s'inscrire les actions de l'État, des collectivités locales et des acteurs de l'énergie. Parmi ces enjeux et à titre d'exemples, l'intégration des énergies renouvelables, le dialogue avec les autorités concédantes et les collectivités pour « favoriser une politique d'investissement ambitieuse au service de la qualité de l'électricité et accompagner la transition énergétique », l'appropriation par les usagers de leurs consommations d'électricité, le service public de la donnée à destination des collectivités

2016 **Le décret n°2016-447 du 12 avril 2016,** relatif à la mise à disposition de données de comptage d'énergie aux propriétaires ou gestionnaires d'immeubles par les gestionnaires de réseau d'énergie. Ce décret, pris en application de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte du 17 août 2015, précise les conditions de mise à disposition des propriétaires ou gestionnaires d'immeubles à usage résidentiel ou tertiaire des données de consommation des occupants desdits immeubles, par les gestionnaires de réseau public de distribution d'électricité.

2016 **Le décret n°2016-973 du 18 juillet 2016,** relatif à la mise à disposition des personnes publiques de données relatives au transport, à la distribution et à la production d'électricité, de gaz naturel et de bio-méthane, de produits pétroliers et de chaleur et de froid

Ce décret définit - dans le domaine du transport, de la distribution et de la production notamment d'électricité - les informations rendues publiques ou pouvant l'être, de façon à limiter les atteintes potentielles au secret des affaires, au secret commercial ou statistique.

2018 **La loi n° 2018-1021 du 23 novembre 2018** portant évolution du logement, de l'aménagement et du numérique (dite « loi ELAN »)

Les colonnes montantes électriques sont les ouvrages électriques qui acheminent l'électricité entre le réseau public de distribution d'électricité (aval du coupe-circuit principal) et les compteurs individuels des différents consommateurs ou producteurs situés au sein d'un même immeuble ou de bâtiments séparés construits sur une même parcelle cadastrale.

L'article 176 de cette loi, publiée le **24 novembre,** clarifie le régime juridique de ces ouvrages électriques.

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

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

Le Code général des collectivités territoriales reprend la réglementation législative en matière de distribution publique d'énergie électrique, dans son article L2224-31 et sera cité dans cette note.

L'existence de ces textes législatifs a généré des évènements issus ou conséquences de leur application, dont les principaux sont les suivants :

1917 **Création des syndicats** appelés « Syndicat d'électrification rurale ».

1934 **Création de la FNCCR,** Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies.

1936 **Création du FACE,** Fonds d'Amortissement des Charges d'Electrification.

1937 10 août 1937 : création du Syndicat Départemental d'Electrification des Landes.

1993 **29 janvier 1993 :** signature du contrat de concession (SYDEC – EDF) pour une durée de 30 ans.

1999 Première phase de l'ouverture des marchés de l'énergie. Les clients consommant plus de 100 GWh par site sont éligibles (16 GWh en mai 2000, 7 GWh en février 2003).

2004 **1er juillet 2004,** ouverture à la concurrence de la fourniture d'électricité et de gaz pour les clients professionnels et les collectivités locales.

2007 1er juillet 2007 : ouverture à la totalité du marché français de l'électricité, après établissement d'un rapport d'étape de la Commission Européenne programmé en 2006.

2008 **1er janvier 2008,** création d'ERDF – Electricité Réseau Distribution France est une société anonyme. Filiale à 100 % du groupe EDF, elle exploite le réseau de distribution d'électricité de la concession – ex EDF.

ERDF devenu Enedis le 31 mai 2016.

La distribution d'électricité est longtemps restée le fait d'entreprises privées, agissant dans le cadre de simples permissions de voirie. Puis, l'ampleur des investissements s'accroissant, auxquels il fallait assurer une durée d'amortissement suffisante, la loi du 15 juin 1906 a instauré le pouvoir concédant aux communes, et fait de la concession le principal mode de gestion de ce service public (concession matérialisée par une convention marquant l'accord de l'autorité concédante et du concessionnaire, un cahier des charges fixant les droits et obligations des deux parties).

LE RÔLE DES COLLECTIVITÉS LOCALES

La loi n° 46-628 du 8 avril 1946, relative à la nationalisation des 154 entreprises de production, 86 entreprises de transport, 1 150 entreprises de distribution, 260 régies et 40 Sociétés d'Intérêt Collectif Agricole pour l'électricité (SICAE), a nationalisé ces entreprises privées et leur a substitué « Electricité de France, Service national », établissement public à caractère industriel et commercial.

La loi instaure alors un concessionnaire unique et obligé des communes, pour la distribution, et de l'état pour le transport de l'électricité, leur ôtant le libre choix du concessionnaire.

Toutefois, **l'article 36** de la loi disposent que **les collectivités locales conservent des droits fondamentaux** tels que :

- **La propriété des ouvrages,** considérés comme biens de retour à l'autorité concédante (alinéa 3),
- **La prérogative de maîtrise d'ouvrage** (alinéa 4),
- **L'obligation du concessionnaire d'incorporer les ouvrages correspondants dans la concession** (dont l'exploitation qui lui incombe provient de la loi de finances du 31 décembre 1937 [article 136]),
- **Le pouvoir de contrôle du concessionnaire** (alinéa 5)

La possibilité d'exercer une maîtrise d'ouvrage pour les travaux liés au réseau de distribution publique d'électricité est reprise par **l'article L2224-31 du CGCT :** *« … En application des dispositions du quatrième alinéa de l'article 36 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée, les collectivités et établissements précités peuvent assurer la maîtrise d'ouvrage des travaux de développement des réseaux publics de distribution d'électricité et de gaz… »*

Il est à noter que **l'article 38** de la loi maintient le Fonds d'Amortissement des Charges d'Electrification (FACE), institué par la loi de finances du 31 décembre 1936. Le FACE est destiné à financer les dépenses supportées par les collectivités comme maîtres d'ouvrage de l'électrification rurale connaissant un développement important à compter de cette date.

En ce qui concerne plus particulièrement le pouvoir de contrôle de l'autorité concédante (les collectivités ou leur émanation), cette obligation de contrôler la bonne exécution du contrat de concession par le concessionnaire, trouve son fondement dans **l'article 16 de la loi du 15 juin 1906 :** *« Le contrôle de la construction et de l'exploitation est exercé sous l'autorité du Ministère des Travaux Publics, soit par les agents qu'il aura délégué à cet effet lorsqu'il s'agit de concessions données par l'état, soit par les agents délégués par les municipalités lorsqu'il s'agit de concessions données par les communes ou les syndicats de communes. »*

Les lois du 10 février 2000 et du 3 janvier 2003, relatives à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, ainsi qu'au marché de l'électricité confirment les missions d'organisation et de contrôle du service public attribué aux collectivités.

De même, la loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique, publiée le 13 juillet 2005, conforte les collectivités en leur permettant d'exercer leur rôle de régulateurs locaux avec de nouveaux outils, pour contrôler la qualité du réseau électrique, régler des différends entre clients et fournisseurs, maîtriser la demande d'énergie.

LA PROPRIÉTÉ DES OUVRAGES

L'article 36 de la loi de nationalisation du 8 avril 1946 a disposé que *« les collectivités locales restent propriétaires des installations qui leur appartiennent, ou de celles qui, exploitées sous le régime de l'affermage ou de la concession, devraient leur revenir gratuitement en fin de concession. Les collectivités concédantes conservent la faculté de faire exécuter en tout ou partie à leur charge, les travaux de premier établissement, d'extension, de renforcement et de perfectionnement des ouvrages de distribution. »*

Enedis reste par conséquent propriétaire des ouvrages non concédés constitués par les ouvrages de production, de transport, lignes établies à ses frais sous le régime de la permission de voirie.

Le point IV de l'article L2224-31 du CGCT donne la définition et les fonctionnalités des réseaux de distribution publique d'énergie électrique et précise les limites amont : *« IV. - Un réseau public de distribution d'électricité a pour fonction de desservir les consommateurs finals et les producteurs d'électricité raccordés en moyenne et basse tension.*

L'autorité organisatrice d'un réseau public de distribution, exploité en régie ou concédé, est la commune ou l'établissement public de coopération auquel elle a transféré cette compétence, ou le département s'il exerce cette compétence à la date de publication de la loi nº 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières.

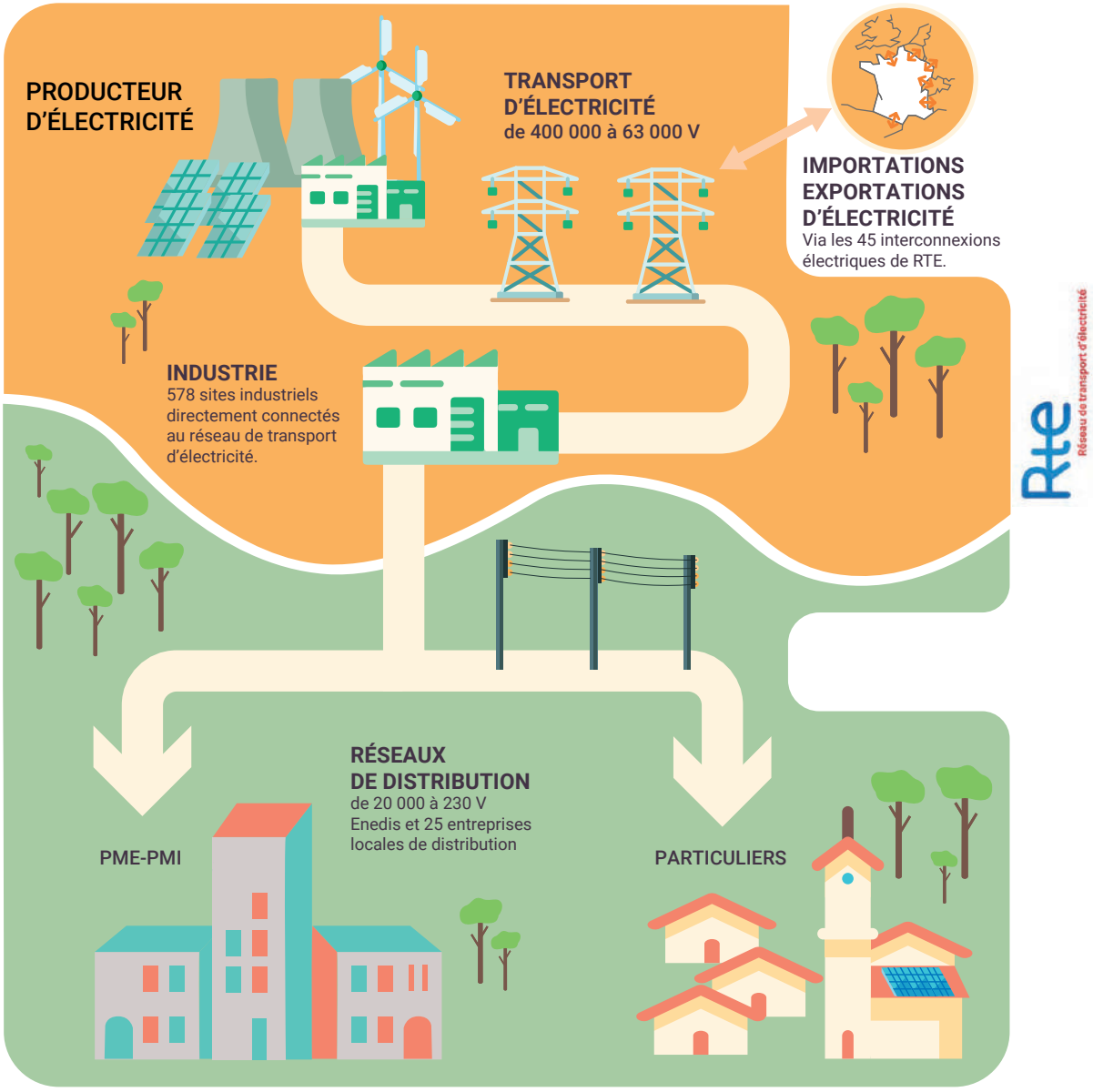
Sous réserve des dispositions des articles 12 et 24 de la loi nº 2000-108 du 10 février 2000 précitée et des articles 10 et 37 de la loi nº 2004-803 du 9 août 2004 précitée, un réseau public de distribution est constitué par les ouvrages de tension inférieure à 50 kV situés sur le territoire de l'autorité organisatrice de la distribution d'électricité ainsi que par les ouvrages de tension supérieure existant, sur le territoire métropolitain continental, à la date de publication de la loi nº 2004-803 du 9 août 2004 précitée et non exploités par Electricité de France en tant que gestionnaire du réseau public de transport à cette même date… »

Par suite, en ce qui concerne les ouvrages de distribution, ces derniers appartiennent à l'autorité concédante, entre les limites physiques suivantes :

- À l'amont, ouvrages de transport de l'électricité (bornes de sortie des disjoncteurs des postes sources, interfaces du réseau de transport et du réseau de distribution publique),
- À l'aval, installations intérieures des abonnés (bornes de sortie du disjoncteur abonné).



LA DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE



Les ouvrages de distribution comprennent toutes les installations de tension strictement inférieure à 63 kV, jusqu'au disjoncteur abonné (lignes moyenne tension HTA, lignes basse tension BT, postes de transformation, branchements, etc.)

LES CONCESSIONS

La concession est le seul mode de gestion retenu pour l'exploitation du service public de distribution d'énergie électrique suite à l'abrogation, par l*a loi du 27 février 1925, du titre III, article 5 de la loi du 15 juin 1906 : « Des ouvrages de transport et de distribution d'énergie établis sous le régime des permissions de voirie »* et selon :

- **Le titre IV, l'article 6 de la loi :** *« Régime des concessions simples sans déclaration d'utilité publique : La concession d'une distribution d'énergie est donnée soit par la commune ou par le syndicat formé entre plusieurs communes, si la demande de concession ne vise que le territoire de la commune ou du syndicat, ou du département dans l'étendue de celui-ci, soit par l'état dans les autres cas »,*
- **l'article L 2224-31 du CGCT :** *« Sans préjudice des dispositions de l'article 23 de la loi nº 46-628 du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz, les collectivités territoriales ou leurs établissements publics de coopération, en tant qu'autorités concédantes de la distribution publique d'électricité et de gaz en application de l'article 6 de la loi du 15 juin 1906 sur les distributions d'énergie et de l'article 36 de la loi nº 46-628 du 8 avril 1946 précitée, négocient et concluent les contrats de concession, et exercent le contrôle du bon accomplissement des missions de service public fixées, pour ce qui concerne les autorités concédantes, par les cahiers des charges de ces concessions. »*

Par ailleurs, **l'article 36 de la loi de 1946, modifié par la loi du 9 août 2004** dispose : *« Les sociétés auxquelles sont transférées les concessions d'électricité ou de gaz nationalisées en vertu de la présente loi devront observer les dispositions des cahiers des charges en vigueur. L'état, les collectivités locales et, le cas échéant, les tiers conservent tous les droits résultant de ces cahiers des charges et de toutes autres conventions. »*

La concession fait donc l'objet d'un cahier des charges signé entre l'autorité concédante et le concessionnaire Enedis.

Les premiers cahiers des charges signés par les autorités ont été conformes à un texte type de 1928, et auxquels la loi de nationalisation de 1946 n'a rien changé.

Ces cahiers des charges ont été maintenus longtemps après leurs échéances, pour cause de clause de tacite reconduction, introduite dans leur rédaction conjuguée à une tâche d'ampleur déroutante pour le concessionnaire : renégocier les 14 500 cahiers des charges existants.

Toutefois les lois de décentralisation de 1982 et 1983 ont redonné aux collectivités locales une large autonomie de gestions des services publics locaux, dont fait partie la distribution publique d'énergie électrique.

La Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies (FNCCR) a, dès lors, entrepris un travail de réécriture du modèle de cahier des charges de 1928, pour aboutir en 1993, à un nouveau modèle approuvé par une instruction interministérielle (intérieur industrie) et par le concessionnaire.

Ce nouveau modèle répond plus précisément les objectifs demandés aux collectivités locales par les lois de décentralisation de 1982 et 1983 (qualité de service, du produit, environnement) et renforce les dispositions financières en matière d'encouragement vers l'intercommunalité.



LA CONSTRUCTION DES OUVRAGES

CADRE RÉGLEMENTAIRE

Six textes principaux encadrent d'une part la répartition des travaux sur la concession et fixent d'autre part les règles pour la réalisation des travaux en domaine public et privé.

1906 **Loi du 15 juin 1906,** articles 6, 7, 8, 10 et 12, instituant le régime des concessions et fixant les droits du concessionnaire en matière d'occupation du domaine public routier, et de servitudes sur les propriétés privées.

1925 Loi de finance du 13 juillet 1925, article 298, relatif au bénéfice des servitudes prévues à la loi du 15 juin 1906.

1927 **Décret du 29 juillet 1927,** relatif à l'application de la loi du 15 juin 1906, articles 49, 50, 55, 68 et 71.

1946 **Loi n° 46-628 du 8 avril 1946,** sur la nationalisation de l'électricité et du gaz (confirme les compétences des communes, autorités organisatrices de la distribution).

1970 Décret n°70-492 du 11 juin 1970, relatif à la déclaration d'utilité publique des travaux d'électricité et de gaz et à l'établissement des servitudes en cas de défaut d'accord amiable avec les propriétaires.

1993 29 janvier 1993, le cahier des charges de concession, basé sur le modèle de cahier des charges de distribution d'énergie électrique, approuvé par l'instruction interministérielle (industrie intérieur) du 27 juillet 1993.

Remplacé par :

2019 **1er janvier 2019, le nouveau cahier des charges de concession,** basé sur l'accord-cadre national signé entre la Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies (FNCCR), France Urbaine, Enedis et EDF le 21 décembre 2017.

LA RÉPARTITION DE MAÎTRISE D'OUVRAGE DES TRAVAUX

L'article 36 de la loi du 8 avril 1946 de nationalisation du gaz et de l'électricité a maintenu aux collectivités locales leur prérogative de maîtrise d'ouvrage. Par suite, l'article 38 de ladite loi a maintenu le FACE pour le financement des travaux d'électricité en zone rurale.

NOTA :
Compte d'Affectation Spéciale Financement des Aides aux Collectivités territoriales pour l'Électrification rurale

CAS FACE
Ex, Fonds d'Amortissement des Charges d'Electrification (FACE)

Le Fonds d'Amortissement des Charges d'Electrification (FACE) a été institué en 1936 pour contribuer financement des travaux d'extension et de renforcement des réseaux de distribution publique des collectivités rurales ; L'objectif de ces financements étant de compenser les disparités du réseau entre zones urbaines et zones rurales.
Le FACE, organisme placé sous l'autorité du « Ministre de l'économie, des finances et de l'industrie », du « Ministre de l'agriculture, de l'alimentation, de la pêche et des affaires rurales », jusqu'au 28 décembre 2011 est devenu CAS – FACE à cette date et administré par les ministères de l'énergie, de l'agriculture du budget et de l'intérieur reste sous le contrôle des « collectivités maîtres d'ouvrage des réseaux des communes placées sous le régime de l'électrification rurale. »
Les dotations du FACE permettent de financer les travaux d'extension, de renforcement, d'intégration des réseaux dans l'environnement et de sécurisation des réseaux en fils nus.

Les règles de répartition de maîtrise d'ouvrage autorisée dans le cadre de la concession, par **la loi de nationalisation du 8 avril 1946,** sont énoncées par nouveau cahier des charges de concession, signé le 21 décembre 2018.

Sur la concession du département des Landes, la répartition de maîtrise d'ouvrage entre l'autorité concédante, le SYDEC et le concessionnaire, Enedis obéit aux dispositions décrites dans le tableau suivant, issu de **l'annexe 1, article 5** « Répartition de la maîtrise d'ouvrage », du cahier des charges de la concession :

Pour l'application des articles 6, 7 et 8 du cahier des charges, conformément à l'accord-cadre signé entre la FNCCR, France urbaine, Enedis et EDF le 21 décembre 2017, la répartition de la maîtrise d'ouvrage des travaux sur les réseaux concédés est établie en fonction de l'origine et de la nature des travaux et de la catégorie des communes comme suit [1] :

(1) Le cas échéant, une 3e catégorie de commune pourra être rajoutée pour tenir compte des communes urbaines qui reversent au moins la moitié de la TCCFE qu'elles perçoivent ou lorsque le concédant conserve au moins la moitié de la TCCFE lorsqu'il collecte cette taxe en lieu et place de ces communes. Pour les communes d'au moins 70 000 habitants, la part de la TCCFE dont l'autorité concédante doit avoir la disposition est réduite à 35 %.

Origine des travaux	Nature des travaux	Catégorie de communes	
		Urbaine	Rurale
Renforcement			
Levée de contrainte électrique des réseaux BT	Renforcement des réseaux BT et, si nécessaire, remplacement ou création, et raccordement d'un poste de transformation associé	Enedis	SYDEC [1]
Levée de contrainte électrique des réseaux HTA	Renforcement des réseaux HTA	Enedis	Enedis
Sécurisation			
Amélioration de la continuité d'alimentation du réseau concédé	Sécurisation des réseaux BT dans le cadre du financement FACE (sous programmes S ou S')	Sans objet	SYDEC [1]
	Sécurisation des réseaux BT dans le cadre du renouvellement et de la reconstruction des réseaux	Enedis	Enedis
Raccordement			
Extensions HTA	Extension HTA pour le raccordement d'une installation de consommation d'un client HTA (hors installation communale ou intercommunale)	Enedis	Enedis
	Extension HTA pour le raccordement d'une installation de consommation d'un client HTA (installation communale ou intercommunale)	SYDEC [1,2]	SYDEC [1,2]
	Extension HTA pour le raccordement d'une installation de production d'un client HTA	Enedis	Enedis
Extensions BT	Extension BT pour le raccordement individuel d'une installation de consommation (hors installation communale ou intercommunale) hors ZAC	Enedis	SYDEC [1,2,3]
	Extension BT pour le raccordement individuel d'une installation de consommation (installation communale ou intercommunale) hors ZAC	SYDEC [1,2]	SYDEC [1,2]
	Extension BT pour le raccordement d'une installation de consommation collective (au moins 3 PDL) sous maîtrise d'ouvrage autre que communale ou intercommunale hors ZAC	Enedis	SYDEC [1,2,3]
	Extension BT pour le raccordement d'une installation de consommation collective (au moins 3 PDL) sous maîtrise d'ouvrage communale ou intercommunale hors ZAC	SYDEC [1,2]	SYDEC [1,2]

Origine des travaux	Nature des travaux	Catégorie de communes	
		Urbaine	Rurale
Extensions BT	Extension BT pour le raccordement d'une installation de production ≤ 6 kVA simultané avec une installation individuelle de consommation	Enedis	Enedis
	Extension BT pour le raccordement de bâtiments publics neufs sous maîtrise d'ouvrage communale ou intercommunale comportant simultanément de la production d'électricité pour une puissance inférieure ou égale à 36 kVA et de la consommation	SYDEC (1,2,4)	SYDEC (1,2)
	Extension BT pour le raccordement de toute autre installation de production (y compris celles comportant simultanément de la consommation)	Enedis	Enedis
Extensions BT (ZAC)	Extension BT pour le raccordement d'une installation de consommation en dehors du terrain d'assiette de l'unité foncière des Zones d'Aménagement concertées (ZAC)	Enedis	Enedis
	Extension BT pour le raccordement d'une installation de consommation à l'intérieur du terrain d'assiette de l'unité foncière des Zones d'Aménagement concertées (ZAC) sous maîtrise d'ouvrage communale ou intercommunale	SYDEC (1,2)	SYDEC (1,2)
Branchements	Branchement individuel BT d'une installation de consommation sans extension	Enedis	Enedis
	Branchement individuel BT d'une installation de consommation sous maîtrise d'ouvrage communale ou intercommunale suite à extension	Enedis	SYDEC (1,2)
	Branchement individuel BT d'une installation de consommation sous maîtrise d'ouvrage autre que communale ou intercommunale suite à extension	Enedis	Enedis
	Branchement de toute installation de production	Enedis	Enedis
Branchements sur terrain d'assiette des raccordements collectifs (au moins 3 PDL)	Liaisons A d'une opération collective sous maîtrise d'ouvrage communale ou intercommunale (au moins 3 PDL) suite à extension	SYDEC (1,2)	SYDEC (1,2)
	Liaisons A d'une opération collective sous maîtrise d'ouvrage autre que communale ou intercommunale (au moins 3 PDL)	Enedis	Enedis
	Liaisons B d'une opération collective (au moins 3 PDL)	Enedis	Enedis
Intégration des ouvrages dans l'environnement	Effacement	SYDEC (1)	SYDEC (1)
Déplacements d'ouvrage	Déplacements d'ouvrage à la demande de tiers	Enedis	Enedis

(1) Pour la maîtrise d'ouvrage assurée par le SYDEC, Enedis remet une solution technique au SYDEC qui se charge de la mettre en œuvre. Suite à des échanges entre les deux parties sur la qualification du dossier, Enedis peut être amené à réactualiser cette solution. Le SYDEC se charge de mettre en œuvre cette nouvelle solution.
(2) Pour tous les cas, Enedis est maître d'ouvrage de l'adaptation amont du réseau HTA existant : adaptation de la structure du réseau HTA existant ou création d'un départ direct depuis le poste source jusqu'au terrain d'assiette, et les travaux éventuels à l'intérieur du poste source.
(3) Quand le réseau est présent au droit de ou des parcelle(s) à alimenter, et que la solution technique du réseau à créer n'excède pas 10 mètres, Enedis assure la maitrise d'ouvrage de l'extension et des branchements.
(4) Nonobstant toute stipulation contraire du présent contrat, le SYDEC est maître d'ouvrage de l'ensemble des extensions de cette nature lorsque les bâtiments publics concernés sont réalisés sous maîtrise d'ouvrage communale ou intercommunale.

Définitions

Dans le tableau, le caractère « Urbain » ou « Rural » des communes de la concession est défini comme suit :

HTA : réseaux de moyenne tension de type A (inférieure à 20 000 volts)

BT : réseaux en basse tension (inférieure à 1 000 volts)

Commune rurale : commune dans laquelle les travaux réalisés par l'autorité concédante sont éligibles aux aides à l'électrification rurale mentionnées à l'article L.2224-31 du code général des collectivités territoriales (CGCT), dans les conditions définies par la réglementation.

Commune urbaine : toute autre commune de la concession.

Dans le tableau ci-dessus, le périmètre de la maitrise d'ouvrage communale ou intercommunale est défini comme suit :

Maîtrise d'ouvrage communale ou intercommunale : Maîtrise d'ouvrage assurée par les communes, établissements publics de coopération intercommunale, syndicats mixtes, pôles d'équilibre territoriaux et ruraux, pôles métropolitains, ainsi que, par extension, les sociétés d'économie mixte locales lorsqu'elles réalisent des opérations d'aménagement.

Dans le tableau ci-dessus, la nature des travaux est définie comme suit :

Renforcement des réseaux BT : travaux ayant pour objet la résorption des contraintes existantes de tension, d'intensité et de capacité sur le réseau BT, laquelle peut notamment concourir à l'amélioration de l'efficacité énergétique du réseau ; ils incluent le renforcement des réseaux BT et, le cas échéant, des postes HTA/BT et la reprise de la liaison au réseau HTA.

Renforcement des réseaux HTA : tous les travaux de renforcement des réseaux HTA.

Sécurisation des réseaux BT : travaux réalisés sur les réseaux BT aériens en vue de réduire la fréquence et l'impact des ruptures d'alimentation en énergie électrique en cas d'intempéries sévères, par dépose des réseaux BT fil nu en l'absence de contraintes électriques, avec en priorité la dépose du réseau BT fil nu de faible section. Ces travaux consistent en une amélioration de la résistance mécanique des ouvrages par le remplacement des conducteurs nus en basse tension par du câble torsadé ou par la mise en souterrain de réseau aérien.

Extension HTA pour le raccordement d'une installation de consommation ou de production : extensions HTA au sens de l'article D. 342-2 du code de l'énergie et du présent cahier des charges pour le raccordement HTA d'une installation de consommation ou de production.

Extension BT pour raccordement individuel d'une installation de consommation (1 ou 2 PDL) : extension BT au sens de l'article D. 342-2 du code de l'énergie et du présent cahier des charges pour le raccordement individuel d'une installation de consommation.

Extension BT pour raccordement d'une installation de consommation collective (au moins 3 PDL) hors ZAC : extension BT au sens du décret de l'article D. 342-2 du code de l'énergie et du présent cahier des charges pour le raccordement d'une installation de consommation collective (au moins 3 PDL). Les opérations collectives dont la puissance globale est supérieure à 250kVA sont aussi intégrées dans ce périmètre.

Extension BT pour le raccordement d'une installation de consommation dans les ZAC : extension BT au sens de l'article D. 342-2 du code de l'énergie et du présent cahier des charges pour le raccordement d'une installation de consommation dans les ZAC. Les opérations collectives dont la puissance globale est supérieure à 250kVA sont aussi intégrées dans ce périmètre.

Extension BT pour le raccordement d'une installation de production ≤ 6 kVA simultané avec le raccordement d'une installation individuelle de consommation : extension BT au sens de l'article D. 342-2 du code de l'énergie et du présent cahier des charges pour le raccordement d'une installation de production ≤ 6 kVA simultané avec une installation individuelle de consommation.

Extension pour le raccordement de bâtiments publics neufs comportant simultanément de la production d'électricité pour une puissance inférieure ou égale à 36 kVA et de la consommation sous maîtrise d'ouvrage communale ou intercommunale : extension BT au sens de l'article D. 342-2 du code de l'énergie et du présent cahier des charges pour le raccordement d'une installation de production ≤ 36 kVA simultané avec le raccordement d'un bâtiment public neuf sous maîtrise d'ouvrage communale ou intercommunale.

Extension BT pour le raccordement de toute autre installation de production : extension BT au sens de l'article D. 342-2 du code de l'énergie et du présent cahier des charges pour le raccordement de toute installation de production (hors raccordement

d'une installation de production ≤ 6 kVA simultané avec une installation individuelle de consommation ou raccordement d'une installation de production ≤ 36 kVA simultané avec un bâtiment public neuf).

Branchement individuel BT d'une installation de consommation sans extension : branchement au sens de l'article D. 342-1 du code de l'énergie et du présent cahier des charges d'une installation de consommation réalisé sans extension.

Branchement individuel BT d'une installation de consommation suite à extension : branchement au sens de l'article D. 342-1 du code de l'énergie et du présent cahier des charges d'une installation de consommation BT réalisé avec extension.

Branchement de toute installation de production : branchement au sens de l'article D. 342-1 du code de l'énergie et du présent cahier des charges de toute installation de production.

Liaison A : ouvrages du branchement à l'aval du point de dérivation du réseau et à l'amont du coffret de coupure et de protection individuel (CCPI) ou collectif (CCPC).

Liaison B : ouvrages du branchement en aval du coffret de coupure et de protection individuel (CCPI) ou collectif (CCPC)

PDL : Point de Livraison

Effacement : travaux d'effacement dont la finalité est l'amélioration de l'intégration des ouvrages dans l'environnement, laquelle peut notamment concourir à la sécurisation du réseau, par de l'enfouissement ou de la pose suivant la technique des réseaux sur façades d'immeubles ou toute autre technique appropriée.

Les extensions et renforcements des réseaux basse tension comprennent également les solutions alternatives, comme les opérations de production décentralisées d'électricité à partir des Energies nouvelles Renouvelables (EnR), en substitution des extensions de réseaux, et les opérations de Maîtrise de la Demande en Energie (MDE), en remplacement ou permettant de différer les opérations de renforcement de réseaux.

Le mode de gestion du service public de distribution d'électricité, régi selon la concession, encadrée par un contrat de concession imposant une répartition de travaux entre les deux seules entités que sont le SYDEC et Enedis, ne prévoit aucune autre maîtrise d'ouvrage possible, privée ou publique, sur le territoire de la concession.

LA RÉALISATION DES TRAVAUX

Les textes légaux et règlementaires cités ci-après désignent généralement le responsable de l'ouvrage sous les vocables de « concessionnaire » ou de « permissionnaire (de voirie) ». Toutefois, pour les ouvrages électriques, le cahier des charges de concession fixe les circonstances dans lesquelles ces termes s'appliquent, comme explicité au paragraphe B ci-dessus (soit à l'autorité concédante qui a fait valoir ses prérogatives de maîtrise d'ouvrage selon **la loi de nationalisation du 8 avril 1946,** soit au concessionnaire).

Travaux en domaine public

Le domaine public comprend l'ensemble des biens du domaine public de l'état, des départements et des communes, affectés aux besoins de la circulation terrestre à l'exception des voies ferrées (code de la voirie routière, art. L. 111-1).

En vertu de **l'article 10 de la loi du 15 juin 1906, des articles 68,69 et 71 du décret du 29 juillet 1927, de l'article L. 113-3 du code de voirie routière,** de **l'article 9 du cahier des charges** de concession, le concessionnaire (ou l'autorité concédante) bénéficie d'un droit de passage sur le domaine public routier existant, dans la mesure où cette occupation n'est pas incompatible avec son affectation à la circulation terrestre.

Ce droit s'exerce dans les limites territoriales de la concession, y compris sur des voies qui ne dépendent pas administrativement de l'autorité concédante.

Travaux en domaine privé

L'article 12 de la loi du 15 juin 1906 instaure les servitudes légales pour les travaux d'implantations ou de renforcement des réseaux sur les propriétés privées sous l'une ou l'autre des deux conditions suivantes :

- La concession a été déclarée d'utilité publique **(article 12 de la loi).** Cela ne concernait en pratique que les travaux pour le Réseau d'Alimentation Générale (RAG)

NOTA : Réseau d'Alimentation Générale

RAG

Jusqu'au 1er janvier 2005, le Réseau d'Alimentation Générale était le réseau compris entre le réseau de transport et le réseau de distribution, servant à l'alimentation et à l'interconnexion de plusieurs concessions.
Au 1er janvier 2005, ce réseau, relevant des réseaux de distribution au sens du point IV de l'article L. 2224-31 du CGCT, a été reclassé dans le patrimoine des différentes concessions sur lesquelles il se trouve, selon l'article 36 de la loi n°2004-803 du 9 août 2004.

- Les travaux sont réalisés, sans déclaration d'utilité publique préalable de la concession, avec le concours financier de l'état, du département, de la collectivité **(article 298 de la loi de finance du 13 juillet 1925).**

NOTA : Les servitudes légales

Article 12 de la loi du 15 juin 1906

Servitude d'appui : établissement à demeure de supports et ancrage de conducteurs aériens, soit à l'extérieur des murs ou façades donnant sur la voie publique, soit sur les toits et terrasses des bâtiments,

Servitude de surplomb : passage de conducteurs d'électricité au-dessus des propriétés privées,

Servitude d'implantation : établissement à demeure de canalisations souterraines ou de supports pour conducteurs aériens,

Servitude d'élagage : possibilité de couper les arbres et branches d'arbres qui, se trouvant à proximité de l'emplacement des conducteurs aériens d'électricité, gênent leur pose ou pourraient, par leur mouvement ou leur chute, occasionner des courts-circuits ou des avaries aux ouvrages.

La deuxième condition permet donc la réalisation de la quasi-totalité des travaux en domaine privé sur la concession, selon les 4 types de servitudes légales.

Il est à préciser que les servitudes n'entraînent aucune dépossession pour le propriétaire : celui-ci, peut selon le cas, démolir réparer, surélever, se clore, bâtir, comme précisé dans **l'article 12 de la loi du 15 juin 1906.**

Conditions pour la réalisation des Travaux

Le décret du 29 juillet 1927, modifié par le **décret du 14 août 1975,** fixe les règles d'application de **la loi du 15 juin 1906** sur les distributions d'énergie.

NOTA : Le décret du 29 juillet 1927

Les articles 1 à 51 décrivent les conditions qui permettent d'instruire les demandent ou autorisations de construction des ouvrages de distribution d'énergie électrique en domaine public ou privé, fixent les conditions de délivrance des permissions de voiries.
Les articles 52 et 53 traitent de la procédure à suivre pour les enquêtes relatives aux servitudes.
Les articles 54 à 59 précisent les règles d'exécution, de réception des travaux, puis de mise en service de l'ouvrage.
Les articles 60 à 79 traitent des dispositions relatives à l'exploitation des ouvrages et des dispositions diverses.

Selon **le décret du 29 juillet 1927,** le Préfet du département est la personne décisionnaire de quasiment toutes les mesures nécessaires aux conditions de réalisation des travaux.

En ce qui concerne l'instruction des projets, trois groupent d'ouvrages sont distingués dans le décret :

- Les établissements ou modifications minimes de canalisations de tension inférieure à 63 kV et dont la longueur ne dépasse pas 1 km ;
- Les établissements ou modifications sensibles d'ouvrages ne répondant pas aux définitions précédentes ;
- La réalisation de branchements en basse tension.

Les projets de travaux de la 1re catégorie relèvent de l'application de **l'article 49 du décret du 29 juillet 1927 :** le maître d'ouvrage adresse un dossier au Service du contrôle (la DDE pour la concession Landes) et aux divers services susceptibles d'être intéressés (SYDEC, Enedis, France Télécom, l'Architecte des Bâtiments de France, le Maire de la commune concernée)

Les projets de travaux liés à la 2e catégorie relèvent de l'application de **l'article 50 du décret** et nécessitent des arrêtés préfectoraux d'approbation et d'autorisation d'exécution. Avant approbation le Service du contrôle (la DDE) consulte les services intéressés, qui disposent d'un délai d'un mois (renouvelable une fois) pour faire connaître leur avis. En cas de désaccord d'un des services consultés, le Service du contrôle provoque une conférence entre les partis, tel que prévu à **l'article 16 de la loi du 15 juin 1906.**

Pour les projets de travaux de la 3e catégorie, les branchements, aucune autorisation (sauf si le branchement est de longueur supérieure à 100 mètres).

Les dossiers de demande d'autorisation de travaux, sous couvert de l'article 49 ou 50, ne peuvent être déposés que par l'autorité concédante (SYDEC) ou par le concessionnaire (Enedis), les deux seuls maîtres d'ouvrages possibles de la concession du département des Landes, tel que le stipule son cahier des charges (signé le 29 janvier 1993).

La maîtrise d'ouvrage détenue par l'une ou l'autre des deux entités conditionne l'entité mentionnée et responsable de la dépose du dossier du projet.



Les raccordements au réseau de distribution publique

Les nouvelles dispositions législatives

Facturation d'une contribution

Les modalités de facturation des raccordements au réseau de distribution publique d'électricité ont subi de profondes modifications à partir de 2008 pour tenir compte des dispositions législatives d'urbanisme (lois SRU et UH) et liées à la distribution électrique (notamment **la loi du 10 février 2000** et **le décret et l'arrêté sur les raccordements du 28 août 2007).**

Enedis a pris en compte ces dispositions législatives nouvelles qui concernent plus spécifiquement les gestionnaires de réseau de distribution publique électricité pour les lois électriques.

En effet, en remplacement du système de facturation des raccordements forfaitaires dits des « tickets » (ticket bleu, jaune, vert selon la puissance de raccordement souscrite), **l'article 4 de la loi n°2000-108 du 10 février 2000 (II, 3e alinéa)** dispose que : *« … Les tarifs d'utilisation des réseaux couvrent notamment une partie des coûts de raccordement à ces réseaux et une partie des coûts des prestations annexes réalisées sous le monopole des gestionnaires de ces réseaux. Par ailleurs, la part des coûts de branchement et d'extension de ces réseaux non couverts par les tarifs d'utilisation des réseaux publics peut faire l'objet d'une contribution. Celle-ci est versée au maître d'ouvrage de ces travaux qu'il s'agisse d'un gestionnaire de réseau, d'une collectivité territoriale, d'un établissement public de coopération intercommunale ou d'un syndicat mixte… »*

Cela n'implique que le coût de facturation des raccordements :

- Ne peut d'une part pas être le coût réel acquitté par le gestionnaire de réseau Enedis pour réaliser le raccordement, mais bien une contribution basée sur ce coût réel auquel est soustrait une partie déjà acquittée par les usagers dans le tarif d'acheminement ou Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics (TURP) qu'ils paient sur leur facture d'électricité.
- D'autre part que la contribution est, selon **l'article 18 de la loi n°2000-108 du 10 février 2000 (2e alinéa) :**
  - Soit due par la collectivité qui peut percevoir une participation d'urbanisme (PVR) de la part du bénéficiaire de l'autorisation d'urbanisme ;
  - Soit due par le bénéficiaire d'équipements exceptionnels, d'autorisation d'aménagements de zones (aménageurs), etc.

Le SYDEC n'étant pas gestionnaire de réseau mais autorité organisatrice et concédante, ne perçoit pas le TURP et doit donc, lorsqu'il est maître d'ouvrage des raccordements, percevoir une compensation de la part du coût du raccordement, normalement couverte par ce TURP et versée par Enedis qui perçoit le TURP lié à ce raccordement.

Définition d'un raccordement

Le décret n° 2007-1280 du 28 août 2007 définit « la consistance des ouvrages de branchement et d'extension des raccordements aux réseaux publics d'électricité. »

Un raccordement est, selon le décret constitué :

- Article 1 : **d'une partie appelée « branchement »** *« Le branchement est constitué des ouvrages basse tension situés à l'amont des bornes de sortie du disjoncteur ou, à défaut, de tout appareil de coupure équipant le point de raccordement d'un utilisateur au réseau public et à l'aval du point du réseau basse tension électriquement le plus proche permettant techniquement de desservir d'autres utilisateurs, matérialisé par un accessoire de dérivation… »*
- Article 2 : **et d'une éventuelle autre partie appelée « extension »** *« L'extension est constituée des ouvrages, nouvellement créés ou créés en remplacement d'ouvrages existants dans le domaine de tension de raccordement et nouvellement créés dans le domaine de tension supérieur qui, à leur création, concourent à l'alimentation des installations du demandeur ou à l'évacuation de l'électricité produite par celles-ci, énumérés ci-dessous :*

  - canalisations électriques souterraines ou aériennes et leurs équipements terminaux lorsque, à leur création, elles ne concourent ni à l'alimentation ni à l'évacuation de l'électricité consommée ou produite par des installations autres que celles du demandeur du raccordement ;

  - canalisations électriques souterraines ou aériennes, au niveau de tension de raccordement, nouvellement créées ou créées en remplacement, en parallèle d'une liaison existante ou en coupure sur une liaison existante, ainsi que leurs équipements terminaux lorsque ces canalisations relient le site du demandeur du raccordement au(x) poste(s) de transformation vers un domaine de tension supérieur au domaine de tension de raccordement le(s) plus proche(s) ;

- jeux de barres HTB et HTA et tableaux BT ;
- transformateurs dont le niveau de tension aval est celui de la tension de raccordement, leurs équipements de protection ainsi que les ouvrages de génie civil.

Toutefois, les ouvrages de branchement mentionnés à l'article 1er ne font pas partie de l'extension… »

Calcul de la contribution facturée pour les raccordements

L'arrêté du 28 août 2007 fixant « les principes de calcul de la contribution mentionnée aux articles 4 et 18 de **la loi n° 2000-108 du 10 février 2000** relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité » établit que : *« Chaque gestionnaire de réseau public de distribution établit un barème comprenant des prix unitaires tenant compte des différents paliers techniques qu'il met en œuvre pour réaliser les travaux de raccordement… »*

Enedis a établi, après consultation et approbation de la Commission de Régulation de l'Energie (CRE ; voir ci-après) et selon l'arrêté précité, **un barème de prix** permettant de calculer les coûts des raccordements.

Ce barème propose, selon **l'arrêté du 28 août 2007 :** *« …le barème décrit et justifie les formules d'agrégation des différents coûts unitaires. Le barème prévoit la possibilité d'utiliser pour certains ouvrages des coûts déterminés sur devis ou après une procédure de consultation. Le barème précise les caractéristiques des raccordements qui font l'objet de ces dispositions… »*

- Un calcul des coûts de raccordements simples (cas les plus fréquents) basé sur des formules simplifiées
- Un calcul des coûts de raccordements complexes (tous les autres cas) basé sur l'établissement d'un devis.

Le barème d'Enedis couvre tous les cas de raccordements sur la basse tension (BT) les plus fréquents selon les tranches de puissances souscrites (< ou > à 36 kVA), sur la moyenne tension (HTA) et selon que le raccordement concerne de la consommation (soutirage) et / ou de la production (injection). Il propose aussi les coûts des raccordements provisoires et des ouvrages spécifiques.

Une partie du coût du raccordement étant prise en charge par le TURP, des taux dits de « réfaction » sont appliqués aux coûts de raccordement issus du barème ou des devis proposés par Enedis.

Selon **l'arrêté du 28 août 2007 :** *« Les taux de réfaction tarifaire r et s correspondent respectivement à la part moyenne des coûts des travaux d'extension et à la part moyenne des coûts de travaux de branchement portant sur des ouvrages en basse et en moyenne tensions des réseaux publics de distribution couvertes par les tarifs d'utilisation de ces réseaux*

Les taux r et s sont arrêtés par le ministre chargé de l'économie et le ministre chargé de l'énergie, après consultation des organisations nationales représentatives des autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité et avis de la Commission de régulation de l'énergie… »

Ainsi **l'article 1 de l'arrêté du 17 juillet 2008** dispose que : *« Les taux de réfaction tarifaire r et s mentionnés à l'article 4 de l'arrêté du 28 août 2007 susvisé sont égaux à 40 %… »*

Par conséquent, le coût de la contribution payé soit par la collectivité, soit par le bénéficiaire du raccordement sera :

> ***Contribution*** *raccordement*
> *=* ***Coût travaux*** *(barème ou travaux sur devis)*
> *x 0,6*

40 % du coût du raccordement étant couvert par le TURP que paient les usagers sur leur facture d'électricité.

Répartition de la maîtrise d'ouvrage des raccordements

Selon **l'article n° 6** du cahier des charges de concession, le SYDEC et Enedis assurent les raccordements des nouveaux usagers au réseau concédé.

De manière simple, aux exceptions décrites dans le tableau de répartition ci-avant :

- **Enedis est maître d'ouvrage des raccordements HTA et BT, des installations non communales (privées) et de toutes les installations des producteurs, en zone urbaine et rurale.**
- **Le SYDEC est maître d'ouvrage des raccordements de consommation HTA et BT, des installations communales en zone urbaine et rurale.**

Obtenir un raccordement au réseau

Pour obtenir un raccordement au réseau, la procédure suivante doit être respectée :

ÉTAPE	COMMUNE	SYDEC	Enedis	DEMANDEUR
1				Le demandeur adresse une demande d'Autorisation d'Urbanisme (AU) à la commune
2	La commune demande à Enedis de se prononcer sur les éventuels travaux d'extension permettant d'alimenter la parcelle objet de la demande d'AU			
3			**Si MAO (1) Enedis :** Enedis fait une étude électrique et une estimation (3) Si MAO SYDEC : Enedis transmet la demande et l'étude électrique au SYDEC. Le SYDEC fait une estimation	
4		Le SYDEC transmet son estimation à la commune		
5	La commune reçoit la réponse d'Enedis ou du SYDEC dans un délai maximal d'un mois		Enedis transmet son étude à la commune	
6	Si la commune délivre l'AU, elle y indique les modalités de financement de l'extension et informe Enedis			
7				Le demandeur saisit Enedis et lui transmet les éléments (2) pour l'étude détaillée de sa demande et la référence de l'AU
8			Si **MAO Enedis :** Enedis adresse à la commune ou au demandeur une proposition de raccordement pour l'extension. Enedis adresse au demandeur une proposition de branchement **Si MAO SYDEC :** Enedis transmet le dossier au SYDEC	(3)
9		Le SYDEC adresse une proposition de raccordement pour l'extension		(3)
10	La commune s'engage à prendre en charge la contribution éventuelle due pour l'extension			Le demandeur donne son accord à Enedis pour le branchement ou au SYDEC pour l'extension
11		Le SYDEC réalise les travaux d'extension et / ou de branchement et informe Enedis de leur fin		
12			Enedis réalise les travaux d'extension et / ou de branchement	
13				Le demandeur souscrit un contrat auprès du fournisseur de son choix qui demande la mise en service du raccordement à Enedis

Pour les raccordements, contact d'un conseiller des distributeurs de la concession :

Enedis met à la disposition des demandeurs l'Accueil Raccordement Électricité (ARE) du lundi au vendredi de huit heures à dix-sept heures.

Enedis en Pyrénées et Landes Raccordement
Service Clients
39 avenue du 8 mai 1945
BP 104 - 64100 BAYONNE

Tél.	**09 69 32 18 69**
Email	**raccordement-pyl@enedis.fr** Informations, conseils, services
Site internet	**www.enedis.fr** (Rubrique raccordement disponible 24h/24)

Gascogne Energies Services
ZAC de Peyres
BP143
62 Rue de Sarron
40800 AIRE SUR L'ADOUR

Tél.	**05 58 71 62 43**
Email	**contact@ges-40.fr** Informations, conseils, services
Site internet	**www.gascogne-energies-services.com**

(1) MOA = Maîtrise d'Ouvrage
(2) Le « dossier de demande de raccordement », à retourner compléter et accompagné des éléments demandés :
Le « dossier de demande de raccordement » rempli
Une copie de l'autorisation d'urbanisme de la construction
Le plan de situation du terrain à l'intérieur de la commune : il permet de savoir quelles règles d'urbanisme s'appliquent dans la zone où est situé le projet
Le plan de masse : il présente le projet d'aménagement du terrain, l'organisation de ses accès à la voie publique et des branchements sur les réseaux ; il mentionne l'emplacement de la borne ou du coffret de raccordement à la limite de votre propriété ou dans la construction. L'échelle du plan de masse doit figurer clairement sur le document
La puissance de raccordement souhaitée, dans la durée : faire établir celle-ci par son électricien installateur, par un bureau d'étude, par un architecte, par un constructeur de maison individuelle ou bien par un maître d'œuvre.
(3) En fonction des modalités de financement définies à l'AU, le SYDEC ou Enedis (selon la répartition de maîtrise d'ouvrage vue ci-avant) adressent le devis du raccordement au demandeur,

ORGANISATION DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE FRANÇAIS

CADRE RÉGLEMENTAIRE

Six textes législatifs précisent l'organisation du système électrique français, issus de « l'ouverture des marchés », demandé par la directive du parlement européenne 96/92/CE du 19 décembre 1996, modifiée par la directive 2003-54, du 26 juin 2003 :

2000 **La loi du 10 février 2000** relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité. Cette loi conforte et étend le rôle des collectivités locales, dans leur qualité d'autorité concédante.

2003 **La loi du 3 janvier 2003** relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie.

La directive du parlement européenne du 26 juin 2003 : Calendrier d'ouverture totale du marché de l'électricité et séparation comptable et juridique des activités de gestionnaire de réseaux avec l'activité de fourniture.

2004 **La loi du 9 août 2004** relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières. Les dispositions de cette loi confirment l'avis du Conseil d'Etat du 8 juillet 2004 en autorisant les collectivités territoriales à ne pas faire jouer leur éligibilité.

2005 **La loi du 13 juillet 2005** de programme fixant les orientations de la politique énergétique (POPE).

2006 **La loi du 7 décembre 2006** relative au secteur de l'énergie, sur l'ouverture des marchés de l'énergie et du libre choix des consommateurs, aux dispositions relatives à la distribution de l'électricité et du gaz, et aux dispositions relatives aux contrats de fourniture d'électricité ou de gaz naturel.

2010 **La loi du 7 décembre 2010** portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (dite loi NOME).

OUVERTURE DU MARCHÉ DE L'ÉNERGIE SYSTÈME ÉLECTRIQUE FRANÇAIS

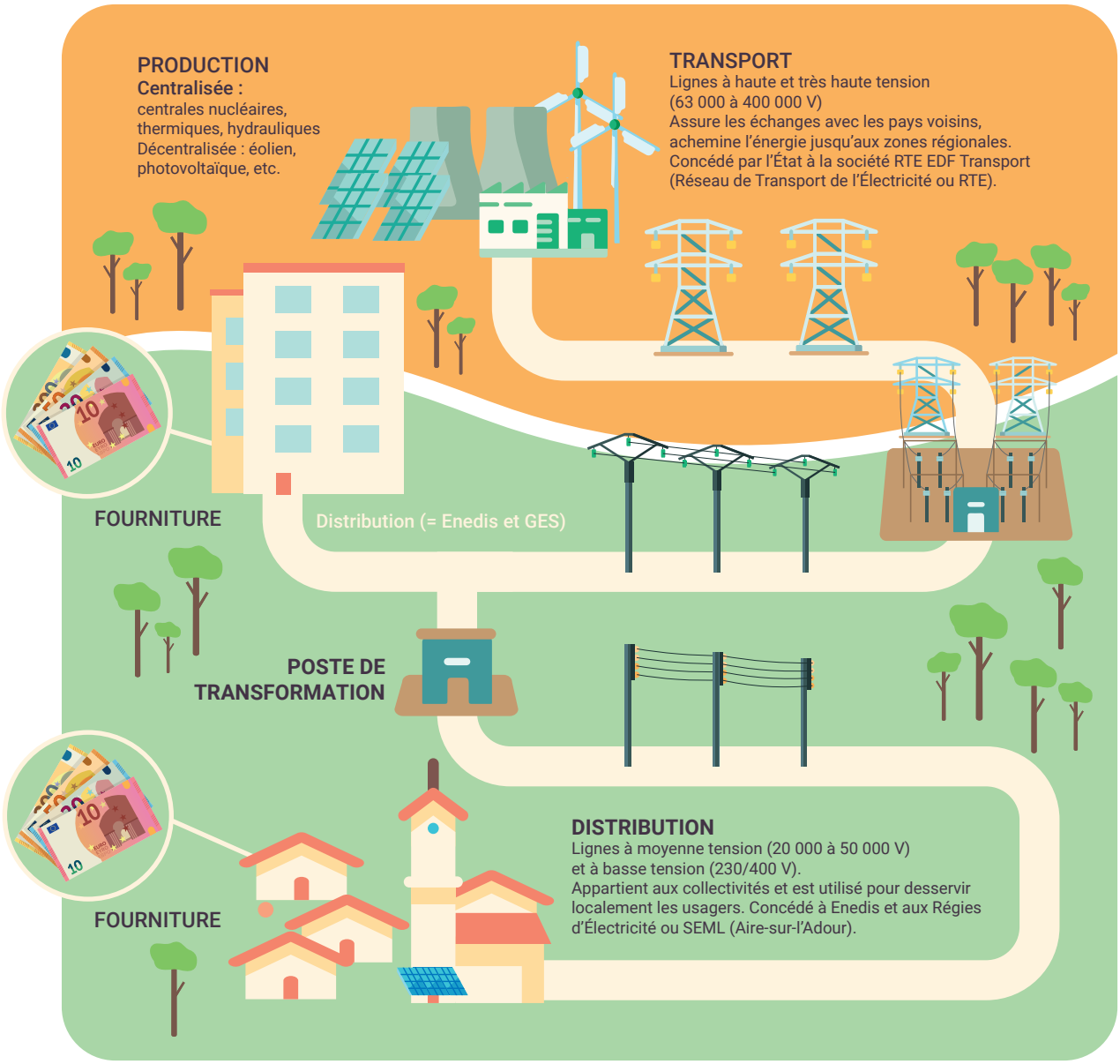
Une organisation

L'ouverture à la concurrence concerne uniquement **la production et la vente d'énergie** et **en aucun cas l'acheminement de cette énergie** par les réseaux de transport et de distribution publique.

Le schéma du système électrique français comporte trois secteurs d'activités :

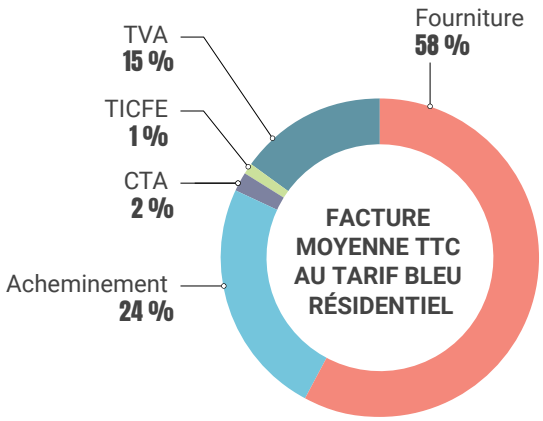
- **La fourniture** (production et commercialisation) ;
- **Le réseau public de transport (RPT)** (lignes à haute et très haute tension – 63 000 volts à 400 000 volts). Ce réseau de transport est utilisé pour assurer les échanges avec les pays voisins et pour acheminer l'énergie jusqu'aux zones régionales et à proximité des centres de consommation. Ce réseau d'alimentation générale est concédé par l'état à la société RTE EDF Transport (Réseau de Transport de l'Electricité ou RTE) ;
- **Le réseau de distribution publique (DP)** (lignes à moyenne tension – 20 000 volts à 50 000 volts – et à basse tension – 230/400 volts). Ce réseau public de distribution appartient aux collectivités et est utilisé pour desservir localement les usagers. Ce réseau est concédé par les syndicats d'électricité à Enedis (concessionnaire unique et obligé depuis la loi de nationalisation de 1946) et aux Sociétés d'Economie Mixte Locale (GES dans les Landes).

ORGANISATION DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE FRANÇAIS



*Sur une base hors taxe de facturation, la fourniture d'électricité représente aujourd'hui **58 %** du montant hors toutes taxes des factures et l'acheminement **24 %**.*

FACTURE MOYENNE TTC AU TARIF BLEU RÉSIDENTIEL



Le marché électrique, ouvert depuis 1999, à un certain nombre de « clients » dits éligibles (éligibilité liée à leur seuil de consommation), leur permet de choisir librement leur fournisseur d'électricité.

Le tableau ci-dessous illustre les principaux changements intervenus sur le marché :

NOTA : Le marché de l'énergie

DÉCOMPOSITION du PRIX TTC du kWh en 2022 du Tarif bleu résidentiel

- **Fourniture** (production et vente) **58 %**
- **Acheminement** (transport et distribution) **24 %**
- **Taxes : fiscalité et contributions** (TVA, TCFE, TICFE, CTA) **18 %**

Avant l'ouverture du marché	Après l'ouverture du marché
La distribution et la fourniture d'électricité sont assurées par EDF ou les Entreprises Locales de Distribution (ELD). **EDF assure l'ensemble des responsabilités relatives à l'équilibre** production consommation au niveau national. Le transport, la distribution et la fourniture de l'électricité également au niveau national.	**Des acteurs multiples se partagent les responsabilités :** • **La Commission de régulation de l'énergie** (CRE), veille au respect des nouvelles règles de fonctionnement du marché ouvert ; • **Les fournisseurs** qui assurent la vente de l'électricité, le service et le suivi du client. EDF devient un fournisseur parmi d'autres ; • **Le Réseau de transport d'électricité (RTE)** qui assure l'équilibre entre la production et la consommation au niveau national et exploite le réseau haute tension ; • **Les distributeurs (Enedis et les entreprises locales de distribution)** qui exercent leurs activités dans le cadre fixé par la loi, sous le contrôle de la CRE. Ils sont rémunérés par des tarifs régulés.
Les pouvoirs publics fixent les tarifs par décret.	**Le prix de la fourniture d'électricité est librement déterminé par le marché.** **Le tarif de l'acheminement de l'électricité reste fixé par décret.**
Un seul contrat pour le client, à un tarif unique par site (avec EDF ou une Entreprise Locale de distribution).	Le client est libre de choisir son fournisseur et le type de contrat qu'il souhaite.

L'ouverture à la concurrence a conduit le législateur à modifier l'organisation du service public d'électricité et de gaz en France. Cette nouvelle organisation repose désormais sur trois piliers :

- Les ministères chargés de l'économie et de l'énergie
- La Commission de Régulation de l'Energie (CRE) (autorité administrative indépendante)
- Les autorités concédantes (SYDEC)

La CRE, créée par la loi du 10 février 2000, est chargée de veiller au libre accès, pour les fournisseurs d'énergie, aux réseaux publics de transport et de distribution. Ses membres et agents exercent leurs fonctions en toute impartialité.

Cette commission propose les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution, elle fixe le coût d'exploitation des réseaux de distribution.

Les conséquences de la loi NOME sur les Tarifs Réglementés de Vente (TRV)

L'échéance du 31 décembre 2015 qui met fin aux seuls tarifs supérieurs à 36 kVA (Jaune et Vert).

Les tarifs Bleus réglementés (puissance souscrite ≤ 36 kVA : particuliers, petits professionnels et éclairage public) ne sont pas concernés par la loi NOME (Nouvelle Organisation du Marché de l'Énergie) du 7 décembre 2010 qui prévoit la fin des TRV d'électricité pour tous les contrats de fourniture supérieurs à 36 kVA de puissance (Jaune et Vert) à compter du 1er janvier 2016.

À partir de cette date, les collectivités territoriales concernées devront avoir remplacé ces contrats de fourniture au tarif régulé par un ou plusieurs contrats de fourniture au prix de marché proposés par les fournisseurs d'énergie en concurrence.

Les collectivités territoriales avaient jusqu'à la fin de l'année 2015 pour choisir leur fournisseur dans le cadre d'une procédure d'appel d'offre.

Par ailleurs, la loi NOME redéfinit les règles de la réversibilité c'est-à-dire la possibilité de retour aux Tarifs Réglementés de Vente (TRV) d'un site passé aux offres de marché :

	Possibilité de bénéficier des Tarifs Réglementés de Vente (TRV) ou des offres de marché pour un site de consommation	Réversibilité
	PS ≤ 36 kVA	
	Offres de marché **ou** TRV au choix (2)	**Oui,** sur simple demande et sans délai
	PS > 36 kVA	
Jusqu'à fin 2015	**Si éligibilité du site non déclarée :** offres de marché **ou** TRV au choix	**Oui, mais après un délai d'un an** et avec obligation ensuite de rester un an aux TRV si éligibilité du site déclarée à partir du 08/12/2010 par l'occupant de ce site
	Si éligibilité du site déclarée à la date de promulgation de la loi NOME (07/12/2010) : **offres de marché obligatoires**	**Non, si site déjà passé aux offres de marché** à la date du 07/12/2010
À partir du 01/01/2016	**Offres de marché obligatoires**	**Non (offres de marché obligatoires)**

(2) A compter du 1er janvier 2022, les clients professionnels ou les collectivités ayant plus de 10 salariés ou plus de 2 M€ de chiffre d'affaires, devront obligatoirement basculer ver une offre de marché.

LA COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE

L'article 3 de la loi du 10 février 2000 confie à la Commission de Régulation de l'Energie (CRE), la mission de veiller au bon fonctionnement du marché de l'électricité.

Dans son rapport de l'année 2003, publié en juin 2004, la CRE, organisme de surveillance du bon respect de l'ouverture du marché et des mécanismes la permettant et qui en découlent, a fixé des orientations claires et facilement applicables par tous les acteurs. Ces orientations prévoient l'organisation d'un système **souple, simple et transparent** afin de garantir les droits fondamentaux de l'accès à l'énergie pour tous les consommateurs.

- **Pour la souplesse,** la CRE prévoit que tous les consommateurs pourront changer de fournisseur chaque fois qu'ils le souhaitent, et ce dans un délai de 28 jours ;
- **Pour la simplicité,** la CRE souhaite la possibilité de souscription de contrat unique par le client afin d'avoir un interlocuteur unique. Le fournisseur aura donc la responsabilité de la gestion de l'accès au réseau du distributeur Enedis ;
- **Pour la transparence,** la CRE demande aux distributeurs exploitants les réseaux (GRD) de publier des profils types de consommateurs directement utilisables par les fournisseurs pour élaborer leurs offres.

Par ailleurs les distributeurs devront proposer un catalogue des prestations techniques aux fournisseurs et aux clients.

Les fournisseurs devront quant à eux afficher séparément sur les factures des clients, la part imputable à la fourniture (énergie consommée), la part imputable à l'accès au réseau (coût du transport et de la distribution de l'énergie) et enfin la part de taxes.

Pour y parvenir la CRE peut s'appuyer sur l'article 33 de la loi du 10 février 2000 qui prévoit que pour ses missions, elle peut recueillir toutes les informations nécessaires auprès des ministres chargés de l'économie et de l'énergie, des gestionnaires de réseaux (GRD), des opérateurs de transport.

Elle dispose également des pouvoirs de sanction pour toutes entreprises qui ne lui remettraient pas les informations attendues.

Un paramètre important de l'action de la CRE est de garantir les droits des clients pour l'accès au réseau de façon complètement indépendante des fournisseurs et des contrats qu'ils auront choisis.

Les clients conservent des relations directes avec les gestionnaires des réseaux (GRD Enedis pour le département des Landes).

Ainsi pour leur problème de :
- Raccordement,
- Accès au comptage,
- Dépannage,
- Sécurité,
- Qualité et continuité de fourniture.

Les GRD restent la source d'information sur les conditions locales du réseau unique et sera à contacter en cas d'urgence.

Sur leurs factures, les fournisseurs devront afficher de façon claire, les coordonnées du GRD correspondant.

LE DISTRIBUTEUR / LE FOURNISSEUR

Le distributeur

Le distributeur est le responsable de la conception, de la construction, de l'exploitation, de l'entretien et du développement du réseau de distribution publique d'électricité. Les distributeurs sont Enedis ou des ELD, comme les Régies ou les SEM. Leur activité n'entre pas dans le cadre de la libéralisation du marché ; l'activité reste à la charge d'Enedis ou des ELD, sur leurs territoires respectifs dont ils avaient la charge avant l'ouverture du marché de l'énergie.

Il intervient par le biais d'un contrat de concession signé avec une autorité concédante (le SYDEC, à la suite du transfert de la compétence électricité de la part des 326 communes landaises desservies par Enedis : Aire sur l'Adour, la 327e commune ayant sa propre régie, puis SEML en 2007).

Son rôle est d'acheminer l'électricité de manière équitable et impartiale à tous les usagers raccordés à un point de livraison (point de protection/comptage) pour le compte des fournisseurs. Dans ce cadre, le distributeur doit traiter les demandes des fournisseurs, des clients finaux, des installateurs sans discrimination.

Le fournisseur

Le fournisseur est l'entreprise qui a en charge la vente de l'électricité, les services associés et les contrats qu'il passe avec les usagers.

Le fournisseur est l'interlocuteur principal de l'usager pour traiter toutes ses demandes liées à la fourniture d'électricité (factures, index de consommation, contrats, services) ou techniques.

Tout changement de contrat, toute modification de services, toute souscription de nouveau contrat, toute communication d'index de fourniture devront se faire auprès du fournisseur choisi par l'usager.

Les litiges ou les incompréhensions sur les contrats seront transmis au fournisseur, même si la réclamation est d'ordre technique.

Le fournisseur a également la charge des usagers en difficulté de paiement, avec lequel il recherchera une solution. Le fournisseur sera tenu de respecter les procédures en matière de non-paiement de ses factures : relance au bout de 15 jours avec information de l'usager en difficulté de la possibilité de saisi du Fonds de Solidarité Logement (FSL).

LES TARIFS DE L'ÉLECTRICITÉ

Les tarifs administrés ou réglementés

Ce sont les tarifs de vente de l'électricité qui s'appliquent aux clients non éligibles et aux clients qui n'ont pas encore fait jouer leur éligibilité.

Les tarifs réglementés comportent une part fixe (abonnements) et une part proportionnelle à l'énergie consommée (déterminée en fonction des caractéristiques intrinsèques de la fourniture).

Ils sont construits selon l'addition des 4 parties détaillées dans le tableau suivant :

Partie	Explication
Coûts de production	Coûts liés à l'exploitation et à l'amortissement des différents outils de production.
Coûts d'acheminement	Les coûts d'acheminement par les réseaux publics de transport et de distribution correspondent aux dépenses de construction, d'exploitation, de gestion et d'entretien des lignes électriques. Depuis le 1er janvier 2003, la part, en pourcentage, de la facture destinée à couvrir ces coûts est clairement indiquée. Il s'agit du tarif d'utilisation des réseaux public (TURP).
Les différentes taxes	Les différentes taxes comprennent notamment : La contribution aux charges de service public de l'électricité (CSPE). Depuis le 1er janvier 2003, la CSPE apparaît séparément sur la facture dans un souci de transparence. Elle permet de couvrir les coûts liés à la péréquation tarifaire, à la garantie d'approvisionnement des zones non interconnectées, et les surcoûts générés par l'obligation d'achat de l'électricité produite par incinération de déchets, cogénération, ou à partir d'énergies renouvelables. Les taxes locales d'électricité (TLE) dont le taux est fixé par les communes et les départements, La TVA sur les consommations, les abonnements, la CSPE et la TLE.
Coûts de commercialisation	Publicité, marketing, gestion clientèle, coûts d'équilibrage.

Ils dépendent de 3 paramètres constitutifs d'utilisation de l'énergie électrique désirée :

Paramètre	Définition
Puissance souscrite par le client	Moins de 36 kVA.
Tension	Tension sous laquelle l'énergie est fournie.
Mode d'utilisation	Mode d'utilisation de ladite puissance au cours de l'année, en particulier la période et la durée d'utilisation.

Les tarifs administrés sont fixés par décret en Conseil d'Etat après avis de la Commission de régulation de l'énergie. Les évolutions de tarifs sont décidées par arrêtés conjoints des ministres chargés de l'économie et de l'énergie.

Les tarifs déréglementés ou libres

Ces tarifs s'appliquent aux clients qui ont fait valoir leur éligibilité en mettant en concurrence différents fournisseurs. Ces clients peuvent négocier le prix de leur fourniture électrique en contractant avec le fournisseur de leur choix, que ce soit l'opérateur historique ou un autre fournisseur.

Comme les tarifs réglementés, ils sont constitués des 4 parties décrites dans le paragraphe précédent.

Toutefois, seule la partie correspondant à la fourniture du kWh et les services proposés sont concernés par la négociation du prix final proposé au client.

En effet, les coûts de production, d'acheminement (TURPE) et liés aux taxes TURPE ne sont pas négociables.

Le coût de production du kWh est fixé en fonction de la filière dont il est issu (nucléaire, thermique classique, énergies nouvelles renouvelables : hydraulique, éolien, photovoltaïque).

Le transport et la distribution restant sous monopole, le tarif d'accès au réseau est fixé par les pouvoirs publics de manière uniforme sans prendre en compte la distance séparant le consommateur de l'unité de production. Ce coût représente entre 30 et plus de 50 % de la facture d'électricité suivant la puissance souscrite et le niveau de tension.

Les taxes sont fixées par l'État.

Par conséquent, les prix proposés par les différents fournisseurs dépendent seulement :

- Du prix d'achat du kWh électricité pratiqué sur les marchés de gros sur lesquels le fournisseur s'approvisionne ;
- De la stratégie d'achat pratiquée par le fournisseur ;
- De ses coûts de structure ;
- De sa marge.

La quantité d'électricité que le fournisseur doit prévoir pour couvrir la part stable de la consommation, part la plus importante de la consommation totale, est prévisible. Elle peut, dans une stratégie de sécurisation des achats, être achetée à l'avance si le prix du marché est favorable.

En revanche, la quantité d'électricité injectée pour faire face aux pointes de consommation n'est pas prévisible longtemps à l'avance. Achetée du jour pour le lendemain, son coût est directement lié à la conjoncture du moment. Celui-ci peut être très important s'il correspond à une brusque envolée généralisée de la demande comme en août 2003 au moment de la canicule, où le prix du MWh a pu être multiplié par 10.

Les règles et les évolutions pour les tarifs réglementés et déréglementés ou libres

Les règles relatives aux tarifs réglementés de vente de l'électricité sont fixées par les articles L 337-7 à L 337-9 du code de l'énergie (par exemple l'article 66 de la loi du 13 juillet 2005 modifiée).

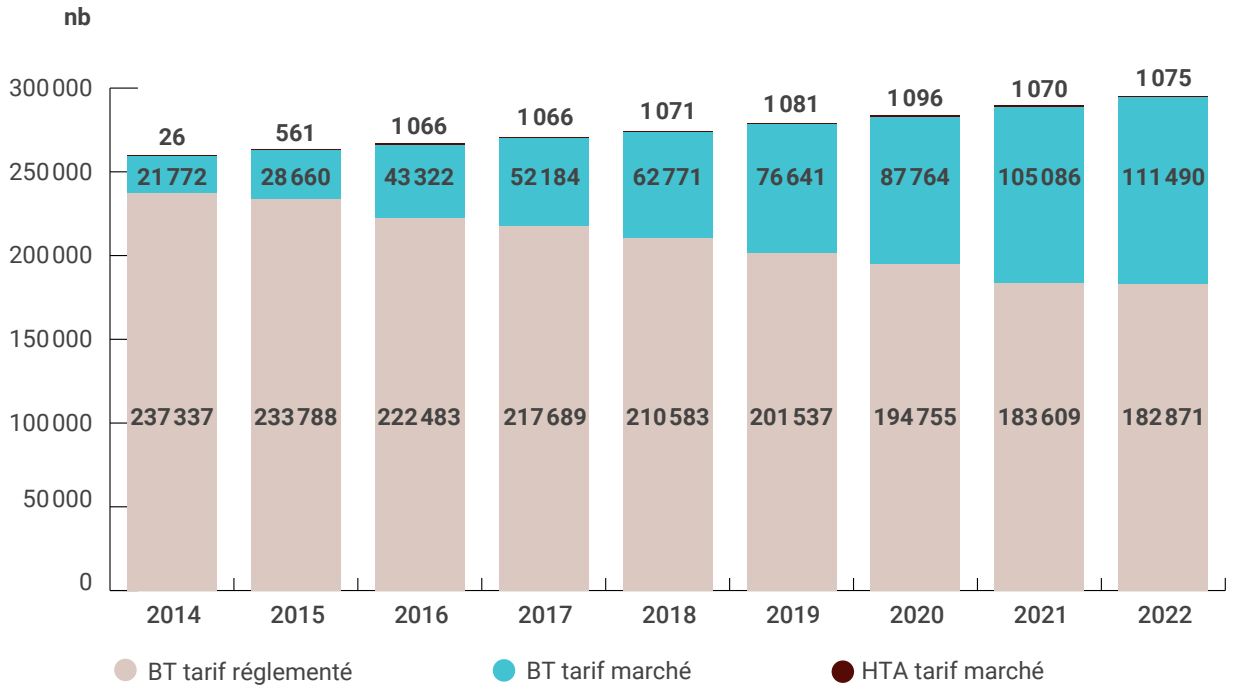
- **Pour les sites représentant une puissance inférieure à 36 kVA** (article L 337-7 du code de l'énergie), le consommateur final bénéficie, à sa demande, des tarifs réglementés de vente (TRV) de l'électricité.
- **Pour les sites représentant une puissance supérieure à 36 kVA** (article L 337-9 du code de l'énergie), **s'il n'a pas fait usage de son droit à éligibilité avant le 7 décembre 2010,** le consommateur final bénéficie, jusqu'au 31 décembre 2015, des tarifs réglementés de vente de l'électricité. **A partir du 1er janvier 2016, il ne bénéficie plus de ces tarifs.**

Ainsi, pour la concession, l'évolution de la répartition des tarifs réglementés et libre est :

Nombre de contrats	2017	2018	2019	2020	2021	2022
BT < 250 kVA	269 873	273 354	278 178	282 519	288 695	**294 361**
BT tarif réglementé	217 689	210 583	201 537	194 755	183 609	**182 871**
BT tarif marché	52 184	62 771	76 641	87 764	105 086	**111 490**
HTA > 250 kVA	1 066	1 071	1 081	1 096	1 070	**1 075**
HTA tarif réglementé	0	0	0	0	0	**0**
HTA tarif marché	1 066	1 071	1 081	1 096	1 070	**1 075**

En 2022, 38 % des usagers de la concession sont désormais au tarif marché, ils n'étaient que 6,7 % en 2012 :

USAGERS AU TARIF RÉGLEMENTÉ ET AU TARIF MARCHÉ



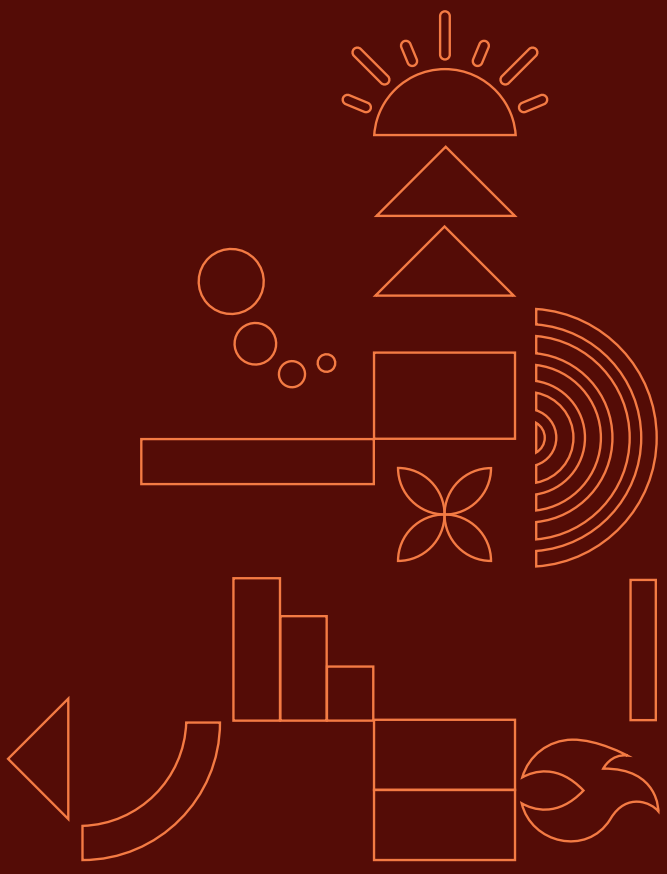
CONCESSION ENEDIS

49 LE PATRIMOINE

111 L'EXPLOITATION DU PATRIMOINE

197 LE SUIVI DE L'EXPLOITATION

323 ANALYSE COMPTABLE ET FINANCIÈRE



LE PATRIMOINE LES TRAVAUX ET L'ENVIRONNEMENT

57 Le patrimoine

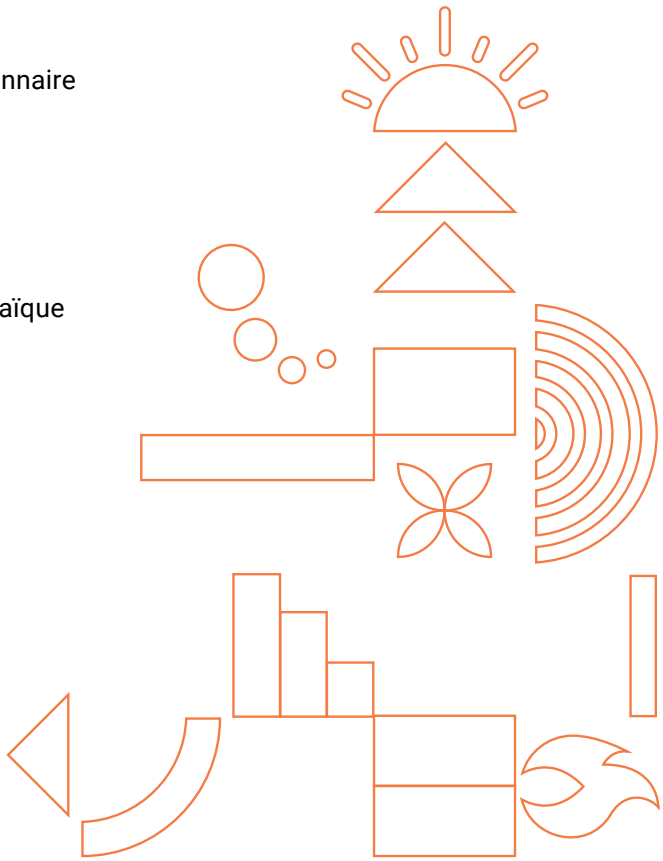
- Le réseau de transport et les postes source
- Le réseau BT
- Le réseau HTA
- Les postes de transformation HTA/BT
- Le réseau d'alimentation générale (RAG)

82 Les travaux et les investissements

- Les travaux par type de tension
- Les travaux par technique de pose
- Les travaux par type de chantier
- Les raccordements réalisés par le concessionnaire
- Les investissements

97 L'environnement

- Article 8 du cahier des charges
- Les effacements de réseaux aériens
- L'énergie nouvelle renouvelable : le photovoltaïque



LES CHIFFRES DU PATRIMOINE

USAGERS

326 COMMUNES

295 436 USAGERS

182 871 au tarif réglementé

112 565 au tarif marché

PATRIMOINE

20 522 KM

de lignes électriques

10 782 km en BT

11 134 POSTES DE TRANSFORMATION

ACHEMINEMENT

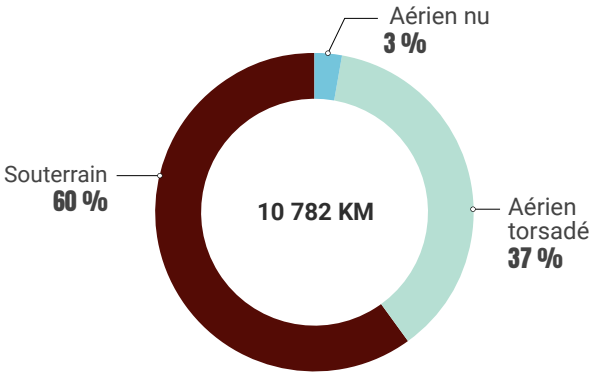
3 MILLIARDS DE KWH

acheminés

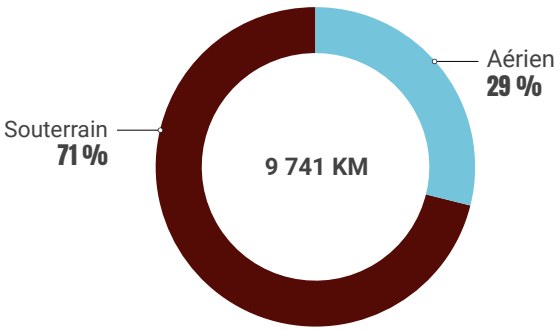
123 MILLIONS D'EUROS

d'électricité acheminée

TYPOLOGIE DU RÉSEAU BASSE TENSION (BT)



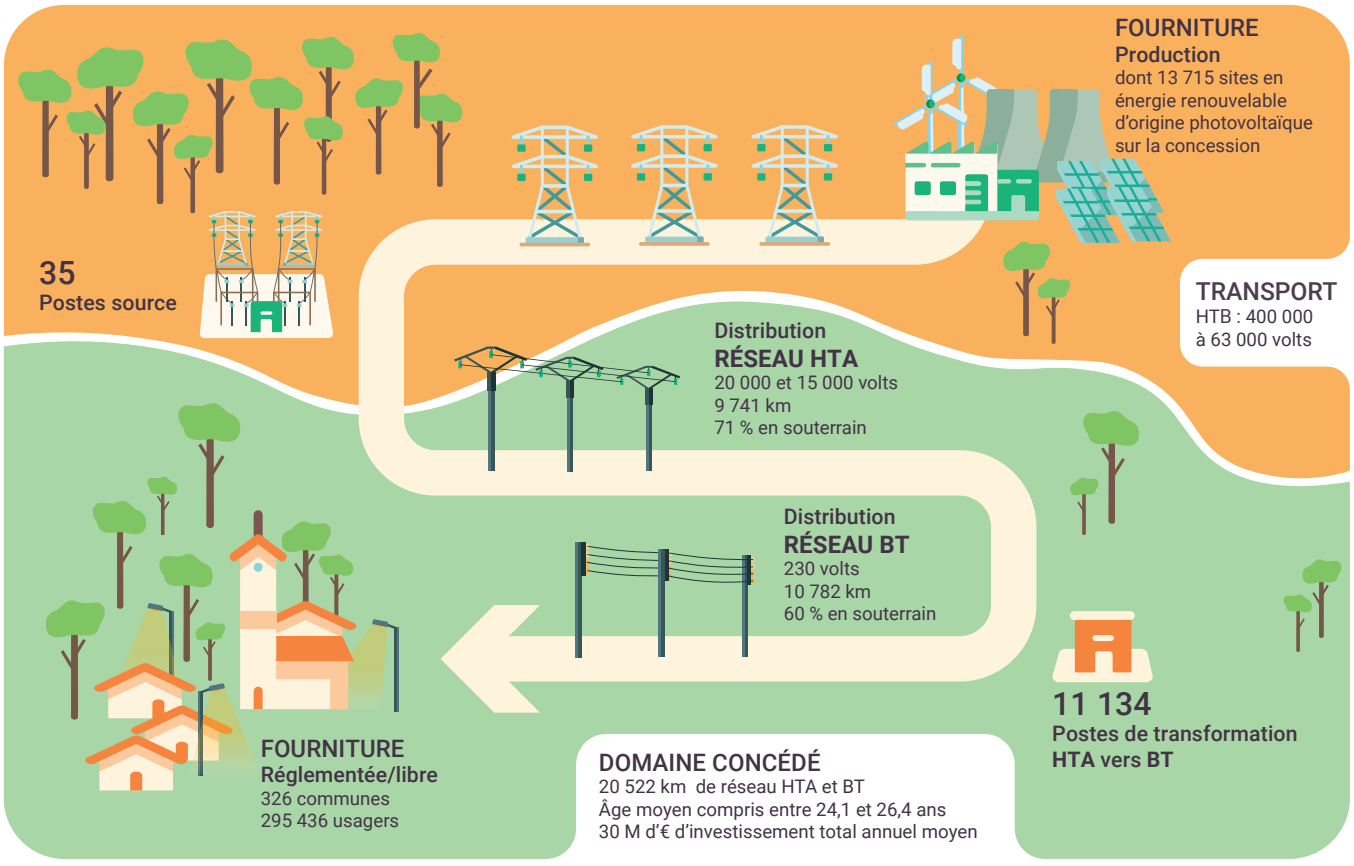
TYPOLOGIE DU RÉSEAU MOYENNE TENSION (HTA)



PATRIMOINE DE LA CONCESSION

- Réseaux moyenne tension (HTA) - basse tension (BT)
- Organes de sécurité à partir des postes source et jusqu'aux compteurs individuels

LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ



Proportion et quantités de réseaux de la concession par rapport aux quantités nationales

	BT : 1,46 %	HTA : 1,46 %	Postes de transformation : 1,38 %
Quantités Concession Landes	10 782 km	9 741 km	11 134 postes
Quantités Nationales	738 892 km	666 757 km	806 610 postes

La faible section du réseau aérien nu

27 % du réseau BT aérien nu

2,3 % du réseau aérien BT

0,7 % du réseau aérien HTA

L'âge physique moyen des réseaux

ÂGE MOYEN DU RÉSEAU BT

En années	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Concession	23,6	24,0	24,3	24,6	24,9	**25,0**
Zone rurale	22,4	22,7	23,0	23,3	23,6	**23,7**
Zone urbaine	26,5	27,1	27,5	27,8	28,2	**28,1**

ÂGE MOYEN DU RÉSEAU BT AÉRIEN NU DE FAIBLE SECTION

En années	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Concession	61,8	62,9	63,5	64,2	65,1	**66,5**

ÂGE MOYEN DU RÉSEAU HTA

En années	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Concession	21,2	21,8	22,5	23,1	23,3	**24,1**
Zone rurale	20,9	21,6	22,5	23,2	23,5	**24,3**
Zone urbaine	22,2	22,6	22,6	23,0	22,6	**23,2**

**En 2021, les communes de Bénesse-Maremne et de Seyresse sont passées en régime urbain. La commune de Pouillon est repassée en régime rural.*

ÂGE MOYEN DES POSTES DE TRANSFORMATION

En années	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Concession	23,4	24,1	24,7	25,3	25,7	**26,4**

LES TRAVAUX ET LES INVESTISSEMENTS

Répartition de la maîtrise d'ouvrage entre le concessionnaire et l'autorité concédante :

- Fixée par le cahier des charges.
- Fonction à la fois de la catégorie urbain/rural des communes par catégories de travaux et du type de maitrise d'ouvrage publique/privée.

Le concessionnaire est principalement chargé :

- Du renouvellement des réseaux basse tension (BT) et moyenne tension (HTA),
- Des renforcements pour les communes urbaines.
- Des déplacements d'ouvrages.

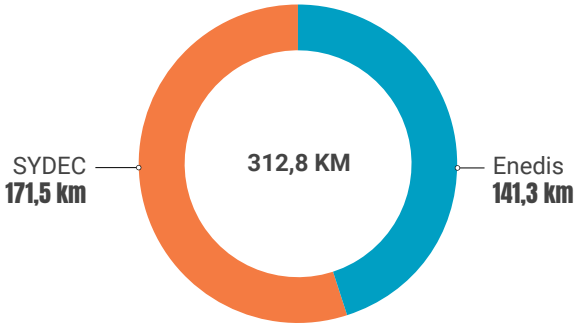
L'autorité concédante est principalement chargée :

- Des effacements de réseaux sur les deux types de communes rurales et urbaines,
- Des renforcements dans les communes rurales.

Le concessionnaire et l'autorité concédante réalisent :

- Des extensions.
- De la sécurisation des réseaux BT

TRAVAUX 2022



FOCUS 2022

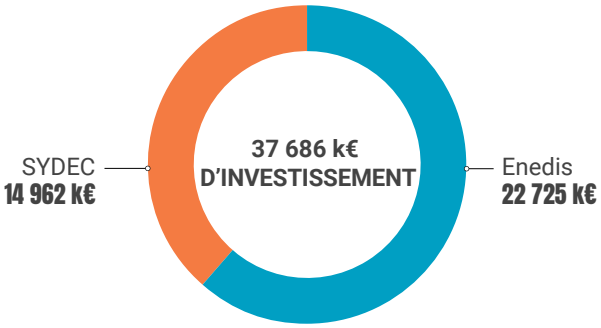
SYDEC

55 % des travaux

0,8 % du linéaire total du réseau

en Km				à noter
HTA Souterrain	89	89	313	Enedis : **76 %** de ses travaux BT en souterrain
HTA Aérien	0			
BT Souterrain	206	224		SYDEC : **99 %** de ses travaux BT en souterrain.
BT Aérien	18			
Extension		138	313	**Diminution des travaux de -40 %** par rapport à l'année précédente.
SYDEC	59			
Enedis	78			
Renouvellement/Renforcement		156		**Répartition de la maîtrise des travaux dans le respect de l'article 5 de l'annexe 1 du cahier des charges de concession**
SYDEC	93			
Enedis	63			
Effacement		19		
SYDEC	19			

INVESTISSEMENTS 2022



FOCUS 2022

SYDEC
40 % des investissements

ENEDIS
60 % des investissements

En comparaison selon des assiettes de maitrise d'ouvrage identique (travaux sur les ouvrages localisés HTA, BT, les postes de transformation) le SYDEC a investi 15 M€ et Enedis, 23 M€.

Cependant en 2022, le montant total de tous les investissements Enedis sur la concession est de 46,2 M€ (75 % des investissements totaux sur la concession).

L'ENVIRONNEMENT

Les techniques de pose des réseaux sont prescrites par le cahier des charges **(article 8 et article 4 de l'annexe 1).** Selon les zones définies, la pose en souterrain est préconisée à hauteur d'un pourcentage :

- Zone 1 dite « protégée » : 100 % de souterrain,
- Zone 2 dite « agglomérée » : 80 % de souterrain,
- Zone 3 dite « rurale » : 40 % de souterrain.

LES EFFACEMENTS DE RÉSEAUX

Le concessionnaire et l'autorité concédante sont partenaires pour les actions d'effacement des réseaux destinées à résorber, au sein du patrimoine rural et urbain, les ouvrages construits en technique aérienne et par la même occasion, sécurisé l'alimentation des usagers, lors d'évènements climatiques tels que les tempêtes, givre et neige.

L'ÉNERGIE NOUVELLE RENOUVELABLE : LE PHOTOVOLTAÏQUE

Production d'électricité pour des applications :

- En électrification rurale,
- En électrification des zones urbaines,
- Pour le traitement de l'eau,
- Pour les télétransmissions ou les équipements publics,
- La production d'électricité par des installations raccordées au réseau de distribution publique

Deux cas peuvent donc se présenter :

- **L'alimentation de sites isolés**
  L'électrification rurale considère un site comme isolé dès qu'aucun réseau électrique ne l'alimente à moins de 600 mètres.
  - SYDEC : maîtrise d'œuvre et d'ouvrage de construction d'installation,
  - Enedis : exploitant de l'installation et contrat intégré de maintenance avec l'usager.
- **La production d'électricité en raccordé réseau**
  Le SYDEC apporte assistance à maîtrise d'ouvrage et maîtrise d'œuvre aux collectivités adhérentes désireuses de s'équiper d'une toiture photovoltaïque de production d'électricité vendue intégralement à EDF selon un contrat d'obligation d'achat.

FOCUS 2022

Quelques chiffres

Emploi des techniques discrètes en HTA et BT sur la concession :

92 % en agglomération
91 % hors agglomération

LE PATRIMOINE

Point de vue



Frédéric Montaut
Ingénieur en chef
Chef du service Concessions
Conseil Énergies

La concession trouve ses limites géographiques aux frontières territoriales des 326 communes du département des Landes.
Le patrimoine de la concession est composé des lignes de distribution publique d'électricité et de tous les organes qui sont mis en place pour assurer la sécurité d'approvisionnement et la sécurité des personnes et des biens. Les lignes électriques correspondent aux lignes dont la tension est inférieure à 63 000 volts.
Le SYDEC est propriétaire des ouvrages de distribution publique pour le compte de ses adhérents, suite au transfert de compétence opéré, en la matière, par toutes les communes du département.
Les limites de propriété sont d'une part les postes source et d'autre part la limite de la propriété privée du client, soit le compteur ; le disjoncteur étant propriété du client.
Les branchements reliant les usagers aux réseaux (en général construits sur les propriétés des usagers) font partie du patrimoine de la concession.
Les circuits aériens d'éclairage public situés sur les supports des réseaux concédés font également partie de la concession.
La définition du patrimoine de la concession est clairement établie dans l'**article n° 2** du Cahier des charges de concession **(ouvrages concédés)** : *« les ouvrages concédés comprennent l'ensemble des installations affectées à la distribution publique de l'énergie électrique existant au moment de la signature du présent contrat, dans le périmètre de la concession, ainsi que toutes celles de tension strictement inférieure à 63 000 volts, qui seront établies par le concessionnaire avec l'accord de l'autorité concédante ou par l'autorité concédante avec l'accord du concessionnaire. »*

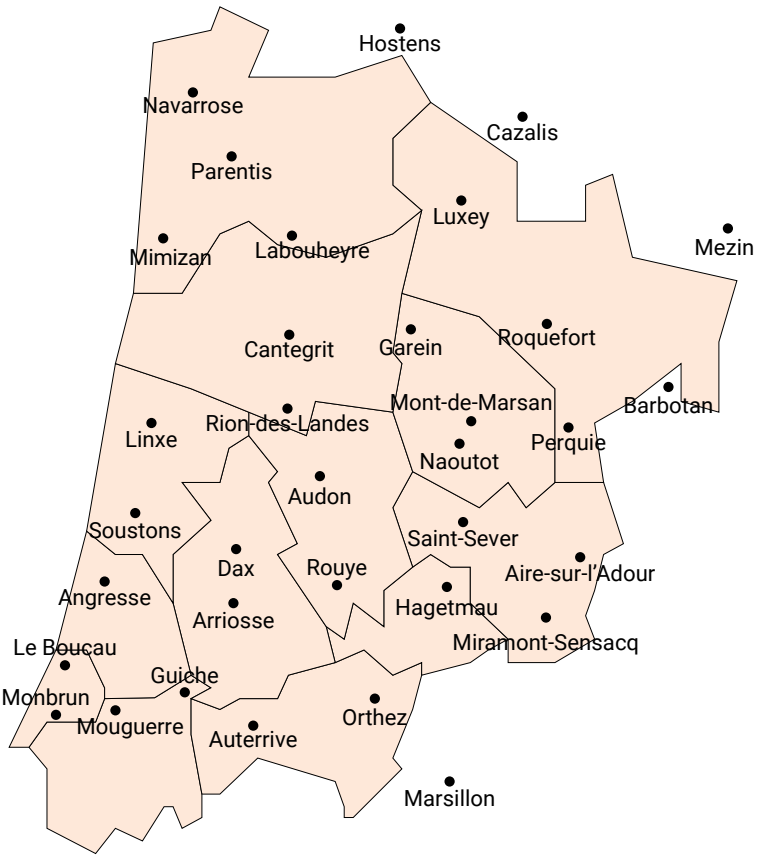
LE RÉSEAU DE TRANSPORT ET LES POSTES SOURCE

Le réseau de transport français est un réseau exploité par la société Réseau Transport Électricité (RTE), filiale séparée d'Enedis. Il part des points de production d'électricité que constituent les centrales nucléaires, les usines thermiques, les centrales hydrauliques, etc. et parcourt le territoire français de façon maillée pour alimenter des postes de livraison Haute Tension B (HTB). La tension de transport HTB de l'électricité est de 400 000 ou 225 000 volts.

À partir des postes de livraison HTB, le réseau de transport alimente les postes source en 63 000 ou 90 000 volts.

Les postes source sont équipés de cellules très haute tension (63000 ou 90000 volts en ce qui concerne le département des Landes), d'un ou plusieurs transformateurs 63 000/20 000 ou 90 000/20 000 volts pour tous les postes.

RÉPARTITION DES POSTES SOURCE ALIMENTANT LA CONCESSION



En 2021, le poste source Cantegrit a été créé et mis en service. Il est localisé sur la commune de Morcenx.

Au regard des résultats indiqués dans le tableau précédent, sur les 35 postes source, 24 postes source sont situés sur le territoire de la concession et alimentent uniquement les usagers des communes landaises, 10 postes source sont hors du territoire de la concession mais ont des départs HTA alimentant la concession des Landes et 1 poste source est sur le territoire landais mais hors concession car il dessert la concession de Gascogne Énergies Services d'Aire sur l'Adour.

FOCUS 2022

35 postes source alimentent la concession.

25 postes source situés dans les Landes.

Département	Poste Source	Nombre de départs HTA
Landes hors concession	AIRE-SUR-ADOUR	5
Landes	ANGRESSE	15
Landes	ARRIOSSE	8
Landes	AUDON	13
Pyrénées-Atlantiques	AURIAC	2
Pyrénées-Atlantiques	AUTERRIVE	8
Gers	BARBOTAN	11
Landes	BOUCAU (LE)	11
Landes	CANTEGRIT	4
Gironde	CAZALIS	1
Landes	DAX	19
Landes	GAREIN	10
Pyrénées-Atlantiques	GUICHE	4
Landes	HAGETMAU	14
Gironde	HOSTENS	3
Landes	LABOUHEYRE	16
Landes	LINXE	12
Landes	LUXEY	11
Lot et Garonne	MEZIN	1
Landes	MIMIZAN	11
Landes	MIRAMONT-SENSACQ	3
Pyrénées-Atlantiques	MONTBRUN	1
Landes	MONT-DE-MARSAN	15
Pyrénées-Atlantiques	MOUGUERRE	4
Landes	NAOUTOT	14
Landes	NAVAROSSE	8
Pyrénées-Atlantiques	ORTHEZ	3
Landes	PARENTIS	19
Landes	PERQUIE	5
Landes	RESOLUT	11
Landes	RION-DES-LANDES	17
Landes	ROQUEFORT	12
Landes	ROUYE	5
Landes	SOUSTONS	13
Landes	SAINT-SEVER	5
TOTAL	**35**	**314**

Les limites du département sont traversées :

- Par des réseaux provenant du département et qui vont alimenter des communes de départements limitrophes,
- Par des réseaux qui proviennent des autres départements et qui viennent desservir des communes de la concession,
- Par des bouclages qui permettent la réalimentation d'un départ HTA en cas de panne.

Point de vue



Benoit Estrade

Technicien supérieur
Service Concessions
Conseil Énergies

Comment abordez-vous la connaissance du patrimoine de la concession ?

« Les réseaux de la concession sont en perpétuelle évolution compte tenu des travaux réalisés par le SYDEC et Enedis chaque année. Ces travaux modifient certes les linéaires des réseaux, mais changent également les différentes longueurs de chaque type d'ouvrage, leur constitution, leur âge moyen. Le travail d'analyse de ce chapitre consiste à rendre compte de ces évolutions annuelles. »

LE RÉSEAU BASSE TENSION

Typologie du réseau

Fin 2022, le réseau BT de la concession s'étend sur une longueur de **10 782 km**. Il augmente de **0,8 %** par rapport à l'année précédente, soit **82 km** de réseau en plus.

Cet accroissement de longueur est le résultat de la construction de **185 km** de réseau souterrain, de **15 km** de réseau torsadé, et de la dépose de **118 km** de réseau aérien nu.

Total : 10 782 km

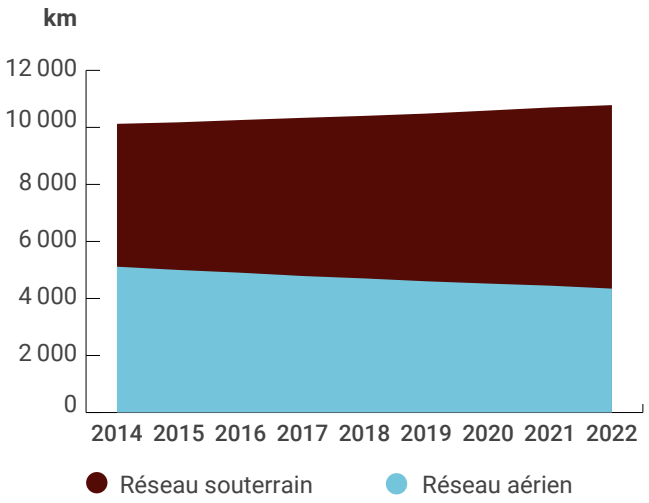
Souterrain :	Aérien torsadé :	Aérien nu :
6 435 km	3 980 km	366 km

FOCUS 2022

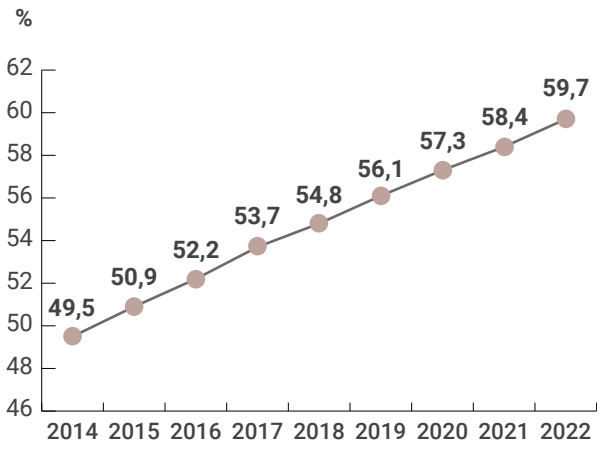
Le réseau BT national est long de **738 892 km** dont **359 650 km** de réseau souterrain.

La concession représente 1,46 % du réseau national.

ÉVOLUTION DU LINÉAIRE DU RÉSEAU BT



TAUX D'ENFOUISSEMENT DU RÉSEAU BT



Réseau BT en km	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Réseau souterrain	5 547	5 701	5 883	6 068	6 250	**6 435**
Réseau aérien	4 788	4 703	4 602	4 522	4 449	**4 346**
TOTAL RÉSEAU	**10 335**	**10 404**	**10 486**	**10 590**	**10 699**	**10 782**
Taux d'enfouissement	53,7 %	54,8 %	56,1 %	57,3 %	58,4 %	**59,7 %**

FOCUS 2022

Le réseau souterrain représente 59,7 % du réseau total BT.

Le réseau BT souterrain national est enfoui à **48,7 %.**
La concession bénéficie d'un taux d'enfouissement supérieur à celui du national (+ 11 %).

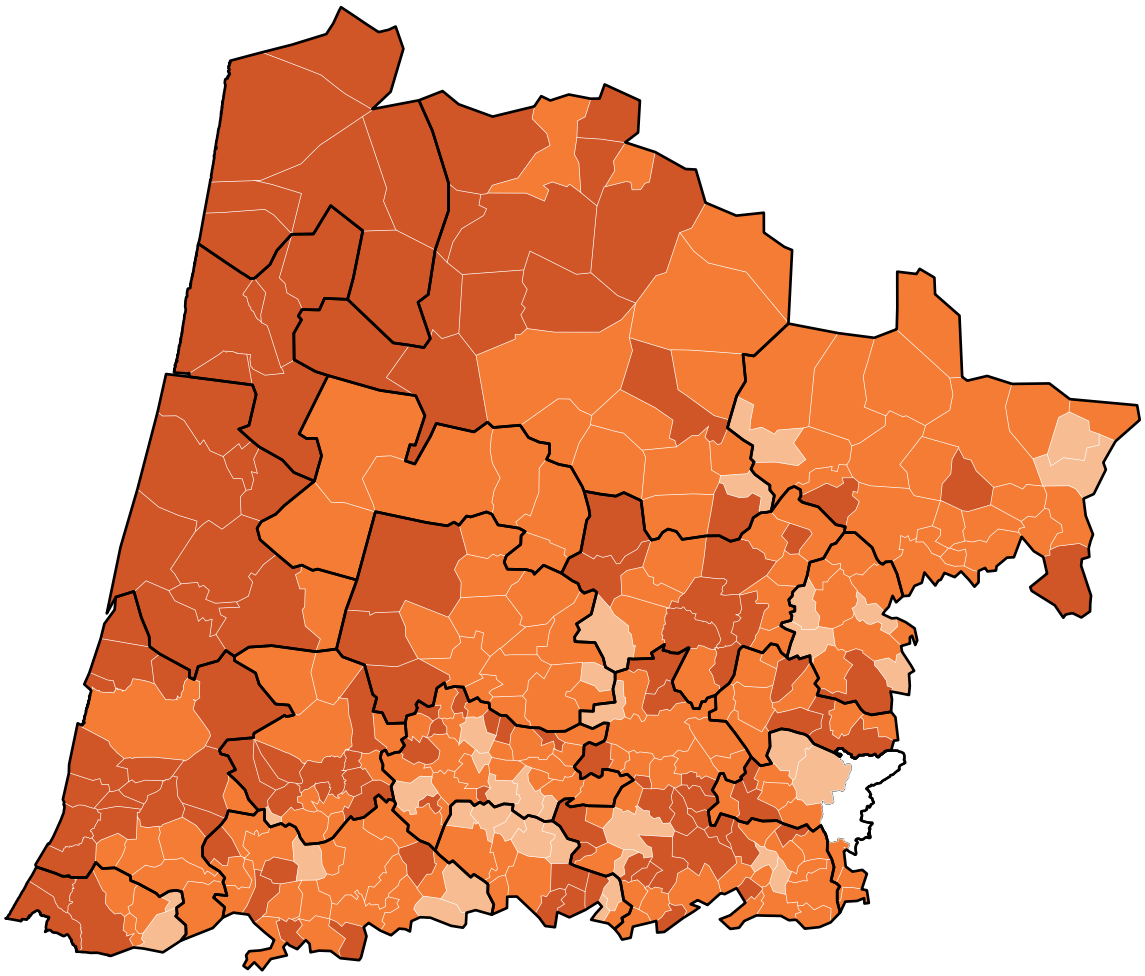
Un taux d'enfouissement important permet une meilleure sécurisation de l'alimentation.

De 2017 à 2021, l'accroissement du réseau souterrain varie de 2,8 % à 3,5 %.

Pour 2022, l'accroissement du réseau souterrain BT est de 3 % (+3 % l'année précédente).

Le territoire du département des Landes, étendu et fortement boisé, doit cependant continuer à bénéficier d'une mise en souterrain soutenue pour sécuriser les alimentations des usagers. Le réseau aérien torsadé est, en attendant, une solution intermédiaire satisfaisante pour les zones où la technique souterraine est difficile à mettre en œuvre et donc très coûteuse.

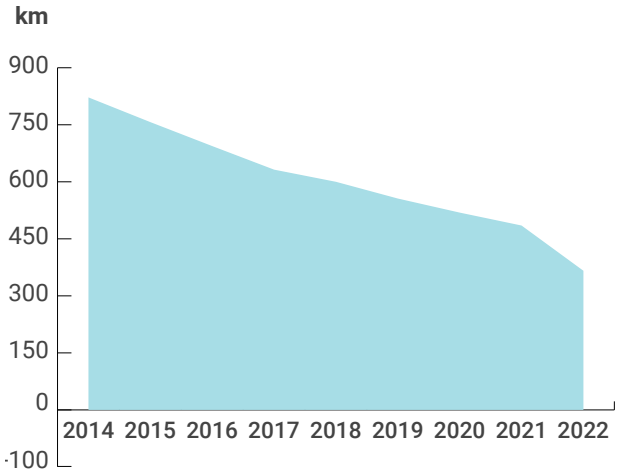
LE RÉSEAU BASSE TENSION SOUTERRAIN 2022



- Communes dont le réseau souterrain est supérieur à 60% [123]
- Communes dont le réseau souterrain est compris entre 40% à 60% [167]
- Communes dont le réseau souterrain est compris entre 20% à 40% [36]
- Commune hors concession [1]

Le réseau aérien des Landes se caractérise par une proportion de «nu » à hauteur de 1/12 de la longueur de l'aérien. Des efforts sont à envisager de la part d'Enedis pour renouveler le réseau aérien nu qui est, pour une grande partie, largement amorti.

ÉVOLUTION DU LINÉAIRE DU RÉSEAU BT AÉRIEN NU



En km	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Aérien nu	632	600	556	519	485	**366**

*Entre 2017 et 2021, ce réseau diminue de **147 km**, soit **37 km** de diminution en moyenne par an.*

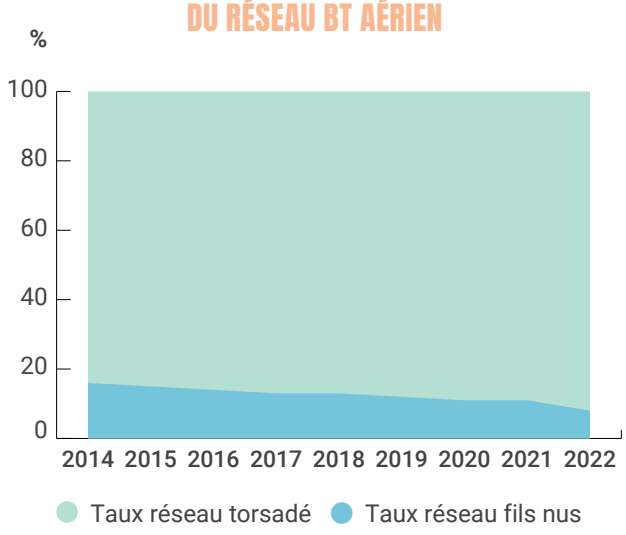
En 2022, le réseau BT aérien nu diminue de 118 km, et son taux de réseau Faible Section est de 27 %.
Les 118 km de diminution de la longueur du réseau aérien nu sont dus à 2 facteurs :
• Les travaux réels de mutation,
• Une mise à jour précise de la cartographie au niveau de la typologie du réseau aérien car certains dipôles étaient restés cartographiés en technologie fil nu, alors que des travaux les avaient mutés soit en torsadé, soit éventuellement en souterrain.

*La longueur du réseau aérien **nu urbain est de 208 km** sur **3 063 km** de réseau total urbain (soit **7 %**).*

*La longueur du réseau aérien **nu rural** est de **158 km** sur **7 719 km** de réseau total rural (soit **2 %**).*

Le suivi de la répartition du réseau BT Aérien donne le résultat ci-dessous.

ÉVOLUTION PAR ANNÉE DE LA RÉPARTITION DU RÉSEAU BT AÉRIEN



En %	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Torsadé	87	87	88	89	89	**92**
Aérien nu	13	13	12	11	11	**8**

*Depuis 2017, le réseau aérien nu diminue en moyenne de **1 %**. A ce rythme, des **8,4 %** restant jusqu'à l'élimination totale de ce réseau, il faudra **un peu plus de 8 ans**.*

Après la tempête Klaus, l'élimination du réseau aérien nu s'est accélérée. Il a été remplacé par du réseau torsadé.

*La concession supporte **366 km** de réseau aérien nu, **sur les 10 782 km** de réseau BT (**3,4 %** de la longueur totale du réseau de la concession est en fils nus).*

*En comparaison, le territoire national supporte **46 972 km** de réseau aérien nu sur les **738 892 km** de réseau BT (**6,4 %** de la longueur totale du réseau national est en fils nus).*

FOCUS 2022

Le réseau aérien nu de la concession représente 3,4 % de la longueur totale du réseau BT.

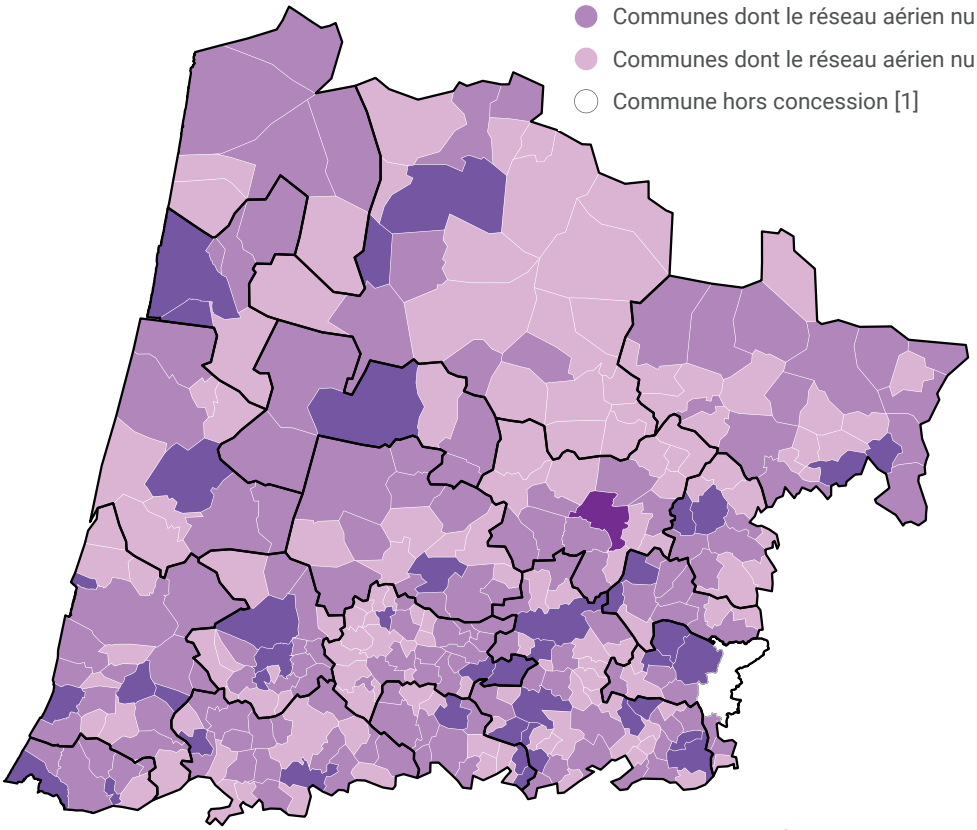
Le réseau aérien nu national représente **6,4 %** du réseau BT. La concession détient un taux d'aérien nu inférieur à celui du national.

Un taux d'aérien nu important expose davantage le réseau aux aléas climatiques.

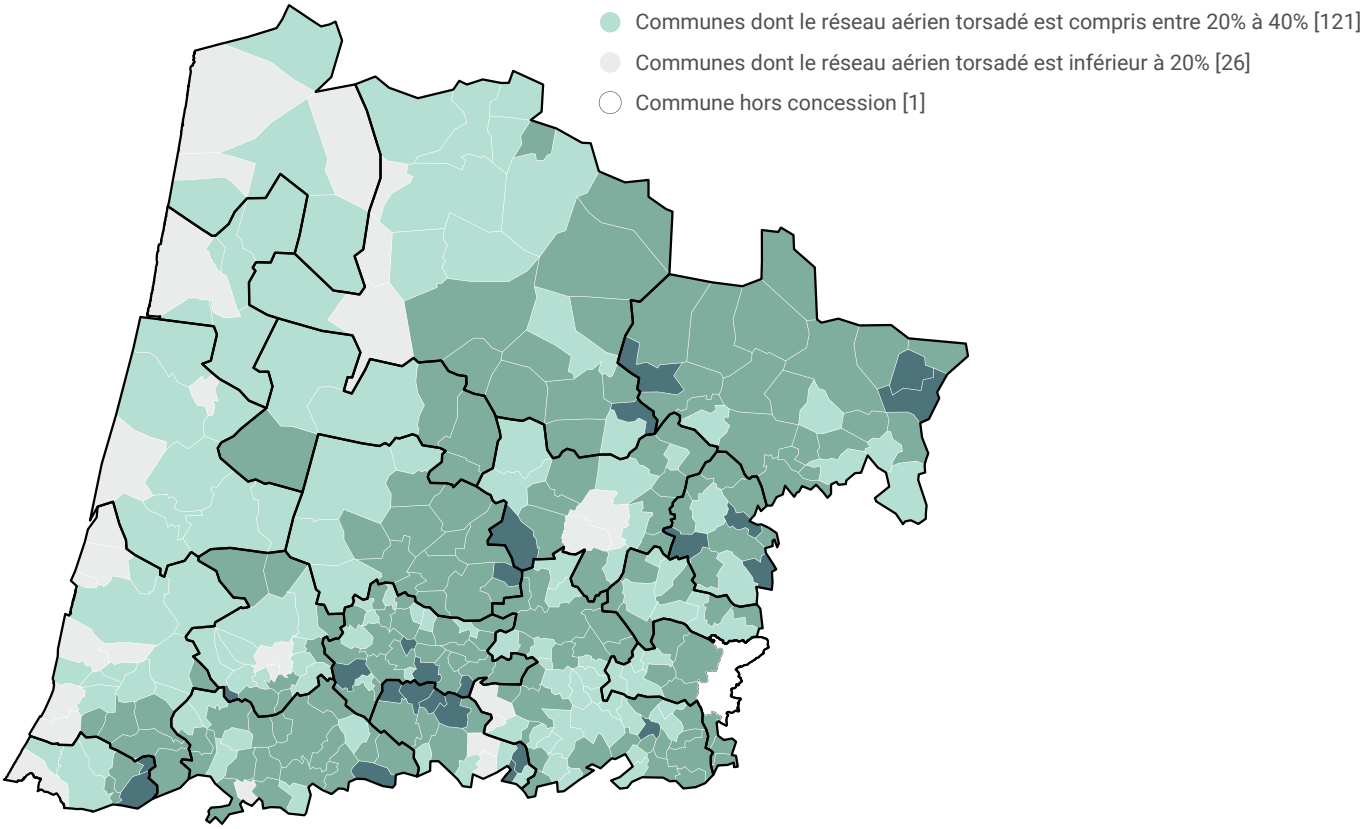
CONSTAT : le territoire du département des Landes est certes encore desservi par une proportion importante (mais dans une bonne tendance d'élimination) des lignes en fils nus, paramètre prépondérant de la fragilité du réseau.

Il faut également noter une prise en charge croissante de l'élimination des réseaux en fil nu par le SYDEC, depuis l'instauration du nouveau programme FACE destiné à accélérer la sécurisation du réseau en fils nus.

LE RÉSEAU BT AÉRIEN NU 2022

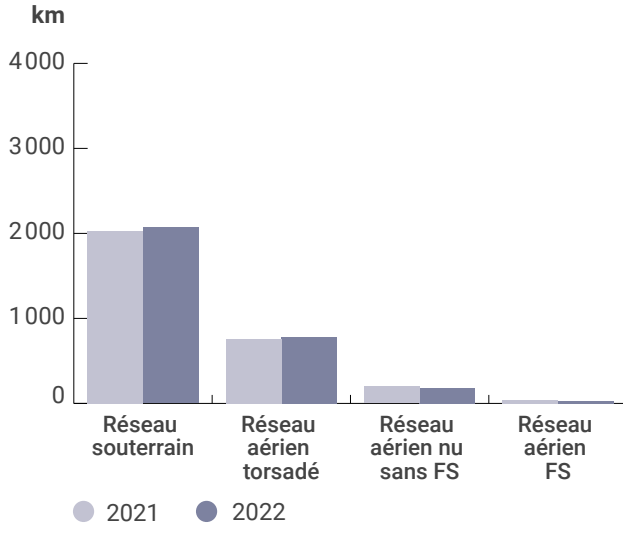


LE RÉSEAU BT TORSADE 2022

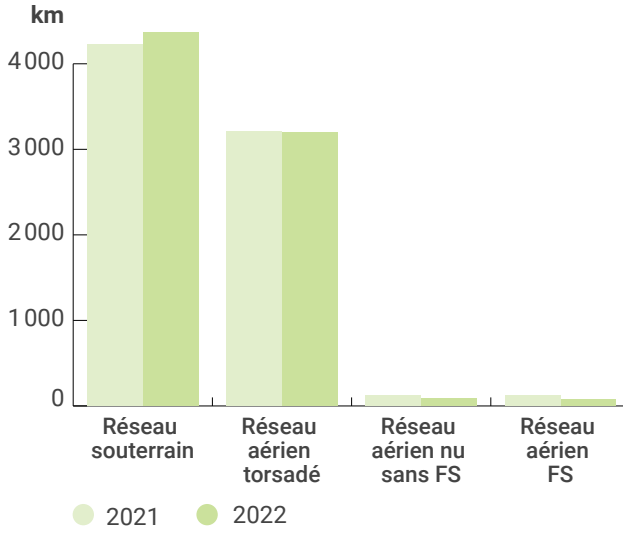


Décomposition Urbain/Rural

DÉCOMPOSITION URBAIN DU RÉSEAU BT



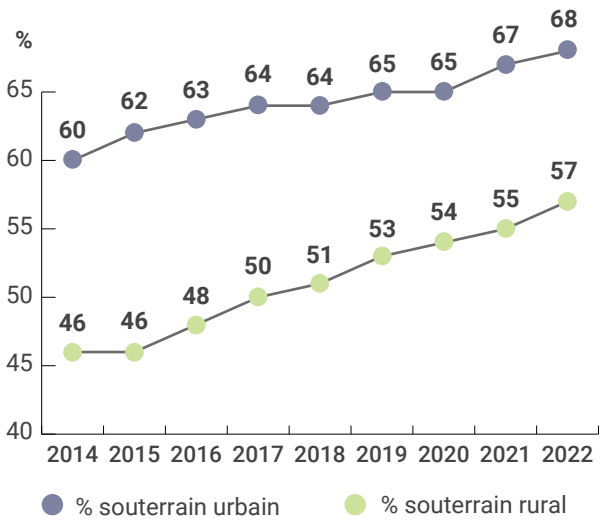
DÉCOMPOSITION RURAL DU RÉSEAU BT



Zone	Urbaine*		Rurale*	
En km	**2021**	**2022**	**2021**	**2022**
Réseau BT souterrain	2 024	2 070	4 226	4 365
Réseau BT aérien	1 004	992	3 445	3 354
dont torsadé	760	784	3 205	3 196
dont aérien nu sans faible section	199	180	122	87
dont aérien nu en faible section	45	28	119	71
TOTAL RÉSEAU	**3 028**	**3 063**	**7 672**	**7 719**

** En 2021, les communes de Bénesse-Maremne et de Seyresse sont passées en régime urbain. La commune de Pouillon est repassée en régime rural. Le transfert de ces 3 communes occasionne un retrait de 103 km (commune de POUILLON) contre un ajout de 68 km (communes de Bénesse-Maremne et de Seyresse) au niveau du réseau BT urbain et crée une diminution de 35 km du réseau BT urbain entre 2020 et 2021. Cette évolution à la baisse explique en partie la faible augmentation du réseau urbain (+ 2 km) entre 2020 et 2021.*

DÉCOMPOSITION URBAIN/RURAL DU POURCENTAGE DU RÉSEAU SOUTERRAIN BT



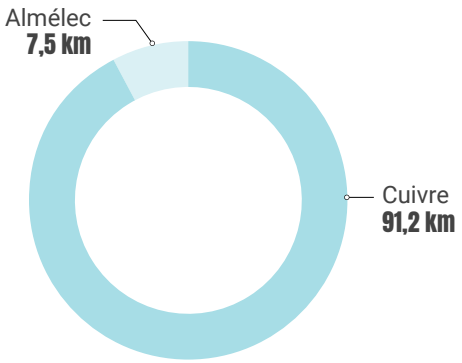
*Le taux d'enfouissement du réseau BT est **1,2 fois** plus élevé en zone urbaine qu'en zone rurale.*
*Le taux de réseau souterrain des communes urbaines est de **8 %** au-dessus de la moyenne départementale (60 %) alors qu'en rural, elle se situe à **3 %** en dessous.*
*Par contre, le taux de réseau en fil nu est moins important en zone rurale **(2 %)** qu'en zone urbaine **(7 %)**.*

En %	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Souterrain urbain	64	64	65	65	67	**68**
Souterrain rural	50	51	53	54	55	**57**

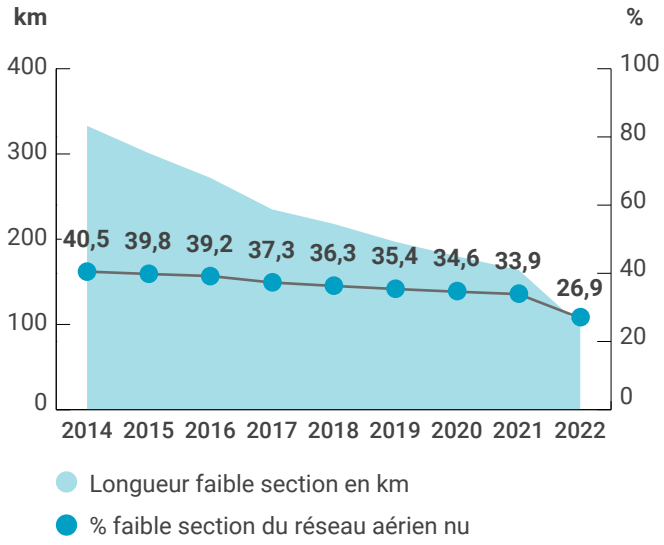
Faible section

Un réseau est de faible section dès que sa section en cuivre est inférieure ou égale à 14 mm² ou que sa section en almélec est inférieure ou égale à 22 mm².

RÉPARTITION DE LA FAIBLE SECTION PAR MATÉRIAUX SUR LE RÉSEAU BT AÉRIEN NU



ÉVOLUTION DU LINÉAIRE DE FAIBLE SECTION DU RÉSEAU BT AÉRIEN NU



La faible section n'est plus construite à ce jour compte tenu des nouvelles techniques de construction des réseaux et des besoins souvent importants en électricité des usagers (la faible section n'est plus adaptée à la distribution).
Elle va petit à petit disparaître par le biais des chantiers de renforcement et de renouvellement des réseaux.

Fin 2022, le réseau aérien nu en faible section a une longueur de 99 km (164 km l'année précédente).

L'élimination du linéaire aérien nu en faible section a été constante jusqu'en 2008 et s'est fortement accélérée en 2009 (294 km).
*De 2017 à 2021, il a diminué de **71 km** pour **147 km** de réseau aérien nu déposé.*
Pour l'année 2022, le réseau faible section diminue de 65 km alors que 118 km de réseau aérien nu ont été déposés sur la concession.
Les 65 km de diminution sont dus aux même doubles facteurs que la diminution de l'aérien nu.
*Sur les communes urbaines, il reste **28 km** de réseau en faible section sur **208 km** de réseau aérien nu soit **13 %**.*
*Sur les communes rurales, il reste **71 km** de réseau en faible section sur **158 km** de réseau aérien nu, soit **45 %**.*

	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Longueur faible section BT en km	235	218	197	180	164	**99**
% faible section du réseau BT Aérien nu	37,3	36,3	35,4	34,6	33,9	**26,9**

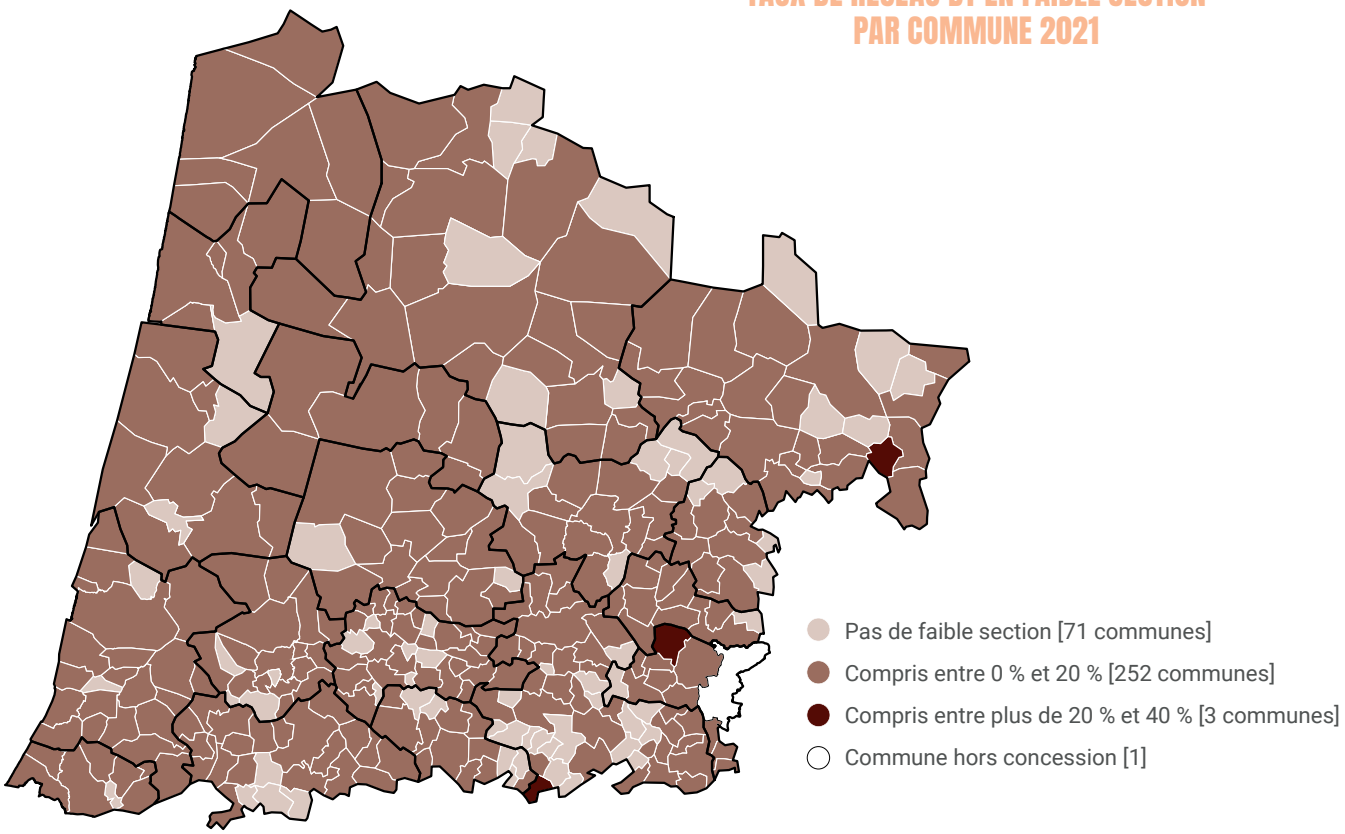
FOCUS 2022

La faible section représente 2,3 % du réseau aérien BT (26,9 % du réseau aérien nu).

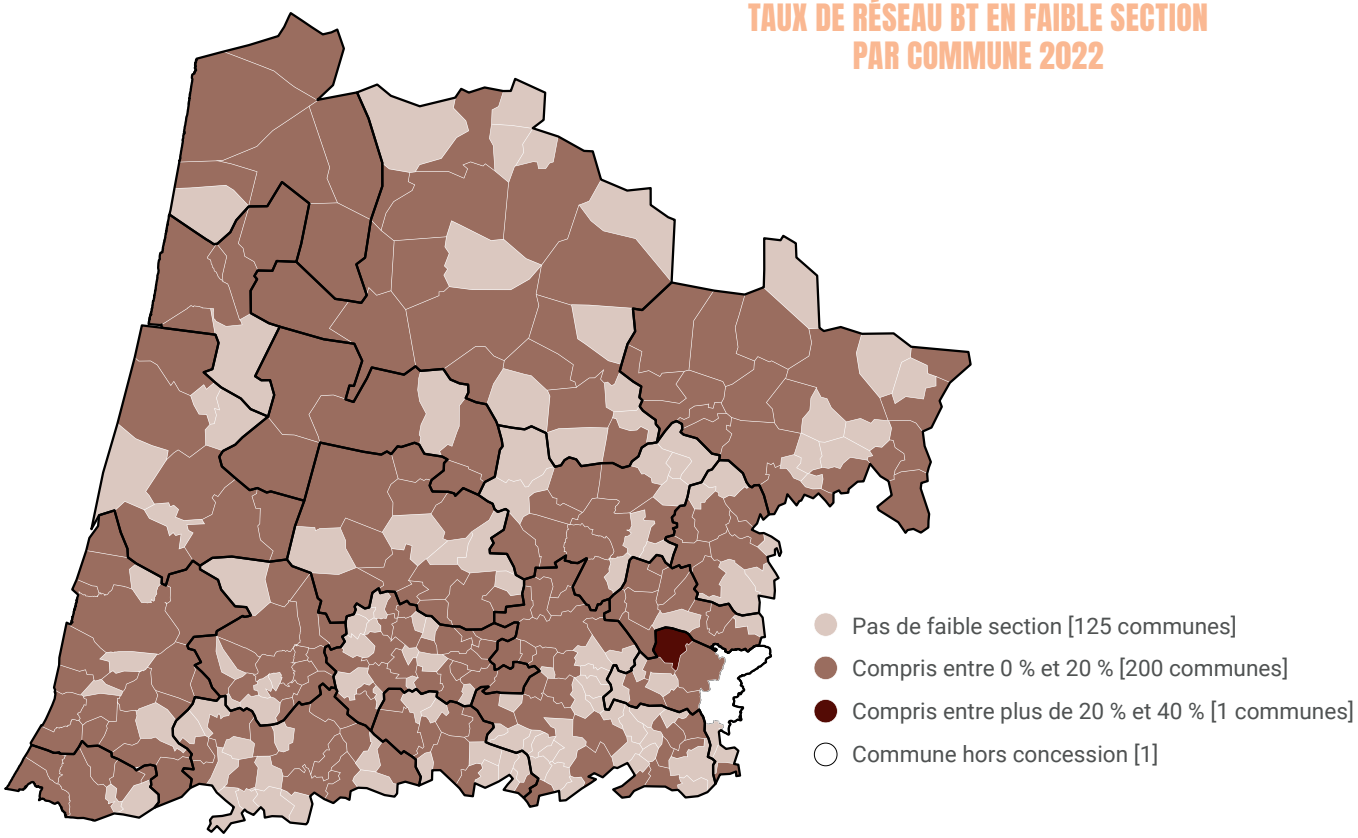
Un taux important de réseau aérien nu en faible section ne favorise pas la qualité de fourniture.

Le retour à une concentration des programmes d'élimination des réseaux aériens nus sur la faible section (réseaux souvent âgés et très largement amortis) favorise une accélération de la sécurisation du réseau BT et de l'amélioration de la qualité de fourniture.

TAUX DE RÉSEAU BT EN FAIBLE SECTION PAR COMMUNE 2021



TAUX DE RÉSEAU BT EN FAIBLE SECTION PAR COMMUNE 2022



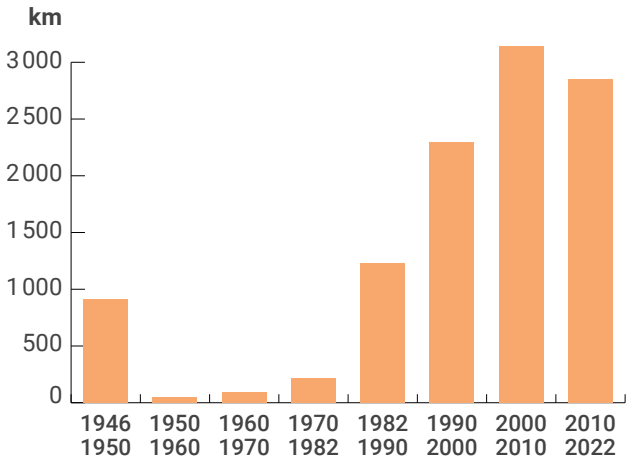
Nombre de Communes	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Pas de faible section	53	55	60	65	71	**125**
Taux de faible section compris entre 0 % et 20 %	267	267	261	257	252	**200**
Taux de faible section compris entre 20 % et 40 %	9	7	5	4	3	**1**

En 2022, 54 communes voient la faible section disparaître de leur territoire, 52 communes quittent la fourchette « compris entre 20 % et 40 % » et 2 communes quittent la fourchette « compris entre 0 % et 20 % ».

Âge physique moyen

Le SYDEC a souhaité connaître l'âge physique moyen de son réseau BT. Par opposition à la définition de l'âge moyen comptable, l'âge physique des réseaux se calcule à partir de la longueur totale du réseau BT dont l'âge est précisément déterminé. Alors que l'âge moyen comptable est calculé en ne tenant compte que de la longueur non amortie des réseaux (c'est à dire les réseaux âgés de moins de 40 ans).

ÂGE PHYSIQUE MOYEN DU RÉSEAU BT



Année	Longueurs en km	Pourcentage de réseaux
1946-1950	909	8 %
1950-1960	45	0 %
1960-1970	91	1 %
1970-1982	219	2 %
1982-1990	1 228	11 %
1990-2000	2 297	21 %
2000-2010	3 140	29 %
2010-2022	**2 852**	**26 %**

*Le réseau BT est pour **12 %** de sa longueur largement amorti **(réseaux construits avant 1982)**, si l'on considère que l'amortissement est considéré au bout de 40 ans ou 50 ans (réseau torsadé).*

Ce réseau, bien qu'amorti, continue sans doute à alimenter correctement les usagers. Mais le SYDEC sera vigilant par rapport à son nécessaire besoin de renouvellement qu'Enedis ne réalise qu'à l'occasion d'incidents graves.

*Par ailleurs, le graphique des âges démontre que les 40 dernières années ont connu la construction de **88 %** du réseau BT actuel.*

*Les données comptables donnent une moyenne d'âge comptable de 10 ans environ. Même si l'âge moyen comptable traduit un ensemble d'ouvrage relativement jeune, le SYDEC reste attentif au fait que le patrimoine est plus proche d'un âge réel d'amortissement. Le SYDEC doit veiller à la fluctuation de cet âge physique moyen pour **surveiller l'évolution réelle du patrimoine. L'année précédente,** l'âge physique moyen du réseau était de **24,9 ans.***

FOCUS 2022

L'âge physique moyen global du réseau BT est de 25 ans.

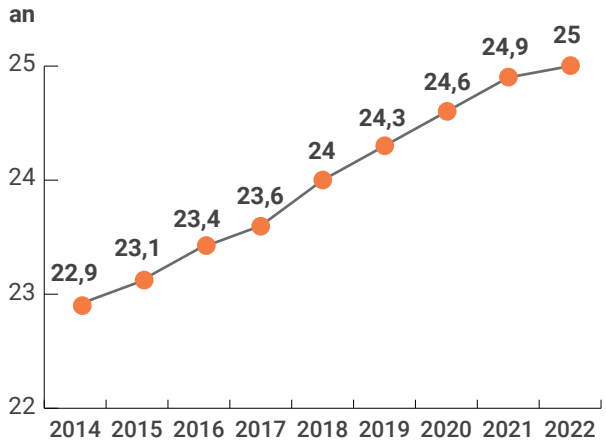
Cet âge est à rapprocher de la durée d'amortissement du réseau qui est de 40 ans ou 50 ans (Torsadé).

CONSTAT : les travaux réalisés en 2022 ne stabilisent pas le résultat obtenu l'année précédente, occasionnant à nouveau un vieillissement global du réseau BT (+ 0,1 an).

Par contre, nous constatons que la suppression des 118 km de réseau aérien nu, dont 65 kms de réseau Faible Section, contribue au net ralentissement en 2022 du vieillissement de ce réseau, dont une grande partie est issue de la mise à jour cartographique et non due à un rajeunissement réel.

La courbe ci-après donne la variation de l'âge physique moyen **depuis 2014 :**

VARIATION DE L'ÂGE PHYSIQUE MOYEN DU RÉSEAU BT



Depuis 2014, l'âge physique moyen du réseau BT est sur une tendance de vieillissement, mais en 2022, le vieillissement ralentit.

En année	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Âge physique moyen	23,6	24	24,3	24,6	24,9	**25,0**

LE RÉSEAU MOYENNE TENSION HTA

Typologie du réseau

Fin 2022, le réseau moyenne tension HTA de la concession s'étend sur une longueur de **9 741 km.** Il augmente de **0,5 %** par rapport à l'année précédente, soit **47 km** de réseau supplémentaire.

Cet accroissement est le résultat de **70 km** de réseau souterrain construit et **23 km** de suppression de réseau aérien.

Total : 9 741 km

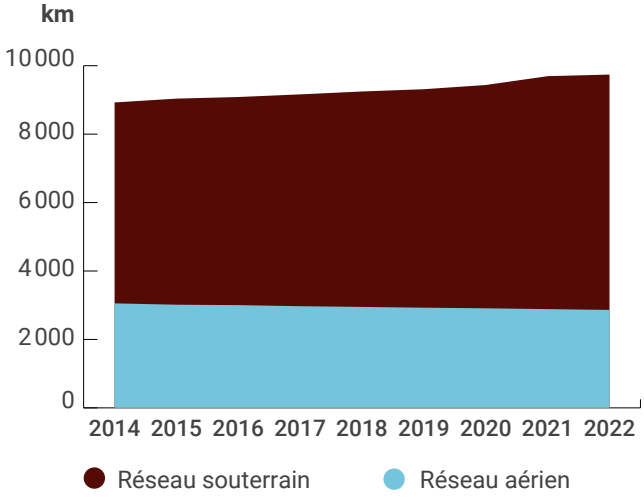
Souterrain :	Aérien nu :	Aérien torsadé :
6 878 km	2 849 km	14 km

FOCUS 2022

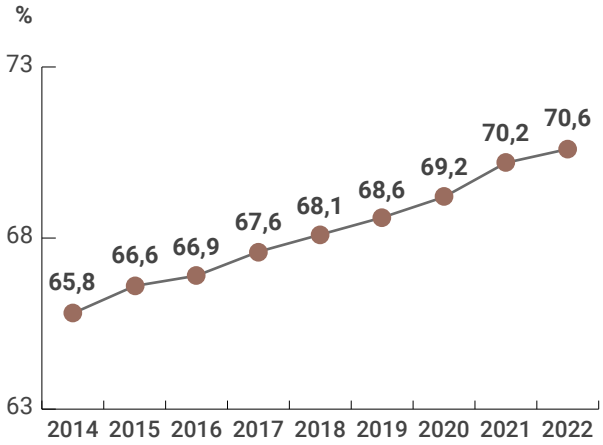
Le réseau HTA national est long de **666 757 km** dont **349 322 km** de réseau souterrain.

La concession représente 1,46 % du réseau national.

ÉVOLUTION DU LINÉAIRE DU RÉSEAU HTA



TAUX D'ENFOUISSEMENT HTA



Réseau HTA en km	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Réseau souterrain	6 191	6 297	6 385	6 526	6 808	**6 878**
Réseau aérien	2 971	2 950	2 928	2 910	2 886	**2 863**
TOTAL RÉSEAU	**9 162**	**9 246**	**9 313**	**9 436**	**9 694**	**9 741**
Taux d'enfouissement	67,6 %	68,1 %	68,6 %	69,2 %	70,2 %	**70,6 %**

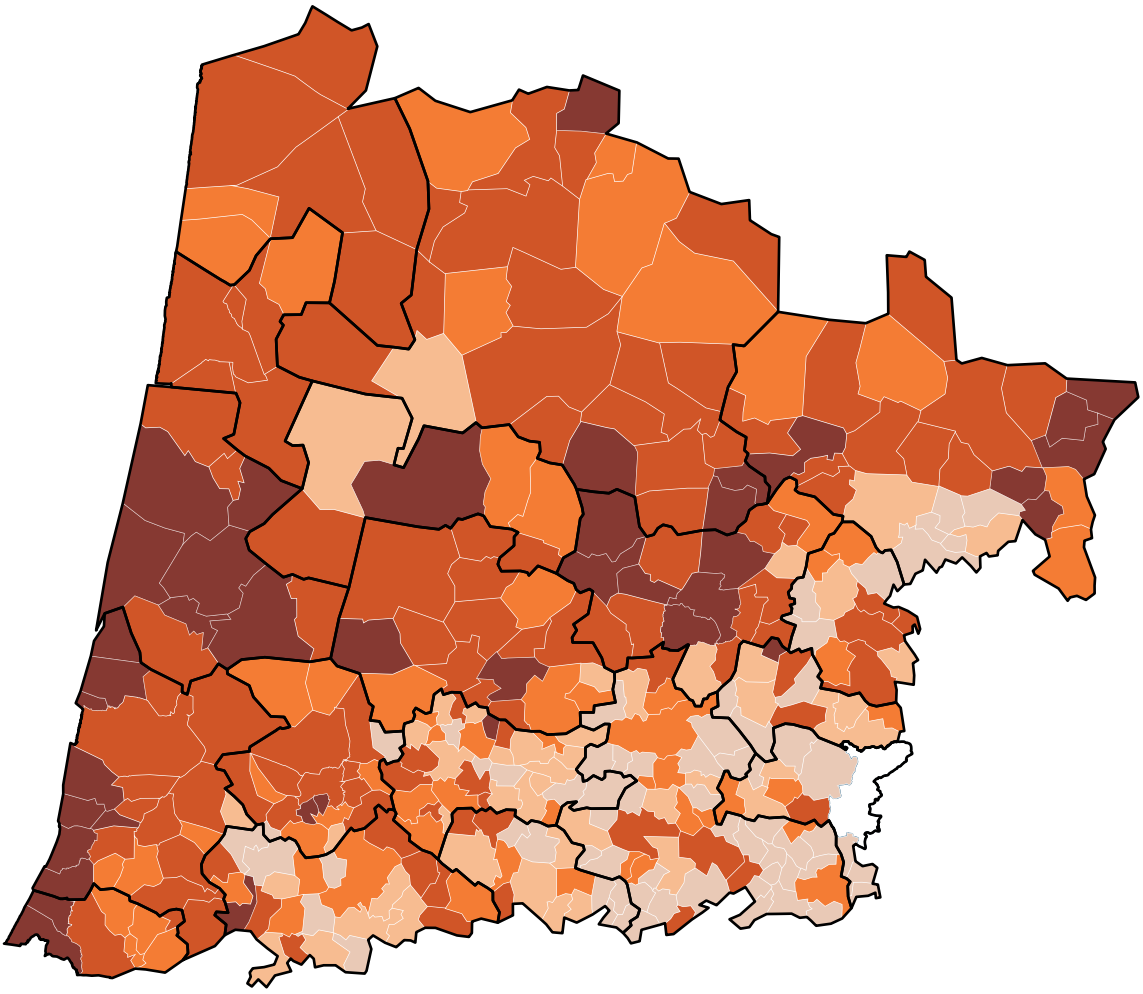
FOCUS 2022

Le réseau souterrain représente 70,6 % du réseau total HTA.

Le réseau HTA souterrain national est enfoui à **52,4 %.** La concession bénéficie d'un taux d'enfouissement supérieur.

Un taux d'enfouissement important permet une meilleure sécurisation de l'alimentation.

LE RÉSEAU HTA SOUTERRAIN



- Communes dont le réseau souterrain est supérieur à 90% [40]
- Communes dont le réseau souterrain est compris entre 70% à 90% [112]
- Communes dont le réseau souterrain est compris entre 50% à 70% [63]
- Communes dont le réseau souterrain est compris entre 30% à 50% [46]
- Communes dont le réseau souterrain est inférieur à à 30% [65]
- Commune hors concession [1]

Le tableau qui suit donne les indicateurs techniques les plus représentatifs de la concession pour évaluer la structure du réseau moyenne tension (HTA) dans les Landes.

PRINCIPAUX INDICATEURS DU RÉSEAU HTA

	2021	2022
Longueur totale du réseau	9 694 km	**9 741 km**
Longueur du réseau aérien	2 886 km	**2 863 km**
Longueur du réseau aérien de faible section	21 km	**21 km**
Longueur du réseau souterrain	6 808 km	**6 878 km**
Longueur moyenne des départs sur la concession	33 km	**33 km**
Longueur du départ HTA le plus long	93 km	**102 km**
Longueur moyenne de réseau HTA par usager	33 m	**33 m**
Nombre de postes source alimentant la concession	35	**35**
Nombre de postes source situés sur la concession	24	**24**
Nombre de postes de distribution publique	11 041	**11 134**
Nombre de cabines hautes (postes HTA/BT en forme de tour)	34	**33**
Nombre de départs HTA alimentant la concession	317	**314**
dont départs aériens ou mixtes	180	**179**
dont départs souterrains	137	**135**
Nombre de départs HTA dont la longueur compris entre 70 km et 100 km	20	**19**
Nombre de départs HTA dont la longueur est supérieure à 100 km	-	**1**
Nombre de départs présentant une chute de tension comprise entre 5 % et 7 %	7	**6**
Nombre de départs présentant une chute de tension supérieure à 7 %	0	**0**
Pourcentage de réseau HTA souterrain	70,2 %	**70,6 %**

*Le réseau HTA est long de **9 741 km** et a un taux d'enfouissement supérieur à la moyenne nationale observée sur 30 concessions à dominante rurale,*

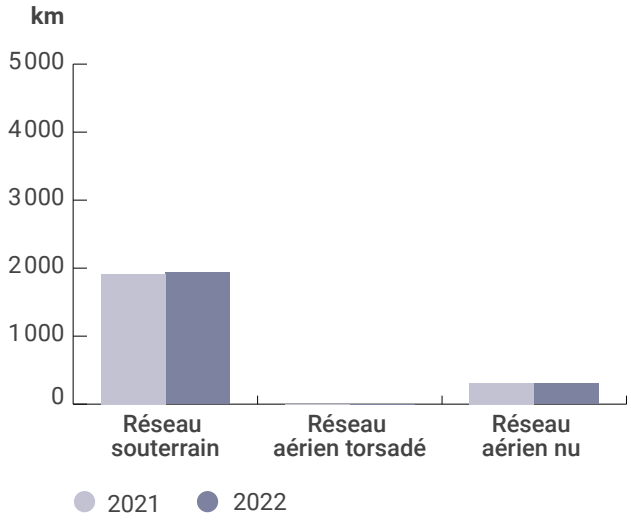
*La longueur du réseau de faible section **n'a pas diminué en 2022** par rapport à l'année précédente.*

*La concession est encore alimentée par des départs relativement longs : **19 départs** de plus de 70 km et **1 départ** de plus de 100 km (caractéristique d'un département rural à territoire étendue) ;*

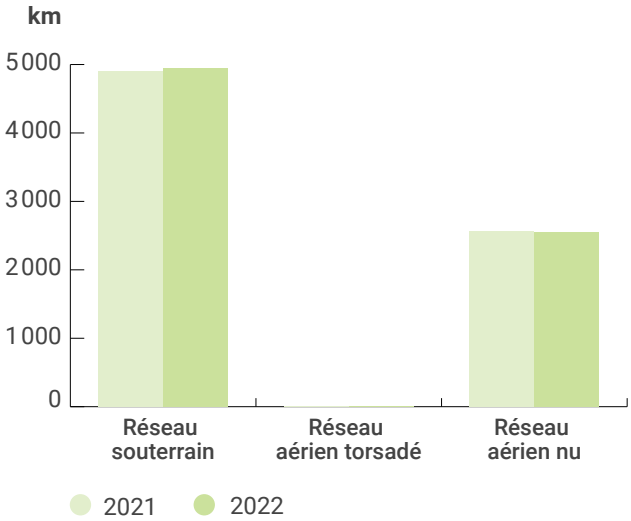
***6 départs** subissent des chutes de tension supérieures à 5 % (l'année précédente, il n'y en avait **7**).*

Décomposition Urbain / Rural du réseau HTA

LE RÉSEAU HTA URBAIN



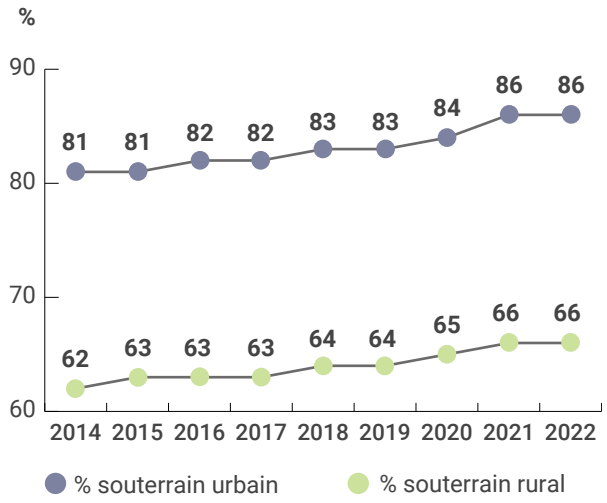
LE RÉSEAU HTA RURAL



Zone	Urbaine*		Rurale*	
En km	**2021**	**2022**	**2021**	**2022**
Réseau HTA souterrain	1 912	1 935	4 896	4 943
Réseau HTA aérien	315	307	2 570	2 556
dont aérien torsadé	4	4	10	10
dont aérien nu	311	303	2 560	2546
TOTAL RÉSEAU	**2 227**	**2 242**	**7 466**	**7 499**

** En 2021, les communes de Bénesse-Maremne et de Seyresse sont passées en régime urbain. La commune de Pouillon est repassée en régime rural. Le transfert de ces 3 communes occasionne un retrait de 80 km (commune de POUILLON) contre un ajout de 40 km (communes de Bénesse-Maremne et de Seyresse) au niveau du réseau HTA urbain et crée une diminution de 40 km du réseau HTA urbain entre 2020 et 2021.*

TAUX DE RÉSEAU SOUTERRAIN HTA URBAIN/RURAL



En %	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Souterrain urbain	82	83	83	84	86	**86**
Souterrain rural	63	64	64	65	66	**66**

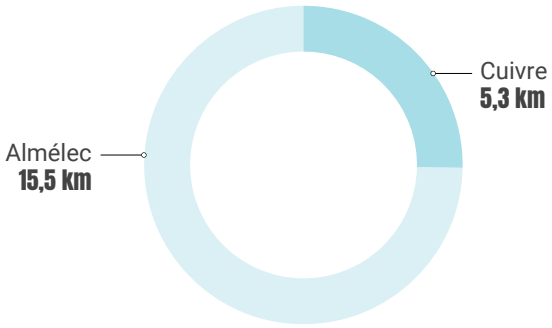
Le taux d'enfouissement du réseau HTA est 1,3 fois plus élevé en urbain qu'en rural.

*On remarque par ailleurs, que le taux de réseau souterrain des communes urbaines est de **16 %** au-dessus de la moyenne départementale **(71 %)** alors qu'en rural, elle se situe à **5 %** en dessous. Le taux de réseau aérien nu est beaucoup plus important en zone rurale **(34 %)** qu'en zone urbaine **(14 %).***

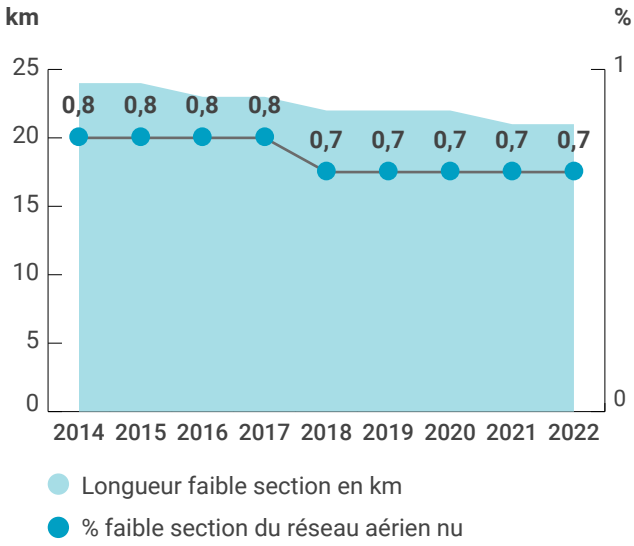
Faible section

Un réseau est de faible section dès que sa section en cuivre est inférieure ou égale à 14 mm² ou que sa section en almélec est inférieure ou égale à 22 mm².

RÉPARTITION DU RÉSEAU FAIBLE SECTION PAR MATÉRIAUX DU RÉSEAU HTA



ÉVOLUTION DU LINÉAIRE DU RÉSEAU FAIBLE SECTION DU RÉSEAU HTA AÉRIEN NU



	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Longueur faible section HTA en km	23	22	22	22	21	**21**
Taux de faible section du réseau HTA aérien nu	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	**0,7**

__En 2022,__ le linéaire HTA du réseau aérien nu faible section est de __21 km,__ soit __0,7 %__ du linéaire HTA aérien nu __(2 849 km).__

Aucun réseau de faible section n'a été éliminé, alors que 23 km de réseau aérien nu ont été déposés sur la concession.

Depuis 2017, la longueur faible section a très peu diminuée (-2 km).

Enedis surveille tout particulièrement l'adaptation du réseau HTA aux besoins de puissance pour assurer une alimentation satisfaisante du réseau BT. Ceci a pour conséquence l'élimination progressive du réseau en faible section sur le réseau HTA.

FOCUS 2022

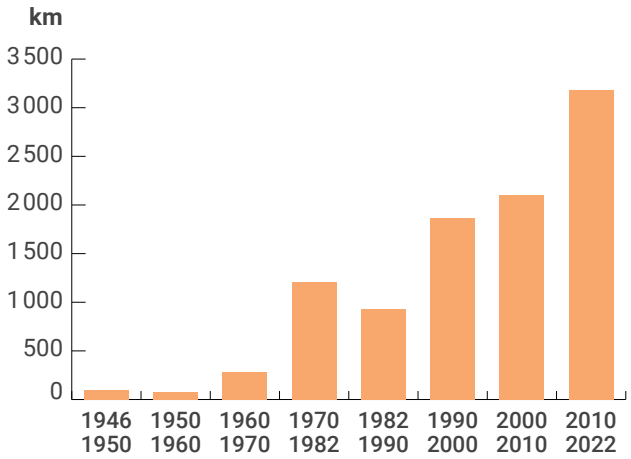
Le réseau faible section représente 0,7 % du réseau aérien HTA.

Un taux important de réseau aérien en faible section ne favorise pas la qualité de fourniture.

Âge physique moyen

Comme pour le réseau BT, le SYDEC a souhaité connaître l'âge physique moyen de son réseau HTA. Il se calcule de la même manière.

ÂGE PHYSIQUE MOYEN DU RÉSEAU HTA



Année	Longueurs en km	Pourcentage de réseaux
1946-1950	102	1 %
1950-1960	73	1 %
1960-1970	279	3 %
1970-1982	1 213	12 %
1982-1990	930	10 %
1990-2000	1 863	19 %
2000-2010	2 099	22 %
2010-2022	**3 182**	**33 %**

Le réseau HTA est constitué à hauteur de 83 % d'ouvrages âgés de 40 ans.

FOCUS 2022

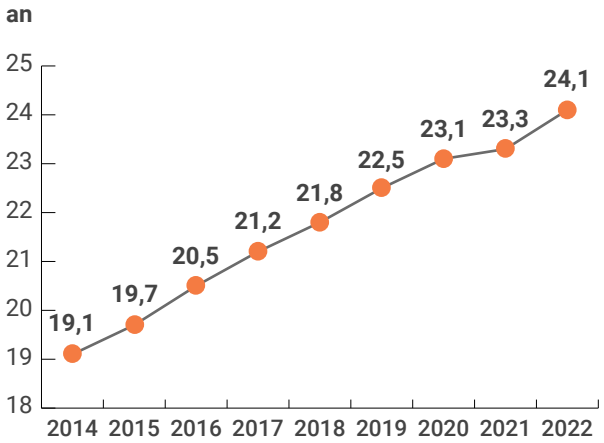
L'âge physique moyen global du réseau HTA est de 24,1 ans.

Cet âge est à rapprocher de la durée d'amortissement du réseau qui est de **40 ans.**

*Les données comptables donnent un âge moyen comptable de 10 ans environ. L'écart entre l'âge physique moyen et l'âge comptable moyen est plus faible pour le réseau HTA que pour le réseau BT (**14,1 ans** en HTA pour **15,0** ans en BT). Ceci confirme bien l'attention particulière portée par le concessionnaire au réseau HTA.*

*L'année précédente, l'âge physique moyen du réseau HTA était de **23,3 ans**.*

VARIATION DE L'ÂGE PHYSIQUE MOYEN DU RÉSEAU HTA



De 2010 à 2012, compte tenu de l'importance des travaux de renouvellement réalisés par le concessionnaire à la suite de la tempête Klaus (accroissement de 1 239 km du réseau souterrain HTA et dépose de 1 007 km de réseau HTA aérien), le réseau HTA rajeunit.

***De 2017 à 2021, 617 km** de réseaux souterrains supplémentaires ont été créés et **86 km** de réseau aérien ont été déposés.*

En année	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Âge physique moyen	21,2	21,8	22,5	23,1	23,3	**24,1**

FOCUS 2022

En 2022, 70 km de réseaux souterrains supplémentaires créés et 23 km de réseaux aériens déposés.

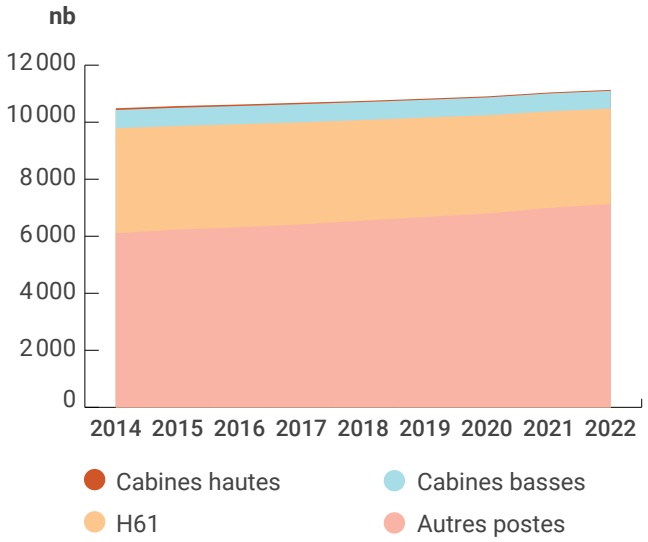
CONSTAT : les travaux réalisés en 2022, ne permettent pas de compenser le vieillissement normal d'un an que subit le réseau. Le renouvellement de ce réseau HTA engendré par ces travaux n'est plus suffisant pour rajeunir le patrimoine HTA.

LES POSTES DE TRANSFORMATION HTA/BT

Le parc de postes de transformation

Les postes de transformation permettent d'assurer le lien entre le réseau moyenne tension HTA et BT en abaissant la tension du courant transporté sur le réseau HTA (20 000 volts), à la valeur contractuelle livrée aux usagers, 400 volts en triphasé (230 volts en monophasé).

ÉVOLUTION DU NOMBRE DE POSTES DE TRANSFORMATION



FOCUS 2022

11 134 postes de transformation (11 041 l'année précédente).

Le niveau national compte **806 610** transformateurs HTA/BT.

La concession représente 1,38 % du nombre national de transformateurs.

*Pour l'année 2022, l'accroissement du nombre de transformateurs de la concession est de **0,8 %**, soit **93** unités.*
*Il était de **136** unités l'année précédente.*

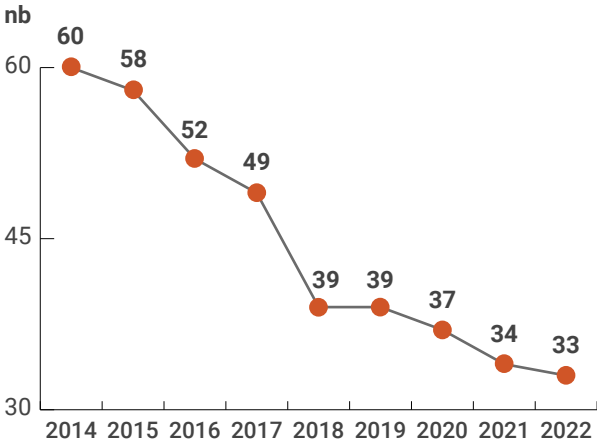
L'ensemble des postes de transformation représente une puissance de 2075 MW (2 023 MW l'année précédente) soit un accroissement de 3 % par rapport à l'année précédente.

	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Nombre de postes de transformation	10 683	10 745	10 824	10 905	11 041	**11 134**
Augmentation du nombre de postes	63	62	79	81	136	**93**

ON NOTE :

- Une progression constante du nombre de transformateurs installés,
- Une diminution du nombre de postes H61 (hauts de poteaux) remplacés lors des travaux souterrains par des postes de nouvelle génération types PSSA, PSSB,
- Une stagnation du nombre de postes maçonnés de type « cabine haute »

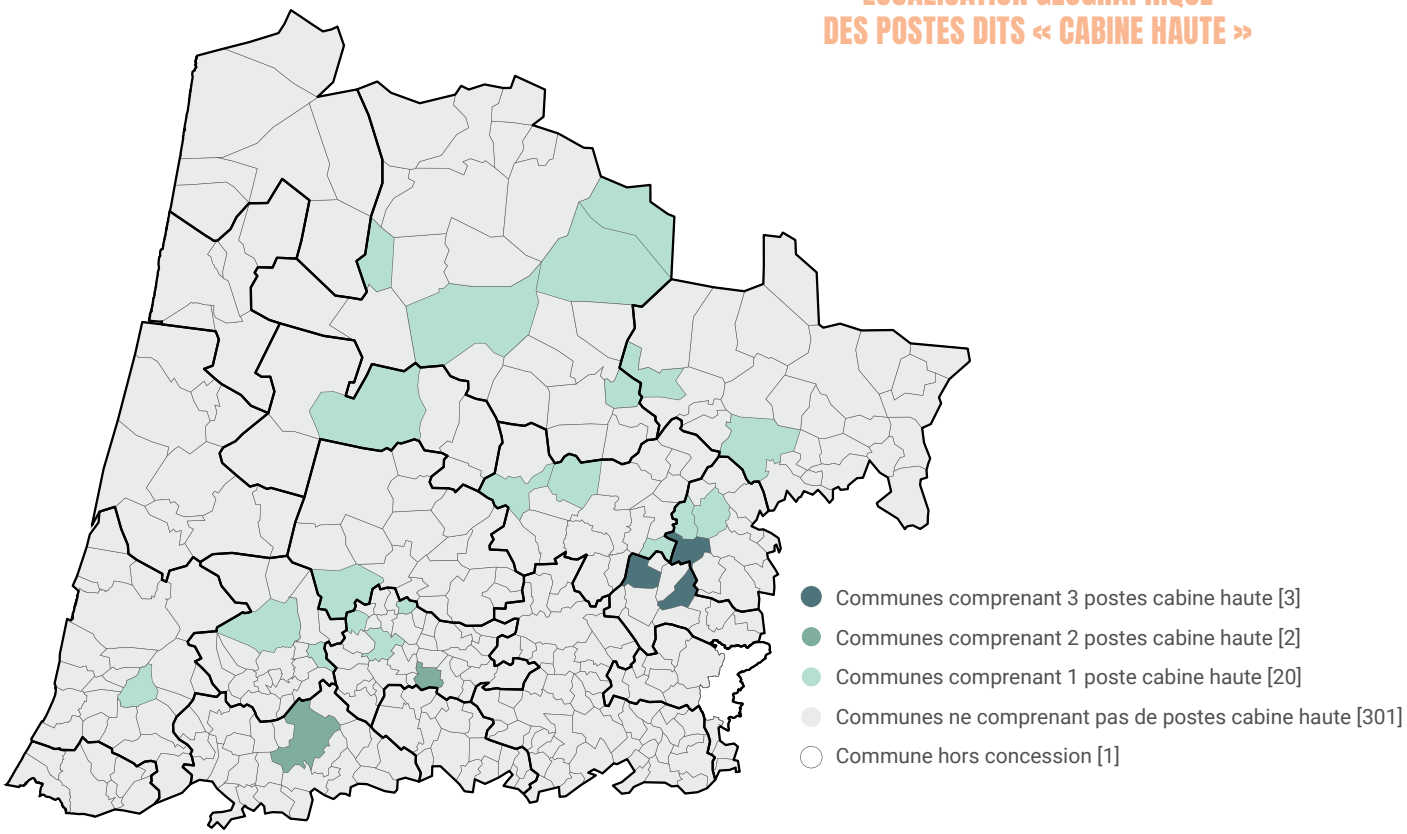
ÉVOLUTION DU NOMBRE DE POSTES MAÇONNÉS DE TYPE «CABINE HAUTE»



*Au rythme acquis depuis l'année 2017 pour la suppression des postes en cabine haute– **16 postes supprimés en 5 ans ;** soit un rythme moyen de **3,2 postes** par ans–il faudrait encore **10 ans** pour tous les éliminer.*

	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Nombre de postes cabines hautes	49	39	39	37	34	**33**

LOCALISATION GÉOGRAPHIQUE DES POSTES DITS « CABINE HAUTE »



Nous constatons que **25 communes** supportent encore un ou plusieurs postes en cabine haute sur leur territoire (soit **8 %** des communes de la concession).

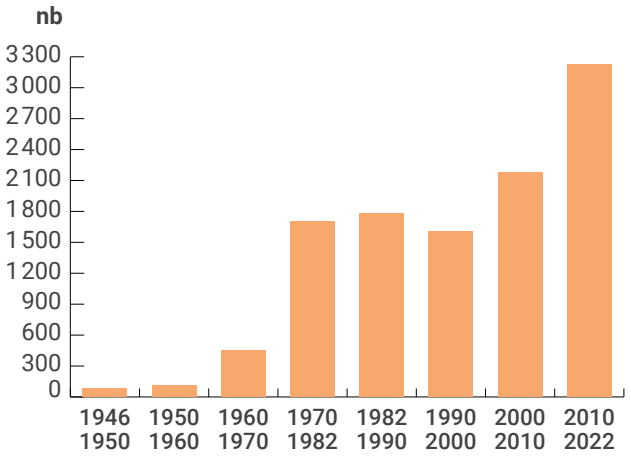
3 communes supportent 3 postes : Bascons, Castandet et Pujo le Plan.

Le SYDEC tient à privilégier l'utilisation de petits postes de types « Postes au Sol Simplifiés de catégorie A ou B », dont les caractéristiques techniques sont bien adaptées au territoire rural du département (de petits hameaux ou maisons isolées éloignées de 1 ou 2 km du réseau HTA, qu'il n'est pas opportun ni rentable d'alimenter par des postes de type « urbain », plus coûteux).

Le SYDEC doit veiller à ce que les fournisseurs n'entendent pas que les besoins d'Enedis en la matière, et retirent les petits postes de leur catalogue (sachant que les postes « urbains » ont tendance à être vendus et installés à la place).

Âge physique moyen

ÂGE PHYSIQUE MOYEN DES POSTES DE TRANSFORMATION HTA/BT



Année	Nombre de postes	Répartition du nombre de postes
1946-1950	79	1 %
1950-1960	113	1 %
1960-1970	453	4 %
1970-1982	1 703	15 %
1982-1990	1 779	16 %
1990-2000	1 607	14 %
2000-2010	2 175	20 %
2010-2022	**3 225**	**29 %**

FOCUS 2022

L'âge moyen du parc des transformateurs est de 26,4 ans.

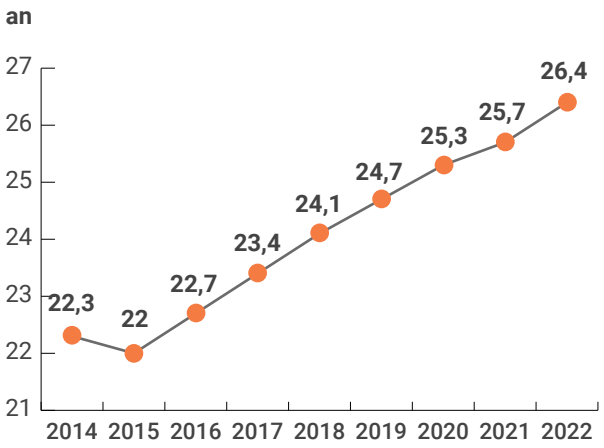
Cet âge est à rapprocher de la durée d'amortissement des transformateurs qui est de **40 ans.**

*Le graphique des âges démontre que les 40 dernières années ont connu la construction de 79 % du parc des postes de transformation actuel. Il est plus **élevé** que celui du réseau HTA et augmente de **0,7 ans** par rapport à l'année précédente.*

Constat : En 2022, le parc des transformateurs de la concession LANDES est sur une tendance de vieillissement.

La durée de vie des postes de transformation est bien inférieure à celle d'un réseau de lignes électriques donc normalement l'âge moyen du parc des postes de transformation devrait être inférieur à celui du réseau HTA. En conséquence, Enedis doit rester très attentif à la bonne santé d'un organe vital pour la qualité de la distribution publique qu'est le poste de transformation.

VARIATION DE L'ÂGE PHYSIQUE MOYEN DES POSTES DE TRANSFORMATION HTA/BT



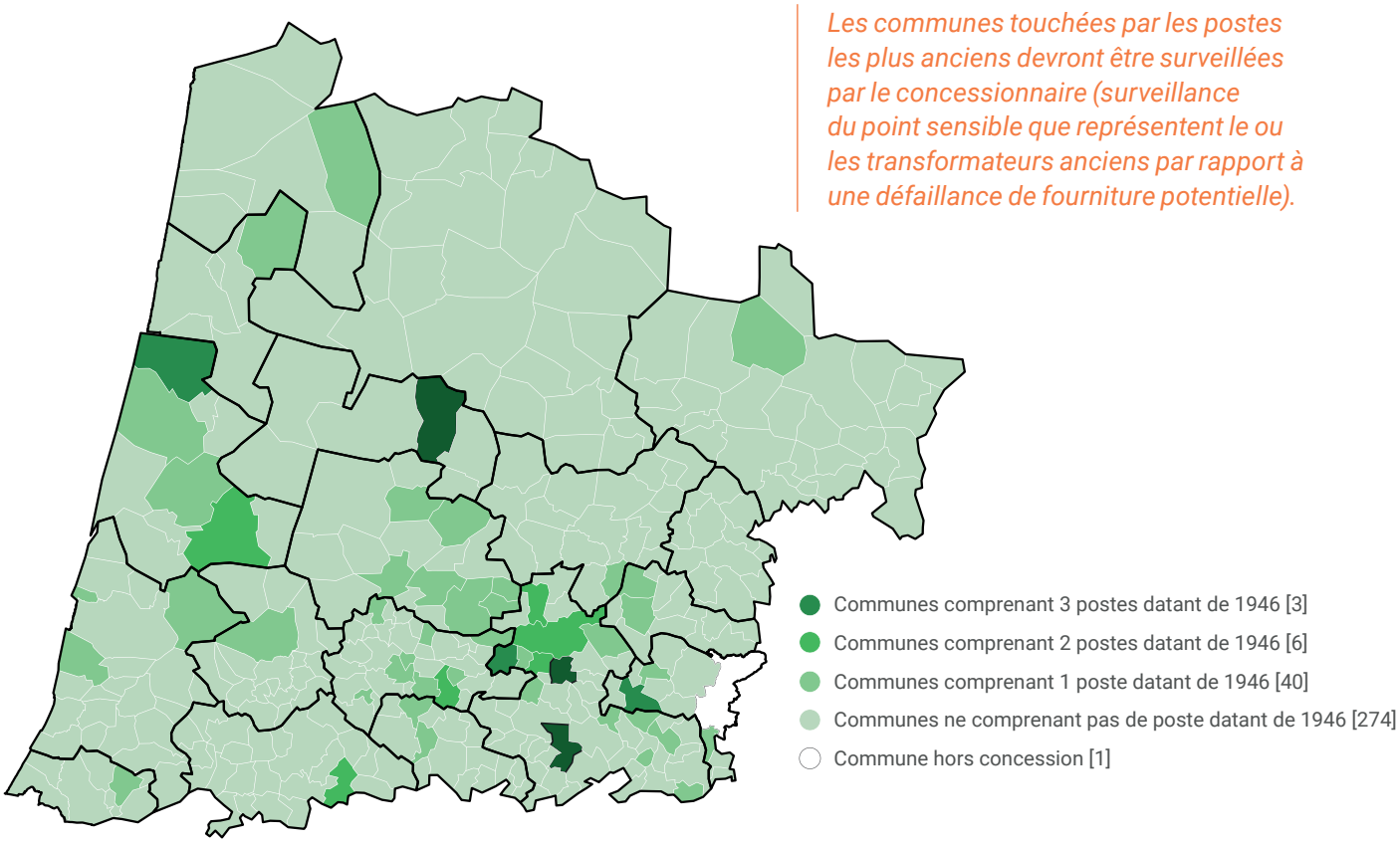
CONSTAT : Depuis 2015, le parc des transformateurs de la concession LANDES est sur une tendance de vieillissement.

En année	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Âge physique moyen du parc des transformateurs	23,4	24,1	24,7	25,3	25,7	**26,4**

La carte ci-dessous illustre la situation géographique d'implantation des postes les plus anciens **(1946 soit 76 ans).**

LOCALISATION GÉOGRAPHIQUE DES POSTES LES PLUS ANCIENS

Les communes touchées par les postes les plus anciens devront être surveillées par le concessionnaire (surveillance du point sensible que représentent le ou les transformateurs anciens par rapport à une défaillance de fourniture potentielle).



LE RÉSEAU D'ALIMENTATION GÉNÉRALE (RAG)

Le Réseau d'Alimentation Générale est le réseau moyenne tension HTA qui sert à alimenter le département des Landes ou qui traverse notre département pour alimenter d'autres concessions (départements limitrophes).

Par opposition, on distingue le réseau maillé HTA qui ne sert qu'à desservir les usagers du département.

Jusqu'à présent, la propriété du réseau HTA était partagée entre les autorités concédantes (régime « DP » : distribution publique) et le concessionnaire (régime « RAG » : régime d'alimentation générale).

Cependant, au 1er janvier 2005, l'intégralité du réseau RAG a été transférée aux collectivités comme le prévoit l'**article 36 de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004** relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières relatif au service de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières (publiée au J.O n° 185 du 11 août 2004).

En contrepartie, le concessionnaire est dispensé de constituer des provisions pour charges futures de renouvellement, destinées à financer le renouvellement des ouvrages au-delà du terme de la concession.

L'impact pour les collectivités est essentiellement comptable. En effet, les linéaires de réseaux communiqués par le concessionnaire englobent DP et RAG alors que les informations comptables ne prennent en compte que le réseau sous régime DP. Ainsi, les collectivités ont vu la valeur d'actif de leur réseau augmenter et les provisions pour charges futures de renouvellement disparaître.



LES TRAVAUX ET LES INVESTISSEMENTS

Point de vue



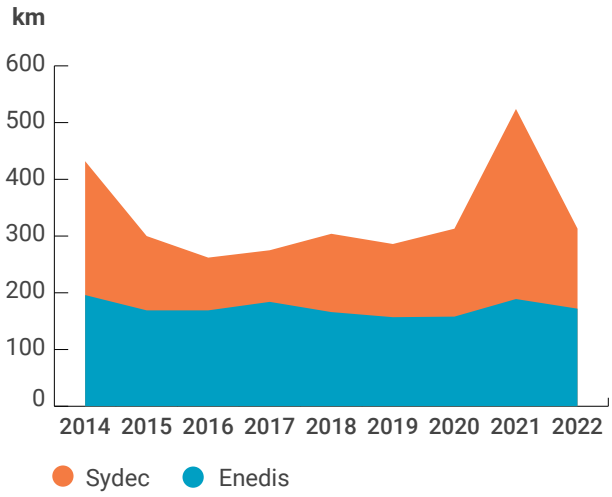
Frédéric Montaut

Ingénieur en chef
Chef du service Concessions
Conseil Énergies

« Le concessionnaire et l'autorité concédante investissent tous deux sur les réseaux de distribution publique d'électricité. En tant que maîtres d'ouvrage des travaux, ils se sont astreints conjointement au respect des principes garantissant la protection de l'environnement. Ces règles, qui régissent l'activité d'investissement, figurent à l'article 8 du cahier des charges, complété par l'article 4 de l'annexe 1.
Le présent rapport répertorie les travaux réalisés par chacun des partenaires afin de mesurer l'engagement consenti et l'effort développé d'année en année. »

Le graphe ci-dessous indique la répartition en longueur des travaux réalisés par le SYDEC et Enedis :

RÉPARTITION EN LONGUEUR DES TRAVAUX RÉALISÉS PAR LE SYDEC ET ENEDIS



En km	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Travaux SYDEC	184	166	157	158	189	**172**
Travaux Enedis	91	138	129	155	335	**141**
TOTAL	**275**	**304**	**285**	**313**	**524**	**313**

__En 2022,__ le rythme de travaux réalisés par __Enedis__ diminue.

La répartition moyenne des travaux en longueur de réseau construit sur la période __2017-2022__ est respectivement de __53 %__ pour le SYDEC et de __47 %__ pour Enedis.

FOCUS 2022

Le SYDEC a assuré 55 % de la longueur totale de réseau construit.

Les travaux SYDEC sur le réseau représentent un accroissement de **0,8 %** du linéaire total.

LES TRAVAUX PAR TYPE DE TENSION

Point de vue



Luc Wanniarachchi

Directeur territorial
Enedis Landes

Les enjeux de la gestion patrimoniale du réseau

« La gestion patrimoniale du réseau doit à la fois répondre à des enjeux structurels liés au stock de ce patrimoine et à des enjeux plus évolutifs liés aux attentes nouvelles qui lui sont adressées, avec une intensité croissante.

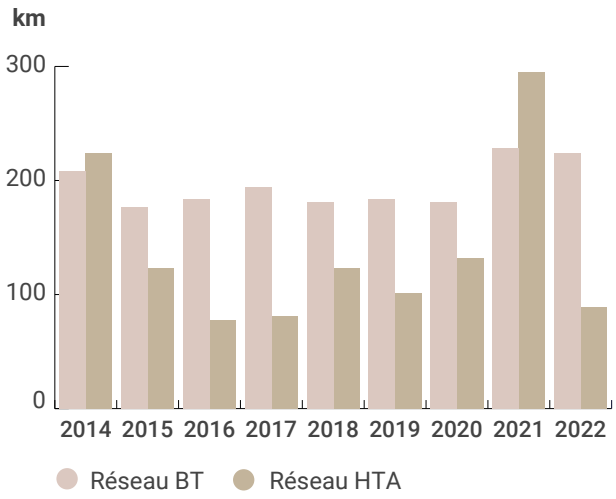
Le réseau est toujours en plein développement : il croît en moyenne chaque année d'environ 8 500 km, d'une quinzaine de postes sources et de 4 500 postes de transformation HTA-BT.

D'une part, Enedis doit maîtriser l'évolution du réseau, sa capacité à délivrer les services attendus et garantir son adaptation aux nouveaux défis liés à la transition écologique.

D'autre part, Enedis poursuivra ses efforts d'amélioration de la qualité pour installer durablement, à l'horizon 2030, sa zone de desserte à un niveau de qualité sous les 60 minutes, sans dégrader le ratio coût/qualité au bénéfice des clients et de l'économie française. Compte tenu de la densité de population et de la structure historique du réseau (arborescent aérien), cette ambition repose sur des programmes ciblés et priorisés, équilibrés entre zones urbaines et zones rurales, associés au développement des smart grids et à la modernisation des programmes de maintenance. »

Évolution de la longueur totale de travaux

ÉVOLUTION DE LA LONGUEUR TOTALE DES TRAVAUX



En km	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Réseau HTA	81	123	101	132	295	**89**
Réseau BT	194	181	184	181	228	**224**
TOTAL	**275**	**304**	**285**	**313**	**524**	**313**

FOCUS 2022

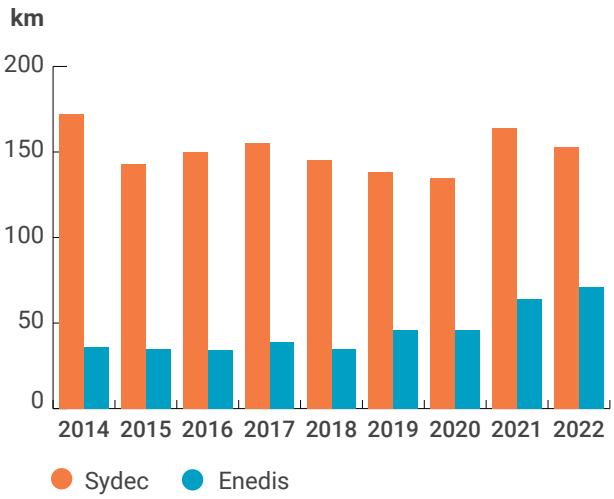
La longueur totale de travaux a diminué de 40 % en 2022.

Les travaux sur le réseau HTA représentent **0,4 %** du linéaire total.
Les travaux sur le réseau BT représentent **1,1 %** du linéaire total.

En 2022, un investissement réalisé majoritairement pour le réseau BT.

Les travaux réalisés sur le réseau BT

ÉVOLUTION DES TRAVAUX RÉALISÉS EN LINÉAIRE SUR LE RÉSEAU BT

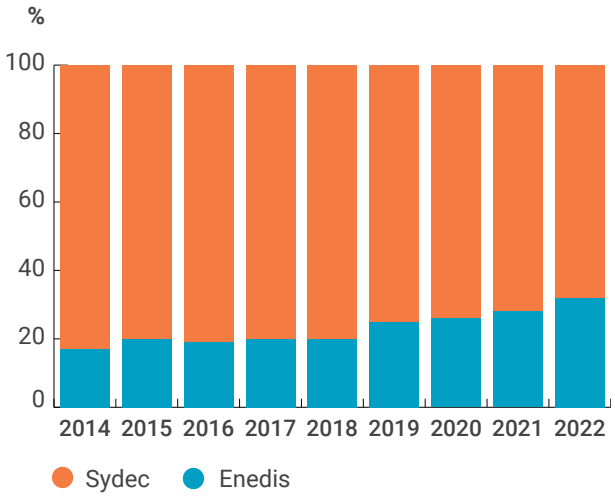


En km	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Travaux BT SYDEC	155	145	138	135	164	**153**
Travaux BT Enedis	39	35	46	46	64	**71**
TOTAL	**194**	**181**	**184**	**181**	**228**	**224**

FOCUS 2022

68 % des travaux BT ont été faits sous maîtrise d'ouvrage du SYDEC.

VARIATION DU TAUX ENEDIS / SYDEC POUR LES TRAVAUX BT



En %	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Travaux BT SYDEC	80	80	75	74	72	**68**
Travaux BT Enedis	20	20	25	26	28	**32**

De manière générale, le SYDEC assurait la grande majorité des travaux BT, chiffre en accord avec les dispositions de l'**article n° 5 de l'annexe 1** du cahier des charges de concession, qui attribue la plupart des travaux sur ce réseau au SYDEC, pour les communes rurales, majoritaires dans les Landes, et les enfouissements de réseaux dans toutes les communes.

De 2017 à 2022, ces travaux sont à dominance SYDEC.

FOCUS 2022

Depuis 2017, Enedis réalise en moyenne 25 % des travaux BT de la concession-le SYDEC 75 %.

Le SYDEC doit veiller à l'investissement engagé par Enedis sur le réseau BT car il traduit l'intérêt qu'Enedis porte à renouveler notre réseau (cette mission est sous sa responsabilité), selon l'**article n° 10** du cahier des charges de concession **(Autres travaux)** : *« L'exploitation des ouvrages de la concession est assurée par le concessionnaire, à ses frais et sous sa responsabilité. Ainsi, les travaux de maintenance, y compris ceux d'élagage et ceux de renouvellement, nécessaires au maintien du réseau en bon état de fonctionnement ainsi que les travaux de mise en conformité des ouvrages avec les règlements techniques et administratifs, seront financés par le concessionnaire. »*

Ces travaux portent le nom de renouvellement. Il est important qu'Enedis assure cette tâche si l'on veut conserver un réseau sûr et délivrant une électricité de qualité.

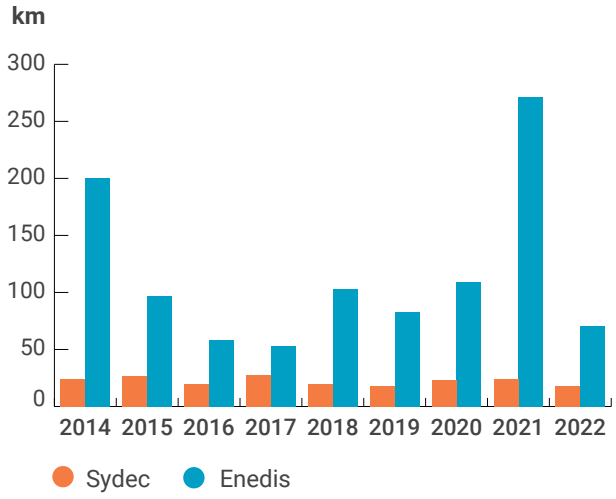
La reconstruction des réseaux BT détruits par la tempête Klaus et ses conséquences ultérieures ont conduit à un accroissement considérable des investissements d'Enedis.

La diminution, des travaux réalisés depuis par Enedis amène à penser que les investissements post Klaus restaient ponctuels à l'année 2009 (201 km).

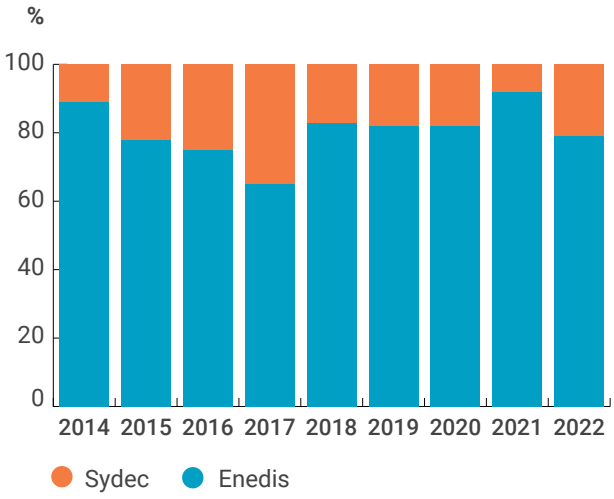
Effectivement, les travaux réalisés par le concessionnaire sur le réseau BT se situent depuis 2017, à une longueur moyenne annuelle de 50 km.

Les travaux réalisés sur le réseau HTA

ÉVOLUTION DES TRAVAUX RÉALISÉS EN LINÉAIRE SUR LE RÉSEAU HTA



VARIATION DU TAUX ENEDIS / SYDEC POUR LES TRAVAUX HTA



En km	2017	2018	2019	2020	2021	2022
HTA SYDEC	28	20	18	23	24	**18**
HTA Enedis	53	103	83	109	271	**71**
TOTAL	**81**	**123**	**101**	**132**	**295**	**89**

En %	2017	2018	2019	2020	2021	2022
HTA SYDEC	35	17	18	18	8	**21**
HTA Enedis	65	83	82	82	92	**79**

FOCUS 2022

79 % des travaux HTA ont été faits sous maîtrise d'ouvrage Enedis.

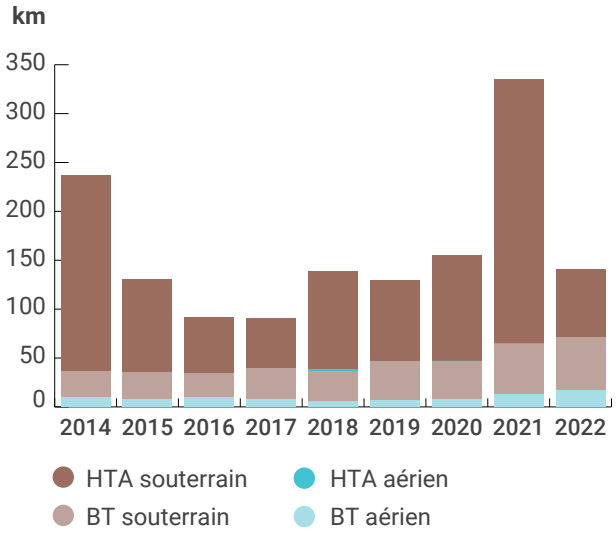
Enedis assure la majorité des travaux HTA, chiffre en accord avec les dispositions de l'**article n° 5 de l'annexe 1** du cahier des charges de concession, qui attribue la plupart des travaux sur le réseau HTA, à Enedis.

Pour sa part, le SYDEC construit le restant à l'occasion d'enfouissement de réseaux, d'alimentations de nouveaux usagers privés et publics.

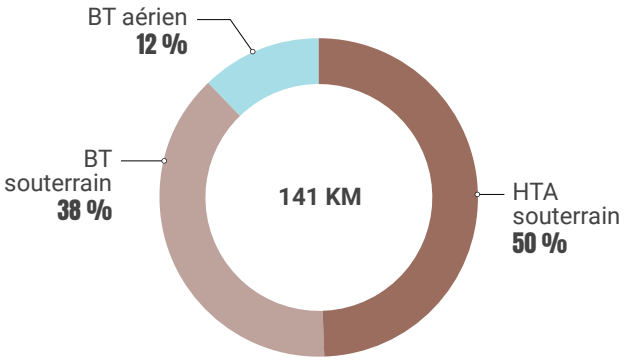
LES TRAVAUX PAR TECHNIQUE DE POSE

Les travaux réalisés par le concessionnaire

ÉVOLUTION DU LINÉAIRE DE TRAVAUX RÉALISÉS PAR LE CONCESSIONNAIRE



RÉPARTITION DES TRAVAUX RÉALISÉS PAR LE CONCESSIONNAIRE



En km	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Réseau HTA souterrain	52	100	83	108	270	**70**
Réseau HTA aérien	0	3	0	0	1	**0**
Réseau BT souterrain	31	30	39	39	51	**54**
Réseau BT aérien	8	6	7	8	13	**17**
TOTAL	**91**	**138**	**129**	**155**	**335**	**141**

Après la tempête Klaus, le programme de consolidation HTA engagé par Enedis a favorisé l'augmentation des travaux en technique souterraine.

En 2021, l'augmentation importante de la longueur de travaux en technique souterraine du réseau HTA est due en partie à la réalisation de travaux d'extension pour desservir des sites photovoltaïques et la création du poste source CANTEGRIT.

Les travaux réalisés par l'autorité concédante

Point de vue

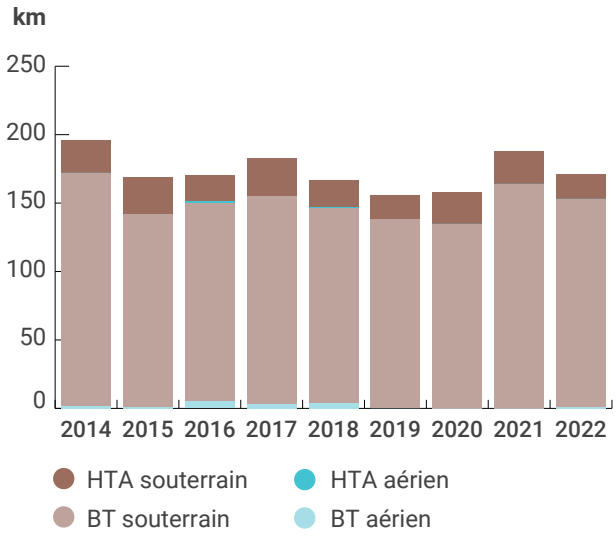


Éric Dubertrand

Ingénieur
Responsable du Bureau d'Etudes

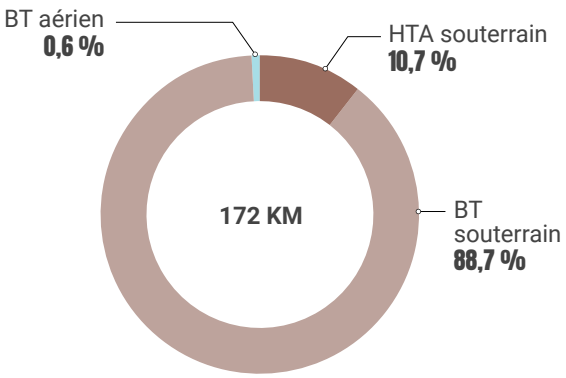
« Les travaux du SYDEC **représentent 40 %** des investissements de la concession. Le SYDEC réalise la quasi-totalité de ses travaux en technique souterraine et les concentrent sur le réseau BT, tout d'abord pour le renforcer, mais aussi depuis quelques années pour le sécuriser, suite aux nouvelles dotations prévues à cet effet, du CAS-FACE. »

ÉVOLUTION DU LINÉAIRE DE TRAVAUX RÉALISÉS PAR L'AUTORITÉ CONCÉDANTE



En km	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Réseau HTA souterrain	28	20	18	23	24	**18**
Réseau HTA aérien	0	1	0	0	0	**0**
Réseau BT souterrain	152	142	138	135	164	**152**
Réseau BT aérien	3	4	0	0	0	**1**
TOTAL	**183**	**166**	**157**	**158**	**189**	**172**

RÉPARTITION DES TRAVAUX RÉALISÉS PAR LE SYDEC



Pour ses travaux HTA, hormis pour les opérations de dépose/repose de réseau, le SYDEC utilise exclusivement la technique souterraine.
Pour le réseau BT, le SYDEC maintient sa politique de construction de réseau en souterrain.

Le SYDEC souhaite maintenir l'objectif de construction des lignes en technique souterraine à hauteur de 80 % (assurance de construire un réseau sûr, fiable et favorisant l'aspect environnemental). Cet objectif est de 15 % au-dessus de l'engagement pris par Enedis dans le contrat de service public.

La technique aérienne est le torsadé pour 100 % des constructions ou des renforcements, pour les travaux BT.

FOCUS 2022

Le SYDEC a construit 99 % des réseaux en souterrain (100 % l'année précédente).

Le SYDEC privilégie très majoritairement la technique souterraine.

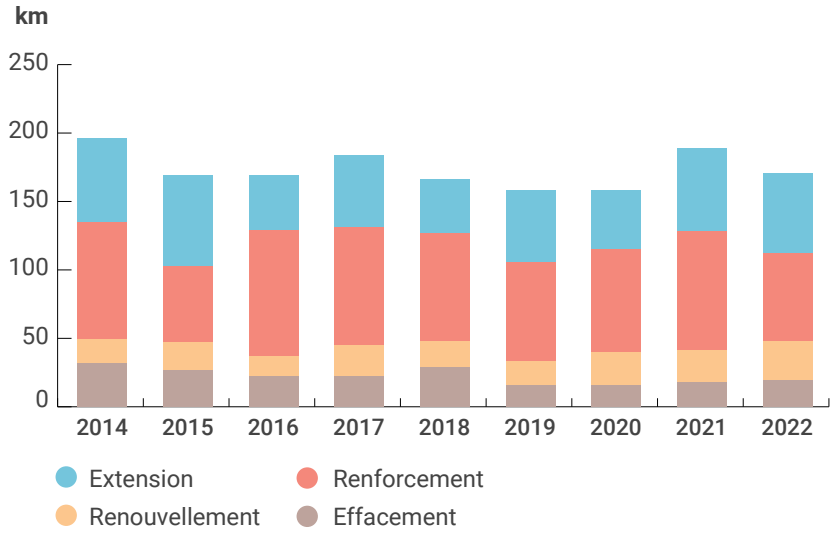


LES TRAVAUX PAR TYPE DE CHANTIERS

En 2022, les travaux réalisés sous maîtrise d'ouvrage Enedis se caractérisent de la manière suivante :

- Chantiers de renforcement
- Chantiers de renouvellement
- Chantiers de raccordement.

LONGUEUR DE RÉSEAU PAR TYPE DE CHANTIER ET MAÎTRISE D'OUVRAGE



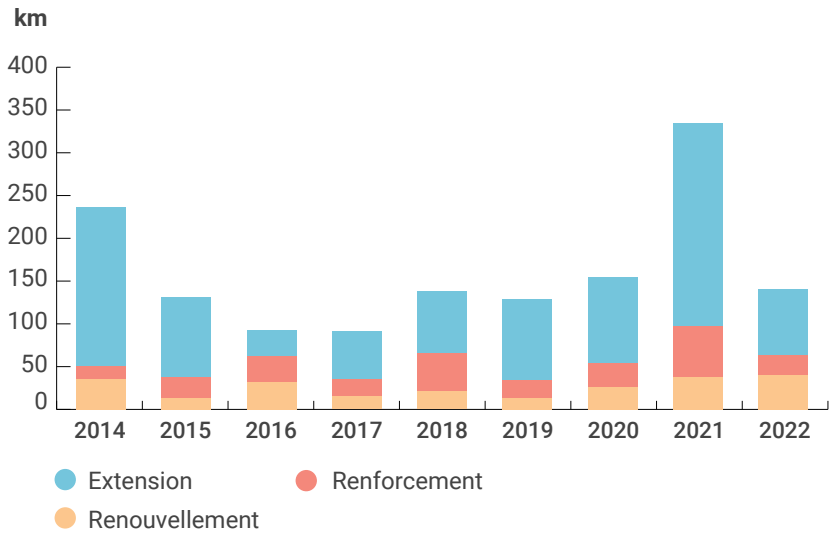
SYDEC						
En km	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**
Extension	53	39	52	43	61	**59**
Renforcement	86	79	73	75	87	**64**
Renouvellement	23	19	17	24	23	**29**
Effacement	22	29	16	16	18	**19**
TOTAL	**183**	**166**	**157**	**158**	**189**	**172**

FOCUS 2022

Enedis a renouvelé 21 km de réseau HTA et 19 km de réseau BT.

Le SYDEC analyse ces travaux et ceux d'Enedis par type de chantiers pour d'une part vérifier leur cohérence de répartition imposé par le cahier des charges et d'autre part vérifier que les obligations de renouvellement dictées par ce cahier des charges sont bien respectées par le concessionnaire.

LONGUEUR DE RÉSEAU POSÉ PAR LE CONCESSIONNAIRE ET PAR TYPE DE CHANTIER



Enedis						
En km	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**
Extension	57	72	95	101	238	**78**
Renforcement	20	45	21	28	59	**23**
Renouvellement	15	21	13	26	38	**40**
Effacement	0	0	0	0	0	**0**
TOTAL	**91**	**138**	**129**	**155**	**335**	**141**

*En ce qui concerne la typologie des chantiers, le graphe de l'**année 2022** traduit pour l'essentiel la répartition des maîtrises d'ouvrages imposée par l'**article n° 5 de l'annexe 1** du cahier des charges de concession (Maîtrise d'ouvrage) : les renforcements, les effacements de réseaux et les extensions sur les communes rurales sont majoritairement sous la maîtrise d'ouvrage du SYDEC. En revanche, le renouvellement des ouvrages est assuré majoritairement par Enedis ce qui va dans le sens de l'**article n° 10** du cahier des charges de concession.*
De 2010 à 2012 (travaux post Klaus), le concessionnaire a renouvelé 1 583 km de réseau.

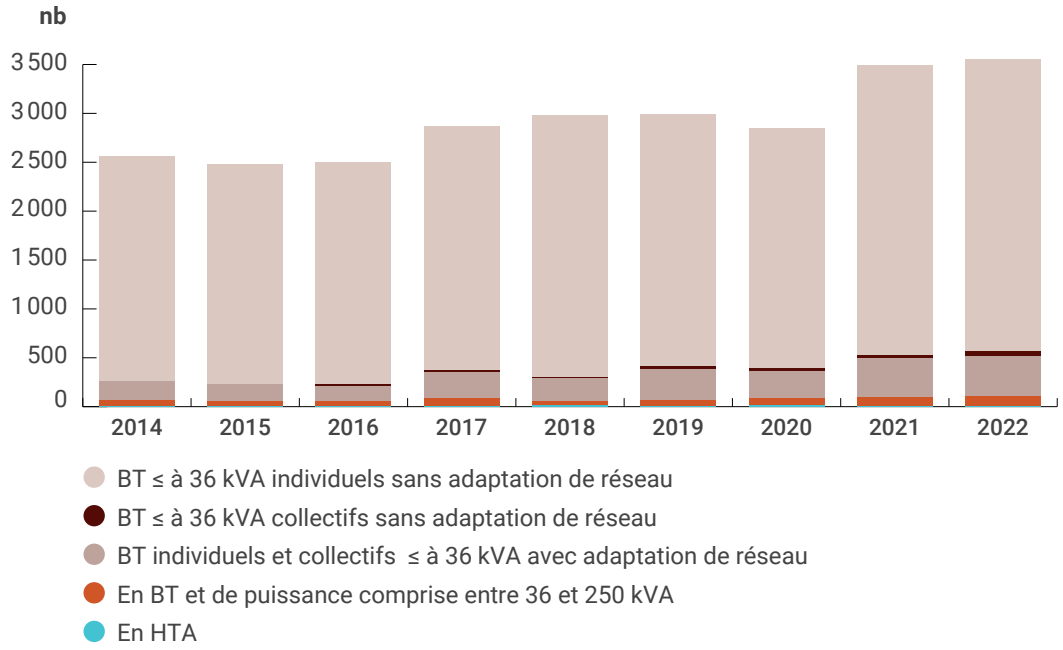
De 2017 à 2022, le concessionnaire n'a renouvelé que 153 km de réseau.

Nous rappelons que la mission prioritaire du SYDEC est de renforcer les réseaux pour améliorer la qualité de fourniture d'usagers sous alimentés. Enedis, exploitant d'un réseau lui étant concédé, a le devoir de la maintenir en parfait état de fonctionnement, mission de service public fondamentale.

LES RACCORDEMENTS RÉALISÉS PAR LE CONCESSIONNAIRE

Ce graphe donne l'évolution du nombre de nouveaux usagers bénéficiant d'une fourniture d'énergie électrique par Enedis, des changements de types d'abonnement pour augmentation ou diminution de puissance et de fin de contrat entre l'usager et Enedis.

NOMBRE DE RACCORDEMENTS NEUFS RÉALISÉS



En 2022, le nombre de raccordements neufs augmente pour l'ensemble des puissances proposées.

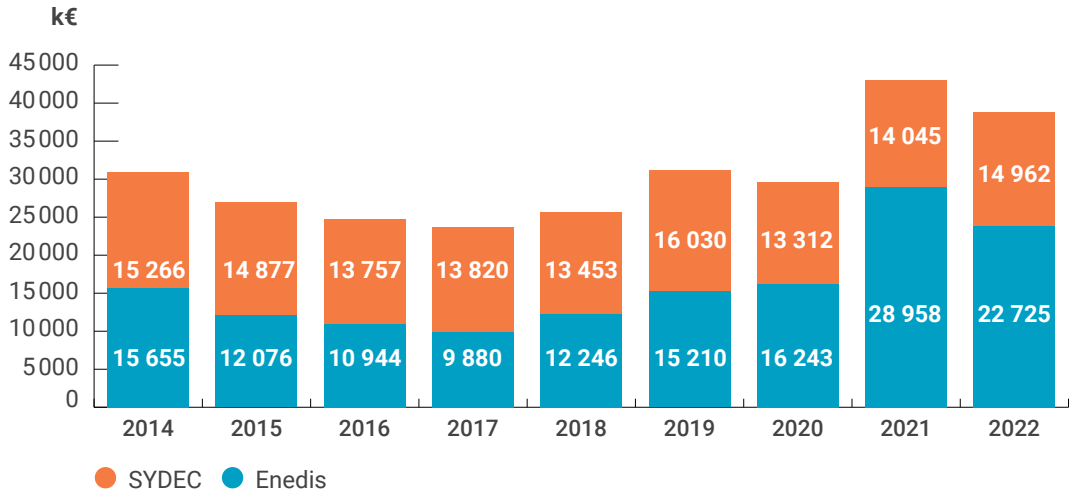
Nombre de raccordements neufs réalisés	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Variations
En BT et de puissance≤ à 36 kVA	2 782	2 921	2 916	2 756	3 394	**3 443**	1 %
Dont raccordements BT individuels sans adaptation de réseau	2 492	2 678	2 578	2 446	2 968	**2 986**	1 %
Dont raccordements BT collectifs sans adaptation de réseau	23	15	24	27	29	**54**	86 %
Dont raccordements BT individuels et collectifs avec adaptation de réseau	267	228	314	283	397	**403**	2 %
En BT et de puissance comprise entre 36 et 250 kVA	72	47	61	69	88	**98**	11 %
En HTA	10	11	9	16	9	**10**	11 %

LES INVESTISSEMENTS

Les investissements sur les ouvrages localisés de la concession

Selon l'**article 5 de l'annexe 1** du contrat de concession, seuls deux maîtres d'ouvrage existent sur la concession : le SYDEC et Enedis. Le graphe ci-dessous illustre la répartition en k€ des investissements réalisés chaque année **depuis 2014** par les deux maîtres d'ouvrage, sur les financements propres d'Enedis et du SYDEC (Hors apports externes pour Enedis) concernant les ouvrages localisés de la concession (réseaux HTA, BT et Postes de transformation) :

INVESTISSEMENTS SUR LA CONCESSION*

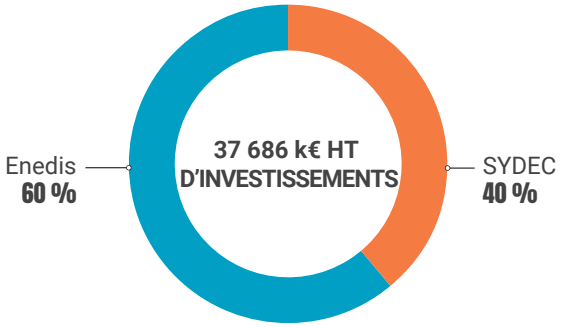


** Comparaison selon les assiettes de travaux identiques : ouvrages localisés HTA, BT, postes de transformation. Enedis a cependant investi pour la concession 46,2 M€.*

En k€ HT	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Investissement SYDEC	13 820	13 453	16 030	13 312	14 045	**14 962**
Investissement Enedis	9 880	12 246	15 210	16 243	28 958	**22 725**
TOTAL	**23 700**	**25 699**	**31 240**	**29 555**	**43 002**	**37 686**

De ses propres financements (hors apports externes) Enedis a investi à hauteur de **60 % sur le réseau et les postes de transformation** de la concession pour **23 M€,** et le SYDEC à hauteur de **40 %,** pour **15 M€,** sur les mêmes ouvrages sur ses propres financements.

RÉPARTITION DES INVESTISSEMENTS SUR LA CONCESSION



De 2018 à 2021, les investissements d'Enedis en financement propre, sur des travaux équivalents à la maîtrise d'ouvrage du SYDEC (réseau et poste de transformation), augmentent.

En 2022, ces investissements diminuent de 18 %.

Enedis a également investi **4,1 M€** sur les ouvrages de la concession de type ouvrages collectifs de branchement et matériels de comptage, qui correspondent à l'assiette de travaux dont le SYDEC n'a jamais la maitrise d'ouvrage et sur les ouvrages immobilisés en masse.

Ainsi, l'investissement total d'Enedis sur la concession est de **46,2 M€ en 2022,** pour **50.9 M€ l'année précédente** (diminution de **9 %**).

Enfin, pour information, Enedis investit **14,5 M€** sur la concession provenant des **apports externes** (participations aux travaux versées par les usagers de la concession).

FOCUS 2022

À maitrise d'ouvrage équivalente, le SYDEC investit 40 % et Enedis 60 %.

Les investissements du concessionnaire

Point de vue



Luc Wanniarachchi

Directeur territorial
Enedis Landes

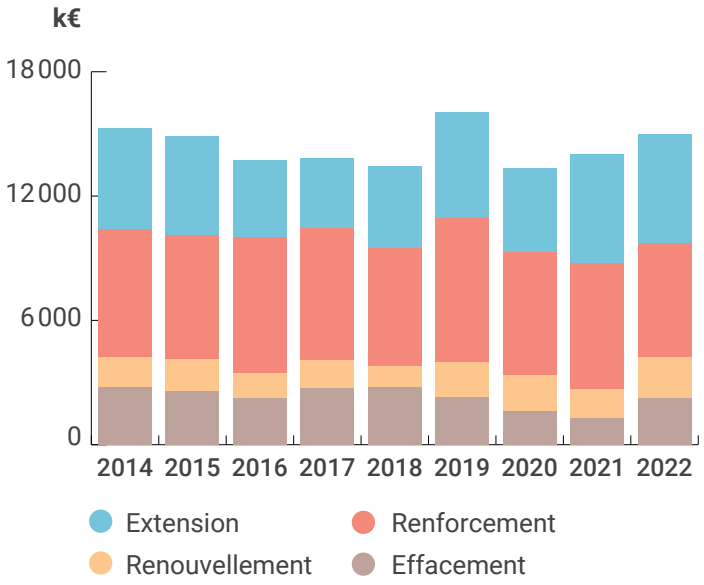
« Les investissements sur la concession sont en baisse par rapport à 2021, passant de 50,8 M€ à 46,2 M€.
Cette baisse s'explique principalement par la baisse des investissements concernant le raccordement des producteurs HTA, qui ont été divisés par 2,5, passant de 7,1 M€ à 2,8 M€ en 2022.
La fin du déploiement du compteur communicant participe également à cette baisse, passant de 6,5 M€ 2021 à 2,3 M€ en 2022.
Les investissements pour le raccordement des consommateurs BT s'élèvent à 14,2 M€ en 2022 soit une hausse de 27,3 % par rapport à 2021. Les investissements pour le raccordement des consommateurs HTA s'élèvent à 244 k€ soit une hausse de 313 % par rapport à 2021.
Les investissements pour l'amélioration du patrimoine restent quasi stables, passant de 22,7 M€ en 2020 à 22,1 M€ investis en 2021.
Les travaux d'amélioration de la fiabilité des réseaux en aérien comme en souterrain mais également les actions visant à améliorer la fiabilité des postes sources (mise en service du poste source de Bascat), avec un investissement passant de 8,6 M€ en 2021 à 10,2 M€.
Les investissements consistant à prolonger la durée de vie des ouvrages s'élèvent à 1,5 M€ soit une hausse de 28,5 % par rapport à 2021. »

Enedis n'assure la maîtrise d'ouvrage des investissements d'extension que sur **8 %** du territoire de la concession (communes urbaines) et sur les projets privés, ce qui explique que les investissements liés au renouvellement sont prépondérants. Enedis doit contractuellement assurer le renouvellement des ouvrages HTA et BT sur tout le territoire de la concession **(20 522 km de réseau).**

Enedis concentre ses investissements de renouvellement sur le réseau HTA car il considère que ce réseau doit être maintenu, sécurisé, renforcé de manière prioritaire compte tenu de l'impact sur le nombre d'usager que représente une panne sur ce dernier.

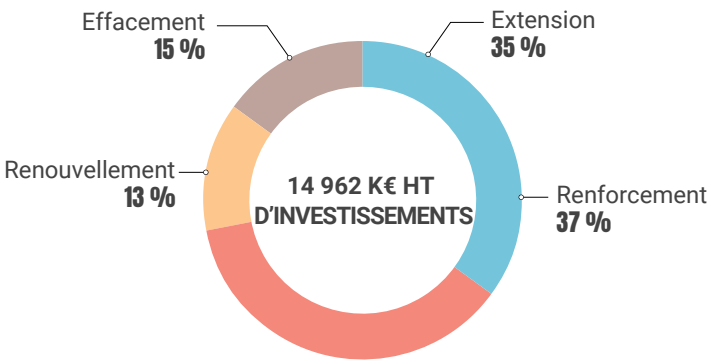
Les investissements de l'autorité concédante en k€

MONTANT DES INVESTISSEMENTS DU SYDEC



En k€ HT	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Extension	3 399	3 997	5 088	4 018	5 301	**5 222**
Renforcement	6 323	5 665	6 947	5 953	6 064	**5 528**
Renouvellement	1 392	1 015	1 698	1 742	1 383	**1 976**
Effacement	2 705	2 775	2 297	1 600	1 296	**2 237**
TOTAL	**13 820**	**13 453**	**16 030**	**13 312**	**14 045**	**14 962**

RÉPARTITION DES INVESTISSEMENTS SU SYDEC



Le SYDEC investit majoritairement pour étendre, renforcer et réaliser des aménagements esthétiques. Il se substitue toutefois à la mission de renouvellement des réseaux dévolue à Enedis.

Depuis 2005, le renouvellement assuré par le SYDEC est alimenté par un financement spécifique du FACE qui propose de subventionner un programme annuel de renouvellement des réseaux en fils nus par des réseaux en câble torsadé. Ce programme nommé «tranche S» permet de couvrir 80 % des investissements en renouvellement que doit assumer le SYDEC.

FOCUS 2022

Le SYDEC investit 35 % pour les extensions de réseau et 65 % pour le reste des travaux. Le SYDEC consacre 13 % de ses investissements au renouvellement des réseaux.

Sont classés en renouvellement, tous les dossiers dont la chute de tension est faible et ne justifie pas forcément un renforcement.

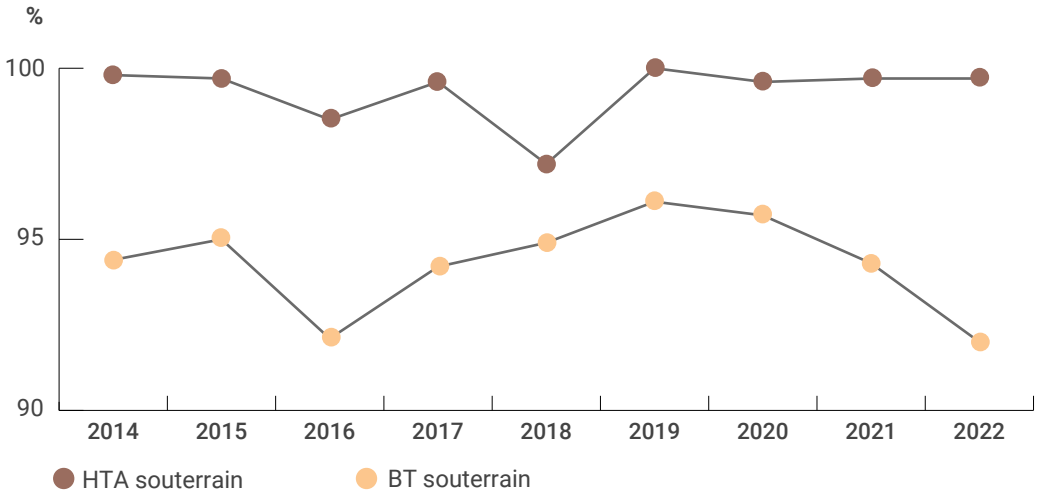
COMPTE TENU DE :

- la longueur de réseaux BT en fils nus restant sur la concession,
- 26,9 % de ce réseau aérien nu en faible section,
- du réseau aérien HTA constituant 29,4 % du réseau HTA,
- de la forte proportion de zones sensibles (boisées) caractérisant notre concession,
- de l'évènement dramatique Klaus du 24 janvier 2009 (survenant seulement 10 ans après la dernière tempête de portée « équivalente » avec toutes les conséquences que nous avons subies.

Nous avons demandé à Enedis d'accentuer ses investissements afin de résorber ces types de réseau peu favorable à l'obtention d'une qualité et une sûreté de fourniture optimale.

L'ENVIRONNEMENT

ÉVOLUTION DE LA PROPORTION DE TRAVAUX RÉALISÉS EN TECHNIQUE SOUTERRAINE



En % de linéaire	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Réseau HTA souterrain	99,6	97,2	100	99,6	99,7	**99,7**
Réseau BT souterrain	94,2	94,9	96,1	95,7	94,3	**92,0**

ARTICLE 8 DU CAHIER DES CHARGES

Le respect du cadre défini par l'**article 8** du cahier des charges de concession et de l'**article 4 de l'annexe 1 (Intégration des ouvrages dans l'environnement),** est en permanence contrôlé par le service contrôle du SYDEC ainsi que par le biais des demandes d'autorisation d'établir des ouvrages électriques (R323-25), dont le contrôle est assuré par la mission de contrôle : cellule « Contrôle de la Distribution de l'énergie électrique », de la DDTM.

Le cahier des charges stipule : « Pour une amélioration de l'insertion des ouvrages de la concession dans l'environnement, le concessionnaire se conformera aux dispositions de l'article 4 de l'annexe 1, pour les travaux de renouvellement, de renforcement ou de raccordement dont il est le maître d'ouvrage et dont il assumera le financement, intégralement ou en partie. ».

Ainsi, ces travaux doivent être réalisés en utilisant les techniques souterraines, sur façade (fixation des câbles contre la façade des bâtiments) ou autres techniques appropriées discrètes (technique aérienne avec l'accord de la commune), dans des proportions variables selon trois types de zones :

La zone 1 « zone protégée » comprend les secteurs disposant d'une protection particulière : périmètres de monuments et sites classés ou inscrits, parcs naturels ou réserves, espaces naturels sensibles, biotope, ZPPAUP (zones de protection du patrimoine architectural urbain et paysager), ZNIEFF (zones naturelles d'intérêt écologique, faunistique et floristique), secteurs sauvegardés, bande littorale de 100 mètres hors espaces urbanisés. Sous réserve d'impossibilité technique, le réseau est réalisé en souterrain, sur façade ou toute autre technique appropriée discrète acceptée par la commune.

La zone 2 « zone agglomérée » comprend les parties agglomérées des communes, les zones U des POS et au droit des établissements d'enseignement. Dans cette zone, l'objectif est de réaliser le réseau en souterrain, sur façade ou toute autre technique appropriée discrète à raison de 80 % de l'ensemble des travaux BT (BT) et moyenne tension (HTA) réalisés dans ce périmètre.

La zone 3 « zone rurale » correspond au territoire restant du département. Dans cette zone, il convient de réaliser le réseau en souterrain, sur façade ou toute autre technique appropriée discrète à raison de 40 % des travaux BT (BT) et moyenne tension (HTA) réalisés dans ce périmètre.

Les calculs des pourcentages sont réalisés sur les longueurs de réseau hors branchement.

Objectif souterrain	
Zone 1	100 %
Zone 2	80 %
Zone 3	40 %

En ce qui concerne le montant de la participation d'Enedis pour les enfouissements de réseaux, le cahier de charges prévoit que : *« Comme participation au financement de travaux dont l'autorité concédante sera maître d'ouvrage et destinés à l'amélioration esthétique des ouvrages de la concession, le concessionnaire versera à l'autorité concédante une contribution annuelle calculée selon les modalités indiquées en annexe 1 au présent cahier des charges. »*

Ce montant sera, selon l'article n° 4 de l'annexe 1 du cahier des charges de concession, « fixé d'un commun accord entre les parties, lors d'une rencontre annuelle ».

Concrètement, le SYDEC et Enedis ont décidé d'appliquer l'accord cadre sur l'environnement signé entre la Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies (FNCCR), le 26 avril 2000.

Cet accord prévoit, aux autorités concédantes qui le demandent à Enedis, la possibilité de fixer le montant de la contribution d'Enedis, à l'article 8, au montant au moins égal à celui de l'année 1999.

L'accord prévoit la possibilité de renégocier tous les ans, ce montant minimum. Le SYDEC a demandé à Enedis d'augmenter sa participation pour l'année 2006, comme en 2004 et 2005. Toutefois, pour 2006, Enedis n'a pas souhaité contribuer davantage qu'en 2004 et 2005.

Le SYDEC renégociera ce montant tous les ans compte tenu des demandes croissantes des communes en matière d'enfouissement des réseaux. Il est logique que tous les acteurs contribuent à l'effort environnemental.



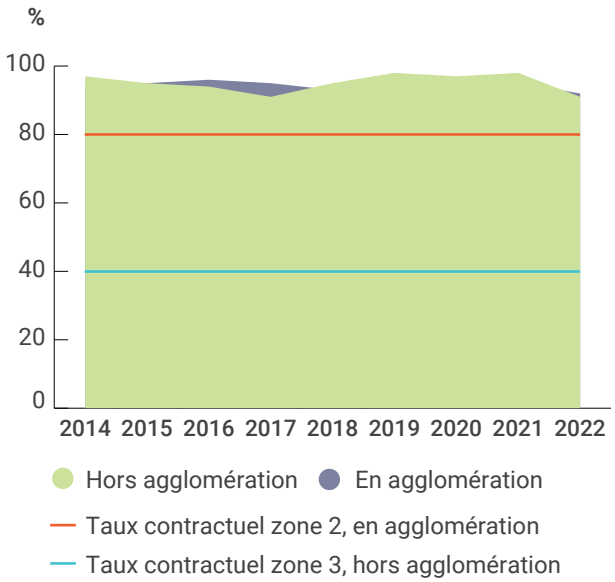
LES EFFACEMENTS DES RÉSEAUX AÉRIENS

Un effort soutenu dans la durée

Le concessionnaire Enedis participe aux actions d'effacement des réseaux BT et HTA destinées à résorber, au sein du patrimoine rural et urbain, les ouvrages construits en technique aérienne.

Le graphe ci-dessous donne l'évolution de l'utilisation de la technique discrète (souterrain ou façade) par Enedis pour construire les réseaux en zone 2 dite « En agglomération » et en zone 3 dite « Hors agglomération ».

ÉVOLUTION DE L'EMPLOI PAR ENEDIS DES TECHNIQUES DISCRÈTES EN HTA ET BT SUR LA CONCESSION



*Enedis respecte l'**article 4 de l'annexe 1** du cahier des charges de concession depuis 1994 en zone 3 (rurale) et en zone 2 (agglomérée).*
En zone 3 (rurale), une utilisation croissante de la technique souterraine par le concessionnaire lui a permis de retrouver et de dépasser le taux de 87 % de 2000.
Le SYDEC note avec intérêt qu'Enedis maintient un taux supérieur à 80 % de technique souterraine et contribue à renforcer la politique du SYDEC en la matière.
Enedis respecte son engagement du contrat de service public qui prévoit, quel que soit le territoire concerné, un taux minimal de travaux HTA de 90 % en souterrain et 65 % pour la BT.

En %	2017	2018	2019	2020	2021	2022
En agglomération	95	93	98	95	95	**92**
Hors agglomération	91	95	98	97	98	**91**

L'ÉNERGIE NOUVELLE RENOUVELABLE : LE PHOTOVOLTAÏQUE

L'utilisation du photovoltaïque

Point de vue



Frédéric Montaut
Ingénieur en chef
Chef du service Concessions
Conseil Énergies

« En France, de nombreux systèmes photovoltaïques produisent de l'électricité pour des applications telles que l'électrification rurale, l'électrification en zone urbaine, le traitement de l'eau, les télétransmissions, les équipements publics et depuis peu pour produire de l'électricité qui est réinjectée sur le réseau de distribution publique.
En électrification rurale, un site est considéré comme isolé dès qu'aucun réseau électrique ne le dessert (à une distance relativement longue d'environ plus de 600 mètres). A cette condition, le SYDEC calcule l'intérêt économique le plus avantageux pour l'usager : construire du réseau de distribution publique d'énergie électrique ou construire une installation de production d'électricité photovoltaïque. La solution la moins onéreuse sera adoptée et présentée aux organismes de subvention pour retenir définitivement la possibilité de desserte du site isolé.
Le concessionnaire participe à ces opérations par un suivi attentif de la maîtrise d'œuvre car il est exploitant de l'installation, une fois la remise d'ouvrage réalisée entre le SYDEC et Enedis.
Enedis propose un contrat intégré de maintenance à l'usager, qui produisant sa propre électricité, ne paie que les besoins de bon fonctionnement de l'installation, fonction de la quantité moyenne d'énergie délivrée. L'installation reste la propriété du SYDEC (qui confie l'exploitation à Enedis) et n'est accessible que par les agents du concessionnaire (sécurité et intégrité du système à préserver). »

L'énergie solaire photovoltaïque en site isolé

L'énergie photovoltaïque résulte de la transformation directe de la lumière du soleil en énergie électrique au moyen de cellules généralement à base de silicium. Pour obtenir une puissance suffisante, les cellules sont reliées entre elles et constituent le module ou panneau solaire. Les cellules commercialisées sur le marché actuel ont un rendement de conversion de 12 à 16 % et produisent une tension d'environ 0,6 volt, quelle que soit leur surface (l'intensité du courant étant quant à elle proportionnelle à leur surface).

En fonction de la puissance désirée et pour obtenir des niveaux de tension plus élevés, les panneaux eux-mêmes peuvent être assemblés pour constituer un « champ photovoltaïque ». Relié au récepteur sans autre élément, le panneau solaire fonctionne « au fil du soleil », c'est à dire que la puissance électrique fournie au récepteur est fonction de la puissance d'ensoleillement. Elle est donc à son maximum lorsque le soleil est au zénith et nulle la nuit.

Mais, très souvent, les besoins en électricité ne correspondent pas aux heures d'ensoleillement ou nécessitent une intensité régulière (éclairage ou alimentation de réfrigérateurs, par exemple).

On équipe alors le système de batteries, d'accumulateurs qui permettent de stocker l'électricité et de la restituer en temps voulu (une autonomie de 4 à 5 jour consécutive sans soleil est assurée). Un « régulateur » est alors indispensable pour protéger la batterie contre les surcharges ou les décharges profondes nocives à sa durée de vie (8 ans en moyenne).

Enfin, le générateur photovoltaïque produisant du courant continu, il est très souvent nécessaire de le convertir (à l'aide d'un onduleur) en courant alternatif, pour alimenter les appareils de la vie courante des usagers.

Les principes de financement des installations

Les principes de financement

Le SYDEC applique le principe de financement des installations de sites isolés en déclinant le montage financier de l'opération selon 3 sources de subventions basées sur le montant TTC de l'affaire (la TVA étant préfinancée par le SYDEC) :

- Le FACE (Fond d'Amortissement des Charges d'Électrification) 80 %
- L'ADEME et le CONSEIL REGIONAL 11,4 %
- L'usager 8,6 %

L'usager doit formuler sa demande de raccordement au Maire de sa commune qui la transmettra au SYDEC pour instruction du dossier.

En cas d'accord de financement par le FACE, le SYDEC est maître d'ouvrage de l'opération. La réalisation des travaux est conforme à la procédure des marchés publics.

Les installations

La puissance produite par un module photovoltaïque sous un ensoleillement standard de 1 000 W/m^2 est appelée la puissance crête du module. Elle s'exprime en watts. En général, un module de 0,5 m^2 produit une puissance crête de 50 W sous un éclairement de 1 000 W/m^2 (conditions normales d'essais). Il est pratique de retenir que pour produire 1 kWc, il est nécessaire de disposer 10 m^2 de panneaux solaires.

Le dimensionnement d'une installation en site isolé est effectué en fonction de la période de fonctionnement la plus défavorable en termes d'ensoleillement, c'est à dire en hiver si l'installation doit fonctionner toute l'année. Il s'agit de déterminer la surface de modules nécessaire (c'est à dire la puissance crête de l'installation) et la capacité du parc d'accumulateurs.

Le stockage se fait dans des batteries d'accumulateurs, en général des batteries plomb / acide. La capacité du parc d'accumulateurs se calcule en ampères-heures [Ah] à partir :

- de la décharge maximale admissible par les batteries : ces batteries ne doivent jamais être déchargées à plus de 70 % de la capacité nominale avec une décharge journalière maximale de 10 à 20 %. Des décharges plus importantes peuvent endommager les batteries ;
- du nombre de jours d'autonomie nécessaires et de la tension qui varie selon le lieu et l'application. Il ne doit pas être inférieur à 5 afin de limiter la décharge journalière.

Un régulateur de charge et de décharge permet de gérer le parc de batteries pour éviter les décharges profondes et les surcharges.

Ces régulateurs sont des appareils intégrant de multiples fonctions de contrôle utiles à l'utilisateur et au concessionnaire.

La maintenance et le suivi du système photovoltaïque (réalisée par EDF) consistent au contrôle de l'état général de l'installation, au nettoyage du verre des modules (l'encrassement est un facteur de forte perte de rendement), à la vérification de l'état de charge batteries de stockage.

Les modules photovoltaïques ont une durée de vie d'environ 25 à 30 ans. Un module dont les performances chutent doit obligatoirement être remplacé car, dans certains cas, il peut nuire à la production électrique de l'ensemble du champ de modules. La durée de vie des batteries de stockage est de l'ordre de 10 ans.

Le photovoltaïque en site isolé

Fonctionnement des panneaux photovoltaïques

L'énergie photovoltaïque est produite par la transformation directe de la lumière du soleil en énergie électrique au moyen de cellules en silicium

Pour obtenir une puissance suffisante, les cellules sont reliées entre elles, constituant un panneau solaire

En fonction de la puissance désirée, les panneaux peuvent être assemblés

Installation en site isolé

Le panneau solaire fonctionne « au fil du soleil » ▶ L'électricité produite est fonction de la quantité d'ensoleillement reçue par les cellules

Sa production est donc à son maximum lorsque le soleil est au zénith (midi solaire) et nulle la nuit.

De ce fait, L'installation est équipée de batteries qui permettent d'accumuler l'énergie et de la restituer quand l'utilisateur en a besoin (ex : lumière la nuit, frigo…) et que les cellules ne produisent plus d'électricité

Les cellules photovoltaïques produisent du courant continu qui ne peut pas être utilisé par les appareils de la maison

Ce courant est converti en courant alternatif (50 Hz – 230 Volt) par un onduleur. Le courant devient identique au courant des réseaux qui alimentent nos maisons

L'alimentation d'une maison par ce type d'installation est réalisée quand l'arrivée de l'électricité des fils électriques du réseau est trop couteuse car ils sont trop éloignés de la maison à alimenter (la construction du réseau couterait plus cher que cette installation).

Les éléments de l'installation



Panneaux solaires photovoltaïques
▶ Production d'électricité ▶ Conversion de la lumière du soleil en électricité



Batteries de stockage de l'électricité
▶ Décalage entre la période de production (journée) et le besoin de consommation (sur 24 heures)



Armoire électrique
▶ Pilotage de l'installation ▶ Sécurité et connexion des câbles de l'installation



Onduleurs
▶ Conversion de l'électricité en courant continu produite par les panneaux (ou stockée dans les batteries) en courant alternatif 230 V utilisables par tous les appareils



Groupe électrogène
▶ Appoint éventuel pour recharger la batterie par manque de soleil, ou fournir directement du 230 V pour alimenter des appareils gros consommateurs d'électricité



Chargeur
▶ Appareil (conversion courant alternatif en courant continu)
▶ Recharge des batteries par le groupe électrogène



Appareils économes en énergie
▶ lampes fluorescentes, réfrigérateurs, etc. ▶ Installation intérieure ▶ Utilisation d'appareils économes en énergie indispensable

Les applications

Les applications générales



Électrification rurale



Habitat individuel



Établissement recevant du public

Bâtiment publics ou d'utilité publique

- les vigies incendie
- la télétransmission d'images
- les relais GSM
- la télégestion



Connexion au réseau



Habitat individuel



Entreprises



Collectivités locales

Les équipements publics

- mobilier urbain
- déchetteries
- signalisation routière
- station d'annonces
- éclairages



Traitement de l'eau



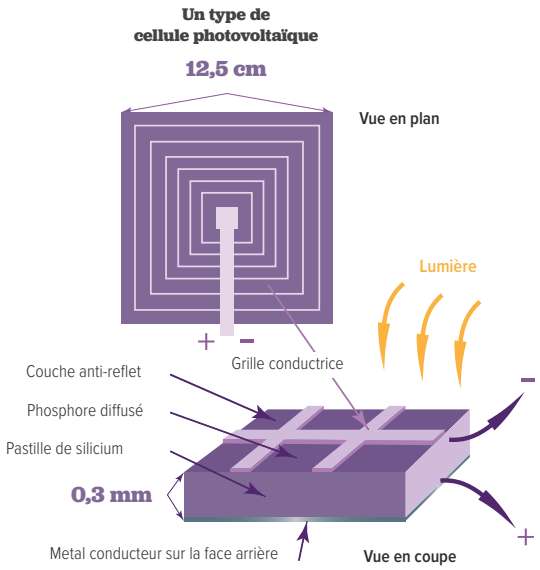
Potabilisation



Épuration

Le pompage

- agricole
- industriel
- privé



Nom	Commune	Adresse	Puissance en Wc	Date contrat papier	Date réception installation	Date mise sous tension
MONTIEL Richard	Ste Eulalie en Born	Lieu-dit Maourat	600	26/02/1997	26/02/1997	26/02/1997
M GARCIA / Mme COLLADO	Sabres	Le Magnan	5 131	03/2018	29/03/2018	02/04/2018
FAVIER DE COULOMB Emilie	Lencouacq	Le Petit Graouillé	2 800	01/02/2005	01/02/2005	01/02/2005
BEZAUD Jacques	Sore	Le Debauchon	800	21/11/2003	21/11/2003	21/11/2003
ANDRIEUX Michel	Castets	Le Cauleton	3 000	17/10/2003	17/10/2003	17/10/2003
GENDRON	Sore	Quartier Naudin	1 200	21/11/2003	21/11/2003	09/06/2006
NAVARRE Bruno	Léon	Huchet Vieux	2 800	02/12/2003	02/12/2003	13/02/2004
FAGET / COILE	Parentis -en-Born	Le Bialan	3 640	21/04/2008	16/07/2008	16/07/2008
DELORT	Sore	3 105 route de Saint-Symphorien	3 920	15/12/2013	19/12/2013	14/01/2014

Le dimensionnement des installations en puissance et « réserve énergétique » répond à une adaptation aux besoins moyens émis par les usagers lors de l'enquête préalable à l'étude de dimensionnement réalisée par le SYDEC et Enedis.

Enedis, suite aux remises d'ouvrage du SYDEC, a démarré son rôle d'exploitant par un suivi régulier des sites, pour les premiers mois d'exploitation afin de s'assurer d'une bonne utilisation des systèmes par les usagers.

En effet, l'utilisation de systèmes autonomes de production d'énergie électrique requiert une attention particulière à apporter aux usagers dont « l'éducation photovoltaïque » est importante pour que d'une part, ils bénéficient du maximum du potentiel que peut leur fournir le système et que d'autre part, ils ne l'utilisent pas dans des domaines de plage de fonctionnement qui pourraient le mettre en péril (décharge trop prononcée des batteries).

Le SYDEC veille à ce que le concessionnaire garde une proximité adaptée vis-à-vis des usagers, pour qu'ils utilisent confortablement leur système (conseils, diagnostics, maintenance). Enedis doit cette proximité par le biais du contrat qu'il facture annuellement à l'usager. Enedis assume correctement ce rôle.

L'énergie solaire photovoltaïque en raccordé réseau

Le photovoltaïque raccordé au réseau

Pour développer la production d'énergie électrique photovoltaïque pour le compte des communes du département des Landes, le SYDEC a développé en 2008, une aide pour les communes adhérentes.

Le photovoltaïque raccordé au réseau représente une filière performante pour la production décentralisée d'électricité.

Toute personne (1) disposant d'un habitat (communal ou collectif par exemple) ou d'un autre lieu d'implantation susceptible de recevoir un champ de modules photovoltaïques, peut devenir un producteur d'énergie renouvelable (2) en injectant toute ou partie de l'électricité localement produite sur le réseau de distribution publique d'électricité.

EDF achète systématiquement (3) l'énergie ainsi produite à des tarifs préférentiels,

Définis dans un cadre réglementaire et fixés par les pouvoirs publics.

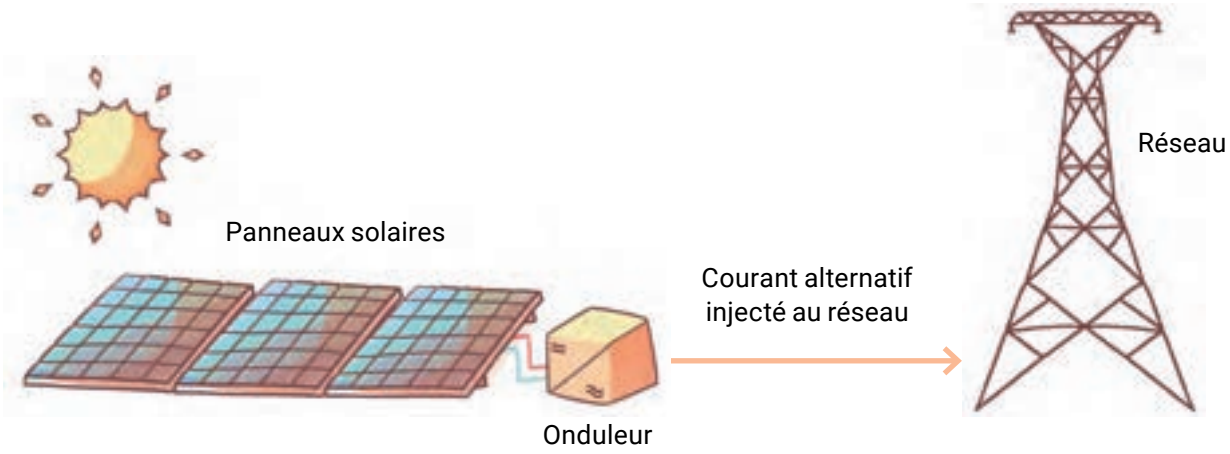
Pour ce qui concerne l'aspect économique, deux volets sont à examiner : l'investissement nécessaire au projet et la ressource financière dégagée par cet investissement. L'analyse croisée de ces deux volets conduit au calcul de l'annuité d'emprunt nécessaire au financement de l'investissement (subventions déduites) et au calcul de la rentabilité de cet investissement.

L'électricité produite est vendue au fournisseur d'électricité EDF Obligation d'Achat, dont les tarifs d'achat sont fixés par l'arrêté du 7 janvier 2013 et peuvent varier trimestriellement en fonction des puissances raccordées le trimestre précédent.

Le contrat d'achat signé pour 20 ans avec votre fournisseur d'énergie peut concerner deux types de vente de l'électricité :

- Vente totale : vente de la totalité de votre production électrique d'origine photovoltaïque au fournisseur,
- Vente excédentaire : vente uniquement de l'électricité non consommée.

Le schéma de principe d'une installation raccordée au réseau est le suivant :



(1) Article 6 de la loi 2000-108 du 10/02/2000 :
« …II. - Dans le cadre de la programmation pluriannuelle des investissements, ***les nouvelles installations de production sont exploitées par toute personne, sous réserve des dispositions des articles L. 2224-32*** *et L. 2224-33 du code général des collectivités territoriales, dès lors que cette personne est titulaire d'une autorisation d'exploiter obtenue selon la procédure prévue à l'article 7, le cas échéant au terme d'un appel d'offres tel que prévu à l'article 8.*
Toutefois, les installations dont la puissance installée par site de production est inférieure ou égale à 4,5 mégawatts *sont réputées autorisées* ***sur simple déclaration préalable*** *adressée au ministre chargé de l'énergie, qui en vérifie la conformité avec les dispositions de la présente loi.*
Sont également considérées comme nouvelles installations de production au sens du présent article les installations qui remplacent une installation existante ou en augmentent la puissance installée d'au moins 10 % ainsi que les installations dont la source d'énergie primaire change. Pour les installations dont la puissance installée augmente de moins de 10 %, une déclaration est faite par l'exploitant auprès du ministre chargé de l'énergie. …»

(2) Article L. 2224-32 du Code Général des Collectivités Territoriales
« Art. L. 2224-32. - Sous réserve de l'autorisation prévue à l'article 7 de la loi no 2000-108 du 10 février 2000 précitée et dans la mesure où l'électricité produite n'est pas destinée à l'alimentation de clients éligibles, les communes, sur leur territoire, et ***les établissements publics de coopération,*** *sur le territoire des communes qui en sont membres, peuvent, outre les possibilités ouvertes par les douzième et treizième alinéas de l'article 8 de la loi no 46-628 du 8 avril 1946 précitée, aménager et exploiter dans les conditions prévues par le présent code toute nouvelle installation hydroélectrique d'une puissance maximale de 8 000 kVA (puissance maximale des machines électrogènes susceptibles de fonctionner simultanément),* ***toute nouvelle installation utilisant les autres énergies renouvelables,*** *toute nouvelle installation de valorisation énergétique des déchets ménagers ou assimilés mentionnés aux articles L. 2224-13 et L. 2224-14, ou toute nouvelle installation de cogénération ou de récupération d'énergie provenant d'installations visant l'alimentation d'un réseau de chaleur dans les conditions fixées par le dixième alinéa (6o) de l'article 8 de la loi no 46-628 du 8 avril 1946 précitée* ***lorsque ces nouvelles installations se traduisent par une économie d'énergie et une réduction des pollutions atmosphériques. »***

(3) Article 10 de la loi 2000-108 du 10/02/2000 :
«Sous réserve de la nécessité de préserver le bon fonctionnement des réseaux, ***Electricité de France*** *et, dans le cadre de leur objet légal et dès lors que les installations de production sont raccordées aux réseaux publics de distribution qu'ils exploitent, les* ***distributeurs non nationalisés*** *mentionnés à l'article 23 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée* ***sont tenus de conclure****, si les producteurs intéressés en font la demande,* ***un contrat pour l'achat de l'électricité produite sur le territoire national par :*** *…*
*… 2° **Les installations qui utilisent des énergies renouvelables,** à l'exception de celles utilisant l'énergie mécanique du vent implantées dans les zones interconnectées au réseau métropolitain continental, ou qui mettent en œuvre des techniques performantes en termes d'efficacité énergétique, telles que la cogénération.* ***Un décret en Conseil d'Etat fixe les limites de puissance installée des installations de production qui peuvent bénéficier de l'obligation d'achat. Ces limites, qui ne peuvent excéder 12 mégawatts, sont fixées pour chaque catégorie d'installation pouvant bénéficier de l'obligation d'achat sur un site de production.*** *Pour apprécier le respect de ces limites, deux machines électrogènes, appartenant à une même catégorie d'installations, exploitées par une même personne ou par les sociétés qu'elle contrôle directement ou indirectement au sens de l'article L. 233-3 du code de commerce, ne peuvent être considérées comme situées sur deux sites distincts si la distance qui les sépare est inférieure à une distance minimale fixée par décret. Ces limites sont révisées pour prendre en compte l'ouverture progressive du marché national de l'électricité… »*

Avec comme éléments :

Le module photovoltaïque

Les cellules photovoltaïques sont raccordées électriquement en série et encapsulées entre des plaques de verre pour former un module (ou panneau). Généralement plat et rectangulaire, les panneaux standards comprennent un cadre en aluminium, qui dans le cas d'une intégration poussée au bâti est généralement absent.

Il existe plusieurs types de modules suivant le procédé de fabrication des cellules :

- Les cellules au silicium monocristallin, où chaque cellule élémentaire est découpée dans un cristal unique de silicium,
- Les cellules au silicium multi cristallin, où chaque cellule élémentaire est tranchée dans un lingot de silicium constitué de cristaux enchevêtrés,
- Les cellules au silicium amorphe pour lesquelles le silicium est déposé uniformément sur un support.

Champ photovoltaïque

Un champ photovoltaïque représente l'ensemble des panneaux photovoltaïques d'une centrale de production.

L'onduleur

Il a pour rôle de convertir le courant continu des panneaux photovoltaïques en courant alternatif synchrone avec le réseau.

Les autres composants

- La structure porteuse : Éléments de structure permettant de fixer le champ de panneaux sur le bâtiment selon l'orientation et l'inclinaison souhaitées.
- La connectique : Ensemble de câbles électriques et connecteurs nécessaires pour connecter les panneaux entre eux et à l'onduleur.
- Les compteurs : De manière à comptabiliser l'énergie fournie par la centrale de production et ainsi connaître le rendement de l'installation et la recette annuelle de la vente d'électricité, deux compteurs d'électricité seront installés par le fournisseur d'énergie entre le réseau et la centrale photovoltaïque.

Le rendement de l'installation dépend de plusieurs paramètres dont les principaux sont les suivants :

- L'ensoleillement du lieu (représentant l'énergie potentiellement récupérable),
- Le type de capteurs utilisés : selon le type de modules utilisés, le rendement diffère. Ainsi, à surface équivalente, un module à base de cellules au silicium monocristallin sera plus performant qu'un module à cellules au silicium multicristallin, lui-même plus performant qu'un module au silicium amorphe.

L'image des différents modules ou panneaux photovoltaïques est la suivante et permet de les reconnaître aisément :



Silicium amorphe



Module multicristallin



Module monocristallin

L'aide du SYDEC aux collectivités adhérentes

Pour, les collectivités adhérentes, le SYDEC leur apporte une assistance à maîtrise d'ouvrage et maîtrise d'œuvre, pour la réalisation de projet liés à la production d'électricité par une installation d'énergie renouvelable photovoltaïque, intégrée à un bâtiment qu'elles rénovent où qu'elles construisent.

Une convention par projet (en général par bâtiment) est passée avec la collectivité qui reste maître d'ouvrage de son projet.

La collectivité a généralement un projet de rénovation de la toiture d'un bâtiment (salle polyvalente, salle des fêtes, salle des sports, école, hangar, etc.) ou réalise la construction d'un bâtiment neuf et prévoit de produire de l'électricité à partir du toit de ce nouveau bâtiment).

Pour les communes rurales, une participation TTC de 1 200 € et pour les communes urbaines de 1 500 €, est versée au SYDEC. Cette participation couvre l'ensemble de la mission d'assistance assurée par le SYDEC.

Les grandes phases sont les suivantes :

Première Phase : l'étude de dimensionnement

La première phase d'un tel projet consiste à réaliser une étude de dimensionnement de l'installation de production d'électricité.

Cette étude se décompose comme suit :

Définition des besoins

1. Dimensionnement et implantation de chaque générateur
   - Analyse des implantations (sol, toiture, etc.),
   - Analyse des données météorologiques,
2. Fourniture des préconisations techniques sur les matériels.

Bilans énergétiques

À l'issue du dimensionnement, estimation de la production attendue.

Estimation des coûts

Analyse et estimation de l'investissement à prévoir.
Pour mener à bien cette mission, le SYDEC propose de procéder selon les 4 étapes suivantes :

a- Visite des deux sites,
b- Élaboration des calculs, études et analyses au sein du bureau d'études,
c- Rédaction des documents au sein du bureau d'études,
d- Remise des documents à la collectivité et aide au suivi de l'obtention des subventions.

L'étude aboutira à un dossier de dimensionnement de la future installation. Ce dossier comportera un cahier des charges destiné à la consultation des entreprises lors du marché de réalisation du projet.

Le marché pourra être un marché unique pour un projet de production d'électricité sans couplage à un projet de construction ou de rénovation de bâtiment, ou un lot d'un marché lié à la construction ou de rénovation d'un bâtiment de la collectivité.

Deuxième Phase : le marché travaux et les travaux

En seconde phase, le SYDEC propose d'assister la collectivité pour le suivi du marché (assistance à l'examen des offres lors de la Commission d'Appel d'Offres) et sur la réalisation des travaux lié au projet.

Troisième Phase : les dossiers administratifs pour la production d'électricité

Le SYDEC propose d'aider les collectivités à établir les différents dossiers administratifs nécessaires et obligatoires pour se déclarer « Producteur d'électricité » et se raccorder au réseau de distribution publique d'énergie électrique (DP).

Par ailleurs, la collectivité devra établir 2 contrats pour d'une part, se raccorder au réseau DP et d'autre part, avoir le droit de revendre l'électricité produite. Ces contrats sont :

- Le contrat de raccordement au réseau DP (démarchés à effectuer auprès d'Enedis)
- Le contrat d'achat de l'électricité par EDF (démarchés à effectuer auprès de l'agence EDF Obligation d'Achat OA).

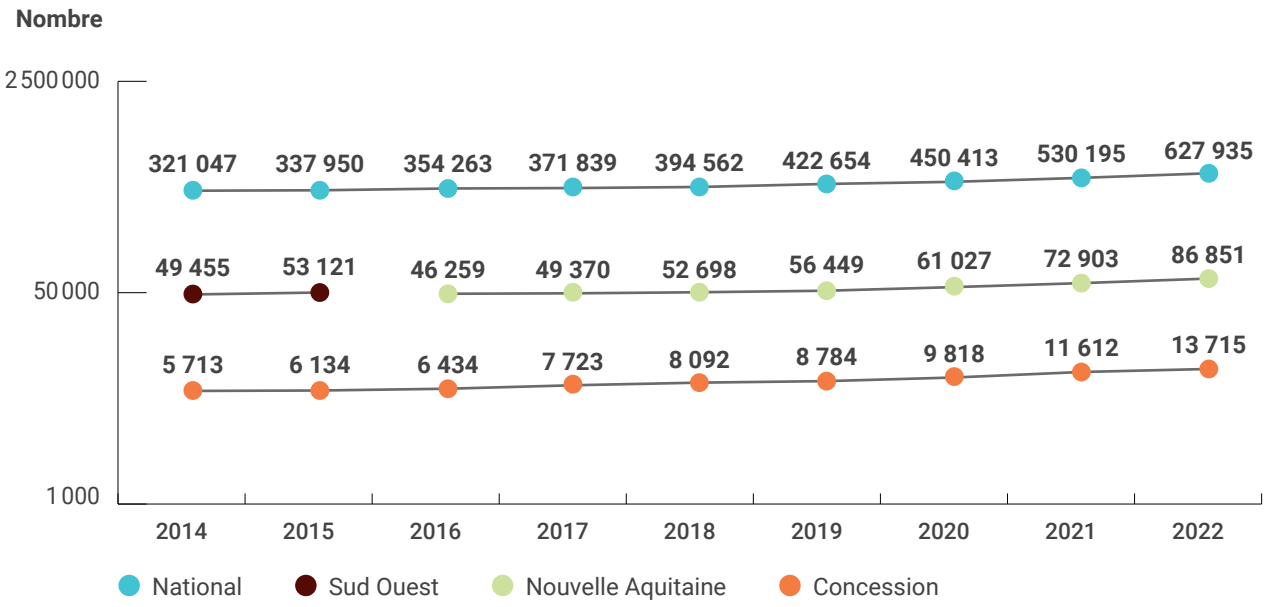
Quatrième Phase : le suivi des travaux et la mise en service

En dernière phase, le SYDEC participe aux réunions de chantier en appui du maître d'œuvre du projet (architecte, bureau d'étude missionné par la collectivité) lors de la réalisation des travaux et réalise la mise en service de l'installation avec l'entreprise adjudicataire du lot photovoltaïque.

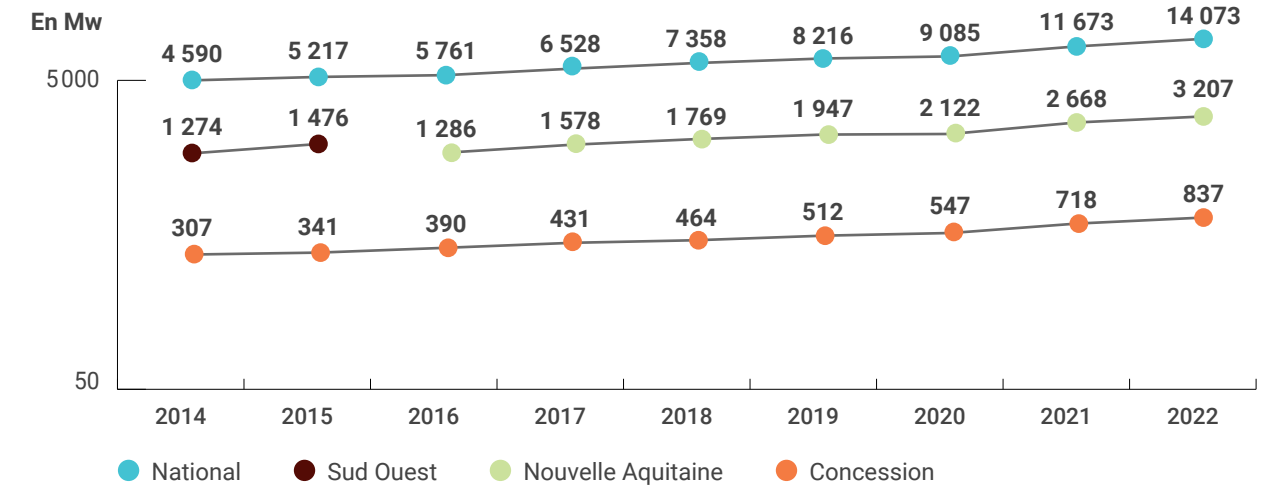
Suivi des installations

	Année 2021		Année 2022	
	Nb Installations	Puissance installée en MW	Nb Installations	Puissance installée en MW
National	530 195	11 673	627 935	14 073
Nouvelle-Aquitaine	72 903	2 688	86 851	3 207
Concession	11 612	718	13 715	837

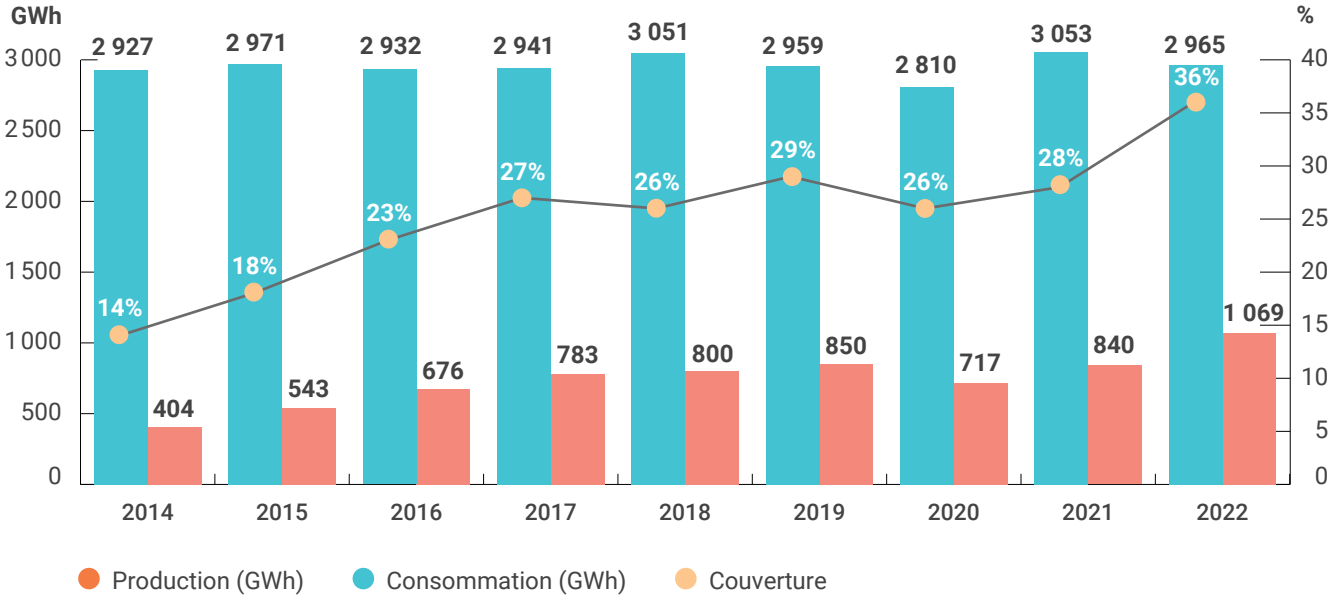
ÉVOLUTION DU NOMBRE D'INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES



ÉVOLUTION DE LA PUISSANCE DES INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES



ÉVOLUTION DE LA PRODUCTION ET DE LA COUVERTURE DES BESOINS PAR LES INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES - CONCESSION DES LANDES



Consommation / Production / Couverture : Concession						
Année	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**
Consommation (GWh)	2 941	3 051	2 959	2 810	3 053	**2 965**
Production (GWh)	783	800	850	717	840	**1 069**
Couverture	27 %	26 %	29 %	26 %	28 %	**36 %**

Le taux de couverture des consommations électriques des Landes par les énergies renouvelables est passé de **27 % à 36 % en 5 ans,** illustrant la dynamique marquée des projets EnR très majoritairement photovoltaïque sur la concession.

La concession Landes est donc pour l'heure conforme à la réalisation du Schéma Régional d'Aménagement et de Développement Durable du Territoire (SRADDT) qui prévoyait 26,4 % fin 2019 toutes énergies confondues (pour rappel : objectif de porter la part des EnR dans la consommation d'énergie finale à 45 % en 2030 et à plus de 100 % en 2050).

FOCUS 2022

En 2022, la production des énergies renouvelables (quasi exclusive en photovoltaïque dans les Landes) **couvre 36 % de la consommation de la concession.**

État des lieux

En 2022, 13 715 sites photovoltaïques produisent de l'électricité d'origine renouvelable sur la concession (16 % des sites de la région **Nouvelle Aquitaine**) pour une puissance cumulée de **837 MW** (soit **26 %** de la puissance de la région) plaçant la concession au 2e rang national en termes de puissance installée.

La concession des Landes apporte respectivement **26 %** et **6 %** de la puissance installée photovoltaïque de la région et du territoire national.

Les **13 715** sites photovoltaïques de la concession ont fourni **1 069 GWh** d'électricité sur les **2 965 GWh** acheminés par Enedis dans les Landes, soit un taux de couverture de **36 %** en énergie renouvelable, photovoltaïque.

Contributions du SYDEC

Depuis 2009, le SYDEC a apporté son assistance à **50** projets de réalisation d'installation raccordées au réseau de distribution publique d'électricité (**2,34 GWh** d'énergie fournie) qui constituent les toitures de bâtiments communaux rénovés ou neufs.

Il exploite également **17** centrales en biens propres, **11** en injection totale et **6** en autoconsommation partielle et injection du surplus (**2,27 GWh** d'énergie fournie).

Ces **67** installations photovoltaïques représentent une puissance de production de **4,6 MW** soit **0,5 %** de la puissance photovoltaïque des Landes (les **4,6 GWh** couvrent **0,15 %** de la consommation électrique landaise).

Enfin, le SYDEC articule son action en faveur d'une production photovoltaïque autoconsommée autour de ses stations d'épuration (STEP), de ses sites de production d'eau potable et de ses nouveaux bâtiments bureaux (exemple de Tartas).

Il a en effet installé 5 centrales d'autoconsommation sur les STEP de Léon, Vielle-Saint-Girons, Saint-Julien-en Born et Rion des Landes, sur son usine de production d'eau potable d'Ondres et sur ses nouveaux bureaux à Tartas pour une puissance totale de **724 kWc.**

Ces sites ont été choisis après une phase d'étude, durant laquelle sont évalués les économies énergétiques et financières : un **taux d'autoconsommation moyen de 42 %,** pour une **couverture moyenne des besoins de 56 %,** soit une **économie financière annuelle de 52 %.**

FOCUS 2022

Le SYDEC contribue au développement du photovoltaïque dans les Landes : 67 installations réalisés par le SYDEC, dont 17 pour ses propres besoins.

L'autoconsommation devient la solution majoritaire pour exploiter les KWh produits par les installations.

EXPLOITATION DU PATRIMOINE DE LA CONCESSION

Analyse de la mission confiée par le SYDEC à Enedis : l'exploitation de notre patrimoine

117 Qualité de fourniture

- La continuité de fourniture
- Chutes de tension
- Niveaux de qualité définis par le décret 2007-1826 du 24 décembre 2007

166 Plan Pluriannuel d'Investissement (PPI)

- Définition
- Ambitions
- Leviers
- Engagement financier
- Etat des lieux fin 2022 (année 4)

169 Le renouvellement des ouvrages

- Définition
- Le renouvellement HTA
- Le renouvellement BT

172 Les raccordements

- Définition
- Les travaux d'extension
- Les branchements

176 Le déplacement des ouvrages

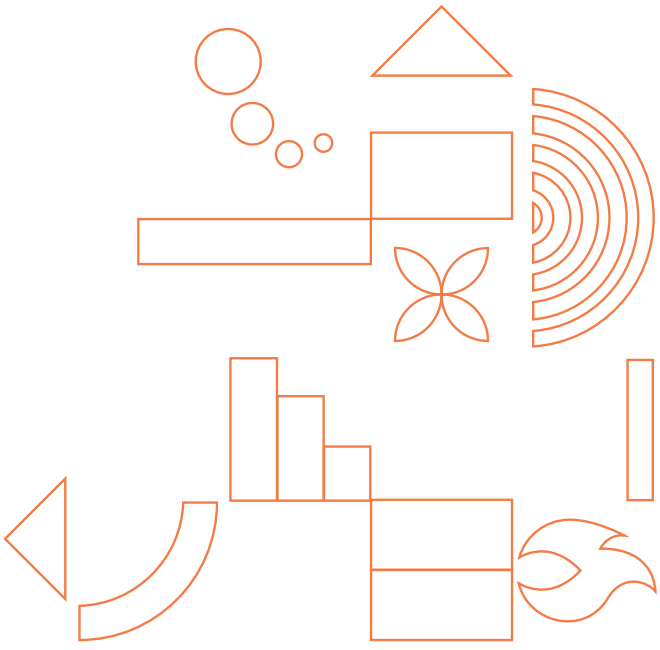
- Définition
- Les servitudes
- Les travaux de déplacement

183 Le réseau d'Eclairage Public en concession

- Ouvrages concédés
- Cohabitation avec les réseaux de distribution publique d'électricité
- Coffret d'éclairage public
- Modification des ouvrages d'éclairage public

184 Gestion de la clientèle-Service aux usagers

- L'évolution des contrats et des consommations sur la concession
- Clients démunis : une gestion du service public obligatoire
- Offres de service aux clients



LA QUALITÉ DE FOURNITURE

Classement des communes

Les communes de la concession sont classées selon différentes catégories de qualité de fourniture :

FOCUS 2022

Constat : Négatif

32 communes quittent la catégorie **« Qualité de type urbain ».**

Nombre de commune	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Qualité de type urbain	58	109	61	67	102	**70**
Qualité de type suburbain	55	100	117	91	99	**145**
Qualité de type rural	201	120	141	167	125	**111**
Qualité critique et Hors standard qualité	15	0	7	1	0	**0**



Coupures

Nombre moyen de coupures HTA par usager de la commune (variation par rapport à l'année précédente)		
Plus de 6 coupures longues dues à des incidents sur le réseau HTA hors événement exceptionnel	0,6	(+6,4 %)
Plus de 30 coupures brèves dues à des incidents sur le réseau HTA	2,1	(-13,4 %)
Plus de 70 microcoupures dues à des incidents sur le réseau HTA	1,8	(-24,9 %)

Nombre d'usagers coupés TCC (1) (données CRAC)		
Nombre d'usagers ayant subi plus de 6 coupures longues	888	(35,6 %)
Nombre d'usagers ayant subi plus de 3 heures de coupure	18 297	(17,6 %)

(1) Toutes Causes Confondues

Temps moyen de coupure en minutes (variation par rapport à l'année précédente)				
En minute	**Hors évènement exceptionnel**		**Toutes Causes Confondues**	
Critère B	87,8	(+9,2 min)	88,7	(+9 min)
Dues aux incidents (BT, HTA et P.S.)	64,5	(+9,5 min)	65,3	(+9,4 min)
Dues aux travaux (BT, HTA et P.S.)	22,5	(-0,3 min)	22,6	(-0,2 min)
Dues à l'amont de la concession (RTE)	0,7	(-0,2 min)	0,7	(-0,2 min)

FOCUS 2022

Constat : Négatif

- **Le nombre moyen de coupures longues** dues au réseau HTA a augmenté.
- **Augmentation du temps moyen de coupure :** il passe de **79,7 min en 2021,** à **88,7 min en 2022** toutes causes confondues.
- **L'année 2022 présente 0,9 min** de coupure pour incident exceptionnel (tempête…), le critère B Hors incident exceptionnel est de **87,8 min** contre **78,6 min** l'année précédente. **Il augmente de 9,2 minutes.**

Communes sensibles

Une synthèse superposant les 4 paramètres intrinsèques de constitution et de fonctionnement des réseaux HTA et BT a permis de dresser la carte des communes du département considérées comme :

Nombre de communes (évolution par rapport à l'année précédente)		
Très sensibles	(Aucune commune très sensible en 2022)	
Sensibles	36	(+6 %)
Moyennement sensibles	149	(-3 %)
Peu sensibles	124	(+3 %)
Non sensibles	17	(-11 %)

FOCUS 2022

Constat : négatif

2 communes passent dans la catégorie **« Sensibles »** et **2** communes quittent la catégorie **« Non sensibles »**.

Chutes de tension

La plage de variation admise est de +10 % ou -10 % par rapport à la tension nominale 230/400 V (décret du 24 décembre 2007), soit une tension admissible comprise entre 207 et 253 V en basse tension pour les branchements monophasés.

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

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

Nombre de départs BT mal alimentés	591 (+2 %)
Pourcentage de départs BT mal alimentés	2,5 % (0 %)
Nombre d'usagers BT mal alimentés	4 032 (-1 %)
Pourcentage d'usagers BT mal alimentés	1,4 % (-3 %)

FOCUS 2022

Constat : Pas d'amélioration notable

Nous ne constatons pas d'amélioration de la tenue de tension par rapport à l'année précédente.

PLAN PLURIANNUEL D'INVESTISSEMENT (PPI)

2 ambitions : « Respect du décret qualité dans la durée » et « Accompagner le développement de la croissance du territoire, des énergies renouvelables et des réseaux intelligents », ainsi qu'un engagement financier d'Enedis pour les investissements sur le réseau concédé HTA et BT de la concession des Landes, caractérisent les objectifs négociés à atteindre pour ces 4 premières années.

7 leviers liés à chacune des 2 ambitions permettent de les concrétiser et 8 valeurs repères correspondantes ont été convenues pour mesurer l'atteinte des objectifs.

FOCUS 2022

Un montant financier d'investissement sur les 4 ans de 14,7 M€ a été négocié entre le SYDEC et Enedis.

L'engagement financier d'Enedis sur le 1er PPI est atteint à la fin de la 4e année avec un investissement de 18,8 M€ en point de sortie au bout des 4 ans.

Enedis respecte donc son engagement et investit même au-delà sur la concession, pour sécuriser, moderniser et renforcer les réseaux, afin de garantir la meilleure fourniture possible aux usagers de la concession.

LE RENOUVELLEMENT DES OUVRAGES

(Article 10 du cahier des charges de concession)
Le renouvellement correspond aux travaux que le concessionnaire doit engager à ses frais pour éviter le vieillissement des ouvrages de la concession qui lui a été confié en exploitation.

Le renouvellement des ouvrages contribue à améliorer la qualité de fourniture et doit être une priorité du concessionnaire.

LES RACCORDEMENTS

(Article 6 du cahier des charges de concession)
La maîtrise d'ouvrage des raccordements nécessaires à l'alimentation des nouveaux usagers est répartie entre concessionnaire et autorité concédante conformément aux modalités définies à l'**article 5 de l'annexe 1** au présent cahier des charges.

LE DÉPLACEMENT DES OUVRAGES

(Article 9 du cahier des charges de concession)
Le déplacement des ouvrages est à prendre en compte suivant les spécificités :

- Déplacements d'ouvrages du domaine public occupé
- Déplacements d'ouvrages situés sur des terrains privés
- Déplacements d'ouvrages établis sur terrains privés et acquis par les collectivités.

LE RÉSEAU EP EN CONCESSION

(Article 2 du cahier des charges de concession)
L'éclairage public est destiné à assurer la sécurité des personnes et des biens. Son entretien est un service public obligatoire.

L'**article 2** du cahier des charges dispose que « les circuits aériens d'éclairage public situés sur les supports du réseau concédé et les circuits souterrains inclus dans les câbles dudit réseau, font partie des ouvrages concédés, dont la maintenance et le renouvellement sont à la charge du concessionnaire ».

GESTION DE LA CLIENTÈLE SERVICE AUX USAGERS

(Article 27 du cahier des charges de concession)
La gestion de la clientèle doit être un axe prioritaire de l'activité de fourniture de l'électricité du concessionnaire. Le cahier des charges précise : « le concessionnaire doit assurer aux usagers un service efficace et de qualité tant en ce qui concerne la fourniture de l'électricité que les prestations qui en découlent (accueil de la clientèle, conseil et dépannage,) ».

ÉVOLUTION DU NOMBRE DE CONTRATS DES CLIENTS DE LA CONCESSION EN 2022

Nombre de contrats	Total	Dont tarif marché	Évolution du nombre de contrats par rapport à l'année précédente
Contrats puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA	290 450	107 579	2,0 %
Contrats puissance souscrite comprise entre 36 kVA et 250 kVA	3 911	3 911	1,8 %
Contrats puissance souscrite supérieure à 250 kVA	1 075	1 075	0,5 %
TOTAL	**295 436**	**112 565**	**2,0 %**

ACHEMINEMENT

En GWh	Tarif régulé	Tarif marché	TOTAL
Consommation sur la concession	1 020 (+1 %)	1 946 (-4,8 %)	**2 965 (-2,9 %)**

Participation EDF au Fond de Solidarité Logement (FSL)	110 K€ (+13,4 %)
Nombre de dossiers aidés	445 (-11,9 %)

Point de vue



Frédéric Montaut

Ingénieur en chef
Chef du service Concessions
Conseil Énergies

« L'exploitation du patrimoine se conforme aux exigences réglementaires et à celles dictées par l'article 1 du cahier des charges de concession « Services concédés » qui stipule que le concessionnaire est responsable de l'exploitation du réseau de distribution publique d'électricité, qu'il exploite à ses risques et périls. L'autorité concédante opère à un contrôle des résultats obtenus par le concessionnaire, notamment pour la qualité du produit électricité, service universel mis à dispositions des usagers. »

QUALITÉ DE FOURNITURE

La qualité de fourniture de l'électricité est l'élément fondamental de surveillance de la part de l'autorité concédante, qui a pour mission de sauvegarde d'une qualité optimale due aux usagers de ses réseaux de distribution. Le concessionnaire est bien sûr conscient de l'importance de cet élément et met en place des paramètres de suivi de la qualité et engage des mesures pour l'améliorer.
Il découle de cette organisation, un schéma synthétique de qualité :

PARAMÈTRES
- Nombre de départs HTA et BT en chute de tension
- Nombre de clients mal alimentés

LES CHUTES DE TENSION
Réseau HTA / BT - Transformateurs

MESURES
- Renforcement des ouvrages
- Adaptation aux charges
- Maîtrise de l'énergie

LA QUALITÉ DE FOURNITURE

PARAMÈTRES
- Temps de coupure moyen
- Nombre et durée des incidents
- Taux d'incidents

LA CONTINUITÉ DE FOURNITURE
Réseau HTA / BT - Transformateurs

MESURES
- Suppression des réseaux faible section
- Suppression des réseaux en fils nus

LA CONTINUITÉ DE FOURNITURE

Les dispositions et objectifs

L'examen de la continuité de fourniture s'appuie sur les règles fixées par le cahier des charges de concession, sur des objectifs standards, et sur les résultats de qualité de fourniture observés. Elle permet ainsi de dresser un bilan d'adéquation des résultats aux objectifs initialement assignés au concessionnaire.

Règles du cahier des charges

Le gestionnaire du réseau de distribution doit assurer une desserte en électricité d'une qualité régulière, définie et compatible avec les utilisations usuelles de l'énergie électrique conformément à l'**article 35** du cahier des charges de concession **signé le 21 décembre 2018.**

Les niveaux de qualité et les prescriptions techniques en matière de qualité qui doivent être respectés par le gestionnaire du réseau de distribution sont définis par la réglementation en vigueur :

- *Les modalités d'application de ces dispositions prévues à l'article L. 322-12 du code de l'énergie sont fixées par le décret n°2016-1128 du 17 août 2016 relatif à la consignation en cas de non-respect du niveau de qualité en matière d'interruption de l'alimentation en électricité.*

De plus, des valeurs repère en matière de niveaux de qualité sont définies dans le schéma directeur d'investissements, lequel sera décliné dans des programmes pluriannuels d'investissement, mentionnés à l'**article 11** du cahier de charges.

Objectifs standards

- Aucun client ne subira plus de **6 coupures longues** (durée supérieure à 3 mn) ;
- Aucun client ne subira plus de **30 coupures brèves** (durée comprise entre 1 seconde et 3 mn) ;
- Aucun client ne subira plus de **70 coupures très brèves** (durée inférieure à 1 seconde) ;
- **Durée moyenne de coupure** vue par les clients HTA de la concession : 45 mn ;
- Aucun client BT ne subira plus de 8 heures de **coupure pour travaux ;**
- **Durée moyenne de coupure** vue par les clients basse tension de la concession : 70 mn.

Ces critères doivent être analysés hors circonstance exceptionnelle indépendante de la volonté du concessionnaire, provoquant une interruption de fourniture pour au moins 100 000 usagers et causée par un phénomène dont la périodicité est supérieure à 20 ans.

Depuis la tempête de 1999, Enedis s'est fixé de façon unilatérale de nouveaux objectifs pour être capable en cas de catastrophe identique, de réalimenter 80 % de clients en 24 heures et 95 % de clients en 5 jours, à l'horizon 2005.

Cet objectif, jugé trop ambitieux techniquement par le gestionnaire du réseau transport, a été repoussé, pour devenir un objectif à l'horizon 2015.

Les coupures pour incidents et pour travaux sur les réseaux HTA et BT

La durée moyenne de coupure pour incident sur le réseau HTA, est analysée selon les éléments suivants :

- Origine moyenne tension (HTA),
- Hors circonstance exceptionnelle indépendante de la volonté du concessionnaire (tempête…) pour les coupures longues,
- Vue par un usager et,
- Selon le nombre moyen de perturbations.

Ces éléments permettent de donner une image globale de la qualité du produit électricité sur le territoire de la concession du SYDEC.

Une analyse par type de coupures affectant chacun des deux réseaux HTA et BT, permet de compléter l'étude sur la qualité de fourniture (examinée selon l'aspect continuité de fourniture), par décortication des coupures subies par les usagers.

Ce complément d'analyse permettra de mieux comprendre le critère B, critère donnant le temps moyen de coupures, toutes causes et origines confondues.

Deux origines de coupure possible :

Les coupures pour incidents (indépendantes de la volonté et de la maîtrise du concessionnaire) sont examinées d'après les critères suivants :

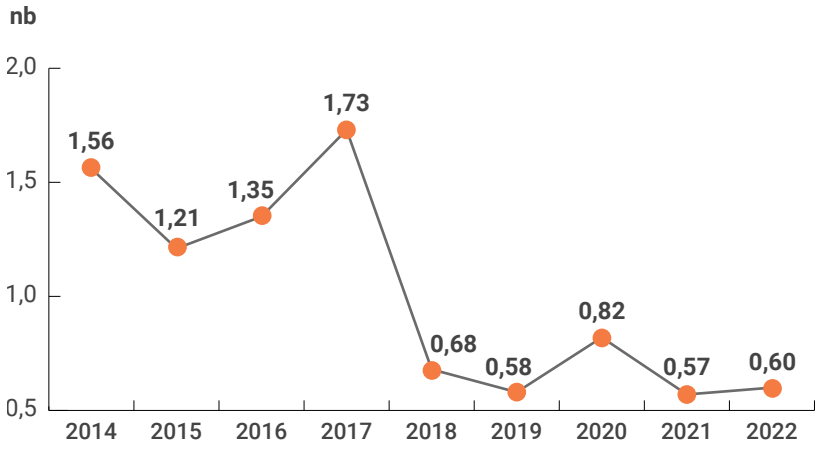
- **Le nombre d'incidents HTA pour 100 km de réseau**
  dont réseau aérien
  dont réseau souterrain
- **Le nombre d'incidents BT pour 100 km de réseau**
  dont réseau aérien
  dont réseau souterrain

Les coupures pour travaux (programmées par le concessionnaire) sont examinées d'après les critères suivants :

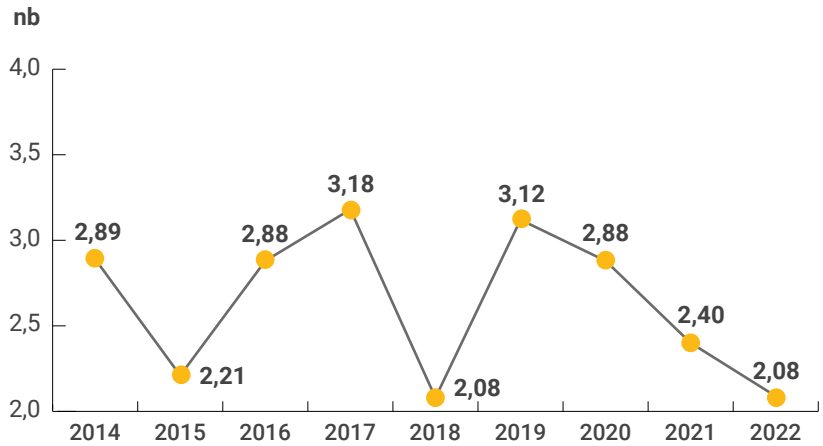
- **Nombre de coupures pour travaux**
  leur nombre sur réseau BT
  leur nombre sur réseau HTA

Coupures pour incidents provenant du réseau moyenne tension (HTA)

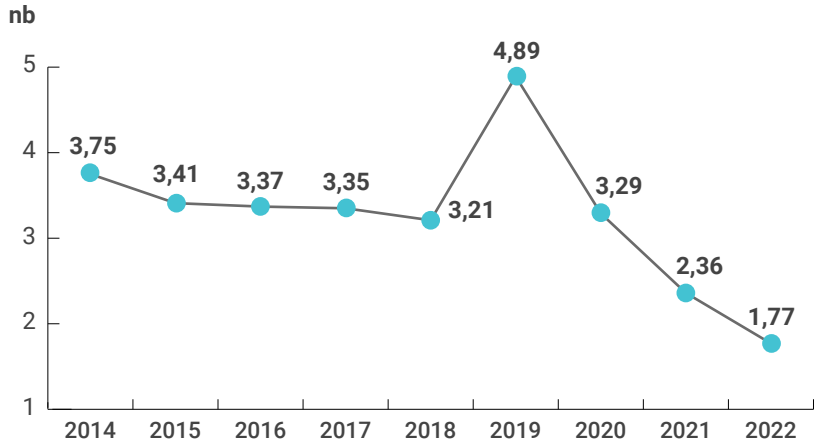
NOMBRE MOYEN DE COUPURES LONGUES PAR USAGER POUR INCIDENTS HTA HORS ÉVÈNEMENTS EXCEPTIONNELS



NOMBRE MOYEN DE COUPURES BRÈVES PAR USAGER POUR INCIDENTS HTA HORS ÉVÈNEMENTS EXCEPTIONNELS



NOMBRE MOYEN DE MICROCOUPURES PAR USAGER POUR INCIDENTS HTA HORS ÉVÈNEMENTS EXCEPTIONNELS



Nombre moyen de coupures perçues par usagers et par commune	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Coupures longues pour incidents HTA hors évènements exceptionnels	1,73	0,68	0,58	0,82	0,57	**0,60**
Coupures brèves pour incidents HTA	3,18	2,08	3,12	2,88	2,40	**2,08**
Microcoupures pour incidents HTA	3,35	3,21	4,89	3,29	2,36	**1,77**

FOCUS 2022

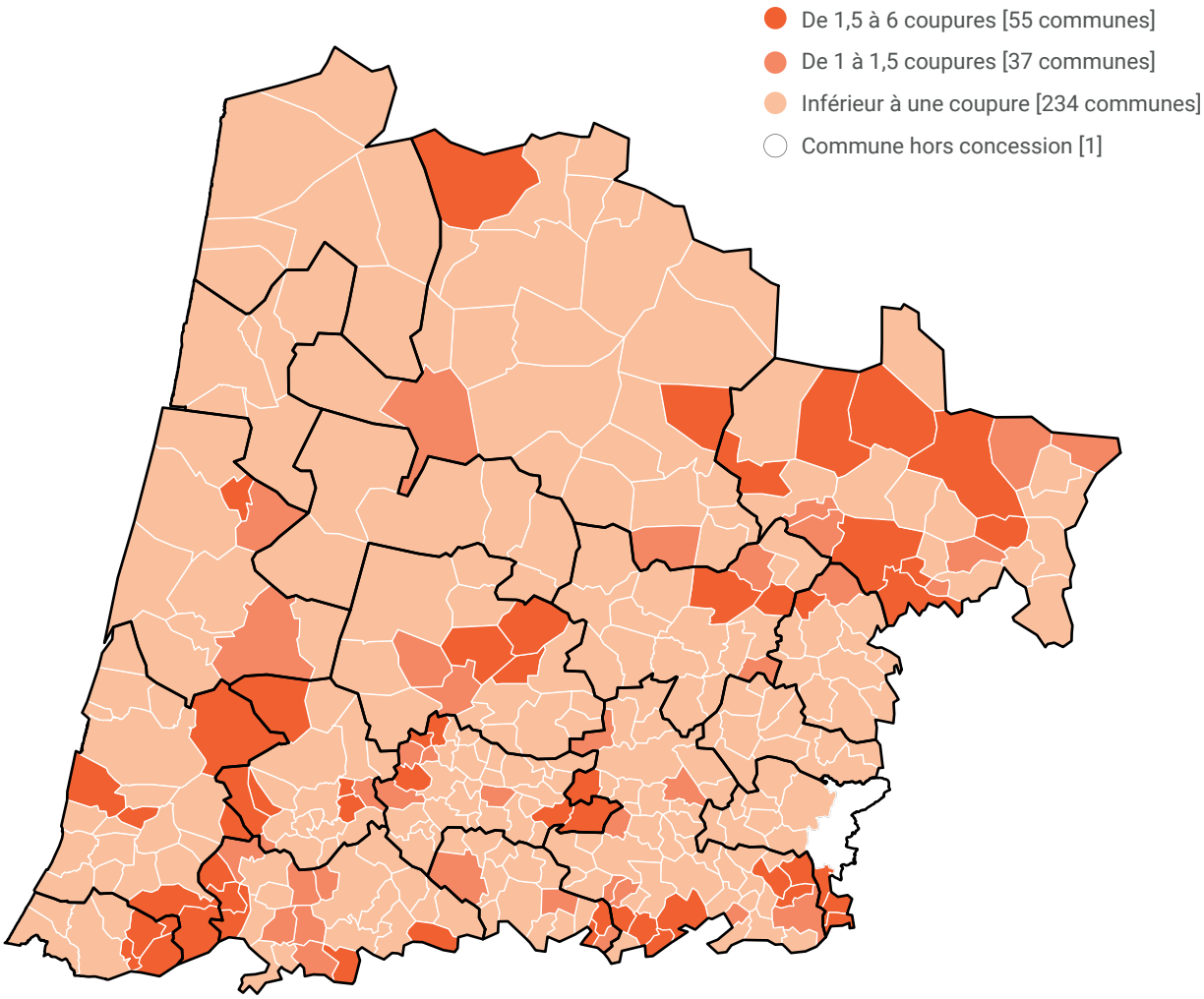
Le nombre moyen de coupures dues au réseau HTA a augmenté pour les coupures longues.

Jusqu'en 2017, le concessionnaire ne nous permettait pas de calculer le nombre réel d'usagers coupés (coupure longue pour incident sur le réseau HTA) par commune. L'autorité concédante considérait alors que la totalité des usagers BT d'une commune, alimentés par un départ HTA, était coupée dès lors que ce départ était coupé.

À partir de 2018, Enedis transmet à l'autorité concédante les fichiers permettant de calculer le nombre réel d'usagers coupés par commune. Le nombre moyen de coupures longues par usager et par commune, plus affiné, est de ce fait en baisse par rapport aux années précédentes.

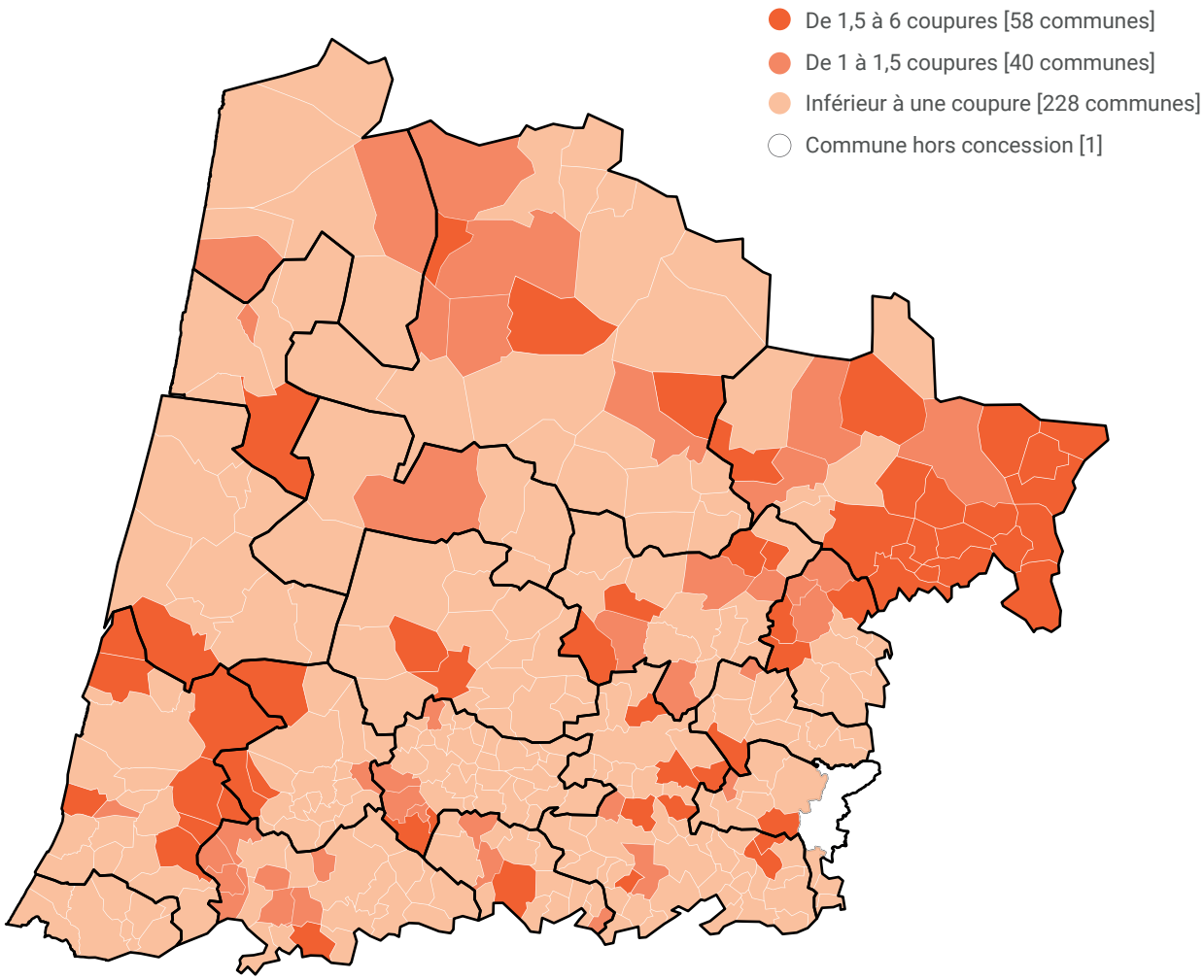
Les cartes suivantes illustrent la situation de chaque commune du département selon le nombre moyen de coupures survenues sur le réseau HTA en **2021 et 2022,** et les évolutions pour chaque commune.

COUPURES LONGUES : SUPÉRIEURES À 3 MINUTES 2021



Nombre de communes	2021	2022
Inférieur à 1 coupure	234	**228**
1 à 1,5 coupures	37	**40**
De 1,5 à 6 coupures	55	**58**
Supérieur à 6 coupures	0	**0**

COUPURES LONGUES : SUPÉRIEURES À 3 MINUTES 2022



__En 2022,__ le nombre de communes subissant en moyenne moins d'une coupure par usager diminue (-6 communes), celui des communes subissant en moyenne plus de 1,5 coupures augmente (+3 communes).

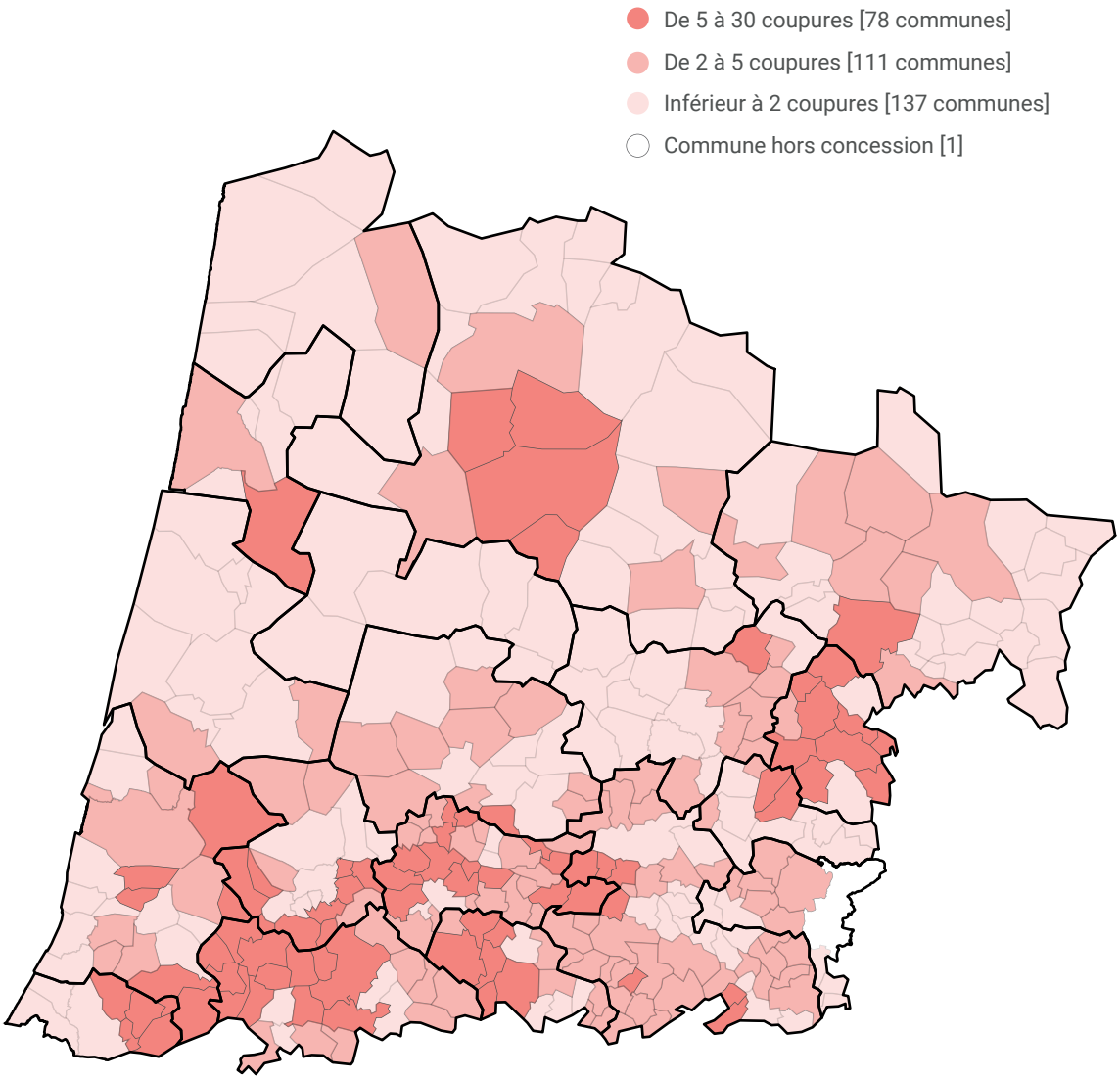
CONSTAT POUR L'ANNÉE 2022 : la qualité de fourniture en regard des coupures longues, se dégrade par rapport à l'année précédente.

FOCUS 2022

18 % des communes subissent plus de 1,5 coupures.

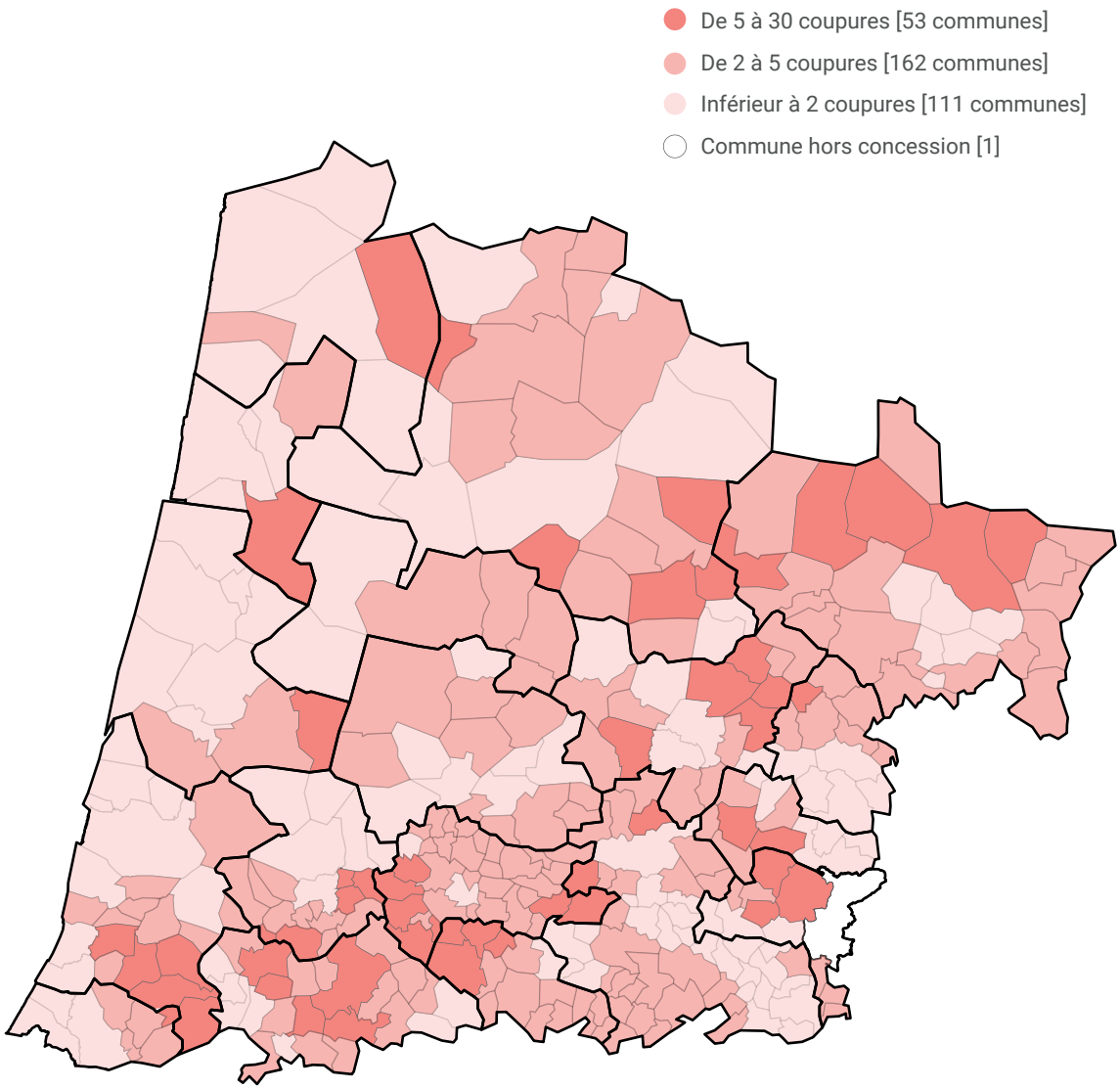
Augmentation du taux de **1 %** par rapport à l'année précédente.

COUPURES BRÈVES ENTRE 1 SECONDE ET 3 MINUTES
2021



Nombre de communes	2021	2022
Inférieur à 2 coupures	137	**111**
De 2 à 5 coupures	111	**162**
De 5 à 30 coupures	78	**53**
Supérieur à 30 coupures	0	**0**

COUPURES BRÈVES ENTRE 1 SECONDE ET 3 MINUTES 2022



__En 2022,__ le nombre de communes subissant en moyenne moins de 2 coupures brèves par usager diminue (-26 communes) le nombre de communes subissant en moyenne de 2 à 5 coupures par usager augmente (+51 communes) et le nombre de communes subissant de 5 et 30 coupures diminue (-25 communes).

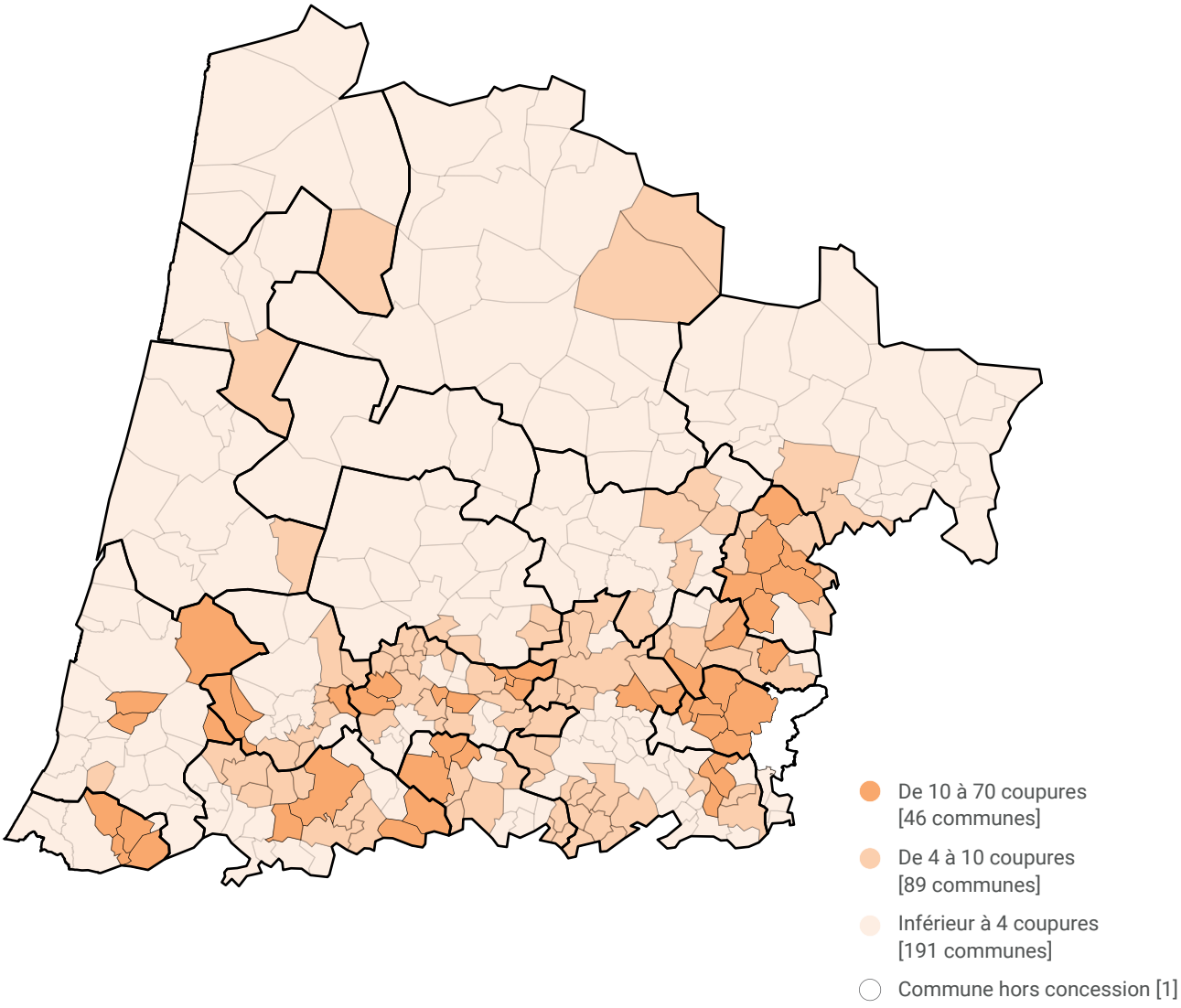
CONSTAT POUR L'ANNÉE 2022 : la qualité de fourniture en regard des coupures brèves s'améliore par rapport à l'année précédente.

FOCUS 2022

16 % des communes subissent plus de 5 coupures.

Diminution du taux de **8 %** par rapport à l'année précédente.

MICROCOUPURES : INFÉRIEURES À 1 SECONDE
2021

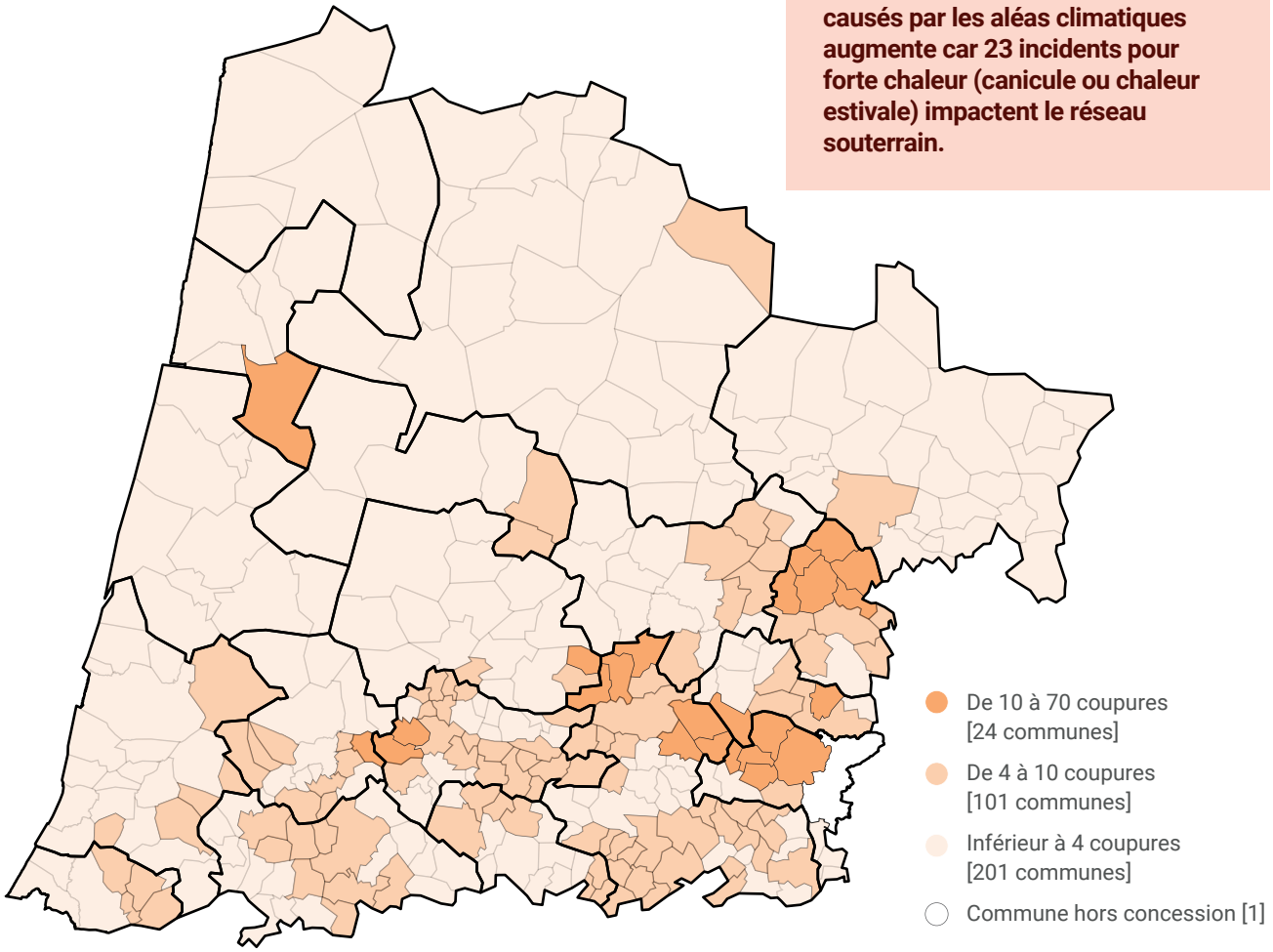


Nombre de communes	2021	2022
Inférieur à 4 coupures	191	**201**
De 4 à 10 coupures	89	**101**
De 10 à 70 coupures	46	**24**
Supérieur à 70 coupures	0	**0**

MICROCOUPURES : INFÉRIEURES À 1 SECONDE 2022

En 2022, la qualité de la fourniture s'est améliorée pour les coupures brèves et très brèves. Elle s'est dégradée pour les coupures longues.

En 2022, le nombre d'incidents causés par les aléas climatiques augmente car 23 incidents pour forte chaleur (canicule ou chaleur estivale) impactent le réseau souterrain.



__En 2022,__ le nombre de communes ayant subies en moyenne moins de 4 microcoupures par usager augmente (+10 communes), celui des communes subissant en moyenne de 4 et 10 coupures augmente (+12 communes) et celui des communes subissant en moyenne de 10 et 70 coupures diminue (-22 communes).

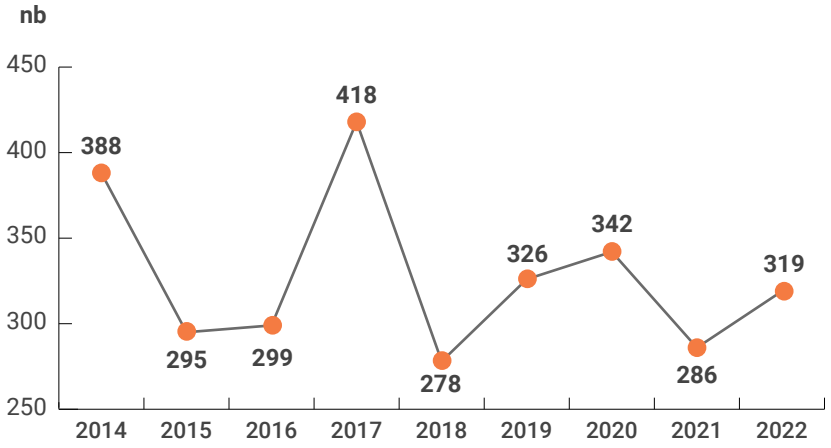
CONSTAT POUR L'ANNÉE 2022 : la qualité de fourniture en regard des microcoupures s'améliore par rapport à l'année précédente.

FOCUS 2022

7 % des communes subissent plus de 10 coupures.

Diminution du taux de **7 %** par rapport à l'année précédente.

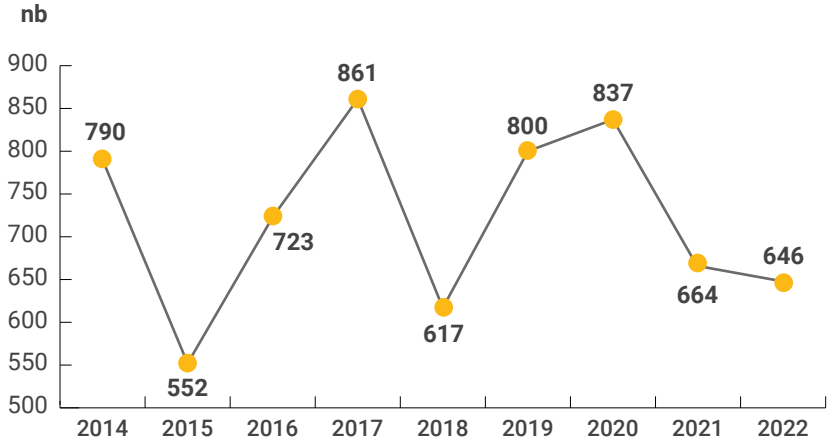
NOMBRES DE COUPURES LONGUES SUR LE RÉSEAU HTA



De 2018 à 2020, le nombre de coupures longues est en augmentation. Il diminue en 2021.

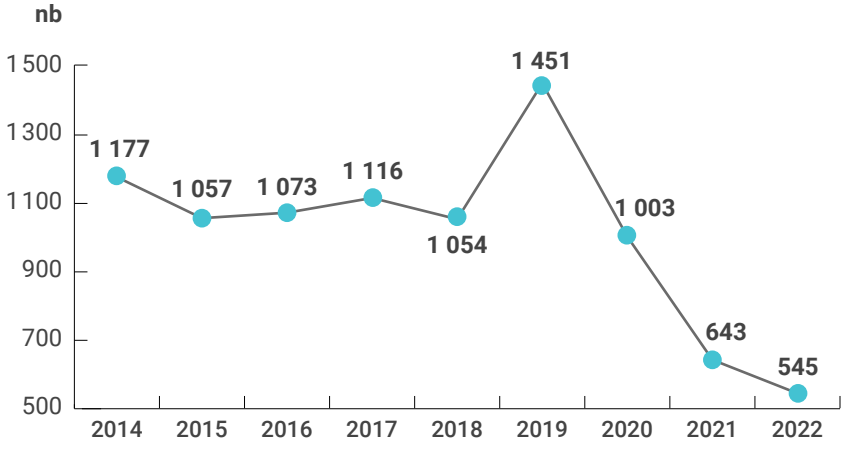
En 2022, le nombre de coupures longues augmente de 12 %.

NOMBRES DE COUPURES BRÈVES SUR LE RÉSEAU HTA



Pour 2022, le nombre de coupures brèves suit la même tendance. Il diminue de 3 %.

NOMBRES DE MICROCOUPURES SUR LE RÉSEAU HTA



Le nombre de microcoupures, stabilisé aux alentours de 1 100 coupures depuis 2012, passe à 1 451 coupures en 2019 et redescend à 643 coupures en 2021.

En 2022, le nombre de microcoupures continue à diminuer (-15 %). Cette diminution s'explique en partie par l'élagage réalisé aux abords des réseaux HTA.

Nombre de coupures	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Coupures longues réseau HTA	418	278	326	342	286	**319**
Coupures brèves réseau HTA	861	617	800	837	664	**646**
Microcoupures réseau HTA	1 116	1 054	1 451	1 003	643	**545**

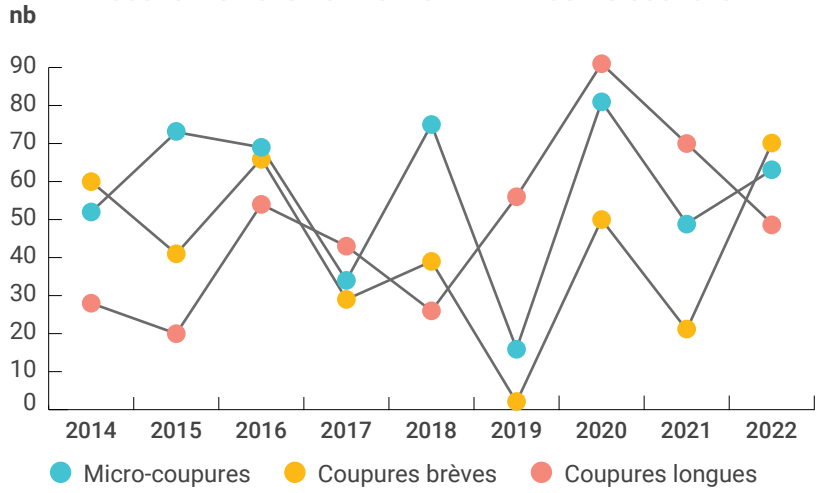
Analyse des coupures

Analyse des coupures par origine hors évènement exceptionnel

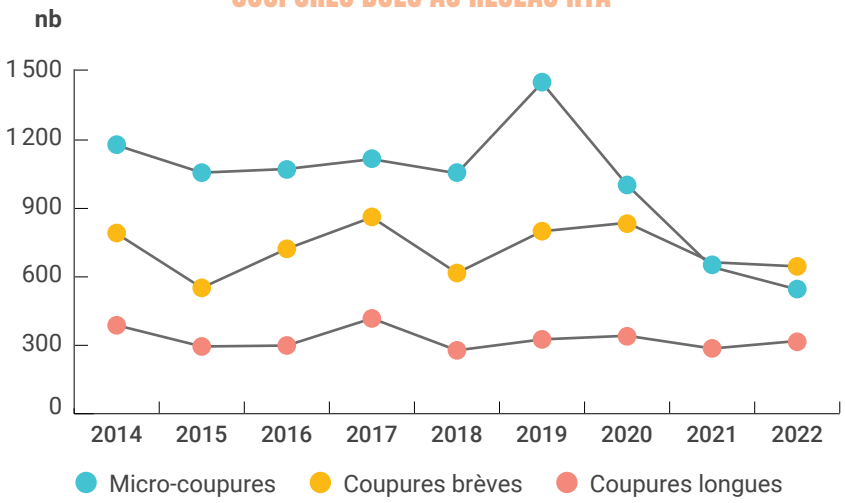
Le suivi du nombre de coupures permet d'apprécier la maintenance des ouvrages et les efforts « préventifs » réalisés pour éviter les interruptions de fourniture.

Les graphes suivants présentent le nombre de coupures par type :

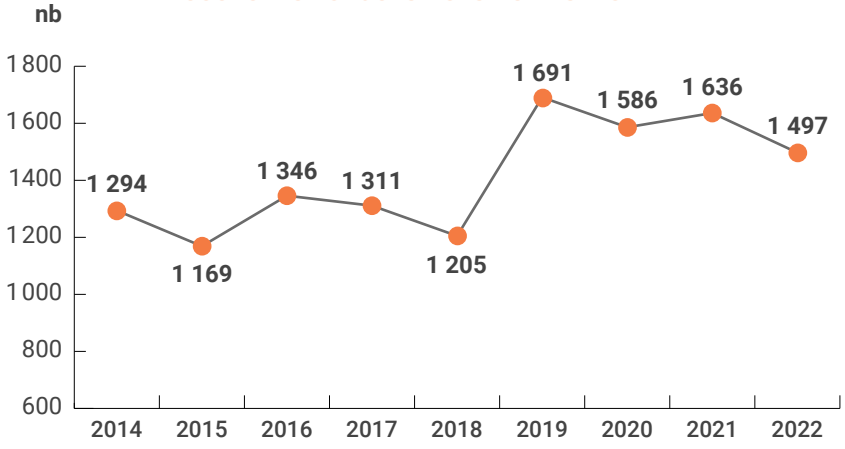
COUPURES DUES AU RÉSEAU HTB ET POSTES SOURCES



COUPURES DUES AU RÉSEAU HTA



COUPURES LONGUES DUES AU RÉSEAU BT



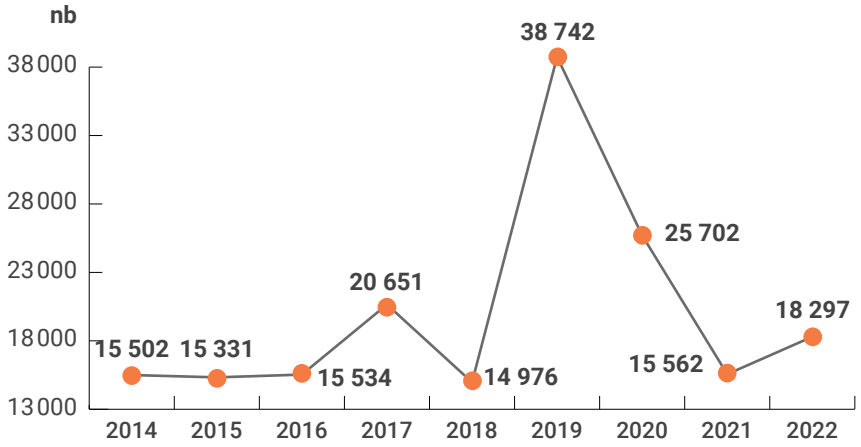
Nombre de coupures hors événement exceptionnel	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Coupures longues incident réseau HTB+postes source	43	26	56	91	70	**49**
Coupures brèves incident réseau HTB+postes source	29	39	2	50	21	**70**
Microcoupures incident réseau HTB+postes source	34	75	16	81	49	**63**
Coupures longues incident HIX réseau HTA	418	278	326	342	286	**319**
Coupures brèves incident réseau HTA	861	617	800	837	664	**646**
Microcoupures incident réseau HTA	1 116	1 054	1 451	1 003	643	**545**
Coupures longues réseau BT HIX (incident + travaux)	1 311	1 205	1 691	1 586	1 690	**1 497**

Les données 2022 ci-dessus permettent trois commentaires :

- L'impact du réseau HTB et des postes sources a augmenté sur les coupures brèves et les microcoupures par rapport à l'année précédente.
- L'impact du réseau HTA a augmenté sur les coupures longues par rapport à l'année précédente.
- **Le nombre des coupures longues sur le réseau BT a diminué de 11 % par rapport à l'année précédente.**

Le graphe suivant illustre l'évolution du nombre d'usagers coupés pour une durée de plus de 3 heures sur la concession et permet de préciser par une donnée temporelle la gêne subie par les usagers ayant été coupés :

NOMBRE DE CLIENTS AYANT SUBI DES COUPURES DE PLUS DE 3 HEURES SUR INCIDENT RÉSEAU HTA SUR L'ENSEMBLE DE LA CONCESSION (DONNÉES CRAC)



En 2019, année climatiquement perturbée, ***le nombre d'usagers coupés explose.***

En 2021, année climatiquement plus calme, ce nombre diminue et revient dans la tendance de la période de 2014 à 2016 et en 2018.

	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Nombre usagers coupés plus de 3H sur incident HTA et amont	20 651	14 976	38 742	25 702	15 562	**18 297**

FOCUS 2022

Augmentation de 18 % du nombre d'usagers coupés plus de 3 heures.

Le seuil de **3 heures** constitue la durée critique au-delà de laquelle certains appareils électriques se coupent où ne remplissent plus leur fonction.

Analyse des causes des incidents hors événements exceptionnels en 2022

RÉPARTITION DES INCIDENTS D'ORIGINE HTA SELON LEUR CAUSE

Causes	Nombre d'incidents*		Part dans le total des incidents	
	2021	2022	2021	2022
Fausse manœuvre	3	**2**	1 %	1 %
Défaillance matérielle	22	**43**	8 %	13 %
Corps étranger	4	**9**	1 %	3 %
Tiers	35	**44**	12 %	14 %
Végétaux	38	**40**	13 %	13 %
dont élagage insuffisant	3	**8**	1 %	3 %
Installation d'abonnés	7	**2**	2 %	1 %
Animaux	8	**4**	3 %	1 %
Vent et pluie	17	**17**	6 %	5 %
Neige/Givre	0	**0**	0 %	0 %
Orage	6	**15**	2 %	5 %
Cause fortes chaleurs (canicule ou chaleur estivale)	-	**23**	-	7 %
Cause inconnue	25	**29**	9 %	9 %
Autre	4	**3**	1 %	1 %
Usure naturelle	117	**88**	41 %	28 %
TOTAL	**286**	**319**	**-**	**-**

** Incidents issus du réseau moyenne tension.*

FOCUS 2022

12 % d'incidents en plus par rapport à l'année précédente.

L'augmentation du nombre d'incidents est principalement due à l'augmentation des incidents liés aux aléas climatiques (fortes chaleurs (canicule ou chaleur estivale).

CONSTAT : depuis 2015, l'usure naturelle est la première cause des interruptions de fourniture HTA.

Les causes principales des interruptions de fourniture HTA sur la concession **en 2022** sont les suivantes :

L'usure naturelle (28 %) : le nombre d'incidents causés par l'usure naturelle du matériel est important **mais en diminution par rapport aux années précédentes.**

Enedis doit continuer à suivre son évolution dans les années futures, car il peut révéler des problèmes de renouvellement des ouvrages.

Les aléas climatiques (17 %) : ce type d'interruption de fourniture survient principalement sur les réseaux aériens. Il est caractéristique des concessions rurales. **A partir de 2022, la cause pour fortes chaleurs (canicule ou chaleur estivale) a fait son apparition.**

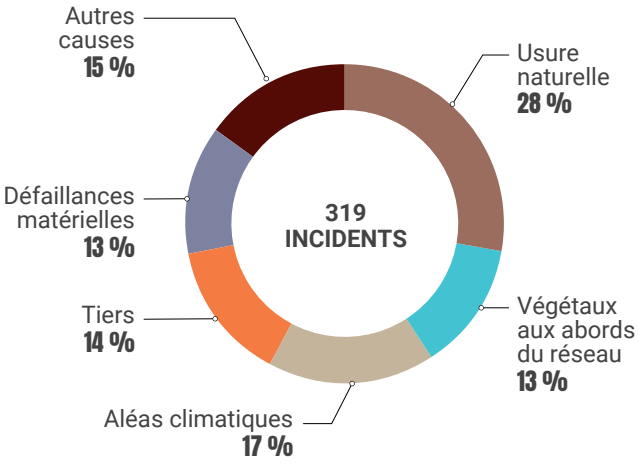
Les tiers (14 %) : ce type d'incident est essentiellement causé par des travaux de tiers aux abords du réseau.

Les végétaux aux abords du réseau (13 %) : les végétaux aux abords des ouvrages sont à l'origine d'une part significative des incidents survenus sur le réseau HTA. Il serait donc intéressant que l'autorité concédante contrôle la qualité de l'élagage des végétaux effectué par le concessionnaire.

L'augmentation de la cause d'incidents dus aux tiers, renforce l'importance de la sensibilisation des entreprises à la bonne application des procédures DR/DICT (Demande de Renseignements / Déclaration d'Intention de Commencement de Travaux) du **décret n° 91-1147 du 14 octobre 1991** relatif à l'exécution de travaux à proximité de certains ouvrages souterrains, aériens ou subaquatiques de transport ou de distribution, et de l'**arrêté interministériel du 16 novembre 1994** pris en application.

Le respect de ces procédures permet de limiter, lors des travaux, les atteintes portées à la sécurité des personnes, travailleurs, riverains, comme à l'intégrité des réseaux.

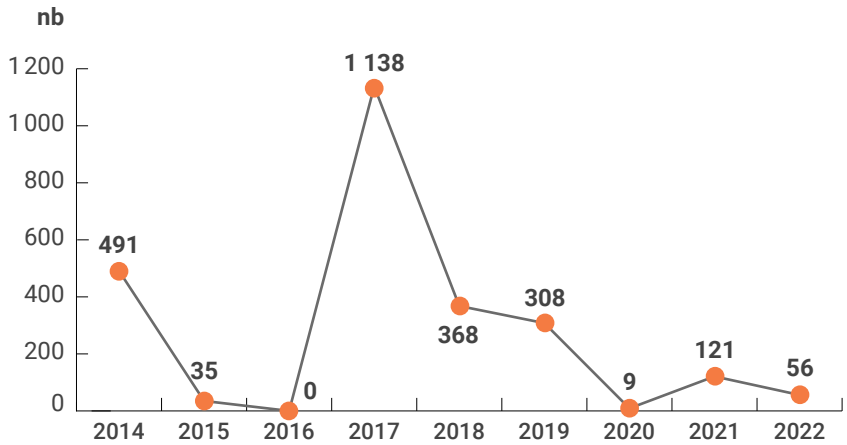
RÉPARTITION DES INCIDENTS PAR ORIGINE SUR LE RÉSEAU HTA



Coupures sur le réseau BT

Analyse du nombre de clients coupés

NOMBRE DE CLIENTS BT AYANT SUBI PLUS DE 6 COUPURES LONGUES SUR INCIDENT HTA ET AMONT (DONNÉES CRAC)



FOCUS 2022

56 usagers BT ont subi plus de 6 coupures longues HTA.

121 usagers coupés l'année précédente.

	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Nombre de clients BT ayant subi plus de 6 coupures longues sur incident HTA et amont	1 138	368	308	9	121	**56**

Analyse des causes des incidents hors événements exceptionnels

RÉPARTITION DES INCIDENTS BT SELON LEUR CAUSE

Causes	Nombre d'incidents*		Part dans le total des incidents	
	2021	2022	2021	2022
Fausse manœuvre	4	**4**	0 %	0 %
Défaillance matérielle	138	**138**	13 %	15 %
Dépassement de capacité	67	**70**	6 %	8 %
Corps étranger	13	**14**	1 %	2 %
Tiers	156	**187**	15 %	20 %
Végétaux	156	**125**	15 %	14 %
dont élagage insuffisant	57	**40**	5 %	4 %
Animaux	3	**5**	0 %	1 %
Vent et pluie	54	**84**	5 %	9 %
Neige ou Givre	3	**0**	0 %	0 %
Orage	11	**27**	1 %	3 %
Cause fortes chaleurs (canicule ou chaleur estivale)		**27**		3 %
Cause inconnue	23	**6**	2 %	1 %
Autre	7	**10**	1 %	1 %
Usure naturelle	425	**222**	40 %	24 %
TOTAL	**1 060**	**919**	-	-

CONSTAT : Comme pour les années précédentes, l'usure naturelle est la première cause d'incidents sur le réseau BT. Le concessionnaire utilise cette dénomination lorsqu'il n'arrive pas à identifier précisément l'anomalie. L'autorité concédante est surprise que le concessionnaire ne recherche pas plus précisément les raisons qui occasionnent un incident sur 4 sur le réseau basse tension.

FOCUS 2022

13 % d'incidents en moins en 2022 par rapport à l'année précédente.

La diminution du nombre d'incidents est principalement due à la diminution des incidents liés à l'usure naturelle et aux végétaux.

Les causes principales des interruptions de la fourniture du réseau BT sur la concession sont les suivantes :

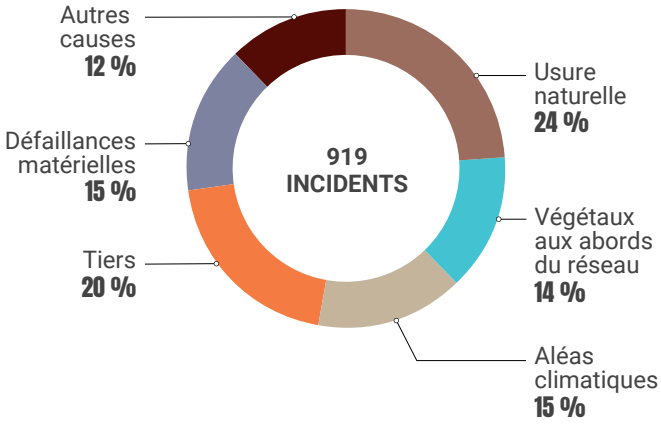
L'usure naturelle (24 %) : le nombre d'incidents causés par l'usure naturelle du matériel est particulièrement important. Il serait intéressant de suivre son évolution dans les années futures, car il peut révéler des problèmes de renouvellement des ouvrages.

Les tiers (20 %) : ce type d'incident est essentiellement causé par des travaux de tiers aux abords du réseau.

La défaillance matérielle (15 %) : ce type d'incident est essentiellement causé par des équipements vétustes.

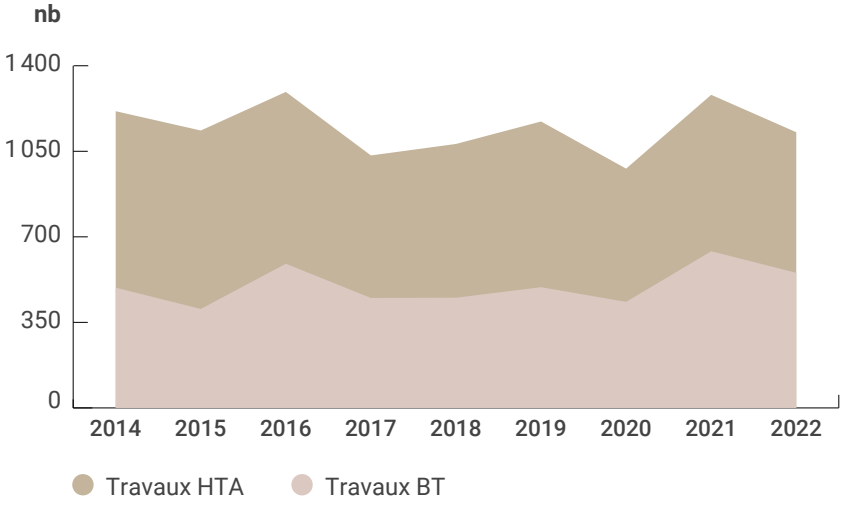
Les végétaux aux abords du réseau (14 %) : sont à l'origine d'une part significative des incidents survenus sur le réseau BT. Les caractéristiques environnementales de la concession expliquent largement ce phénomène. **Ce résultat vient appuyer l'idée selon laquelle il serait intéressant pour l'autorité concédante d'effectuer un contrôle de la qualité de l'élagage effectué par le concessionnaire.**

RÉPARTITION DES INCIDENTS CAUSÉS PAR ORIGINES SUR LE RÉSEAU BT



Coupures pour travaux sur le réseau

NOMBRE DE COUPURES POUR TRAVAUX HTA ET BT



*En 2022, le nombre de coupures pour travaux HTA **diminue de 10 %** et le nombre de coupures pour travaux BT **diminue de 14 %** par rapport à l'année précédente.*

Nombre de coupures	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Réseau HTA*	583	629	678	545	640	**575**
Réseau BT	450	451	494	434	641	**553**

**Coupures issues du réseau moyenne tension.*

Le temps moyen de coupure

Point de vue



Luc Wanniarachchi
Directeur territorial
Enedis Landes

Nous constatons une dégradation du critère B global 2022, due principalement à l'augmentation du critère B incident sur réseau HTA.
Le département a été touché par des épisodes de canicules successives (du 14 au 22 juin, du 8 au 27 juillet et du 9 au 13 août), provoquant des dégâts sur le réseau souterrain de distribution électrique.
Ces journées successives de canicule ont généré 5,7 minutes de critère B.
Les autres indicateurs significatifs sont stables ou en amélioration. Le critère B travaux est maitrisé tout au long de l'année, le temps de coupure pour élagage s'élève à 2,1 minutes pour l'année 2022.

La valeur du critère B se calcule en multipliant le nombre d'usagers coupés (NI) par chaque coupure sur le réseau par la durée de cette coupure (TI), nous obtenons ainsi le NiTi de la concession pour chaque coupure. Nous additionnons le NITI de chaque coupure et nous divisons cette somme par le nombre d'usagers total BT de la concession.

Le temps de coupure global se décompose selon les deux causes d'interruptions (incidents et travaux) et les trois réseaux concernés, moyenne tension (HTA), basse tension (BT) et réseau de transport (amont de la concession).

Le critère B peut être examiné selon deux approches :

- L'approche considérant tous les évènements (incidents et travaux) de l'année ayant conduit à gégèner des coupures, critère B total, toutes causes et,
- L'approche excluant le ou les évènements exceptionnels (ayant affecté plus de 100 000 usagers et probabilité d'occurrence supérieure à 20 ans, appelé B Hors Incidents Exceptionnels), critère B dit HIX.

FOCUS 2022

Constat :

le critère B Toutes Causes Confondues (TCC) augmente de 11 %.

Critère B total (TCC) : 88,7 min

(augmentation de **9 min** par rapport à l'année précédente).

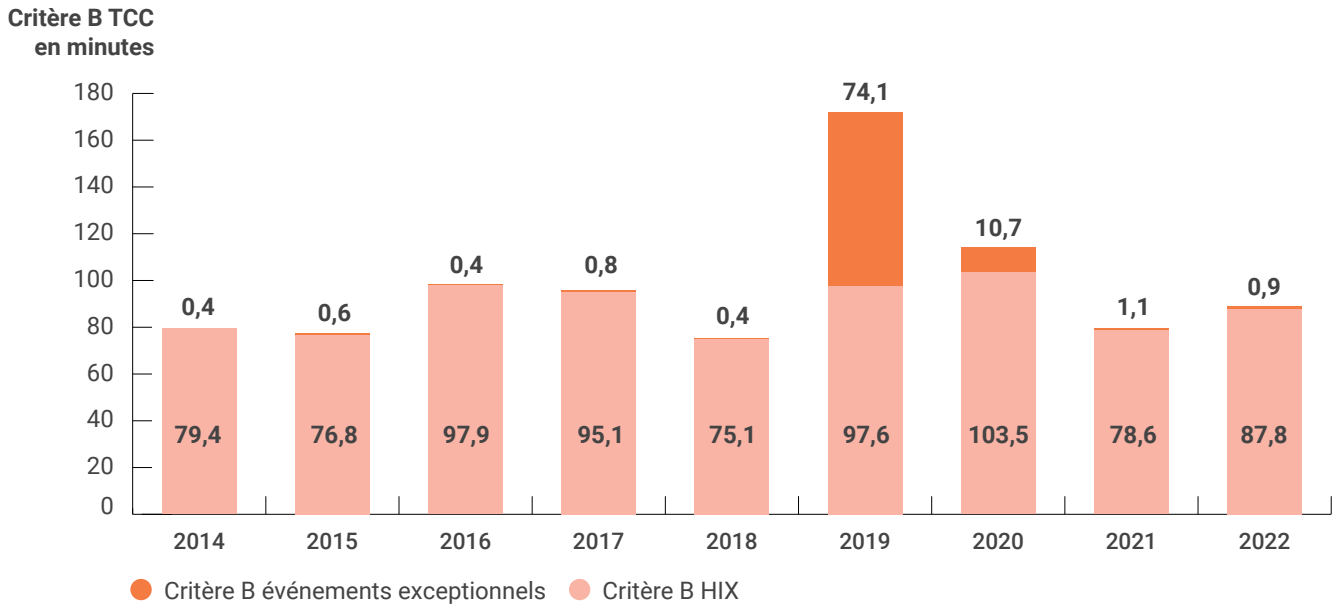
FOCUS 2022

Constat :

le critère B, hors incidents survenus sur le réseau RTE, est plus bas à l'échelle nationale que sur la concession Landes :

Le critère B concession est de **87,9 min.**
Le critère B national est de **64,1 min.**

TEMPS MOYEN DE COUPURE HORS INCIDENT EXCEPTIONNEL ET TOUTES CAUSES CONFONDUES PAR CLIENT SUR L'ENSEMBLE DE LA CONCESSION



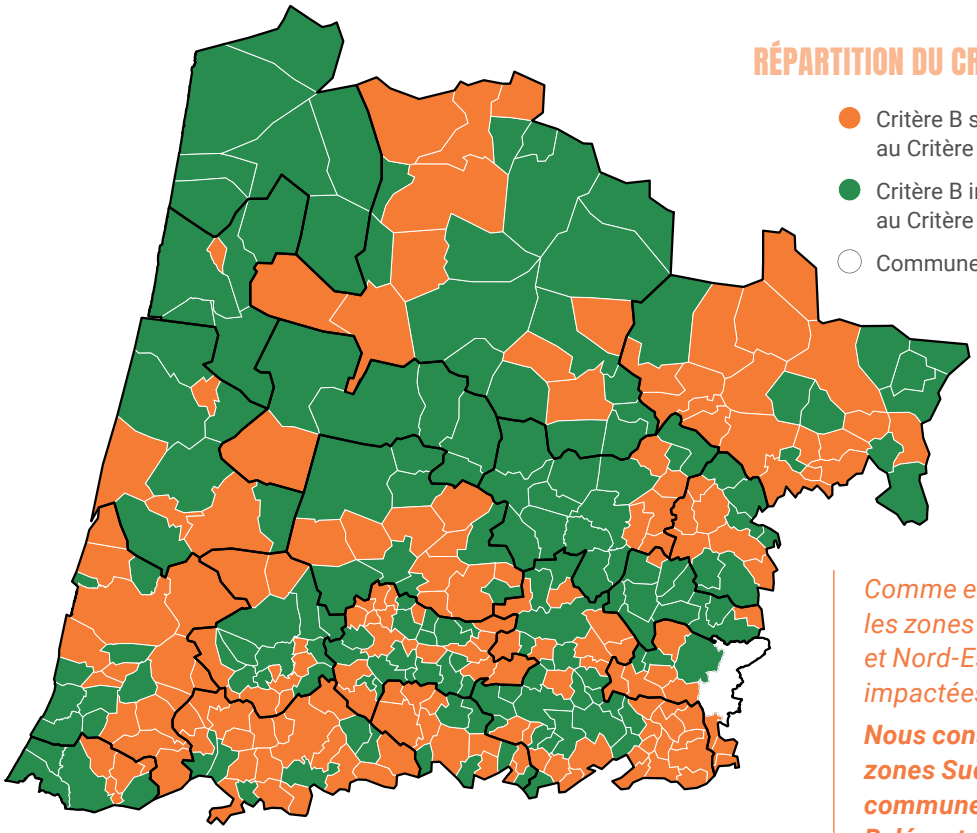
En minute	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Critère B HIX	95,1	75,1	97,6	103,5	78,6	**87,8**
Critère B Événements exceptionnels	0,8	0,4	74,1	10,7	1,1	**0,9**
Critère B TCC	**95,9**	**75,5**	**171,7**	**114,2**	**79,7**	**88,7**

FOCUS 2022

Critère B HIX : augmentation de 9,2 min par rapport à l'année précédente.

Le critère B caractérise la rupture de continuité moyenne de fourniture vue par les usagers sur une année.

RÉPARTITION DU CRITÈRE B PAR COMMUNE 2021

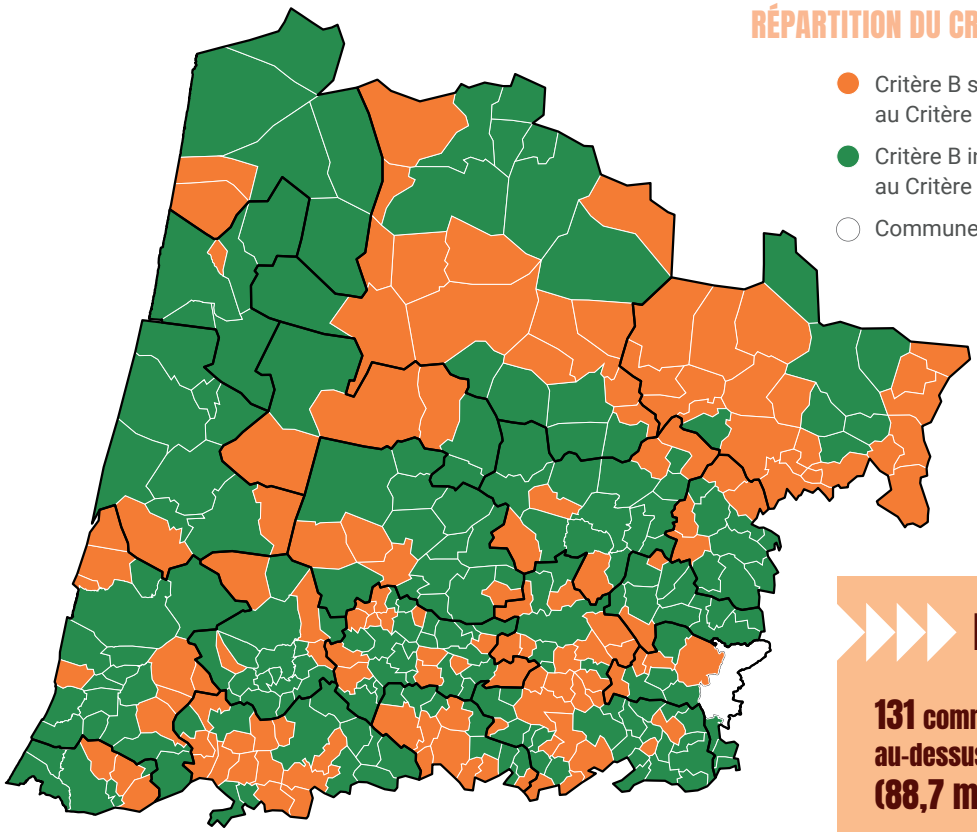


- Critère B supérieur au Critère B départemental [164 communes]
- Critère B inférieur ou égal au Critère B départemental [162 communes]
- Commune hors concession [1]

Comme en 2020 et 2021, les zones Sud-Ouest, Sud-Est et Nord-Est du département sont impactées par les coupures.

Nous constatons aussi que les zones Sud-Ouest et Sud-Est ou les communes sont au-dessus du Critère B départemental correspondent aux zones ou les communes ont un pourcentage de réseau HTA aérien supérieur à 40 %.

RÉPARTITION DU CRITÈRE B PAR COMMUNE 2022



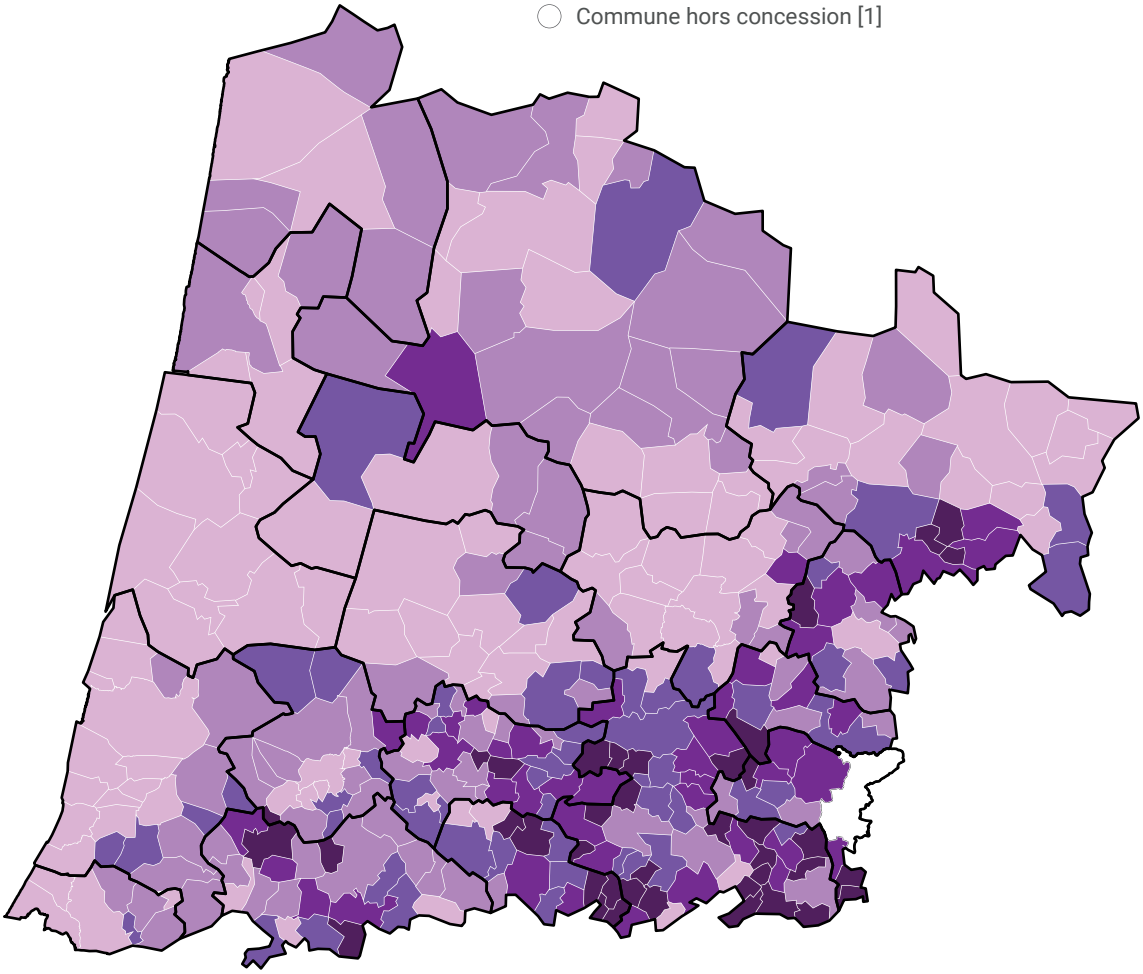
- Critère B supérieur au Critère B départemental [131 communes]
- Critère B inférieur ou égal au Critère B départemental [195 communes]
- Commune hors concession [1]

FOCUS 2022

131 communes sont au-dessus du Critère B départemental (88,7 minutes).

RÉSEAU HTA AÉRIEN

- Communes dont le réseau aérien est supérieur à 80% [40]
- Communes dont le réseau aérien est compris entre 60% à 80% [45]
- Communes dont le réseau aérien est compris entre 40% à 60% [57]
- Communes dont le réseau aérien est compris entre 20% à 40% [86]
- Communes dont le réseau aérien est inférieur à 20% [98]
- Commune hors concession [1]



Point de vue



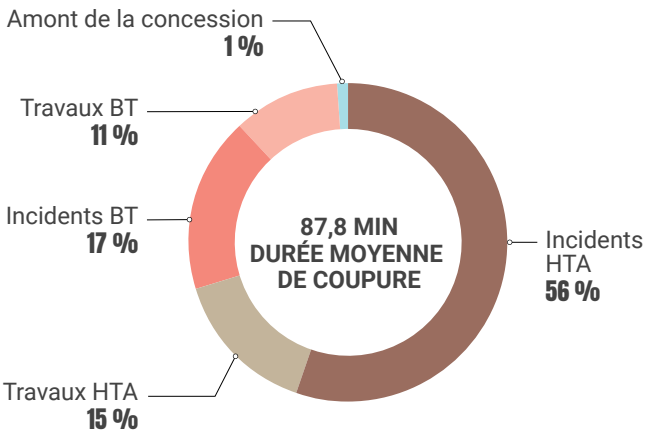
Frédéric Montaut

Ingénieur en chef
Chef du service Concessions
Conseil Énergies

« De 2017 à 2021, le critère B toutes causes confondues se situe entre 75 minutes (2018) et 172 minutes (2019).
En 2021, le critère B toutes causes confondues descend à 79,7 minutes et le critère B Hors incident exceptionnel diminue de 24,9 minutes par rapport à 2020.
En 2022, le critère B toutes causes confondues augmente à 88,7 minutes et le critère B Hors incident exceptionnel augmente de 9,2 minutes par rapport à 2021.
Une analyse détaillée du critère climatique depuis 2014 est proposée dans le chapitre « Suivi » afin d'identifier les facteurs potentiels à l'origine des variations du critère B.
Cependant, il est à souhaiter que le maintien des investissements, l'amélioration des équipements de réalimentation automatique, et les maintenances couplées aux élagages réalisés par Enedis sur le réseau vont finir par diminuer significativement la durée moyenne de coupure subie par les usagers de la concession lors d'évènements climatiques. »

Le complément d'analyse suivant permet d'illustrer la décomposition de la durée moyenne de coupure par origine d'incidents, **hors incidents exceptionnels,** dans un premier temps :

DÉCOMPOSITION DE LA DURÉE MOYENNE DE COUPURE EN FONCTION DE L'ORIGINE DE LA COUPURE SUR LA CONCESSION

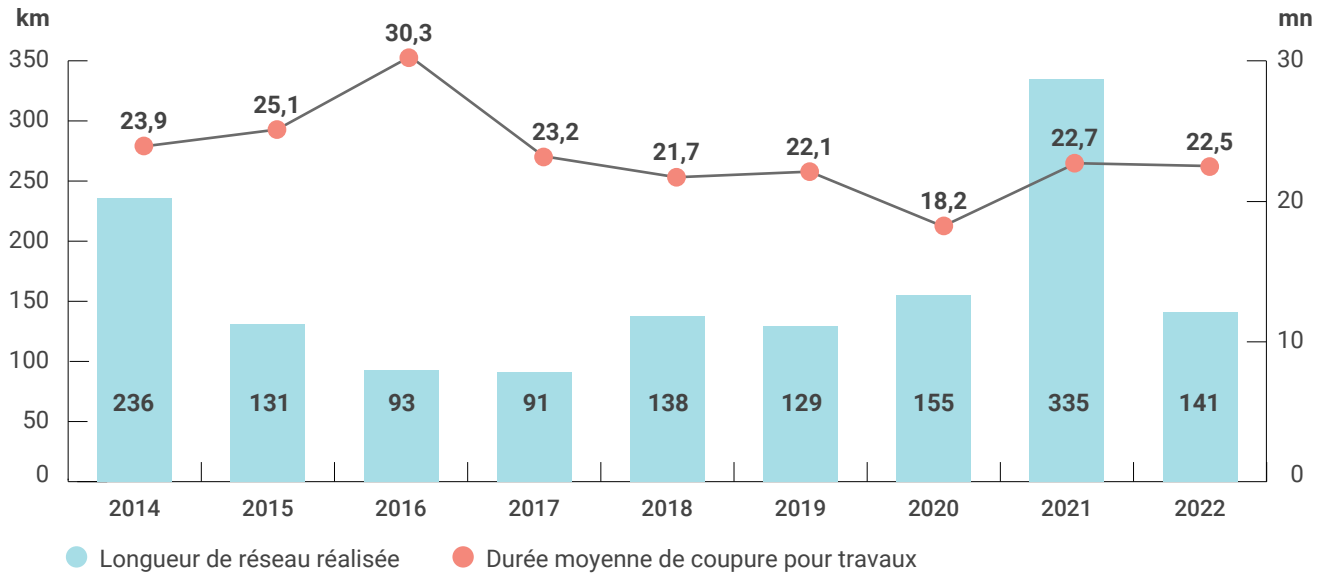


En minute	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Incidents HTA*	58,4	41,9	51,6	66,4	38,7	**49,0**
Travaux HTA*	15,8	14,7	14,4	12,1	14,2	**12,8**
Incidents BT	12,4	11,3	18,7	17,1	16,2	**15,4**
Travaux BT	7,4	7	7,7	6,1	8,6	**9,7**
Amont de la concession	1,0	0,1	5,2	1,9	0,9	**0,7**

** Depuis 2009, les temps de coupure, très faibles, occasionnés par les incidents et les travaux sur les Postes Source ont été inclus respectivement dans les incidents HTA et les travaux HTA.*

> ***En 2022,** les incidents sur le réseau HTA sont responsables de **56 %** du temps de coupure moyen perçu par un usager.*

DURÉE MOYENNE DE COUPURE POUR TRAVAUX ET LONGUEUR DE RÉSEAU RÉALISÉE



	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Longueur de réseau réalisé en km	91	138	129	155	335	**141**
Durée moyenne de coupure pour travaux en minutes	23,2	21,7	22,1	18,2	22,7	**22,5**

Dans ce graphique, nous analysons le temps de coupure pour travaux.

Ces coupures dépendent d'un facteur déterminant qui est le nombre d'usagers coupés multiplié par la durée de la coupure (NiTi).

De façon générale, le temps de coupure pour travaux n'est pas en adéquation avec la longueur de réseau mise en service.

Si ce facteur dépasse une valeur seuil, un moyen de maintien de l'alimentation doit être mis en place.

Dans le cas contraire, les travaux sont réalisés avec une coupure du réseau.

État des lieux de la continuité de fourniture

Définition des zones

L'analyse par type de coupure et la représentation géographique associée

L'importance d'un type de coupure donné, au niveau d'une commune, résulte de la somme des incidents (de ce type) observés sur la commune, pondérés par le nombre d'usagers ayant subi, chacun, des évènements.

La représentation géographique résultante consiste à affecter, selon le résultat du précédent calcul, une couleur à la commune, tel que précisé dans le tableau ci-dessous.

	Type urbain	Type suburbain	Type rural	Type hors standard qualité
Niveau de qualité	**Niveau 1**	**Niveau 2**	**Niveau 3**	**Niveau 4**
Coupures longues	0≤…<1	1≤…<1,5	1,5≤…<6	6<…
Coupures brèves	0≤…<2	2≤…<5	5≤…<30	30<…
Micro- coupures	0≤…<4	4≤…<10	10≤…<70	70<…

L'indicateur de continuité de fourniture et son rendu cartographique

L'indicateur de continuité de fourniture sur un espace géographique donné résulte de la composition de la continuité de fourniture analysée par type d'interruption (microcoupure, coupure brève, coupure longue).

Cet indicateur vaut 100 pour une qualité sans discontinuité et peut prendre des valeurs négatives quand la qualité devient mauvaise.

À cet indicateur estimé pour une zone donnée est associé une couleur caractéristique du niveau de continuité résultant. Ainsi, cinq niveaux ont été retenus pour rendre compte de la diversité des situations observables.

Le niveau 1 correspond à une continuité de fourniture que l'on trouve généralement dans les zones urbaines où la forte densité des points de consommation favorise le développement de réseaux souterrains propices à une très bonne qualité d'électricité distribuée.

Le niveau 2 correspond à une continuité d'alimentation que l'on rencontre habituellement dans les zones dites suburbaines où les densités de consommation sont intermédiaires entre celles des zones urbaines et rurales.

Le niveau 3 correspond à un niveau de qualité que l'on trouve habituellement dans les zones rurales, où la faible densité des points de consommation conduit au développement de réseaux aériens, plus sensibles aux aléas climatiques.

Le niveau 4 correspond soit :

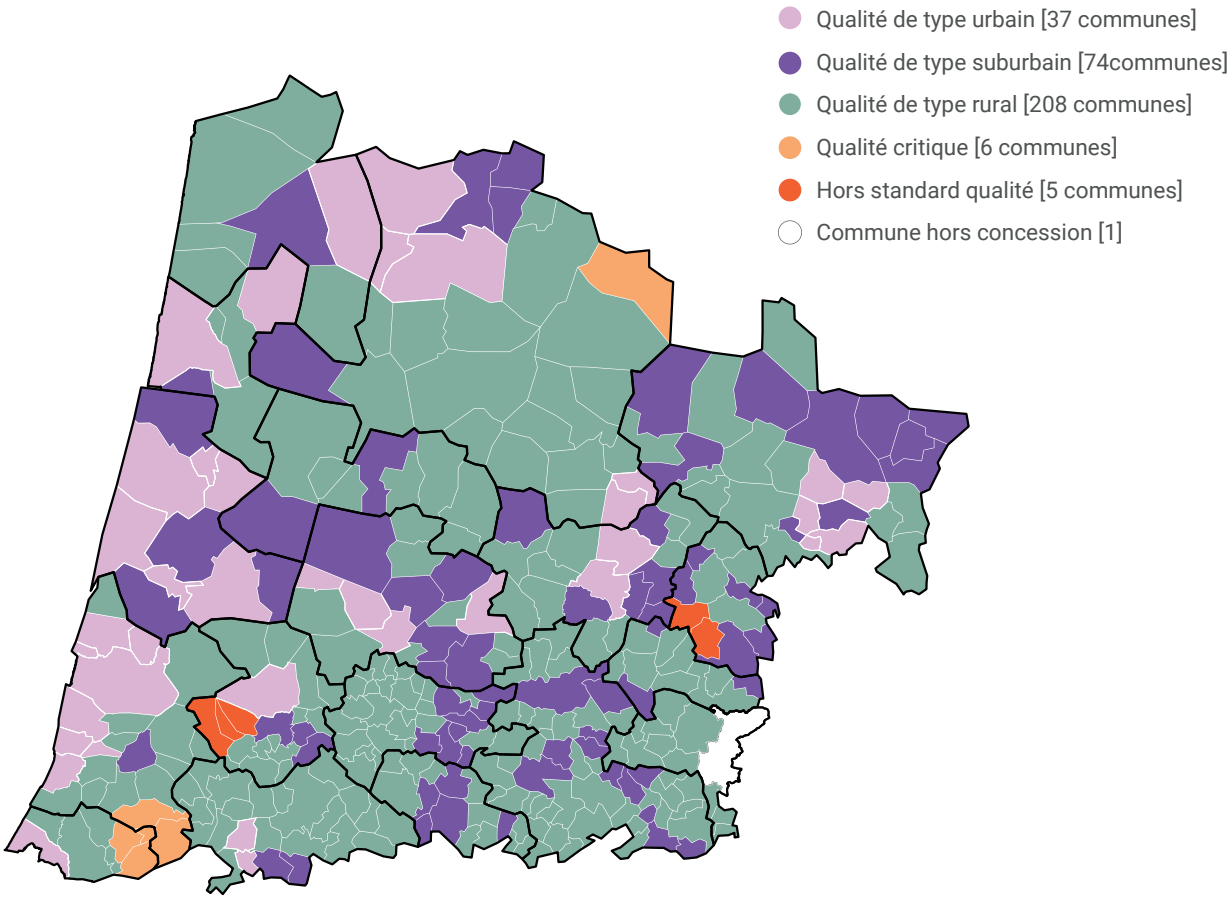
- À une continuité de fourniture sans dépassement des seuils de coupures qu'Enedis s'est engagée à fournir mais dont la densité de coupures par critère est globalement très perturbante et proche des dépassements de seuils.
- À une continuité d'alimentation inférieure à celle qu'Enedis s'est engagée à fournir sur l'ensemble du territoire national dès 1996.

Évolution entre 2014 et 2022

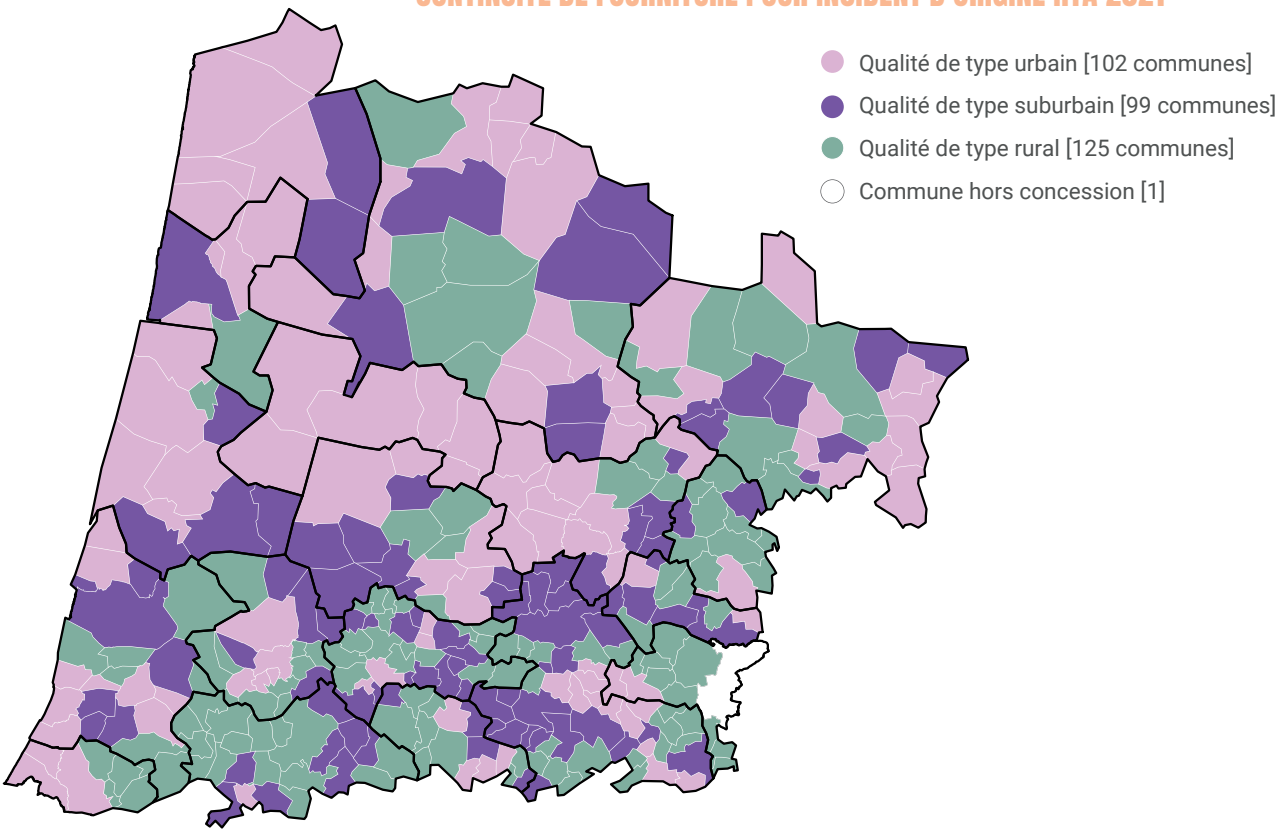
Les communes sont classées selon des niveaux de qualité. Lorsqu'un des 3 critères de classification (coupures longues, brèves ou microcoupures) ne respecte pas le niveau de qualité qui classerait la commune au niveau correspondant aux deux autres, la commune est déclassée au niveau de qualité attribué au critère dégradé (exemple : 2 critères au niveau 2, un critère au niveau 4, la commune est classée au niveau 4).

Les trois cartes ci-dessous explicitent la classification de **2014 à 2022** selon les niveaux des indicateurs globaux de fourniture affectés à chaque commune :

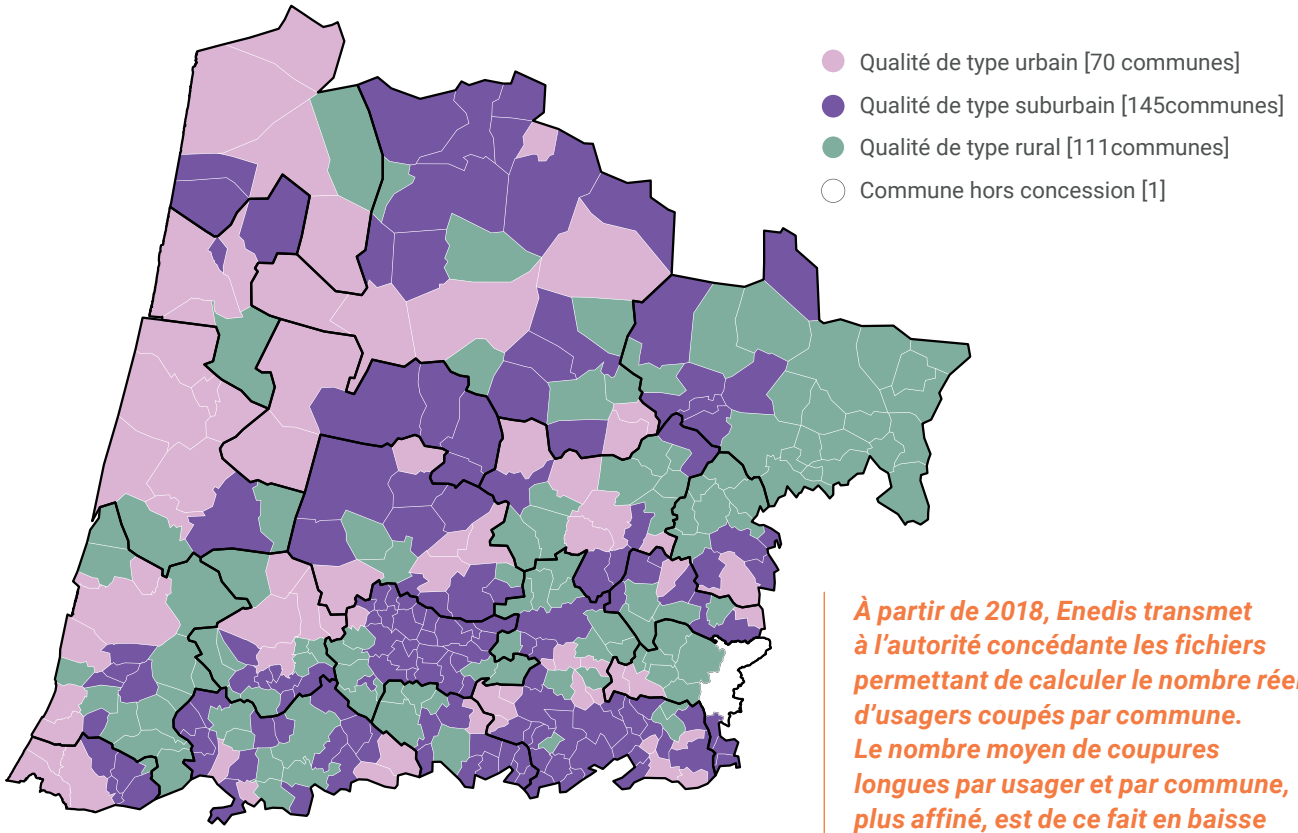
CONTINUITÉ DE FOURNITURE POUR INCIDENT D'ORIGINE HTA 2014



CONTINUITÉ DE FOURNITURE POUR INCIDENT D'ORIGINE HTA 2021

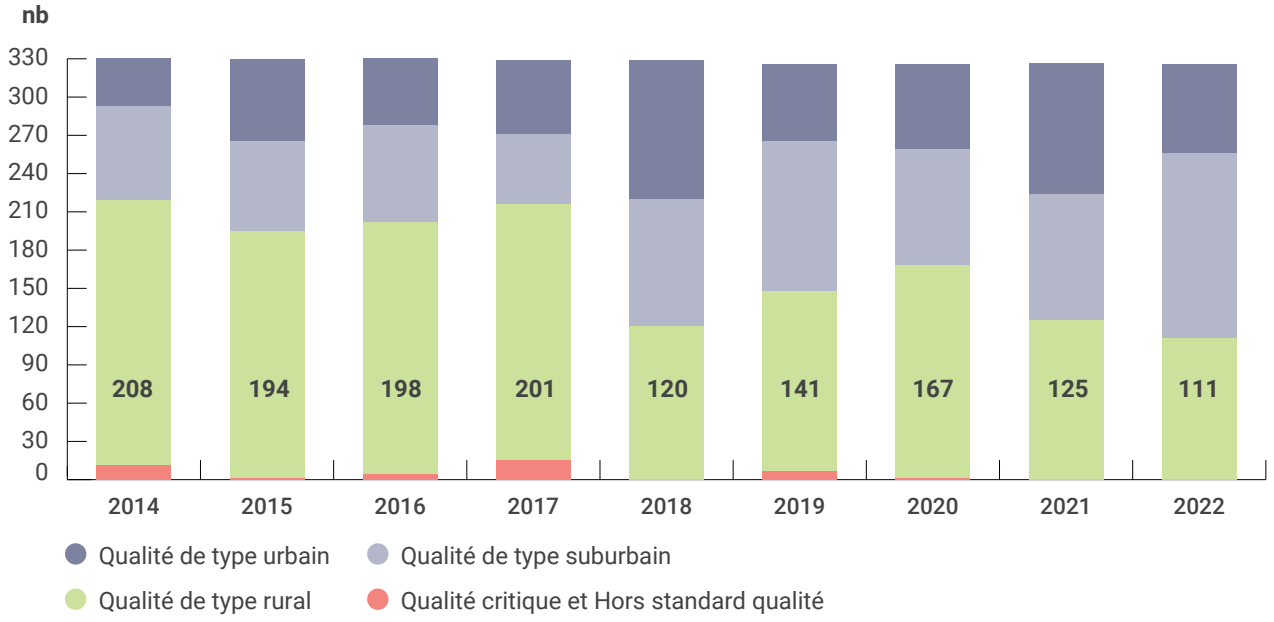


CONTINUITÉ DE FOURNITURE POUR INCIDENT D'ORIGINE HTA 2022



À partir de 2018, Enedis transmet à l'autorité concédante les fichiers permettant de calculer le nombre réel d'usagers coupés par commune. Le nombre moyen de coupures longues par usager et par commune, plus affiné, est de ce fait en baisse par rapport aux années précédentes.

NOMBRE DE COMMUNES PAR NIVEAU DE CONTINUITÉ



Nombre de communes	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Qualité de type urbain	58	109	61	67	102	**70**
Qualité de type suburbain	55	100	117	91	99	**145**
Qualité de type rural	201	120	141	167	125	**111**
Qualité critique et Hors standard qualité	15	0	7	1	0	**0**

Le type de coupure donné, au niveau d'une commune, résulte de la somme des incidents observés sur la commune, pondérés par le nombre d'usagers ayant subi, chacun, des évènements.

CONSTAT POUR L'ANNÉE 2022, 32 communes quittent la catégorie « Qualité de type urbain ».

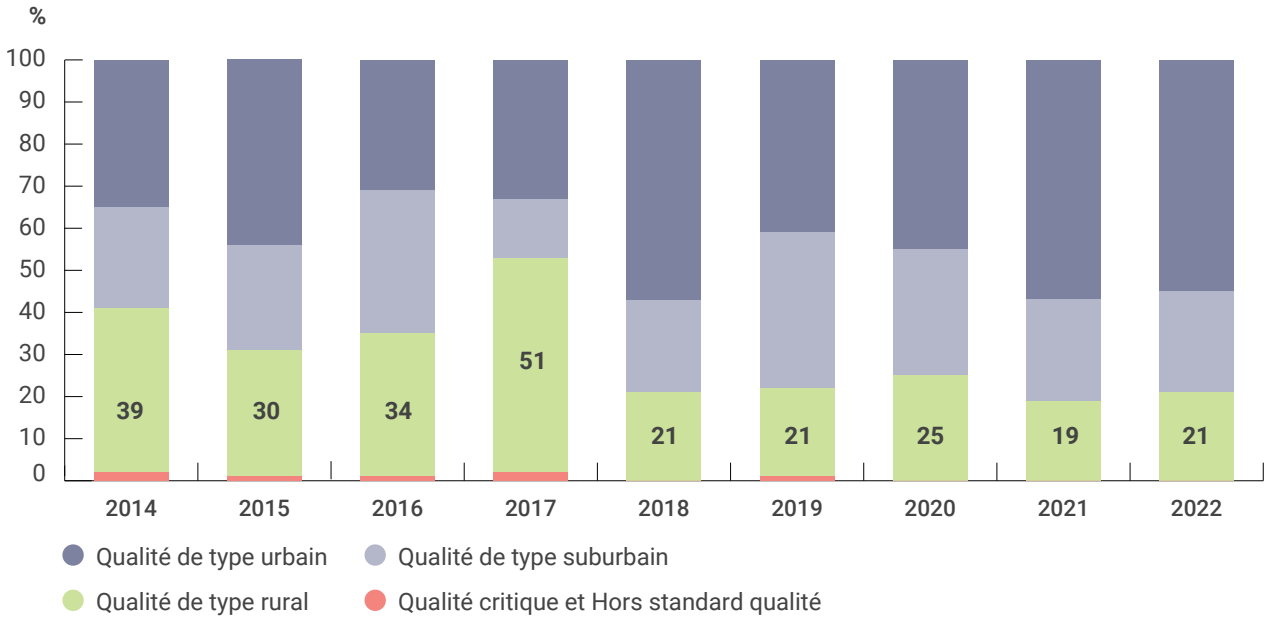
56 usagers (communes de Labrit, Le Sen et Vert) ont subi 6 coupures longues issues du réseau HTA, hors événements exceptionnels.

FOCUS 2022

111 sur 326 communes, 34 %, sont de « Qualité de type rural ».

La qualité de type rural caractérise la concession Landes dont le territoire est majoritairement rural.

POURCENTAGE D'USAGERS PAR NIVEAU DE CONTINUITÉ



Pourcentage d'usagers	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Qualité de type urbain	33	57	41	45	57	**55**
Qualité de type suburbain	14	22	37	30	24	**24**
Qualité de type rural	51	21	21	25	19	**21**
Qualité critique et Hors standard qualité	2	0	1	0	0	**0**

FOCUS 2022

55 % d'usagers sont classés en « Qualité de type urbain ».

Synthèse par commune

Point de vue



Benoit Estrade
Technicien supérieur
Service Concessions
Conseil Énergies

En quoi consiste l'analyse de la sensibilité des communes vis-à-vis de la qualité de fourniture ?

« Les paragraphes précédents ont permis de décrire, par commune, la composition des réseaux HTA et BT et la continuité de fourniture. Il est intéressant de regrouper ces données sur le territoire de chaque commune pour étudier celles qui cumulent les points négatifs associés à ces données. Les caractéristiques intrinsèques des réseaux associées aux données de la qualité de fourniture nous permettront d'identifier, commune par commune, les zones sur lesquelles un effort d'amélioration devra être envisagé. »

Afin d'identifier clairement les communes pour lesquelles un effort d'amélioration des réseaux est nécessaire (compte tenu de 4 paramètres intrinsèques des réseaux), nous avons superposé pour chacune d'entre elles, les éléments d'analyse suivants :

1. L'âge moyen du réseau BT de la commune,
2. Le pourcentage de réseau aérien HTA,
3. Le pourcentage de réseau aérien nu BT,
4. La continuité de fourniture correspondant à la commune (coupures longues, brèves et microcoupures).

La carte dite de « sensibilité » a été établie en considérant comme « sensible » les 4 paramètres ci-dessus, dès lors qu'ils dépassent ou sont en dessous d'une valeur seuil :

Paramètre	Valeur seuil
Age moyen	> 40 ans
Pourcentage de réseau aérien HTA	> 29,4 %
Pourcentage de réseau aérien BT nu	> 8,4 %
Continuité de fourniture	Communes dont des usagers sont en « Qualité Critique et Hors standard Qualité »

Pour l'âge moyen, la valeur seuil de 40 ans correspond à la durée de vie théorique d'un réseau (sachant que leur durée de vie réelle est souvent bien plus élevée).

Nous avons considéré **l'année 2002,** comme étant l'année de transition, correspondant à la durée médiane de l'âge de vie moyen : 40 ans. Par suite, les ouvrages sont considérés comme neufs **en 2002** et auront 40 ans **en 2042.** Ils sont considérés comme « sensibles » s'ils sont construits **avant 2002** et si le concessionnaire ne fait aucune intervention d'ici cette date.

Pour la valeur seuil du **pourcentage de réseau aérien HTA,** nous avons considéré comme « sensible » toute commune dont le taux de réseau aérien HTA dépasse le taux moyen du département **(29,4 %).**

Pour la valeur seuil du **pourcentage de réseau aérien nu BT,** nous avons considéré comme « sensible » toute commune dont le taux de ce réseau aérien nu dépasse le taux de réseau aérien nu, calculé par rapport à la longueur totale de réseau aérien **(8,4 %).**

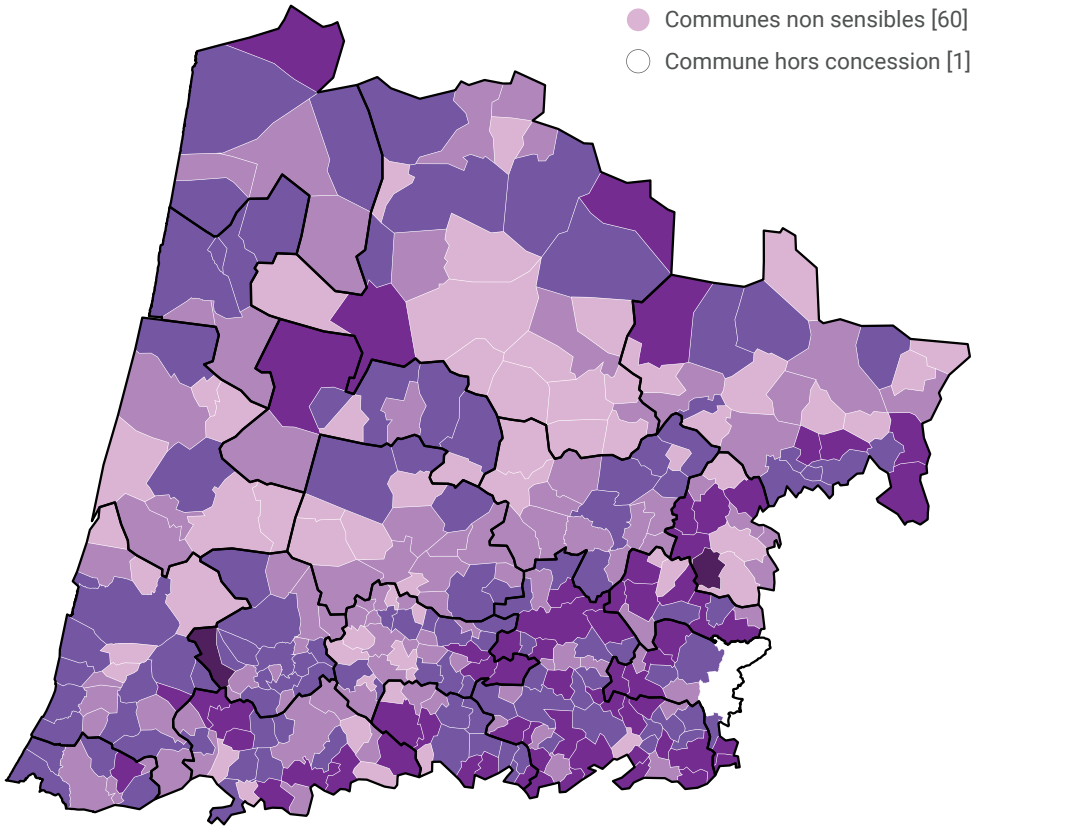
Pour la valeur seuil de la **Continuité de fourniture** Nous avons défini comme « sensibles », les communes dont des usagers ont subi à partir de 6 coupures longues, de 30 coupures brèves ou de 70 coupures très brèves.

Nous avons établi un classement des communes :

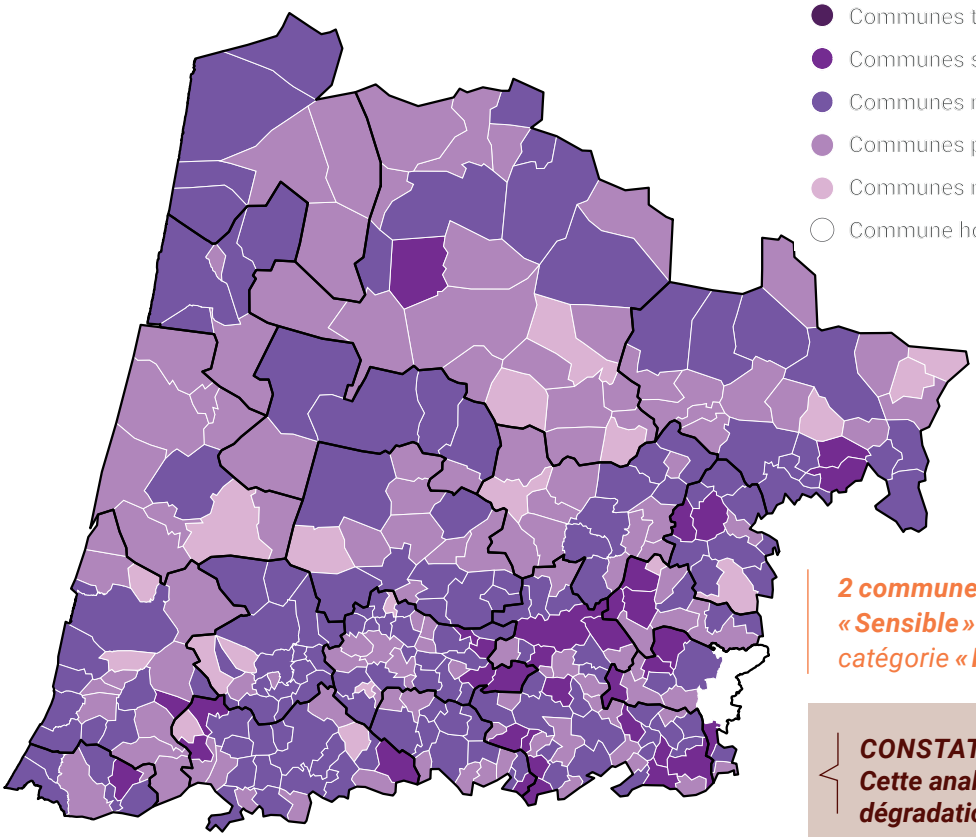
- **4 paramètres** au-delà des valeurs seuils : commune « **très sensible** »,
- **3 paramètres** au-delà des valeurs seuils : commune « **sensible** »,
- **2 paramètres** au-delà des valeurs seuils : commune « **moyennement Sensible** »,
- **1 paramètre** au-delà des valeurs seuils : commune « **peu sensible** »,
- **0 paramètre** au-delà des valeurs seuils : commune « **non sensible** »,

La superposition sur chaque commune, de ces 4 paramètres réseau, donne les cartes suivantes :

COMMUNES SENSIBLES 2014



COMMUNES SENSIBLES 2021

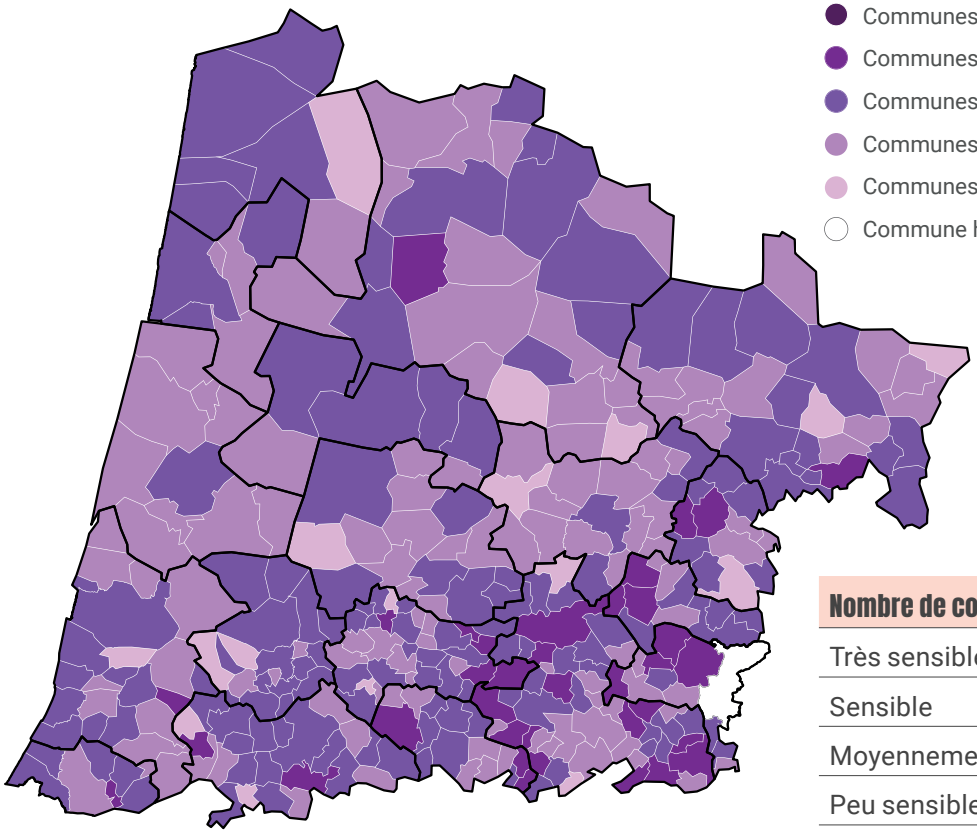


- Communes très sensibles [0]
- Communes sensible [34]
- Communes moyennement sensible [153]
- Communes peu sensible [120]
- Communes non sensible [19]
- Commune hors concession [1]

__2 communes__ passent dans la catégorie « __Sensible__ » et __2 communes__ quittent la catégorie « __Non sensible__ ».

CONSTAT POUR L'ANNÉE 2022 : Cette analyse démontre une dégradation de la qualité de fourniture par rapport à l'année précédente.

COMMUNES SENSIBLES 2022



- Communes très sensibles [0]
- Communes sensible [36]
- Communes moyennement sensible [149]
- Communes peu sensible [124]
- Communes non sensible [17]
- Commune hors concession [1]

Nombre de communes	2021	2022
Très sensible	0	**0**
Sensible	34	**36**
Moyennement sensible	153	**149**
Peu sensible	120	**124**
Non sensible	19	**17**

CHUTE DE TENSION

Définition

En moyenne tension HTA, la tension nominale est de **20 000 V.** La chute de tension maximale admise est de 7 % (chute de tension à exclure). Les chutes de tension comprises entre **5 et 7 %** sont tolérées et dont le nombre est surveillé par l'autorité concédante.

Sur la tension BT, les tolérances contractuelles de 220 V (+6 %/-10 %) sont caduques depuis le 19 mai 2010, date à laquelle est devenue applicable un arrêté qui porte ces tolérances à **230 V (+10 %/-10 %).**

À cette date, la tension nominale a en effet été élevée de 10 V et l'écart de tolérance qui s'étendait de 198 V à 242 V (soit 44 V) devient : **207 V–253 V (soit 46 V).**

L'origine de la chute de tension est due à un appel d'intensité trop important par rapport à la longueur du réseau et à sa section. En deçà de 207 V et au-delà de 253 V, l'usager est considéré comme étant mal alimenté.

Les chutes de tension sur le réseau HTA

Le réseau HTA est constitué de **314 départs** (dont **179** en aériens ou mixtes et **135** en souterrains) représentant une longueur totale de **9 741** km. Ils sont issus des postes source et alimentent les postes de transformations HTA/BT.

Évolution du nombre de départs HTA

	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Nombre de départs HTA	283	289	294	299	317	**314**

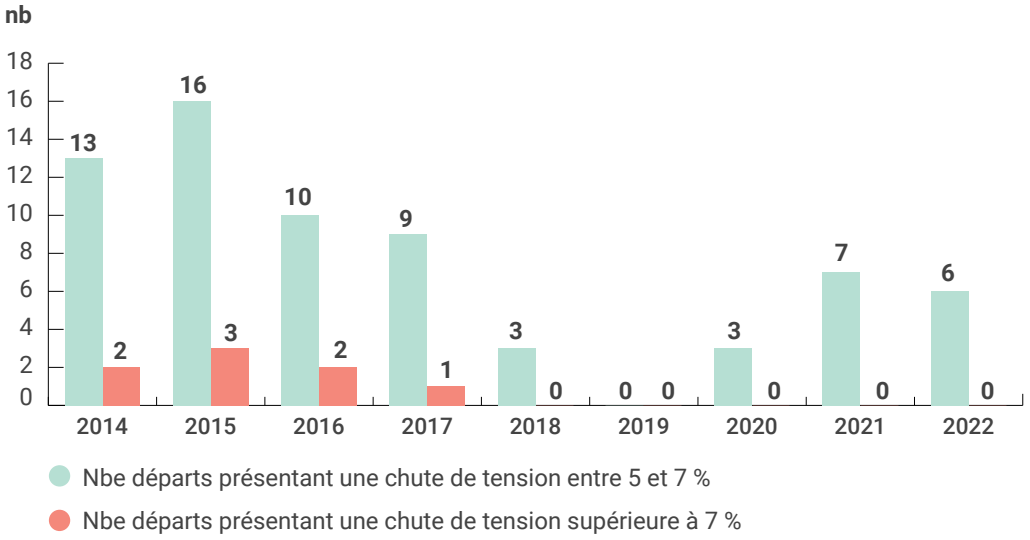
FOCUS 2022

3 départs HTA en moins.

L'autorité concédante trouve surprenant que le nombre de départs HTA diminue et a transmis ce constat à Enedis.
Le concessionnaire n'a pour l'instant pas pu apporter d'explications concrètes à cette baisse du nombre de départs HTA.

Départs HTA présentant une forte chute de tension

DÉPARTS HTA PRÉSENTANT UNE FORTE CHUTE DE TENSION



Le nombre de départs en contrainte augmente de 2009 à 2015 puis en 2020 et 2021.

En 2022, 6 départs HTA subissent de nouveau une chute de tension supérieure à 5 %.

FOCUS 2022

6 départs en contrainte au-delà de 5 %.

En HTA, **5 %** constitue le premier seuil de surveillance de la qualité de tension.

Nombre de départs HTA	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Chute de tension comprise entre 5 et 7 %	9	3	0	3	7	**6**
Chute de tension supérieure à 7 %	1	0	0	0	0	**0**

Les chutes de tension sur le réseau BT

Analyse des indicateurs essentiels pour la mesure de la qualité de fourniture en 2022

ÉVOLUTION DU NOMBRE DES USAGERS DESSERVIS SUR LE RÉSEAU BT

	2021	2022
Nombre d'usagers sur l'ensemble de la concession	285 083	**290 565**
Nombre d'usagers zone rurale	128 292	**130 576**
Représentation	45 %	**45 %**
Nombre d'usagers zone urbaine	156 791	**159 989**
Représentation	55 %	**55 %**

*Le nombre d'usagers a augmenté de **1,9 %** sur la concession, de **2,0 %** en zone urbaine et de **1,8 %** en zone rurale.*

Malgré un nombre de communes urbaines beaucoup moins important que celui des communes rurales (26 pour 300), la population desservie sur leur territoire représente plus de la moitié de la population de la concession.

ÉVOLUTION DU LINÉAIRE DE RÉSEAU BT

	2021	2022
Nombre de km sur l'ensemble de la concession	10 699	**10 782**
Nombre de km zone rurale	7 672	**7 719**
Représentation	72 %	**72 %**
Nombre de km zone urbaine	3 028	**3 063**
Représentation	28 %	**28 %**

*Le linéaire de réseau BT a augmenté de **0,8 %** sur la concession, de **1,2 %** en zone urbaine et de **0,6 %** en zone rurale.*

*Les communes urbaines supportent **28 %** du réseau de la concession alors qu'elles ne représentent que **8 %** des communes de la concession.*

ÉVOLUTION DU NOMBRE DE DÉPART BT

	2021	2022
Nombre de départs sur l'ensemble de la concession	23 348	**23 793**
Nombre de départs zone rurale	14 686	**14 970**
Représentation	63 %	**63 %**
Nombre de départs zone urbaine	8 662	**8 823**
Représentation	37 %	**37 %**

Le nombre de départs a augmenté de ***1,9 %*** sur la concession, de ***1,9 %*** en zone urbaine et de ***1,9 %*** en zone rurale.

ÉVOLUTION DE LA LONGUEUR MOYENNE D'UN DÉPART BT

En mètre	2021	2022
Longueur moyenne en zone rurale	522	**516**
Longueur moyenne en zone urbaine	350	**347**

*Un départ du réseau BT rural est **1,5 fois** plus long qu'un départ BT urbain.*

*Il est admis qu'un départ BT ayant une longueur de 400 mètres soit un départ de longueur acceptable par rapport à la qualité de fourniture proposée aux usagers. En zone urbaine, la longueur moyenne correspond à ce critère pour apporter un bon standard qualité de fourniture. Toutefois, en zone rurale, la longueur moyenne des départs BT peut être un handicap pour permettre une bonne qualité de fourniture **(116 mètres de plus)**.*
En effet, la longueur du réseau est un des facteurs proportionnels pour les chutes de tension.

Départs BT présentant une forte chute de tension

Afin d'évaluer la tenue globale de la tension sur les réseaux publics de distribution, et par conséquent le nombre de départs et de clients mal alimentés, Enedis se base sur une méthode composée d'une évaluation statistique homogène sur l'ensemble du territoire qui repose sur l'outil de modélisation « GDO-SIG », ainsi que d'une analyse locale.

L'outil GDO-SIG estime les chutes de tension que les clients peuvent subir dans des épisodes de fortes charges, identifie les points faibles du réseau ayant une très forte probabilité de rencontrer des contraintes de tension basse en période de grand froid.

Il est optimisé pour le dimensionnement du réseau.

Les évolutions de la méthode convenues avec la FNCCR et la DGEC lors d'un groupe de travail :

- Intégration de la production Base Tension et homogénéisation des outils

Cette évolution permet :

- La migration du calcul sur une architecture informatique performante et cohérente avec les outils déjà déployés pour la HTA.
- La mise en cohérence et l'intégration des outils de diagnostic, d'études et de développement de réseaux et des services d'accompagnement (« Tester mon Raccordement »)

Par ailleurs, l'amélioration continue des flux de télérelèves issus des compteurs communicants (LINKY) contribue à améliorer le diagnostic.

Points clés de la méthode

A
Description fine du réseau électrique

B
Localisation et typologie des utilisateurs (profils de consommation)

C
Consommations des utilisateurs BT enregistrées par les compteurs d'énergie en vigueur

D
Remplacement des Consommations brutes relevées par une estimation des profils de charge plus fidèles aux conditions réelles

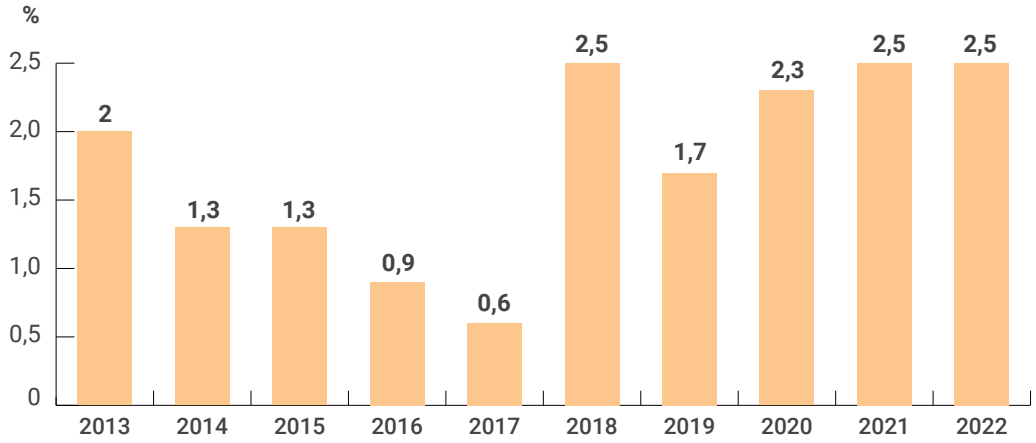
Calcul de l'état du réseau (tension en chaque point de livraison) et identification des clients en excursion par rapport à la norme / réglementation en vigueur

CONSTAT : Le nombre de clients mal alimentés et de départs mal alimentés sont en augmentation significative par rapport aux années précédentes, s'expliquant en grande partie par la nouvelle méthode de calcul.

NOMBRE DE DÉPARTS BT MAL ALIMENTÉS

Nombre	2021	2022	Variation
TOTAL	580	591	1,9 %

PROPORTION DE DÉPARTS BT MAL ALIMENTÉS



FOCUS 2022

Taux de départs BT mal alimentés : 2,5 %

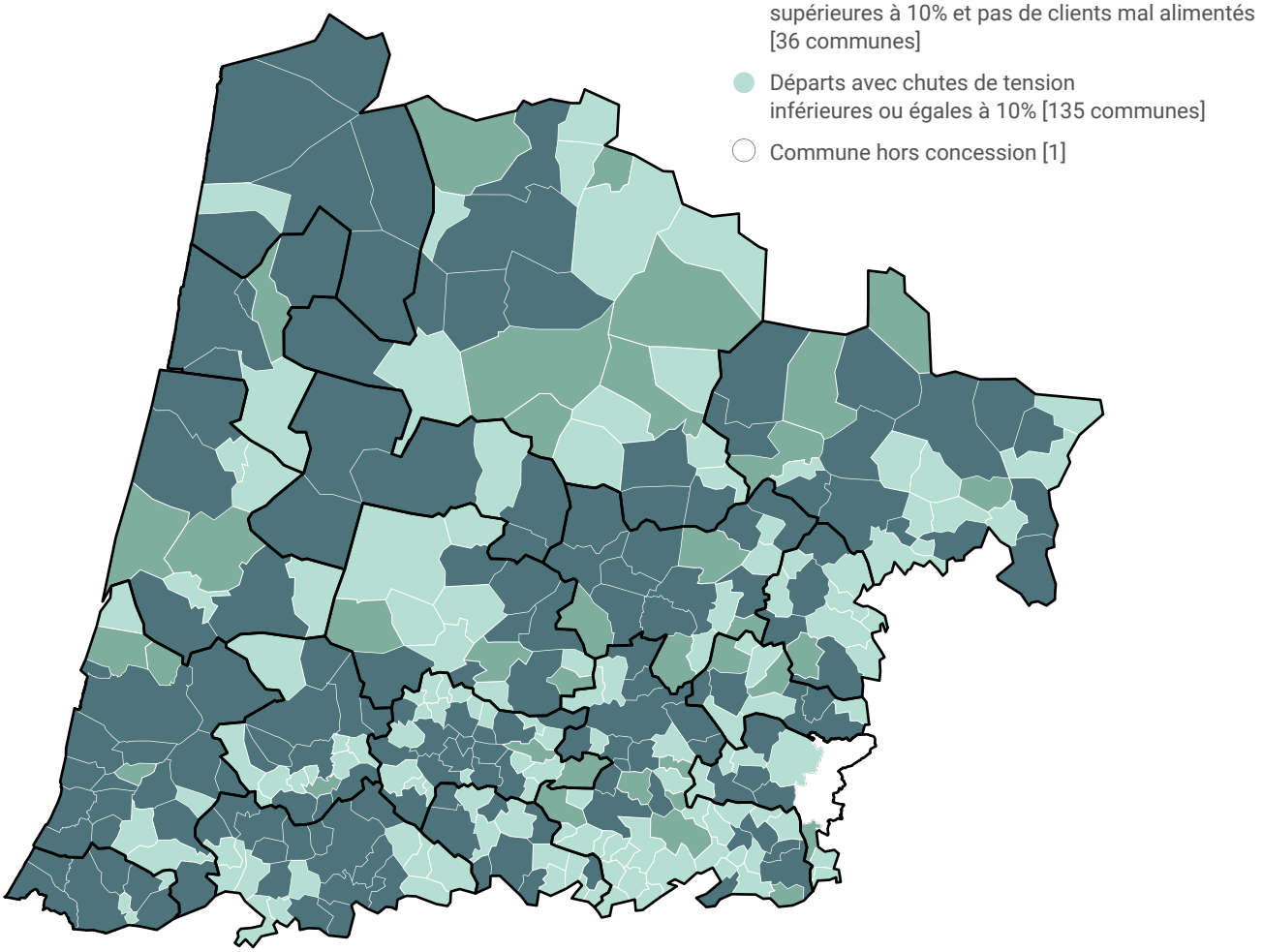
(pas d'amélioration par rapport à l'année précédente).

CONSTAT : le nombre de départs mal alimentés augmente et passe à 591 départs.

En %	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Pourcentage de départs BT mal alimentés	0,6	2,5	1,7	2,3	2,5	2,5

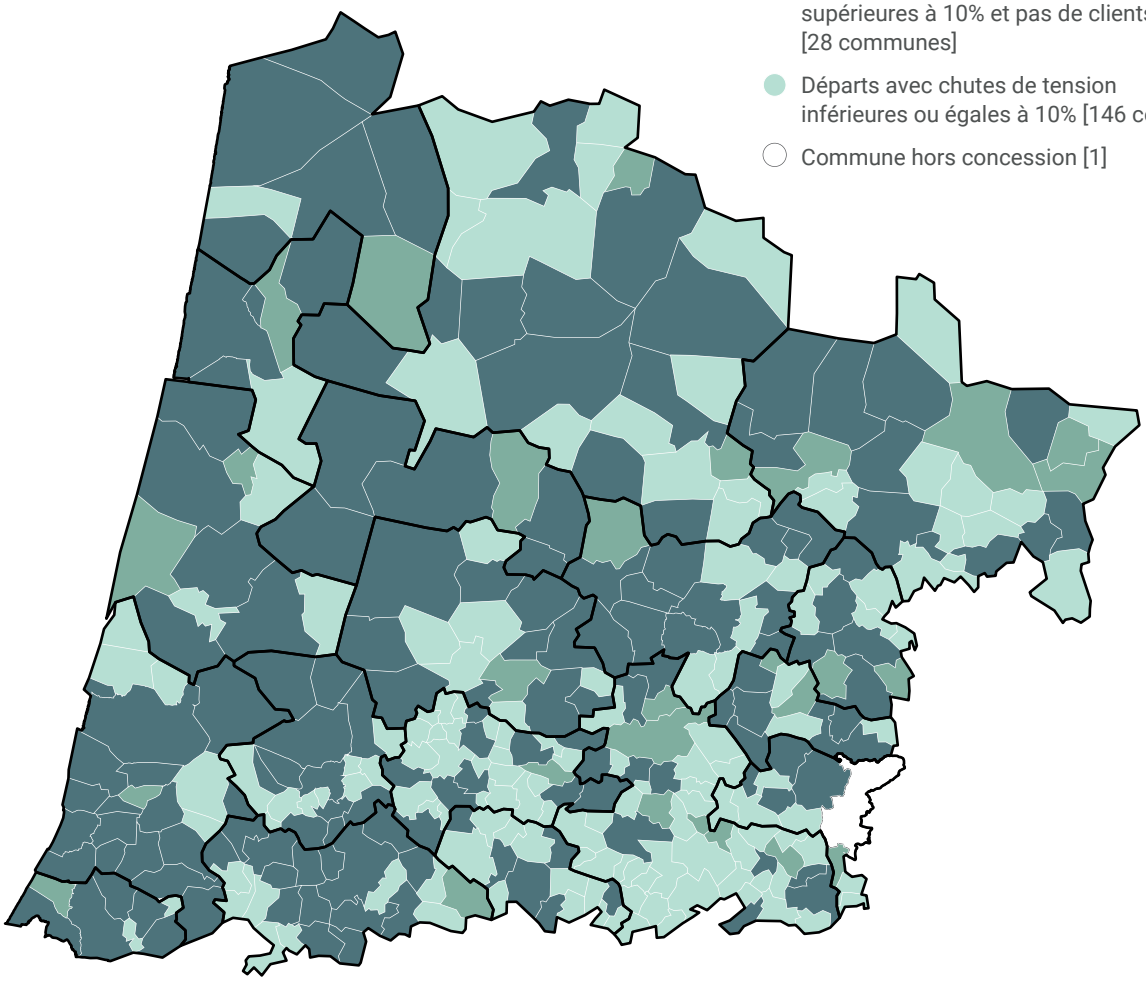
Une représentation cartographique des départs mal alimentés par commune permet d'identifier les zones sur lesquelles une attention particulière doit être portée en regard de la capacité du réseau BT à fournir une électricité de qualité aux usagers rattachés à ces départs :

DÉPARTS MAL ALIMENTÉS 2021



Nombre de communes	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Départ avec chutes de tension inférieures à 10 %	203	122	141	145	135	**146**
Départ avec chutes de tension supérieures à 10 %	73	169	137	148	155	**152**
Départ avec chutes de tension supérieures à 10 % et pas de clients mal alimentés	53	38	48	33	36	**28**

DÉPARTS MAL ALIMENTÉS 2022



Globalement, jusqu'en 2017, le nombre de communes, avec des départs dont les chutes de tension sont inférieures à 10 %, s'améliore.

En 2018, la nouvelle méthode de calcul plus affinée, mise en place par Enedis pour détecter les usagers mal alimentés entraine une dégradation globale du nombre de départs mal alimentés.

En 2021, ce nombre de départs diminue. Il est de 135 contre 145 l'année précédente.

En 2022, ce nombre de départs augmente de nouveau. Il est de 146 contre 135 l'année précédente.

La qualité de tension fournie aux usagers

La qualité de tension fournie aux usagers est, après la continuité de fourniture le second paramètre important caractérisant la qualité du « produit électricité » due aux usagers de la concession.

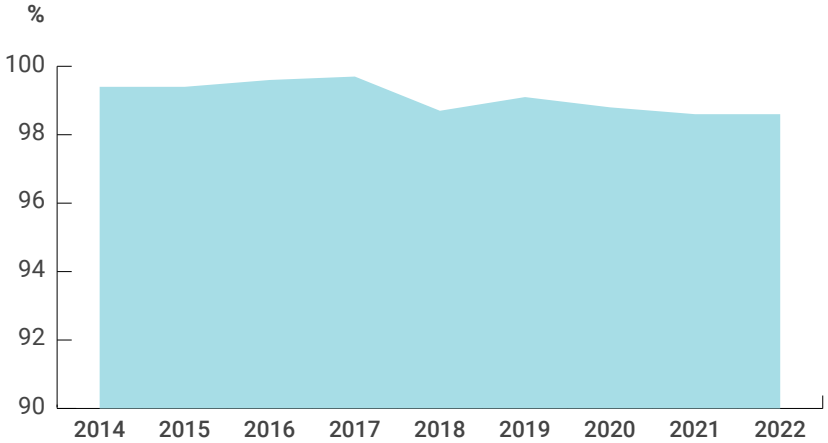
La tolérance contractuelle pour la qualité de tension est fixée par décret qui porte les tolérances à **230V (+10 %/-10 %),** soit 207 V en limite basse (chute de tension) et 253 V en limite haute (surtension).

Il s'agit des usagers qui connaissent au moins une fois dans l'année, hors circonstances exceptionnelles, une tension de leur alimentation hors de cette plage.

Le décret fixe une valeur maximale du taux d'usagers mal alimentés à 3 %.

La première approche consiste à analyser la proportion des usagers bien alimentés.

ÉVOLUTION DU POURCENTAGE DE CLIENTS DISPOSANT D'UNE QUALITÉ DE TENSION SUPÉRIEURE AUX SEUILS CONTRACTUELS SUR L'ENSEMBLE DE LA CONCESSION



*Toutefois, dans les **98,6 %,** nous ne connaissons pas le nombre d'usagers subissant une chute de tension proche de –10 % (tension qui peut être préjudiciable à son confort et au fonctionnement de ses appareils).*

De plus, l'objectif est d'atteindre 100 % des usagers au moins au-delà des –10 % de chute de tension.

En %	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Pourcentage d'usagers BT bien alimentés	99,7	98,7	99,1	98,8	98,6	**98,6**

FOCUS 2022

98,6 % des usagers bénéficient d'une tension au moins supérieure à 207 volts.

Évolution du nombre de clients mal alimentés par plage de chute de tension

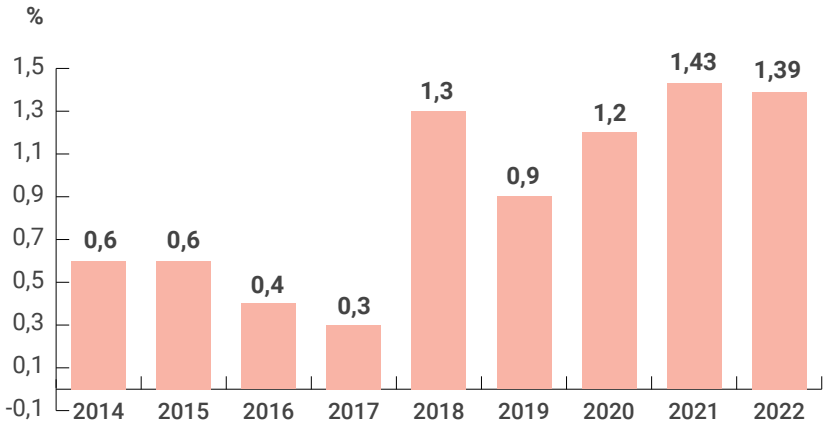
NOMBRE DE CLIENTS BT MAL ALIMENTÉS PAR PLAGE DE CHUTE DE TENSION

Nombre de clients BT mal alimentés	2021	2022	Variation
TOTAL	4 079	4 032	-1 %

DÉCOMPOSITION RURAL / URBAIN DU NOMBRE DE CLIENTS MAL ALIMENTÉS PAR PLAGE DE CHUTE DE TENSION

Nombre de clients BT mal alimentés	2021		2022	
	Rural	Urbain	Rural	Urbain
TOTAL	2 741	1 338	2 848	1 184

LES USAGERS BT MAL ALIMENTÉS



FOCUS 2022

Taux d'usagers mal alimentés : 1,4 %

(faible amélioration par rapport à l'année précédente).

En %	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Pourcentage d'usagers BT mal alimentés	0,3	1,3	0,9	1,2	1,43	1,39

La zone sur laquelle Enedis est maître d'ouvrage des renforcements de réseau est l'ensemble des communes urbaines.

Sur cette zone, **1 184 clients** sont mal alimentés sur un total de **159 989 usagers,** soit **0,7 %** (contre **0,9 %** l'année précédente).

Nous avons établi une double représentation cartographique par commune des taux d'usagers mal alimentés sur le territoire de la concession.

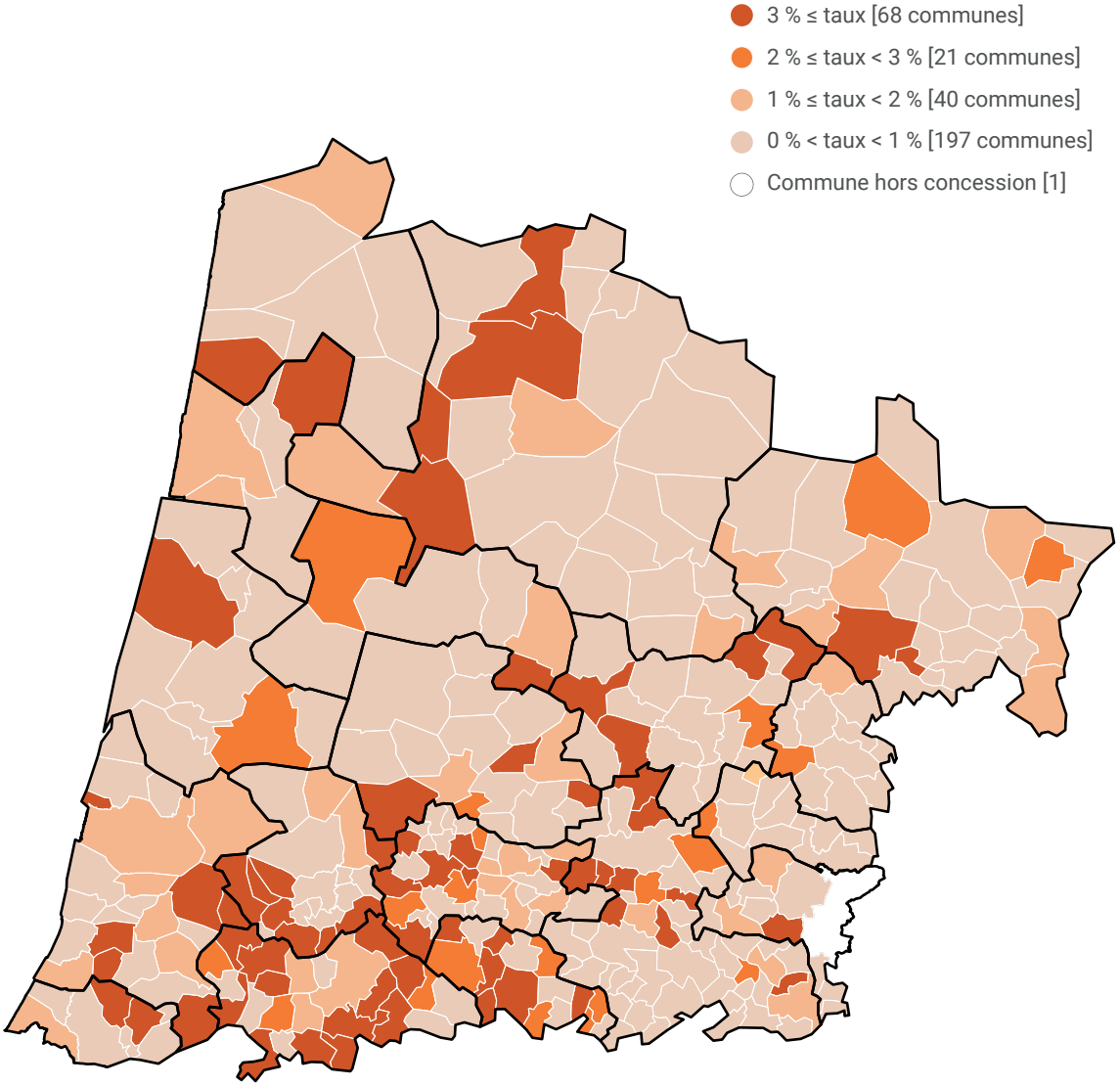
La première consiste à illustrer le taux moyen par commune de clients subissant une alimentation non satisfaisante.

En 2022, les 1,4 % correspondent à 4 032 usagers considérés comme mal alimentés contre 4 079 l'année précédente.

Compte tenu de ces chiffres, du nombre de départs BT et des usagers mal alimentés, les indicateurs de qualité de la fourniture proposée aux usagers des communes urbaines sont en amélioration par rapport à l'année précédente.

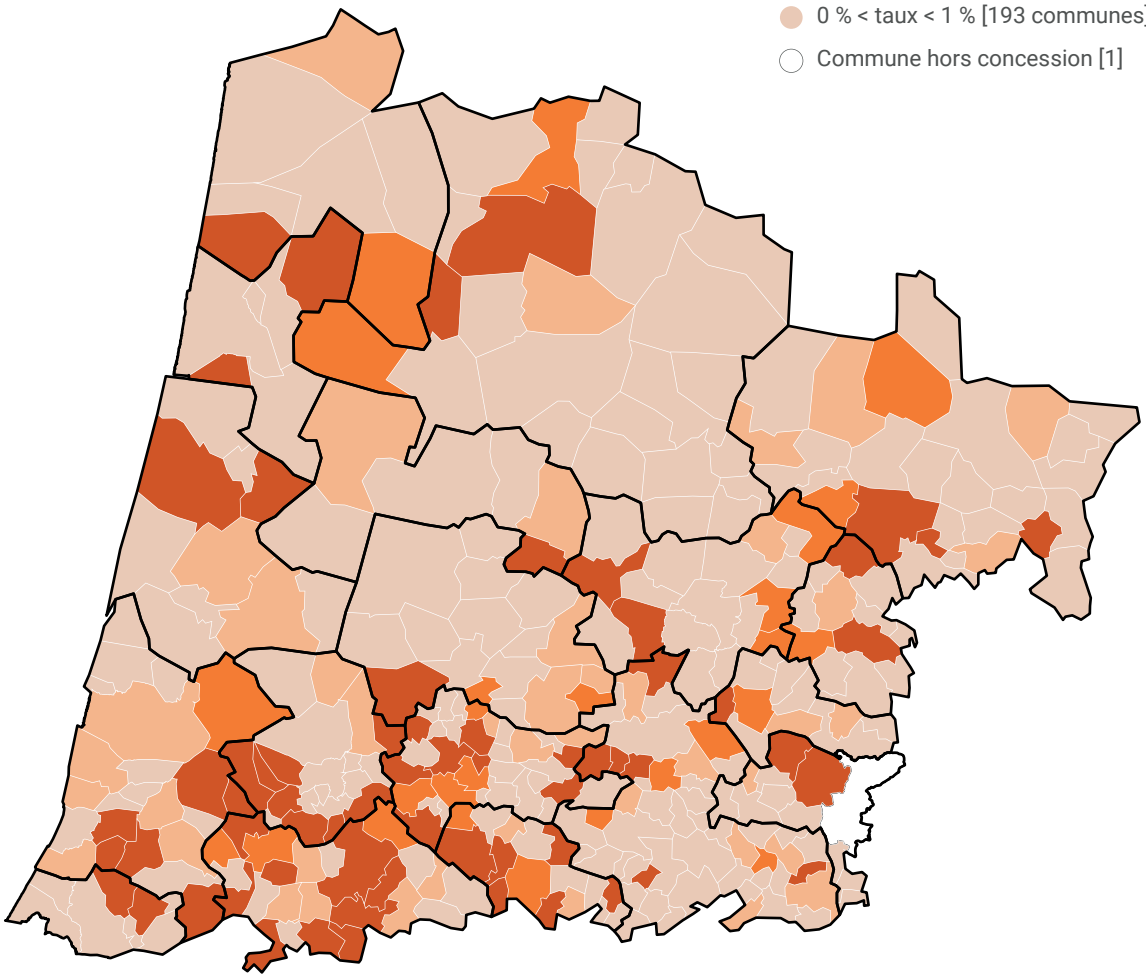
Par ailleurs, l'examen des clients alimentés sur la zone d'intervention d'Enedis permet d'analyser les performances du concessionnaire sans rajout des travaux de l'autorité concédante.

MOYENNE DES USAGERS MAL ALIMENTÉS 2021



Nombre de communes et taux de clients mal alimentés	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Taux compris entre 0 % et inférieur à 1 %	290	186	222	193	197	**193**
Taux supérieur ou égal à 1 % et inférieur à 2 %	16	46	42	50	40	**43**
Taux supérieur ou égal à 2 % et inférieur à 3 %	10	31	29	32	21	**26**
Taux supérieur ou égal à 3 %	13	66	33	51	68	**64**

MOYENNE DES USAGERS MAL ALIMENTÉS 2022



En 2018, la nouvelle méthode de calcul plus affinée, mise en place par Enedis pour détecter les usagers mal alimentés entraine une dégradation globale du taux d'usagers mal alimentés par commune.

En 2022, *la catégorie des usagers appartenant à la catégorie « Taux supérieur ou égal à 1 % et inférieur à 2 % » augmente de 3 communes et celle des usagers appartenant à la catégorie « Taux > supérieur ou égal à 3 % » diminue de 4 communes.*

NIVEAUX DE QUALITÉ DÉFINIS PAR LE DÉCRET 2007-1826 DU 24 DÉCEMBRE 2007, MODIFIÉ PAR LES ARRÊTÉS DU 18 FÉVRIER 2010, DU 4 OCTOBRE 2012 ET DU 7 JANVIER 2013

Dispositions du décret

Le **décret 2007-1826 du 24 décembre 2007** relatif aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité **en vigueur le 28 juin 2008.**

Cette nouvelle réglementation fait suite à une mesure législative adoptée dans le cadre de la **loi du 13 juillet 2005** de programme fixant les orientations de la politique énergétique et introduite dans la **loi n° 2000-108 du 10 février 2000** modifiée relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité (article 21-1).

Le **décret n° 2007-1826** est complété par un arrêté d'application de même date. L'un et l'autre ont été publiés au **Journal officiel du 28 décembre 2007.**

La qualité de l'électricité servie aux utilisateurs finaux des réseaux publics de distribution d'électricité, que ces utilisateurs soient des clients domestiques ou professionnels, constitue l'enjeu principal de ce nouveau dispositif.

Dans le but de répondre aux attentes des usagers, le **décret n° 2007-1826** offre un cadre aux acteurs concernés, les collectivités qui sont les autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité, les maîtres d'ouvrage chargés de l'électrification rurale, les gestionnaires des réseaux publics de distribution (Électricité Réseau Distribution France - Enedis, les « distributeurs non nationalisés » ...) et les utilisateurs finaux eux-mêmes, visant à mettre à leur disposition des outils communs de mesure de la qualité de l'électricité et de son amélioration.

Ce cadre ne se substitue pas au dispositif contractuel qui existe actuellement entre les autorités organisatrices et leurs gestionnaires de réseaux mais il permet de faire respecter des niveaux planchers de qualité, lesquels pourront être rendus progressivement plus contraignants au fur et à mesure des progrès enregistrés dans les niveaux moyens atteints, et de résorber les situations individuelles les plus dégradées.

Dans le présent contexte d'ouverture des marchés de l'électricité, ce décret permet également d'informer le public sur le rôle et les responsabilités des acteurs.

Les critères pris en compte pour mesurer la qualité de la tension sont :

- La tenue de la tension : mesurée sur la base d'une moyenne sur 10 minutes, le niveau de la tension ne doit pas s'éloigner de plus ou de moins de 10 % par rapport à sa valeur de référence (230 volts en monophasé, 400 volts en triphasé et, typiquement 20 000 volts pour la « moyenne tension « des réseaux de distribution) ;
- Les coupures d'alimentation : leur nombre dans l'année et, à terme, leur durée cumulée ne doivent pas excéder certains seuils.

Entre le 28 juin 2008 et le 28 décembre 2009, la partie de la réglementation consacrée aux coupures d'alimentation n'est en vigueur qu'à titre probatoire et uniquement sur une liste de 13 départements pilotes dont ne fait pas partie le département des Landes.

Enfin, notre département est constitué de deux réseaux publics de distribution d'électricité – RPD – l'un objet d'un contrat de concession signé entre le SYDEC et Enedis, regroupant les 326 communes sur les 327 communes du département **[volet a du décret n° 2007-1826],** et l'autre RPD, desservant la 327e commune, Aire sur l'Adour, faisant l'objet d'une gestion par un régie communale, distributeur non nationalisé – DNN – **[volet a du décret n° 2007-1826]**

Une analyse globale de la qualité, selon « le volet b » du décret n° 2007-1826 impliquera une synthèse des résultats de ces deux RPD qui nous seront transmis par leurs deux gestionnaires.

Pour le présent rapport de contrôle, seul le « volet a » du décret n° 2007-1826 sera analysé, puisque ce rapport ne concerne qu'Enedis concessionnaire du RPD des 326 communes.

Tenue de la tension

L'évaluation de la tenue globale de la tension sur un RPD consiste à déterminer le pourcentage d'utilisateurs de ce réseau qui sont mal alimentés en termes de tenue de la tension :

- **C'est-à-dire dont le point de connexion connaît ou risque de connaître au moins une fois dans l'année, hors circonstances exceptionnelles, une tension à l'extérieur de la plage de variation fixée (voir § 4 ci-dessous).**

Le dépassement du seuil est fixé à 3 % (usagers dont la tension n'est pas comprise entre 207 et 253 V, appelés usagers mal alimentés), tel que rappelé au III de l'**article 3 de l'arrêté du 24 décembre 2007,** modifié par l'**arrêté du 7 janvier 2013,** que cela soit pour les utilisateurs BT ou les utilisateurs HTA, donne une présomption de qualité insuffisante du réseau en matière de tenue de la tension.

Enedis rend compte des résultats de l'évaluation consolidée au SYDEC au plus tard le 15 mai de l'année n.

Lorsque les résultats de l'évaluation mettent en évidence une qualité insuffisante pour le RPD, Enedis doit transmettre au SYDEC, au plus tard le 30 juin de l'année n, un programme d'amélioration.

Comme Enedis n'est pas directement responsable de la mise en œuvre des actions correctrices (renforcements des réseaux en zone rurale, sous la maîtrise d'ouvrage du SYDEC), il doit néanmoins informer le SYDEC des actions qu'il conviendrait d'entreprendre et transmettre au SYDEC les données nécessaires pour leur permettre de réaliser lesdites actions, y compris ses propres analyses des imperfections et dysfonctionnements qu'il a pu constater.

Continuité de l'alimentation électrique

L'évaluation de la continuité globale de l'alimentation électrique sur un réseau public de distribution d'électricité consiste à déterminer le pourcentage d'utilisateurs de ce réseau qui sont mal alimentés en termes de coupures de leur alimentation.

Depuis l'**arrêté du 7 janvier 2013,** les zones géographiques A, B et C qui correspondaient à la densité de populations des communes ont été supprimées.

Les utilisateurs du RPD qui sont mal alimentés sont définis comme ceux qui connaissent dans l'année (hors circonstances exceptionnelles) un nombre de coupures trop élevé ou une durée annuelle cumulée de ces coupures trop longues, selon les seuils fixés à l'article 7 de l'arrêté.

Comme pour la tenue globale de la tension, il y a présomption de qualité insuffisante lorsque le pourcentage de ces utilisateurs mal alimentés dépasse 3 %.

Parmi les acteurs tiers potentiellement responsables d'une qualité insuffisante sur le RPD considéré, outre le cas où ce RPD est alimenté en cascade par un autre RPD en amont qui serait à l'origine des coupures d'alimentation, il y a également le cas où le Réseau Public de Transport - RPT – est directement à l'origine de ces coupures via le poste source de raccordement.

Enedis doit identifier toutes ces situations et en rendre compte dans son analyse au SYDEC.

NOTA : Une dernière différence par rapport à la tenue globale de la tension réside dans les conséquences d'une évaluation dont les résultats montreraient une qualité insuffisante.

Dans cette hypothèse, et à partir du 29 décembre 2009, le défaut de transmission de l'évaluation ou le défaut de transmission d'un programme d'amélioration ou encore le non-respect des engagements souscrits dans ce programme peut donner lieu à la mise en œuvre par le SYDEC d'une sanction administrative et financière telle que prévue au **III de l'article 21-1 de la loi n° 2000-108 du février 2000** modifiée, à savoir la remise entre les mains d'un comptable public, par Enedis, d'une somme d'argent qui sera restituée après constat du rétablissement du niveau de qualité.

Qualité de l'électricité des réseaux publics de distribution

En matière de tenue globale de la tension sur le RPD, il est admis une variation maximale de +10 % ou de – 10 % autour des valeurs nominales de la tension :

- En basse tension monophasée, la tension peut varier de 207 V à 253 V autour de la valeur pivot de 230 V,
- En basse tension triphasée, la tension entre deux phases peut varier de 360 V à 440 V autour de la valeur pivot de 400 V,
- En moyenne tension HTA, pour un réseau à 20 000 V, la tension entre deux phases pourra varier de 18 000 V à 22 000 V.

Comme indiqué aux **articles 3-I et 4 de l'arrêté du 24 décembre 2007,** un utilisateur est réputé mal alimenté lorsque la valeur moyenne de la tension, mesurée pendant 10 minutes au point de raccordement, sort au moins une fois dans l'année des plages de variation rappelées ci-dessus ou risque d'en sortir.

En matière de continuité de l'alimentation, la réglementation prend en compte trois critères pour l'évaluation globale des réseaux :

- Le nombre de coupures longues subies dans l'année,
- Le nombre de coupures brèves subies dans l'année,
- La durée cumulée dans l'année des coupures longues.

La définition des coupures est normalisée à l'**article 2 de l'arrêté du 24 décembre 2007.** Les nombres de coupures longues et brèves à ne pas dépasser pour ne pas être considéré comme « utilisateur mal alimenté » figurent à l'**article 3 de l'arrêté du 7 janvier 2013,** ayant modifié l'**article 7 de l'arrêté du 24 décembre 2007,** pour les RPD de la France métropolitaine (hors Corse).

Le nombre limite de coupures est défini selon le tableau suivant :

	Nombre de coupures longues par année	Nombre de coupures brèves par année	Durée cumulée annuelle des coupures longues
Zones interconnectées au RPD de transport	6	35	13 heures

Au-delà, les valeurs de tous les paramètres devront avoir été définitivement fixées après avoir fait l'objet d'un avis du Comité Technique de l'Electricité.

Méthode d'évaluation

L'annexe 1 de l'arrêté du 24 décembre 2007, modifié par les arrêtés du 18 février 2010, du 4 octobre 2012 et du 7 janvier 2013, identifie la méthode dite « GDO » utilisée par Enedis pour évaluer les risques de tension insuffisante sur les réseaux. N'ayant pas été totalement validée, la méthode est « identifiée à titre provisoire » au sens du dernier alinéa de l'**article 5 du décret n° 2007-1826.** Il faut noter à cet égard que la méthode GDO ne permet pas, à ce stade, de détecter des utilisateurs du RPD risquant de connaître une surtension. Toutefois, le réglage des départs HTA, périodiquement vérifié par Enedis est réputé garantir dans le cas général qu'aucun utilisateur ne se trouvera dans une telle situation. Cette garantie, cependant, ne peut être étendue aux utilisateurs raccordés à des départs sur lesquels il y a aussi de la production. Les utilisateurs raccordés à de tels départs « mixtes » devront donc faire l'objet d'un suivi particulier dans le cadre du « filet de sauvegarde ».

Il appartient à Enedis de présenter au SYDEC la façon dont la méthode GDO est mise en œuvre pour les besoins de la présente réglementation, ainsi que l'y oblige le III de l'article 5 du décret n° 2007-1826. Cela est d'autant plus nécessaire qu'à l'origine la méthode GDO a été créée pour d'autres besoins.

Il convient de noter que la méthode de dénombrement des coupures mise en œuvre pour l'évaluation de la continuité globale de l'alimentation électrique sur le RPD ne comptabilise pas les coupures, longues et brèves, qui interviennent sur les parties BT du RPD.

En effet, il n'y a aucun moyen de les recenser automatiquement en l'absence de « compteurs intelligents » chez les utilisateurs. Le filet de sauvegarde individuel, *a contrario,* prendra en compte l'ensemble des coupures longues subies, que leur origine se situe sur la partie HTA ou la partie BT du réseau.

Examen des résultats sur la concession en 2022

Comme l'exige le **décret n° 2007-1826 du 24 décembre 2007, le 26 mai 2022,** Enedis a transmis les chiffres de l'analyse de la qualité de fourniture au SYDEC. Enedis respecte donc la date limite de transmission des données.

Dans son courrier, Enedis ne fait pas de distinction de zone A, B ou communes rurales, comme le stipule le décret, car il estime que le préfet aura dû déterminer et acter ce zonage.

De même, ses résultats sur la continuité de fourniture ne séparent pas les coupures longues des coupures brèves et synthétisent les deux types de coupures pour calculer les taux de clients.

Il nous communique donc les résultats suivants :

Tenue à la tension :
% de Clients au-delà des seuils : **1,4 %**

Continuité de fourniture :
% de Clients au-delà des seuils : **1,2 %**

Par conséquent, selon Enedis, les seuils de 3 % ne sont pas dépassés.

Analyse de la tenue de la tension sur la concession

Il s'agit de déterminer l**e pourcentage d'utilisateurs** de ce réseau (HTA et BT) qui sont **mal alimentés en termes de tenue de la tension,** soit un **dépassement du seuil fixé à 3 %** (usagers dont la tension n'est pas comprise entre 207 et 253 V).

FOCUS 2022

Le nombre d'usagers mal alimentés est de 1,4 % pour la concession

Soit 1,6 % en-dessous du seuil du décret (abaissé à 3 % en 2009)

Niveau de qualité respecté.

Analyse de la continuité de l'alimentation électrique sur la concession

Il s'agit de déterminer **le pourcentage d'utilisateurs** de ce réseau qui sont **mal alimentés en termes de coupures de leur alimentation.**

Si une des deux valeurs seuil rappelée ci-dessous - pour les coupures longues ou les coupures brèves - est dépassée, le nombre d'usagers, pour l'évènement considéré est comptabilisé.

La somme des nombres d'usagers comptabilisés par évènement, divisé par les usagers totaux de la commune donne le pourcentage d'usager mal alimentés au sens du décret et fixe le respect ou pas du standard de qualité.

Il y a présomption de qualité insuffisante lorsque le pourcentage de ces utilisateurs mal alimentés dépasse 3 %.

Par ailleurs, un examen annuel de la durée cumulée des coupures longues est à réaliser pour comparaison avec le seuil des 13 heures fixé par arrêté.

Sur la concession, les résultats **pour 2022** sont :

Nombre de clients BT et HTA au-delà des seuils du nombre de coupures longues	596
Nombre de clients BT et HTA au-delà des seuils de durée de coupures longues	3 276
Nombre de clients BT et HTA au-delà des seuils du nombre de coupures brèves	0
Nombre de clients HTA et BT au-delà des seuils	3 385
% d'usagers en dépassement	1,2 %

FOCUS 2022

La qualité de fourniture de la concession se dégrade.

Les indicateurs correspondants entrent dans les exigences des seuils légaux du décret pour les coupures longues et les coupures brèves.

Conclusion sur la qualité des réseaux publics d'électricité de la concession

La qualité de l'électricité de la concession en 2022, en regard du l'arrêté du 7 janvier 2014, est respectée sur toute la concession pour la tenue à la tension et en continuité, aussi bien à partir des calculs remis par le concessionnaire que ceux de l'autorité concédante.

Évaluation de la tenue globale de la tension sur les réseaux publics de distribution d'électricité

L'arrêté du 16 septembre 2014 définit une méthode d'évaluation des chutes de tension sur les réseaux publics de distribution d'électricité localisée à la concession .

Cette analyse locale est réalisée en concertation entre l'autorité organisatrice de la distribution publique d'électricité (AODE) et le Gestionnaire du Réseau de Distribution (GRD).

Elle conduit à affecter un indice local à chaque territoire départemental desservi par le GRD, utilisé par la suite pour organiser les échanges entre l'autorité organisatrice de la l'AODE et le GRD.

L'indice local est déterminé par pondération des facteurs d'influence en fonction de leur importance relative et des résultats de l'évaluation statistique conformément au tableau suivant.

Lorsque l'indice local dépasse 8/10, Enedis se doit de proposer un plan d'action et d'amélioration à l'autorité concédante.

Détermination de la valeur de l'indice local

Le tableau ci-dessous fournit les 5 paramètres et leur valeur correspondante en % sur la concession des Landes pour **l'année 2022.**

La valeur concession de chacun de ces 5 paramètres est ensuite comparée à la valeur moyenne nationale pour lui attribuer un nombre de points, fonction du rang de la concession par rapport aux autres concessions.

Chaque paramètre a un poids sur 100, les CMA étant le paramètre largement prépondérant, avec un poids à 70 %.

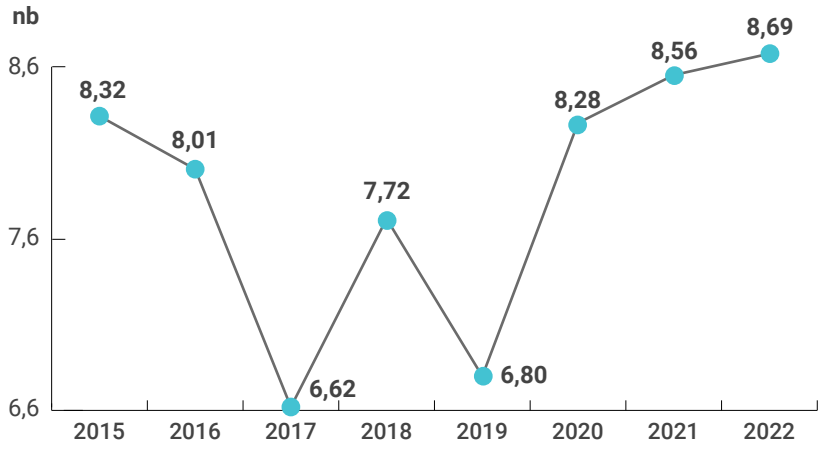
Enfin, les points pondérés de chaque paramètre sont la multiplication de leurs points par leur poids.

Paramètres	Points (*)	Poids en %	Points pondérés
Pourcentage de CMA de l'exercice considéré *Résultats CMA donnés par l'outil GDO-SIG*	9,3	70	6,51
Chutes de tension HTA *% de postes HTA/BT du département au droit desquels la chute de tension HTA>5 %*	7,5	10	0,75
Prises des transformateurs HTA/BT *% de transformateurs HTA/BT du département avec une prise optimisée à 5 % dans le modèle de calcul*	7,4	10	0,74
Résidences secondaires *(Nombre RS INSEE/Nombre total Résidences INSEE) X (Nombre RS INSEE- Nombre RS SIG) /1 000*	8	5	0,40
Réclamations *Nombre de réclamations avérées en tenue de tension non identifiées par l'outil GDO-SIG (dans le département pour 1 000 clients)*	5,7	5	0,29
TOTAL DES POINTS PONDÉRÉS DU DÉPARTEMENT INDICE LOCAL		**8,69**	

(*) : Le nombre de points du département pour un facteur donné correspond au rang du département divisé par 10 ; pour chaque facteur, les départements desservis, hors les départements en dépassant à l'issue de l'évaluation statistique, sont ordonnés de façon décroissante : le rang le plus fort correspond à la valeur maximale du facteur.

En 2022, la concession des Landes est au **93e rang national** pour le paramètre CMA, **75e** pour le paramètre Chutes de tension HTA, etc.

ÉVOLUTION DE L'INDICE LOCAL DE 2015 À 2022



Nombre de communes et taux de clients mal alimentés	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Pourcentage de CMA de l'exercice considéré *Résultats CMA donnés par l'outil GDO-SIG*	4,48	5,95	5,32	6,23	6,37	**6,51**
Chutes de tension HTA *% de postes HTA/BT du département au droit desquels la chute de tension HTA>5 %*	0,59	0,27	0,00	0,58	0,66	**0,75**
Prises des transformateurs HTA/BT *% de transformateurs HTA/BT du département avec une prise optimisée à 5 % dans le modèle de calcul*	0,74	0,75	0,67	0,80	0,74	**0,74**
Résidences secondaires *(Nombre RS INSEE/Nombre total Résidences INSEE) X (Nombre RS INSEE- Nombre RS SIG) /1 000*	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	**0,40**
Réclamations *Nombre de réclamations avérées en tenue de tension non identifiées par l'outil GDO-SIG (dans le département pour 1 000 clients)*	0,40	0,34	0,41	0,26	0,38	**0,29**
TOTAL DES POINTS PONDÉRÉS DU DÉPARTEMENT INDICE LOCAL	**6,62**	**7,72**	**6,8**	**8,28**	**8,56**	**8,69**

La note 2022 de 8,69 est plus dégradée que l'année précédente (8,56) et oblige Enedis à proposer un plan d'action au SYDEC : indice local supérieur à 8 et la concession faisant partie des concessions les plus mal notées, sur le territoire national.

En 2021, la concession des Landes faisait déjà partie des concessions du territoire national les plus mal notées, obligeant Enedis à mettre en place un plan d'action.

FOCUS 2022

L'indice local 2022 de la concession est en augmentation de 1,5 % par rapport à l'indice local de l'année précédente.

PLAN PLURIANNUEL D'INVESTISSEMENT (PPI)

Définition

En vue d'assurer la bonne exécution du service public et ce dans le respect des principes fixés par le législateur, notamment aux articles L. 121-1 et L. 322-8 du code de l'énergie, le gestionnaire du réseau de distribution, Enedis et l'autorité concédante, le SYDEC, conviennent d'établir, de façon concertée, un dispositif de gouvernance des investissements sur le réseau sur le territoire de la concession, incluant le renouvellement des ouvrages.

Ce dispositif se décline comme suit :

- Un schéma directeur d'investissements (SDI) sur le réseau public de distribution d'électricité correspondant à une vision de long terme (à 30 ans) des évolutions du réseau sur le territoire de la concession,
- Des programmes pluriannuels d'investissements (PPI) correspondant à une déclinaison à moyen terme (à 4 ans) du schéma directeur des évolutions du réseau sur le territoire de la concession,

L'annexe 2 A du cahier des charges de concession « Modalité de suivi et de révision du Schéma Directeur d'Investissements et du Programme pluriannuel d'Investissements » signé entre le SYDEC, Enedis et EDF, le 21 décembre 2018 détaille les termes, les ambitions, les leviers, les valeurs repères et les engagements d'Enedis pour le schéma directeur et les programmes pluriannuels d'investissements.

Ambitions

À partir d'un diagnostic technique, des ambitions portées par le schéma directeur et des leviers associés, le SYDEC et Enedis ont élaboré de façon concertée le 1er programme pluriannuel **2019-2022.**

2 ambitions : « Respect du décret qualité dans la durée » et « Accompagner le développement de la croissance du territoire, des énergies renouvelables et des réseaux intelligents », ainsi qu'un engagement financier d'Enedis pour les investissements sur le réseau concédé HTA et BT de la concession des Landes, caractérisent les objectifs négociés à atteindre pour ces 4 premières années.

Leviers

7 leviers liés à chacune des 2 ambitions permettent de les concrétiser et 8 valeurs repères correspondantes ont été convenues pour mesurer l'atteinte des objectifs.

Pour l'ambition n° 1 : *« Garantir durablement le respect du décret qualité dans la durée », les 5 leviers sont les suivants :*

Maîtrise d'ouvrage du gestionnaire de réseau de distribution :

- Fiabiliser le réseau HTA aérien, en priorité dans les zones identifiées dans le diagnostic, par le traitement des réseaux sensibles aux aléas climatiques et par des actions ciblées de prolongation de durée de vie des ouvrages.
- Fiabiliser le réseau HTA souterrain par des actions ciblées de renouvellement de câble de papier Imprégné (CPI), en priorité dans les 6 communes identifiées dans le diagnostic.
- Poursuivre l'équipement du réseau HTA en organes de manœuvres télécommandés (OMT), en priorité sur les départs HTA identifiés dans le diagnostic.
- Fiabiliser le réseau BT nu aérien, prioritairement par des actions de renouvellement des réseaux « Faible section ».

Maîtrise d'ouvrage du gestionnaire de l'autorité concédante :

- Fiabiliser le réseau BT nu aérien, prioritairement par des actions de renouvellement des réseaux « Faible section »

Pour l'ambition n° 2 : *« Accompagner le développement de la croissance du territoire, des énergie renouvelables et des réseaux intelligents »*, les 3 leviers sont les suivants :

Maîtrise d'ouvrage du gestionnaire de réseau de distribution :

- Restructurer ou renforcer le réseau HTA et BT, notamment en accompagnement des créations de poste source
- Mettre en œuvre le S3REnR (création de poste-source, pose ou changement de transformateur HTB / HTA…)
- Déployer le programme de compteurs communicants.

Engagement financier

Un montant financier d'investissement sur les 4 ans de 14,7 M€ a été négocié.

État des lieux fin 2022 (année 4)

Ambition n° 1 : « Garantir durablement le respect du décret qualité dans la durée »

Fin 2022, les objectifs sont atteints et dépassés pour 4 des 5 leviers :

Leviers	Valeur repère Indicateurs de suivi PPI N°1	Bilan à fin 2022
Fiabiliser le réseau HTA aérien, en priorité dans les zones identifiées dans le diagnostic, par le traitement des réseaux sensibles aux aléas climatiques et par des actions ciblées de prolongation de durée de vie des ouvrages.	100 km	124,9 km
Fiabiliser le réseau HTA souterrain par des ac-tions ciblées de renouvellement de câble de Papier Imprégné (CPI), en priorité dans les 6 communes identifiées dans le diagnostic.	10 km	12,6 km
Poursuivre l'équipement du réseau HTA en organes de manœuvres télécommandés (OMT), en priorité sur les départs HTA identifiés dans le diagnostic.	52	57
Résorption du réseau fils nus Faible Section en Urbain	14 km (FS)	18,9 km
Résorption du réseau fils nus Faible Section en Rural	120 km (FS)	75,6 km

Ambition 2 : Accompagner le développement de la croissance du territoire, des énergies renouvelables et des réseaux intelligents

Leviers	Valeur repère Indicateurs de suivi PPI N°1	Bilan à fin 2022
Restructurer ou renforcer le réseau HTA et BT, notamment en accompagnement des créations de poste source	5 départs en contrainte existants traités	5 départs HTA étudiés
Mettre en œuvre le S3REnR (création de poste-source, pose ou changement de transformateur HTB / HTA…)	Création du poste-source Cantegrit	Mis en service en 2021
Déployer le programme de compteurs communicants (taux d'équipement Linky)	90 %	91,4 %

Engagement financier du programme pluriannuel des investissements 2019-2022 sur le réseau concédé HTA et BT

Les investissements réalisés sur le réseau concédé HTA et BT dans le cadre du PPI 2019-2022 se présentent de la manière suivante :

Investissements Enedis sur la concession	Investissements PPI N°1	Bilan à fin 2022
Climatique - Sécurisation	1,5 M€	2,4 M€
Modernisation des réseaux	9,2 M€	10,7 M€
Renforcement des réseaux	4,0 M€	5,7 M€
TOTAL DE L'ENGAGEMENT PRÉVISIONNEL 2019-2022 (M€)	**14,7 M€**	**18,8 M€**

FOCUS 2022

Enedis respecte donc son engagement et investit même au-delà sur la concession, pour sécuriser, moderniser et renforcer les réseaux, afin de garantir la meilleure fourniture possible aux usagers de la concession.

LE RENOUVELLEMENT DES OUVRAGES

DÉFINITION

Selon l'**article n° 10** du cahier des charges de concession, Enedis doit assurer le renouvellement des ouvrages de la concession.

Le cahier des charges précise :

« L'exploitation des ouvrages de la concession est assurée par le concessionnaire, à ses frais et sous sa responsabilité. Ainsi, les travaux de maintenance, y compris ceux d'élagage, et ceux de renouvellement, nécessaires au maintien du réseau en bon état de fonctionnement, ainsi que les travaux de mise en conformité des ouvrages avec les règlements techniques et administratifs, seront financés par le concessionnaire.

Cette disposition ne fait pas obstacle à ce que l'autorité concédante soit maître d'ouvrage de certains travaux de renouvellement lorsqu'ils sont contenus dans des travaux de raccordement, de renforcement, de déplacement ou d'amélioration, notamment esthétique. Le concessionnaire participera au financement de ces travaux de renouvellement si le montant de sa contribution, à verser à l'autorité concédante, a fait l'objet d'un accord avec celle-ci avant l'exécution des travaux.

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

Par conséquent, comme les ouvrages, propriétés de la collectivité, exploités par et pour le compte d'un concessionnaire vieillissent du fait de cette exploitation, des aléas climatiques, Enedis doit veiller à renouveler les réseaux qui présentent un danger pour les usagers ou qui ne répondent plus aux normes de qualité de fourniture.

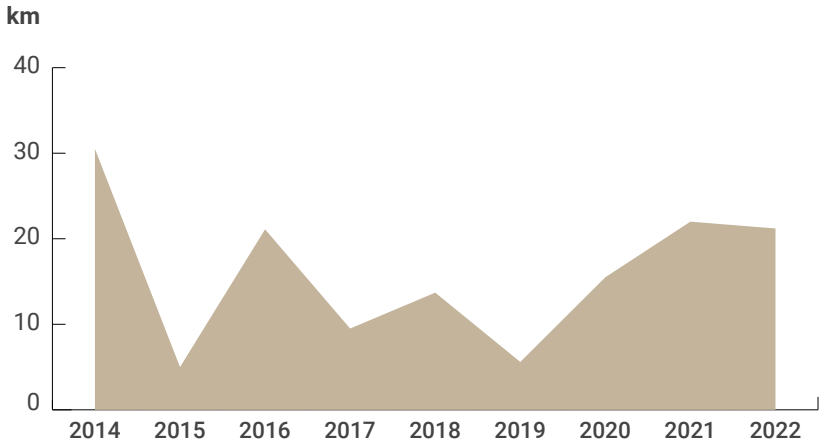
L'autorité concédante conçoit qu'Enedis envisage l'étude du renouvellement des ouvrages une fois amortis (selon les durées d'amortissement standard telles que 40 ans ou 50 ans pour la partie réseau, 40 ans pour les transformateurs, etc.), car ils sont susceptibles de correspondre aux ouvrages les plus pénalisants pour la qualité de fourniture.

Au terme du contrat de concession, Enedis doit nous remettre un patrimoine en parfait état de fonctionnement respectant les normes de qualité de fourniture, les normes techniques en vigueur et les normes de sécurité.

Une étude détaillée du renouvellement de notre patrimoine est exposée dans le chapitre suivant, concernant le suivi et le contrôle de l'exploitation des réseaux.

LE RENOUVELLEMENT HTA

TRAVAUX DE RENOUVELLEMENT HTA RÉALISÉS PAR LE CONCESSIONNAIRE



En km	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Longueur de renouvellement HTA	9,5	13,7	5,6	15,5	22	**21**

Les années 2010 et 2011, impactées par la tempête KLAUS, correspondent à la période du programme des travaux de consolidation HTA engagé par Enedis jusqu'à fin 2011.

Entre 2017 et 2021, les travaux de renouvellement sur le réseau HTA se situent en moyenne à une longueur de ***13,2 km.***

En 2022, la longueur de travaux pour renouvellement sur le réseau HTA diminue de 4 % par rapport à l'année précédente.

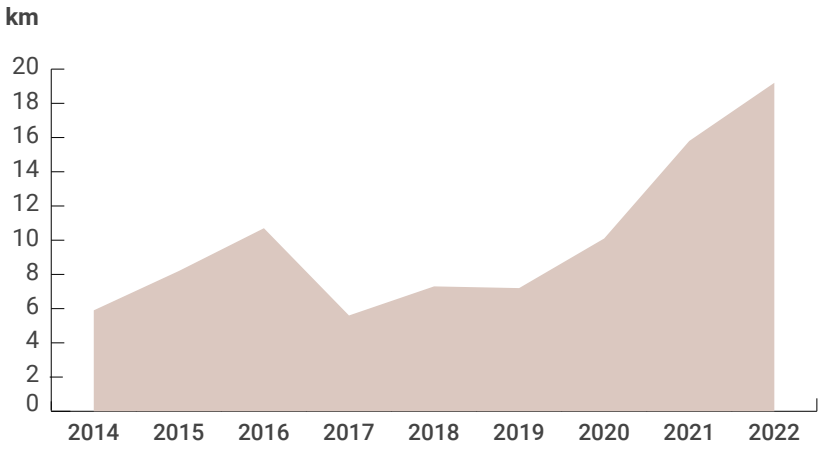
FOCUS 2022

0,9 km de travaux réalisés en moins par rapport à l'année précédente.

Le renouvellement des réseaux HTA constitue un axe majeur de l'amélioration de la qualité de fourniture.

LE RENOUVELLEMENT BT

TRAVAUX DE RENOUVELLEMENT BT RÉALISÉS PAR LE CONCESSIONNAIRE



Entre 2017 et 2021, le concessionnaire renouvelle en moyenne ***9,2 km*** *de réseau BT.*

En 2022, la longueur de travaux pour renouvellement sur le réseau BT augmente par rapport à l'année précédente.

En km	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Longueur de renouvellement BT	5,6	7,3	7,2	10,1	15,8	**19**

Le concessionnaire n'ayant certes aucune obligation à renouveler les ouvrages de façon systématique, doit selon l'autorité concédante, accentuer son programme de renouvellement des réseaux BT compte tenu des critères de qualité de fourniture.

Les intempéries et évènements majeurs 2022

L'année a été marquée par plusieurs évènements climatiques importants. Le département des Landes a été touché par des tempêtes successives :

- Le département a été touché par des épisodes de canicules successives (du 14 au 22 juin, du 8 au 27 juillet et du 9 au 13 août), provoquant des dégâts sur le réseau souterrain de distribution électrique.

FOCUS 2022

3,4 km de travaux réalisés de plus par rapport à l'année précédente.

Le renouvellement des réseaux BT constitue un axe majeur de l'amélioration de la qualité de fourniture.

LES RACCORDEMENTS

DÉFINITION

Selon l'**article n° 6** du cahier des charges de concession, le SYDEC et Enedis assurent les raccordements des nouveaux usagers au réseau existant.

Un **raccordement** est constitué d'une **extension** éventuelle du réseau basse ou moyenne tension construit sur le domaine public et du **branchement** qui relie le compteur de l'usager (situé dans son habitation ou local technique) à l'extension de réseau construite (ou réseau existant le plus proche).

Le cahier des charges précise :

1) « La maîtrise d'ouvrage des raccordements nécessaires à l'alimentation des nouveaux usagers (y compris les parties terminales des raccordements, c'est à dire les branchements individuels définis à l'article 29) est répartie entre concessionnaire et autorité concédante conformément aux modalités définies à l'article 5 de l'annexe 1 au présent cahier des charges.

2) Pour la réalisation de ceux-ci les dispositions suivantes sont applicables :

- Tout demandeur doit verser à celui-ci un prix calculé selon les dispositions de l'article 30,
- Le concessionnaire pourra, après approbation du projet de travaux, autoriser le maître d'ouvrage de la construction à faire réaliser à ses frais par une entreprise de son choix, agréée par le concessionnaire, la partie des branchements située à l'intérieur des immeubles à usage collectif. Lorsque ces travaux seront réalisés par le concessionnaire, le maître d'ouvrage sera tenu d'en rembourser les frais au concessionnaire dans la limite des frais d'établissement de ces ouvrages ;
- Dans tous les cas où la création d'un poste de transformation sera nécessaire pour alimenter en BT des constructions nouvelles, le constructeur agissant pour son propre compte ou pour le compte du ou des futurs propriétaires, devra procurer un terrain convenable ou, s'il le préfère, un local adéquat. La mise à disposition d'un local adéquat ouvrira doit au paiement par le concessionnaire d'une indemnité globale et une fois versée le poste de transformation fera partie du réseau concédé et pourra, de ce fait, desservir d'autres abonnés ;
- Lorsque les raccordements concernent une zone à aménager, l'aménageur prend en charge les travaux de desserte intérieure de la zone dans les conditions indiquées aux deux alinéas ci-après.
- Pour les lotissements relevant des barèmes forfaitaires définis à l'article 30, l'aménageur prend en charge l'intégralité des travaux de desserte en basse tension à l'intérieur du lotissement et participe financièrement aux travaux d'amenée extérieurs (y compris les éventuels postes de transformation) dans les conditions indiquées audit article.
- Dans les autres cas, l'aménageur prend en charge les travaux d'infrastructure électrique et de desserte situés à l'intérieur de la zone, le concessionnaire assumant la charge des travaux d'équipement électrique des postes de transformation de distribution publique, ainsi que des travaux relatifs aux ouvrages d'amenée extérieurs à la zone. Pour ces derniers travaux, le concessionnaire n'est toutefois pas tenu de prendre en charge par anticipation
- Leur financement ; l'aménageur en assure alors le préfinancement, en tout ou partie, dans des conditions fixées par une convention établie à cet effet.

Dans ce cadre, le concessionnaire rembourse à l'aménageur les dépenses pré financées par ce dernier, au fur et à mesure des mises en service des constructions de la zone, en proportion des puissances effectivement mises en service par rapport à la puissance totale prévue par l'aménageur et pendant un délai ne pouvant excéder 8 ans.

3) Le concessionnaire pourra, dans les conditions précisées au deuxième alinéa de l'article 2, proposer aux nouveaux clients, demandeurs d'un raccordement au réseau concédé, des modes de desserte n'entraînant pas une connexion au réseau existant.

Pour obtenir un raccordement au réseau, l'usager doit respecter la procédure suivante :

Il doit tout d'abord prendre contact avec les services d'Enedis :

Enedis met à la disposition de ses clients différents numéros de téléphone selon leur profil et la nature de leurs demandes (raccordement, production d'électricité ou toute autre problématique hors urgence et dépannage). Ainsi, les clients sont accueillis par des conseillers spécialisés aux Numéros Cristal ® suivants :

Pour les particuliers, sur votre concession	N° 09 70 83 19 70
Pour les professionnels, sur votre concession	N° 09 70 83 29 70
Pour les entreprises, sur votre concession	N° 09 69 32 18 99
Pour les professionnels de l'immobilier et de la construction	N° 09 69 32 18 77
Pour les Raccordement Producteur	N° 09 69 32 18 00
Pour les clients demandeurs ou concernés par un branchement de courte durée dans le cadre d'une manifestation festive	N° 09 69 32 18 22

L'accueil des fournisseurs d'électricité

Les demandes transmises par les fournisseurs d'électricité sont prises en charge par « l'accueil acheminement d'électricité » ; ces demandes sont effectuées dans le cadre de la mise en œuvre des contrats passés entre Enedis et chacun des fournisseurs.

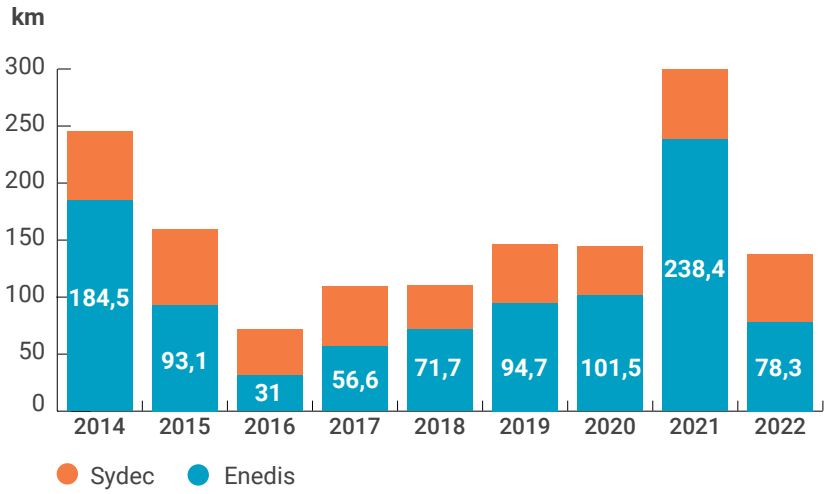
Le conseiller Enedis expliquera à l'usager le déroulement de la prestation de raccordement et il lui adressera, par courrier, le « dossier de demande de raccordement », à retourner compléter et accompagné des éléments demandés :

- Le **« dossier de demande de raccordement »** rempli
- **Une copie de l'autorisation d'urbanisme** de la construction
- **Le plan de situation du terrain** à l'intérieur de la commune : il permet de savoir quelles règles d'urbanisme s'appliquent dans la zone où est situé le projet
- **Le plan de masse :** il présente le projet d'aménagement du terrain, l'organisation de ses accès à la voie publique et des branchements sur les réseaux ; il mentionne l'emplacement de la borne ou du coffret de raccordement à la limite de votre propriété ou dans la construction. L'échelle du plan de masse doit figurer clairement sur le document
- **La puissance de raccordement** souhaitée, dans la durée : faire établir celle-ci par son électricien installateur, par un bureau d'étude, par un architecte, par un constructeur de maison individuelle ou bien par un maître d'œuvre.

Ensuite, dans le cas d'une alimentation classique (Puissance inférieure à 36kVA), **le distributeur Enedis transmet un dossier « navette » au SYDEC qui instruit la demande d'extension de réseau.**

LES TRAVAUX D'EXTENSION RÉALISÉS PAR LE SYDEC ET ENEDIS

TRAVAUX D'EXTENSION RÉALISÉS PAR LE SYDEC ET ENEDIS



FOCUS 2022

Extension des réseaux sur la concession : 138 km.

La longueur de réseau nouvellement construite, en augmentation depuis 2016, diminue légèrement en 2020 mais atteint 300 km en 2021.

En 2022, elle redescend à 138 km.

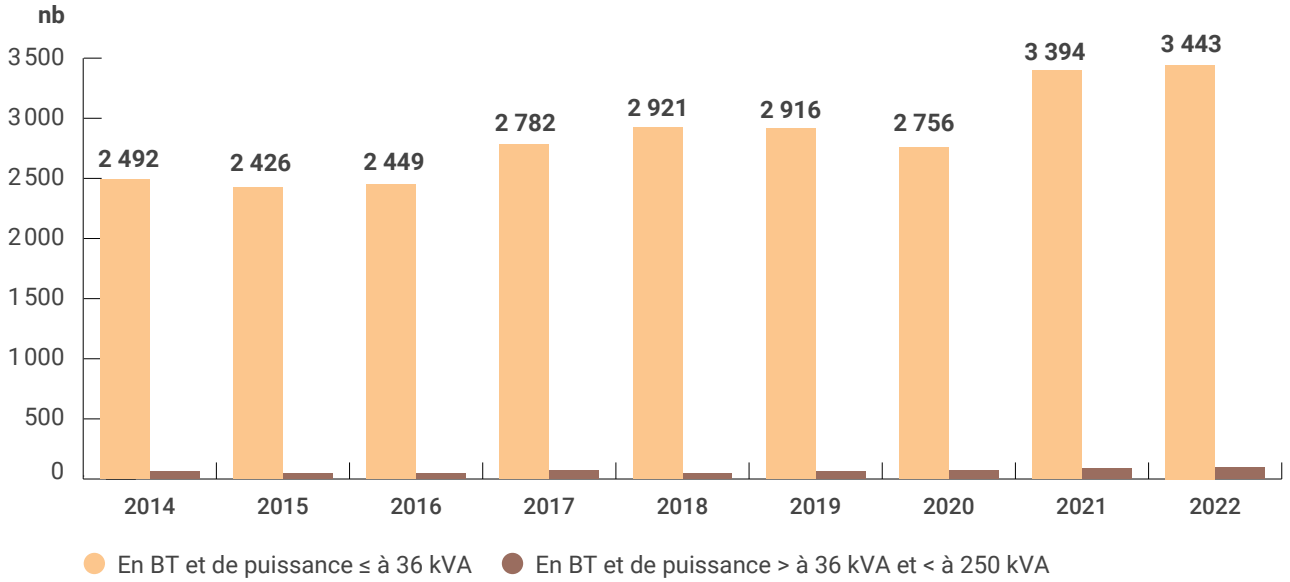
En km	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Travaux d'extension SYDEC	53	39	52	43	61	**59**
Travaux d'extension Enedis	57	72	95	101	238	**78**
TOTAL	**109**	**110**	**146**	**144**	**300**	**138**



LES BRANCHEMENTS D'ENEDIS

À partir de 2013, Enedis a mis en œuvre la production pour les CRAC afférents aux exercices 2012 et suivants, d'un certain nombre d'indicateurs relatifs aux raccordements dont le nombre de raccordements neufs réalisés (voir tableau ci-dessous).De fait, la notion de branchements telle qu'elle a été décomptée jusqu'à fin 2012 n'est plus pertinente voire écartée de la réalité constatée dans les bases de données du distributeur Enedis.

RACCORDEMENTS NEUFS RÉALISÉS PAR ENEDIS



	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Nombre de raccordements neufs réalisés	2 864	2 979	2 986	2 841	3 491	**3 551**
En BT et de puissance ≤ à 36 kVA	2 782	2 921	2 916	2 756	3 394	**3 443**
En BT et de puissance comprise entre 36 et 250 kVA	72	47	61	69	88	**98**
En HTA	10	11	9	16	9	**10**

FOCUS 2022

Le nombre de raccordements neufs augmente pour l'ensemble des puissances proposées.

LES DÉPLACEMENTS

DÉFINITION

Selon l'**article n° 9** du cahier des charges de concession, les déplacements d'ouvrages entrent dans 3 grandes catégories de prise en charge :

- **Maîtrise d'ouvrage à 100 % Enedis**
- **Maîtrise d'ouvrage à 100 % demandeur (usager, lotisseur)**
- **Maîtrise d'ouvrage partagée entre la collectivité et Enedis (50/50)**

Un déplacement d'ouvrage peut être demandé par un usager pour 3 raisons :

- **La gêne technique par rapport à un projet**
- **La non-conformité par rapport aux normes en vigueur suite à la construction d'un ouvrage ou à la réalisation d'un projet foncier (voirie, équipement public, habitation, piscine, hangar, garage, lotissement, etc.)**
- **Le motif esthétique**

Le cahier des charges précise :

A. Déplacements d'ouvrages du domaine public occupé

Conformément aux dispositions de l'article 68 du décret du 29 juillet 1927, le concessionnaire doit, toutes les fois qu'il en est requis par l'autorité compétente pour motif de sécurité publique ou dans l'intérêt de la voirie, opérer, à ses frais, le déplacement des parties de canalisations qui lui sont désignées. Il en est de même en cas d'occupation des autres éléments du domaine public.

Il n'en résulte dans tous ces cas pour le concessionnaire aucun droit à indemnité.

B. Déplacements d'ouvrages situés sur des terrains privés

Conformément aux dispositions de l'article 12 de la loi du 15 juin 1906, l'exercice des servitudes n'entraîne aucune dépossession pour le propriétaire : celui-ci peut, selon le cas, démolir, réparer, surélever, se clore, bâtir, le déplacement d'ouvrage correspondant étant assuré aux frais du concessionnaire.

Il en est de même pour les ouvrages desservant un client se situant seul en extrémité de ligne, y compris l'élément terminal de celle-ci si on peut valablement estimer que celui-ci est susceptible de constituer, à terme, le point de départ d'une nouvelle extension.

C. Déplacements d'ouvrages établis sur terrains privés et acquis par les collectivités

Les frais de modification des ouvrages concédés, établis sur des terrains privés acquis par une collectivité, lorsque cette modification est nécessitée par l'exécution de travaux publics, sont partagés par moitié entre le concessionnaire et la collectivité, sous réserve des conditions suivantes :

- L'ouvrage à modifier doit avoir été établi sur un terrain privé – puis acquis, d'une manière ou d'une autre, par une commune ou un établissement public communal ou intercommunal – au moyen des servitudes instituées par l'article 12 de la loi du 15 juin 1906 ou d'une convention n'attribuant pas au concessionnaire plus de droits que ne lui en confère ledit article 12, et n'entraînant aucune dépossession.

La modification à frais communs ne peut donc être requise que lorsque la collectivité en cause, bien qu'effectuant des travaux publics, entend se prévaloir des droits de démolir, réparer, surélever, se clore ou bâtir, qui sont réservés au propriétaire par l'article 12 précité.

- La modification de l'ouvrage doit être nécessaire, la présence de celui-ci constituant un obstacle dirimant à l'opération entreprise.
- Il y a lieu à partage par moitié des frais de modification de l'ouvrage dans les cas où le concessionnaire aurait pu, lorsqu'il l'a implanté, envisager raisonnablement l'éventualité des réalisations nécessitant cette modification. Il en va ainsi par exemple : de la construction d'une mairie, d'un terrain de sports, de l'aménagement de voies existantes, etc. Il en va différemment des opérations d'urbanisme d'ensemble telles que : aménagement urbain,
- rénovation urbaine, aménagement de zones, construction de voies affectées à la circulation, etc.
- Quant aux lotissements communaux, ils entrent dans le cadre du partage par moitié des frais lorsque leur importance n'atteint pas celle d'une zone d'aménagement concerté c'est à dire, en principe, lorsqu'ils se limitent à une création de moins de 50 logements augmentés de 10 logements par hectare au-delà de 1 hectare. Pour des réalisations plus importantes, un accord particulier sera recherché entre le concessionnaire et la collectivité ».

Les ouvrages construits par le concessionnaire ou l'autorité concédante en dehors du domaine public, font l'objet d'autorisations légales appelées servitudes.

LES SERVITUDES

Toute implantation d'ouvrage en domaine privé donne lieu à l'établissement d'une convention entre le propriétaire du terrain et le maître de l'ouvrage.

Il s'agit de conventions amiables. Toutefois en cas de désaccord persistant avec certains propriétaires refusant le passage d'une ligne électrique sur leur propriété, le maître d'ouvrage peut demander l'établissement des servitudes par arrêté préfectoral.

Servitudes légales, au titre de l'article 12 de la loi du 15 juin 1906

Le concessionnaire bénéficie des servitudes sur les propriétés privées.

Ces servitudes sont au nombre de quatre :

- **Servitude d'appui :** établissement de supports et ancrages de conducteurs aériens, soit à l'extérieur des murs ou façades donnant sur la voie publique, soit sur les toits et terrasses des bâtiments, à condition qu'on puisse accéder à ces supports par l'extérieur
- **Servitude de surplomb :** le concessionnaire peut faire passer ses lignes au-dessus des propriétés, closes ou non, bâties ou non bâties, à condition de respecter les dispositions de l'arrêté technique
- **Servitude d'implantation :** permettant d'établir à demeure des canalisations souterraines ou des supports de lignes aériennes sur des terrains privés non bâtis qui ne sont pas fermés de murs ou de clôtures équivalentes
- **Servitude d'élagage :** comprenant l'ébranchage, voire l'abattage des arbres dont la proximité de l'emplacement des conducteurs aériens gêne leur pose ou constitue un risque de court-circuit ou d'avarie aux ouvrages ?

L'exercice des servitudes n'entraîne aucune dépossession pour le propriétaire : celui-ci peut, selon le cas, démolir, réparer, surélever, se clore, bâtir, le concessionnaire devant alors déplacer ses ouvrages à ses frais.

Toutefois :

- Les travaux de déplacement visés à l'article 12 de la loi du 15 juin 1906 sont limitatifs : les travaux de construction, qu'ils soient ou non assujettis au permis de construire, doivent réaliser l'implantation durable de matériaux dans le sol ou le sous-sol,
- L'obligation du concessionnaire se limite à rétablir un ouvrage compatible, au sens de l'arrêté technique, avec les travaux ou la construction : toute modification excédant la mise en conformité serait soumise à l'accord du demandeur pour en assumer le surcoût,
- La partie terminale du branchement, établie sur la propriété bénéficiaire de ce branchement, n'entraîne aucune servitude sur ce fonds. Cette partie du branchement ne relève donc pas de l'article 12 de la loi, et sa modification est à la charge du particulier effectuant des travaux dans sa propriété.

Gratuité des servitudes légales

La législation confère la gratuité des servitudes, puisque leur caractère précaire n'entraîne aucune dépossession. Les indemnités ne résultent donc pas du droit conféré au maître d'ouvrage ou au distributeur par l'établissement des servitudes, mais du préjudice que peut causer son exercice, dans la mesure où ce préjudice est certain, direct et susceptible d'évaluation immédiate.

Les ancrages sur les murs et façades des immeubles ne sont pas de nature, dans la quasi-totalité des cas, à causer un préjudice au propriétaire.

De même, l'implantation d'un ouvrage dans un terrain bâti ou à bâtir, ou le surplomb d'un terrain, ne sont pas en principe indemnisables.

LES TRAVAUX DE DÉPLACEMENT

Déplacement de réseaux électriques situés sur terrain privé-Travaux privés

Des textes de référence tels que :

- L'**article 544 du Code civil** érige en principe que : *« La propriété est le droit de jouir et disposer des choses de la manière la plus absolue, pourvu qu'on n'en fasse pas un usage prohibé par les lois ou par les règlements »,*
- **L'article 552** du même code précise que : *« La propriété du sol emporte la propriété du dessus et du dessous. Le propriétaire peut faire au-dessus toutes les implantations qu'il juge à propos, sauf les exceptions établies au titre des servitudes ou services fonciers »,*
- **L'article 701** prévoit que « *Le propriétaire du fonds débiteur de la servitude ne peut rien faire qui tende à en diminuer l'usage ou à le rendre plus incommode »,*
- **L'article 12 de la loi du 15 juin 1906** sur les distributions d'énergie, (repris à l'**article 9 du cahier des charges de concession**) ajoute que : *« la déclaration d'utilité publique d'une distribution d'énergie n'entraîne aucune dépossession ; la pose d'appuis sur les murs ou façades ou sur les toits ou terrasses des bâtiments ne peut faire obstacle au droit du propriétaire de démolir, réparer ou surélever. La pose de canalisations ou supports dans un terrain ouvert et non bâti ne fait pas non plus obstacle au droit du propriétaire de se clore ou de bâtir »,* assoient le contexte législatif sur lequel les discussions sur la prise en charge des déplacements d'ouvrages est statué. Selon cette législation, le service contrôle du SYDEC analyse les dossiers pour régler les litiges de prise en charge entre Enedis, le SYDEC ou un tiers usager, et vérifier les dossiers de déplacements du concessionnaire.

Il convient ensuite de distinguer la nature des travaux effectués sur ces terrains privés qui peuvent être :

- Privés,
- Privés effectués par des personnes morales de droit Public,
- Publics effectués par des personnes morales de droit Public.

Travaux privés effectués par des personnes physiques ou morales de droit

Si les travaux projetés ont pour objet l'usage de tout ou partie des prérogatives visées à l'**article 9 B du cahier des charges de concession,** et dans la mesure où il y a incompatibilité entre la présence et le maintien de la ligne électrique d'une part, et l'exécution des travaux d'autre part, le déplacement de l'ouvrage est à la charge intégrale d'Enedis,

A contrario, **restent à la charge du demandeur :**

- Le déplacement d'une ligne électrique dont *la présence se révèle compatible* avec la finalité des travaux,
- Le déplacement d'une ligne *établie sur la base d'une convention de passage conférant au concessionnaire des droits plus étendus que ceux prévus par l'***article 12 de la loi du 15 juin 1906,** et notamment l'intangibilité de la ligne électrique (convention de type C),
- Le déplacement *d'un branchement à usage exclusif du demandeur.*

Les travaux ayant pour objet l'exploitation d'une carrière, d'ouvrages de stockage de carburants, etc., sont soumis à autorisation administrative au titre de la législation relative aux installations classées.

Le fait déterminant pour savoir qui doit supporter le déplacement de la ligne électrique dont la présence se révèlerait incompatible avec l'installation, réside dans l'antériorité ou non de l'autorisation administrative par rapport à la ligne.

Travaux privés effectués par des personnes morales de droit public

Après avoir acquis de quelle que manière que ce soit, un terrain privé grevé d'une servitude, une collectivité peut être amenée à réaliser des travaux privés, autrement dit des travaux étrangers à l'exploitation même d'un service public, se plaçant du coup dans la même situation qu'un particulier.

Il est acquis que la collectivité pourra en pareil cas faire usage des droits que lui confère l'**article 12 de la loi du 15 juin 1906** et obtenir le déplacement de la ligne électrique, aux frais du concessionnaire.

Travaux publics effectués par des personnes morales de droit public

La réalisation par la collectivité de travaux publics sur des biens relevant de son domaine privé est possible ; il pourra s'agir notamment de travaux portant :

- Sur les chemins ruraux,
- Les terrains forestiers,
- Les pistes de ski, etc.

Ou de travaux accomplis sur domaine privé mais conférant à l'ouvrage ainsi réalisé le caractère d'ouvrage public, tels que la création :

- D'une zone d'aménagement,
- D'une route,
- D'une mairie,
- D'un stade municipal,
- De locaux scolaires,
- De maisons de jeunes et de la culture,
- De gares routières.

La jurisprudence administrative considère que ce type de travaux excèdent ceux que la **loi du 15 juin 1906** a envisagés lorsqu'elle a entendu réserver le droit pour le propriétaire de *« se clore, démolir, bâtir, surélever, »* et justifie que, dans l'hypothèse de demande de déplacement de lignes électriques motivée par la réalisation de travaux publics, le concessionnaire doit être indemnisé du coût du déplacement.

Toutefois, il convient de distinguer le cas particulier des aisances de voirie tels que le déplacement d'ouvrages électriques *(poteaux, lignes, coffrets fausses coupures...)* qui peut, selon le cas, soit se justifier en raison de la simple convenance d'un particulier souhaitant créer une aisance de voirie, soit résulter de la volonté de la commune de faciliter la création d'aménagements *« pour motif de sécurité ou dans l'intérêt de la voirie ».* **(Article 9 A du cahier des charges de concession).**

Pour les déplacements demandés par la commune en vue de faciliter tout aménagement de la voirie et de ses abords effectués, soit sous sa propre initiative, soit sous celle des riverains dès lors que l'une et l'autre de ces initiatives concourent aux objectifs précités, dans le cadre de ses pouvoirs de police, le maire de la commune concernée demande au concessionnaire le déplacement des ouvrages électriques situés sur domaine public. La commune peut plaider que ce type d'aménagement évite que le véhicule ne stationne pour partie sur la voie, pour partie sur les accotements, rendant plus difficile, voire dangereuse, tant la circulation des automobilistes contraints à des écarts que celle des piétons empruntant la chaussée encombrée.

Les déplacements demandés par un riverain et si la commune décide de ne pas intervenir auprès du concessionnaire pour demander ou justifier le déplacement pour les raisons évoquées supra, le particulier serait alors contraint d'assumer financièrement le coût du déplacement des ouvrages pour création d'aisance de voirie.

La synthèse de ces paragraphes nous conduit à produire le tableau suivant :

Déplacement de réseaux électriques concédés implantés sur terrains privés et domaine privé

Situation de la ligne à déplacer	Demandeur	Nature des travaux	Imputation des frais de déplacement
Terrains privés et domaines privés	Personnes physiques ou morales de droit privé	Construction, démolition, surélévation, agrandissement de bâtiments assujettis ou non au permis de construire, ou toute autre construction.	Si la canalisation est implantée en vertu des seules servitudes légales (arrêté préfectoral ou convention de servitude de type A en électricité) et s'il y a incompatibilité entre le maintien de la ligne et l'exécution des travaux : **déplacement à la charge intégrale d'Enedis.**
			S'il n'y a pas incompatibilité : **à la charge intégrale du demandeur, si Enedis y consent.** Si l'intangibilité de l'ouvrage est assurée par une convention (type C) : **à la charge intégrale du demandeur, si Enedis y consent.**
		Travaux portant modification de la propriété conformes à son utilisation	**Frais de déplacement à la charge intégrale d'Enedis.**
		Travaux autres que ceux visés ci-dessus (viabilisation ou travaux de division de lotissements privés, plantation d'arbres, travaux de forage, levées de terre…).	**Frais de déplacement a la charge intégrale a la charge du demandeur, si Enedis y consent.**
		Travaux ou exercice d'activités soumis à autorisation administrative spéciale et/ou installations ne pouvant être implantées qu'à une certaine distance des lignes, (ouverture de carrière et citerne de gaz, de carburant, etc.).	Si l'autorisation administrative ou la réalisation des travaux est antérieure à l'installation de la ligne électrique : **déplacement à la charge intégrale d'Enedis, sauf s'il s'agit du raccordement exclusif du demandeur**
			Si l'autorisation administrative ou la réalisation des travaux est postérieure à l'installation de la canalisation : **déplacement à la charge intégrale du demandeur.**
	Personnes publiques ou organismes travaillant pour leur compte (État, communes, ou syndicats de communes, départements régions, établissements publics, société d'économie mixte locale, offices publics communaux et départementaux d'HLM)	Travaux de construction, démolition, surélévation, agrandissement de bâtiments ou de toute autre construction, réalisés dans les mêmes conditions qu'un particulier et insusceptibles d'être considérés comme étant des travaux publics.	Mêmes solutions que pour les personnes physiques ou morales de droit privé effectuant des travaux sur des terrains privés.
		Réalisation de travaux publics, c'est-à-dire d'une activité de nature immobilière exécutée par ou pour le compte d'une personne publique dans un but d'intérêt général, ou en vue de la réalisation d'une mission de service public (création de ZAC, ZI., construction de route, réalisation d'un aérodrome ou d'une gare ferroviaire, etc.)	**Déplacement a la charge intégrale du demandeur.**
		Réalisation de travaux publics entrant dans le cadre de l'accord du 2 juillet 1969 signé entre Enedis et la FNCCR, Exemples : Construction de mairie, école, terrain de sport, piscine, salle de fêtes, centre d'apprentissage, etc. Lotissements communaux à condition qu'il n'y ait pas plus de 50 logements augmentés de 10 logements par hectare au-delà d'un hectare.	**Partage des frais de déplacement entre Enedis et la commune.** Si des travaux publics, normalement, prévisibles, à l'époque où la ligne a été implantée sont entrepris : • Sur des terrains acquis postérieurement à l'implantation de la ligne (vente amiable, donation, expropriation) • Pour un déplacement de ligne électrique dont la tension est inférieure à 63 kV (indépendamment de son régime (D.P. ou RAS) • Ligne constituant un obstacle dirimant et si la ligne a été établie au moyen des servitudes de l'article 12 de loi du 15 juin (mise en servitude ou convention hors le cas des conventions assurant l'intangibilité).

Déplacement de réseaux électriques concédés implantés sur domaine public

L'article 10 de la loi du 15 juin 1906 prévoit que *« L'autorité qui a fait la concession a toujours le droit, pour un motif d'intérêt public, d'exiger la suppression d'une partie quelconque des ouvrages d'une concession ou d'en faire modifier les dispositions et le tracé ».*

L'article 68 du décret du 29 juillet 1927, précise que le gestionnaire de réseaux doit *« toutes les fois qu'il en est requis par l'autorité compétente pour un motif de sécurité publique ou dans l'intérêt de la voirie, opérer à ses frais, le déplacement des parties de canalisations qui lui sont désignées. Il ne résulte pour lui aucun droit à indemnité ».*

L'article 9 A du cahier des charges de concession étend ce droit à déplacement sans indemnité de l'exploitant à l'ensemble des autres éléments du domaine public et donc pas uniquement la voie publique.

En conséquence, toute occupation de la voirie routière (même lorsqu'elle est réalisée en vue de satisfaire un intérêt public) est par nature précaire et révocable et doit, à tout moment, être conforme à l'intérêt du domaine public occupé.

Il est fondamental que la collectivité gestionnaire de la voie et, plus largement, du domaine public occupé, juge de la conformité de la présence de l'ouvrage concerné par rapport à l'intérêt de ce domaine, lequel intérêt pouvant bien entendu varier en fonction des décisions de gestion de la collectivité concernée.

Le SYDEC, pour analyser les prises en charge de tels déplacements par le concessionnaire doit s'appuyer sur une analyse décrite ci-dessus aussi poussée et détaillée que possible.



La synthèse de ces paragraphes nous conduit à produire le tableau suivant :

Déplacement de réseaux électriques concédés implantés sur terrains privés et domaine privé			
Situation de la ligne à déplacer	**Demandeur**	**Nature des travaux**	**Imputation des frais de déplacement**
Domaine public	Particuliers dont la propriété est située en bordure de voie publique	Aisance de voirie. Ouvertures d'accès ou d'entrées sur le domaine public (portes, fenêtres, garage…).	Si le déplacement est demandé par la commune, **déplacement à la charge intégrale d'Enedis.** Si le déplacement est demandé par le seul riverain non relayé par la commune, **déplacement à la charge du riverain.**
	Personnes publiques gestionnaires du domaine public	Travaux réalisés dans un but de conservation ou d'aménagement du domaine public occupé par les ouvrages. Exemples : **Aménagement du domaine routier :** • Elargissement de chaussées • Aménagement de rond-point • Carrefour • Rectification du tracé • Elargissement d'un pont routier • Création d'égouts mixtes ou d'eaux pluviales • Aménagement d'emplacement de stationnement • Plantation d'arbres • Pose de glissières de sécurité **Aménagement du domaine ferroviaire :** • Mise au gabarit, électrification d'une voie. **Aménagement du domaine fluvial, maritime ou portuaire :** • Construction d'une digue ou d'écluse.	**Déplacement de la charge intégrale d'Enedis** quel que soit le domaine public concerné (voirie, domaine public, ferroviaire, domaine public fluvial, domaine public militaire, etc.).
		Travaux ayant une finalité autre que celle de l'aménagement ou de la conservation du domaine public occupé par les ouvrages ou réalisés dans l'intérêt d'un autre domaine (aménagement d'un pont routier pour la mise au gabarit d'une voie ferrée).	**Déplacement de la charge intégrale de la collectivité** au bénéfice de laquelle les travaux sont réalisés. Si ces travaux répondent partiellement à l'intérêt du domaine occupé partage des frais.
		Travaux réalisés dans l'intérêt du domaine public, mais non conforme à sa destination première. • Création d'une voie nouvelle • Création d'un passage routier en surplomb • Création d'un échangeur routier • Déplacement d'un pont	**Déplacement à la charge intégrale du maître d'ouvrage** des travaux ou de l'occupant du domaine public lorsque « l'ouvrage nouveau » est conforme à la destination du domaine public occupé.
		Déplacement demandé dans l'intérêt de la sécurité publique	**Déplacement à la charge intégrale d'Enedis.**
	Occupants du domaine public : • Conces-sionnaires • Titulaires d'une permission de voirie	Tous les travaux réalisés sur le domaine public (y compris les voies publiques) par un concessionnaire de service public, sur des ouvrages tels que : • Oléoducs, conduites d'hydrocarbures ou autres fluides, • Lignes de tramways, couloirs de bus, • Ouvrages de télécommunications.	**Déplacement à la charge intégrale du demandeur** sauf si l'ouvrage à modifier préexistait à l'installation de la ligne.

LE RÉSEAU D'ÉCLAIRAGE PUBLIC EN CONCESSION

OUVRAGES CONCÉDÉS

L'article n° 2 du cahier des charges de concession « Ouvrages concédés » précise que :

« Les circuits aériens d'éclairage public situés sur les supports du réseau concédé et les circuits souterrains inclus dans les câbles dudit réseau, ainsi que les branchements qui en sont issus, font également partie des ouvrages concédés. Leur maintenance et leur renouvellement sont à la charge du concessionnaire ; leur établissement et leur renforcement sont à la charge de la collectivité intéressée.

Les appareils aériens d'éclairage public, ainsi que les lignes spéciales et les supports d'éclairage public indépendants du réseau de distribution publique, ne font pas partie des ouvrages concédés. »

En conséquence, le SYDEC veille à ce que l'éclairage public, lorsqu'il est en défaut suite à une anomalie du réseau de distribution publique d'électricité ou une panne ou une malfaçon lors de travaux sur le réseau, soit remis en état de marche par Enedis.

COHABITATION AVEC LES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ

Les circuits d'éclairage public et ceux de distribution publique sont dits électriquement séparés lorsqu'ils n'ont aucun conducteur commun.

Les circuits d'éclairage public sont dits physiquement séparés des circuits de distribution publique s'ils satisfont simultanément aux trois conditions suivantes :

- Ils sont électriquement séparés,
- Ils sont réalisés en conducteurs isolés torsadés,
- Ils ne sont pas inclus dans une torsade de distribution publique.

Ces notions de séparation physique et électrique interviennent dans la définition des ouvrages concédés, et dans celle des modalités d'intervention sur les réseaux d'éclairage public, considérées comme travaux sous tension, hors tension ou au voisinage.

COFFRET D'ÉCLAIRAGE PUBLIC

Les dispositifs de comptage, de commande et de protection des départs d'éclairage public sont en général disposés dans un « coffret d'éclairage public ».

La responsabilité d'Enedis est limitée aux appareillages et câbles, comprenant en particulier les dispositifs de comptage, situés en amont de l'interrupteur-frontière dont les bornes aval matérialisent le point de livraison de l'énergie.

MODIFICATION DES OUVRAGES D'ÉCLAIRAGE PUBLIC

En application de l'**article 9** du cahier des charges, lorsque le concessionnaire effectue de sa propre initiative des travaux sur le réseau de distribution d'électricité, il lui appartient, dès lors que des ouvrages ne faisant pas partie de concession – notamment d'éclairage public – doivent être modifiés ou déplacés, de prendre en charge les frais correspondants.

En clair, l'intervention d'Enedis, sur le réseau de distribution publique ne doit rien coûter à la collectivité locale si celle-ci a décidé, dans un premier temps, de ne pas investir sur le réseau d'éclairage public touché par cette intervention.

GESTION DE LA CLIENTÈLE-SERVICE AUX USAGERS

L'ÉVOLUTION DES CONTRATS ET DES CONSOMMATIONS SUR LA CONCESSION EN 2022

	2021	2022	Évolution du nombre de contrats/2021
TOTAL DE LA CONCESSION			
Nombre de contrats	289 765	**295 436**	2,0 %
Energie acheminée (en kWh)	3 053 221 321	**2 965 388 567**	-2,9 %
Recettes d'acheminement (en €)	126 208 788	**123 308 576**	-2,3 %
CLIENTS BT PUISSANCE SOUSCRITE inférieure ou égale à 36 kVA			
Nombre de contrats	284 852	**290 450**	2,0 %
Energie acheminée (en kWh)	1 788 780 764	**1 655 121 222**	-7,5 %
Recettes d'acheminement (en €)	91 405 688	**87 314 114**	-4,5 %
CLIENTS BT PUISSANCE SOUSCRITE > à 36 kVA			
Nombre de contrats	3 843	**3 911**	1,8 %
Energie acheminée (en kWh)	347 030 993	**376 691 404**	8,5 %
Recettes d'acheminement (en €)	16 321 749	**17 178 077**	5,2 %
CLIENTS HTA > à 250 kVA			
Nombre de contrats	1 070	**1 075**	0,5 %
Energie acheminée (en kWh)	917 409 564	**933 575 941**	1,8 %
Recettes d'acheminement (en €)	18 481 350	**18 816 384**	1,8 %

Évolution des contrats et du prix moyen du kWh vendu en c€

EDF assure la fourniture d'électricité aux clients raccordés au réseau de distribution de la concession, bénéficiant des tarifs réglementés de vente (TRV).

Depuis le 1er janvier 2016, seuls les sites de puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA peuvent bénéficier des tarifs réglementés, en application de la loi du 7 décembre 2010 (loi NOME) qui a supprimé les tarifs réglementés au 31 décembre 2015 pour les sites de puissance souscrite supérieure à 36 kVA.

En ce qui concerne la concession, ce service recouvre désormais deux missions complémentaires :

Les tarifs réglementés de vente présentent pour les clients quatre caractéristiques majeures :

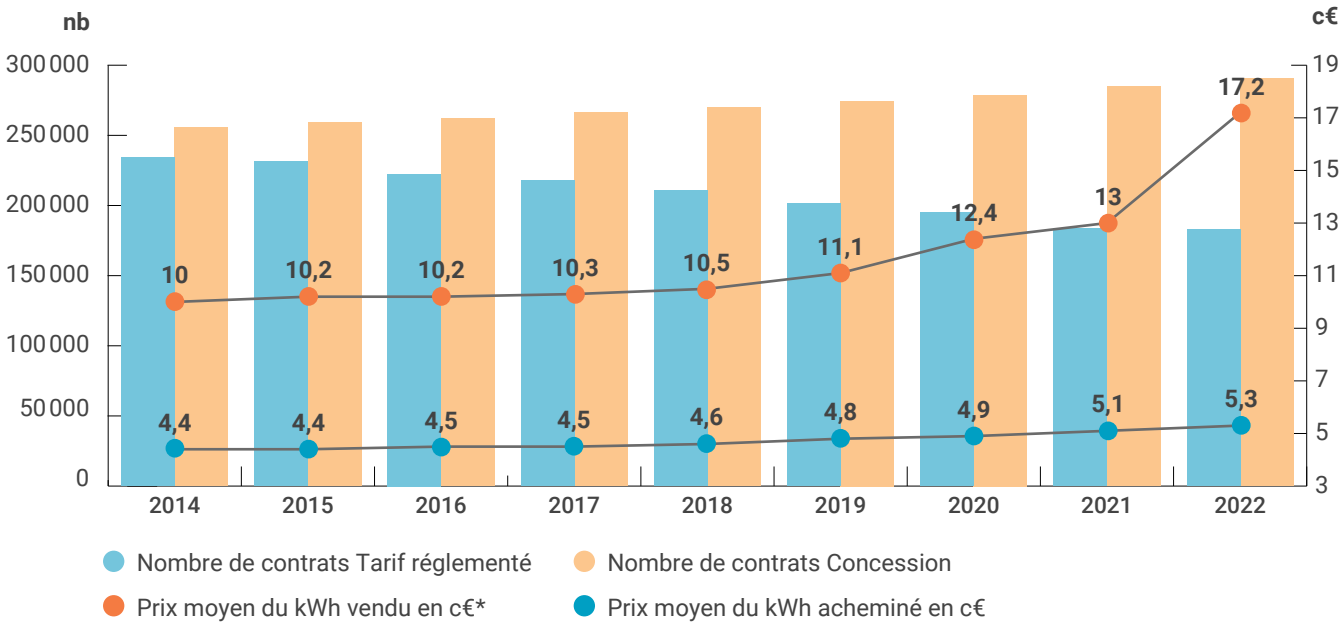
- ces tarifs nationaux sont déterminés dans les conditions définies par le code de l'énergie,
- ils sont fondés sur une péréquation tarifaire au profit des clients de l'ensemble des concessions,

- ils sont mis en œuvre, dans le cadre des contrats de concession, sous le contrôle des autorités concédantes, pour facturer la fourniture d'électricité assortie des conditions de service proposées aux clients,
- les conditions générales de vente associées sont mises à jour par EDF selon les modalités définies par le contrat de concession et sur avis consultatif des associations de consommateurs représentatives.

La très grande majorité des sites en concession sont au tarif réglementé de vente, proposé par EDF. Les autres donnés clientèles, au-delà de la puissance souscrite 36 kVA ne concernent plus les tarifs réglementés, mais les données du marché libre.

Évolution du nombre et du prix moyen HT du kWh des contrats dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA

ÉVOLUTION DU NOMBRE ET DU PRIX MOYEN DU KWH DES CONTRATS DONT LA PUISSANCE SOUSCRITE EST INFÉRIEURE OU ÉGALE À 36 kVA



**Le prix moyen du kWh vendu comprend la fourniture et l'acheminement*

Le nombre des contrats au tarif réglementé de vente diminue de 0,4 % et le prix moyen du kWh augmente de 32,2 %.

Le nombre des contrats de la concession augmente de 2 % et le prix moyen du kWh acheminé augmente de 3,2 %.

FOCUS 2022

Tarif moyen régulé HT de vente du kWh
des contrats dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA : **17,2 c€**

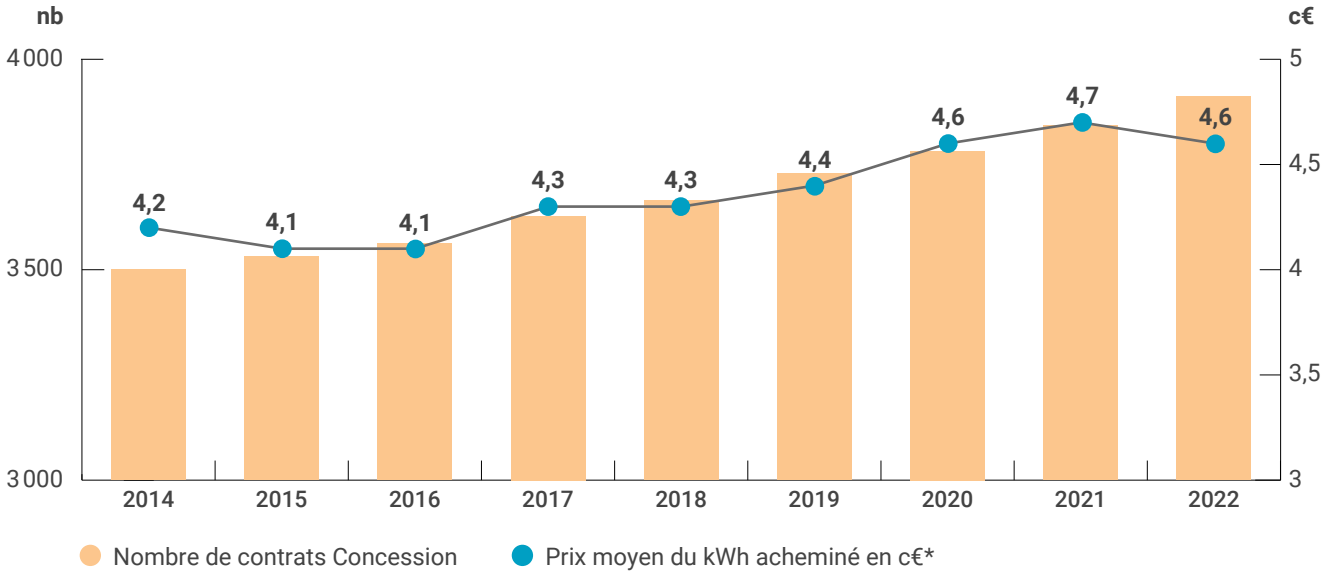
	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Nombre de contrats tarif réglementé	217 689	210 583	201 537	194 755	183 609	**182 871**
Prix moyen du kWh vendu en c€	10,3	10,5	11,1	12,4	13	**17,2**
Dont contrats Tarif Jaune au TURPE<=à 36 kVA*	14	14	13	12	8	**8**
Dont contrats Tarif Vert au TURPE<=à 36 kVA*	35	32	30	27	11	**16**
Nombre de contrats Concession	266 245	269 690	274 449	278 737	284 852	**290 450**
Prix moyen du kWh acheminé en c€	4,5	4,6	4,8	4,9	5,1	**5,3**

** En application de l'art. R. 337-18 du code de l'énergie : Les clients raccordés en BT de puissance inférieure ou égale à 36 kVA au Tarif Jaune ou Vert peuvent conserver leur tarif, qui est désormais en extinction.*

Évolution du nombre et du prix moyen HT du kWh des contrats de la concession dont la puissance souscrite est comprise entre 36 kVA et 250 kVA

Ce contrat est proposé par les fournisseurs d'énergie aux usagers, en tarif libre, pour une puissance comprise entre 36 et 250 kVA.

ÉVOLUTION DU NOMBRE ET DU PRIX MOYEN DU kWh DES CONTRATS DONT LA PUISSANCE SOUSCRITE EST ENTRE 36 kVA ET 250 kVA



**Le prix moyen du kWh acheminé comprend seulement le coût de l'acheminement*

FOCUS 2022

Le nombre de contrats de la concession augmente de 1,8 %

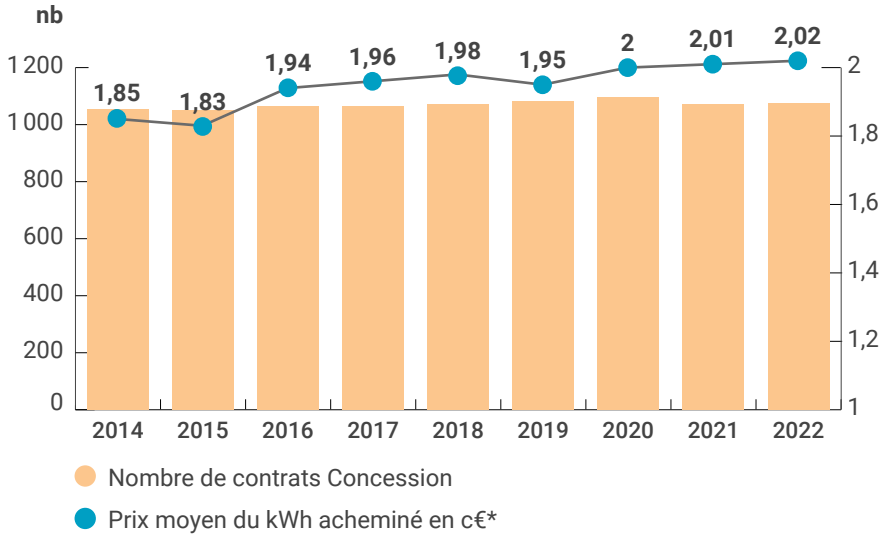
et le prix moyen du kWh acheminé diminue de **3 %.**

	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Nombre de contrats Concession	3 628	3 664	3 729	3 782	3 843	**3 911**
Prix moyen du kWh acheminé en c€	4,3	4,3	4,4	4,6	4,7	**4,6**

Évolution du nombre et du prix moyen HT du kWh des contrats de la concession dont la puissance souscrite est supérieure à 250 kVA

Ce contrat est proposé par les fournisseurs d'énergie aux usagers, en tarif libre, pour une puissance supérieure à 250 kVA.

ÉVOLUTION DU NOMBRE ET DU PRIX MOYEN DU kWh DES CONTRATS DONT LA PUISSANCE SOUSCRITE EST SUPÉRIEURE 250 kVA



**Le prix moyen du kWh acheminé comprend seulement le coût de l'acheminement*

FOCUS 2022

Le nombre de contrats de la concession augmente de 0,5 %

et le prix moyen du kWh acheminé n'augmente quasiment pas.

	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Nombre de contrats	1 066	1 071	1 081	1 096	1 070	**1 075**
Prix moyen du kWh acheminé en c€	1,96	1,98	1,95	2,00	2,01	**2,02**

Évolution du nombre de contrats des clients de la concession en 2022

Au total, sur la concession, le nombre de clients se décompose ainsi :

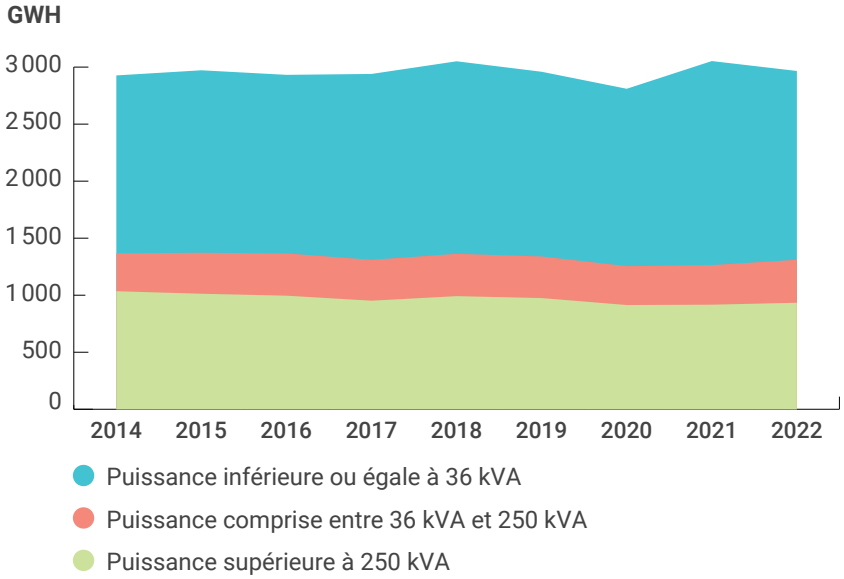
Nombre de contrats	Total	Dont tarif marché	Evolution/2021
Puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA	290 450	107 579	2,0 %
Puissance souscrite comprise entre 36 kVA et 250 kVA	3 911	3 911	1,8 %
Puissance souscrite supérieure à 250 kVA	1 075	1 075	0,5 %
TOTAL	**295 436**	**112 565**	**2,0 %**

*Le nombre de clients de la concession augmente de **2 %**, la consommation totale diminue de **2,9 %** et les recettes d'acheminement diminuent de **2,3 %**.*

Évolution de l'énergie vendue en GWh en 2022

La consommation d'énergie par type de puissance sur la concession

ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION PAR TYPE DE PUISSANCE SUR LA CONCESSION



FOCUS 2022

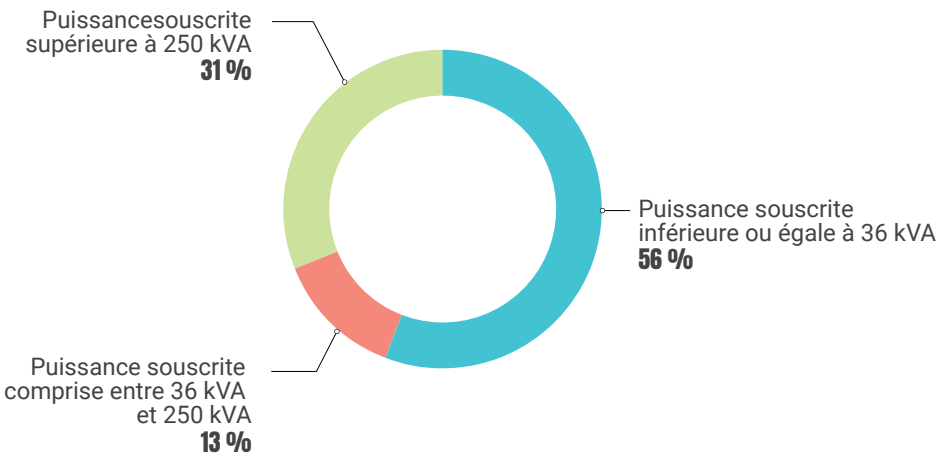
La consommation a diminué de 88 GWh (-3 %).

La diminution de consommation s'explique en grande partie par la sobriété énergétique appliquée par les usagers et les communes (coupure de l'éclairage public…).

Consommation d'énergie en GWh par type de contrats	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Variation
Contrats dont la puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA	1 630	1 688	1 619	1 555	1 789	**1 655**	-7 %
Contrats dont la puissance souscrite comprise entre 36 kVA et 250 kVA	358	371	365	341	347	**377**	9 %
Contrats dont la puissance souscrite supérieure à 250 kVA	952	992	975	914	917	**934**	2 %
TOTAL	**2 941**	**3 051**	**2 959**	**2 810**	**3 053**	**2 965**	-3 %

Répartition des consommations sur la concession en 2022

RÉPARTITION DES CONSOMMATIONS PAR TYPE DE PUISSANCE SUR LA CONCESSION



Répartition en % de la consommation d'énergie par type de contrats	2022
Contrats dont la puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA	**56 %**
Contrats dont la puissance souscrite comprise entre 36 kVA et 250 kVA	**13 %**
Contrats dont la puissance souscrite supérieure à 250 kVA	**31 %**

*La concession est caractérisée par une consommation dont **56 %** correspond à une vente de tarifs domestiques (puissance inférieure à 36 kVA) et **44 %** correspond à une vente aux entreprises, commerces et industries.*

CLIENTS DÉMUNIS : UNE GESTION DU SERVICE PUBLIC OBLIGATOIRE

Les dispositifs pour aider les clients démunis

Point de vue



Philippe Bénichou

Directeur du Développement territorial
EDF–Commerce Sud-ouest

À la croisée des défis sociaux, sanitaires et économiques, la lutte contre la précarité énergétique a toujours été un enjeu essentiel pour EDF. La prise en compte des clients les plus fragiles est au cœur de l'action d'EDF en faveur d'une transition énergétique juste et inclusive.

C'est pour cette raison que, au-delà de la mise en œuvre rigoureuse des dispositifs réglementaires, EDF s'engage dans des actions volontaires en lien avec les acteurs de la solidarité dans les territoires. Cette démarche accompagne l'action des pouvoirs publics et comprend les trois volets suivants :

1. L'aide au paiement, qui intègre notamment les solutions d'accompagnement, comme la mise en place d'échéanciers de paiement, proposées par nos conseillers clients, l'acceptation du chèque énergie ainsi que le cofinancement par EDF de l'aide apportée par les collectivités territoriales, au travers des Fonds de Solidarité pour le Logement (FSL) pour le paiement des factures d'énergie des ménages précaires.

2. L'accompagnement, pour lequel EDF mobilise ses collaborateurs afin qu'ils apportent des solutions adaptées aux clients en difficulté (qu'ils soient pris en charge ou non par les acteurs sociaux). Des partenariats sont noués en ce sens avec les travailleurs sociaux des collectivités territoriales, les structures de médiation sociale et le milieu associatif.

3. La prévention, qui couvre les champs de la lutte contre la précarité énergétique autour de l'aide à la rénovation thermique et de la pédagogie sur les bonnes pratiques de maîtrise de l'énergie pour les populations fragiles, en faisant le choix de partenariats forts avec des acteurs engagés.

EDF accompagne le déploiement du chèque énergie sur l'ensemble du territoire en participant activement depuis 2017 à faire connaître ce dispositif, aux côtés et en soutien des pouvoirs publics.

Pendant les démarches de demande d'aide au titre du FSL (soit dans un délai de deux mois), le client bénéficie du maintien de l'électricité à la puissance souscrite définie par le contrat.

EDF accompagne ses clients Particuliers en situation d'impayés en ne demandant plus de coupures d'alimentation en électricité tout au long de l'année, depuis le 1er avril 2022, sauf dans certaines situations : impossibilité technique ou physique de procéder à une limitation de puissance (cf. 3.5). Avec cette mesure, EDF va plus loin que ses obligations réglementaires en remplaçant la coupure par une limitation de puissance à 1 kVA.

Une organisation adaptée

Depuis 2010, les conseillers d'EDF proposent une démarche, « l'Accompagnement Énergie », fondée sur une étude personnalisée de la consommation du foyer. Cette approche permet de trouver, avec le client en difficulté, des solutions adaptées à sa situation.

Une ligne téléphonique spécifique est réservée à ces partenaires	**0 810 810 116**

Les Fonds de Solidarité pour le Logement

Les Fonds de Solidarité pour le Logement (FSL) traitent l'ensemble des difficultés de paiement associées au logement, à l'eau, à l'énergie ou au téléphone.

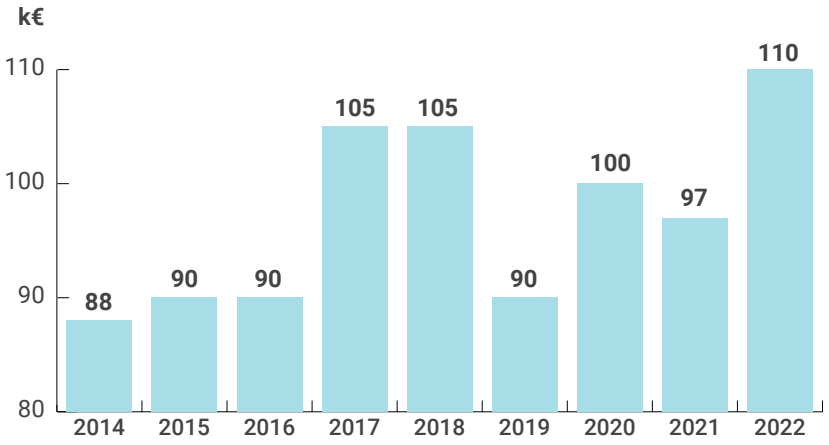
Les aides du FSL peuvent notamment contribuer à financer :

- Les dettes de loyers charges comprises, les factures d'énergies (électricité, gaz), d'eau et de téléphone.
- Les dépenses liées à l'entrée dans un logement (dépôt de garantie, premier loyer, assurance du logement, frais de déménagement) ;

Les FSL sont généralement gérés par les départements. En application de la loi NOTRe du 7 août 2015, la compétence d'attribution des aides au titre du FSL peut être exercée par les métropoles à l'intérieur de leur périmètre, par transfert en lieu et place du département ou par délégation au nom et pour le compte du département.

L'évolution de la participation d'EDF aux fonds de Solidarité Logement

ÉVOLUTION DE LA PARTICIPATION D'EDF AUX FONDS DE SOLIDARITÉ LOGEMENT



En k€	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Participation EDF au FSL	105	105	90	100	97	**110**

FOCUS 2022

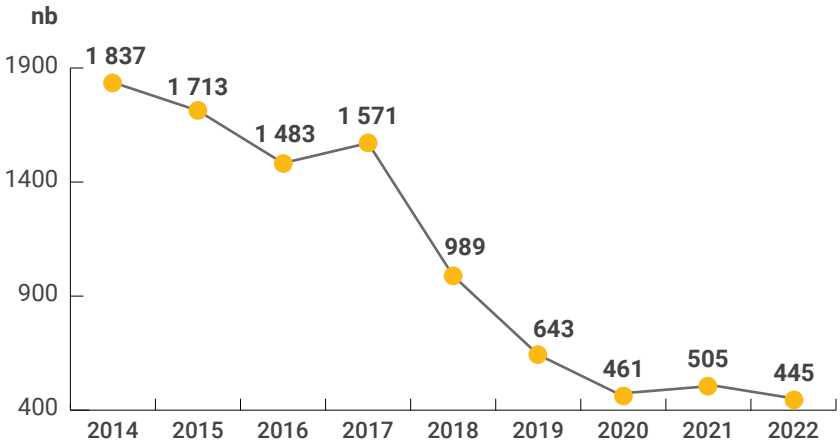
Cette participation est de 110 k€.

Entre 2017 et 2021, la participation d'EDF varie entre 90 k€ et 105 k€.

Les différentes baisses constatées s'expliquent en partie par le fait que les nouvelles règles de compensation fixées par les pouvoirs publics à la suite de la suppression des tarifs sociaux ne permettent plus aux fournisseurs d'énergie d'être compensés intégralement de leurs dotations.

Évolution du nombre d'usagers bénéficiant des fonds de Solidarité Logement

LES USAGERS BÉNÉFICIANT DU FSL



FOCUS 2022

445 usagers ont bénéficié du FSL.

Ce nombre diminue de **12 %** par rapport à l'année précédente.

Cette baisse s'explique en partie par le fait que la posture d'EDF, en cas d'impayé de la part d'un usager en situation précaire, est de ne plus couper l'électricité.

Après une baisse de 2018 à 2020, le nombre de dossiers aidés se stabilise en 2021.

	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Nombre de dossiers aidés	1 571	989	643	461	505	**445**

Le chèque énergie

Le TPN est remplacé, à compter de 2018, par le chèque énergie.

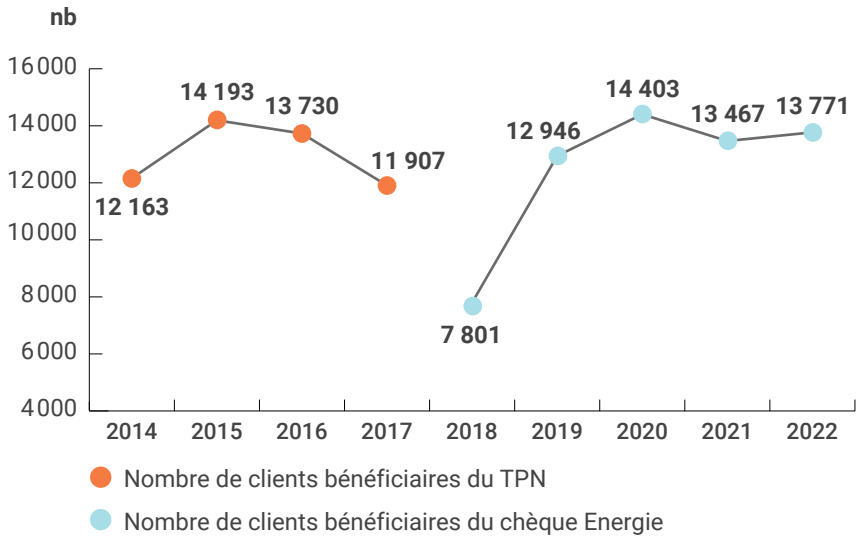
EDF a en outre poursuivi en 2022 ses efforts pour accroître l'appropriation du chèque énergie en complément de l'action des pouvoirs publics et faciliter son utilisation :

- EDF maintient une information pédagogique à destination des bénéficiaires. En décembre 2022 et janvier 2023, EDF a notamment accru ses communications sur les réseaux sociaux et l'appli EDF & MOI afin d'informer aussi les nouveaux bénéficiaires des modalités d'utilisation du chèque énergie.
- En 2022, EDF a également modernisé les pages dédiées au chèque énergie sur son site, en mettant en avant en tête de page des boutons de redirection vers le site de l'État pour vérifier son éligibilité et effectuer la saisie en ligne de son chèque.
- Les équipes Solidarité d'EDF ont continué en 2022 de promouvoir le chèque énergie à l'occasion de leurs contacts avec les acteurs de la solidarité dans les territoires ou dans le cadre d'interventions dédiées.

Le nombre d'usagers bénéficiant du chèque énergie en 2022 est en légère augmentation de 2,3 % par rapport à l'année précédente mais cette augmentation ne traduit pas la réalité de la précarité.

Cette faible augmentation est essentiellement due :
1) Aux aides supplémentaires de l'état permettant à certains bénéficiaires de sortir de la précarité énergétique,
2) L'accent mis sur l'utilisation du numérique, excluant les plus défavorisés.

LES USAGERS BÉNÉFICIAIRES DU CHÈQUE ÉNERGIE



OFFRES DE SERVICE AUX CLIENTS

La relation avec les clients

L'équipement des Français en connexion à Internet, en téléphones mobiles, smartphones et tablettes, ainsi que les usages d'Internet se développent de façon massive. En particulier : 84 % des Français sont désormais équipés d'un smartphone.

EDF répond à cette tendance sociétale en proposant un dispositif de contact multi-canal basé sur la proximité, la simplicité et la modernité, qui permet ainsi à ses clients de joindre EDF à tout moment, par Internet ou en utilisant leur téléphone mobile ou smartphone. Les différents canaux sont conçus pour offrir des parcours client permettant d'évoluer d'un canal à l'autre avec la plus grande fluidité.

Contacts en Région Sud-Ouest :

Pour les clients particuliers

09 69 32 15 15 (N° non surtaxé)

Pour informer les clients en difficulté, relevant du chèque énergie, un numéro dédié et gratuit

Numéro chèque énergie : 0 805 204 805

Un site internet dédié :

www.chequeenergie.gouv.fr

Pour chaque département, un **Pôle Solidarité** est à la disposition des travailleurs sociaux des communes et du Conseil Départemental, des élus, des associations avec un numéro dédié pour les accompagner au quotidien dans la gestion des dossiers de clients en difficulté.

0 810 810 116 (prix d'un appel local)

Pour les clients professionnels :

0 810 333 786 (prix d'un appel local)

Deux sites Internet sont à la disposition :

https://www.edf.fr/entreprises

https://www.edf.fr/collectivites

Pour les clients Grandes entreprises :

0 820 144 007 (prix d'un appel local)

Le SYDEC et le concessionnaire partagent le souci d'assurer aux différentes catégories de clients un service efficace et de qualité. Afin de vérifier l'atteinte de cet objectif, le concessionnaire s'est doté d'indicateurs de mesure de satisfaction.

La satisfaction des clients concernant la gestion du réseau de distribution

SATISFACTION DES CLIENTS BT DONT LES CONTRATS SONT INFÉRIEURS À 36 kVA

En %	2021	2022
Clients Particuliers	87,5 %	**89,1 %**
Clients Professionnel	85,7 %	**87,3 %**

SATISFACTION DES CLIENTS BT DONT LES CONTRATS SONT SUPÉRIEURS À 36 kVA ET DES CLIENTS RACCORDÉS EN HTA

En %	2021	2022
Clients Entreprises C2 à C4	90 %	**93,4 %**

Les indicateurs de la qualité de service aux usagers du réseau

PRESTATIONS ET INTERVENTIONS TECHNIQUES

En %	2021	2022
Taux de mise en service sur installation existante dans les délais standards ou convenus	97,3 %	**97,7 %**
Taux de résiliation dans les délais standards ou convenus	99,1 %	**99,3 %**

SUIVI ET CONTRÔLE DE L'EXPLOITATION

Contrôle de la mission confiée par le SYDEC à Enedis

204 Le contrôle annuel (analyse du CRAC Enedis)

- Avant-propos du CRAC Enedis (dates – perspectives – chiffres)
- Première partie du CRAC : Compte-rendu de l'activité d'Enedis sur votre territoire
- Deuxième partie du CRAC : Compte-rendu de l'activité d'EDF pour la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente sur votre territoire
- Annexes et compte rendu de l'activité d'EDF

205 Le contrôle au quotidien

- Nombre de dossiers traités
- Analyse des affaires traitées

216 Etude des réseaux électriques des communes urbaines

- Introduction
- Tableaux de la qualité de fourniture
- Etude sur l'âge moyen du réseau BT
- Etude sur la longueur du réseau BT aérien nu
- Etude sur les incidents du réseau basse tension
- Etude sur le renouvellement
- Conclusion

225 Immobilisation des chantiers

- Les règles
- La méthode à partir de septembre 2009

230 Analyse des articles R323-25 des travaux sous maîtrise d'ouvrage SYDEC et Enedis

- Généralités
- Les articles R323-25

234 Analyse de la sécurité d'alimentation d'une zone particulière

- Introduction
- Analyse de la continuité de fourniture de la zone étudiée
- Conclusion

239 Analyse détaillée du critère B

- Critère B Hors Incident Exceptionnel et toutes causes confondues
- Critère B intempérie annuelle (incident) par année depuis 2015 sur le réseau HTA
- Décomposition du critère B HTA HIX
- Analyse des interruptions longues du réseau BT

246 Contrôle de la gestion comptable, patrimoniale et technique des réseaux de distribution publique d'électricité de la concession départementale

- Etude comptable sur les branchements (Projet ADELE)
- Analyse des terres et d'un échantillon de dossiers de contrôle correspondants 2022

Le contrôle annuel de l'activité du concessionnaire s'articule autour de trois axes : le contrôle ponctuel annuel sous forme d'audits, le contrôle au quotidien et les enquêtes auprès des usagers et autours de plusieurs sources de renseignements : des comptes rendus d'activités, de réunions, des enquêtes réalisées par le SYDEC, les courriers des élus et des usagers.

LE CONTRÔLE ANNUEL

Analyse du CRAC Enedis

Le cahier des charges de concession prévoit, à l'article 44 : « Le concessionnaire présentera pour chaque année civile à l'autorité concédante, dans un délai de six mois qui suit l'exercice considéré, un compte rendu d'activité […] ». Ce compte rendu est un outil de contrôle pour l'autorité concédante, organisatrice du service public, ainsi qu'un outil de communication avec l'entreprise concessionnaire.

Ce rapport contient donc des recommandations qui permettront de préparer des négociations avec Enedis afin d'obtenir une amélioration du compte rendu d'activité pour les années à venir.

LE CONTRÔLE AU QUOTIDIEN

Le contrôle au quotidien consiste à veiller au respect des dispositions du Cahier des Charges par le concessionnaire Enedis. Il est une aide précieuse aux élus et aux usagers. Il est basé sur l'analyse et le traitement des requêtes transmises par les élus et les usagers au moyen de courriers papiers, électroniques, appels téléphoniques, rencontres sur le terrain, comités territoriaux, etc.

FOCUS 2022

33 dossiers ont été traités en 2022 dont 70 % à issue favorable pour le demandeur.

Ces dossiers concernent :

Types de requête	Nombre de dossiers
Les renouvellements d'ouvrages vétustes	8
Le déplacement des ouvrages	4
Les raccordements	2
L'éclairage public	10
Courriers divers	9
Problème des usagers ou compteur Linky	0
TOTAL	**33**

Enedis doit améliorer son travail de suivi pour satisfaire en permanence aux exigences des usagers, tout en respectant le cadre d'application du cahier des charges de concession.

ÉTUDE DES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES DES COMMUNES URBAINES

L'Arrêté préfectoral n° 2014/498 du 14 octobre 2014 modifie le régime rural et urbain des communes des Landes.

Article 1

Relèvent du régime de l'électrification rurale et sont ainsi éligibles aux aides à l'électrification rurale pour les travaux et opérations effectués sur leur territoire, les communes du département des Landes :

- dont la population totale est inférieure à deux mille habitants,
- qui ne sont pas comprises dans une unité urbaine dont la population totale est supérieure à cinq mille habitants

Article 2

L'éligibilité aux aides à l'électrification rurale est étendue, à des travaux effectués sur le territoire des communes ci-après dont la population est inférieure à cinq mille habitants et qui présentent une ou plusieurs des caractéristiques suivantes :

- une vaste superficie, une densité faible de population, des quartiers isolés et excentrés, nécessitant une longueur de réseaux électriques supérieure à la moyenne,
- une qualité de service inférieure à la moyenne départementale, générant des temps de coupure supérieurs,
- un réseau électrique aérien de mauvaise qualité et fragile, sensible aux aléas climatiques

Au 1er janvier 2021, L'arrêté DCPPAT-BDLIT n° 2020-545 a corrigé l'erreur matérielle relative à la commune de Seyresse, classant cette commune sous le régime de l'électrification urbaine alors que cette dernière était sous le régime de l'électrification rurale dans l'arrêté préfectoral du 14 octobre 2014.

Les 26 communes urbaines des Landes avant et après l'arrêté du 1er janvier 2021 :

Communes urbaines avant 2021	Nombre de dossiers
	Bénesse-Maremne
Biscarrosse	Biscarrosse
Capbreton	Capbreton
Dax	Dax
Hagetmau	Hagetmau
Labenne	Labenne
Mimizan	Mimizan
Mont-de-Marsan	Mont-de-Marsan
Morcenx	Morcenx
Narrosse	Narrosse
Ondres	Ondres
Parentis-en-Born	Parentis-en-Born
Peyrehorade	Peyrehorade
Pouillon	Saint-Martin-de-Seignanx
Saint-Martin-de-Seignanx	Saint-Paul-lès-Dax
Saint-Paul-lès-Dax	Saint-Pierre-du-Mont
Saint-Pierre-du-Mont	Saint-Sever
Saint-Sever	Saint-Vincent-de-paul
Saint-Vincent-de-Paul	Saint-Vincent-de-Tyrosse
Saint-Vincent-de-Tyrosse	Sanguinet
Sanguinet	Seignosse
Seignosse	Seyresse
Soorts-Hossegor	Soorts-Hossegor
Soustons	Soustons
Tarnos	Tarnos
Tartas	Tartas

Communes basculées en régime Urbain après le 1er janvier 2021

Communes basculées en régime Rural après le 1er janvier 2021

QUALITÉ DE FOURNITURE DES 26 COMMUNES URBAINES

Qualité de type	En 2017		En 2018		En 2019	
H.S.Q*	Pas de commune		Pas de commune		Pas de commune	
Rural	13 communes	52 % ↗	5 communes	20 % ↘	3 communes	12 % ↘
Suburbain	3 communes	12 % ↘	4 communes	16 % ↗	11 communes	44 % ↗
Urbain	9 communes	36 % ↗	16 communes	64 % ↗	11 communes	44 % ↘

Qualité de type	En 2020		En 2021		En 2022	
H.S.Q*	Pas de commune		Pas de commune		**Pas de commune**	
Rural	4 communes	16 % ↗	2 communes	8 % ↘	**3 communes**	**12 % ↗**
Suburbain	9 communes	36 % ↘	7 communes	27 % ↘	**6 communes**	**23 % ↘**
Urbain	12 communes	48 % ↗	17 communes	65 % ↗	**17 communes**	**65 % =**

**Hors Standard Qualité*

3 communes se situent en qualité de type rural (2 communes en 2021,4 en 2020, 3 en 2019, 5 en 2018, 13 en 2017).

FOCUS 2022

La répartition des communes se dégrade : 1 commune rejoint la catégorie « Rural ».

Depuis 2001, le SYDEC constatait une diminution de la qualité globale pour les communes urbaines. L'autorité concédante a souhaité suivre l'évolution de cette qualité sur le réseau BT.

Pour en connaître les causes, nous examinons les paramètres intrinsèques du réseau BT :

- Âge moyen,
- Longueur de l'aérien nu,
- Incidents du réseau,

Sur les 26 communes urbaines de la concession que nous comparons aux valeurs moyennes calculées sur toutes les communes de la concession (« moyennes départementales ») ainsi qu'aux valeurs moyennes de l'ensemble des communes rurales (300 communes : « moyennes communes rurales »).

Conclusion

L'examen des paramètres intrinsèques des réseaux des communes urbaines sur **l'année 2022** permet de constater les 3 faits suivants :

1. L'âge moyen des communes urbaines se situe **au-dessus** de l'âge moyen départemental (réseaux représentant seulement ¼ de la longueur totale) ;

2. La longueur moyenne du réseau aérien nu en commune urbaine se situe bien **au-dessus** de la moyenne du département **(7 fois supérieure) ;**

3. La durée moyenne de coupure pour incident sur le réseau BT et le nombre d'usagers BT coupés sont bien plus importants sur les communes urbaines que sur l'ensemble du département.

a) 23 communes urbaines, notamment Capbreton et Dax, ont une durée totale de coupure supérieure à la moyenne constatée sur le département.

b) 24 communes urbaines ont un total d'usagers BT coupés au-dessus de la moyenne constatée sur le département.

Constat : cette année, les communes urbaines ne s'améliorent pas dans leur classement qualitatif.

IMMOBILISATION DES CHANTIERS

Les réseaux de distribution publique d'électricité sont la propriété des collectivités qui les ont mis à disposition du SYDEC qui a donc la charge du suivi de ce patrimoine.

L'économie concédant/concessionnaire attribue la responsabilité du patrimoine au concessionnaire pour ce qui concerne les immobilisations des ouvrages construits par les deux entités et l'amortissement qui doit être pratiqué sur ceux-ci.

Les ouvrages mis en concession par l'autorité concédante (les « remises gratuites ») sont intégrés par le concessionnaire dans sa comptabilité selon un « barème de valorisation électrification rurale ».

La méthode VRG a été créée afin d'obtenir une parité entre les coûts d'investissement des affaires SYDEC et la valeur immobilisée par Enedis. **De 2017 à 2022,** la sur immobilisation de la part d'Enedis en faveur du SYDEC varie entre **+8,2 % (2018) et +18,6 % (2022).**

À partir du mois de juillet 2018 le SYDEC a décidé de rajouter le montant des plus-values comprises dans certaines de ses affaires.

Ces plus-values, correspondant à des spécificités techniques (fonçages sous chaussée, l'utilisation d'un brise roche, etc.), augmentent ainsi le cout des travaux et sont prises en compte par Enedis dans le montant d'immobilisation de l'affaire.

	Année 2022 VRG
Nb Affaires immobilisables	469
Nb Affaires immobilisées par Enedis	469
Taux d'affaires immobilisées	100 %
Coût immobilisation Enedis en €	17 226 696
Coût SYDEC montant à financer en €	14 519 961
Ecart Montant Enedis-SYDEC en €	2 706 735
% de sur immobilisation Enedis	18,6

En 2022, la sur immobilisation totale pour Enedis des affaires traitées par le SYDEC est de 18,6 % et augmente de 3,3 % par rapport au taux de l'année précédente (15,3 %). Cette augmentation est en partie due à la prise en compte des plus-values spécifiques imposées par certains chantiers réalisés par le SYDEC.

ANALYSE DES ARTICLES R323-25

Selon le code de l'urbanisme, les ouvrages de distribution publique d'électricité sont exemptés du permis de construire mais font néanmoins l'objet d'un dossier technique (article 49 ou 50). A partir du 30 décembre 2015 (Décret n°2015-1823), les articles 2 deviennent les articles R323-25.

Nombre de dossiers : total [SYDEC/Enedis]	[671/793]
ARTICLES R323-25	1 464 dossiers
Maîtrise d'ouvrage Enedis	793
Pas de remarque de nature à modifier le projet	738
Pas de remarque de nature à modifier le projet avec observation	20
Avis pouvant remettre en question le projet	35[4 %]

ANALYSE DE LA SÉCURITÉ D'ALIMENTATION D'UNE ZONE PARTICULIÈRE

Le SYDEC a souhaité poursuivre l'analyse sur la sécurisation des réseaux et l'alimentation électrique d'une zone comprenant 37 communes situées dans le sud-ouest du département pour lesquelles la qualité de fourniture n'était pas satisfaisante.

La liste des communes de la zone étudiée est :		
Belus	Mimbaste	Saint-Etienne-d'Orthe
Bénesse-lès-Dax	Misson	Saint-Jean-de-Marsacq
Biarrotte	Oeyregave	Saint-Laurent-de-Gosse
Biaudos	Orist	Saint-Lon-les-Mines
Cagnotte	Orthevielle	Sainte-Marie-de-Gosse
Cauneille	Orx	Saint-Martin-de-Hinx
Estibeaux	Pey	Saint-Martin-de-Seignanx
Gaas	Peyrehorade	Saubrigues
Habas	Port-de-Lanne	Saubusse
Hastingues	Pouillon	Siest
Heugas	Saint-André-de-Seignanx	Sorde-l'Abbaye
Josse	Saint-Barthélémy	
Labatut	Saint-Cricq-du-Gave	

Le nombre moyen des 3 types de coupure s'établit ainsi en **2021 et 2022 :**

Nombre moyen de coupures perçues par usager	Année 2021		Année 2022	
	Zone d'étude	Concession	Zone d'étude	Concession
Coupures longues	0,90	0,57	0,65	0,60
Coupures brèves	5,5	2,4	4,0	2,1
Coupures très brèves	5,1	2,4	3,3	1,8

Pour les 3 types de coupures, la fréquence de coupures est supérieure dans la zone d'étude par rapport aux niveaux observés sur la concession.

Les usagers de la zone sont donc alimentés par une qualité de fourniture dégradée par rapport au reste de la concession.

Constat : comme pour l'ensemble de la concession, le nombre moyen de coupures perçues par les usagers de cette zone est également en diminution, sur les 3 types de coupures, par rapport à l'année précédente.

ANALYSE DÉTAILLÉE DU CRITÈRE B

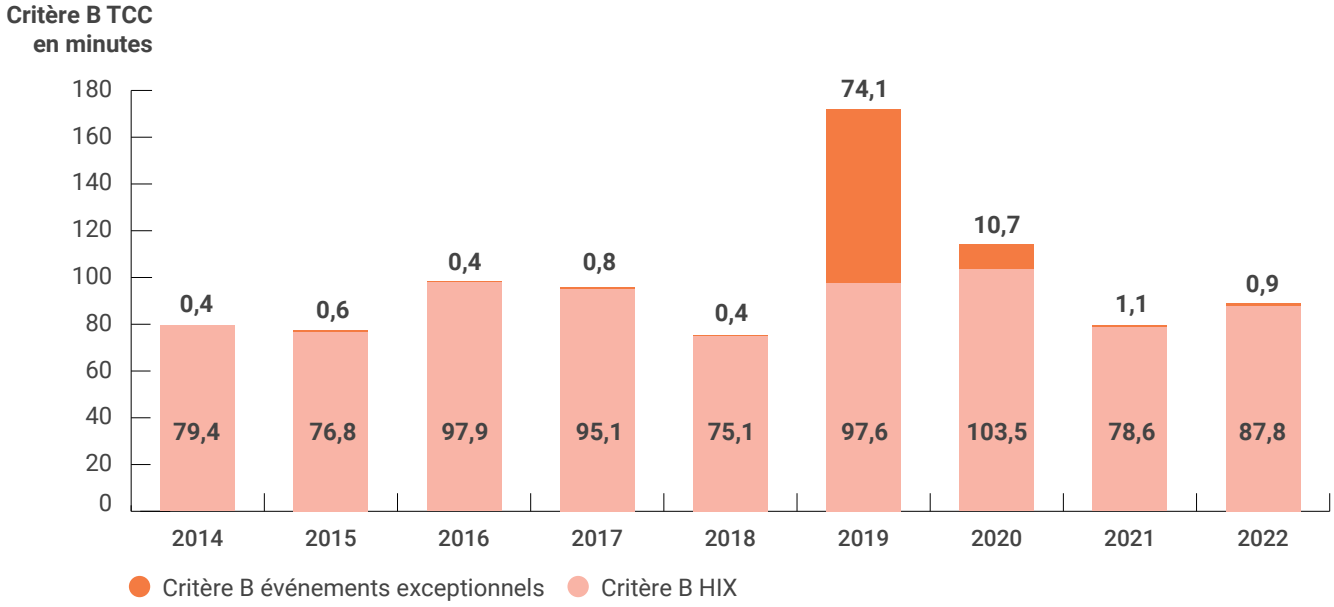
La valeur du critère B est calculée en multipliant le nombre d'usagers coupés (NI) pour chaque coupure sur le réseau par la durée de cette coupure (TI) : résultat appelé NiTi de la concession.

Le critère B de la concession est obtenu en additionnant les NITI de chaque coupure, puis en divisant cette somme par le nombre d'usagers total Basse tension de la concession.

Le temps de coupure global se décompose selon les deux causes d'interruptions (incidents et travaux) et les trois types d'ouvrages concernés : moyenne tension (HTA), basse tension (BT) et réseau de transport (amont de la concession).

Le critère B peut être examiné selon deux approches en considérant d'une part tous les évènements (incidents et travaux) de l'année, critère B toutes causes et d'autre part l'approche excluant les évènements exceptionnels (ayant affecté plus de 100 000 usagers et probabilité d'occurrence supérieure à 20 ans, appelé B Hors Incidents Exceptionnels, dit HIX).

CRITÈRE B HORS INCIDENT EXCEPTIONNEL ET TOUTES CAUSES CONFONDUES



Le critère B 2022 Toutes Causes confondues est de 88,7 minutes contre 79,7 minutes l'année précédente.

Le critère B 2022 Toutes Causes confondues, généré par les incidents sur le réseau HTA, est de 48,2 minutes contre 38,3 minutes l'année précédente.

Ce constat conduit le SYDEC à approfondir l'analyse de ce paramètre important de la qualité de fourniture de la concession dont le niveau très variable n'est pas, en première approche, cohérent avec les investissements massifs réalisés par Enedis à l'issue des 2 événements climatiques majeurs de 1999 et de 2009.

La part prépondérante est portée par la cause « incident » sur le siège HTA, conséquences de l'usure de certains réseaux et équipements de réseau des conditions climatiques et de la végétation présente aux abords des réseaux aériens nus.

Fort de ce constat, nous nous sommes attachés à calculer l'impact des évènements climatiques principaux (tempêtes, inondations, orage) sur le critère B du réseau HTA de manière à déterminer la « fragilité » éventuelle rémanente du réseau HTA à ces intempéries.

Vous retrouverez cette analyse dans la partie **Analyse détaillée du critère B.**

LE CONTRÔLE ANNUEL : ANALYSE DU CRAC ENEDIS-EDF

ANALYSE DE LA SÉCURITÉ D'ALIMENTATION D'UNE ZONE PARTICULIÈRE

Le cahier des charges de concession prévoit, à **l'article 44,** un compte-rendu d'activité remis annuellement par Enedis au SYDEC. Ce compte-rendu est un outil de contrôle pour l'autorité concédante, organisatrice du service public, ainsi qu'un outil de communication avec l'entreprise concessionnaire. Il doit être remis par le concessionnaire à l'autorité concédante, au plus tard le 30 juin de l'année suivant l'exercice concerné.

Il est la source des données techniques et financières caractéristiques de l'activité d'Enedis pour l'exploitation des réseaux de la concession et du service rendu aux usagers. Le SYDEC y puise donc les renseignements qui doivent lui permettent de juger de la bonne exécution du service public par Enedis.

Le CRAC 2022 a été remis au Président du SYDEC le **23 juin 2023** lors d'une réunion de présentation et de commentaires de l'activité d'Enedis pour 2022, par Enedis et EDF.

Il a été précédemment envoyé par courrier pour respecter la date limite de remise fixée dans le contrat de concession au 1er juin de l'année.

Avant-propos du CRAC Enedis (dates-perspectives-chiffres)

Ce chapitre synthétise l'ensemble des faits importants et marquants ou les évolutions législatives, réglementaires ou contractuels survenus dans l'année et qui ont induits des modifications dans la gestion du service public de l'électricité.

La synthèse fournie est détaillée, complète et claire.

Première partie du CRAC : Compte-rendu de l'activité d'Enedis sur votre territoire

Les données du CRAC concernant l'analyse du thème « Suivi de la concession », tant sur les domaines de la qualité de l'énergie distribuée, que sur la gestion de la clientèle permettent d'avoir une image synthétique du résultat de l'exploitation du concessionnaire sur ces domaines concernés.

Toutefois, la qualité de fourniture est abordée sur trop peu d'item : « Critère B » et « Clients BT mal alimentés » pour avoir une image réelle de la qualité de l'électricité proposée aux usagers de la concession. La présentation de la qualité est pour autant complétée dans le dernier chapitre regroupant les indicateurs de suivi de l'activité.

Annexes et compte rendu de l'activité d'Enedis :

Les annexes regroupent de façon très pragmatique, l'ensemble ces informations sur les interlocuteurs et sur les sites de gestions proposés par Enedis au SYDEC.

Il s'agit de connaître nos interlocuteurs qui pourront recevoir les questions, requêtes, réclamations, échanges en fonction des thèmes que l'autorité concédante présente au concessionnaire tout au long de l'année.

Deuxième partie du CRAC : Compte-rendu de l'activité d'EDF pour la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente sur votre territoire

Le contrat de concession est un contrat tripartite entre le SYDEC, autorité concédante, Enedis concessionnaire pour l'exploitation des réseaux et EDF concessionnaire pour la gestion des usagers du tarif réglementés.

Les usagers ayant choisi de changer pour les tarifs du marché libre ne font pas partie de la responsabilité du SYDEC en matière de suivi de leur vie contractuelle avec les différents fournisseurs.

Ainsi, ce chapitre rappelle les évolutions législatives et réglementaires liées aux aspects commerciaux de la vente de l'électricité et présentent les résultats en nombre de contrats, de consommation et quantité d'électricité acheminée, et de recettes de vente et d'acheminement.

Il aborde enfin le suivi et les solutions proposées aux clients en difficultés sous l'item de la « solidarité », bien développé.

Annexes et compte rendu de l'activité d'EDF :

Les annexes regroupent de façon très pragmatique, l'ensemble ces informations sur les interlocuteurs et sur les sites de gestions proposés par EDF au SYDEC.

Il s'agit de connaître nos interlocuteurs qui pourront recevoir les questions, requêtes, réclamations, échanges en fonction des thèmes que l'autorité concédante présente au concessionnaire tout au long de l'année.

Conclusion

Le CRAC Enedis 2022, certes incomplet au niveau des données, certes encore enrichi sur certains commentaires, doit être complété par une demande très fournie de l'autorité concédante en amont de l'audit annuel. Le service contrôle de la concession attend du concessionnaire, des compléments sur les données attendues par le SYDEC.

Ainsi l'audit annuel pourrait être consacré (compte tenu du temps gagné) à approfondir certains points avec le concessionnaire, autres que les analyses de bases sur le réseau, les travaux, la qualité de fourniture, malgré toute l'importance qu'elles représentent.

LE CONTRÔLE AU QUOTIDIEN

Le contrôle au quotidien consiste à veiller au respect des dispositions du Cahier des Charges par le concessionnaire Enedis. Il est une aide précieuse aux élus et aux usagers. Il est basé sur l'analyse et le traitement des requêtes transmises par les élus et les usagers au moyen de courriers papiers, électroniques, appels téléphoniques, rencontres sur le terrain, comités territoriaux, etc.

L'ORGANISATION DU SERVICE CONTRÔLE

Il est localisé dans les bureaux centraux de Mont-de-Marsan, 55 rue Martin Luther King.

Un ingénieur, chef de service :



Frédéric Montaut
frederic.montaut@sydec40.fr
05 58 85 71 87 (Bureau direct)
06 74 89 00 98

Un technicien :



Benoit Estrade
benoit.estrade@sydec40.fr
05 58 85 72 43 (Bureau direct)
06 27 25 54 21

Le service « contrôle » de l'autorité concédante a traité, en 2022, avec les communes et le concessionnaire, 33 affaires que l'on peut classer selon leur nature :

Les opérations de renouvellement,
Le déplacement des ouvrages,
Les raccordements,
L'éclairage public,
Les courriers divers,
Les problèmes des usagers.

LA DÉMARCHE D'INSTRUCTION DES DOSSIERS

Point de vue



Benoit Estrade

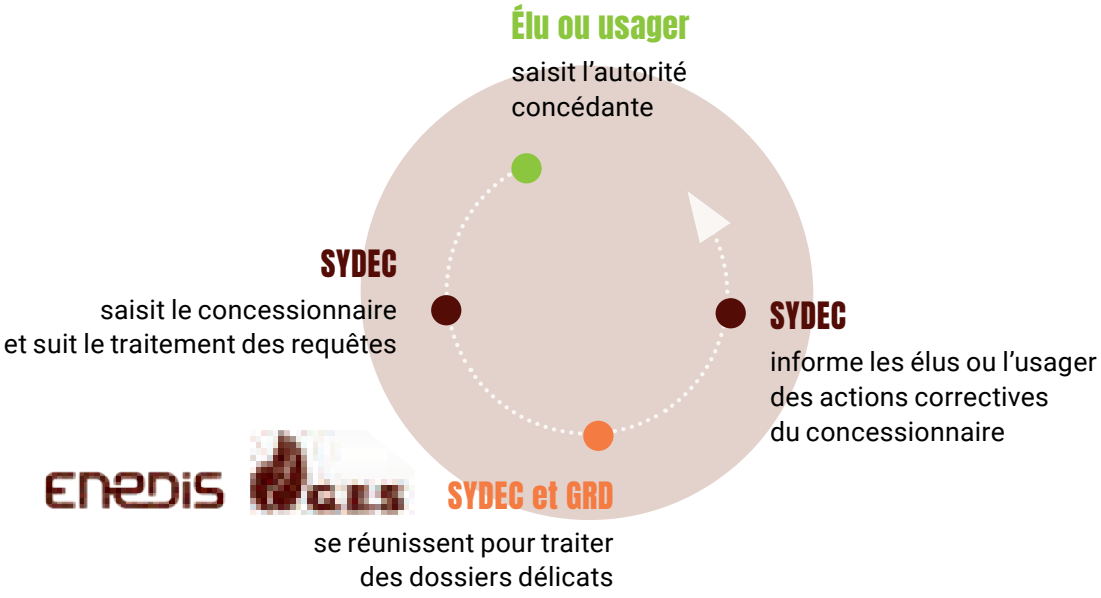
Technicien supérieur
Service Concessions
Conseil Énergies

Quel le rôle du service concession pour les requêtes ?

« Les usagers saisissent le maire sur un problème qui relève de la bonne application du cahier des charges de concession. Le Maire va transmettre la requête au service contrôle de concession.
Cette sollicitation peut également se faire à l'occasion des réunions annuelles du SYDEC (comités territoriaux). Lors de ces réunions, l'autorité concédante reçoit de nombreuses demandes qui sont traitées tout au long de l'année dans un ordre de priorité qui est fonction du degré de l'urgence de la situation, l'objectif étant, bien entendu, de solutionner le problème de la commune le plus efficacement et le plus rapidement possible.
Enfin, les usagers prennent parfois directement contact avec le syndicat. Cela se rencontre de plus en plus fréquemment. L'usager écrit directement au service contrôle du SYDEC, dans la mesure où il sait exactement exprimer les tenants et les aboutissants de son problème. Le maire de la commune est souvent d'un premier conseil éclairé afin de mieux tourner la requête et l'oriente ensuite vers le syndicat. »



Le schéma ci-après illustre de façon synthétique la procédure d'instruction des dossiers de contrôle au quotidien :

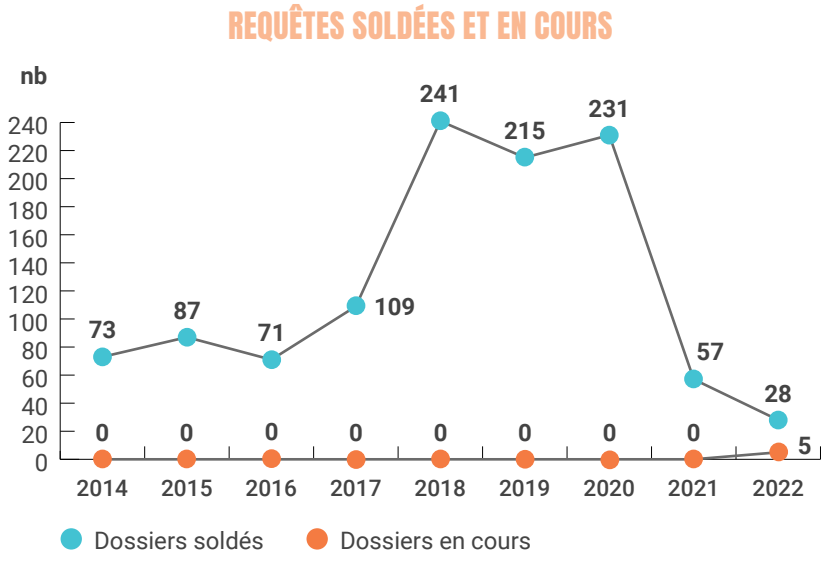


NOMBRE DE DOSSIERS TRAITÉS

Évolution du nombre des dossiers traités au cours des neuf dernières années

Le graphe suivant illustre le nombre de dossiers de requêtes liées à la concession, soldés par le service contrôle des concessions du SYDEC et le compare aux nombres de dossiers non soldés considérés comme toujours en cours.

Le service contrôle du SYDEC considère un dossier en cours tant qu'il n'a pas eu d'informations de son traitement par Enedis (réponse concrète apportée au SYDEC et/ou aux demandeurs).



FOCUS 2022

33 affaires traitées.

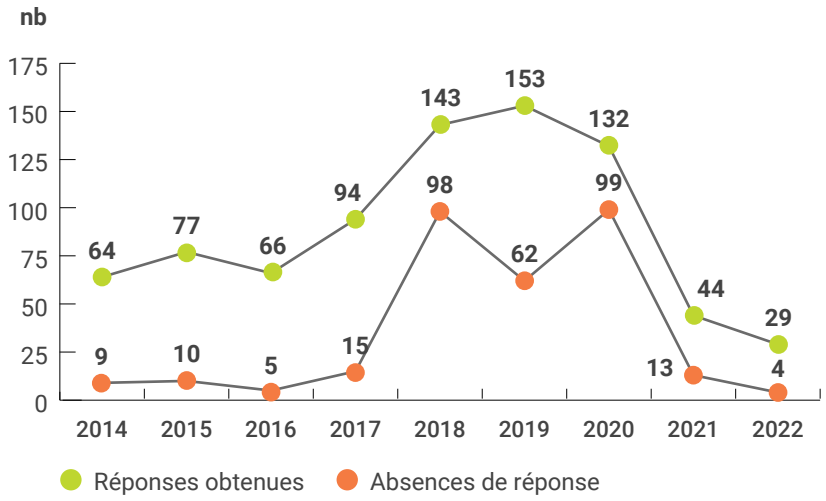
Sur les 33 requêtes de 2022, 15 requêtes ont été relancées car Enedis n'a pas apporté de réponse définitive à ces dossiers dans la période des 3 mois suivant la date de la demande. 5 requêtes sont toujours en cours. Le concessionnaire doit améliorer ces 2 points pour les années à venir.

	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Nombre de dossiers soldés	109	241	215	231	57	**28**

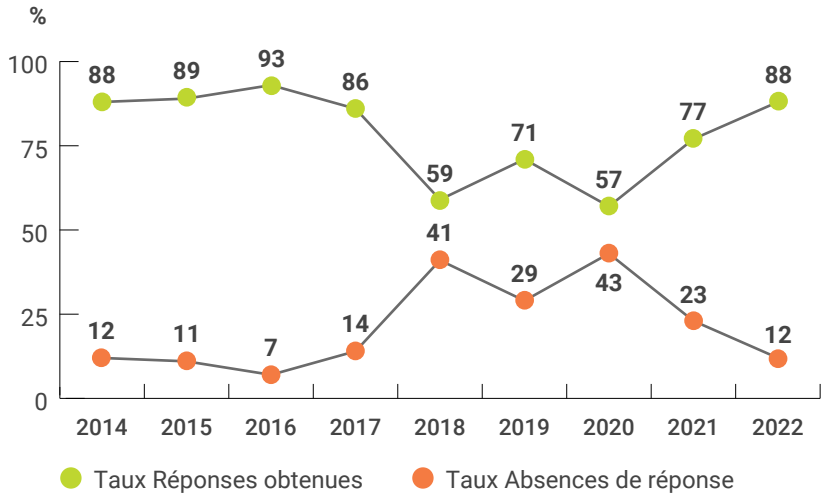
PROGRESSION DU NOMBRE D'AFFAIRES TRAITÉES

En %	2016/2017	2017/2018	2018/2019	2019/2020	2020/2021	2021/2022
Progression	54	121	-11	7	-75	**-51**

RÉPONSES OBTENUES ET ABSENCES DE RÉPONSES



TAUX DE RÉPONSES AUX REQUÊTES



De 2018 à 2020, le nombre d'absence de réponse augmente par le fait que certains dossiers ont dépassé le délai de réponse de 3 mois.

L'augmentation du nombre d'absence de réponse est liée à l'augmentation du nombre de requêtes concernant le renouvellement de réseau.

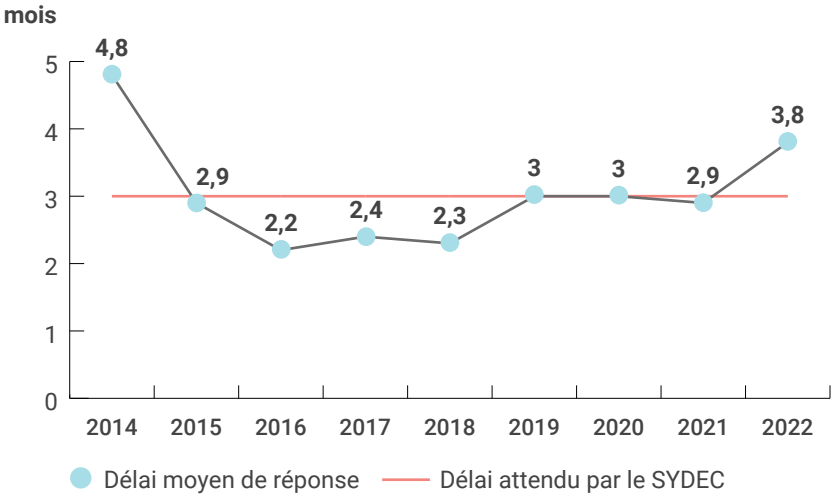
Ces anomalies réseau, constatées par les services du SYDEC, sont en majorité des coffrets de branchement cassés et des défauts d'élagage sur le réseau de distribution publique d'électricité et ne sont pas traitées en priorité par Enedis.

Ces dossiers ont été relancés et clôturés en l'absence de réponse de la part d'Enedis. La réponse pour la dite affaire sera alors considérée en regard de sa relance qui a constitué ainsi une nouvelle requête.

	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Nombre de réponses	94	143	153	132	44	**29**
Taux en %	86	59	71	57	77	**88**
Nombre d'absences de réponses	15	98	62	99	13	**4**
Taux en %	14	41	29	43	23	**12**

Le délai de réponse que l'autorité concédante accorde au concessionnaire pour apporter une réponse aux requêtes qu'elle lui transmet est de 3 mois.

DÉLAI MOYEN DE RÉPONSE AUX REQUÊTES



En mois	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Délai Moyen de réponse	2,4	2,3	3,0	3,0	2,9	**3,8**

FOCUS 2022

Délai moyen de réponse : 3,8 mois.

Le délai de réponse fixé par le SYDEC est de 3 mois suivant la date de la requête. Il s'agit d'un temps de réponse convenable en regard de l'attente des élus et des usagers et du temps nécessaire à Enedis pour mener son analyse de la requête.

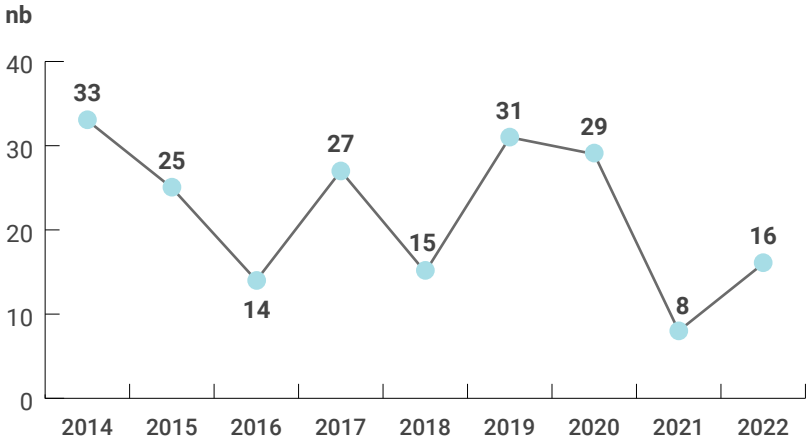
Les requêtes concernant un refus de pose de compteur LINKY sont envoyées pour traitement à Enedis mais aucune réponse spécifique n'est attendue par le SYDEC. Aucun délai de réponse n'est donc appliqué pour ces requêtes.

***De 2017 à 2021, ce délai est respecté** mais en 2019 et 2020, le délai de réponse atteint le délai maximum de 3 mois attendu par le SYDEC.*

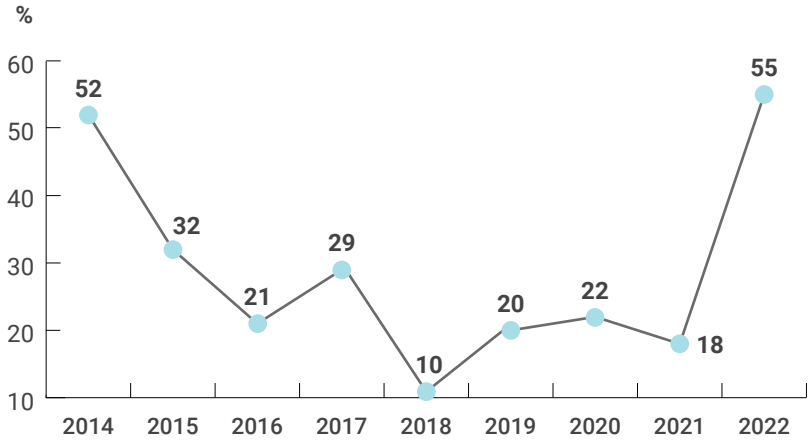
En 2022, le délai de réponse des 3 mois est dépassé et 5 requêtes sont toujours en cours.



NOMBRE DE RÉPONSES DÉFINITIVES HORS DÉLAIS



TAUX DE RÉPONSES DÉFINITIVES HORS DÉLAIS



*Le taux de réponse au-delà des 3 mois est de **55 %** en 2022 contre **18 %** l'année précédente.*

Toutefois, pour les réponses hors délais, il s'agit essentiellement d'affaires complexes pour lesquelles Enedis a besoin de davantage de délai pour procéder à leur analyse et apporter une réponse cohérente. C'est aussi pour cette raison que l'autorité concédante a décidé de laisser un délai de réponse de 3 mois au concessionnaire avant de le relancer.

	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Nombre de réponses définitives hors délais	27	15	31	29	8	**16**
Taux en %	29	10	20	22	18	**55**

Répartition et évolutions des dossiers traités

Les dossiers sont classés en plusieurs catégories :

Le renouvellement du réseau

Selon l'article n° 10 du cahier des charges de concession, Enedis a la charge de renouveler le réseau considéré comme vétuste. Ce réseau doit faire l'objet d'une maintenance curative ou préventive.

Les communes et les usagers sollicitent le SYDEC pour le renouvellement des ouvrages de la concession qu'ils jugent en mauvais état et qui sont susceptibles d'être à l'origine d'une mauvaise qualité de fourniture, voire de problèmes de sécurité pour les personnes ou les biens.

Néanmoins, lorsque la sécurité est en cause, le concessionnaire intervient plus rapidement.

Le déplacement des ouvrages

Pour les affaires de déplacement, le service contrôle réalise une analyse détaillée du motif de la demande de déplacement de la ligne pour déterminer, en rapport avec **l'article n° 9** du cahier des charges de concession, qui aura la charge des travaux.

Les demandes de déplacement d'ouvrages de la concession émises par les communes et les usagers sont regroupées selon trois grands critères :

- Les communes nous sollicitent pour des déplacements de réseaux nécessaires à des travaux de voirie.
- Les communes et les usagers nous sollicitent pour des déplacements d'ouvrages qui, selon eux, présentent un danger pour la sécurité publique.
- Les usagers souhaitent le déplacement de supports qui gênent les travaux de construction qu'ils entreprennent.

Nous constatons des difficultés accrues pour faire accepter à Enedis la prise en charge de travaux de déplacement d'ouvrages, qui, selon le cahier des charges de concession, lui revient.

Des discussions d'interprétation de **l'article 9** sont souvent prétextes à éviter la prise en charge des déplacements par le concessionnaire qui affiche. une volonté manifeste d'économie sur les investissements nécessaires à ces déplacements.

Le service contrôle n'entend pas donner raison à Enedis pour tous les cas où la législation et le cahier des charges exigent qu'il déplace l'ouvrage à sa charge.

Les raccordements

Le concessionnaire, sollicité par les maires ou les usagers pour une demande de raccordement, transmet une fiche navette au SYDEC pour analyse de l'affaire.

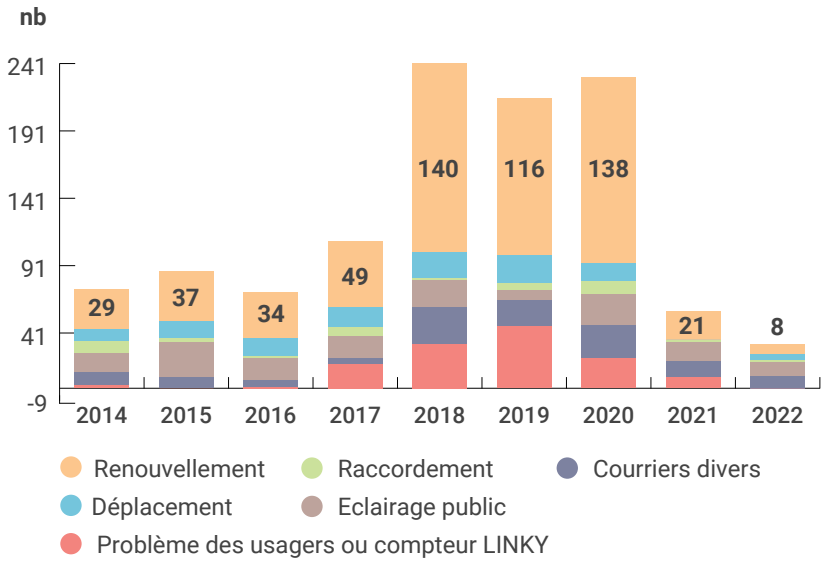
Suite à l'analyse du dossier navette par les techniciens (avec l'appui du service contrôle), des problèmes pour réaliser le traitement du raccordement peuvent être mis en évidence et générer un retour du dossier chez le concessionnaire.

L'éclairage public

Les agents de maintenance de l'éclairage public de l'autorité concédante détectent sur le chantier des anomalies, suite à des travaux réalisés par le concessionnaire. Ils rédigent une fiche problème d'éclairage public qui est transmise au service « Contrôle de la Concession » qui la transmet à son tour au concessionnaire pour qu'il puisse réparer l'anomalie.

Nombre de requêtes	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Renouvellement	49	140	116	138	21	**8**
Déplacement	15	19	21	14	0	**4**
Raccordement	6	2	5	9	2	**2**
Eclairage public	17	20	8	23	14	**10**
Courriers divers	4	27	19	25	12	**9**
PB des usagers ou compteur Linky	18	33	46	22	8	**0**
TOTAL	**109**	**241**	**215**	**231**	**57**	**33**

RÉPARTITION DES DOSSIERS TRAITÉS SUR 6 CATÉGORIES DE REQUÊTES



*En 2022,**33 dossiers** ont été soldés **et 5 dossiers sont toujours en cours.***

Par ailleurs, l'autorité concédante souhaite sensibiliser les élus et les usagers sur les dossiers de déplacement d'ouvrages, souvent source de conflit avec le concessionnaire, sur la prise en charge du déplacement.

Les communes ne doivent pas hésiter à saisir le SYDEC dès qu'une gêne liée au réseau, empêche la réalisation de leur projet. Le SYDEC se chargera d'analyser le dossier et statuera avec le concessionnaire sur la prise en charge des travaux de déplacement, selon les règles précisées dans le chapitre 2 du présent rapport : « Exploitation du patrimoine de la concession ».

FOCUS 2022

La majorité des dossiers concernent des problèmes constatés sur le réseau d'éclairage public. En 2022, diminution des demandes liées à la sécurisation des réseaux.

ANALYSE DES AFFAIRES TRAITÉES

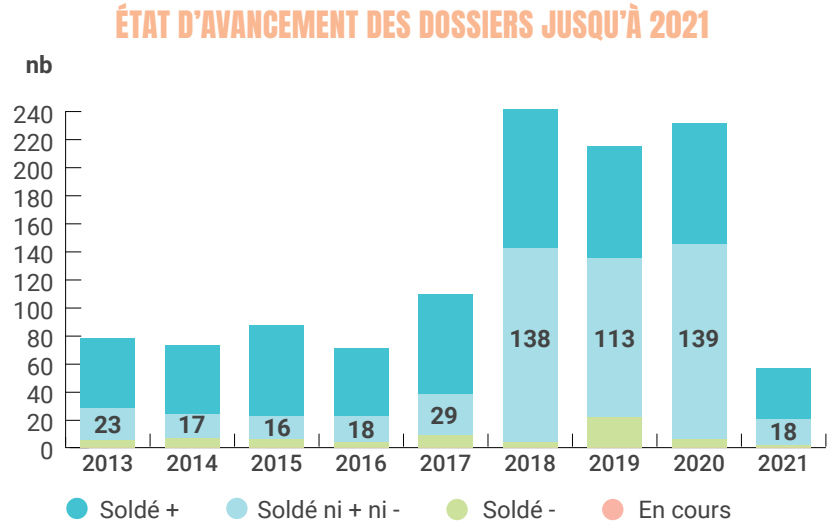
Cette analyse permet de classer les dossiers en fonction de la satisfaction apportée aux demandeurs : les dossiers soldés positivement (+) correspondent à des demandes satisfaites et les dossiers soldés négativement (-) ne permettent pas de répondre favorablement à la sollicitation du demandeur.

Les dossiers soldés ni positivement, ni négativement (ni+ ni-), correspondent aux dossiers pour lesquels Enedis n'a pas apporté ni de réponse ou de solution concrète à la requête émise. Ces dossiers nécessiteront des compléments de traitement dans le but de trouver un consensus.

À partir de l'année 2018, les dossiers classés Soldé ni+ ni- augmentent très notablement.

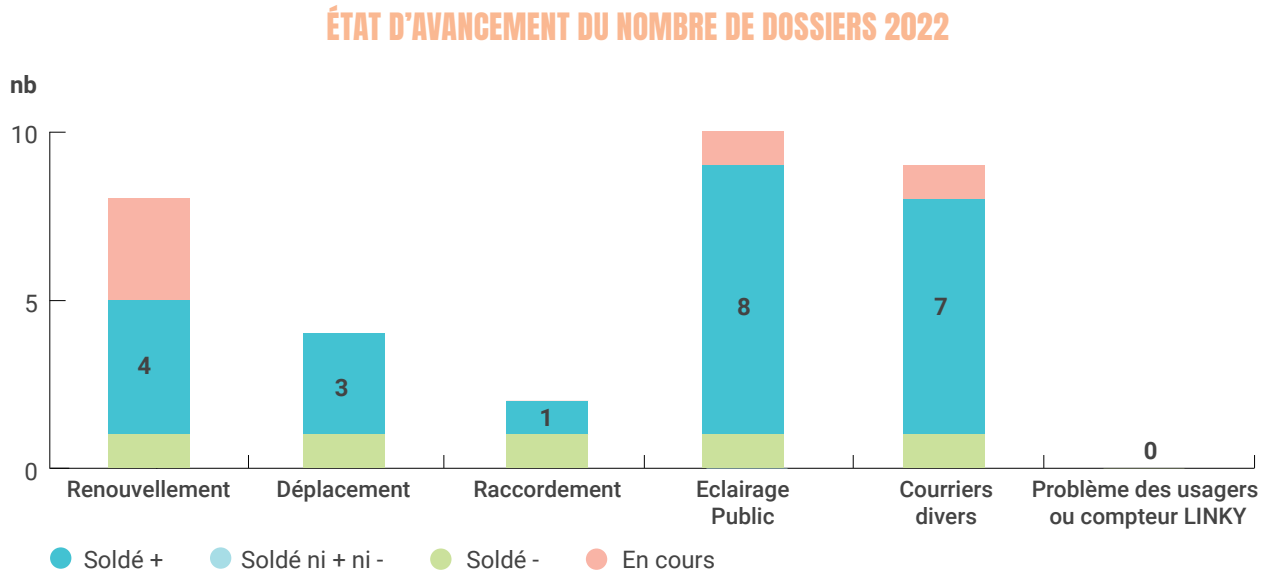
Cette augmentation s'explique en partie à cause du classement en Soldé ni+ ni des requêtes concernant le refus par l'usager du remplacement de son compteur existant par un compteur LINKY. Ces requêtes sont envoyées pour traitement à Enedis mais aucune réponse spécifique n'est attendue par le SYDEC.

État d'avancement du nombre de dossiers jusqu'à 2021



Nombre de dossiers	2017	2018	2019	2020	2021
Soldé +	71	99	80	86	37
Soldé ni+ ni-	29	138	113	139	18
Soldé -	9	4	22	6	2
En cours	0	0	0	0	0
TOTAL	**109**	**241**	**215**	**231**	**57**

État d'avancement du nombre de dossiers 2022



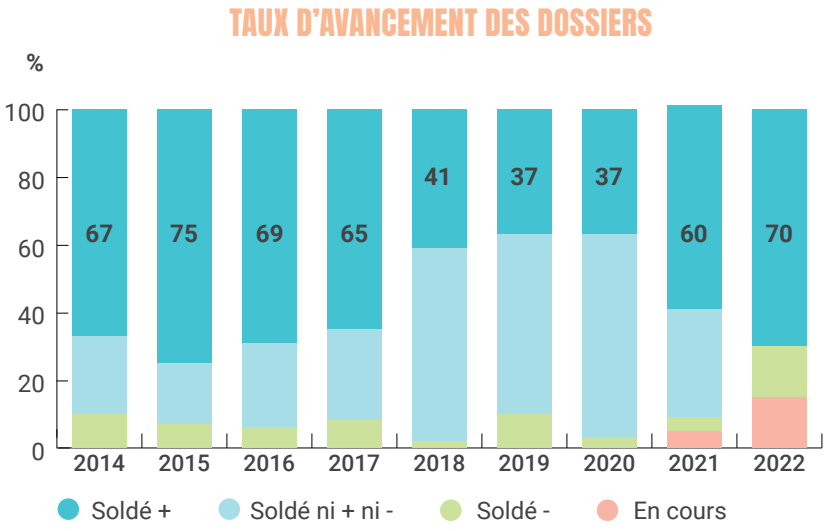
Nombre de dossiers 2022	Soldé +	Soldé ni+ ni-	Soldé -	En cours	Total
Renouvellement	4	0	1	3	8
Déplacement	3	0	1	0	4
Raccordement	1	0	1	0	2
Eclairage Public	8	0	1	1	10
Courriers divers	7	0	1	1	9
Problème des usagers ou compteur LINKY	0	0	0	0	0
TOTAL	**23**	**0**	**5**	**5**	**33**

FOCUS 2022

Sur 28 dossiers, 82 % des dossiers ont été soldés positivement.

*Il est à noter que la plus grosse proportion de **dossiers soldés ni+ ni-** concerne les catégories « **Renouvellement** » (soit nous avons eu quelques difficultés pour avoir une réponse au premier courrier pour ces dossiers, soit nous n'étions pas d'accord d'où plusieurs relances).*

Évolution du traitement des dossiers



FOCUS 2022

Le taux des dossiers soldés + augmente de 10 %.

Évolution en % du traitement des dossiers	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Soldé +	65	41	37	37	60	**70**
Soldé ni+ ni-	27	57	53	60	32	**0**
Soldé -	8	2	10	3	4	**15**
En cours	0	0	0	0	5	**15**

ÉTUDE DES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES DES COMMUNES URBAINES

Point de vue



Frédéric Montaut

Ingénieur en chef
Chef du service Concessions
Conseil Énergies

« La maitrise d'ouvrage de la quasi-totalité des travaux des communes urbaines de la concession revient à Enedis. Il est donc intéressant de faire un « zoom » sur la qualité de desserte proposée aux 26 communes urbaines. Cette analyse a été motivée par un constat inquiétant sur une qualité moindre pour les communes urbaines, alors qu'elles concentrent la plus grande part de la population. »

INTRODUCTION

Analyse de la qualité de fourniture des communes urbaines

L'étude suivante constitue une analyse des réseaux électriques des communes urbaines sur **l'année 2022.** Cette étude, réalisée à partir des fichiers transmis par le concessionnaire Enedis lors de l'audit, est à l'origine basée sur un tableau comparant l'évolution de la qualité de fourniture entre **l'année 2021 et l'année 2022.** Depuis 2001, le SYDEC avait en effet constaté une diminution de la qualité globale pour les communes urbaines. L'autorité concédante a souhaité suivre l'évolution de cette qualité.

Analyse des réseaux électriques des communes urbaines

Pour cette analyse, nous examinons les paramètres intrinsèques des réseaux :

- **Âges ;**
- **Longueur du réseau BT ;**
- **Incidents du réseau BT.**

Sur les 26 communes urbaines de la concession du département des Landes que nous comparons aux valeurs moyennes calculées sur toutes les communes de la concession (nommées « moyennes départementales » dans l'étude) ainsi qu'aux valeurs moyennes de l'ensemble des communes rurales (300 communes : nommées « moyennes communes rurales »).

Nous établissons ensuite une comparaison entre la longueur de réseau devant être raisonnablement renouvelée et les travaux de renouvellement réellement réalisés par le concessionnaire Enedis, **entre 2017 et 2022.**

Cette étude permet de clarifier et de préciser la situation préoccupante constatée par le SYDEC : la dégradation de la qualité de l'électricité fournie aux usagers, dans les communes urbaines.

L'étude présente donc trois niveaux d'analyse, pour chaque catégorie de commune :

- **Réseau BT :** âge moyen
- **Longueurs BT :** aérien nu
- **Les incidents :** durée des incidents toutes causes confondues et le nombre d'usagers BT coupés.

En partant des ouvrages (outils essentiels à la distribution) nous avons examiné la qualité proposée aux usagers pour juger du programme de renouvellement réalisé par Enedis : un programme qui apparaissait très insuffisant en 2003, si on s'attache au premier constat de dégradation d'ensemble constaté lors du classement des communes urbaines dans les niveaux de qualité, avec une amélioration globale après 2009.

QUALITÉ DE FOURNITURE DES COMMUNES URBAINES

QUALITÉ DE FOURNITURE / COUPURES DES ANNÉES 2021 ET 2022

Communes	Type de qualité		Coupures longues (+ de 3 min)		Coupures brèves (1 s à 3 min)		Micro coupures (- de 1 s)	
	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022
Bénesse-Maremne	Suburbain	Rural	< à 1	< à 1	de 2 à 5	de 5 à 30	< à 4	< à 4
Biscarrosse	Urbain	Urbain	< à 1	< à 1	< à 2	< à 2	< à 4	< à 4
Capbreton	Urbain	Urbain	< à 1	< à 1	< à 2	< à 2	< à 4	< à 4
Dax	Urbain	Urbain	< à 1	< à 1	< à 2	< à 2	< à 4	< à 4
Hagetmau	Suburbain	Suburbain	< à 1	< à 1	de 2 à 5	de 2 à 5	< à 4	< à 4
Labenne	Urbain	Urbain	< à 1	< à 1	< à 2	< à 2	< à 4	< à 4
Mimizan	Suburbain	Urbain	< à 1	< à 1	de 2 à 5	< à 2	< à 4	< à 4
Mont-de-Marsan	Urbain	Urbain	< à 1	< à 1	< à 2	< à 2	< à 4	< à 4
Morcenx la Nouvelle	Urbain	Suburbain	< à 1	de 1 à 1,5	< à 2	de 2 à 5	< à 4	< à 4
Narrosse	Rural	Rural	de 1,5 à 6	< à 1	de 5 à 30	de 5 à 30	de 4 à 10	de 4 à 10
Ondres	Urbain	Urbain	< à 1	< à 1	< à 2	< à 2	< à 4	< à 4
Parentis-en-Born	Urbain	Urbain	< à 1	< à 1	< à 2	< à 2	< à 4	< à 4
Peyrehorade	Suburbain	Suburbain	de 1 à 1,5	de 1 à 1,5	< à 2	de 2 à 5	< à 4	< à 4
Saint-Martin-de-Seignanx	Urbain	Urbain	< à 1	< à 1	< à 2	< à 2	< à 4	< à 4
Saint-Paul-lès-Dax	Urbain	Urbain	< à 1	< à 1	< à 2	< à 2	< à 4	< à 4
Saint-Pierre-du-Mont	Urbain	Urbain	< à 1	< à 1	< à 2	< à 2	< à 4	< à 4
Saint-Sever	Suburbain	Suburbain	< à 1	< à 1	< à 2	< à 2	de 4 à 10	de 4 à 10
Saint-Vincent-de-Paul	Suburbain	Urbain	< à 1	< à 1	< à 2	< à 2	de 4 à 10	< à 4
Saint-Vincent-de-Tyrosse	Urbain	Suburbain	< à 1	< à 1	< à 2	de 2 à 5	< à 4	< à 4
Sanguinet	Urbain	Urbain	< à 1	< à 1	< à 2	< à 2	< à 4	< à 4
Seignosse	Rural	Urbain	de 1,5 à 6	< à 1	< à 2	< à 2	< à 4	< à 4
Seyresse	Urbain	Suburbain	< à 1	< à 1	< à 2	de 2 à 5	< à 4	< à 4
Soorts-Hossegor	Urbain	Rural	< à 1	de 1,5 à 6	< à 2	de 2 à 5	< à 4	< à 4
Soustons	Suburbain	Urbain	< à 1	< à 1	de 2 à 5	< à 2	< à 4	< à 4
Tarnos	Urbain	Urbain	< à 1	< à 1	< à 2	< à 2	< à 4	< à 4
Tartas	Urbain	Urbain	< à 1	< à 1	< à 2	< à 2	< à 4	< à 4

QUALITÉ DE FOURNITURE DES 26 COMMUNES URBAINES DEPUIS 2017

Qualité de type	En 2017		En 2018		En 2019	
H.S.Q*	Pas de commune		Pas de commune		Pas de commune	
Rural	13 communes	52 % ↗	5 communes	20 % ↘	3 communes	12 % ↘
Suburbain	3 communes	12 % ↘	4 communes	16 % ↗	11 communes	44 % ↗
Urbain	9 communes	36 % ↗	16 communes	64 % ↗	11 communes	44 % ↘
Qualité de type	**En 2020**		**En 2021**		**En 2022**	
H.S.Q*	Pas de commune		Pas de commune		**Pas de commune**	
Rural	4 communes	16 % ↗	2 communes	8 % ↘	**3 communes**	**12 % ↗**
Suburbain	9 communes	36 % ↘	7 communes	27 % ↘	**6 communes**	**23 % ↘**
Urbain	12 communes	48 % ↗	17 communes	65 % ↗	**17 communes**	**65 % =**

**Hors Standard Qualité*

FOCUS 2022

Le constat est non satisfaisant pour les communes urbaines de la concession : les communes urbaines ont régressé dans leur classement qualitatif.

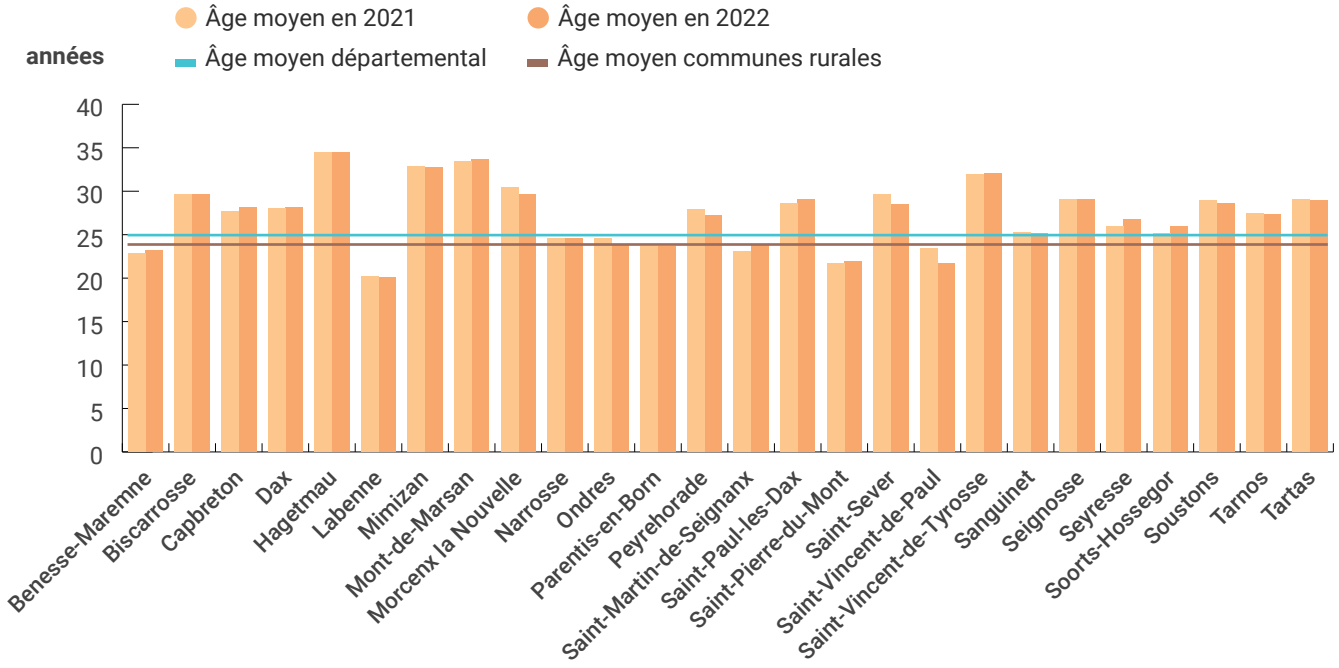
3 communes se situent en qualité de type rural (2 communes en 2021, 4 en 2020, 3 en 2019, 5 en 2018, 13 en 2017).

En 2022, la répartition des communes se dégrade : 1 commune rejoint la catégorie « Rural ».

ÉTUDE DE L'ÂGE MOYEN DU RÉSEAU BT

Comparaison des âges moyens urbains, départementaux et ruraux

ÂGE MOYEN DU RÉSEAU BT DES COMMUNES URBAINES



CONCLUSION
18 communes urbaines ont un âge moyen supérieur à l'âge moyen d'âge départemental : 25 ans.

*Or, les **10 782 km** de réseaux BT de la concession se répartissent de la manière suivante : **7 719 km** sur les communes rurales **(72 %)** et **3 063 km** sur les communes urbaines **(28 %).***

Constat : l**'âge moyen des communes urbaines **en 2022** est **28,1 ans.

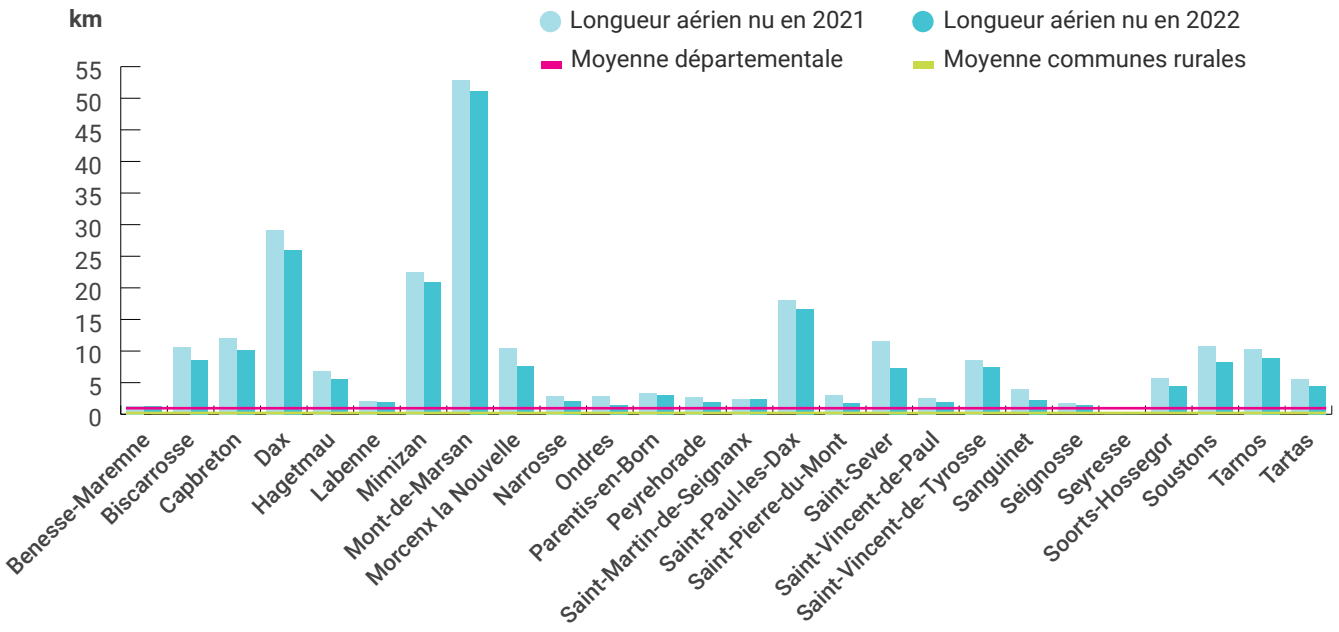
*Les âges moyens urbains se situent entre **20,1 ans** au minimum et **34,5 ans** au maximum.*

*L'âge moyen du département est de **25 ans** et l'âge moyen des communes rurales est de **23,7 ans.***

ÉTUDE SUR LA LONGUEUR DU RÉSEAU BT AÉRIEN NU

Comparaison des longueurs urbaines, départementales et rurales du réseau BT aérien nu

LONGUEUR TOTALE DU RÉSEAU AÉRIEN NU DES COMMUNES URBAINES



CONCLUSION
Toutes les communes urbaines sauf Seyresse commune classée en régime rural avant le décret), ont une longueur moyenne de réseau aérien nu supérieure à la longueur moyenne départementale. Les communes de Mont de Marsan (51,2 km), Dax (26 km) et Mimizan (21 km) ont des longueurs très importantes par rapport à la moyenne départementale.

*Or, la longueur de réseau fils nus est de **158 km** pour les communes rurales qui représentent **7 719 km** du réseau BT et de **208 km** pour les communes urbaines qui représentent **3 063 km** du réseau BT.*

Constat :** la longueur moyenne du réseau aérien nu urbain **en 2022** est de **8,01 km.

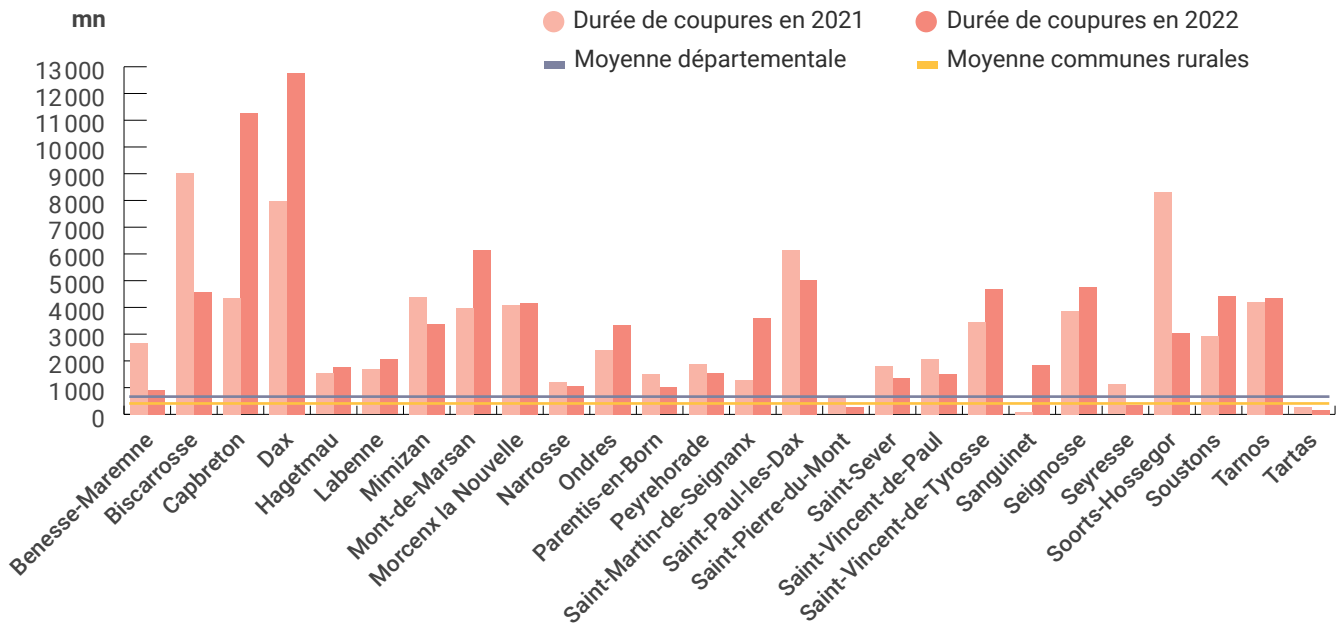
*Les longueurs du réseau aérien nu sur les communes urbaines se situent entre **0 km** et **51,2 km** au maximum.*

*La longueur moyenne du réseau aérien nu est de **1,12 km** sur le département et de **0,53 km** sur les communes rurales.*

ÉTUDE SUR LES INCIDENTS DU RÉSEAU BASSE TENSION

Comparaison de la durée moyenne des incidents sur les communes urbaines, rurales et sur le département

DURÉE DE COUPURE POUR INCIDENTS SUR LES COMMUNES URBAINES



CONCLUSION
23 communes urbaines, notamment Capbreton et Dax, ont une durée totale de coupure supérieure à la moyenne constatée sur le département (642 minutes).
Nous voyons apparaître là une première conséquence du renouvellement insuffisant des réseaux pour les communes urbaines :
La durée moyenne de coupure sur les communes urbaines (3 433 minutes) est neuf fois supérieure à la durée moyenne de coupures sur les communes rurales (400 minutes).

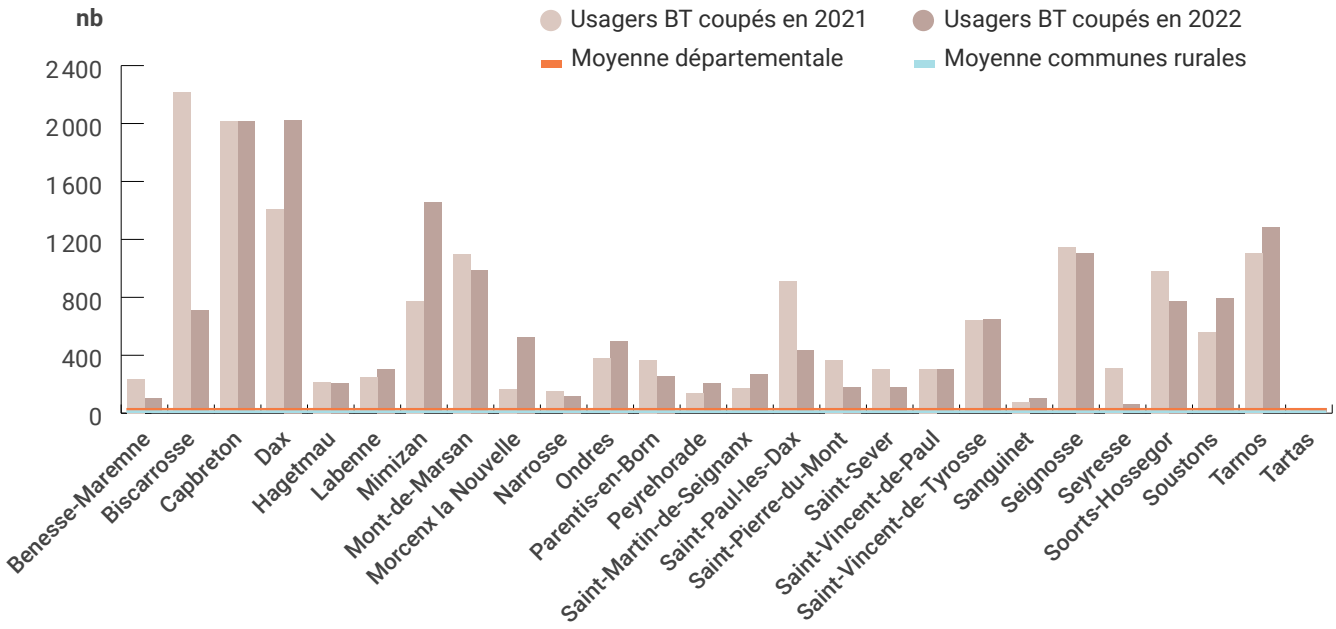
Constat : *la durée moyenne de coupure pour incident* ***en 2022*** *sur les communes urbaines est de* ***3 433 minutes.***

Les durées de coupure sur les communes urbaines se situent entre ***164 minutes*** *au minimum et* ***12 765 minutes*** *au maximum.*

La durée moyenne de coupure est de ***642 minutes*** *sur le département et de* ***400 minutes*** *sur les communes rurales.*

Comparaison du nombre moyen d'usagers du réseau basse tension coupés sur les communes urbaines, rurales et sur le département.

NOMBRE D'USAGERS BT COUPÉS SUR LES COMMUNES URBAINES



CONCLUSION
24 des 26 communes urbaines ont un total d'usagers basse tension coupés au-dessus de la moyenne départementale (76). Dans la logique de ce que nous avons constaté pour la durée des incidents survenus sur le réseau BT des communes urbaines, le nombre d'usagers basse tension coupés est important en territoire urbain et apporte une nouvelle conséquence négative à l'insuffisance de renouvellement des réseaux BT.

Constat : *le nombre moyen d'usagers basse tension des communes urbaines coupés* ***en 2022*** *est de* ***599 usagers.***

Il se situe entre ***31 usagers*** *au minimum et* ***2 023 usagers*** *au maximum.*

Le nombre moyen d'usagers basse tension coupés est de ***76*** *sur le département et de* ***31*** *sur les communes rurales.*

ÉTUDE SUR LE RENOUVELLEMENT

Présentation des calculs

Pour terminer l'étude, nous avons comparé les travaux réalisés par Enedis dans le cadre des renouvellements de réseaux aux besoins annuels en renouvellement, liés à **une durée de vie des ouvrages de 40 ans.**

Nous avons établi un graphe, présentant l'évolution **depuis 2014 des travaux réalisés par Enedis et des besoins en renouvellement.**

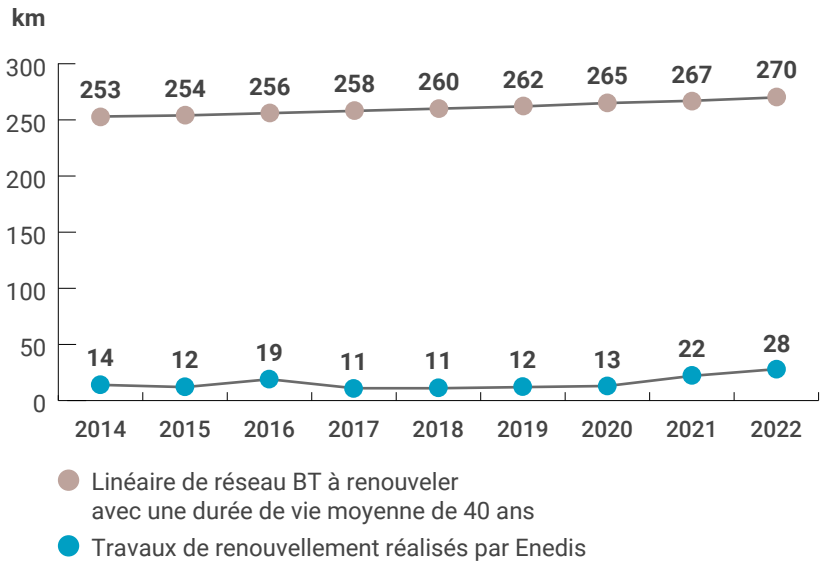
Les besoins annuels en renouvellement sont calculés selon la formule suivante :

$$\text{Longueur annuelle (à renouveler)} = \frac{\text{Lg réseau BT année N}}{40 \text{ ans}}$$

Données, graphiques et commentaires

En km	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Longueur totale du réseau BT	10 335	10 404	10 486	10 590	10 699	**10 782**
(Longueur totale du réseau BT /40)	258	260	262	265	267	**270**
Linéaire de travaux BT réalisé par Enedis	39	35	46	46	64	**71**
Linéaire de travaux d'extension BT réalisé par Enedis	28	24	34	33	42	**42**
Linéaire travaux de renouvellement BT réalisé par Enedis	11	11	12	13	22	**28**

COMPARAISON DES BESOINS EN RENOUVELLEMENT ET TRAVAUX RÉALISÉS PAR ENEDIS



Les tempêtes de 1999 et de 2009 ont contraint le concessionnaire à augmenter la longueur des travaux de renouvellement.

Ces travaux étaient bien entendu nécessaires et obligatoires compte tenu des dégâts occasionnés sur les réseaux.

En km	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Linéaire de réseau BT à renouveler avec une durée de vie moyenne de 40 ans	258	260	262	265	267	**270**
Linéaire des travaux Enedis BT hors extensions	11	11	12	13	22	**28**

Le SYDEC constate donc que le renouvellement d'Enedis n'est pas un réel programme de renouvellement de réseau vétuste, mais bien un ensemble de mesures correctives lorsque des évènements importants l'oblige à «changer» un ouvrage ancien. Nous savons pertinemment que bons nombres d'ouvrages sont très largement amortis et présentent un état de délabrement avancé.

Un programme de renouvellement plus volontaire qu'attentiste doit être proposé par Enedis.

FOCUS 2022

Les besoins en renouvellement sont en moyenne 10 fois supérieurs aux travaux réalisés par Enedis.

Constat

Même si nous pouvons admettre que tout le réseau basse tension n'a pas besoin d'être renouvelé au même rythme (compte tenu des ouvrages qui peuvent vieillir au-delà de la valeur de 40 ans et que la durée de vie du réseau torsadé est passé à 50 ans), il est inquiétant de constater que les travaux de renouvellement se situent 10 fois en dessous des besoins et que 1 265 km correspondant à une longueur de réseau construit entre 1946 et 1982 ne sont toujours pas renouvelés.

Conclusion

L'examen des paramètres intrinsèques des réseaux des communes urbaines sur **l'année 2022** permet de constater les 3 faits suivants :

- L'âge moyen des communes urbaines se situe **au-dessus** de l'âge moyen départemental (réseaux représentant seulement ¼ de la longueur totale),
- La longueur moyenne du réseau aérien nu en commune urbaine se situe bien **au-dessus** de la moyenne du département **(7 fois supérieure),**
- La durée moyenne de coupure pour incident sur le réseau BT et le nombre d'usagers BT coupés sont bien plus importants sur les communes urbaines que sur l'ensemble du département.

c) 23 communes urbaines, notamment Capbreton et Dax, ont une durée totale de coupure supérieure à la moyenne constatée sur le département.

d) 24 communes urbaines ont un total d'usagers BT coupés au-dessus de la moyenne constatée sur le département.

Le renouvellement est une obligation contractuelle décrite dans **l'article 10** du cahier des charges de concession. Enedis doit continuer à y attacher une importance suffisante, au regard de l'étude qui précède.

CONSTAT : cette année, les communes urbaines ne s'améliorent pas dans leur classement qualitatif.

L'autorité concédante rappelle encore une fois cette année qu'elle ne peut se satisfaire d'une situation dégradée sur les communes urbaines, territoire sur lequel Enedis a la charge de quasiment tous les investissements.
Enedis semble avoir pris conscience et réagit face à cet écart entre le territoire urbain et le territoire rural, pour lesquels les usagers doivent bénéficier de la même continuité et qualité de fourniture.

IMMOBILISATION DES CHANTIERS

LES RÈGLES

Les réseaux de distribution publique d'électricité sont la propriété des collectivités locales qui les ont mis à disposition du SYDEC qui a donc la charge du suivi de ce patrimoine qu'il confie au concessionnaire Enedis pour l'exploitation dans le cadre d'un contrat de concession.

L'économie concédant / concessionnaire attribue la responsabilité du patrimoine au concessionnaire pour ce qui concerne les immobilisations des ouvrages construits par les deux entités et l'amortissement qui doit être pratiqué sur ceux-ci.

LA MÉTHODE À PARTIR DE SEPTEMBRE 2009

Protocole d'accord relatif à la mise en œuvre d'une nouvelle procédure de valorisation par le concessionnaire des ouvrages construits sous la maîtrise d'ouvrage des autorités concédantes.

Article 1er - Objet

Le présent protocole a pour objet, d'une part, de proposer les modalités d'échanges entre le concessionnaire et l'autorité concédante pour la valorisation comptable des ouvrages construits sous la maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante, et d'autre part, d'organiser un suivi de la mise en œuvre de l'outil VRG, durant une période probatoire définie à l'article 5 du présent protocole, destiné à évaluer les résultats et les pistes de progrès.

Article 2 - Modalités de mise en œuvre

2.1. Pour chaque ouvrage remis au concessionnaire, en complément du plan de récolement, le plus précis possible, et des tableaux de pose et de dépose, l'autorité concédante maître d'ouvrage communique au concessionnaire les éléments techniques significatifs permettant d'appréhender pleinement le dossier, par l'intermédiaire d'une fiche de collecte complétée de la façon la plus exhaustive possible, avec en particulier, à titre indicatif, les coûts exposés par l'autorité concédante maître

Point de vue



Frédéric Montaut

Ingénieur en chef
Chef du service Concessions
Conseil Énergies

« Dans le cadre des contrôles annuels opérés par les autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité, il a été fréquemment mis en évidence un écart important entre la valorisation des ouvrages de distribution publique d'électricité remis au concessionnaire par l'autorité concédante dans les écritures comptables de la collectivité (maître d'ouvrages des travaux) et la valorisation prise en compte par le concessionnaire. Attachée à une valorisation tendant vers les coûts réels des travaux, la FNCCR a noté un déséquilibre en matière de valorisation qu'elle a constaté souvent en défaveur de l'autorité concédante.
La FNCCR et Enedis ont mené une réflexion afin d'améliorer la qualité de la valorisation des travaux réalisés sous maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante, à partir d'un outil de valorisation comptable dénommé VRG (Valorisation des Remises Gratuites), développé par Enedis, et ont décidé de conclure, à titre probatoire, un protocole national qui constitue une première étape en vue d'une valorisation plus précise, en rapport avec la nature des travaux et leurs coûts effectifs de réalisation. »

d'ouvrage (auxquels sont intégrés les frais de maîtrise d'œuvre). La fiche de collecte est jointe en annexe au présent protocole. Ces modalités de mise en œuvre ne doivent pas porter préjudice aux dispositions relatives aux échanges d'informations qui pourraient être convenues localement et qui apportent d'ores et déjà les éléments attendus.

2.2. Le concessionnaire se rapproche systématiquement de l'autorité concédante lorsque la valorisation obtenue s'écarte des coûts exposés au-delà des seuils d'alerte définis à l'article 3, afin d'analyser conjointement l'écart de valorisation.

Le concessionnaire informe l'autorité concédante de la valorisation retenue à la suite des échanges avec l'autorité concédante. En cas de désaccord persistant au niveau local entre l'autorité concédante et le concessionnaire, la commission de suivi de mise en œuvre de l'outil VRG, instituée par le présent protocole à l'article 4, sera saisie.

Dans tous les cas, Enedis s'engage par ailleurs à fournir, sur simple demande, la fiche détaillée par éléments techniques d'inventaire issus de l'outil VRG pour toute opération immobilisée.

Article 3 - Seuils d'alerte sur les écarts en termes de valorisation

Les « seuils d'alerte » mentionnés à l'article 2 entre le coût exposé des travaux et la valorisation résultant de l'outil de valorisation sont définis comme suit :

- Plus ou moins 1 000 euros, pour les travaux correspondants à des coûts exposés communiqués par l'autorité concédante inférieurs à 10 000 euros ;
- Plus ou moins 8 %, pour les travaux correspondants à des coûts exposés supérieurs ou égaux à 10 000 euros et inférieurs à 80 000 euros ;
- Plus ou moins 5 %, pour les travaux correspondants à des coûts exposés supérieurs ou égaux à 80 000 euros.

Ces seuils n'engagent pas la FNCCR quant aux valorisations effectuées par le concessionnaire, et aux principes qui les fondent. Les seuils précités pourront faire l'objet d'une réévaluation au cours de la période probatoire.

Article 4 - Suivi de la mise en œuvre de l'outil

La FNCCR et Enedis conviennent, sur la durée de la période probatoire, d'instituer une commission nationale de suivi de la mise en œuvre de l'outil VRG, constituée paritairement de représentants d'Enedis et de représentants de la FNCCR. L'objet de la commission est notamment de :

- Contrôler la bonne application de l'outil, à partir, en particulier, de tableaux récapitulatifs des coûts exposés et des valeurs issues de l'outil de valorisation, sur des concessions sélectionnées ;
- Vérifier la pertinence des seuils d'alerte et le contenu de la fiche de collecte, en vue d'éventuels ajustements, conformément à l'article 3 ;
- Analyser les difficultés apparues localement et régler les éventuels désaccords, conformément à l'article 2 ;
- Partager les bonnes pratiques mises en œuvre localement ;
- Proposer d'éventuelles modifications de l'outil.

Cette commission se réunira, à minima, trois fois par an d'après un ordre du jour arrêté en concertation.

Article 5 - Date d'effet et durée

Le présent protocole prend effet à la date du 1er septembre 2009.

Il est conclu pour une durée de deux ans à compter de sa signature.

Au terme de la période probatoire des deux années, les partis signataires se rapprocheront en vue de se prononcer sur le retour d'expérience de l'utilisation de l'outil VRG comme mode de valorisation des travaux sous maîtrise d'ouvrage des collectivités concédantes.

LA MÉTHODE DE SUIVI ET DE CONTRÔLE ADOPTÉE PAR LE SYDEC

- Le SYDEC communique au concessionnaire une fiche de collecte pour chaque affaire sous maîtrise d'ouvrage SYDEC avec le montant.
- Enedis retourne la fiche détaillée issu de l'outil VRG.
- Le SYDEC valide la fiche.

Le suivi et les contrôles des immobilisations

De 2017 à 2021

Année	Nb Affaires immobilisables	Nb Affaires immobilisées par Enedis	Taux d'affaires immobilisées	Coût immobilisation Enedis en €	Coût SYDEC montant à financer en €	Ecart Montant Enedis-SYDEC en €	% de sur immobilisation Enedis
2017	444	444	100 %	14 957 243	13 425 598	1 531 645	11,4 %
2018	408	408	100 %	14 275 121	13 198 734	1 076 387	8,2 %
2019	431	431	100 %	14 449 772	13 034 687	1 415 085	10,9 %
2020	372	372	100 %	14 757 721	12 938 445	1 819 277	14,1 %
2021	467	467	100 %	18 648 898	16 170 614	2 478 284	15,3 %

Année 2022

Année	Nb Affaires immobilisables	Nb Affaires immobilisées par Enedis	Taux d'affaires immobilisées	Coût immobilisation Enedis en €	Coût SYDEC montant à financer en €	Ecart Montant Enedis-SYDEC en €	% de sur immobilisation Enedis
2022	469	469	100 %	17 226 696	14 519 961	2 706 735	18,6 %

La sur immobilisation pour Enedis des affaires traitées par le SYDEC est de 18,6 %.

Type de travaux	Coût immobilisation Enedis en €	Coût SYDEC en €	Ecart immo Enedis - immo SYDEC	
			Ecart montant	Ecart %
Renforcement	6 496 481	5 420 690	1 075 791	20 %
Extension	5 780 516	4 676 342	1 104 174	24 %
Effacement	2 283 364	2 210 710	72 654	3 %
Renouvellement	2 666 335	2 212 220	454 116	21 %
TOTAL GÉNÉRAL	**17 226 696**	**14 519 961**	**2 706 735**	**18,6 %**

Le tableau des affaires de l'année 2022 (méthode VRG) comporte **469 affaires, toutes immobilisées par Enedis.**

Valorisation en écart

Pour l'année 2022, la valorisation de 320 affaires dépasse les tolérances d'écart (306 en 2021) entre le coût payé par le SYDEC et la valorisation VRG, selon les seuils exprimés à l'article 3 du protocole FNCCR / Enedis du 30 juin 2009.

Conformément à l'article 2, paragraphe 2.2, Enedis demande au SYDEC de valider la valorisation VRG des **320 affaires** en écart.

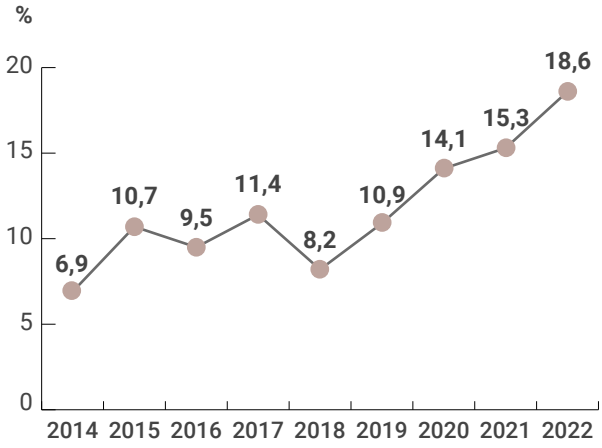
Après analyse de ces affaires, le SYDEC a transmis son accord pour immobiliser les affaires sur la base des montants communiqués par Enedis.

Les **320 affaires** en écart sont réparties suivant le type de travaux :

- Renforcement : **81 affaires**
- Extension : **200 affaires**
- Effacement : **6 affaires**
- Renouvellement : **33 affaires**

Évolution de l'écart entre le montant des affaires SYDEC et le montant immobilisé par Enedis

ÉCART ENTRE LE MONTANT SYDEC ET LE MONTANT IMMOBILISÉ PAR ENEDIS



En 2022, l'écart entre le montant d'investissement du SYDEC et le montant immobilisé par Enedis des affaires traitées par le SYDEC est de 18,6 %. Il augmente de 3,3 % par rapport à l'année précédente (15,3 %).

Cette augmentation est en partie due à la prise en compte des plus-values spécifiques imposées par certains chantiers réalisés par le SYDEC.
Ces plus-values, répertoriées dans le tableau ci-dessous, correspondent à des spécificités techniques (fonçages sous chaussée, l'utilisation d'un brise roche, etc.) et sont prises en compte par Enedis dans le montant d'immobilisation de l'affaire.

CODIFICATION ET DÉSIGNATION DES PLUS-VALUES

N°	Code	Désignation des ouvrages	Unité	PU en Euros
		Ouverture de tranchée		
9	014	Plus-value aux articles 9-006,9-009 et 9-011 pour travaux en zone agglomérée sur domaine public entre panneaux d'agglomération (EB10 et EB20).	ml	3,50
9	015	Plus-value aux articles 9-006,9-009 et 9-011 pour travaux en coordination et/ou coactivité (hors intervention d'Enedis et d'Orange) après accord du maître d'œuvre.	ml	3,00
9	016	Plus-value aux articles 9-001,9-005, 9-006, 9-009 et 9-011 pour travaux réalisés au brise roche hydraulique sur engin de terrassement motorisé après accord du Maître d'Œuvre	M^3	108,00
		Revêtement de tranchée		
9	017	Ciment lissé pour trottoir	M^2	24,00
9	018	Pavé autobloquant ou dallage	M^2	79,00
9	019	Enrobé à chaud	M^2	50,00
9	020	Enrobé de couleur	M^2	55,00
9	021	Bicouche	M^2	16,00
9	022	Enrobé à froid	M^2	21,00
9	023	Découpage de gazon en mottes et remise en place	M^2	20,00
9	024	Béton désactivé	M^2	80,00
9	025	Revêtement coulis bitumineux (type REPHALT)	M^2	50,00
9	026	Plus-value forfaitaire par opération applicable aux articles pour reconstitution de revêtement inférieur à 30m^2 applicable aux article 9-019, 9-020, 9-021 et 9-024	ml	3,50
		Fonçage		
9	042	Fonçage sous chaussée avec outillage spécial, fouilles de mise en œuvre comprises, jusqu'à diamètre 150. Zone dégagée et sous-sol peu encombré, toutes sujétions comprises.	ml	170,00
9	043	Fonçage supplémentaire sous chaussée, exécuté au même endroit	ml	89,00
9	044	Encorbellement, tout type d'ouvrage, y compris fouilles et bétonnage aux extrémités avec fourreau acier de diamètre inférieur à 400 mm	ml	165,00

ANALYSE DES ARTICLES R323-25 DES TRAVAUX SOUS MAÎTRISE D'OUVRAGE SYDEC ET ENEDIS

GÉNÉRALITÉS

Point de vue



Brigitte Dousseaux
Service Bureau d'Études

Que sont les articles R323-25 ?

« Les ouvrages peuvent être soumis au permis de construire. Toutefois, selon le code de l'urbanisme, les ouvrages de distribution publique d'électricité sont exemptés du permis de construire mais font néanmoins l'objet d'un dossier technique appelé jusqu'au **décret N° 2011.1967 du 1er décembre 2011 article 49 ou 50** et d'une déclaration de commencement des travaux.

Avant le 1er décembre 2011, les travaux qui se bornaient à l'établissement ou à la modification d'une canalisation de tension inférieure à 63 kV et dont la longueur ne dépassait pas 1 km devaient faire l'objet d'un **article 49.** Les autres travaux devaient faire l'objet d'un article 50.

A partir du 1er décembre 2011, les articles 49 et 50 sont remplacés par les articles 2 et 3. Les travaux qui se bornent alors à l'établissement ou à la modification d'une canalisation de tension inférieure à 63 kV et dont la longueur ne dépasse pas **3 km** doivent faire l'objet d'un **article 2.** Les autres travaux doivent faire l'objet d'un **article 3.**

A partir du 26 mai 2014, seul les articles 2 (I, II et III) subsistent, l'article 3 est abrogé.

A partir du 30 décembre 2015 (Décret n°2015-1823), les articles 2 deviennent les articles R323-25. »

Pour les articles R323-25, le SYDEC ou Enedis, maîtres d'ouvrages, consultent en tant que de besoin, en fonction de la nature du projet, tout ou partie des services et autorités ci-après :

1 - Les services placés sous l'autorité du préfet, en particulier :
a) La direction régionale de l'environnement, de l'aménagement et du logement (notamment au titre de l'instruction des procédures Natura 2000 lorsque l'ouvrage projeté traverse un tel site) ;
b) La direction départementale des territoires ou la direction départementale des territoires et de la mer ;
c) Le service départemental de l'architecture et du patrimoine ;
d) Le service interministériel de défense et de protection civile, compte tenu des contraintes de circulation des services de secours pendant les travaux ;

2 - L'agence régionale de santé lorsque des travaux sont situés dans le périmètre de protection de captages d'alimentation en eau potable ;

3 - Les maires des communes concernées ;

4 - Les services gestionnaires des voiries concernées (communale, départementale ou nationale, y compris les concessions d'autoroutes) ;

5 - Les services gestionnaires de réseaux de télécommunication ;

6 - Les services gestionnaires de réseaux de gaz et d'électricité autres que le réseau pour lequel les travaux sont réalisés ;

7 - Les gestionnaires de réseaux d'eau et d'assainissement ;

8 - Les services gestionnaires de l'aviation civile dès lors que l'ouvrage projeté comporte des lignes aériennes ;

9 - Les services gestionnaires de réseaux de transports guidés ;

10 - Les services gestionnaires de réseaux complexes de pipelines « multi produits », s'ils sont présents sur au moins une commune concernée par le projet ;

11 - La direction interarmées des réseaux d'infrastructure et des systèmes d'information territorialement compétente ;

12 - L'Office national des forêts ;

13 - Les gestionnaires de voies d'eau et de canaux.

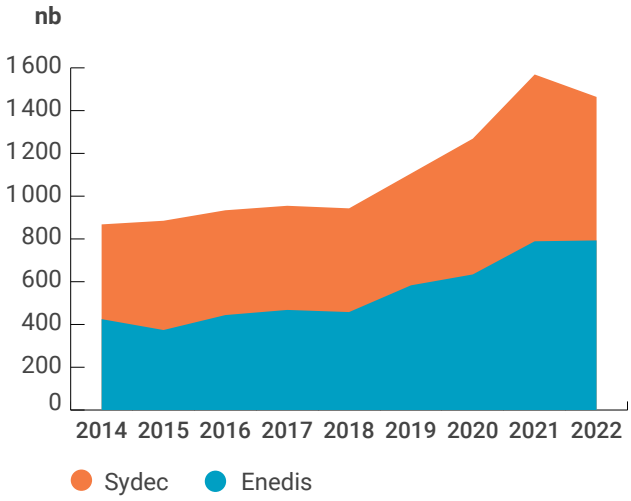
Les travaux peuvent être exécutés sous la condition qu'aucune opposition de leur part ne soit formulée dans un délai de 21 jours.

Pièces constitutives et obligatoires des dossiers

Articles R323-25 :

- Page de garde du dossier
- Plan de situation
- Plan de dépose
- Plan de pose
- Tableau des conducteurs
- Caractéristiques des câbles
- Coupe des tranchées
- Tableau des traversées
- Notice d'impact (seulement pour les constructions d'ouvrages aériens)

ARTICLES R323-25 DÉPOSÉS PAR LE SYDEC ET PAR ENEDIS



Nombre	2017	2018	2019	2020	2021	2022
SYDEC	487	485	523	635	780	**671**
Enedis	468	458	583	634	789	**793**
TOTAL	**955**	**943**	**1 106**	**1 269**	**1 569**	**1 464**

*Cette année, la répartition des dossiers déposés est d'environ **54 %** pour ceux d'Enedis et de **46 %** pour ceux du SYDEC.*

Jusqu'au 1er décembre 2011, Les articles 49 ou 50 des travaux sous maîtrise d'ouvrage Enedis étaient instruits par le service contrôle du SYDEC. Celui-ci émettait un avis sur l'article du point de vue technique et juridique. Cet avis pouvait être favorable, favorable réservé ou défavorable.

Le service contrôle du SYDEC émettait des avis « défavorable » pour des raisons récurrentes qui sont :

- Absence de la coupe type des tranchées.
- Problèmes ou remarques sur les travaux (point de vue technique).
- Coupe type des tranchées qui ne correspond pas à celle exigée, conformément aux arrêtés préfectoraux.
- Enedis n'est pas maître d'ouvrage des raccordements de producteur en commune rurale.

Le service contrôle du SYDEC émettait des avis « favorable réservé » pour les raisons suivantes :

- Plan de situation imprécis
- Problèmes ou remarques sur les travaux (point de vue technique).

À partir du 1er décembre 2011, les avis possibles émis par le SYDEC sur les articles 2 déposés par le concessionnaire ne sont « Pas de remarque de nature à modifier le projet », « Pas de remarque de nature à modifier le projet avec observation », « Avis pouvant remettre en question le projet », suite à la consultation des Articles 2 et 3.

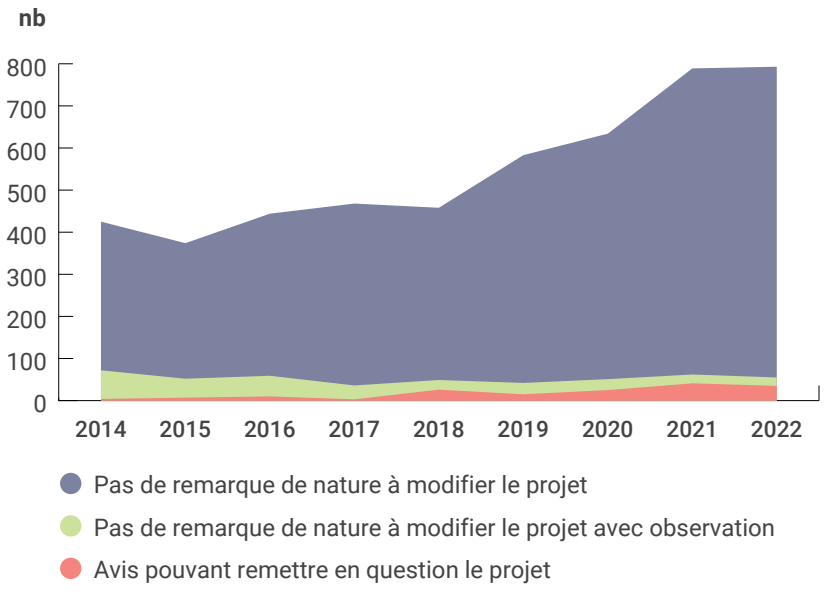
À partir du 26 mai 2014, seul les articles 2 (I, II et III) subsistent, l'article 3 est abrogé.

À partir du 30 décembre 2015 (Décret n°2015-1823), les articles 2 deviennent les articles R323-25.

ARTICLES R323-25

Les avis émis par le service Contrôle du SYDEC sur les articles R323-25 des travaux sous maîtrise d'ouvrage Enedis

ARTICLES R322-25 DÉPOSÉS PAR ENEDIS



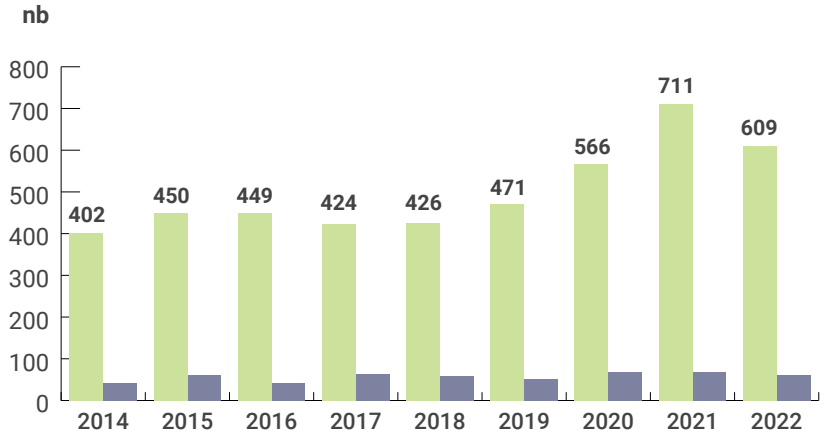
***En 2022, 35** des articles R323-25 d'Enedis ont une remarque pouvant remettre en question le projet.*

Ces remarques portent essentiellement sur des non-conformités aux niveaux des plans et sur la mise en conformité du réseau d'éclairage public.

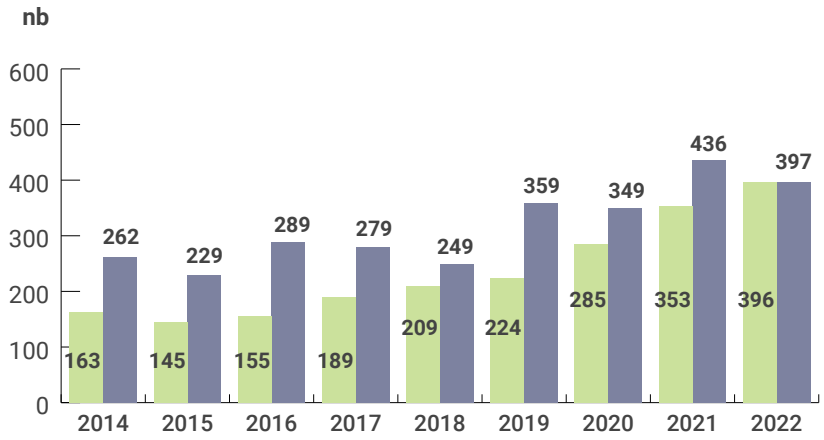
Nombre	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Pas de remarque de nature à modifier le projet	432	409	541	583	727	**738**
Pas de remarque de nature à modifier le projet avec observation	33	23	27	26	21	**20**
Avis pouvant remettre en question le projet	3	26	15	25	41	**35**
TOTAL	**468**	**458**	**583**	**634**	**789**	**793**

Répartition urbain/rural des articles R323-25

RÉPARTITION URBAIN/RURAL DES ARTICLES R323-25 SYDEC



RÉPARTITION URBAIN/RURAL DES ARTICLES R323-25 ENEDIS



Les articles R323-25 des chantiers sous maîtrise d'ouvrage SYDEC sont majoritairement sur les communes rurales (conforme à la répartition de maîtrise d'ouvrage de l'article 5 de l'annexe 1 du cahier des charges de concession).

50 % des chantiers Enedis sont sur les communes rurales. Cette répartition s'explique en partie par la maitrise d'ouvrage d'Enedis sur les chantiers d'extension des projets photovoltaïques en forte augmentation surtout sur les communes rurales.

	SYDEC					
Nombre d'articles R323-25	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**
Urbain	63	59	52	69	69	**62**
Rural	424	426	471	566	711	**609**
TOTAL	**487**	**485**	**523**	**635**	**780**	**671**

	Enedis					
Nombre d'articles R323-25	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**
Urbain	279	249	359	349	436	**397**
Rural	189	209	224	285	353	**396**
TOTAL	**468**	**458**	**583**	**634**	**789**	**793**

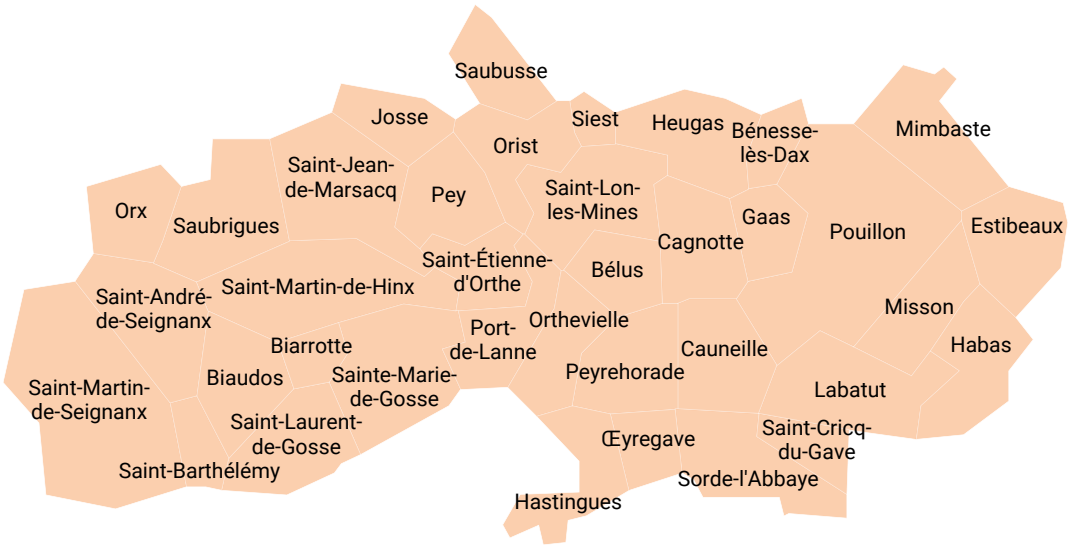
ANALYSE DE LA SÉCURITÉ D'ALIMENTATION D'UNE ZONE PARTICULIÈRE

INTRODUCTION

Le SYDEC a souhaité poursuivre **en 2022,** l'analyse initiée en 2007, sur la sécurisation des réseaux et l'alimentation électrique d'une zone comprenant 37 communes situées dans le sud-ouest du département. Cette zone comportait depuis plusieurs années, beaucoup trop de communes pour lesquelles la qualité de fourniture n'était pas satisfaisante.

La liste des communes de la zone étudiée est :

Belus	Mimbaste	Saint-Etienne-d'Orthe
Bénesse-lès-Dax	Misson	Saint-Jean-de-Marsacq
Biarrotte	Œyregave	Saint-Laurent-de-Gosse
Biaudos	Orist	Saint-Lon-lès-Mines
Cagnotte	Orthevielle	Sainte-Marie-de-Gosse
Cauneille	Orx	Saint-Martin-de-Hinx
Estibeaux	Pey	Saint-Martin-de-Seignanx
Gaas	Peyrehorade	Saubrigues
Habas	Port-de-Lanne	Saubusse
Hastingues	Pouillon	Siest
Heugas	Saint-André-de-Seignanx	Sorde-l'Abbaye
Josse	Saint-Barthelemy	
Labatut	Saint-Cricq du Gave	



Par ailleurs, les élus de cette zone nous remontaient souvent des plaintes d'usagers mécontents par soit des coupures à répétition, soit des chutes de tension fréquentes.

Il était important qu'Enedis prennent conscience de la situation de cette zone.

L'analyse a été réalisée sur la base d'une zone homogène choisie par le SYDEC regroupant **23 510 usagers** dont les critères standards de qualité de continuité de fourniture ne sont pas généralement atteints.

ANALYSE DE LA CONTINUITÉ DE FOURNITURE DE LA ZONE ÉTUDIÉE

Dans cette partie, ont été analysés les principaux indicateurs de continuité de fourniture de la zone étudiée comparés avec ceux de l'ensemble des communes de la concession.

Nombre moyen de coupures perçues par usager sur la zone étudiée

Nombre moyen de coupures perçues par usager	Année 2021		Année 2022	
	Zone d'étude	Concession	Zone d'étude	Concession
Coupures longues	0,90	0,57	0,65	0,60
Coupures brèves	5,5	2,4	4,0	2,1
Coupures très brèves	5,1	2,4	3,3	1,8

Pour les 3 types de coupures, la fréquence de coupures est supérieure dans la zone d'étude par rapport aux niveaux observés sur la concession.

Les usagers de la zone sont donc alimentés par une qualité de fourniture dégradée par rapport au reste de la concession.

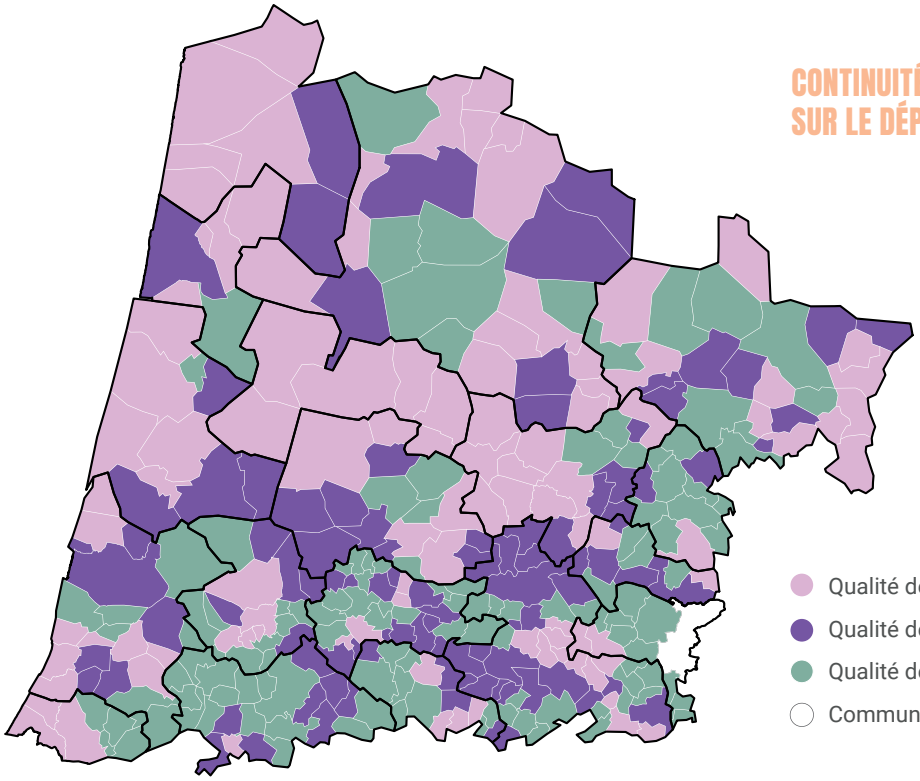
Comme pour l'ensemble de la concession, le nombre moyen de coupures perçues par les usagers de cette zone est également en diminution, sur les 3 types de coupures, par rapport à l'année précédente.

Continuité de la fourniture de la zone étudiée

On rappelle que l'indicateur de continuité de fourniture (ICF) sur un espace géographique donné résulte de la composition de la continuité de fourniture analysée par type d'interruption : microcoupure, coupure brève et coupure longue. A cet indicateur estimé pour une zone donnée est associée une couleur caractéristique du niveau de continuité résultant.

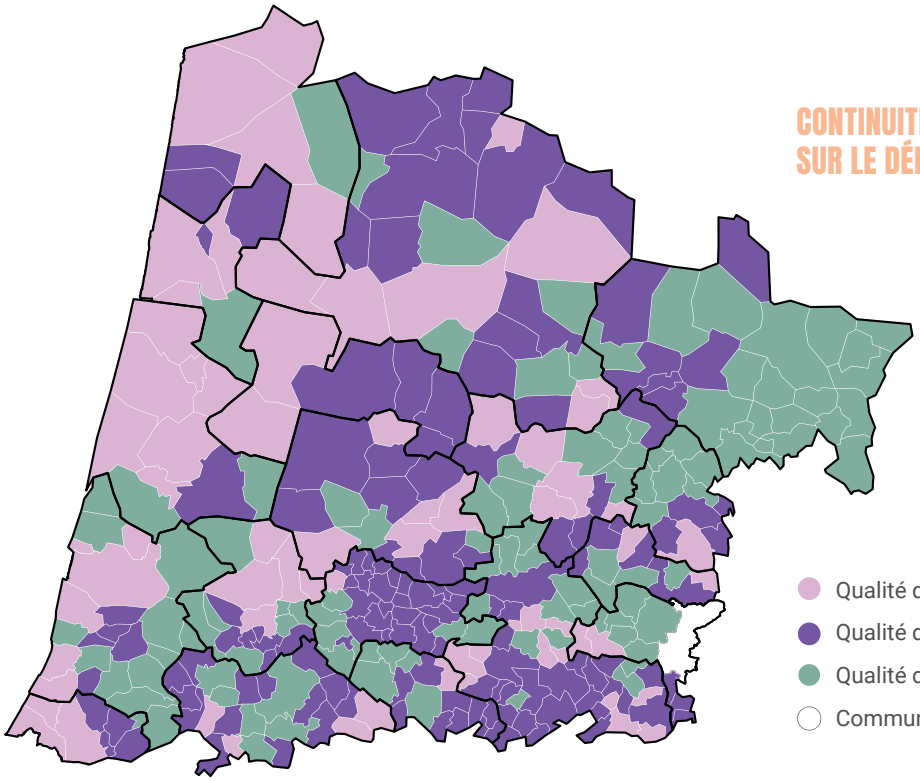
Les cartes suivantes montrent l'indice de la qualité de fourniture pour chaque commune dans le département des Landes mettant en évidence celui de la zone d'étude.

CONTINUITÉ DE LA FOURNITURE SUR LE DÉPARTEMENT DES LANDES 2021



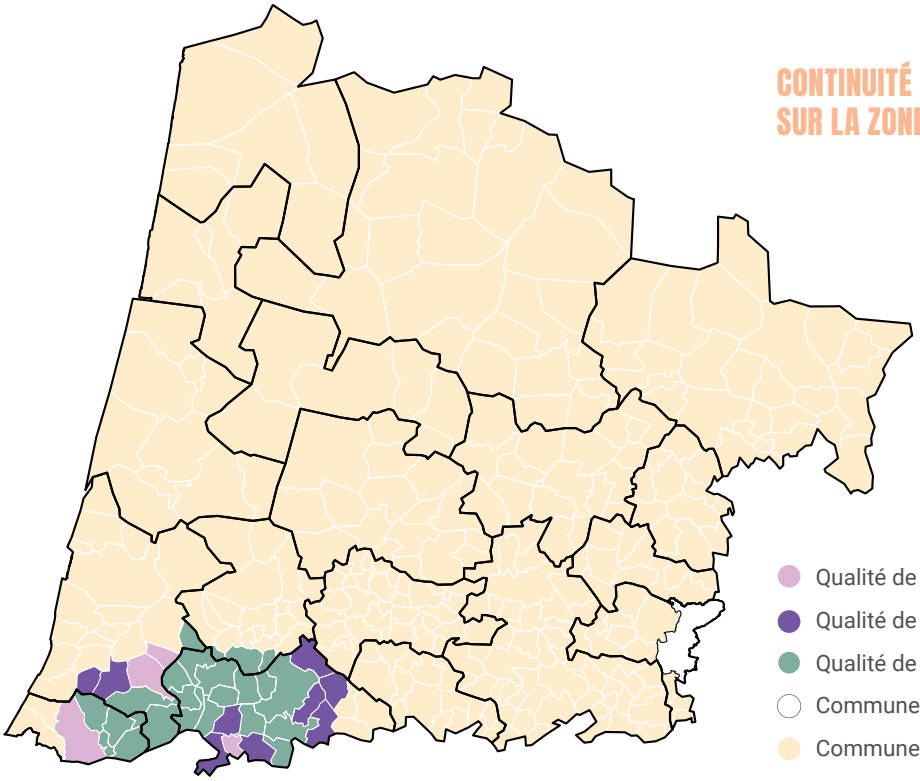
- Qualité de type urbain [102 communes]
- Qualité de type suburbain [99 communes]
- Qualité de type rural [125 communes]
- Commune hors concession [1]

CONTINUITÉ DE LA FOURNITURE SUR LE DÉPARTEMENT DES LANDES 2022



- Qualité de type urbain [70 communes]
- Qualité de type suburbain [145communes]
- Qualité de type rural [111communes]
- Commune hors concession [1]

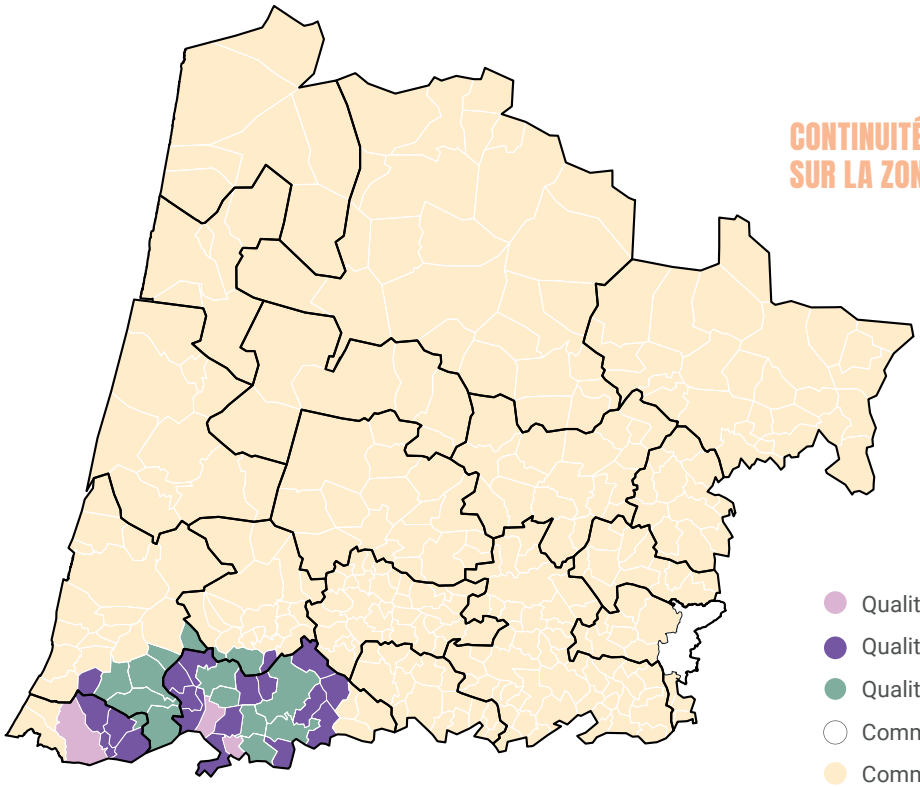
CONTINUITÉ DE LA FOURNITURE SUR LA ZONE 2021



- Qualité de type urbain [4 communes]
- Qualité de type suburbain [9 communes]
- Qualité de type rural [24 communes]
- Commune hors concession [1 commune]
- Commune hors zone [289 communes]

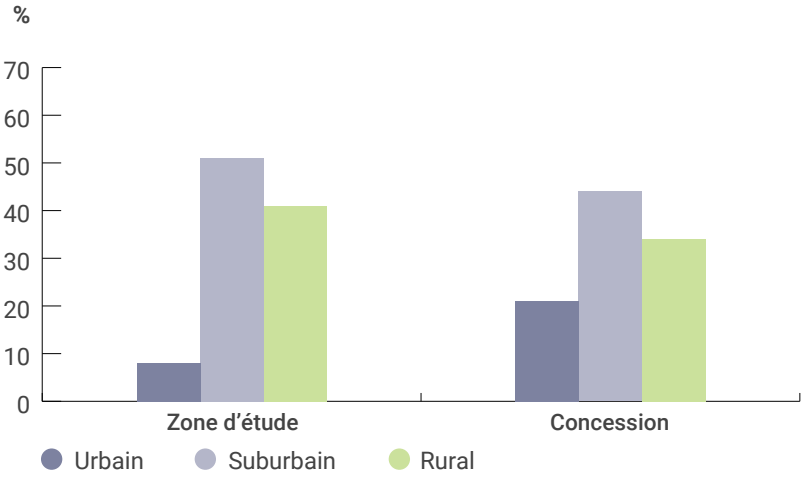
La zone étudiée est dominée par la couleur rose, c'est-à-dire que la qualité est de type « rural ».

CONTINUITÉ DE LA FOURNITURE SUR LA ZONE 2022



- Qualité de type urbain [3 communes]
- Qualité de type suburbain [19 communes]
- Qualité de type rural [15 communes]
- Commune hors concession [1 commune]
- Commune hors zone [289 communes]

RÉPARTITION DES COMMUNES PAR CRITÈRE DE QUALITÉ



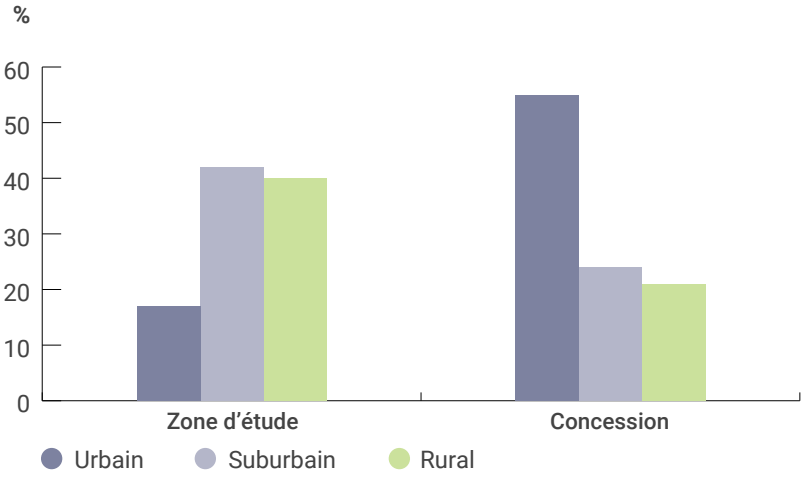
En %	Zone d'étude	Concession
Urbain	8	21
Suburbain	51	44
Rural	41	34
QUALITÉ CRITIQUE ET HORS STANDARD QUALITÉ	**0**	**0**

FOCUS 2022

Zone >
8 % des communes
en qualité de type « urbain »

Concession >
21 % des communes
en qualité de type « urbain »

RÉPARTITION DES USAGERS PAR CRITÈRE DE QUALITÉ



En %	Zone d'étude	Concession
Urbain	17	55
Suburbain	42	24
Rural	40	21
QUALITÉ CRITIQUE ET HORS STANDARD QUALITÉ	**0**	**0**

FOCUS 2022

Zone >
17 % des usagers
en qualité de type "urbain"

Concession >
55 % des usagers
en qualité de type "urbain"

CONCLUSION
L'analyse de la continuité de fourniture a montré une qualité d'alimentation une nouvelle fois moins bonne en 2022 dans la zone d'étude que pour le reste de la concession.

ANALYSE DÉTAILLÉE DU CRITÈRE B

La valeur du critère B est calculée en multipliant le nombre d'usagers coupés (NI) pour chaque coupure sur le réseau par la durée de cette coupure (TI) : résultat appelé NiTi de la concession.

En additionnant les NITI de chaque coupure, puis en divisant cette somme par le nombre d'usagers total Basse tension de la concession, la valeur du critère B de la concession est obtenue.

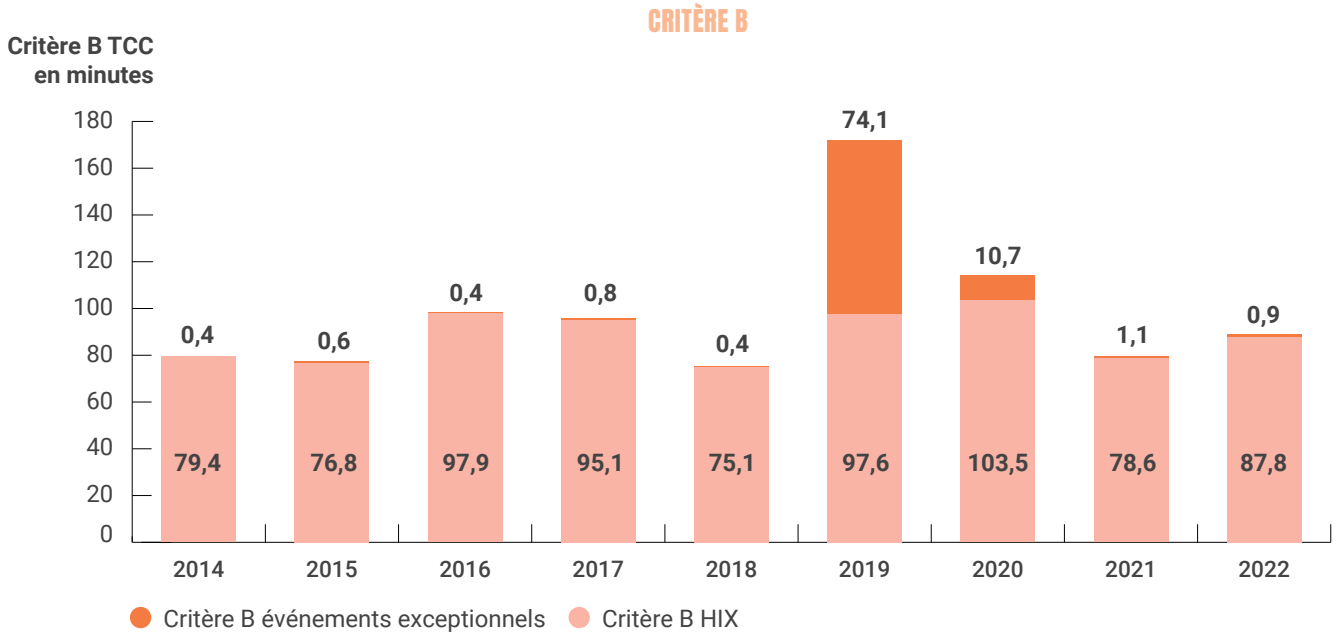
Le temps de coupure global se décompose selon les deux causes d'interruptions (incidents et travaux) et les trois types d'ouvrages concernés : moyenne tension (HTA), basse tension (BT) et réseau de transport (amont de la concession).

Le critère B peut être examiné selon deux approches :

- L'approche considérant tous les évènements (incidents et travaux) de l'année ayant conduit à gégèner des coupures, critère B total, toutes causes et,
- L'approche excluant le ou les évènements exceptionnels (ayant affecté plus de 100 000 usagers et probabilité d'occurrence supérieure à 20 ans, appelé B Hors Incidents Exceptionnels), critère B dit HIX.



CRITÈRE B HORS INCIDENT EXCEPTIONNEL ET TOUTES CAUSES CONFONDUES



En minute	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Critère B HIX	95,1	75,1	97,6	103,5	78,6	**87,8**
Critère B Evénements exceptionnels	0,8	0,4	74,1	10,7	1,1	**0,9**
Critère B TCC	95,9	75,5	171,7	114,2	79,7	**88,7**

Le critère B 2022 Toutes Causes confondues est de 88,7 minutes contre 79,7 minutes l'année précédente.

Le critère B 2022 Toutes Causes confondues, généré par les incidents sur le réseau HTA, est de 48,2 minutes contre 38,3 minutes l'année précédente.

Ce constat conduit le SYDEC à approfondir l'analyse de ce paramètre important de la qualité de fourniture de la concession dont le niveau très variable n'est pas, en première approche, cohérent avec les investissements massifs réalisés par Enedis à l'issue des 2 événements climatiques majeurs de 1999 et de 2009.

Il est donc utile d'affiner les causes de ce constat afin de les présenter au concessionnaire de manière à ce qu'il en tire des conclusions.

La décomposition du critère TCC, est la suivante :

En minute	Incidents HTA	Travaux HTA	Incidents BT	Travaux BT	Amont de la concession	Incidents Poste source
Siège et cause	48,2	12,8	16,1	9,7	0,7	**1,0**

La part prépondérante est portée par la cause « incident » sur le siège HTA, conséquences de la végétation présente aux abords des réseaux aériens nus et de l'usure de certains réseaux et équipements de réseau.

FOCUS 2022

Des incidents liés à la canicule sont aussi survenus sur le réseau souterrain.

CRITÈRE B INTEMPÉRIE ANNUELLE PAR ANNÉE DEPUIS 2020 SUR LE RÉSEAU HTA

Fort de ce constat, nous nous sommes attachés à calculer, par année et par type de réseau, l'impact des évènements climatiques marquants, sur le critère B annuel incident du réseau HTA.

Nous isolons ainsi un critère B intempéries du critère B incidents, de manière à déterminer la « fragilité » éventuelle rémanente du réseau HTA aux intempéries.

La rubrique Autre dans les tableaux ci-dessous correspond à des incidents survenus principalement sur les postes de transformation ou à des incidents qui ne peuvent être directement rattachés au réseau aérien ou souterrain.

Ainsi, pour l'année 2022, le critère B HTA dû aux intempéries annuelles principales est de 8,2 minutes contre 4,2 minutes en 2021, année climatiquement très peu perturbée.

TOTAL INTEMPÉRIES 2020

Origine	Durée (mn)	Nombre de clients coupés	Ni Ti Concession	Nombre de coupures	Critère B Intempéries en mn	Critère B annuel (mn)
Aérien	55 512	25 296	5 506 938	53	19,7	44,5
Autre	4 444	9 652	1 124 372	12	4,0	13,2
Souterrain	374	2 510	50 848	1	0,2	17,1
TOTAL	**60 330**	**37 458**	**6 682 158**	**66**	**23,9**	**74,8**

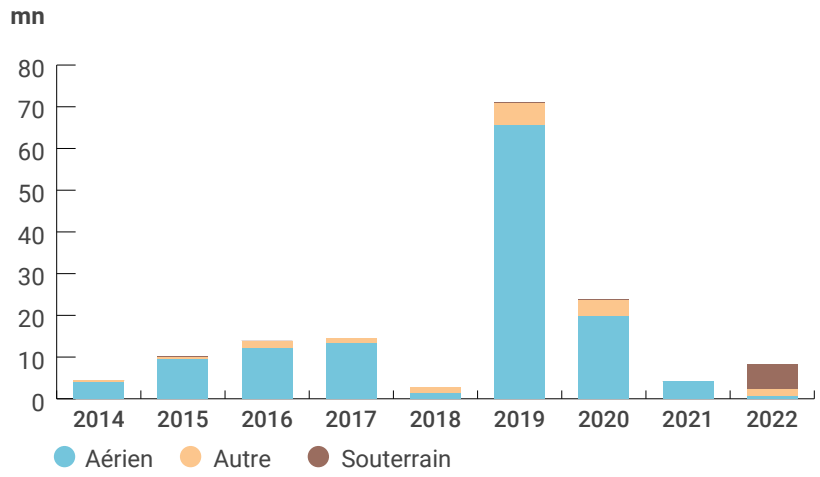
TOTAL INTEMPÉRIES 2021

Aérien	9 631	7 080	1 200 344	20	4,2	16,7
Autre					0,0	6,9
Souterrain					0,0	14,7
TOTAL	**9 631**	**7 080**	**1 200 344**	**20**	**4,2**	**38,3**

TOTAL INTEMPÉRIES 2022

Aérien	1 252	1 575	167 835	3	0,6	17,9
Autre	2 486	6 584	513 480	3	1,8	9,7
Souterrain	17 213	31 110	1 689 344	22	5,8	20,6
TOTAL	**20 951**	**39 269**	**2 370 659**	**28**	**8,2**	**48,2**

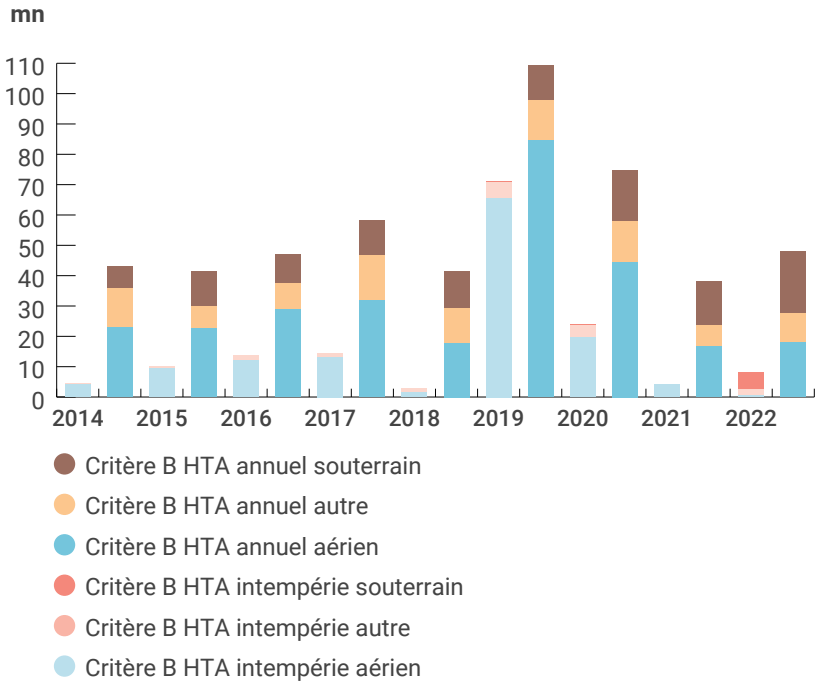
CRITÈRE B HTA INTEMPÉRIE ANNUELLE



CONSTAT : Jusqu'en 2021, lorsque les intempéries annuelles (tempêtes) diminuaient, en intensité et en nombre de jours, les incidents étaient uniquement issus du réseau aérien.

En 2022, année climatiquement non perturbée par des épisodes venteux, un nouveau type d'intempérie fait son apparition : la forte chaleur (canicule ou chaleur estivale).

CRITÈRE B HTA ANNUEL ET CRITÈRE B HTA INTEMPÉRIE ANNUELLE



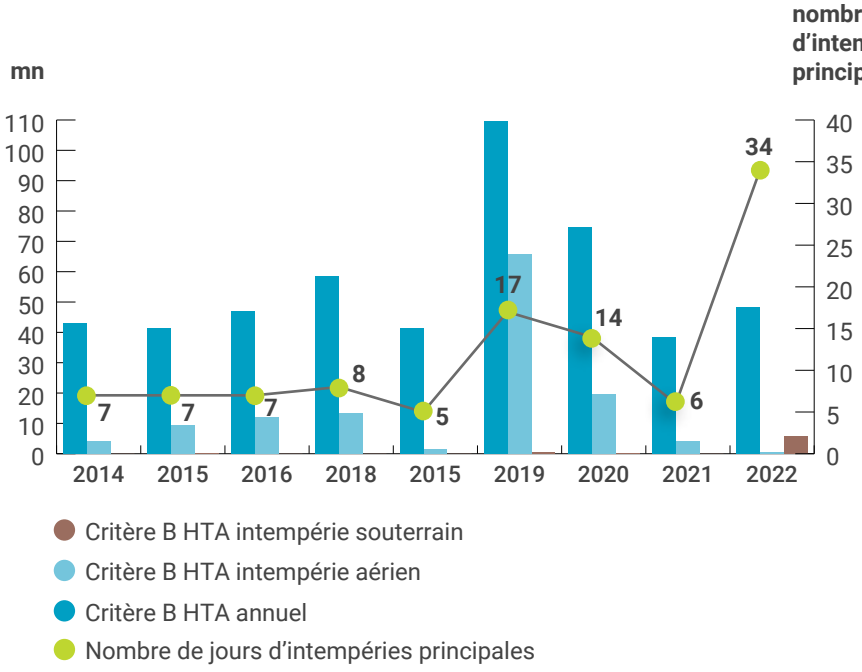
Cette nouvelle intempérie impacte principalement les réseaux souterrains et explique les 34 jours d'intempéries principales.

Le Critère B incidents HTA climatique généré lors de ces intempéries augmente donc très significativement sur le réseau souterrain et ses accessoires par rapport aux autres années.

Il est de 5,8 minutes et peut expliquer l'augmentation des 9,9 minutes du Critère B incidents HTA annuel par rapport à 2021.Le réseau aérien reste le réseau le plus touché lors des intempéries.

Afin d'affiner l'analyse de l'impact des intempéries annuelles sur les ouvrages, nous traçons en superposition les 2 critères B (annuel incident et annuel climatique) et le nombre de jours répertoriés en incidents climatiques lors des évènements climatiques principaux :

CRITÈRE B INTEMPÉRIE ANNUELLE ET NOMBRE D'INTEMPÉRIES ANNUELLES PRINCIPALES

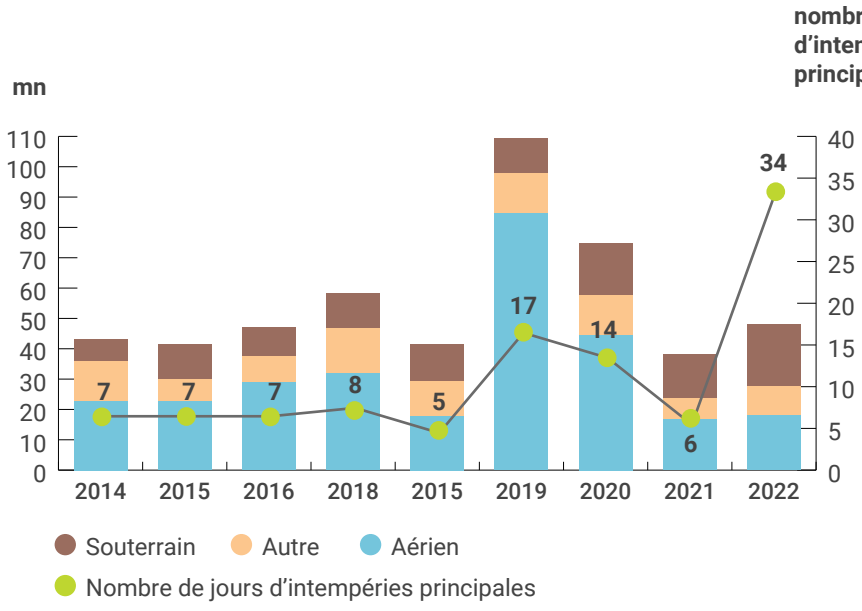


Jusqu'en 2021, les 2 graphes ci-dessus démontrent que le nombre d'intempéries et le critère B intempérie issus des ouvrages aériens sont liés.

En 2022, les 34 jours d'intempéries principales s'expliquent par l'apparition d'un nouveau type d'intempéries : la forte chaleur (canicule ou chaleur estivale), qui impacte essentiellement le réseau souterrain.

Le concessionnaire doit prendre conscience de ces 2 phénomènes climatiques et trouver des solutions pour limiter le nombre de coupures sur le réseau aérien et souterrain lors de ces intempéries.

CRITÈRE B INCIDENT ANNUEL ET NOMBRE D'INTEMPÉRIES ANNUELLES PRINCIPALES



DÉCOMPOSITION DES CAUSES ET DES ORIGINES DU CRITÈRE B INCIDENTS HTA TCC

Cause	Critère B en mn
Usure naturelle	**11,7**
Défaut matériel	**9,2**
Végétaux	**8,6**
Cause forte chaleurs	**6,1**
Tiers	4,2
Vent/pluie	2,8
Orage	2,4
Causes inconnues	1,7
Corps étranger	0,7
Autre	0,3
Fausse manœuvre	0,3
Installation d'abonné	0,1
Animaux	0,1
Grève	0,0
TOTAL	**48,2**

FOCUS 2022

35,6 minutes du temps de coupure moyen perçu par les usagers sont dues à l'usure naturelle, aux défauts sur le matériel, aux incidents causés par les végétaux et aux incidents causés par la canicule.

L'impact du réseau HTA aérien, responsable de 37 % du critère B causé par les coupures pour incidents sur le réseau HTA, est aussi un facteur à travailler par Enedis pour améliorer le Critère B.

Origine incidents	Taux d'usagers coupés	Taux du nombre coupures	Taux de Critère B
Aérien	28 %	38 %	**37 %**
Autre	23 %	24 %	**20 %**
Souterrain	49 %	38 %	**43 %**

DURÉE MOYENNE D'UN INCIDENT HTA SUR LE RÉSEAU AÉRIEN ET SOUTERRAIN EN 2022

	2022	
	Aérien	Souterrain
Nombre d'incidents	122	123
Critère B incidents	17,9	20,6
Durée moyenne d'un incident	8,8	10,1

Constat : lors d'une année perturbée par la canicule, la durée moyenne d'un d'incident issu du réseau aérien (8,8 min) est inférieure à la durée moyenne d'un d'incident issu du réseau souterrain (10,1 min).

L'impact du nombre d'incident sur le réseau souterrain ***lors des épisodes de forte chaleur*** *est donc aussi un facteur à travailler par Enedis pour maintenir un critère B en dessous des 80 minutes.*

ANALYSE DES INTERRUPTIONS LONGUES DU RÉSEAU BT

COUPURES LONGUES (INCIDENTS ET TRAVAUX) D'INTEMPÉRIES ANNUELLES PRINCIPALES

Origine coupures	Nombre d'usagers coupés	Durée cumulée des coupures	Nombre de coupures	Critère B en mn	Taux de Critère B en %
Câbles souterrains	**6 429**	**46 765**	**252**	**4,0**	**15,6 %**
Accessoires de réseau souterrain	5 669	42 056	215	3,2	12,6 %
Conducteurs aériens nus	**6 413**	**46 090**	**246**	**3,7**	**14,5 %**
Accessoires de réseau aérien	4 464	33 624	162	2,8	10,8 %
Ligne à conducteurs isolés	**3 073**	**30 299**	**155**	**1,7**	**6,6 %**
Postes HTA/BT	**9 176**	**42 743**	**232**	**4,9**	**19,1 %**
Branchement BT	4 273	28 084	140	2,4	9,2 %
Autres	**3 513**	**35 204**	**128**	**2,9**	**11,4 %**
TOTAL	**43 010**	**258 104**	**1 530**	**25,7**	**-**

FOCUS 2022

Le réseau en conducteurs isolés basse tension (câble torsadé) est le type de réseau qui subit le moins de coupures et qui génère le moins de critère B.

En effet, concernant les coupures pour incidents et travaux, le réseau en conducteurs isolés génère moins de coupures (155) que le réseau en câble souterrain (252) et que le réseau en conducteurs aériens nus (246). Le réseau en conducteurs isolés génère moins de critère B (1,7 minutes) que le réseau en câble souterrain (4 minutes) et que le réseau en conducteurs aériens nus (3,7 minutes).

*En 2022, le réseau BT a subi **1 530 coupures** et portent sur 5 sièges :*

- *Le réseau aérien nu (conducteurs aériens nus)*
- *Le réseau aérien torsadé (ligne à conducteurs isolés)*
- *Le réseau souterrain (le réseau câble souterrain)*
- *Les postes de transformation*
- *Les branchements*

CONTRÔLE DE LA GESTION COMPTABLE, PATRIMONIALE ET TECHNIQUE DES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ DE LA CONCESSION DÉPARTEMENTALE

ÉTUDE COMPTABLE SUR LES BRANCHEMENTS (PROJET ADELE)

Périmètre de la mission d'audit

Le SYDEC a souhaité réaliser un audit comptable et financier de la concession actuelle, afin de bénéficier d'une vision précise et détaillée de la concession à date, objectivée par une expertise tierce, et dresser un bilan critique de son fonctionnement sur le plan patrimonial pour en tirer des enseignements sur les points positifs à préserver et les éventuels dysfonctionnements à corriger.

Les analyses patrimoniales, objets de cet audit comptable et financier, couvrent notamment la comptabilité concessionnaire qui se doit de traduire précisément les actifs et les passifs spécifiques de la concession, incluant en particulier les droits du concédant et les provisions pour renouvellement, avec des enjeux de transparence, lisibilité et garantie de juste immobilisation des ouvrages retirés et mis en service comme clé de l'équilibre économique du contrat dans le contexte de monopole et de tarif régulé au niveau national.

En termes méthodologiques, pour conduire ces analyses, ont été exploités :

- Les éléments de contrôle généraux dont le SYDEC disposait déjà : historique des CRAC, inventaires et diverses requêtes comptables générales, et cela sur un historique remontant a minima jusqu'à 2016 ;
- Des éléments de contrôle complémentaires fournis par Enedis sur la base d'une demande de documents produite par AEC ;
- Sur la base de ces éléments, un questionnaire a été produit et transmis à Enedis : certaines réponses ont été apportées par écrit par Enedis avant la réunion d'audit sur site et d'autres ont été exposées oralement au cours de cette réunion ;
- Une réunion a eu lieu le 6 juillet 2023 dans les locaux du concessionnaire à Mont-de-Marsan en présence des représentants du SYDEC, d'Enedis et d'AEC. Cette réunion avait pour objectif d'apporter des éclaircissements sur les données fournies par le concessionnaire.

Enfin, à la suite de cette réunion sur site, un dernier échange écrit a eu lieu avec Enedis sur les points ayant nécessité des éclaircissements complémentaires.

Les derniers éléments intégrés dans ce rapport ont été transmis par Enedis le 31 août 2023.

Inventaire détaillé et localisé des ouvrages

Au premier semestre **2017, Enedis a présenté à la FNCCR et à France Urbaine des propositions de mise en œuvre de l'article 153 de la LTE-CV** (désormais codifié à l'article L. 2224-31-I du CGCT), selon lequel une autorité concédante peut demander à son concessionnaire la production d'un inventaire détaillé et localisé des ouvrages concédés. Enedis disposait alors d'un inventaire détaillé et localisé par commune pour plus des trois quarts des valeurs immobilisées à l'actif de son bilan.

Un travail a été lancé par Enedis depuis 2017 pour établir un inventaire détaillé et localisé par commune des ouvrages (projet « ADELE » pour Actif Détaillé et Localisé). Ce projet national a concerné également la concession du SYDEC. Les ouvrages « non localisés » sont essentiellement les branchements, au sens de la norme NF C14-100, composés des liaisons réseaux, des dérivations individuelles, des ouvrages collectifs de branchement et des matériels de comptage.

Le projet ADELE est quasiment arrivé à son terme en 2022 (quasiment dans le sens où il reste un reliquat d'environ 50 000 disjoncteurs à traiter au niveau national) aussi bien au niveau national que pour la concession du SYDEC après une année de retard entrainé notamment par la crise sanitaire de 2020 et 2021.

L'arrêté dit « arrêté inventaire (1) » du 10 février 2020 est en effet venu fixer le contenu et les délais de production de l'inventaire, détaillé et localisé, des ouvrages (2) des concessions de distribution d'électricité.

Extrait de l'arrêté inventaire du 10 février 2020

Catégorie d'ouvrages	Exigibilité sur la base des comptes approuvés des exercices ouverts à compter de
Compteurs correspondant aux points de mesure des clients BT > 36 kVA et HTA	la date de publication du présent arrêté
Compteurs correspondant aux points de mesure des clients BT ≤ 36 kVA	la date de publication du présent arrêté, et au fur et à mesure du déploiement des dispositifs de comptage évolué prévus aux articles R. 341-4 et suivants du code de l'énergie
Ouvrages collectifs de branchement	la date de publication du présent arrêté
Liaisons réseau	2021
Dérivations individuelles et disjoncteurs	2022

Les impacts comptables de la finalisation du programme ADELE en 2022 fait l'objet d'une analyse spécifique *infra*.

(1) Cet arrêté, dit « arrêté inventaire » pour les concessions de distribution publique d'électricité, était attendu depuis l'adoption de la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (dite loi TECVL). Ce décret, est paru le 28 février 2020 au Journal officiel.
(2) Prévu à l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales.

Dans le cadre du protocole d'accord signé en 2013 entre la FNCCR et Enedis pour « renforcer les relations entre les autorités concédantes et le concessionnaire Enedis au service de la qualité du service concédé », Enedis a engagé un certain nombre d'améliorations pour une meilleure localisation des ouvrages et fiabilité des inventaires. Le chantier fiabilisation qui en découle fait suite à l'arrêt du Conseil d'Etat concernant la Commune de Douai le 21/12/2012, qui rappelle que le concessionnaire est tenu de communiquer au concédant un inventaire précis des ouvrages de la concession… ».

Ainsi l'alinéa 3.2 du protocole d'accord engage Enedis vers :

- « Une localisation des transformateurs HTA/BT en comptabilité à la maille de la commune ». **Cela est effectif depuis 2015 ;**
- « La mise en place progressive d'un suivi détaillé des colonnes électriques » **Cela est effectif depuis 2018 ;**
- « Une ventilation des coûts annuels de branchements par concession de plus en plus précise. Une instruction des modalités de suivi technique et de dénombrement des flux de nouveaux branchements à lancer. » **Cela est effectif depuis 2016 pour le flux, en cours pour le stock dans le cadre du projet ADELE ;**

- « Vers une localisation des dispositifs de comptage à la maille commune via le déploiement des compteurs Linky » **Cela est effectif depuis 2017 pour le flux et se poursuivra jusqu'à la fin du déploiement des compteurs Linky pour le stock ;**
- Le rapprochement des bases technique et comptable pour les ouvrages suivis de façon individualisée et localisée. **La démarche a débuté en 2019 et se poursuivra jusqu'en 2023 pour le stock dans le cadre du projet ADELE.**

Le « décret inventaire » de février 2020 s'inscrit dans la continuité (poursuite de la localisation de l'ensemble du patrimoine concédé, transmission d'un inventaire des biens de retour et des biens propres, transmission des origines de financement sur l'exhaustivité des ouvrages en concession).

Ouvrages couverts par l'inventaire

L'arrêté inventaire stipule en article 1 (avec un détail en annexe 1) que l'inventaire doit être constitué d'un état complet des ouvrages utilisés par le gestionnaire du réseau public de distribution dans lequel doivent figurer notamment « tous les ouvrages ou parties d'ouvrages affectés à la distribution d'électricité afin de desservir les consommateurs ainsi que, le cas échéant, les bâtiments, locaux et terrains acquis pour établir ces ouvrages ». En outre, l**a partie des postes de transformation de haute ou très haute tension en moyenne tension** (postes source), exploitée par le gestionnaire du réseau de distribution et affectée concurremment à plusieurs concessions de distribution d'électricité, figure dans l'inventaire de chacune d'entre elles.

Les biens couverts par l'inventaire sont censés, selon l'article n°7 de cet arrêté, disposer d'un identifiant identique et unique dans chacun des fichiers transmis (que ce soit dans les fichiers comptables, techniques et dans la cartographie SIG), dès que cela est possible, ce qui devrait permettre de largement faciliter 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 à ce jour l'essentiel du patrimoine concédé, ce n'est à l'heure actuelle techniquement pas 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.

À défaut, le Concédant doit pouvoir disposer a minima du « numéro d'affaire » en face de chaque immobilisation comptable dans l'inventaire, permettant de faire le lien, à la maille chantier, avec les éléments techniques et notamment avec le détail des investissements d'Enedis.

Description des ouvrages couverts par l'inventaire

Les informations comptables transmises classiquement (valeurs brutes, valeurs nettes, provisions pour renouvellements, etc.), ainsi que les évolutions qui font suite à la parution de cet inventaire (transmission des origines de financement ouvrage par ouvrage) et transmises pour les biens de retour (inventaire du patrimoine concédé) ne s'appliquent pas aux autres biens (partie des postes de transformation de haute ou très haute tension en moyenne tension (postes source), l'arrêté limitant les éléments transmissibles à des informations d'ordre technique.

En effet, concernant les **postes sources (plus précisément la partie des postes de transformation de haute ou très haute tension en moyenne tension),** l'arrêté inventaire prévoit explicitement en annexe 2 les informations à fournir :

« […] à chaque article figurant à l'inventaire sont associées les informations suivantes :

- *l'adresse ;*
- *le nom (libellé long et libellé court) ;*
- *la date de mise en service ;*
- *les tensions amont et aval ;*
- *le nombre de transformateurs installés ;*
- *la puissance unitaire et l'année de fabrication de chaque transformateur ;*
- *les communes desservies, en conditions normales d'exploitation. »*

En conséquence, pour la partie des postes de transformation de haute ou très haute tension en moyenne tension (postes sources), il n'y a pas d'information comptable à communiquer dans le cadre de l'arrêté relatif à l'inventaire.

Concernant les **biens de reprises :** le régime des biens en concessions est décrit aux articles L 3132-4 à L 3132-6 du Code de la Commande Publique.

« Les biens de reprise sont caractérisés par :

- *Des biens non indispensables au fonctionnement du service public.*
- *La propriété du délégataire sauf reprise par le délégant en fin de contrat.*
- *Une clause de reprise impérative le cas échéant, assortie d'un prix.*

A ce jour, Enedis a répondu qu'« il n'y a pas de bien de reprise mais ce type de bien est prévu par l'arrêté, au cas où et que, selon l'arrêté inventaire, annexe 2, sont associées les informations suivantes :

– identifiant d'immobilisation ;

– nature de l'ouvrage ;

– catégorie d'ouvrages ;

– commune ;

– date de mise en service.

Focus sur les ouvrages « localisés »

Les ouvrages « localisés » représentent, à fin 2022, 1 225 M€ soit plus de 99,7 % du patrimoine de la concession. Ils sont constitués des réseaux HTA et BT, des postes et transformateurs HTA/BT, des comptages (compteurs Linky, marché d'affaires et disjoncteurs), des branchements (colonnes montantes depuis 2018 et branchements individuels depuis 2022 suite à la fin du projet ADELE visant à localiser l'ensemble des ouvrages de la concession, cf. analyse spécifique infra) ainsi que d'autres divers « autres ouvrages localisés ».

Les réseaux HTA et BT

Les réseaux HTA et BT représentent respectivement 29 % (361 M€ en valeur brute, 203 M€ en valeur nette) et 38 % (463 M€ en valeur brute, 292 M€ en valeur nette) du patrimoine de la concession du SYDEC à fin 2022.

Les valeurs brutes des réseaux HTA et BT progressent respectivement de +2 % (+7,1 M€) et +5 % (+17,1 M€) en 2022, soit un rythme respectivement inférieur (+4 % par an en moyenne sur 2010-2022) et inférieur (+6 % par an en moyenne sur 2010-2022) à celui constaté sur la période analysée.

Les postes HTA/BT

Les postes HTA/BT représentent, à fin 2022, 9 % du patrimoine de la concession (111 M€ en valeur brute, 48 M€ en valeur nette).

La valeur brute des postes HTA/BT progresse de +3 % en 2022 (+3,5 M€), en deçà ce qui est constaté sur la période analysée (+4 % par an en moyenne sur 2010-2022).

Les transformateurs HTA/BT

Les transformateurs HTA/BT étaient jusqu'à fin 2014 affectés à la maille d'exploitation du concessionnaire (maille DR ex-centre). Une clé de répartition était ensuite appliquée pour ces ouvrages pour leur affectation à la concession.

Les transformateurs HTA/BT représentent, à fin 2022, 3 % du patrimoine de la concession (42 M€ en valeur brute, 25 M€ en valeur nette).

La valeur brute des transformateurs HTA/BT progresse de +4 % en 2022 (+1,6 M€), légèrement en deçà de ce qui est constaté sur la période analysée (+5 % par an en moyenne sur 2010-2022).

Pour rappel, depuis 2015 Enedis dispose d'un inventaire localisé et valorisé des transformateurs HTA/BT à la maille communale à la suite d'un chantier visant à cette localisation engagée en 2014.

À noter également qu'il existe dans l'inventaire comptable, à la marge, des « transformateurs non localisés » qui correspondent aux transformateurs en magasin permettant de répondre aux besoins instantanés de l'exploitation en cas de panne ou d'avarie, et d'une manière générale, en cas d'événement exceptionnel et imprévisible. Les transformateurs HTB-HTA sont des ensembles techniques spécifiques. Les avantages économiques futurs liés à la détention de ces matériels proviennent de leur disponibilité immédiate en cas de panne ou d'avarie. Les transformateurs en magasins peuvent être vus comme des ouvrages « volants » qui restent en exploitation.

En conséquence les transformateurs HTB-HTA inscrits en magasins sont comptabilisés à l'actif et amortis sur une durée de 40 ans. Cette logique est d'ailleurs transposée sur les compteurs Linky. Les compteurs Linky n'ont pas vocation à séjourner en magasin sur une durée longue.

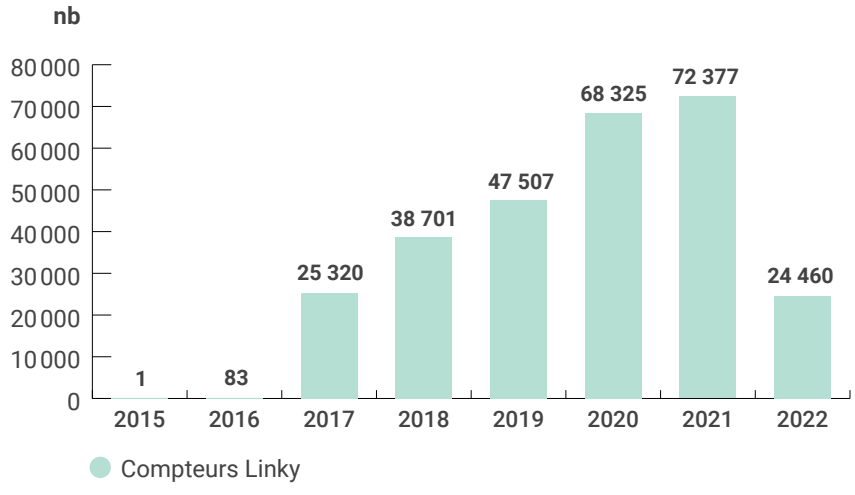
Les compteurs Linky

Le déploiement du compteur communicant Linky en masse a débuté en 2016 sur la concession du SYDEC et s'est poursuivi jusqu'en 2021 puis en 2022 avec une pose en diffus avec 276 774 compteurs communicants posés et immobilisés (selon l'inventaire comptable), soit 94 % des PDL. Cela représente une valeur brute de 21,9 M€, soit 84 €/u en moyenne par compteur Linky immobilisé (cela ne comprend que le coût du compteur et de sa pose et n'inclue pas les coûts d'infrastructure et des concentrateurs), soit un coût unitaire comparable à ce qui est constaté par ailleurs.

Ce graphique illustre le début du déploiement des compteurs Linky à partir de la fin de l'exercice 2016 puis la montée en puissance du rythme de déploiement qui atteint 72 377 compteurs Linky immobilisés sur la seule année 2021.

Avec un taux de déploiement Linky de 94 % à fin 2022, la concession du SYDEC est au niveau de la moyenne nationale (93 % à fin 2022).

DÉCOMPOSITION PAR MILLÉSIME COMPTABLE DES QUANTITÉS COMPTABLES LINKY À FIN 2022



Les disjoncteurs

Les **disjoncteurs** représentent, à fin 2022, 0,3 % du patrimoine de la concession (4,1 M€ en valeur brute, 1,7 M€ en valeur nette).

Avant 2022, c'est-à-dire avant la finalisation du projet ADELE de localisation des ouvrages, la valorisation des disjoncteurs était intégrée dans la valeur des « comptages non localisés ».

Compte tenu des évolutions comptables en 2022 relatives à cette typologie d'ouvrage (finalisation du projet ADELE de localisation des ouvrages en 2022), impactant significativement les valeurs comptables et leurs évolutions, les disjoncteurs font l'objet d'une analyse spécifique *infra*.

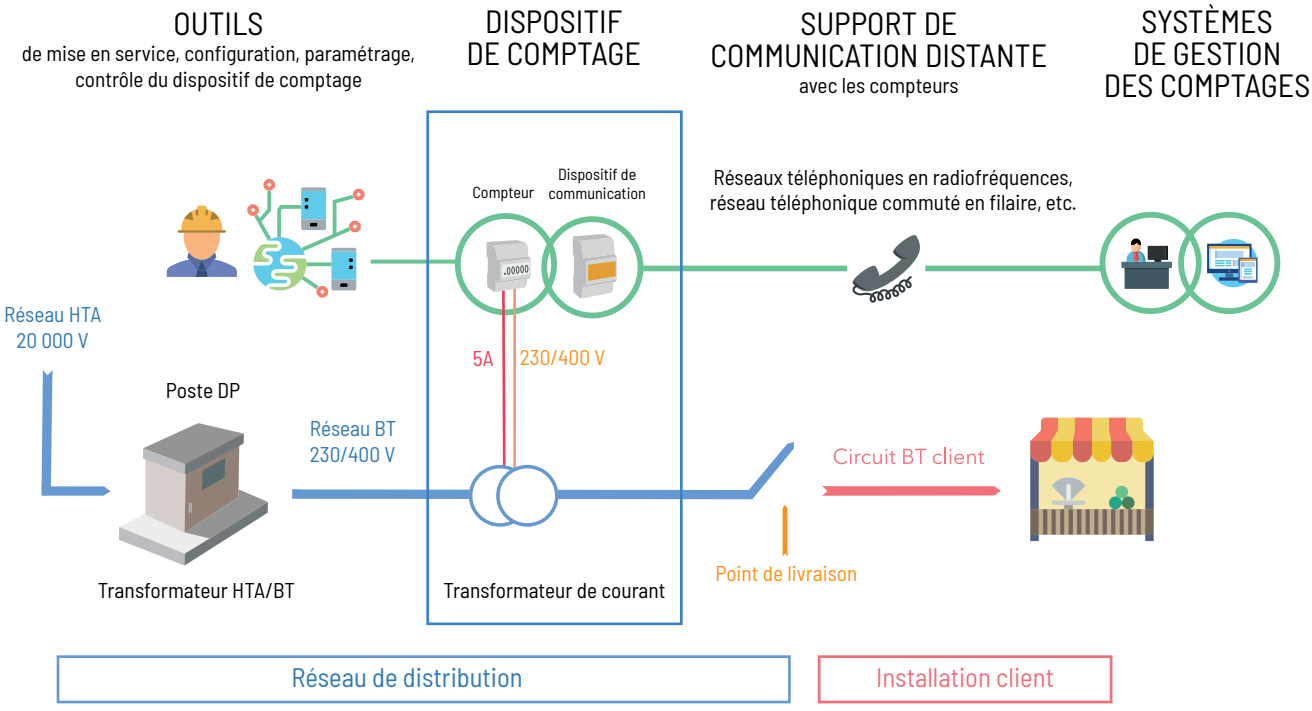
Les comptages C1-C4 (marché d'affaires)

À l'occasion de la fin des Tarifs Réglementés de Vente, tous les matériels de comptage HTA et BT sup à 36 kVA (C1-C4) ont été renouvelés. Dans le cadre de ce renouvellement, Enedis a tenu une base du flux des nouveaux compteurs posés et dispose de facto d'une base technique à jour et fiabilisée.

Ces travaux de fiabilisation ont ainsi permis la mise en place de l'individualisation de ce type de matériels et de prendre en compte en comptabilité leur localisation précise :

- En comptabilité, à ce stade, **seuls les compteurs et les dispositifs de communication (modem) ont été individualisés ;**
- **Les autres matériels équipant le point de comptage (transformateurs de courant ou de tension notamment) font partie de la dérivation individuelle : les valeurs correspondantes seront individualisées d'ici fin 2023.**

SCHÉMA D'INTERFACE DES COMPTAGES DANS LE RÉSEAU DE DISTRIBUTION

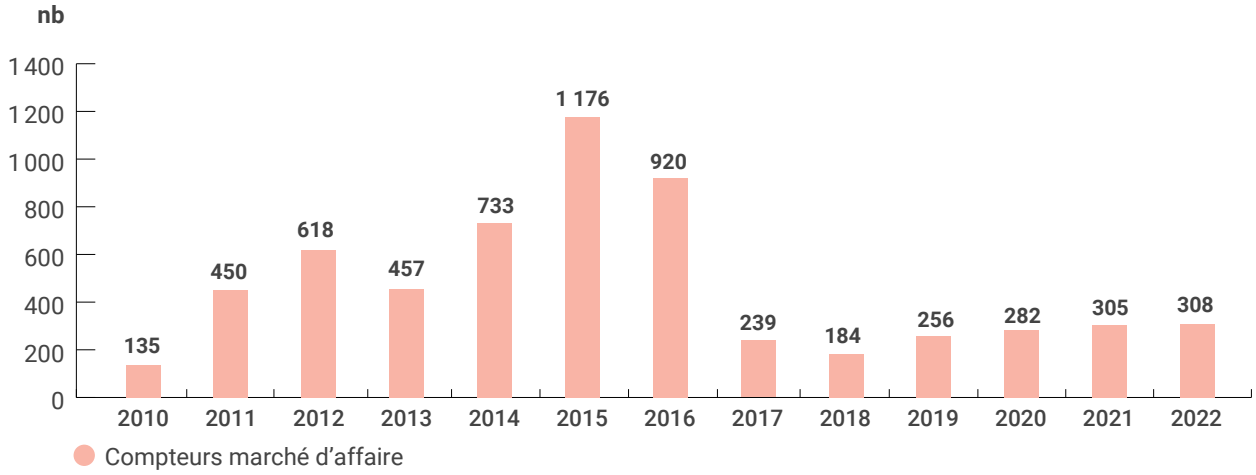


Système de comptage relevé
Exemple : point de livraison BT > 36 kVA

Source : Enedis

Cette gestion individualisée donne une meilleure vision du patrimoine comptage C1-C4 **en quantité.** Ainsi, sur la concession du SYDEC, il a ainsi été dénombré à fin 2021, 6 277 compteurs C1-C4, pour une valeur brute de 1,6 M€.

DÉCOMPOSITION PAR MILLÉSIME COMPTABLE DES QUANTITÉS COMPTABLES DE COMPTEURS DU MARCHÉ D'AFFAIRES À FIN 2022



Ouvrages collectifs de branchements (colonnes montantes)

Les **ouvrages collectifs de branchements (colonnes montantes)** représentent, à fin 2022, 1,6 % du patrimoine de la concession (19 M€ en valeur brute, 14 M€ en valeur nette).

La valeur brute des colonnes montantes progresse de +7 % en 2022 (+1,2 M€).

Branchements individuels

Les **ouvrages de branchements localisés (branchements individuels)** représentent, à fin 2022, 16 % du patrimoine de la concession (194 M€ en valeur brute, 115 M€ en valeur nette).

La valeur brute des branchements individuels progresse de +43 % en 2022 (+58 M€). Cela fait suite aux impacts comptables de leur localisation en 2022 (cf. analyse spécifique infra).

Compte tenu des évolutions comptables en 2022 relatives à cette typologie d'ouvrage (finalisation du projet ADELE de localisation des ouvrages en 2022), impactant significativement les valeurs comptables et leurs évolutions, les branchements individuels font l'objet d'une analyse spécifique infra.

Autres ouvrages localisés

Les **autres ouvrages localisés** représentent, à fin 2022, 0,5 % du patrimoine de la concession (6,6 M€ en valeur brute, 3,2 M€ en valeur nette).

La valeur brute des autres ouvrages localisés augmente de +3 % en 2022 (+0,2 M€), alors que sur la période analysée (2010-2022), ils diminuent de -0,5 % par an en moyenne.

Les « autres ouvrages localisés » les plus significatifs sont les suivants, représentatifs de plus des trois quarts de cette typologie d'ouvrages :

- Aménagement des installations techniques pour 4 M€ en valeur brute. Les aménagements des installations techniques concernent essentiellement l'immobilisation des travaux du programme MALTEN et d'amélioration des terres ainsi que l'immobilisation des ILD (indicateurs lumineux de défauts) ;
- Les « Matériels de communication des compteurs marché d'affaire » pour 1 M€ en valeur brute.

Focus sur les ouvrages « non localisés »

Les ouvrages « non localisés » ne représentent, à fin 2022, que 3,1 M€ soit 0,3 % du patrimoine de la concession. Ils sont constitués d'un reliquat de disjoncteurs non encore localisés à fin 2022 ainsi que d'autres divers « autres ouvrages non localisés ».

Comptages « non localisés »

Les **comptages non localisés** représentent, à fin 2022, 0,1 % du patrimoine de la concession (148 k€ en valeur brute, 86 k€ en valeur nette).

Aux dires d'Enedis, ils sont constitués du reliquat de disjoncteurs non encore localisé dans le cadre du projet ADELE à fin 2022.

Ce reliquat devrait être traité au cours de l'exercice 2023.

Autres ouvrages non localisés

Les **autres ouvrages non localisés** représentent, à fin 2022, 0,2 % du patrimoine de la concession (3,0 M€ en valeur brute, 1,5 M€ en valeur nette).

La valeur brute des autres ouvrages non localisés diminue de -0,8 % en 2022, alors que sur la période analysée (2010-2022), ils progressent de +6 % par an en moyenne.

A noter qu'ils ne peuvent, comme les branchements « non localisés », être dénombrés compte tenu de leur modalité de gestion « en masse financière ».

Les 3 sous-types d'« autres ouvrages non localisés » les plus significatifs sont les suivants, représentatifs de 92 % des « autres ouvrages non-localisés » :

- « Aménagement Linky » pour 2,4 M€ en valeur brute.

  Par définition les ouvrages relevant de cette famille ne trouvent pas leur place au sein des autres familles. Ces ouvrages encore gérés en masse financière n'apporteraient que peu de plus-value à être localisés ;
- « Voie de transmission » au total pour 0,5 M€ en valeur brute.

  Ces ouvrages constituent le système de communication des postes sources et inter-postes sources.
- Dépollution des transformateurs HTA/BT (PCB), qui sont pourtant des ouvrages « localisés, pour 0,1 M€ en valeur brute.

Ce type d'ouvrage enregistre les dépenses engagées pour la mise en œuvre du plan de dépollution des transformateurs HTA/BT suite à une obligation légale liée à l'environnement. Elles ne concernent que les dépenses de dépollution et pas de remplacement du transformateur HTA/BT.

Ces opérations de dépollution initiées et engagées « en masse », bien avant la localisation des transformateurs, ne pouvaient pas à l'époque être localisées.

Point spécifique sur la localisation des branchements non localisés

L'objet de cette partie est d'apporter des éclaircissements à l'AODE sur la finalisation en 2022 du projet ADELE (Actif Détaillé et Localisé) d'Enedis qui vise à localiser comptablement la quasi-intégralité du patrimoine de la concession.

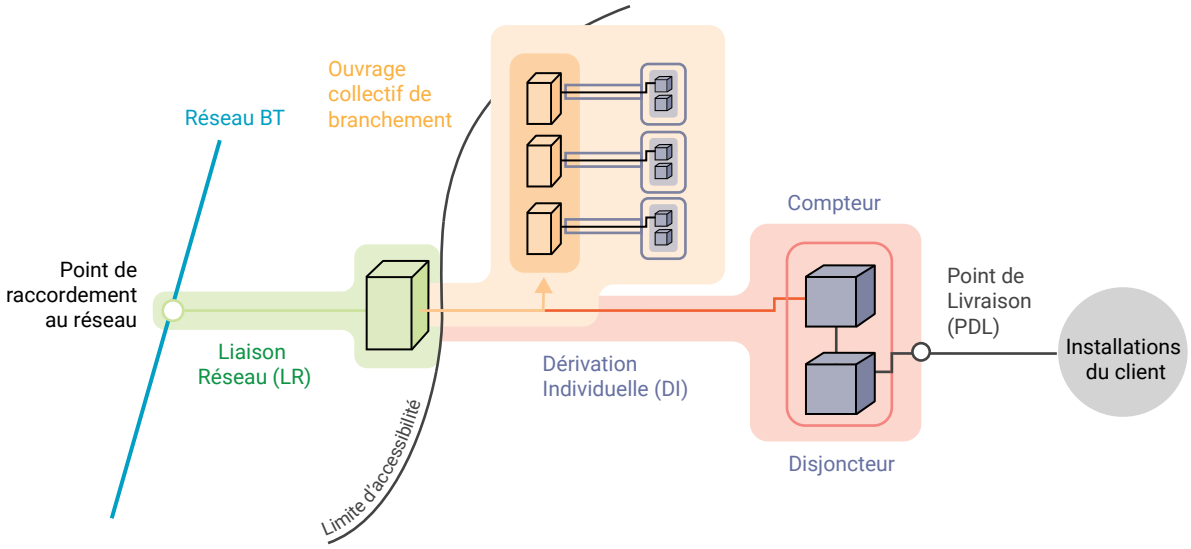
Les compteurs sont localisés au fur et à mesure du déploiement des dispositifs Linky sur la concession. Les ouvrages collectifs de branchements et les dérivations individuelles associées (colonnes montantes) ont été localisés en 2018 et 2019 à la suite d'un travail d'inventaire d'Enedis. Les liaisons réseaux, dérivations sur branchements individuels et disjoncteurs l'ont été en 2022 comme l'expose les paragraphes *infra*.

Éléments de contexte et rappels

Enedis a mené des travaux d'inventaire des branchements depuis 2017 : les branchements n'étant pas décrits précisément dans les bases techniques historiques d'Enedis, le concessionnaire a mené depuis 2017 des travaux pour :

- Dresser la liste des différents composants des branchements ;
- Les localiser précisément ;
- Détailler les valeurs comptables immobilisées par commune et établir le lien entre ces valeurs et les identifiants des ouvrages ;

SCHÉMA SYNTHÉTIQUE D'UN OUVRAGE DE BRANCHEMENT



Source : Enedis

Les processus métier et les systèmes d'information ont été adaptés pour que les ouvrages soient individualisés et localisés précisément (cohérence bases technique et comptable assurée) lors des mises en exploitation, et lors des mises hors exploitation et des modifications d'ouvrages existants.

- A ce titre, les Cahiers des Clauses Techniques et Particulières des contrats des prestataires d'études et de travaux d'Enedis ont été adaptés ;
- Un groupe de travail Enedis/FNCCR/France Urbaine a permis d'établir un accord de méthode pour faciliter la collecte et la transmission à Enedis des données descriptives des branchements réalisés sous maîtrise d'ouvrage des autorités concédantes.

Depuis 2019, sur la base de l'arrêté comptable 2018, Enedis livre aux autorités concédantes qui le demandent des inventaires détaillés et localisés des compteurs Linky, du matériel de comptage (compteurs et modems) des clients BT sup 36 et HTA et des ouvrages collectifs de branchements. En 2020, ces états ont été adaptés au format spécifié dans l'arrêté inventaire du 10 fév. 2020.

Le planning de l'arrêté prévoyait une livraison des inventaires détaillés des liaisons réseau (LR) sur la base des comptes 2021, des dérivations individuelles (DI) et des disjoncteurs (disj) sur la base des comptes 2022. Les contraintes sanitaires ayant retardé les développements informatiques, Enedis n'a été en mesure de livrer l'ensemble de ces éléments (LR, DI et disj) dans le cadre du présent contrôle sur la base des comptes 2022, comme partagé avec les fédérations dès mars 2021.

CALENDRIER ADELE DÉFINITIF



** inventaire livrés en année N- 1 sur la base de l'arrêté comptable de l'année N.*

Source : Enedis

Travaux visant à localiser les branchements menés par Enedis

Inventaire des branchements

Les paragraphes infra décrivent la méthodologie de dénombrement et de valorisation des branchements employée par Enedis

Méthodologie de dénombrement des différents composants des branchements incluant leur localisation et leur datation

Les travaux d'inventaire menés pour les OCB (colonnes montantes) ont été utilisés pour établir la liste des liaisons réseau et des dérivations individuelles des branchements individuels.

- L'inventaire des ouvrages collectifs a permis de lister les PRM (Point Référence Mesure) desservis par un OCB. Par différence, tous les autres PRM sont réputés desservis par des branchements individuels. On décompte :
  - Une liaison réseau pour chaque bâtiment dans lequel il existe un ou plusieurs OCB, et une liaison réseau par branchement individuel.
  - Une dérivation individuelle par PRM rattaché à une liaison réseau individuelle. Les DI rattachées aux colonnes sont, elles, gérées au sein des OCB depuis 2018.
  - La localisation par commune est issue de l'adresse des PRM.
- La datation est déduite des dates de 1re mise en service des PRM, des dates de construction des bâtiments (source Cadastre), ou des dates de construction du réseau BT alimentant le PRM (dans cet ordre).

La liste des disjoncteurs a été établie à partir de la liste des PRM équipés ou à équiper d'un compteur Linky.

- La localisation est celle de l'adresse des PRM.
- Ils ont été datés à partir des dates de fabrication collectées lors des poses de compteurs Linky, en considérant que la date de pose était proche de la date de fabrication (dates disponibles dans 30 % des cas). Lorsque cette date n'est pas disponible, les disjoncteurs ont été affectés d'une date en respectant les règles suivantes :
  - La répartition des disjoncteurs par année (x % construits l'année N) constatée sur les données collectées lors des poses Linky est appliquée à l'ensemble de la population (application par DIR).
  - Le choix d'une année pour un disjoncteur donné est aléatoire, en s'assurant que l'année de fabrication du disjoncteur est postérieure ou égale à l'année de construction de la dérivation qui l'alimente

Principes de valorisations des branchements localisés

Les mêmes principes de valorisation que pour les OCB ont été appliqués pour l'initialisation comptable du stock de LR et de DI :

- La valeur brute des ouvrages est établie en répartissant sur chaque ouvrage inventorié les montants comptabilisés historiquement par année et par direction inter-régionale. La répartition tient compte des caractéristiques techniques de chaque ouvrage.

Conformément à l'article 8 de l'arrêté inventaire, les ouvrages totalement amortis historiquement sont réinscrits pour une valeur brute nulle.

- Les financements respectifs du concédant et du concessionnaire sont calculés par ouvrage en fonction de sa nouvelle valeur brute et du taux de financement enregistré historiquement en comptabilité par année et par direction inter-régionale.
- Les amortissements et la provision pour renouvellement sont calculés par ouvrage en fonction des nouvelles valeurs brutes et des modalités contractuelles afférentes à leur nouvelle localisation. La provision relative aux ouvrages construits entre 1975 et 1977 et mise en attente entre 2015 et 2017 leur a été affectée au prorata de leur valeur brute d'origine.

Le stock de disjoncteurs a été valorisé sur la base des coûts d'achats historiques (année par année), leur coût unitaire étant connu (de l'ordre de 22€/u en 2022).

Principes de d'immobilisation des branchements localisés

En comptabilité, les ouvrages sont désormais immobilisés de manière regroupée par typologie, commune et date de pose.

L'inscription en comptabilité du stock des ouvrages inventoriés au 1er janvier 2022 est terminée. Du fait des volumes très importants (environ 25 millions de LR, 16 millions de DI, 39 millions de disjoncteurs), les ouvrages sont regroupés en immobilisation par typologie, commune et date de pose, selon les mêmes règles que pour les compteurs Linky.

SCHÉMA SYNTHÉTIQUE D'UNE FICHE IMMOBILISATION DES BRANCHEMENTS LOCALISÉS



Source : Enedis

Désormais 25 millions d'immobilisations sont gérées en comptabilité, contre 10 millions avant inventaire.

Les états d'inventaire restituant ces immobilisations seront disponibles avec la publication des CRAC 2022 en juin 2023.

Analyse de la durée de vie des branchements

Les analyses de durée de vie des LR (liaisons réseaux) et DI (dérivations individuelles) constitutives des branchements sont rendues nécessaires par l'individualisation et par la structure de la pyramide des âges des stocks, révélée par l'inventaire. En effet, le stock de LR et DI individualisé suite aux travaux d'inventaire montre une part importante de LR et DI ayant dépassé leur durée d'amortissement actuelle (40 ans).

PYRAMIDE DES ÂGES DES LR INVENTORIÉS (MAILLE NATIONALE)



Taux des LR de plus de 40 ans : 45 %

PYRAMIDE DES ÂGES DES DI INVENTORIÉS (SOUTERRAINES CAR AÉRIENNES INTÉGRÉES AUX LR, MAILLE NATIONALE)



Taux des DI souterraines de plus de 40 ans : 30 %

Source : Enedis

Tout comme pour les colonnes montantes à l'époque, 3 types d'analyses peuvent être développées pour étayer le choix d'une durée d'amortissement :

L'étude de la durée de vie des ouvrages de réseau est basée sur plusieurs méthodes et des faisceaux d'indices s'appuyant sur les données techniques et sur l'observation des ouvrages en exploitation.

DÉTAIL DES 3 TYPES D'ANALYSES MENÉES PAR ENEDIS POUR ÉTAYER LE CHOIX D'UNE DURÉE D'AMORTISSEMENT

1 Analyse de la tenue technique des ouvrages

- ✓Historique des prescriptions matériel (normes et spécifications)
- ✓Prélèvements et tests de vieillissement en laboratoire de matériels en exploitation

2 Observation des ouvrages en exploitation

- ✓Etudes d'incidentologie en fonction de l'âge des ouvrages
- ✓Analyses statistiques du stock (pyramides des âges), et du flux de dépose par âge

3 Revue de l'évolution potentielle du parc

- ✓Revue de l'évolution du parc : projection tendancielle et impacts externes potentiels

Source : Enedis

Analyse de la tenue technique des ouvrages de branchement

S'agissant des branchements aériens et aéro-souterrains, les conclusions des essais réalisés sur les câbles du réseau BT aérien torsadé en 2011 ont été réutilisées, ces câbles étant de même technologie que les câbles des branchements aériens.

- Câbles synthétiques torsadés : 5 240 000 branchements soit 65 % du stock de branchements aériens
  - Le parc des ouvrages synthétiques présente un âge moyen du stock de 37 ans, proche de la durée historique d'amortissement ;
  - La faible incidentologie de ces paliers techniques (0,6 %) et la stabilité de ce taux quel que soit l'âge permet d'envisager un allongement de durée de vie sans impact sur la qualité de desserte ;
  - La durée de vie des câbles de réseau aérien torsadés, de même technologie que les câbles de branchements aériens torsadés est passée de 40 à 50 ans en 2011.
- Câbles nus : 2 850 000 branchements soit 35 % du stock de branchements aériens
  - Ces ouvrages, construits avant 1972, sont sans valeur au bilan (VB, VNC et PR nuls car les masses financières avaient été sorties en fin de vie comptable –40 ans, donc totalement amorties) ;
  - Le parc des ouvrages non synthétiques présente un âge moyen du stock de 61 ans ;
  - Ces branchements sont amenés à être résorbés au fur et à mesure du renouvellement des fils nus (quasi éradication attendue à horizon 2040).

Au vu de ces éléments, une durée de vie des câbles de LR aériens torsadés de 50 ans a été retenue, identique à celle des câbles aériens torsadés BT (les câbles nus n'étant pas identifiés séparément dans le SI, leur durée est également allongée à 50 ans, sans impact comptable car les ouvrages ont une valeur nulle au bilan).

Une actualisation des études de 2011 sur le torsadé BT sera lancée dès 2023.

En revanche, s'agissant des branchements souterrains, en 2021 et 2022, les essais ont porté sur des câbles souterrains déjà en exploitation depuis plus de 18 ans :

- Le choix d'ouvrages déjà en exploitation permet de prendre en compte les effets de l'exposition aux conditions climatiques et à l'usage (intensité transitée).
- La comparaison des résultats sur plusieurs plages d'années permet de caractériser la courbe de vieillissement.
- 30 câbles ont été testés, prélevés sur tout le territoire : 1 à 2 échantillons par direction régionale.

Les échantillons ont été confiés à deux laboratoires :

- Laborelec , filiale du groupe Suez. Ce laboratoire a traité 22
- EDF R&D, filiale du groupe EDF. Ce laboratoire a traité 8 échantillons.

Les essais sont ceux requis pour la mise sur le marché des câbles neufs de branchement

- Analyse de la gaine extérieure en PVC, analyse de l'isolation en PVC ou PE, analyse des âmes, du neutre et de l'écran.
- Essais d'allongement à la rupture des gaines, de claquage des isolants.

Résultat des essais

- Les essais électriques sur les gaines et les isolants affichent un taux de succès de plus de 90 %.
- Les essais mécaniques sur les isolants affichent un taux de succès de 95 %.
- Ces essais simulent les conditions d'exploitation des câbles au cours de leur vie en exploitation.

En outre, les essais permettent de dresser des courbes de vieillissement. La courbe du test le plus dur indique un âge moyen de claquage à 55 ans, avec un intervalle de confiance de [5 ; 280].

En synthèse, les essais montrent un bon état global des échantillons testés, quel que soit leur âge, avec toutefois un horizon de claquage difficile à cibler de façon précise.

Au vu de la relative jeunesse du stock de branchements souterrains et de la difficulté d'estimer un horizon de claquage, la durée de vie de ces câbles est maintenue en 2022 à 40 ans.

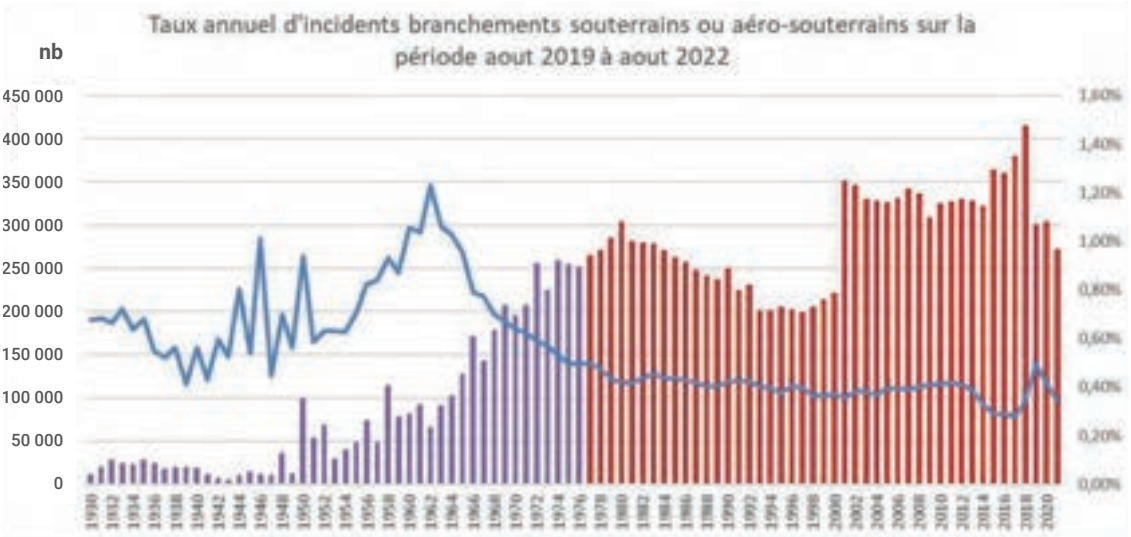


Observation des ouvrages de branchement en exploitation et de l'incidentologie

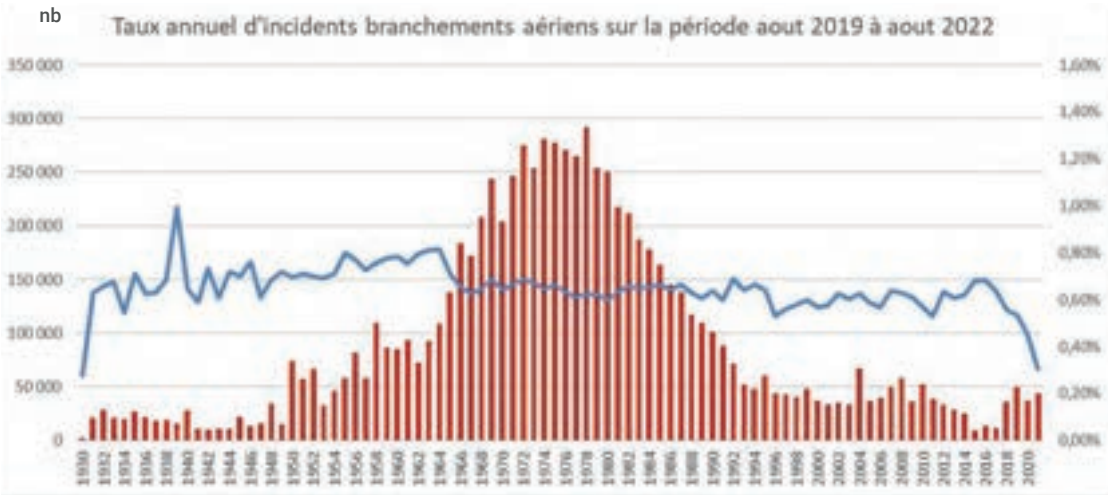
Le taux d'incidents en souterrain est de 0,47 % en moyenne, dont 0,70 % avant 1977 et 0,39 % après. Le taux d'incidents en aérien est de 0,65 % en moyenne.

ANALYSE STATISTIQUE DE L'INCIDENTOLOGIE DES BRANCHEMENTS EN FONCTION DE L'ÂGE ET DE LA TYPOLOGIE À LA MAILLE NATIONALE

16 725 millions de branchements souterrains ou aéro-souterrains



7 090 millions de branchements aériens



Source : Enedis

Les taux constatés d'incidents sont faibles et n'ont pas d'impact sur les modalités d'exploitation de ces ouvrages. Les taux d'incidents sont légèrement supérieurs en aérien. Quel que soit l'âge des ouvrages, ces taux restent inférieurs à 1 %, seuil des garanties pour défaut générique prévues dans les conditions générales d'achat des contrats d'approvisionnement des câbles.

Impacts sur les valeurs patrimoniales au niveau national

À la maille d'Enedis (maille nationale), les valeurs patrimoniales à l'actif et leur contrepartie au passif sont inchangées après inventaire.

Ainsi, la base d'actifs régulés rémunérée par le tarif est inchangée soit 9 630 M€, ainsi que le montant des dotations aux amortissements couvertes par le tarif (de l'ordre de 420 M€ en 2021).

Le principal impact sur le compte d'exploitation est une dotation nette complémentaire à la provision pour renouvellement de 18 M€. Cette dotation est principalement due aux transferts de valeurs brutes entre concessions n'ayant pas les mêmes modalités contractuelles, dont la date de fin de contrat.

Impacts sur les valeurs patrimoniales de la concession

En comptabilité, 4 nouveaux codes ETI ont été créés en 2022 permettant de tracer comptablement les branchements individuels et les disjoncteurs.

LISTE DES 4 ETI CRÉÉS EN 2022 DANS LE CADRE DE LA FINALISATION D'ADELE SUR LES BRANCHEMENTS ET DISJONCTEURS

ETI	Libellé ETI	Sous-catégorie d'ouvrage	Catégorie d'ouvrages	Durée d'amortissement
D30511	Liaisons réseau aériennes	Branchements aériens (LR et DI)	06 - Branchements	50a
D30512	Liaisons réseau souterraines et aéro-souterraines	Liaisons réseau souterraines et aéro-souterraines	06 – Branchements	40a
D30513	Dérivations individuelles de branchement indiv.	Dérivations individuelles de branchement indiv.	06 – Branchements	40a
F20501	Disjoncteurs	Disjoncteurs	06 - Comptage	20a

Au périmètre de la concession du SYDEC, la localisation des branchements s'est notamment traduite par une augmentation sensible de la valeur brute. Cette hausse s'explique par une sous-estimation du poids de la concession au sein de la Direction Inter-régionale (DIR) induit par le calcul historique des clés de répartition, qui tenaient principalement compte des nombres de clients.

SYNTHÈSE DES IMPACTS COMPTABLES DE LA LOCALISATION DES BRANCHEMENTS (MAILLE CONCESSION)

Valeurs LR-DI-DSJ en M€ au 1er janv. 22	Valeur brute	Valeur nette	Amortissement concédant	Financement Enedis non amorti	Provision pour renouvellement
Avant inventaire	149,6	88,9	33,8	55	5,6
Après inventaire	194,2	117,5	41,7	61,7	6,4
Variation	44,6	28,6	8	6,7	0,7
Patrimoine total de la concession	1 228	724	151,5	360	50,1

Source : Enedis

En termes **d'impacts sur les différents indicateurs et valeurs comptables de la concession,** les résultats de la localisation des branchements et des disjoncteurs au 1er janvier 2022 sont les suivants :

- Une augmentation de +44,6 M€ (194,2 M€ – 149,6M€), soit +30 %, sur la valeur brute du stock de branchements et de disjoncteurs entre 2021 et 2022 : le montant après inventaire correspond aux ouvrages en exploitation au 1er janvier 2022, soit 194,2 M€ pour la valorisation des liaisons réseau (aériennes et souterraines), des dérivations individuelles et des disjoncteurs ;

Pour expliquer cette forte augmentation, selon Enedis, *les masses financières de branchements étaient historiquement réparties au prorata du nombre de clients. Cela a eu tendance à surévaluer la part allouée aux zones à forte population et à sous-évaluer la part allouée à des concessions qui avaient moins de clients mais une dynamique de raccordement supérieure à la moyenne (comme dans les Landes) ;*

- Cette augmentation de la valeur brute se traduit également par une hausse de la valeur nette comptable de +28,6 M€ (+32 %) ;
- un effet favorable au concédant sur les droits du concédant du SYDEC 40 de +29,8 M€ (VNC (Valeur Nette Comptable) – VNC concessionnaire + DE(Droit en Espèce) = 28,6 – 6,7 + 7,9=29,8) ;
- un effet favorable au concédant sur le solde des dettes et créances réciproques de 2 M€ en faveur du concédant (VNC concessionnaire – stock PR – DE = 6,7 – 0,8 – 7,9=-2).

À noter qu'une partie des flux comptable de mise en et hors service de 2022 ne sera intégrée en comptabilité qu'au titre de l'exercice 2023. En effet, depuis 2021, les travaux conduisant à la mise en ou hors exploitation de liaisons réseau, de dérivations individuelles et de disjoncteurs sont enregistrés au fil de l'eau dans les bases de données techniques. Ces flux ont été envoyés en comptabilité mais tous les mouvements n'ont pas été intégrés au 31 décembre 2022 du fait :

- De la sécurisation des traitements d'initialisation du stock de LR, DI et disjoncteurs pour gérer la volumétrie d'immobilisations à créer (terminés à l'été 2022).
- De la nécessaire adaptation des systèmes d'information suite à la création des identifiants pour les DI dans le SIG en août 2022.

FLUX COMPTABLES DE MES/MAR SUR LES BRANCHEMENTS ET DISJONCTEURS COMPTABILISÉS EN 2022)

En k€	VB localisée au 1er jan 2022	Entrées 2022 comptabilisées en 2022	Sorties 2022 comptabilisées en 2022	VB localisée au 31 dec 2022
	194,2	4,2	-0,2	198,2

Source : Enedis

A la maille de la concession, les flux intégrés avec un an de décalage sont estimés à 1 % de la valeur brute à fin 2022.

Enfin, s'agissant de l'impact de l'allongement de la durée de vie comptables des branchements aériens de 40 à 50 ans, du fait de la signature d'un contrat modèle 2017 avant le changement de durée de vie, ce changement est sans impact sur le stock de provision pour renouvellement après inventaire (les ouvrages dont la durée de vie comptable est allongés de 40 à 50 ans et sur lesquels une provision pour renouvellement était constituée restent en effet « non renouvelables » avant le terme de la concession).

À noter également que, dans le tableau de variation des immobilisations figurant dans le CRAC 2022, Enedis utilise le flux de « retrait en valeur brute » (surligné en bleu dans le tableau infra) pour sortir la valeur brute des branchements non localisés et des compteurs localisés et utilise le flux d'« apports enedis nets » (surligné en rouge dans le tableau infra) pour intégrer dans l'inventaire comptable la valeur des branchements localisés et des disjoncteurs.

	Valeur brute au 01/01/2022 pro forma	Apports Enedis nets	Apports externes nets (concédants & tiers)	Retraits en valeur brute	Transferts en valeur brute	Valeur brute au 31/12/2022
Canalisations HTA	353 809	6 728	1 048	-677	0	360 908
Dont aérien	49 677	1 099	0	-326	0	50 451
Dont souterrain	304 132	5 629	1 048	-351	0	310 458
Canalisations BT	446 276	7 428	11 010	-1 303	0	463 410
Dont aérien	79 998	1 079	115	-849	0	80 342
Dont souterrain	366 278	6 349	10 895	-454	0	383 068
Postes HTA-BT	107 445	3 378	520	-394	0	110 949
Transformateurs HTA-BT	40 571	1 606	281	-296	2	42 165
Comptage	21 871	4 699	1 339	-261	-28	27 620
Dont compteurs Linky™	20 365	1 818	0	-231	-29	21 924
Dont compteurs marché d'affaires	1 506	98	0	-30	0	1 574
Dont disjoncteurs	0	2 783	1 339	0	0	4 122
Branchements	0	97 768	96 471	-148	0	194 091
*Dont branchements aériens**	0	2 719	3 484	-17	0	6 186
Dont liaisons réseaux souterraines et aéro-souterraines	0	76 103	76 214	-101	0	152 217
Dont dérivations individuelles des liaisons réseau aéro-souterraines et souterraines	0	18 945	16 773	-30	0	35 688
Ouvrages collectifs de branchement**	17 877	1 155	157	-87	-14	19 088
Autres biens localisés	6 380	660	52	-514	-24	6 555
Ouvrages de branchement non localisés***	136 448	0	0	-136 462	14	0
Comptage non localisé***	14 485	0	0	-14 337	0	148
Autres biens non localisés	3 173	26	0	-46	22	3 176
Total	**1 148 335**	**123 449**	**110 877**	**-154 523**	**-28**	**1 228 111**

* Constitués des liaisons réseau aériennes et de leurs dérivations individuelles.
** Comprend les dérivations individuelles des ouvrages collectifs de branchement ainsi que les colonnes transférées dans le cadre de la loi ELAN.
*** L'individualisation et la localisation de ces ouvrages se traduisent par leur transfert vers la rubrique comptage et la nouvelle rubrique branchements. À noter que les mouvements liés à cette opération sont reportés dans la colonne « Transferts en valeur brute ».

Cette manière de présenter les choses a pour effet de fausser le suivi des valorisations respectives d'ouvrages dans le temps (cela a tendance à augmenter artificiellement les apports Enedis 2022 de façon substantielle) et ce n'est d'ailleurs pas la manière de présenter cela qui a été faite au niveau national (passe en flux de « virement poste à poste »).

Interrogé sur cela, Enedis a seulement répondu qu'il était possible d'isoler les flux comptables liés à la localisation des branchements et disjoncteurs en isolant certains codes ETI dans les requêtes relatives aux flux comptables obtenues dans le cadre du contrôle, ce qui n'est pas satisfaisant.

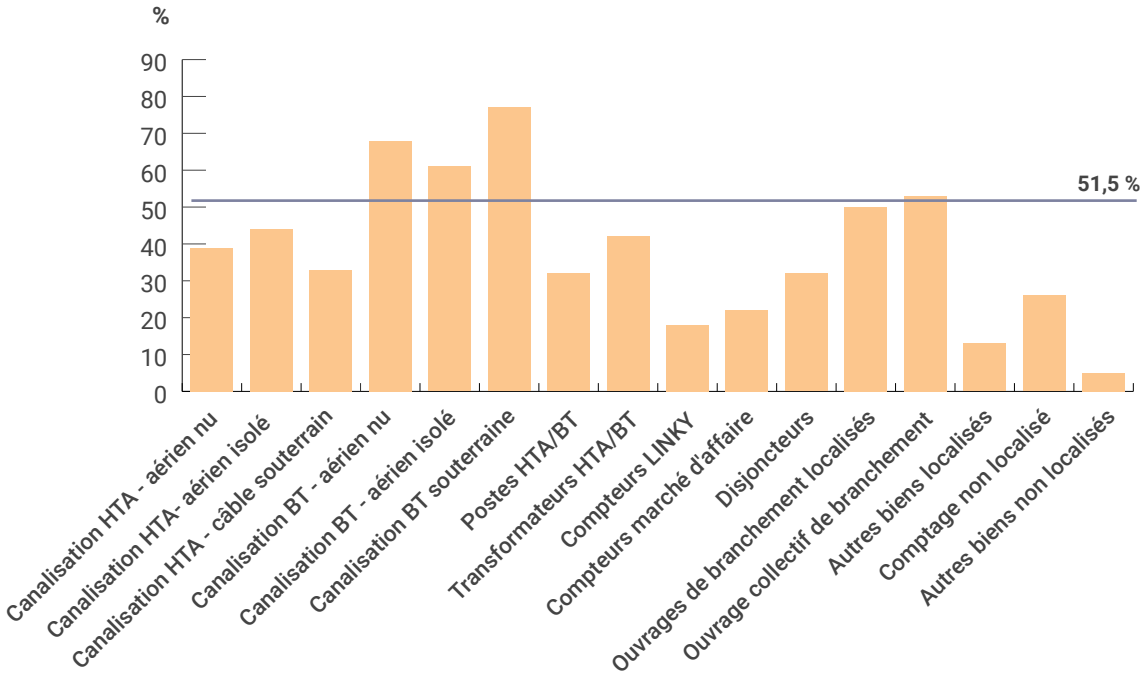
Origines de financement du patrimoine concédé

Analyse des origines de financement sur l'ensemble du patrimoine concédé

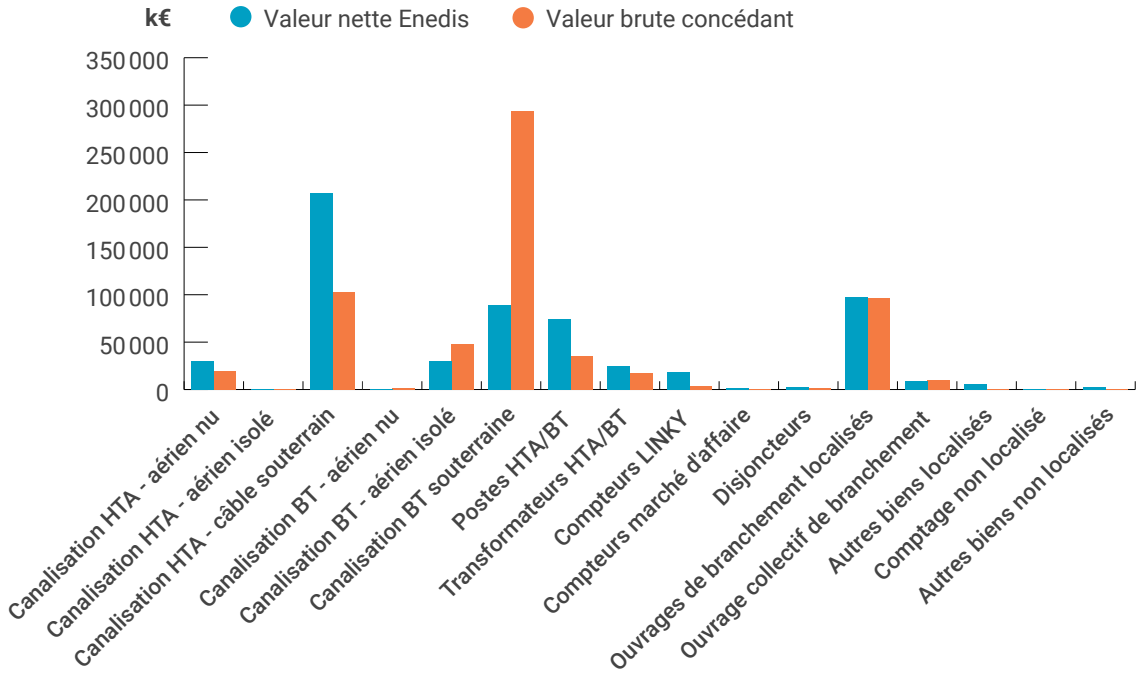
Sur la base de l'inventaire comptable à fin 2022 au format « décret inventaire » incluant donc, ouvrage par ouvrage, les origines de financements, c'est-à-dire la décomposition de la valeur brute en un financement Enedis et un financement « collectivité et tiers » (i.e. Concédant), ainsi que la décomposition de l'amortissement constitué en un amortissement du financement du concessionnaire et un amortissement du financement « collectivité et tiers » (i.e. amortissement du financement du Concédant).

Il en ressort les graphiques suivants :

TAUX DE FINANCEMENT CONCÉDANT PAR TYPOLOGIE D'OUVRAGE À FIN 2022



DÉCOMPOSITION DE LA VALEUR BRUTE PAR TYPE DE FINANCEMENT ET PAR TYPE D'OUVRAGE À FIN 2022



Ainsi, globalement à fin 2022, le stock de patrimoine a pour origine un financement « concédant » (collectivité et tiers) à hauteur de 51,5 % (51,4 % à fin 2021).

Les réseaux BT sont les ouvrages qui ont un taux de financement concédant le plus important (supérieur à la moyenne de 52 %), de l'ordre de 70 %. A l'inverse, les comptages Linky et les « autres biens » ont le taux de financement concédant le plus faible (moins de 20 %).

Compte tenu du régime de répartition de maîtrise d'ouvrage, ce taux de 51 % de financement concédant sur le stock d'ouvrages en concession peut paraitre élevé (notamment également au regard des 38 % de taux d'apports « collectivité et tiers » en moyenne sur la période 2014-2022 calculée infra). Il résulte en réalité :

- Soit de réaffectations de financements concédants (provision pour renouvellement et/ou amortissement du financement du concédant) dans le cadre des renouvellements d'ouvrage ;
- Soit d'apports financiers du concédant (collectivité et tiers), par exemple dans le cadre de participations financières aux travaux (déplacements d'ouvrages par exemple).

Les systèmes d'information d'Enedis ne permettent pas, selon ses dires obtenus par ailleurs, de déterminer les proportions respectives de ces deux possibilités. En effet, la visualisation de l'origine du financement concédant n'est possible que sur l'année de liquidation comptable des affaires : les financements concédants, quelle qu'en soit la source sont ensuite effectivement concaténés.

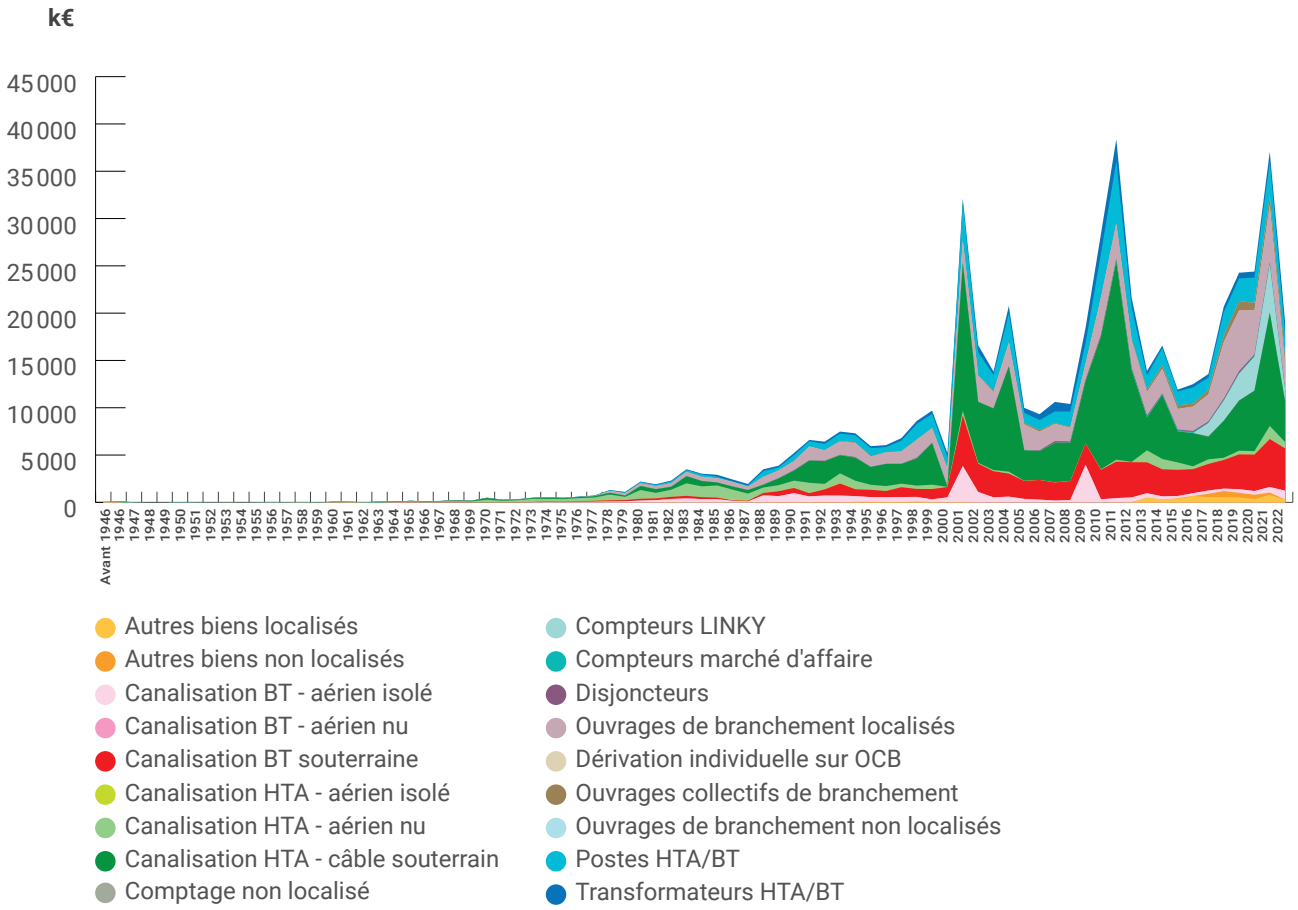
Pyramide des âges du financement Enedis par type d'ouvrage

Par millésime et par type d'ouvrage, le graphique suivant, réalisé à partir de l'inventaire comptable à fin 2022 conforme au décret inventaire et indiquant les origines de financement ouvrage par ouvrage, fait apparaitre que le financement du concessionnaire est largement concentré sur les réseaux HTA et BT et les branchements (non localisés et colonnes montantes), sur les millésimes plutôt récents :

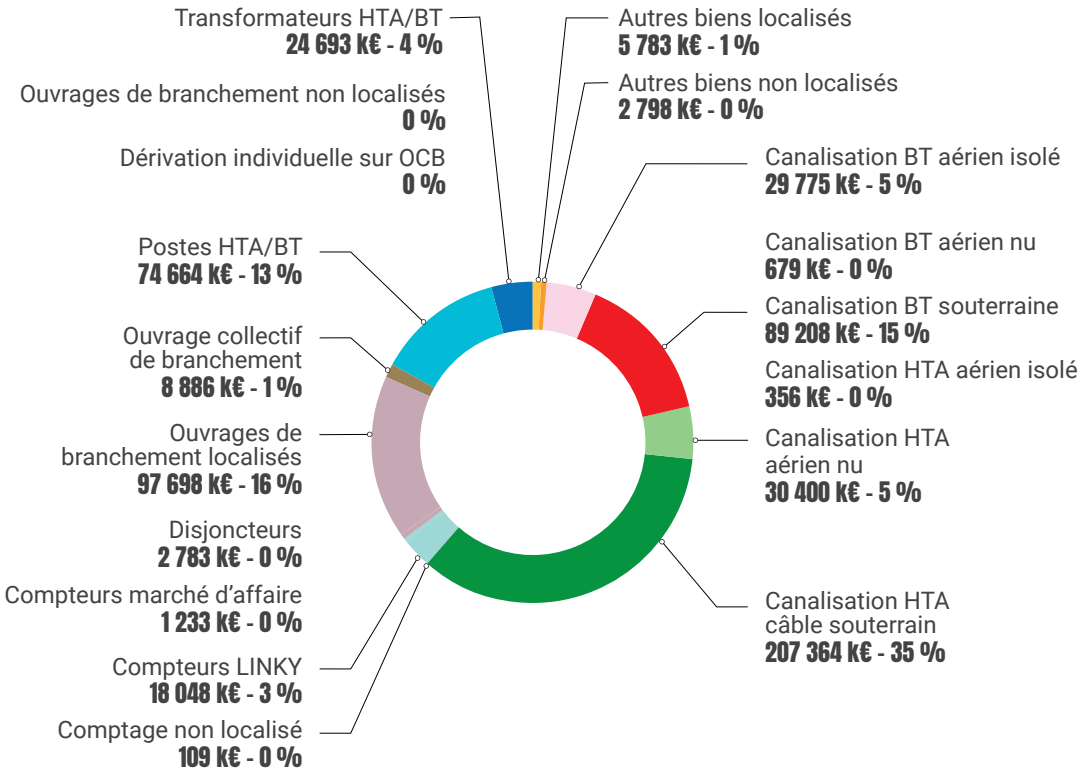
À noter le pic extrêmement élevé des financements Enedis sur l'exercice 2011 à plus de 40 M€ (moyenne sur les 10 derniers exercices à 22 M€/an), en lien avec les investissements post-Klaus.

À noter que les niveaux d'immobilisation sur les années 2010 et 2012 sont également bien supérieurs au niveau d'investissement moyen sur cette période.

DÉCOMPOSITION PAR MILLÉSIME COMPTABLE ET PAR TYPE D'OUVRAGE DE LA VALEUR BRUTE COMPTABLE DU FINANCEMENT ENEDIS À FIN 2022



DÉCOMPOSITION DU FINANCEMENT ENEDIS EN VALEUR BRUTE À FIN 2022

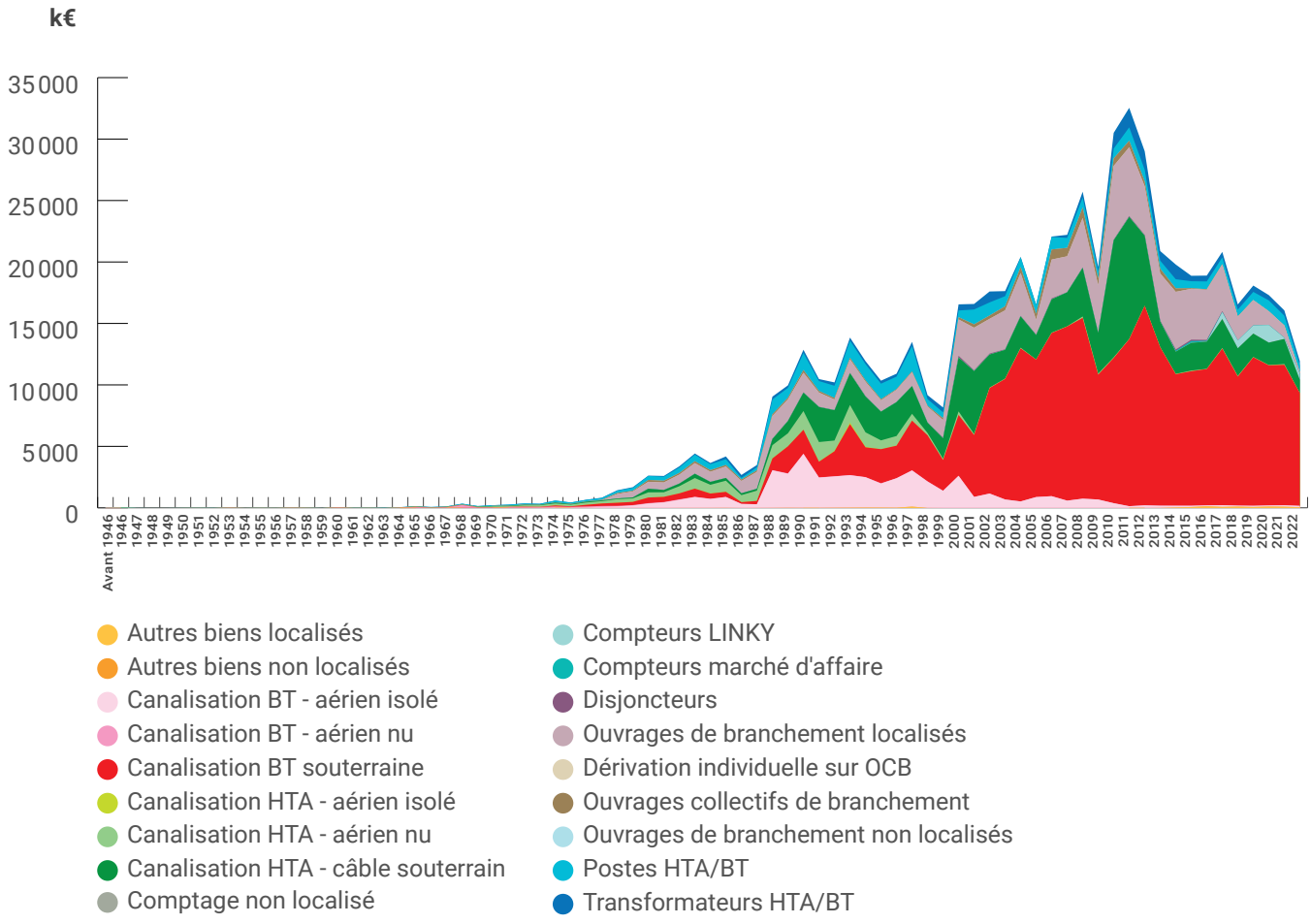


Pyramide des âges du financement concédant par type d'ouvrage

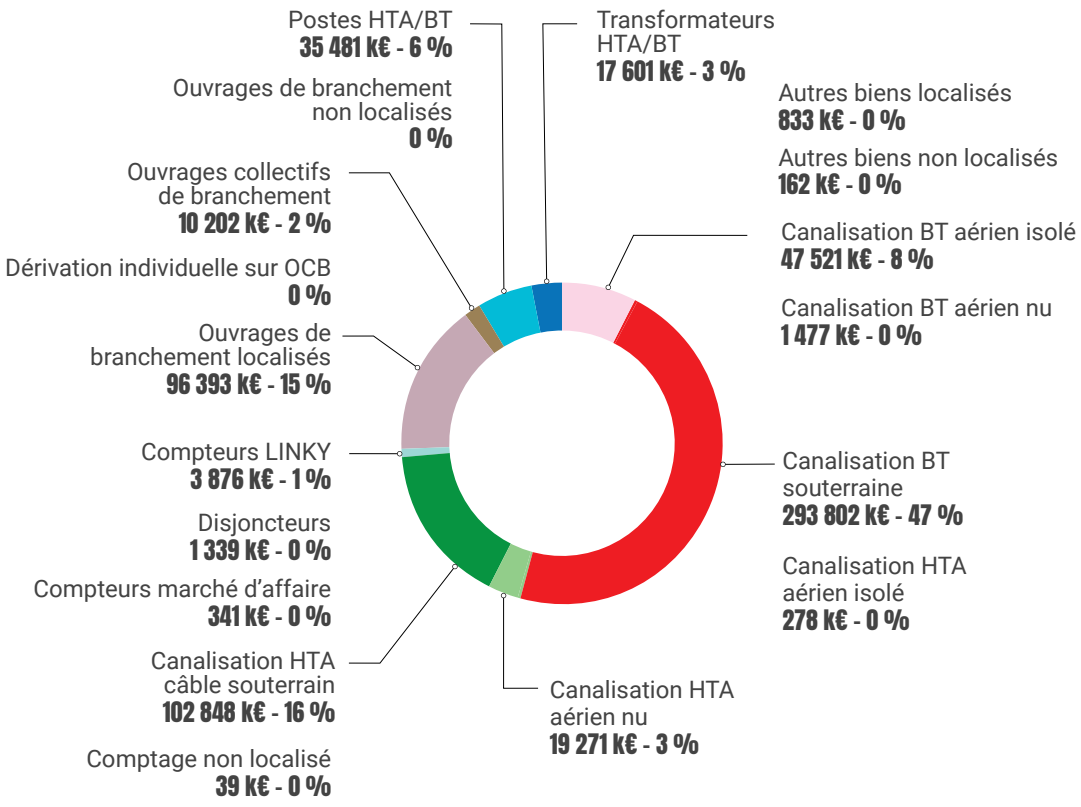
Par millésime et par type d'ouvrage, le graphique suivant, réalisé à partir de l'inventaire comptable à fin 2022 croisé aux origines de financement, fait apparaitre que le financement du concédant est essentiellement concentré sur les réseaux BT souterrains et sur les branchements non localisés, sur les millésimes récents.

Cela montre tout l'intérêt pour la Collectivité de suivre avec précision la filiation des origines de financements lors des affaires de renouvellement.

DÉCOMPOSITION PAR MILLÉSIME COMPTABLE ET PAR TYPE D'OUVRAGE DE LA VALEUR BRUTE COMPTABLE DU FINANCEMENT CONCÉDANT À FIN 2022



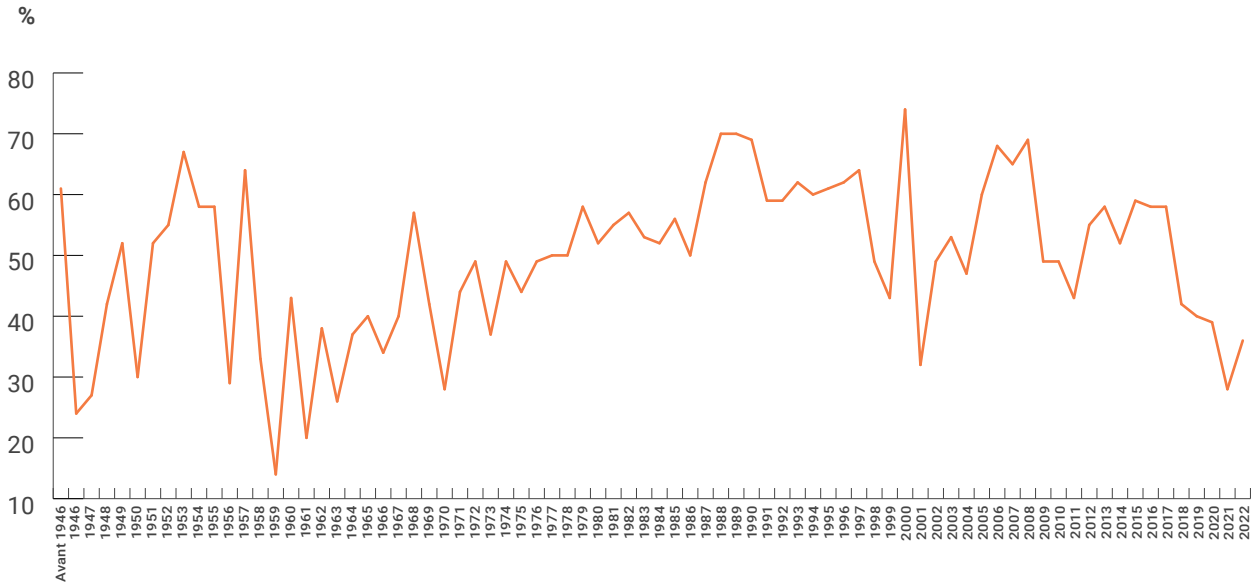
DÉCOMPOSITION DU FINANCEMENT CONCÉDANT EN VALEUR BRUTE À FIN 2022



Analyse par millésime comptable du taux de financement concédant en fonction des typologies d'ouvrages

Ainsi, en complément de ce qui a été exposé supra, les graphiques ci-dessous, effectués sur la base de l'inventaire comptable à fin 2022 indiquant, ouvrage par ouvrage, les origines de financement à fin 2022, présente le taux de financement concédant (valeur brute concédant/valeur brute de l'ouvrage) par millésime comptable.

TAUX DE FINANCEMENT CONCÉDANT PAR MILLÉSIME COMPTABLE POUR L'ENSEMBLE DU PATRIMOINE CONCÉDÉ À FIN 2022



Globalement, sur l'ensemble du patrimoine concédé, il est constaté une tendance à la baisse du taux de financement concédant, et ce depuis la fin des années 2000 où il était de l'ordre de 60 % pour atteindre moins de 40 % sur les 3 derniers millésimes. Sachant que plusieurs facteurs influent sur la quote-part du financement concédant :

Le financement du concédant peut avoir plusieurs origines comptables :

- Réaffectation de la part initialement financée par le concédant lors du renouvellement d'un ouvrage ;
- Utilisation de la provision pour renouvellement lorsque la valeur de l'ouvrage renouvelé est supérieure à la valeur d'origine ;
- Financement direct du bien : les financements concédants constatés sur les ouvrages ci-dessus proviennent, de remises d'ouvrages effectuées par les tiers et valorisées par Enedis ou de facturations de participations à des tiers de travaux de déplacements d'ouvrages par exemple.

Les traitements comptables ont évolué à différentes périodes pour une meilleure adaptation à la réalité de la vie des ouvrages. Ces modifications ont été évoquées dans les comptes rendus d'activité des exercices concernés.

Enedis a indiqué par ailleurs que, globalement, outre le « fruit de l'histoire » impactant les montants respectivement investis par le concédant et le concessionnaire ainsi que la répartition de la maîtrise d'ouvrage, les variations du taux de financement du concédant au cours du temps ainsi que les ruptures de chroniques étaient également liées aux changements comptables qui avaient eu lieu au cours des dernières années. En effet, Enedis a rappelé les différentes modifications comptables nationales qui se sont imposées durant ces dernières années qui impactent les bilans des concessions :

- 2007 : changement de durée de vie des postes (30 à 45 ans), des comptages (de 30 à 20 ans ou de 30 à 25 ans selon le type), une suppression du stock de provisions pour renouvellent pour les comptages ;
- 2011 : allongement de la durée de vie des canalisations torsadées BT aériennes (40 à 50 ans) et ajustement des règles de dotations des provisions pour renouvellement pour les canalisations souterraines HTA et BT et les postes (prise en compte d'une règle de probabilité de retrait) ;
- 2012 : allongement de la durée de vie des transformateurs (30 à 40 ans) et suppression provision pour renouvellement sur génie civil des postes enterrés ;
- 2019 : changement de la durée de vie des OCB (passe de 40 ans à 60 ans) ;
- Individualisation des biens qui étaient gérés en masse financière :
  - 2014 : transformateurs HTA/BT
  - A partir de 2016 : Comptage C5 (LINKY) le déploiement des compteurs Linky a conduit à mettre en œuvre un plan d'amortissement accéléré des compteurs C5
  - 2018/2019 : Comptages C1-C4 (marché d'affaires) et ouvrages collectifs de branchement (colonnes montantes)
  - 2022 : Branchements individuels et disjoncteurs

En outre, la variation du financement concédant peut avoir plusieurs origines telles que la volatilité des apports externes d'une année à l'autre ou, lors des renouvellements d'ouvrage, le retrait de fiches immobilisation porteuses ou non de dotation à la provision pour renouvellement et d'amortissement du financement concédant.

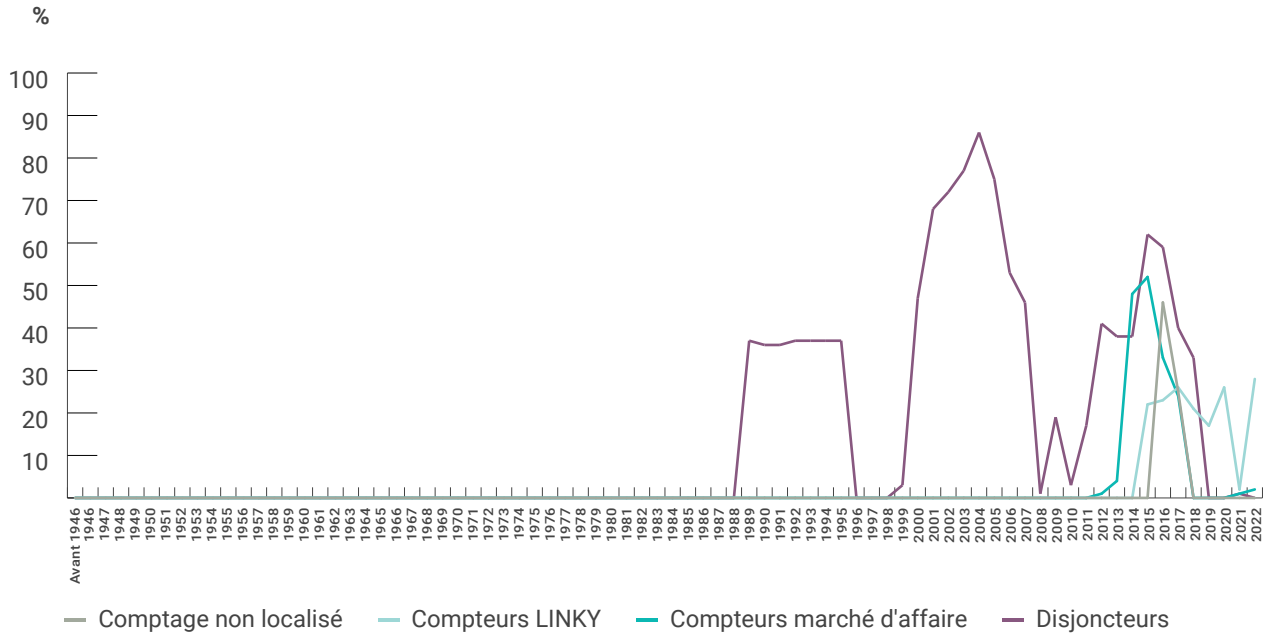
L'ensemble de ces éléments explique en très grande partie les ruptures de chroniques constatées, que ce soit globalement ou catégorie d'ouvrage par catégorie d'ouvrage. Il n'est en revanche concrètement pas souvent possible, aux dires d'Enedis lors de l'audit sur site, de détailler davantage et de reconstituer les données d'inventaire transmises.

Dans le détail, il ressort toutefois des disparités importantes des taux de financement concédant par type d'ouvrage et par millésime et notamment une forte inflexion au cours des derniers exercices. Les analyses détaillées par type d'ouvrages sont menées *infra*.

Comptages

Le graphique ci-dessous, à nouveau effectué sur la base de l'inventaire comptable à fin 2022 indique, sur les ouvrages **« comptages non localisés »,** les ouvrages **« comptages localisés du marché d'affaires »** et les ouvrages **« Linky »,** les origines de financement, le taux de financement concédant (VB concédant/VB de l'ouvrage) par typologie d'ouvrage et par millésime comptable :

TAUX DE FINANCEMENT CONCÉDANT PAR MILLÉSIME COMPTABLE PAR TYPE DE COMPTAGE À FIN 2022



Il ressort de l'analyse que le taux de financement concédant **sur les comptages non localisés (courbe bleue)** que celui-ci a tendance a diminué drastiquement, en particulier depuis le milieu des années 2000.

En outre, du financement concédant est constaté sur les **compteurs Linky** (de l'ordre de 20 % en moyenne sur les millésimes 2016-2021), alors que ce type d'ouvrage est réputé être financé intégralement par Enedis (cf. explications infra).

De même, sur les **comptages marchés d'affaires localisés** (entre 1 % et plus de 50 %), Enedis indique par ailleurs avoir remplacé l'ensemble des comptages marché d'affaires par des compteurs nouvelle génération. Les financements du concédant antérieurement acquis sur les anciens compteurs (lesquels ont fait l'objet d'accélération des amortissements pour les sortir de l'inventaire) ont été répartis sur les nouveaux compteurs entrés en inventaire au 1er janvier 2018.

Ainsi, chaque type d'ouvrage a fait l'objet d'opérations différentes permettant leur individualisation ou s'adaptant à des paliers technologiques.

Aux dires d'Enedis obtenus par ailleurs, *« il n'y a plus de provisions pour renouvellement affectées aux compteurs depuis l'année 2007, jugées inutiles, du fait d'une forte baisse du coût des comptages nouvelle génération. Les compteurs étant approvisionnés uniquement par Enedis, il n'y a pas d'apports externes. Le financement concédant de la période récente correspond à la récupération des financements antérieurement acquis sur comptages non localisés qu'ils remplacent.*

Les taux de financement élevés constatés sur le début des années 2000, correspondent à une période où les ouvrages remplacés (qui avaient été mis en service 20 ans plus tôt, soit dans les années 1980, période de forte inflation) étaient porteurs de provisions pour renouvellement et d'amortissement du financement concédant « conséquent ». Ainsi les passifs de concession affectés en financement

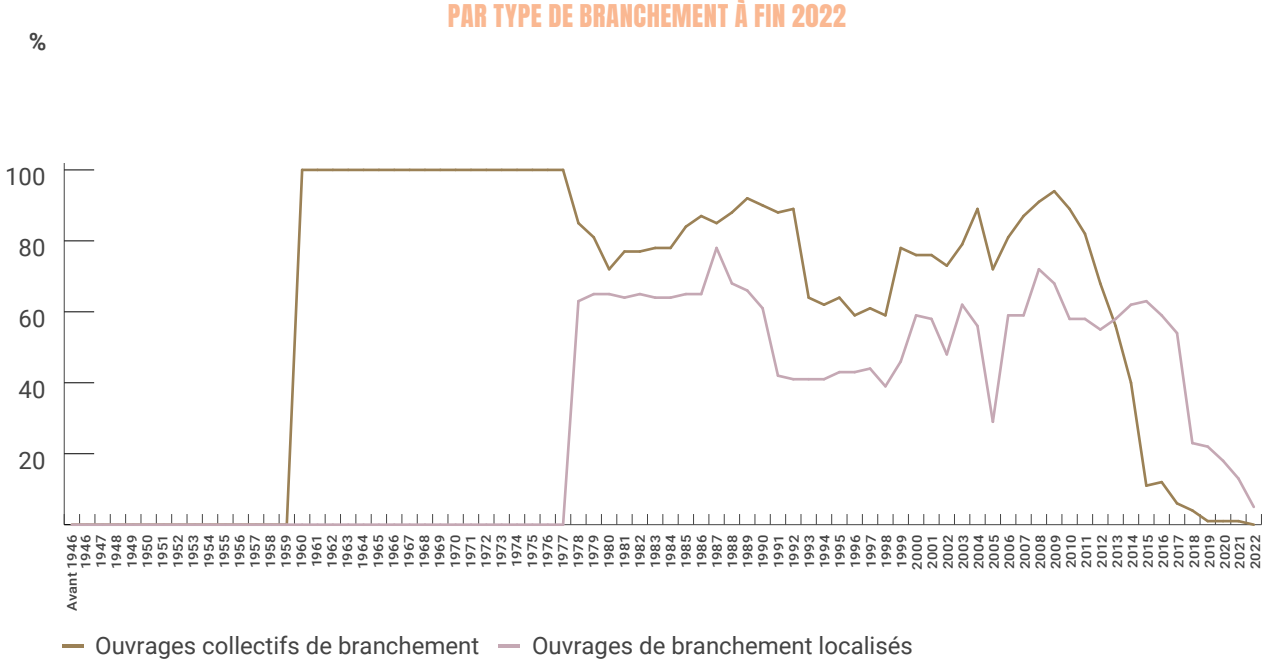
concédant sur les compteurs mis en service au cours de cette période ont également été conséquents. Pour les années suivantes, le coût de remplacement devenant inférieur aux coûts historiques, la provision pour renouvellement est devenue sans objet et a donc été reprise au compte de résultat en 2008.

Ainsi les compteurs n'étaient plus porteurs d'aucune provision pour renouvellement et cela a mécaniquement généré un moindre financement concédant sur les ouvrages remplaçants : ceci constitue la raison essentielle pour laquelle le taux de financement concédant chute au-delà de cette année».

Branchements

Le graphique ci-dessous, à nouveau effectué sur la base de l'inventaire comptable à fin 2022 indique, sur les ouvrages **« collectifs de branchements »,** c'est-à-dire les **colonnes montantes** et les **« branchements localisés »,** c'est-à-dire les branchements individuels, les origines de financement, le taux de financement concédant (VB concédant/VB de l'ouvrage) par typologie d'ouvrage et par millésime comptable :

TAUX DE FINANCEMENT CONCÉDANT PAR MILLÉSIME COMPTABLE PAR TYPE DE BRANCHEMENT À FIN 2022



L'analyse des courbes représentant l'évolution des taux de financement du concédant montre une baisse drastique de ce taux depuis le début des années 2010, aussi bien pour les **« colonnes montantes »** que pour les **« branchements non localisés ».** Aux dires d'Enedis, « cette évolution n'est pas liée à l'inventaire des branchements. Le phénomène était déjà présent avant inventaire. Pour les colonnes, cette rupture de tendance est due à deux facteurs résumés ci-après » :

1-La mise en œuvre de la loi SRU depuis le début des années 2010 (en effet, les colonnes auparavant entrées en concession en remise d'ouvrage le sont désormais sous financement Enedis en raison de l'achat des colonnes par Enedis) et des conventions RRO (réalisation et de remise d'ouvrage) :

- Conventions passées entre Enedis et les promoteurs pour réaliser les colonnes électriques.
- Avant, les colonnes étaient réalisées directement par les promoteurs puis remises gratuitement à Enedis. Ceci générait un financement concédant à 100 % ;

- Depuis la signature de ces conventions, Enedis « achète » les colonnes montantes aux promoteurs et ces ouvrages sont donc financés à 100 % par Enedis ;
- Ces conventions ont été mises en place progressivement ce qui explique une baisse graduelle de l'amortissement du financement Concédant ;

2- L'arrêt de l'affectation automatique, depuis 2015, de la provision pour renouvellement pour tout nouvel ouvrage :

- Afin de préserver au mieux les droits des concédants, une partie de la provision relative aux ouvrages de branchements, sortis en masse de l'actif car totalement amortis dans les années 2015 à 2017 et pour lesquels aucun renouvellement n'a été réalisé sur ces mêmes années, a été conservée dans un compte de provision dédié constitué au niveau national ;
- **A l'issue de la complète finalisation des travaux d'individualisation et de localisation des branchements (ADELE), ces provisions en attente seront réaffectées aux ouvrages de branchements des concessions (horizon 2022) ;**
- A noter que le processus de sortie automatique de l'actif des branchements à la fin de leur durée de vie a été arrêté en 2018 et les stocks de provision pour renouvellement associés à ces ouvrages maintenus au passif du bilan en vue de leur renouvellement.

Toutefois, au vu de l'analyse des origines de financements sur les ouvrages de branchements localisés à fin 2022, et en particulier du taux de financement concédant, il semble que la réaffectation des passifs de concessions, et notamment des provisions pour renouvellement stockées sur un compte d'attente national, n'a pas encore eu lieu contrairement à ce qui avait été indiqué par Enedis auparavant.

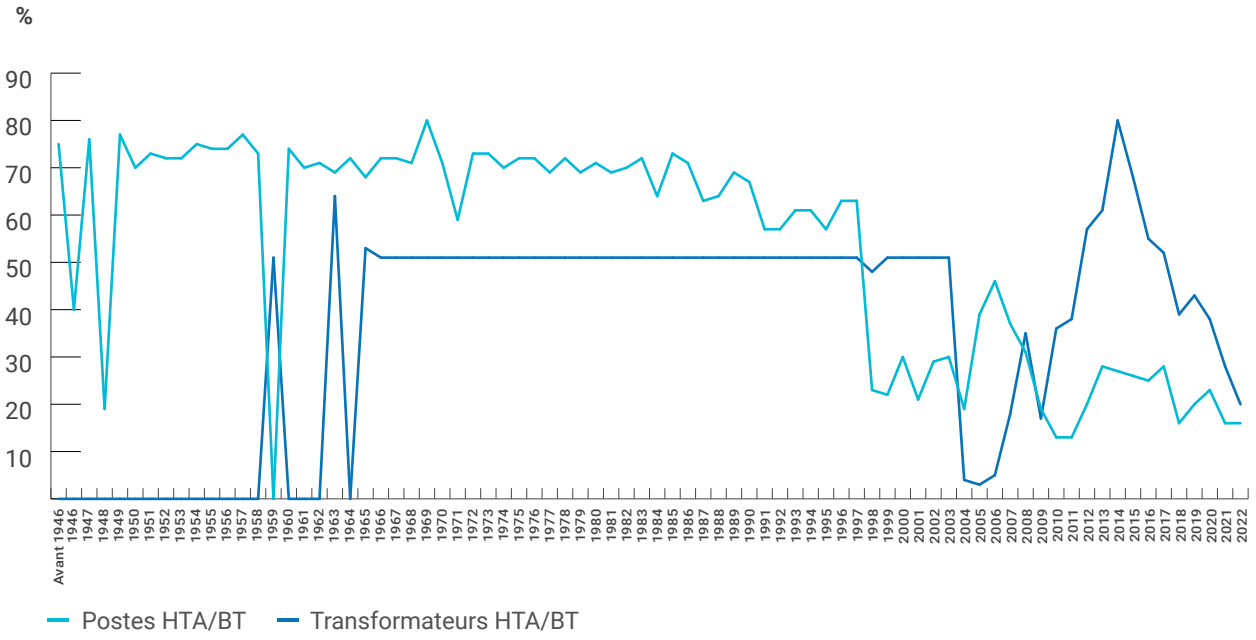
Comme évoqué *supra,* à fin 2022, l'allure de l'évolution du taux de financement concédant sur les derniers millésimes est similaire que celle à fin 2021, ce qui laisse à penser que la réaffectation des passifs n'a toujours pas eu lieu.

Après investigations auprès d'Enedis, il semblerait que les passifs de concession qui n'avaient pas été affectées à l'époque sont « redevenus » de la PR mais n'ont pas été réaffecté en tant que financement concédant sur les nouveaux branchements (cf. analyse des flux de provisions pour renouvellement *infra*).

Postes et transformateurs HTA/BT

Le graphique ci-dessous, à nouveau effectué sur la base de l'inventaire comptable à fin 2022 indique, sur les ouvrages « **postes HTA/BT** » et les « **transformateurs HTA/BT** », les origines de financement, le taux de financement concédant (VB concédant/VB de l'ouvrage) par typologie d'ouvrage et par millésime :

TAUX DE FINANCEMENT PAR MILLÉSIME COMPTABLE PAR TRANSFORMATEUR ET POSTE HTA/BT À FIN 2022



Les taux de financement du concédant des **transformateurs HTA/BT** passent à un peu plus de 50 % jusqu'en 2003 en quasi palier, pour diminuer à moins de 5 % au milieu des années 2010 puis à remonter à plus de 80 % sur le millésime 2015 et enfin redescendre drastiquement depuis pour atteindre moins de 30 % sur le millésime 2022.

Aux dires d'Enedis obtenus par ailleurs, « c'est l'inventaire réalisé en 2002 notamment puis 2015, afin d'individualiser les transformateurs dans la comptabilité, qui a réaffecté les transformateurs sur les différentes concessions avec conservation de la répartition des financements historiques à la maille de chaque concession issue de la comptabilisation des flux à la maille ex centre. Enedis a en effet considéré que les données enregistrées en comptabilité présentaient une fiabilité satisfaisante et permettaient également de retranscrire les opérations de filiation lors des renouvellements enregistrés dans les années antérieures. Ainsi, suivant le type de matériel renouvelé et l'âge, les provisions pour renouvellement affectées ont pu différer en valeur et leur méthode d'affectation également ».

De même, **concernant les postes HTA/BT,** il est constaté une baisse drastique du taux de financement concédant à partir de la fin des années 1990, passant de plus de 60 % en 1997 suivi d'une baisse jusqu'à atteindre moins de 30 % sur les dix dernières années. Aux dires d'Enedis obtenus par ailleurs, *« à partir de 2014, les remises d'ouvrage de type postes HTA/BT par des promoteurs ne sont plus pratiquées.*

Avant l'application de la loi SRU, les participations appelées tickets, par exemple sur raccordements collectifs, ont pu être imputées sur chaque type d'ouvrage concerné par l'opération y compris donc les postes HTA/BT. En outre, sur les derniers exercices, Enedis a constaté la pose massive :

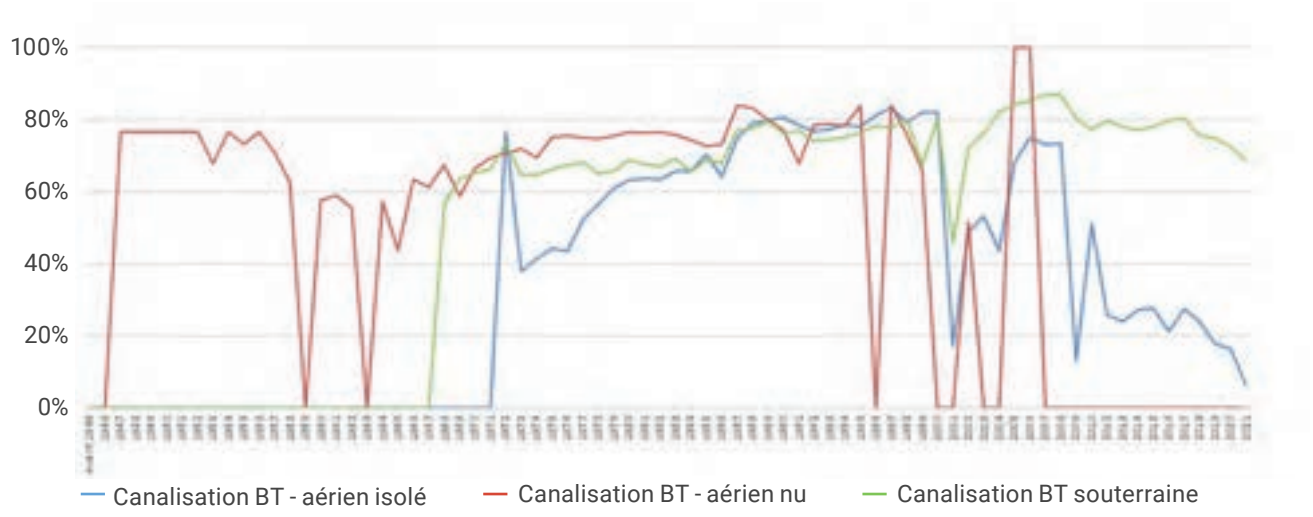
- *d'appareillages de postes pour plus de la moitié des MES ;*
- *de concentrateurs Linky pour près d'un quart des MES ;*
- *d'installations de télé conduite. »*

Certains de ces matériels installés en dehors du cadre d'une opération de renouvellement sont donc considérés comme entièrement financés par Enedis.

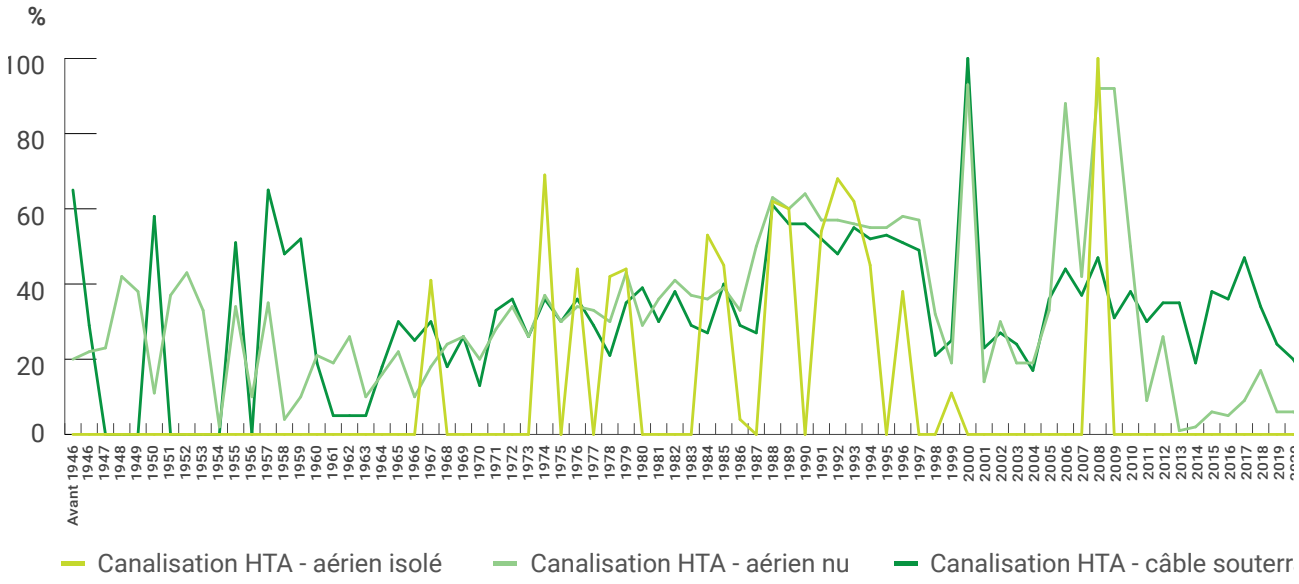
Réseaux HTA et BT

Le graphique ci-dessous, à nouveau effectué sur la base de l'inventaire comptable à fin 2022 indique, sur les ouvrages « **réseaux HTA** » et les « **réseaux BT** », les origines de financement à fin 2022, le taux de financement concédant (VB concédant/VB de l'ouvrage) par typologie d'ouvrage et par millésime comptable :

TAUX DE FINANCEMENT CONCÉDANT PAR MILLÉSIME COMPTABLE
PAR TYPE DE RÉSEAU BT



TAUX DE FINANCEMENT CONCÉDANT PAR MILLÉSIME COMPTABLE
PAR TYPE DE RÉSEAU HTA



Les courbes représentant l'évolution des taux de financement du concédant des réseaux qui sont en baisse au cours des derniers exercices. **Enedis n'a pas apporté d'explication précise sur ces interrogations, outre le fait que ces données retranscrivent « le fruit de l'histoire ».**

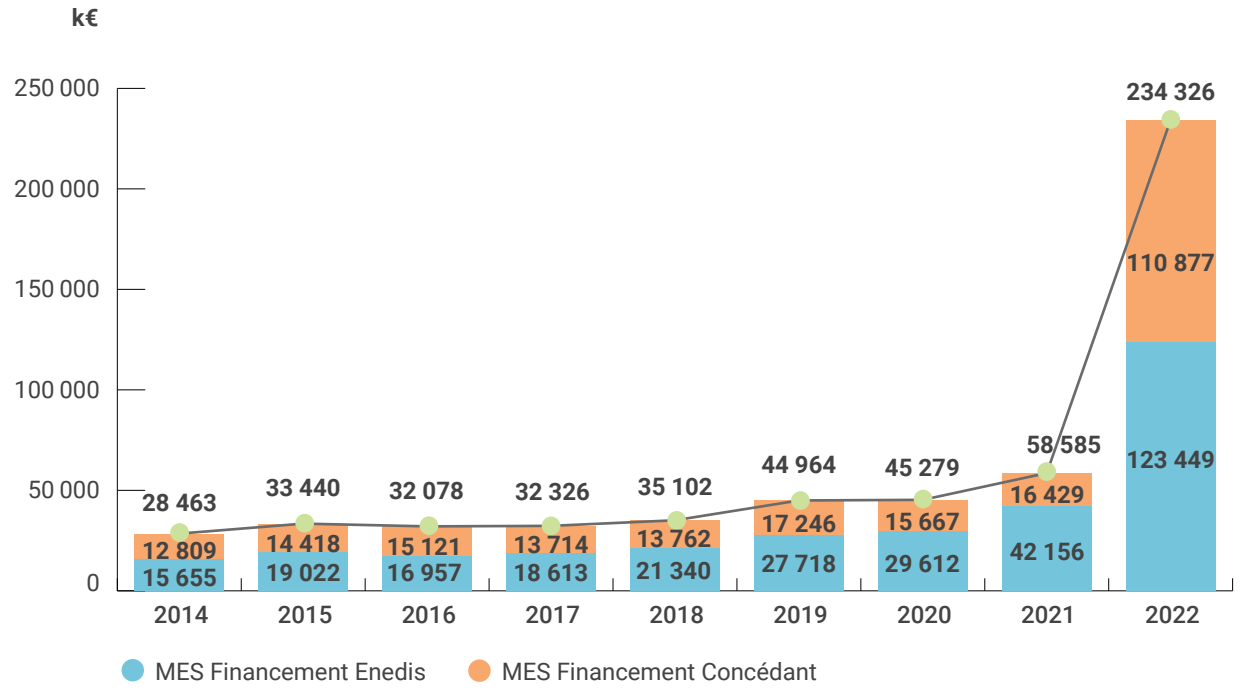
Cela pourrait être également en lien avec un retard dans la réaffectation comptable des financements et/ou des provisions pour renouvellement, la liquidation des passifs de concessions lors des renouvellements pouvant dans certains cas prendre plusieurs années.

Analyse des origines de financement sur les flux de mises en service comptables des dernières années

Sur la concession, les apports financiers nets (montants immobilisés) sont globalement en majorité d'origine concessionnaire (mise en service de « financement Enedis »), s'agissant d'une concession urbaine. En effet, dans les zones rurales, les autorités organisatrices de la distribution d'énergie (AODE) sont généralement maîtres d'ouvrage de certains travaux d'électrification (travaux de renouvellement et d'extension BT par exemple).

La part des ouvrages réputés financés par la « collectivité et les tiers » (mise en service de « financement concédant ») dans les mises en service comptables nettes sont en moyenne de 42 % sur les 9 dernières années et donc la part financée par Enedis est en moyenne de 58 %.

ÉVOLUTION DES MONTANTS IMMOBILISÉS PAR EXERCICE COMPTABLE PAR ORIGINE DE FINANCEMENT

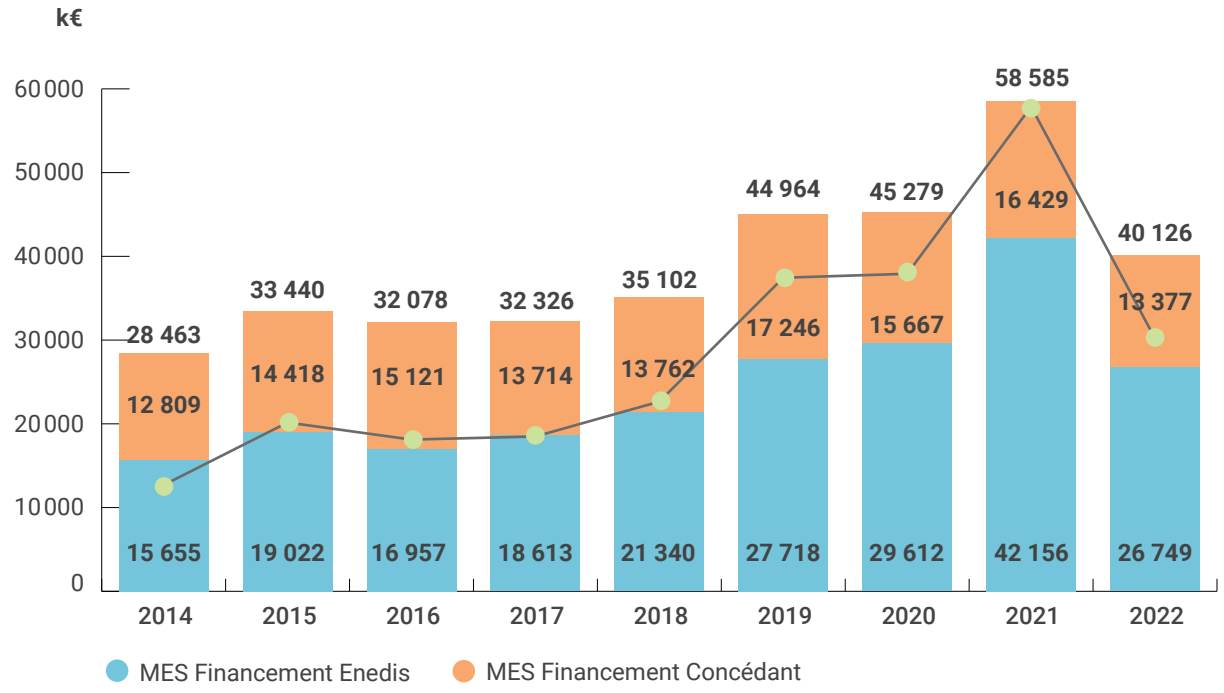


Ces chiffres doivent toutefois être pris avec prudence dans la mesure où, s'agissant de l'exercice 2022, Enedis mêle des flux comptables de mises en service « réelles », correspondant à des ouvrages mis techniquement en service en 2022, avec les flux comptables de localisations des branchements individuels, qui ne correspondent pas à des de « réelles » mises en service mais à une requalification d'ouvrages non localisés en ouvrages localisés.

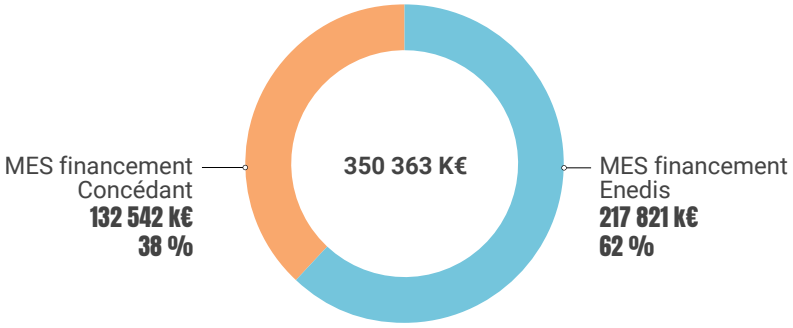
Cette manière de présenter les choses a pour effet de fausser le suivi des valorisations respectives d'ouvrages dans le temps (cela a tendance à augmenter artificiellement les apports Enedis 2022 de façon substantielle) et ce n'est d'ailleurs pas la manière de présenter cela qui a été faite au niveau national (passe en flux de « virement poste à poste »). Interrogé sur cela, Enedis a seulement répondu qu'il était possible d'isoler les flux comptables liés à la localisation des branchements et disjoncteurs en isolant certains codes ETI dans les requêtes relatives aux flux comptables obtenues dans le cadre du contrôle, ce qui n'est pas satisfaisant.

Corrigé de l'effet « localisation des branchements » sur le millésime comptable 2022, en isolant certains codes ETI dans les requêtes relatives aux flux comptables obtenues dans le cadre du contrôle, cela donne le graphique suivant :

ÉVOLUTION DES MONTANTS IMMOBILISÉS PAR EXERCICE COMPTABLE PAR ORIGINE DE FINANCEMENT



CUMUL SUR LA PÉRIODE 2014-2022 DES APPORTS NETS EN VALEUR BRUTE



Ainsi, 39 M€ de mises en service comptables (apports financiers nets) sont survenues en moyenne chaque année sur la période 2014-2022, soit 350 M€ de mises en immobilisation comptables effectuées sur la concession du SYDEC au cours de ces 9 dernières années (62 % Enedis, 38 % Concédant).

Pour le reste, d'une manière générale, les apports externes (collectivités et tiers) nets (MES financement concédant) correspondent aux ouvrages apportés par le concédant ou les tiers et mis en concession dans l'année, ainsi qu'aux contributions financières externes dans le cas d'ouvrages réalisés par le concessionnaire (par exemple, participations de tiers lors de déplacements d'ouvrages), déduction faite le cas échéant des contributions financières directes d'Enedis.

Pour rappel, les apports Enedis nets (MES financement Enedis) correspondent aux ouvrages construits sous maîtrise d'ouvrage du concessionnaire mis en concession dans l'année, ainsi qu'aux contributions financières directes d'Enedis dans le cas d'ouvrages réalisés sous maîtrise d'ouvrage du concédant (notamment la contribution d'Enedis au titre de l'article 8 et de la PCT), déduction faite le cas échéant des contributions financières externes.

À souligner qu'une transmission des numéros d'affaires Enedis dans les requêtes comptables de mise en service permettrait de faire le lien précis de la comptabilité avec les travaux réalisés.

AMORTISSEMENT ET DÉPRÉCIATION DES OUVRAGES

Modalités de calcul des amortissements et des valeurs nettes comptables

Modalités de calcul des amortissements

La valeur nette comptable des ouvrages (VNC) correspond à leur valeur brute diminuée des amortissements cumulés et des dépréciations. Selon le Plan comptable général (article 322), *« l'amortissement d'un actif est la répartition systématique de son montant amortissable en fonction de son utilisation. »*

Selon les principes du Plan comptable général :

- Pour les ouvrages que le concessionnaire n'a pas financés, il n'est tenu de les amortir (c'est-à-dire passer une dotation d'amortissement en charge) que lorsqu'il existe une obligation contractuelle d'amortir pour le compte du concédant. La constitution d'amortissements sur les ouvrages financés par le concédant crée ainsi une dette du concessionnaire vis-à-vis du concédant, dont la traduction comptable est la constatation de droits du concédant exigibles en espèce (compte 170) ;
- Lorsqu'il n'existe pas d'obligation d'amortir pour le compte du concédant précisé dans le contrat, la valeur nette des ouvrages doit être dépréciée, mais sans générer de dotations aux amortissements inscrites dans les charges du concessionnaire.

En application de l'article 10 du cahier des charges de concession, le concessionnaire est, dès lors, tenu d'amortir les ouvrages qu'il a financés et les ouvrages qui ont été financés par la collectivité. Toutefois, malgré l'obligation d'amortir les ouvrages financés par le concédant, le concessionnaire n'amortit pas la totalité des ouvrages mis en concession par l'autorité organisatrice. Le tableau suivant récapitule la manière d'amortir d'Enedis.

Charges par type de bien	Amortissement financement Enedis	Amortissement financement concédant
Biens non ER*	OUI sur durée vie ouvrage	OUI sur durée vie ouvrage
Biens ER*	OUI sur durée vie ouvrage	NON

** Biens ER = postes HTA / BT et canalisations BT situés dans les communes relevant du régime d'électrification rurale.*

Enedis amortit donc ses financements quelle que soit la nature des ouvrages mais il n'amortit que partiellement les financements « concédant » (exception des réseaux BT et postes HTA/BT situés en zone ER). Cela conduit donc à avoir des ouvrages pour lesquels aucun amortissement n'est constitué et, incidemment, à réduire la dette du concessionnaire vis-à-vis de l'autorité organisatrice. En revanche, la valeur nette de ces ouvrages est dépréciée (dotation d'un amortissement industriel de « dépréciation », non générateur de charge) dans l'inventaire. **Enedis ne respecte donc pas le cahier des charges de concession.**

Toutefois, selon le concessionnaire, il ne constitue pas d'amortissement sur ces ouvrages dans la mesure où il a constaté que les renouvellements des ouvrages situés en zone rurale n'étaient réalisés qu'à hauteur de 20 % par lui-même en moyenne à la maille nationale.

Sur ce point, Enedis a par ailleurs apporté des précisions : *« il constate réaliser en moyenne au niveau national 20 % des renouvellements de réseaux BT en zone ER, les autorités concédantes réalisant les 80 % restants par le biais de différents travaux (effacements, renforcements, sécurisations…) ».*

En outre, toujours selon Enedis, « il est important de relever que l'article 10 du cahier des charges de la concession, doit être lu en fonction de la réglementation comptable et fiscale applicable, et plus particulièrement du Plan Comptable Général (PCG), qui permet de traduire dans les comptes les obligations effectives du concessionnaire et leurs conséquences financières.

En effet, si l'article 621.9 du PCG indique que le maintien au niveau exigé par le service public du potentiel productif des installations concédées est assuré par le jeu des amortissements ou, éventuellement, par des dépréciations adéquates et en particulier les provisions pour renouvellement, en pratique un concessionnaire ne peut constituer des provisions pour renouvellement que pour, **cumulativement :**

- des ouvrages précisément identifiés comme renouvelables avant le terme du contrat ;
- des ouvrages dont le renouvellement est sous la maitrise d'ouvrage dudit concessionnaire.

Au cas particulier de la concession de distribution publique d'électricité, les travaux réalisés sous la maîtrise d'ouvrage des autorités concédantes, à savoir des travaux en zone rurale d'extension, de renforcement ou encore d'amélioration, peuvent emporter un remplacement des ouvrages existants, alors même que leur renouvellement relève du concessionnaire et avant même que le besoin de les renouveler n'apparaisse. Dans ce cas et par définition, l'obligation de renouveler est devenue sans objet.

Il ressort de cette situation que, en zone rurale, Enedis se trouve dans l'incapacité d'identifier par anticipation les ouvrages de distribution dont elle devra effectivement assurer le renouvellement. Dès lors, elle ne peut pas inscrire dans ses comptes des provisions pour renouvellement qui, comme déjà indiqué, doivent par principe et par nature être affectées à des ouvrages précis pendant toute la durée du contrat.

C'est pourquoi, des provisions pour renouvellement constituées au titre des ouvrages basse tension situés en zone rurale ne peuvent pas apparaître dans les comptes rendus de l'activité du concessionnaire.

Au niveau national, la proportion d'ouvrages remplacés par les autorités concédantes et qui, par conséquent, ne donnent pas lieu à renouvellement, est de l'ordre de 80 %.

Constituer systématiquement une provision, couverte par le TURPE, sur 100 % des ouvrages relevant du régime rural d'électrification reviendrait à faire financer une grande partie de ces ouvrages par le TURPE à plus de 100 % de leur valeur. En effet, ces derniers bénéficient déjà, à hauteur de 80 %, des aides du CAS FACE, elles aussi couvertes par le TURPE (Enedis supportant à elle seule près de 95 % des contributions des GRD affectées au financement de ces aides), en complément des 20 % de financement obligatoirement apportés par l'autorité concédante.

La pratique comptable d'Enedis repose sur une lecture du contrat de concession qui permet d'écarter le risque de double financement par le TURPE pour les utilisateurs. Si le contrat devait être lu comme imposant de constituer des provisions pour l'ensemble des ouvrages, y compris ceux dont le renouvellement sera assuré par l'autorité concédante, ce sont les modalités de financement et d'attribution des aides du CAS FACE qui devraient alors être révisées.

Le raisonnement est identique pour la constitution d'amortissement du financement concédant. La constitution d'amortissements en vue de financer le renouvellement de l'ensemble des ouvrages concédés serait sans objet dans de nombreuses situations.

Il n'est en effet pas possible d'identifier par avance ceux de ces ouvrages qui pourraient être effectivement renouvelés par le concessionnaire ce qui, là encore, fait obstacle à la constitution d'un tel amortissement.

Autrement dit, Enedis ne peut inscrire, au plan comptable, le préfinancement intégral du renouvellement des ouvrages concédés par des amortissements industriels et des provisions pour renouvellement.

Dans les faits, les biens apportés par le concédant rentrent au patrimoine concédé en contrepartie d'un droit en nature. Tout préfinancement réalisé par Enedis pour le compte du concédant serait alors repris en résultat sans objet (sans objet d'utilisation) puisque le concédant aura réalisé la totalité du financement de l'ouvrage remplacé.

Pour les mêmes raisons que celles exposées pour la provision pour renouvellement, Enedis ne saurait donc justifier de la constitution d'amortissements du financement concédant dans ces conditions.

Qui plus est, comme pour les provisions pour renouvellement, la constitution de tels passifs reviendrait à faire supporter une double charge tarifaire à l'usager. En effet, les ouvrages concernés ont généralement bénéficié des aides du CAS FACE, financées par le TURPE, mais aussi d'autres financements couverts par le TURPE, notamment la redevance de concession.

Il n'en reste moins qu'un des arguments d'Enedis de dire que « 80 % de ce qui est renouvelé l'est par l'autorité concédante » est une mauvaise lecture de l'article 10 du cahier des charges. Les 80 % viennent du fait qu'Enedis ne renouvelle pas en pratique les ouvrages, et donc que seuls les concédants renouvellent. Or l'article 10 précise bien que le renouvellement est à la charge du concessionnaire sauf ce qui est sous MOA concédant visée à l'article 5 de l'annexe 1.

Il faudrait donc pointer dans l'inventaire ligne à ligne les ouvrages (ligne à ligne puisque c'est ainsi que sont gérés les PR et AFC) qui sont visés par cette MOA concédant (soit les fils nus en zone rurale et les réseaux torsadés article 8, plus les renforcements, le reste étant principalement de l'extension ne donnant donc pas lieu à du renouvellement) afin de permettre à Enedis de passer sur le reste, ce qui relève de la MOA Bt d'Enedis, de la dotation à l'amortissement du financement concédant et à la provision pour renouvellement. **Ceci est en pratique impossible compte tenu des modalités de gestion patrimoniale par Enedis et de la structuration de son outil de gestion des immobilisations.**

Durées de vie comptables

La durée d'amortissement est définie par le concessionnaire et celle-ci dépend directement de la nature des ouvrages à fin 2022 :

Ouvrages	Durées (ans)
Réseau HTA	40
Sauf réseau immergé	25
Réseau BT	40
Sauf Torsadé	50
Postes HTA/BT	
Bâtiment de poste	45
Appareillage poste maçonné	30
Appareillage poste préfabriqué	30
H61	30
Compteurs	
Linky loc	20
Marché d'affaires loc	20
Mis en service avant 1995	30
BT < 36 kVA mis en service après 1995	20
BT > 36 kVA et HTA mis en service après 1995	25
Branchements	
Colonnes montantes	60
Branchements souterrains ou aéro-souterrains	40
Branchements aériens	50
Transformateurs	40

Au fil des années, Enedis a procédé à l'allongement de la durée de vie d'un certain nombre d'ouvrages :

Année de changement	Catégorie d'ouvrage	Modification durée de vie
2007	Bâtiments de postes HTA/BT	30 => 45 ans
	Compteurs BT < 36	30 => 20 ans
	Compteurs BT > 36 et HTA	30 => 25 ans
2011	Canalisations BT torsadées	40 => 50 ans
2012	Transformateurs HTA/BT	30 => 40 ans
31/12/2019	Colonnes montantes	40 => 60 ans
31/12/2022	Branchements aériens	40 => 50 ans

Les allongements de la durée d'amortissement des transformateurs, des réseaux BT torsadés, du génie civil de postes enterrés des colonnes montantes et des branchements aériens opérés récemment par Enedis sont justifiés, a priori, par des études techniques démontrant la viabilité des ouvrages au-delà des durées de vie comptables initiales (cf. analyse spécifique sur les branchements aériens supra). Ces pratiques impactent directement et majoritairement les provisions constituées, les droits du concédant ainsi que les dettes et créances réciproques puisque certains ouvrages passent potentiellement de « renouvelables » avant le terme du contrat à « non renouvelables ».

Devant des impacts potentiellement significatifs sur les passifs de concession, il est indispensable que les autorités organisatrices aient accès et soient associées aux études en amont. Or, les études techniques détaillées n'ont jamais été communiquées aux AODE.

En 2013 et 2015, il avait conduit des études supplémentaires au niveau national :

- Sur les canalisations souterraines basse tension ;
- Sur les canalisations souterraines de moyenne tension ;

Ces études avaient alors conduit au maintien, à ce stade, d'une durée de vie de 40 ans. Les études seront reprises ultérieurement avec un recul historique plus conséquent car les technologies sont récentes.

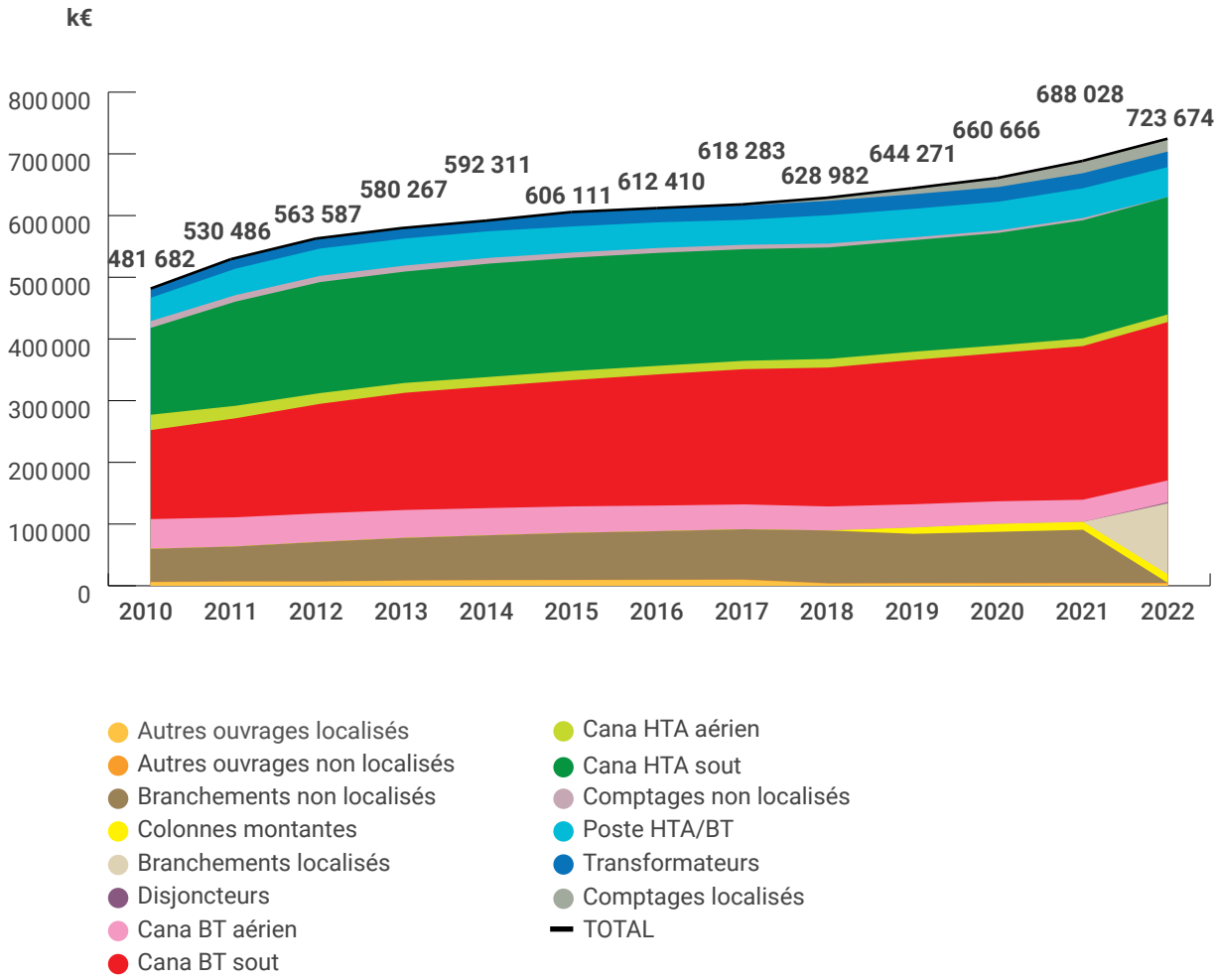
En outre, lors de ce contrôle de concession portant sur l'exercice 2021, Enedis n'a par ailleurs toutefois pas exclu qu'à l'avenir, d'autres catégories d'ouvrage pourraient être concernées tels que les branchements souterrains ou les réseaux souterrains par exemple.

Analyse du niveau d'amortissement des ouvrages

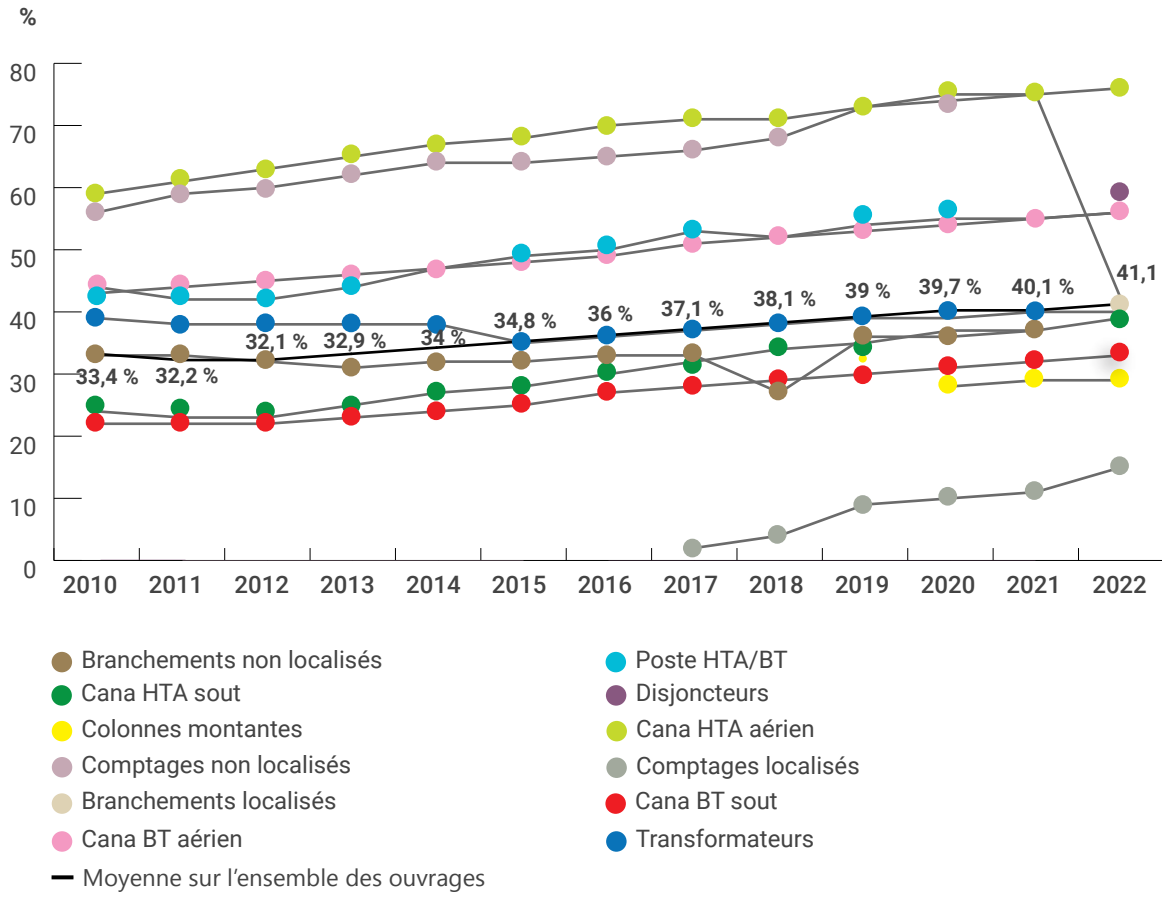
La valeur nette du patrimoine concédé s'élève à fin 2022 à 724 M€ (688 M€ à fin 2021), pour un amortissement total constitué se montant à 504 M€ (460 M€ à fin 2021), soit un taux d'amortissement moyen (c'est-à-dire le rapport du montant des amortissements constitués sur la valeur brute) s'élevant à fin 2021 à 41,1 % (40,1 % à fin 2021), soit un taux relativement bas en comparaison de ce qui est constaté par ailleurs (moyenne AEC de 46,0 % à fin 2022) traduisant un âge moyen comptable relativement jeune.

Ainsi, l'évolution de la valeur nette comptable du patrimoine concédé sur la période 2010-2022 est la suivante :

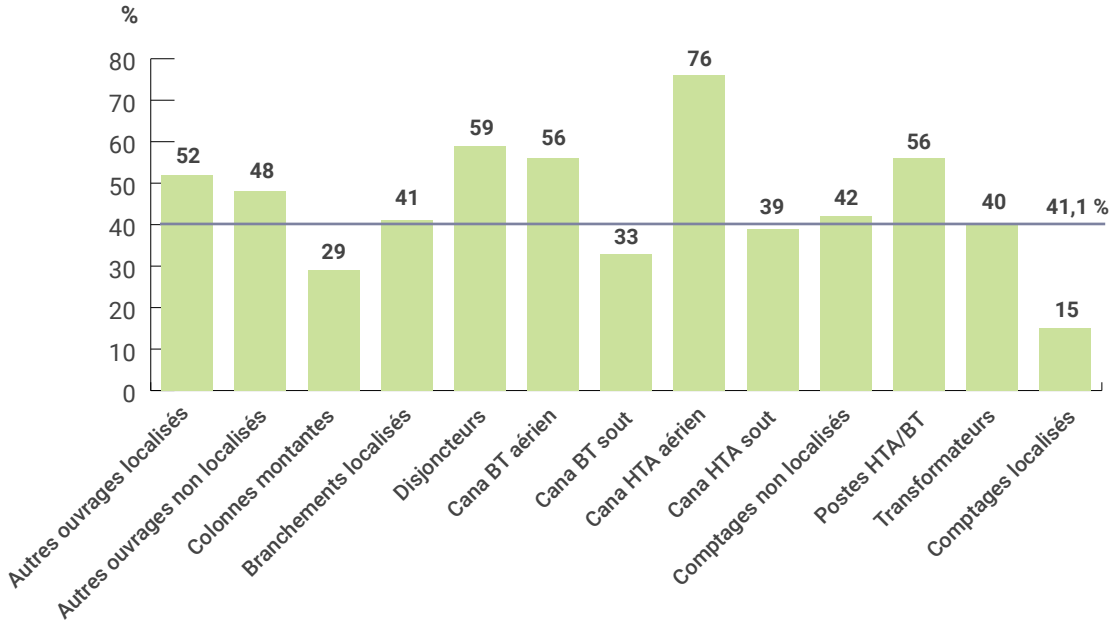
ÉVOLUTION DE LA VALEUR NETTE COMPTABLE DU PATRIMOINE CONCÉDÉ



ÉVOLUTION DU TAUX D'AMORTISSEMENT PAR TYPOLOGIE D'OUVRAGE



TAUX D'AMORTISSEMENT PAR TYPOLOGIE D'OUVRAGE À FIN 2022



Le taux d'amortissement moyen global, après avoir enchainé plusieurs années de baisses consécutives (période 2010-2012) suite aux investissements importants effectués sur la concession entre 2010 et 2012 notamment (en lien avec les investissements post-Klaus), est à nouveau en augmentation régulière depuis l'exercice 2013 (en particulier, hausse de +1,0 point par rapport à l'exercice précédent, et hause moyenne de +0,6 point chaque année sur la période 2010-2022), particulièrement en raison du vieillissement des réseaux souterrains HTA et BT, pesant très lourds dans le calcul de cet indicateur.

La dépréciation des ouvrages, non génératrice de charges (impacte uniquement les comptes de bilan), est réalisée sur l'ensemble des ouvrages amortissables (y-compris sur la part des ouvrages BT (postes et réseaux BT) réputés financés par le concédant et situés en zone ER). La dépréciation des ouvrages est réalisée sur l'ensemble des ouvrages amortissables. A fin 2021, le taux d'amortissement des ouvrages (hors « autres » ouvrages) est le plus élevé pour les réseaux BT et HTA aériens nus, respectivement 97 % et 76 %, en croissance constante depuis a minima onze exercices. A contrario, les réseaux souterrains BT et HTA sont la typologie d'ouvrages présentant le taux d'amortissement le plus faible (respectivement 33 % et 39 %), hors branchements et compteurs localisés (« Linky » et « marché d'affaire »).

Focus sur le suivi de la gestion comptable des opérations de prolongation de durée de vie (PDV) sur la concession du SYDEC

Rappel du contexte technico-économique

Le programme « Prolongation de Durée de Vie » (PDV), pratique récente du concessionnaire, est une approche plus ciblée que le renouvellement en totalité de portion aérienne de réseau HTA et plus lourde qu'un simple programme de maintenance. En effet, la PDV consiste en un renouvellement partiel de portions de réseaux identifiées comme nécessaire, incluant notamment l'ensemble des accessoires (c'est-à-dire poteaux, attaches, supports, armements, isolateurs, ponts…).

La PDV est ainsi utilisée en alternative au renouvellement par enfouissement :

- En complément des travaux Plan Aléas Climatiques (PAC) afin de garantir une bonne qualité globale de ces départs ;
- Sur les départs hors travaux PAC, pour améliorer la qualité (critère B ou résorption des écarts vis-à-vis du Décret Qualité), notamment sur les tronçons fortement sujets à des défaillances matérielles sur des accessoires aériens.

Il s'agit d'une démarche complète et innovante basée sur :

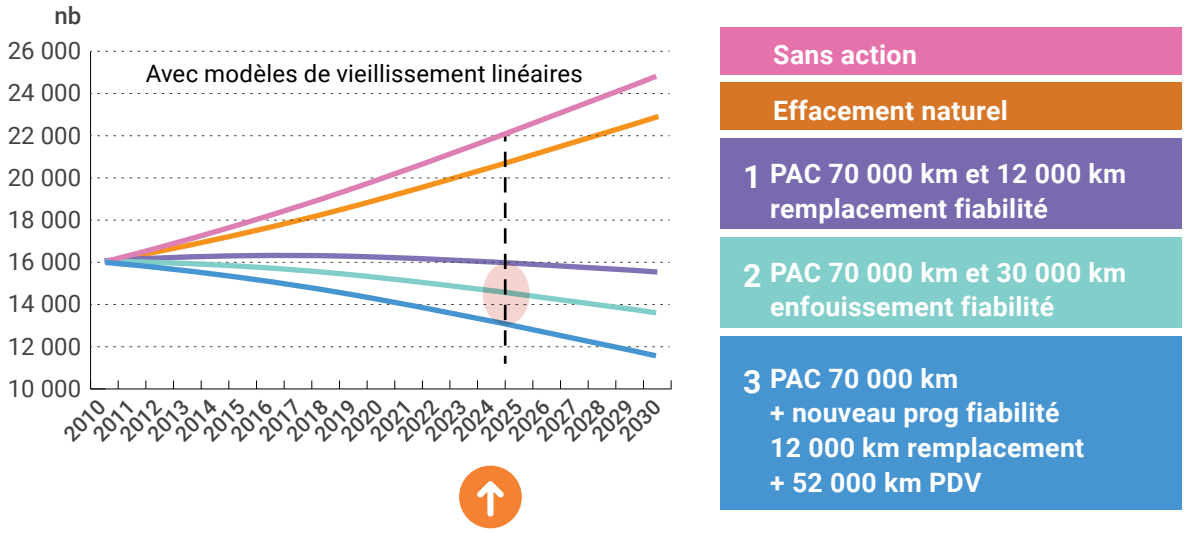
- Des agents spécialisés (diagnostic, réalisation des chantiers, reporting, mises en immobilisation) ;
- Des outils performants (guide de diagnostic des ouvrages, Tablette 'PDV' pour fluidifier la saisie des données tout au long du processus) ;
- Un corps de doctrine établi conjointement entre DT (Direction Technique), DF (Direction Financière) et les régions (politique HTA, Guide de la PDV, guide et mode opératoire des mises en immobilisation, marchés de travaux spécifiques).

La PDV permet ainsi, selon Enedis, de prolonger la durée de vie de l'ouvrage traité de 15 ans au minimum. De ce fait, elle constitue un investissement CAPEX « Qualité » considéré comme un intermédiaire entre le renouvellement total d'un tronçon aérien HTA pérenne et de simples actions de maintenance préventive sur OPEX. Cette politique industrielle est présentée par le concessionnaire comme étant la démarche la plus optimale technico-économiquement.

Cette grille d'analyse est ensuite confrontée à la doctrine interne du concessionnaire, doctrine qui a amené également les commissaires aux comptes à valider les pratiques comptables qui seront présentées infra. Le tableau suivant présente la définition des opérations selon les dépenses prévisionnelles :

Le graphique ci-dessus indique que la PDV contribuerait à la diminution d'environ 15 % des incidents. Suite à un diagnostic terrain du départ et à l'analyse de la qualité de desserte, l'exploitant identifie les éléments du réseau aérien à renouveler. Le coût de l'opération de PDV est alors estimé.

ÉVOLUTION DU NOMBRE DE DÉFAUTS SELON LES DIFFÉRENTS PROGRAMMES



Effet des 52 000 km de PDV :
gain de 2 500 défauts/an en 2025

DÉFINITION DES OPÉRATIONS SELON LES COÛTS PRÉVISIONNELS D'INVESTISSEMENT

ENTRETIEN — PDV — REMPLACEMENT TOTAL EN AÉRIEN — ENFOUISSEMENT

Nature travaux	Remplacement de : armements, poteaux, attaches, conducteurs, etc.			Travaux sur les postes y/c dans le cadre PDV
Solution technique	**Entretien**	**Remplacement partiel = PDV**	**Remplacement total**	
Dépenses	< 5 €/m	5 €/m	> 5 €/m	Règle habituelle
Ratios/coût reconstruction ligne		< 70 %	≥ 70 %	
OPEX/CAPEX	OPEX	CAPEX	CAPEX	
Traitement comptable	Entretien	Renouvellement partiel	Renouvellement	
Immobilisation		Existante	Neuve	Selon travaux

Ainsi, si le coût unitaire estimé est inférieur à 5 €/m, l'opération est apparentée à de la maintenance et donc à de l'OPEX, poste de dépenses (charge d'exploitation) sur lequel le distributeur est régulé par la CRE et sur lequel Enedis ne bénéficie pas de rémunération (à l'inverse des dépenses CAPEX).

En outre, si l'opération est relative à de l'OPEX, il n'y a pas d'immobilisation comptable et donc pas d'allongement de la durée de vie des ouvrages immobilisés, et donc aucune reprise de provisions associées.

À l'inverse, si le coût unitaire excède 70 % du coût du renouvellement, **soit de l'ordre de 70 €/m,** l'opération PDV doit être considérée comme trop onéreuse et les fragilités détectées sont étudiées pour être régulés via des opérations de renouvellement ou d'enfouissement (type Plan Aléas Climatique). Les dépenses du concessionnaire associées au renouvellement sont bien évidemment comptabilisées en CAPEX et sont amorties sur la durée de vie de l'ouvrage renouvelé (40 ans pour les réseaux HTA). En outre, les provisions constituées et le cas échéant l'amortissement du financement concédant constitués sur les ouvrages renouvelés sont évidemment réaffectés en tant qu'origine de financement concédant sur les nouveaux ouvrages.

Analyse globale des éléments comptables sur la concession du SYDEC à fin 2022

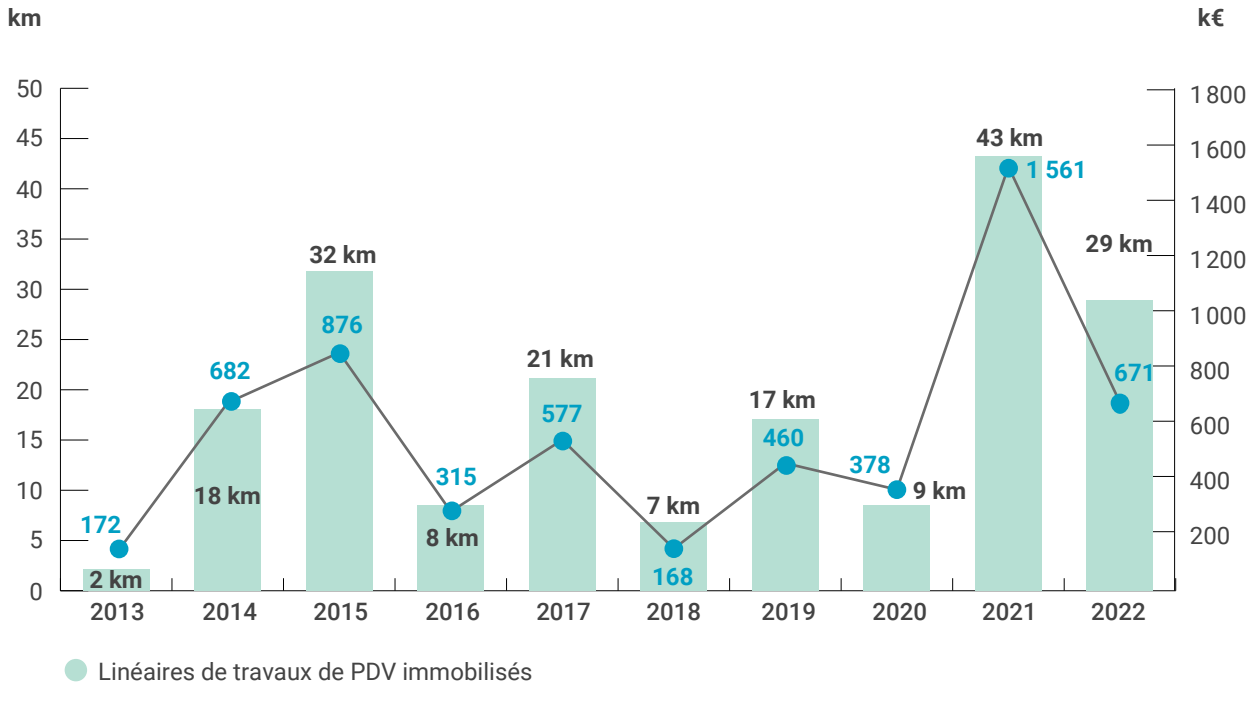
En termes de gestion comptable, une opération de PDV correspond à un renouvellement partiel d'ouvrage et se traduit donc sur le plan comptable par trois opérations :

- Identification du linéaire traité par de la PDV à partir des éléments techniques ;
- Retrait partiel d'actif, s'accompagnant, le cas échéant, de reprises de provision pour renouvellement ou de réaffectation en tant que financement concédant ;
- Mise en immobilisation des dépenses du chantier de PDV.

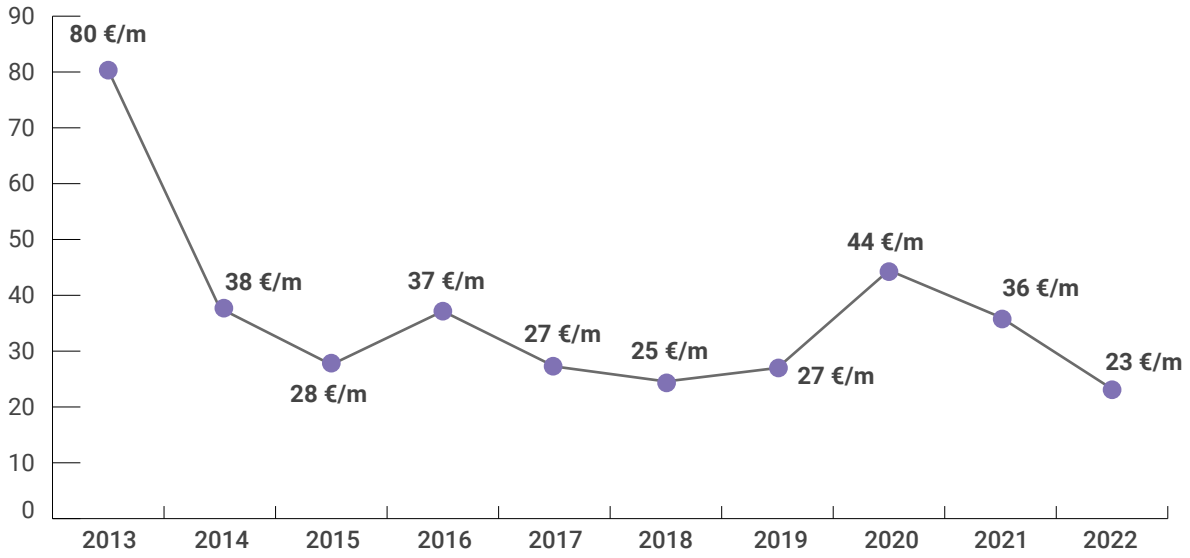
L'analyse globale menée sur **l'inventaire comptable à fin 2022** sur la concession du SYDEC a permis d'isoler 186 km de réseau HTA traités en PDV, pour un montant total de travaux associés s'élevant à 5,9 M€ immobilisés sur la période 2013-2022, ce qui représente un coût unitaire global moyen de 31 €/m.

Décomposition du montant immobilisé sur les chantiers de PDV sur la concession du SYDEC par millésime de mise en service comptable (source : inventaire comptable à fin 2022).

LINÉAIRES ET MONTANTS DE TRAVAUX DE PDV IMMOBILISÉS PAR MILLÉSIME COMPTABLE À FIN 2022



COÛT UNITAIRE DES TRAVAUX DE PDV IMMOBILISÉS À FIN 2022



Suivi des chantiers de PDV sur la concession par rapport à la cible nationale

Rappelons ici que la construction nationale de la démarche « PDV » a débuté dès 2011. Les premiers chantiers PDV « test » ont eu lieu en 2012 (2013 sur la concession du SYDEC).

La cible nationale est importante, avec plus de 50 000 km à traiter d'ici 2025, soit plus de 3 000 km/an (sur un réseau HTA aérien total de 250 000 km prévu en 2025, soit 1/5 du réseau HTA aérien qui sera traité en PDV).

Avec un diagnostic technique élargi et approfondi, la PDV évolue au niveau national en rénovation programmée (RP) des réseaux HTA aériens depuis septembre 2020.

Aux dires d'Enedis, il est impossible d'enfouir tous les réseaux HTA aériens et mieux vaut les pérenniser. Cette hypothèse se fonde sur les 4 éléments clés suivants :

LES 4 ÉLÉMENTS CLÉS DES FONDEMENTS DU PROGRAMME RP

Les 4 éléments clés

C'est 330 000 km de réseau HTA aérien ; les enfouir demanderait +30 milliards d'euros (vs transition énergétique)

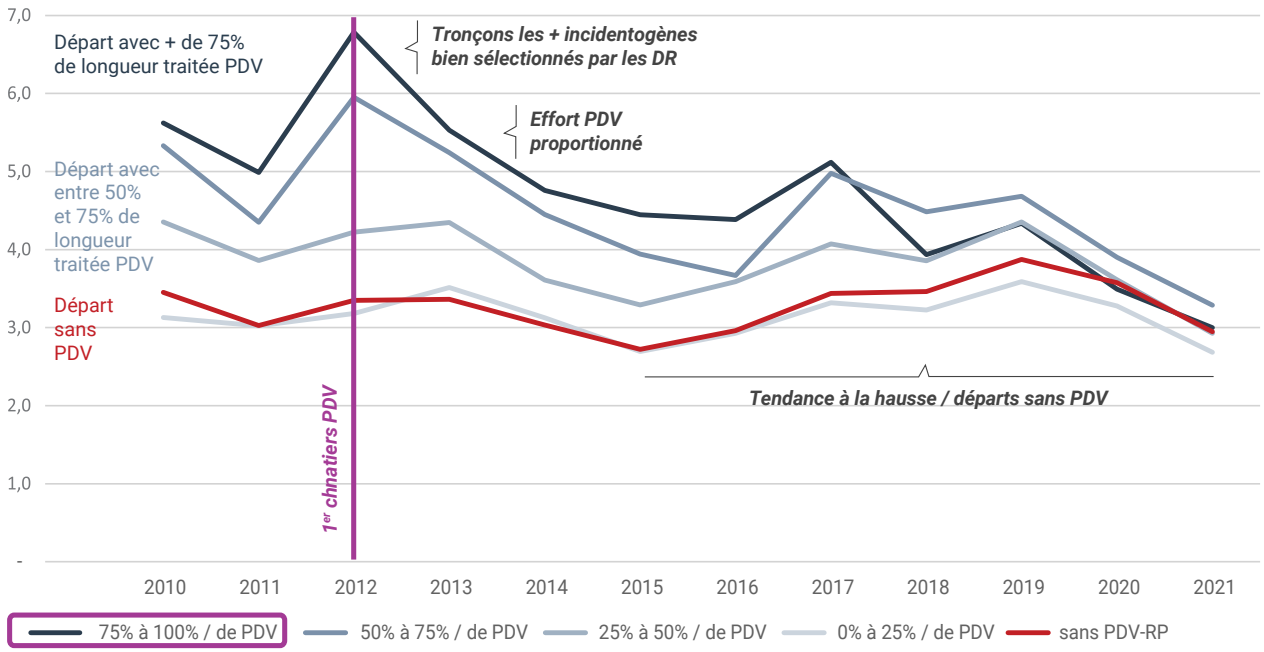
pérenniser le réseau dans un

L'aérien représente 70% des incidents (critère B)

Maintien des compétences aériennes sur la HTA (500 chantiers neufs par an) nécessaires pour traiter les incidents climatiques

Enedis enfouit en priorité les tronçons fragiles et générateurs de non-qualité (50 000 km identifiés en PAC), ausculte le réseau aérien restant et investit en le rénovant pour le remettre à un niveau proche du neuf (280 000 km identifiés en RP).

TAUX D'INCIDENTS HIX AUX 100 KM/AN - CODE SIÈGES AÉRIEN HTA AU NIVEAU NATIONAL



Catégories de départs selon le % de longueur traitée PDV

Source : Enedis

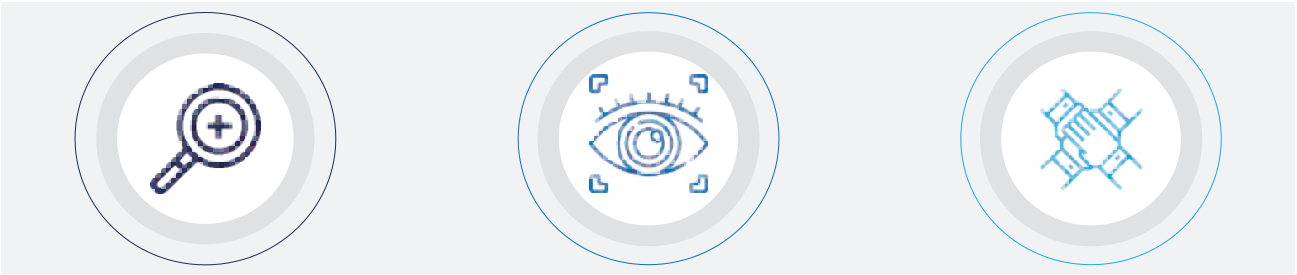
Les analyses nationales présentées par Enedis font ressortir que :

- Les départs qui n'ont pas été traités en PDV (a priori les moins incidentogènes *in fine*) voient en moyenne leur taux d'incidents HIX augmenter légèrement au cours des dernières années, passant d'environ 3 incidents/100 km chaque année sur 2010-2015 à près de 4 incidents/100 km sur 2018-2020 ;
- Les départs qui ont fait l'objet de travaux de PDV (a priori les plus incidentogènes in fine), ont vu en moyenne leur taux d'incidents HIX baisser sensiblement et converger finalement vers le taux d'incidents des départs n'ayant pas fait l'objet de travaux de PDV en passant de 6 incidents/100 km à moins de 4 ;

Pour résumer, l'incidentologie des départs HTA aériens qui ont fait l'objet de travaux de PDV est en baisse (taux d'incidents divisé par 2 pour les départs traités en quasi-totalité) et est ramenée au niveau moyen.

La rénovation programmée (RP) s'inscrit donc dans la continuité de la prolongation de durée de vie (PDV) des réseaux HTA aériens, **en introduisant 3 évolutions majeures sur le volet technique :**

LES 3 ÉVOLUTIONS MAJEURES DU PROGRAMME DE RÉNOVATION PROGRAMMÉE (RP)



Un approfondissement du diagnostic pour les supports, étriers et anciennes technologies...

Un élargissement du diagnostic par le traitement de certains « atypismes »

Une harmonisation de la procédure de diagnostic par la mise en place de l'Intelligence Artificielle (apprentissage machine à la maille nationale)

Source : Enedis

En conclusion, le programme RP engagera 2,1 Md€ au niveau national sur la période 2020-2035 avec un rythme cible à 150 M€/ an pour permettre une remise à niveau de l'ensemble des lignes aériennes selon des cycles de 25 ans, soit en moyenne 7 500 km de réseau fiabilisés chaque année, avec les 4 éléments clés suivants :

LES 4 ÉLÉMENTS CLÉS DU PROGRAMME DE RÉNOVATION PROGRAMMÉE (RP)

- Un objectif d'**accélérer** les km de réseaux HTA aériens de plus de 25 ans fiabilisés pour passer de **4000 à 7500 km/an en 2025 sur le territoire national**
- Le REX met en évidence que le dispositif PDV pouvait être **davantage industrialisé** avec une **optimisation des ressources et compétences**, notamment externes
- L'apport de **nouvelles technologies** telles que l'intelligence artificielle* et le drone, garantissent une **uniformité des diagnostics et des travaux sur le territoire national**
- La transition de la PDV à la RP pour ramener et maintenir la fiabilité du réseau HTA aérien standard à un **niveau proche du neuf** tout en gardant ouvertes toutes les options d'évolution de long terme

* L'outil de **Diagnostics des Ouvrages de Réseaux Aériens « DORA »** est doté d'une intelligence artificielle de reconnaissance des équipements et de leurs potentielles anomalies.

Source : Enedis

En outre, des analyses menées, il ressort que :

- Sur la concession du SYDEC, le réseau HTA aérien est en diminution d'environ 50 km chaque année sur la période 2010-2022 ;
- Compte tenu du fait qu'il y ait 2 849 km de réseau HTA aérien à fin 2022, le linéaire atteindra environ 2 700 km à fin 2025 au rythme de résorption actuel ;
- Le réseau HTA aérien à traiter en PDV sur la concession du SYDEC représenterait potentiellement 1/5 du total, soit 540 km de réseau HTA aérien restant à traiter en PDV, ce qui représenterait près de 180 km de réseau HTA aérien à traiter chaque année sur la concession du SYDEC pour coller à l'ambition cible nationale.

Avec 186 km traités sur la période 2013-2022 (de source comptable), soit en moyenne 19 km/an sur la période 2013-2022, cette ambition nationale n'apparaît pour le moment pas suivie sur la concession du SYDEC.

CONSTITUTION DES PROVISIONS POUR RENOUVELLEMENT SUR LA CONCESSION ET ÉVOLUTION

Analyse de la décomposition du stock de provision pour renouvellement par typologie d'ouvrage

Comme indiqué *supra*, le mécanisme de la provision pour renouvellement complète l'amortissement industriel pour que le concessionnaire soit en mesure de financer le remplacement des ouvrages concédés.

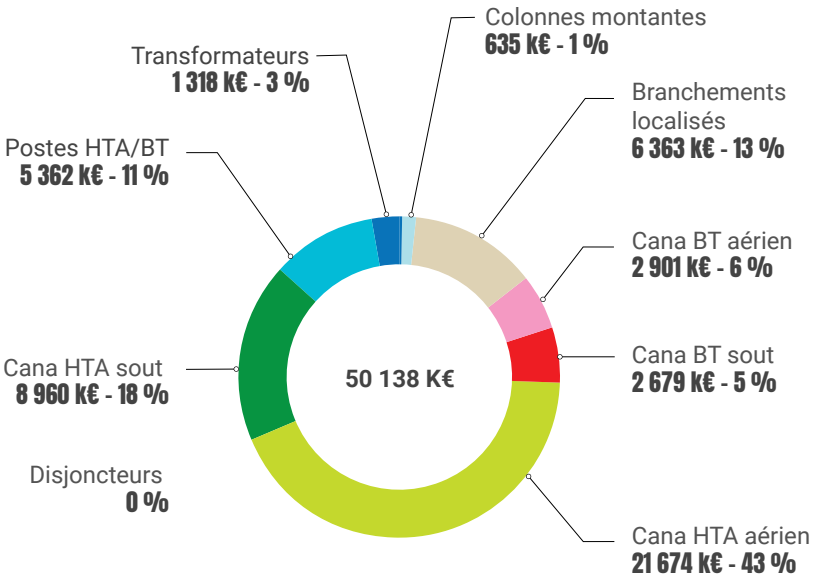
Les dotations aux provisions sur les ouvrages concédés **(en vigueur jusqu'à fin 2018 dans le cas de la concession du SYDEC)** constituent une charge au compte de résultat du distributeur. Cette charge est couverte explicitement par le tarif depuis l'entrée en vigueur du TURPE 3bis. Comme déjà mentionnée, **il n'y a plus de dotation à la provision pour renouvellement sur la concession du SYDEC depuis le 1er janvier 2019 par l'entrée en vigueur du nouveau modèle de contrat de concession.**

La provision pour renouvellement est constituée sur les ouvrages concédés renouvelables dont la fin de vie comptable est antérieure à l'échéance du contrat de concession (article 36 L. 9-8-2004), **soit initialement fin 2022 dans le cas de l'ancien contrat de concession du SYDEC).**

La provision pour renouvellement constituée est transformée en financement du concédant lors du renouvellement du bien (idem pour l'amortissement du financement du concédant) conformément aux règles et principes comptables d'Enedis.

D'après le concessionnaire, le stock de provisions pour renouvellement constituées sur les ouvrages concédés s'élève à 50,2 M€ à fin 2022 et est réparti de la manière suivante :

DÉCOMPOSITION DU STOCK DE PROVISIONS POUR RENOUVELLEMENT CONSTITUÉES SUR LE PATRIMOINE CONCÉDÉ À FIN 2022



Les provisions pour renouvellement sont pour 61 % constituées sur les réseaux HTA toutes technologies confondues (les réseaux HTA aériens représentent 43 %). Les branchements localisés représentent 13 % du stock de provisions pour renouvellement.

A noter que la part des réseaux BT est relativement faible avec 11 % du total des provisions pour renouvellement, s'expliquant par le fait qu'Enedis ne comptabilise pas de provision pour renouvellement sur les réseaux BT et les postes HTA/BT situés en zone en zone d'électrification rurale au sens du FACE. Il en est de même pour les postes HTA/BT.

En effet, en zone rurale, les provisions sont bien constituées sur les réseaux HTA, mais les postes et les réseaux BT situés sur ces zones ne sont pas dotés de provisions pour renouvellement. Cette pratique est donc contraire à l'article 10 du cahier des charges de concession.

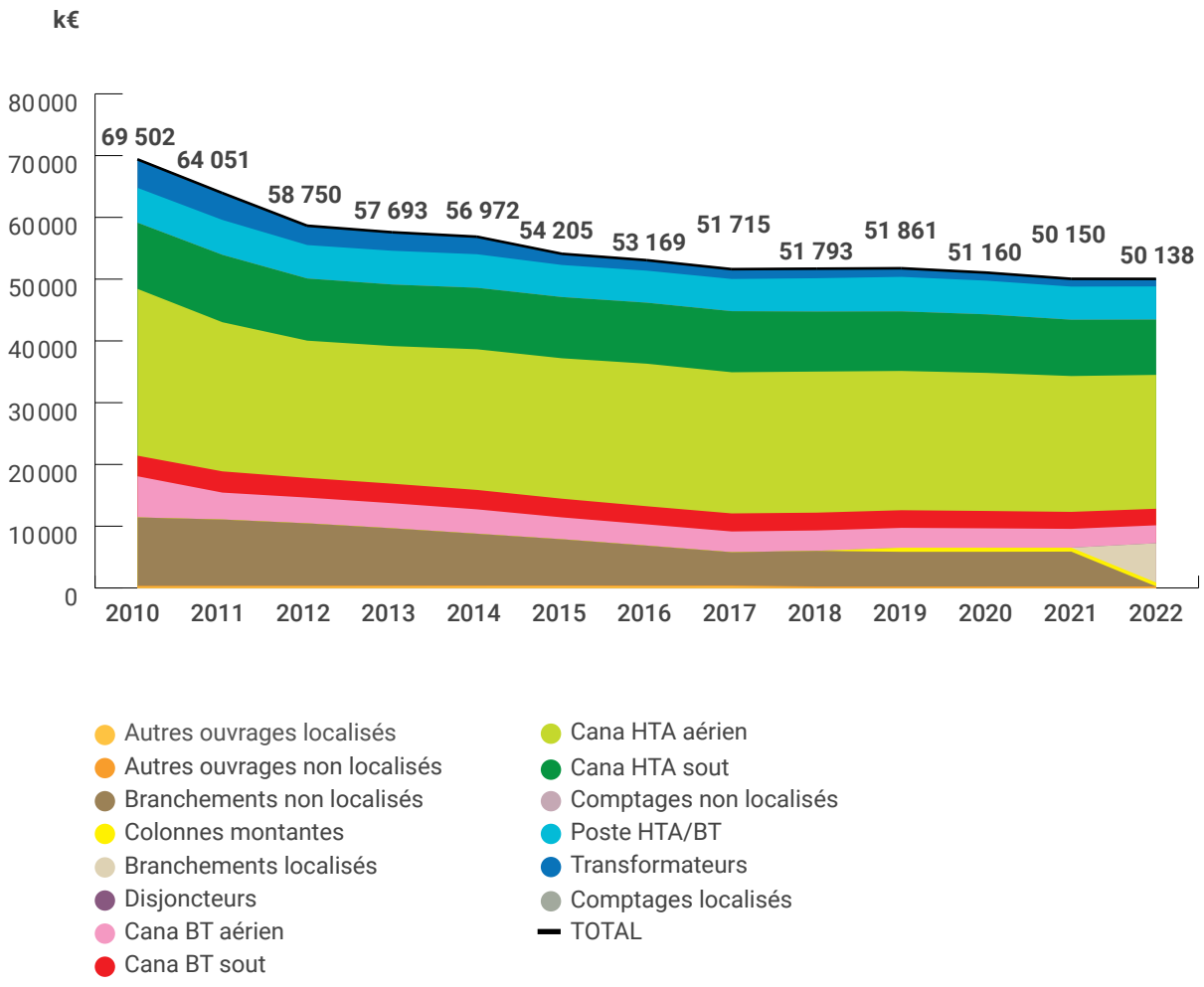
Provisions sur les appareils de comptage

Depuis 2007, aucune dotation aux provisions n'est constituée sur les appareils de comptage. Le concessionnaire avait évalué que la valeur de remplacement de l'ensemble des appareils de comptage était inférieure à la valeur d'origine de ces ouvrages. En d'autres termes, les coûts de renouvellement estimés des appareils de comptages étaient inférieurs aux coûts d'achat du matériel de comptage liés à la généralisation des appareils électroniques. Par conséquent, l'ensemble des provisions pour renouvellement constituées au 31/12/2006 a été reprise sur l'ensemble des compteurs immobilisés.

Analyse de l'évolution du niveau des provisions pour renouvellement au cours des dernières années au global et par typologie d'ouvrage

Entre 2021 et 2022, le stock de provisions pour renouvellement (PR) poursuit sa baisse amorcée depuis a minima douze exercices (à l'exception d'une légère hausse ponctuelle en 2018 puis 2019 suite à la localisation comptable des colonnes montantes) : elles sont en très léger recul de -12 k€ (-0,02 % par rapport à 2021, variation détaillée infra) et atteignent 50,1 M€ à fin 2022.

DÉCOMPOSITION DU STOCK DE PROVISIONS POUR RENOUVELLEMENT CONSTITUÉES SUR LE PATRIMOINE CONCÉDÉ À FIN 2022



Ainsi, en tendance longue, une diminution du stock de provision pour renouvellement est constatée (-28 %, soit -19,4 M€ en 13 ans) touchant plus particulièrement :

- Les transformateurs HTA – BT : -72 % (-3,4 M€, dont -2,1 M€ liés à l'allongement de la durée de vie comptable de cette typologie d'ouvrage de 40 ans à 50 ans en 2012) ;
- Les branchements et colonnes montantes : -37 % (-4,1 M€ entre 2010 et 2021), s'expliquant essentiellement par une spécificité sur le traitement comptable de cette typologie d'ouvrages, les ouvrages totalement amortis sortant automatiquement de l'inventaire, bien qu'encore sur le terrain, et la provision pour renouvellement associée également. Cela n'est toutefois plus le cas depuis 2018 (cf. analyse spécifique des origines de financement supra) ;
- Les canalisations HTA aériennes : - 20 % (-5,3 M€, dont l'essentielle de la réduction du stock de provisions pour renouvellement est imputable aux opérations de Prolongations de Durée de Vie (PDV) sur la période 2013-2022 (impactant le stock à la baisse de l'ordre de -0,6 M€, dont la plus grande partie est a priori reprise au résultat d'Enedis, l'autre partie étant réaffectée comme du financement concédant sur les investissements de PDV immobilisés), mais également aux opérations de renouvellements sur la période 2010-2012, avec d'importants chantiers d'enfouissement de réseaux HTA aériens ;
- Les canalisations BT aériennes et en particulier le torsadé : - 56 % (-3,8 M€).

A noter qu'entre 2010 et 2011, -2 M€ de provisions pour renouvellement avaient alors été reprises au résultat d'Enedis, en lien avec l'allongement de la durée de vie comptable de cette typologie d'ouvrage.

Le stock de provision pour renouvellement ayant été figé à fin 2018 suite à la signature le 21 décembre 2018 du nouveau cahier des charges de concession qui est entré en vigueur au 1er janvier 2019 pour une durée de 30 ans et qui prévoit l'arrêt de la dotation aux provisions pour renouvellement, leur niveau ne pouvant alors faire en théorie que diminuer à compter de cette date.

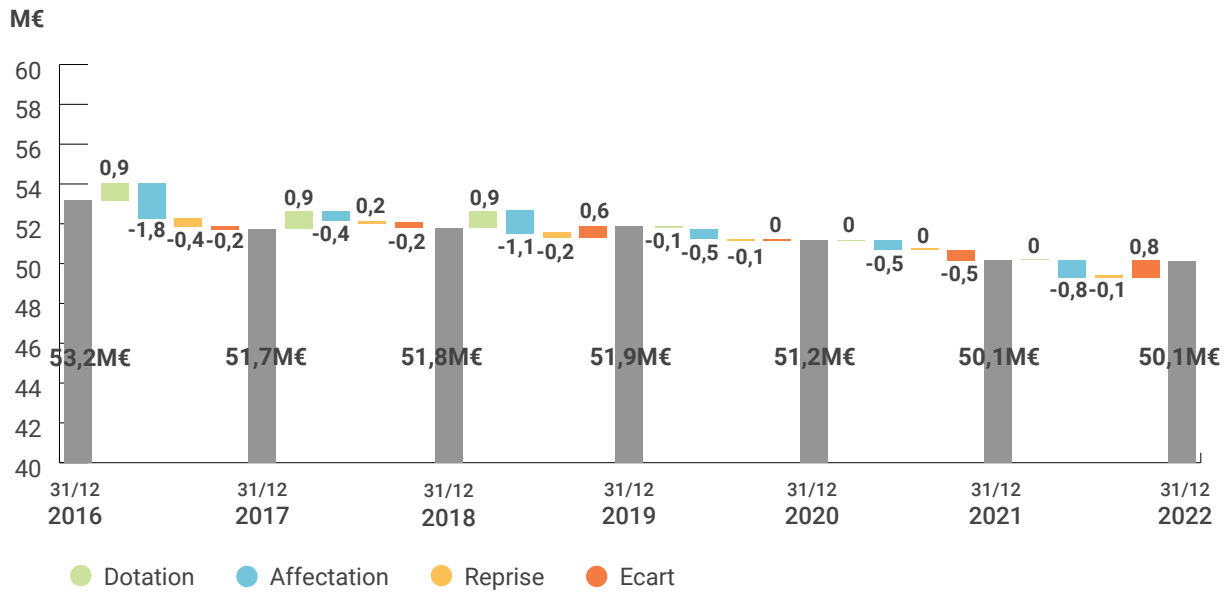
Analyse des flux comptables annuels relatifs aux provisions pour renouvellement sur les derniers exercices

Cette baisse globale tendancielle des provisions pour renouvellement a minima sur la période 2010-2021 n'est pas forcément liée à de réels renouvellements d'ouvrages sur la concession. En effet, elle est la résultante :

- Des affectations en tant que financement concédant des provisions pour renouvellement utilisées sur les chantiers de renouvellement (utilisation « classique » de la provision pour renouvellement), qui sont ainsi simplement transférées en « droit du concédant » ;
- De principes comptables spécifiques à Enedis (par exemple sortie automatique des branchements une fois leur fin de vie comptable atteinte et réaffectation et/ou reprise au résultat des provisions pour renouvellement attachées) ;
- Des éventuelles reprises au résultat liées à des changements de traitements comptables (allongements de durées d'amortissement notamment) ou à des écrêtements lors des chantiers de renouvellement.

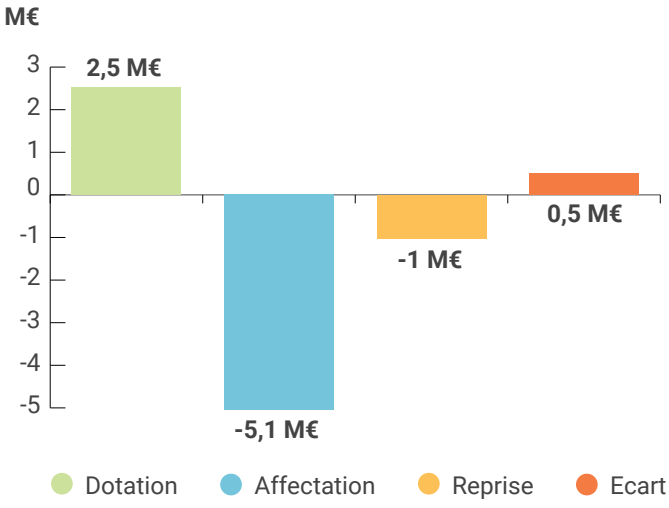
Dans le cadre des précédents et du présent contrôle, Enedis a transmis un tableau des flux comptables relatifs aux provisions pour renouvellement sur les 5 derniers exercices indiquant, pour chaque catégorie d'ouvrage, le montant des dotations, des affectations et des reprises de provisions pour renouvellement survenues au cours de l'année et expliquant le passage du stock de provision pour renouvellement qui s'élevait à 53,2 M€ à fin 2016 et qui s'élève désormais à 50,1 M€ à fin 2022. Ces éléments sont synthétisés infra :

ÉVOLUTION DU STOCK PR SUR 2016-2022 ET FLUX COMPTABLES ANNUELS ASSOCIÉS



En cumulé et par typologie d'ouvrage, sur la période 2016-2022, il en ressort le graphique suivant :

FLUX COMPTABLES CUMULÉS RELATIFS AUX PR PÉRIODE 2016-2022



En synthèse, il ressort de cela que, le stock de provisions pour renouvellement constituées sur le patrimoine concédé du SYDEC est passé de 53,2 M€ à 50,1 M€ entre 2016 et 2022 (-3,1 M€, soit -5,8 %), cette diminution s'expliquant par :

- Une reprise au résultat d'Enedis cumulée sur la période 2016-2022 s'élevant à 1,0 M€ et concernant essentiellement les réseaux HTA (0,6 M€), et plus précisément les réseaux HTA aériens (0,5 M€), en lien avec les chantiers HTA de PDV et les transformateurs HTA/BT (0,1 M€). Sur l'exercice 2022, 77 k€ ont été repris au résultat d'Enedis, concernant notamment :
  - les réseaux HTA aériens (10 k€), en partie dû aux travaux de prolongation de durée de vie (cf. paragraphe relatif aux travaux de PDV infra),
  - les réseau HTA et BT souterrains (respectivement 4 k€ et 12 k€), et ce sans qu'Enedis ne fournisse plus de détail (reprises a priori liées au mécanisme d'écrêtement comptable).
- Une réaffectation en tant que financement concédant sur des ouvrages renouvelés s'élevant à -5,1 M€ sur la période 2016-2022 et concernant essentiellement les réseaux HTA souterrains (1,8 M€), les ouvrages collectifs de branchement (colonnes montantes, pour 1,4 M€, uniquement sur le millésime 2017) et les transformateurs HTA/BT (0,4 M€).

Sur l'exercice 2022, 0,8 M€ de provision pour renouvellement ont été réaffectées en tant que financement concédant sur des nouveaux ouvrages mis en service en 2022, essentiellement sur les réseaux HTA souterrains concernant notamment des affaires de résorption de câbles HTA souterrains à isolation papier imprégné (0,4 M€) et sur les réseaux BT souterrains (0,1 M€).

À noter que sur la période 2018-2021, aucune réaffectation n'était observée sur les branchements/colonnes montantes : aux dires d'Enedis, les provisions constituées ne seront réaffectées sur les nouveaux branchements que lorsque l'intégralité du stock de branchements sera comptablement localisée, à fin 2022 à la fin du projet ADELE aux dires d'Enedis ;

Lors du présent contrôle portant sur l'exercice 2022, il a été constaté un stock de PR à fin 2022 de 6,4 M€ (branchements localisés) contre seulement 5,6 M€ à fin 2021 (branchements non localisés) avant l'inventaire ADELE. Aux dire d'Enedis, « la variation de PR avant/après inventaire comporte à la fois les re-calculs provenant des modifications des stocks de valeurs branchements par année de mise en service (1 k€ de dotation, 41 k€ de reprise) ainsi que la réaffectation des PR qui avaient été mises en attente entre 2015 et 2018. La réaffectation de ces PR en attente (0,8 M€ sur les Landes) n'est pas visible dans le compte d'exploitation de la concession (et donc dans les tableaux de flux). Il est possible de retrouver ces 0,8 M€ dans l'inventaire comptable : il s'agit de la PR affectée aux branchements mis en service entre 1975 et 1977. ».

Cela est en effet bien vérifié dans l'inventaire comptable à fin 2022.

- Un mouvement de dotation cumulée de 2,5 M€ sur la période 2016-2022, alors qu'il n'est plus censé y en avoir depuis 2019 du fait de l'entrée en vigueur du nouveau contrat de concession.

Toutefois, depuis 2019, des mouvements de flux de dotation aux provisions pour renouvellement ont été constatés : aux dires d'Enedis, « ces dotations concernent des « ajouts » portant sur des fiches immobilisations « anciennes » dont la date de mise en service était située à une période où des dotations à la provision pour renouvellement étaient constituées : le SI d'Enedis ne pouvant distinguer ces ajouts du « principal », il a donc recalculé de la dotation à la provision pour renouvellement depuis la date de mise en service initiale » ;

- Un écart correspondant en fait à un transfert sur un compte d'attente d'affectation au niveau national d'un montant cumulé de +0,5 M€ sur la période 2016-2022 (une partie sera reprise au résultat, une autre partie sera réaffectée en tant que financement concédant au moment de la liquidation comptable des affaires concernées).
- Aux dires d'Enedis, « cela s'explique par le mécanisme et les différentes étapes d'affectation ou de reprise de la PR. En effet, la provision pour renouvellement est retirée de l'inventaire comptable à l'occasion du mouvement de retrait d'inventaire (MARE). Le stock de provision pour renouvellement affiché à l'AODE est effectué à l'issue de mouvement. A l'issue de cette action de retrait la provision pour renouvellement est transférée du compte de stock vers un compte de provision pour renouvellement en attente d'affectation. Le transit par ce compte d'attente est justifié par la phase de liquidation de l'opération (affectation des passifs portés par les ouvrages sortis de l'inventaire sur les ouvrages remplaçants). L'opération de liquidation est initiée dès lors que l'affaire est terminée tant d'un point de vue technique que comptable (toutes les dépenses enregistrées et correctement affectées notamment). Cette opération de liquidation peut donc intervenir plusieurs mois, voire plusieurs années après le retrait, en fonction de la durée du chantier et de complétude du dossier investissement ».

Ainsi, globalement, sur la concession du SYDEC, en termes de flux annuels sur la période 2016-2022, 84 % des provisions pour renouvellement constituées sont par la suite réaffectés en tant que financement concédant sur les ouvrages renouvelés et les 16 % restant est repris au résultat d'Enedis.

Cet ordre de grandeur est comparable avec ce qui est constaté au niveau national.

En l'absence de transparence sur les flux de provisions pour renouvellement par ouvrage – ou au moins par affaire – il n'est pas possible de vérifier la bonne application des pratiques comptables et donc de confirmer les résultats globaux observés.

Modifications comptables opérées par Enedis au cours des dernières années et impacts comptables sur le stock de provisions pour renouvellement

Ces dernières années, Enedis a procédé à diverses modifications comptables sur certaines typologies d'ouvrages. Sont listées ci-dessous les modifications qui ont eu un impact sur le stock de provisions pour renouvellement :

- en 2011, l'allongement de la durée de vie comptable des réseaux BT torsadés de 40 à 50 ans,
- en 2011 également, de nouvelles modalités de calcul de la dotation aux provisions pour renouvellement tenant compte des probabilités de retrait des ouvrages impactant le flux de dotation à la baisse ;
- en 2012, l'allongement de la durée de vie comptable des transformateurs HTA/BT de 30 ans à 40 ans,
- en 2014, le plan de déploiement des nouveaux comptages du fait de la fin des TRV ayant été acté, notamment concernant certains compteurs C2-C4 anciens, les durées de vie des compteurs concernés ont été revues et raccourcies ce qui a pour conséquence une augmentation des charges d'amortissement calculées et impactent également la valeur brute dans le cas de retraits anticipés ;
- en 2015, les transformateurs HTA-BT sont devenus des ouvrages « localisés ». Cette localisation a impliqué, une redescente des provisions pour renouvellement affectées au niveau national jusqu'à présent (et n'apparaissant donc pas dans les comptes concessions jusqu'à présent) dans les comptes concession ;
- en 2019 (au 31/12/2019), les colonnes montantes, constituées des ouvrages collectifs de branchement et des dérivations individuelles associées, sont passées d'une durée de vie comptable de 40 ans à 60 ans.

A noter que, dans le cas de la concession du SYDEC, cet allongement de la durée de vie comptable des colonnes montantes n'a eu aucun impact sur le niveau des provisions pour renouvellement, cet allongement étant survenu au 31/12/2019 alors que le nouveau contrat est entré en vigueur au 01/01/2019 (aucune colonne n'est alors devenue « non renouvelable » ce qui n'a donc donné lieu à aucune reprise au résultat) ;

- en 2022 (au 31/12/2022), concomitamment à la finalisation du programme ADELE de localisation des branchements, les branchements aériens sont passées d'une durée de vie comptable de 40 ans à 50 ans (cf. analyse spécifique supra).

A noter que, comme pour les colonnes montantes et pour les mêmes raisons, cet allongement de la durée de vie comptable des branchements aériens n'a eu aucun impact sur le niveau des provisions pour renouvellement.

Ces changements de méthode comptable ou de pratique de gestion patrimoniale ont un impact direct négatif sur les droits des concédants et sur l'économie concessionnaire, en entrainant notamment une diminution du stock de provisions pour renouvellement (cf. infra).

Si les évolutions opérées par Enedis sont de nature à apparemment améliorer sa gestion patrimoniale, et donc en principe bénéfique en termes d'optimisation technico-économique, il n'en demeure pas moins qu'elles ont une forte incidence sur les provisions pour renouvellement et donc les droits des concédants. Toutes concourent à la réduction de ces droits.

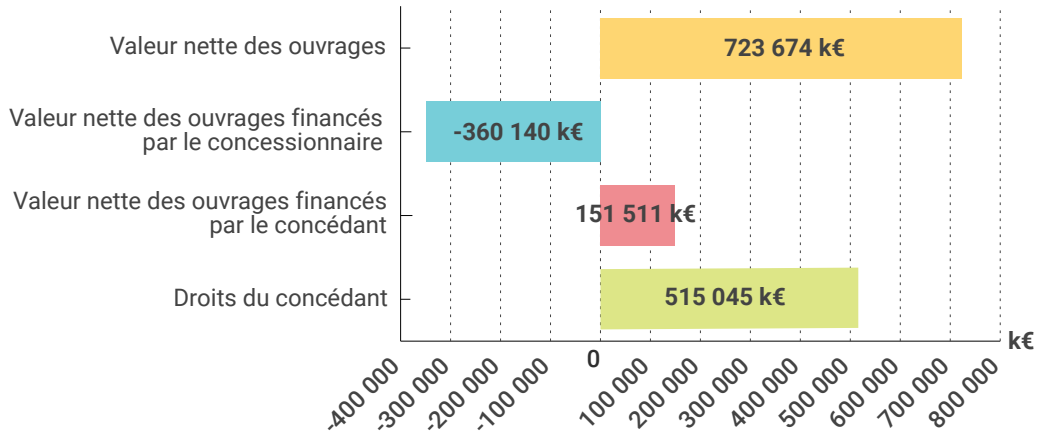
ANALYSE DE L'ÉVOLUTION DES DROITS DU CONCÉDANT ET DES DETTES ET CRÉANCES RÉCIPROQUES

Calcul des droits du concédant sur la concession

Les droits du concédant, représentatifs de la valeur initiale des biens remis gratuitement par le concédant au concessionnaire, s'appuient sur les données fournies par le concessionnaire à partir des requêtes comptables transmises dans le cadre des contrôles de concession. **Les éléments permettant la reconstitution des droits du concédant, à savoir les origines de financement ouvrage par ouvrage, ont été fournis par le concessionnaire (cf. analyse détaillée *supra*).**

Au 31 décembre 2022, le montant des droits du concédant s'élève à 515 M€ en forte progression de +7,6 % par rapport à l'exercice précédent.

DÉCOMPOSITION DES DROITS DU CONCÉDANT À FIN 2022



Les droits du concédant sont la composante des 3 objets suivants :

Droits en nature

Les droits en nature correspondent à la valeur non amortie des biens, soit la valeur nette comptable des ouvrages de la concession. Le patrimoine a progressé en 2022 de +5,2 % par rapport à l'exercice 2021 pour atteindre une valeur nette de 724 M€ (688 M€ fin 2021).

Dette du concédant envers le concessionnaire

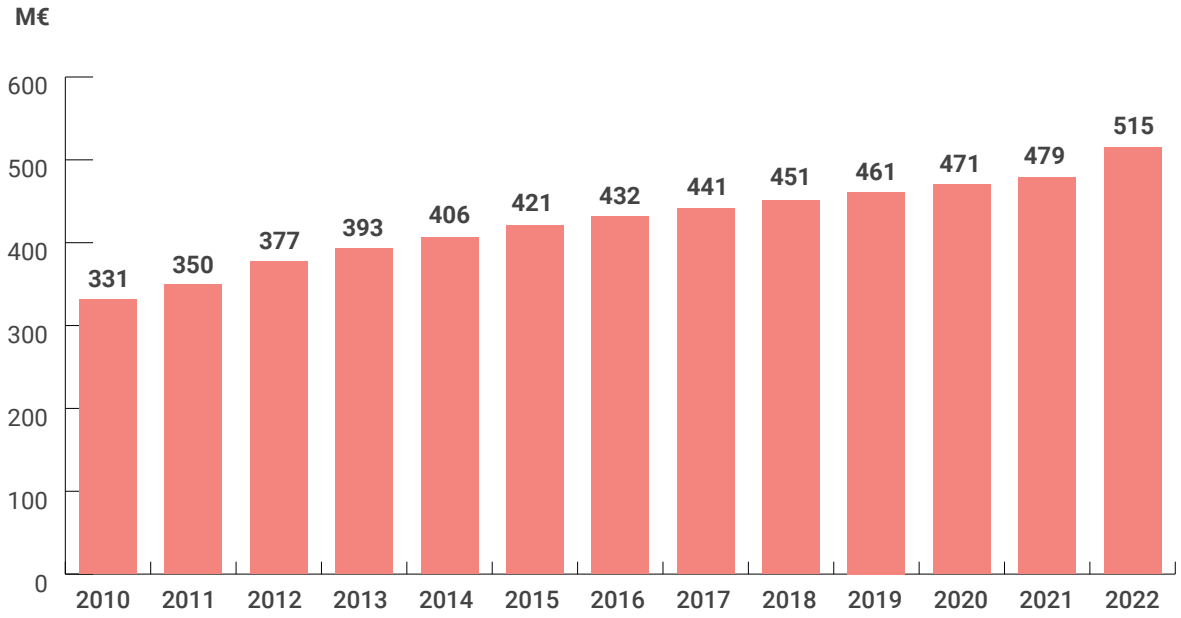
La dette du concédant correspond à la valeur non amortie des ouvrages financés par le concessionnaire. Elle est estimée à 360 M€ à fin 2022, en hausse de +4,2 % par rapport à l'exercice précédent (346 M€ à fin 2021), notamment en lien avec la localisation des branchements en 2022 (cf. explication détaillée supra).

Droits en espèces

Les droits en espèces correspondent à la part des amortissements réalisés par le concessionnaire des ouvrages financés par le concédant. Le financement du concédant regroupe tous les financements autres que ceux du concessionnaire. Le niveau de ces droits en espèces est évalué à 152 M€ à fin 2022, en forte progression de +11,1 % par rapport à fin 2021 (136 M€), en lien avec la localisation des branchements en 2022 (cf. explication détaillée supra).

En termes d'évolution des droits du concédant, dont on rappelle (cf. supra) qu'ils correspondent à la somme des droits en nature (724 M€) moins la dette du concédant envers le concessionnaire (-360 M€) plus les droits en espèce (152 M€) :

EVOLUTION DES DROITS DU CONCÉDANT



Estimation du montant des dettes et créances réciproques et évolution au cours des derniers exercices

Les dettes et créances réciproques résultent de l'application du cahier des charges et représentent les droits en espèce de l'autorité concédante, à savoir le calcul du solde des dettes du concédant envers le concessionnaire (valeur nette comptable des fractions d'ouvrages financées par le concessionnaire) et des dettes du concessionnaire envers le concédant (reversement des amortissements industriels sur les fractions d'ouvrages financées par le concédant et des provisions pour renouvellement constituées sur les ouvrages concédés).

Les dettes et créances réciproques représentent donc la fraction en espèce des droits du concédant, à laquelle s'ajoutent les provisions pour renouvellement.

À noter que la notion de ticket de sortie en fin de concession est aujourd'hui purement hypothétique mais est un indicateur important de l'état des dépenses du concessionnaire non encore couvertes par le tarif.

Définition des dettes et créances réciproques

Formule de calcul du solde des dettes et créances réciproques dans le cas général

Le présent paragraphe explicite les notions financières sous-jacentes entrant dans le calcul des dettes et créances réciproques :

Le « financement du concédant » représente la part des ouvrages qui n'a pas été financée directement par le concessionnaire, incluant de fait l'ensemble des participations de tiers (hormis les contributions de raccordement qui sont enregistrées par Enedis en recettes d'exploitation). En revanche le « financement du concessionnaire » doit bien faire l'objet, au cours de l'exploitation des biens, d'une récupération via les amortissements au titre du contrat.

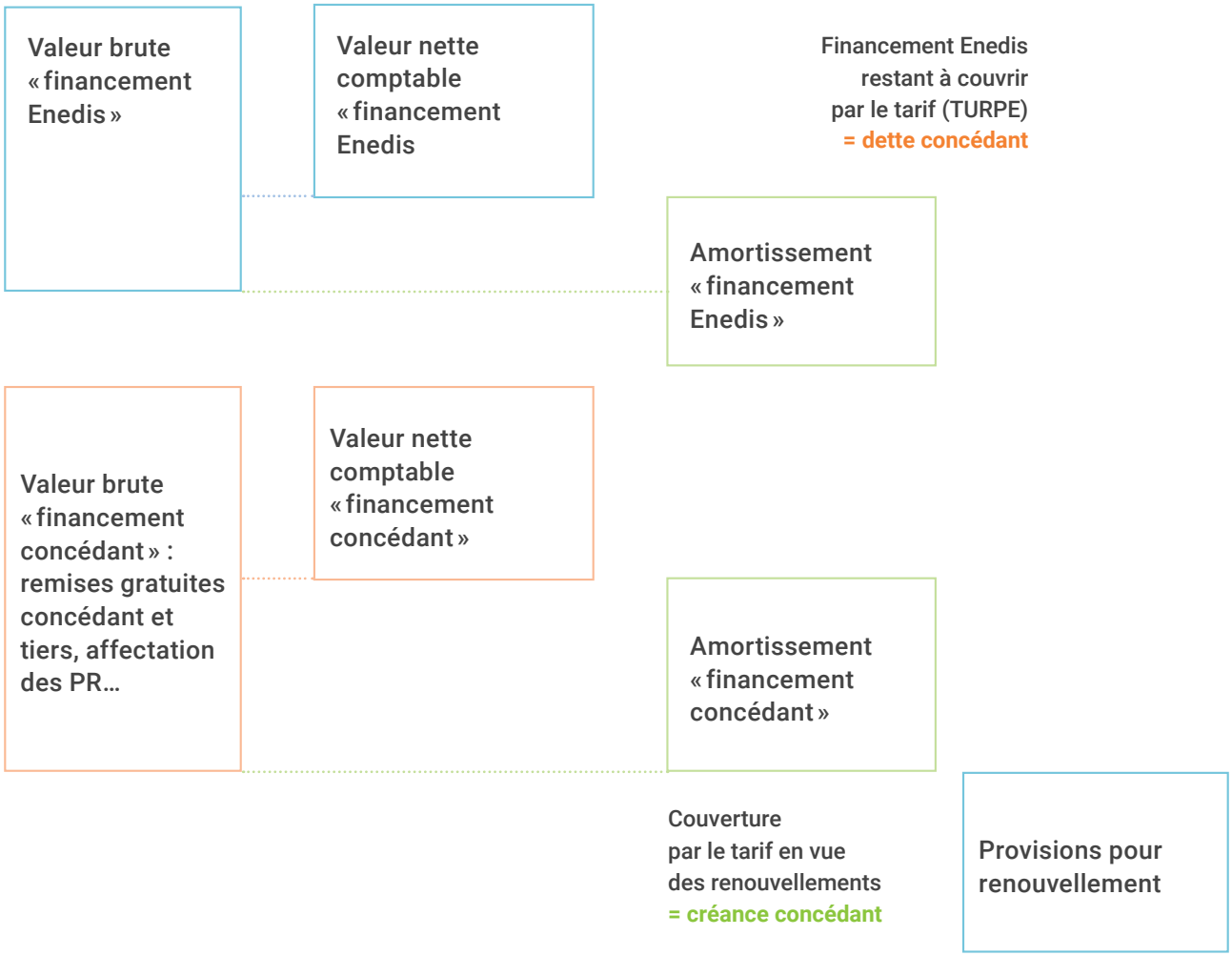
Ce qui n'est pas encore rémunéré (la valeur nette comptable de ces financements) constitue donc une dette potentielle du concédant.

Les amortissements du financement du concédant et les provisions pour renouvellement constituent, quant à eux, des sommes perçues d'avance via le tarif et comptabilisées en perspective du renouvellement des ouvrages dans le futur. Les stocks ainsi constitués sont donc représentatifs de flux réels antérieurs et sont attachés aux biens et à leur obligation de renouvellement (remise des ouvrages en état normal de fonctionnement au terme du contrat). Ils constituent des créances sur le concédant.

À noter que, dans le cas de la concession du SYDEC, le mécanisme de dotations aux provisions pour renouvellement a été stoppé depuis 2019 avec l'entrée en vigueur du nouveau contrat de concession.

Ainsi, en cas de fin normale d'un contrat liant le concessionnaire et le concédant et obligeant le concessionnaire à une remise gratuite des ouvrages dans un bon état de service, il demeure nécessaire de considérer les dettes et créances réciproques à solder en fin de contrat. Le schéma suivant synthétise les différentes briques constitutives de ces dettes et créances.

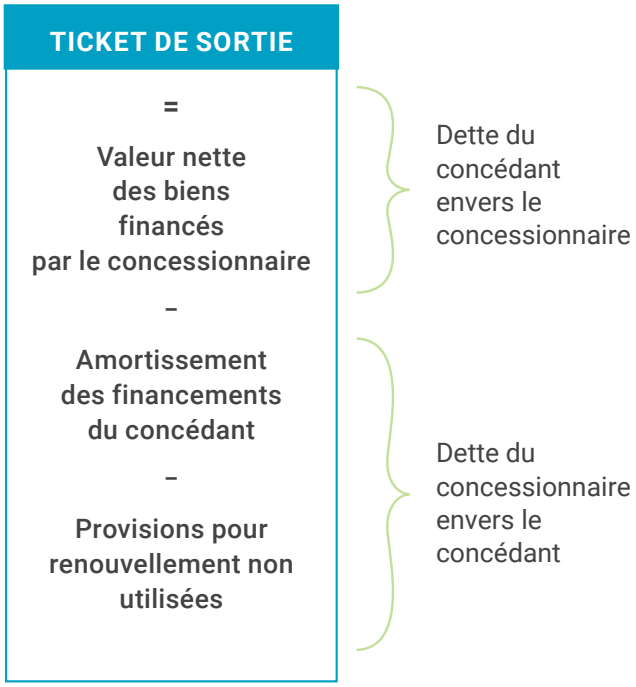
REPRÉSENTATION DES DETTES ET CRÉANCES RÉCIPROQUES



La résultante est parfois dénommée « ticket de sortie » comme représentative du flux théorique devant être versé en fin de contrat. Le calcul est présenté infra.

Le « ticket de sortie » représente le solde des dettes et créances réciproques en fin de concession :

- Le financement non amorti du concessionnaire constitue une dette du concédant vis-à-vis du concessionnaire ;
- L'amortissement de la partie des biens financés par le concédant constitue une dette du concessionnaire vis-à-vis du concédant ;
- Les provisions non utilisées sont restituées au concédant.



Si ce « ticket » est négatif, le concessionnaire sortant devrait payer une indemnité au concédant (ou futur concessionnaire). Si ce « ticket » est positif, c'est le concédant qui devrait payer une indemnité au concessionnaire.

Ce flux reste, pour les concessions de distribution d'électricité, très hypothétique dans la mesure où le concessionnaire, en situation de monopole, se substitue à lui-même et qu'il n'est pas nécessaire de formaliser de flux financiers spécifiques pour solder les dettes et créances réciproques.

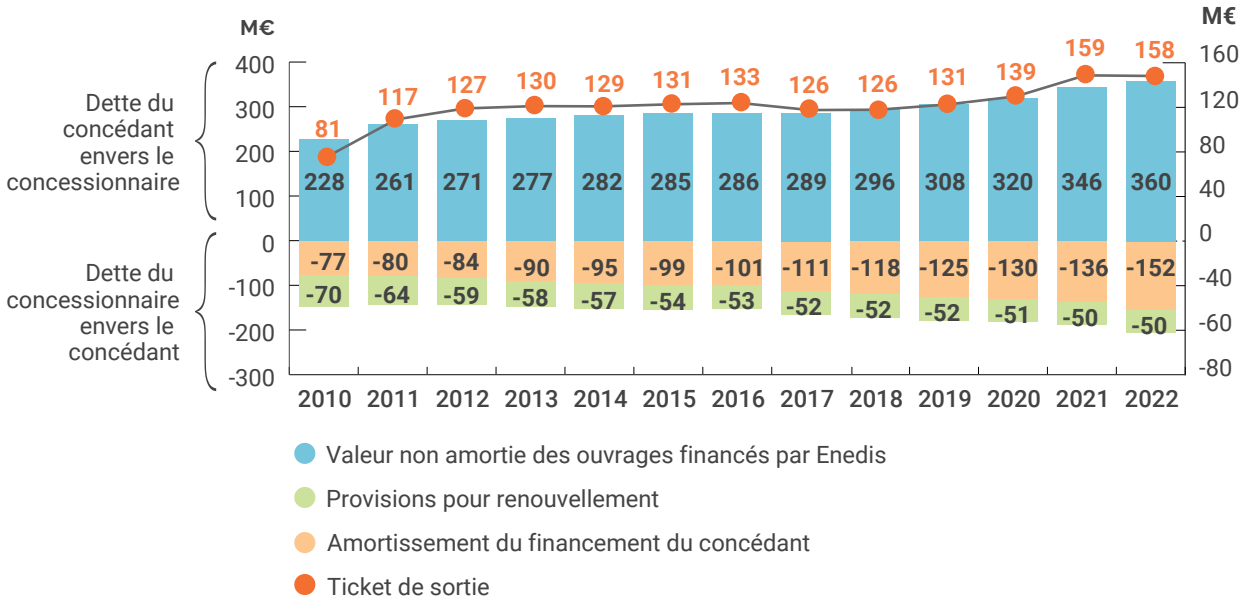
L'évaluation du solde des dettes et créances réciproques

Évaluation avec application de la formule économique

Si l'autorité concédante avait mis fin prématurément au contrat de concession au 31/12/2022, elle aurait indemnisé le concessionnaire par application de l'article du cahier des charges visant l'expiration de la concession. Cette indemnisation, résultant de la compensation entre le « rachat » des ouvrages de la concession financés par le concessionnaire et la créance du concessionnaire envers le concédant (amortissements et provisions), est donc appelée « ticket de sortie ». En outre, cet article prévoit une réévaluation de la valeur non amortie des ouvrages financés par le concessionnaire.

A partir des données communiquées par Enedis dans le cadre de cet audit, ainsi que les informations de contrôle sur les années antérieures, il a été estimé le montant du solde des dettes et créances réciproques depuis 2010.

ÉVOLUTION DU SOLDE DES DETTES ET CRÉANCES RÉCIPROQUES



Note : un solde des dettes et créances réciproques négatif représente une dette potentielle du concessionnaire envers le concédant ; un solde des dettes et créances réciproques positif représente au contraire une dette potentielle du concédant envers le concessionnaire.

Depuis *a minima* 2010, ce solde est positif, symbolisant une dette potentielle du concédant envers concessionnaire en cas de sortie, s'élevant à près de 158 M€ à fin 2022 (159 M€ à fin 2021), ce qui représente 536 €/usager.

Le solde des dettes et créances réciproques est en dégradation régulière sur les derniers exercices. Comme évoqué précédemment, cette dégradation continue est notamment attribuable à :

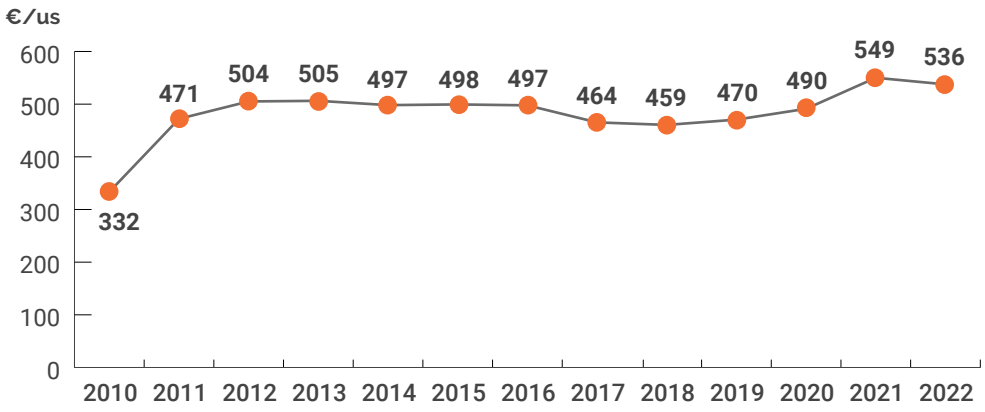
- L'allongement des durées de vie des ouvrages et les reprises de provisions, contribuent à augmenter le financement non amorti du concessionnaire et donc augmenter la dette potentielle du concédant ;
- La mise en place des nouvelles règles de calcul des provisions pour renouvellement engendre une baisse des flux de dotations jusqu'à la fin des contrats, réduisant l'engagement de renouvellement du concessionnaire et/ou le reversement des provisions résiduelles au terme du contrat ;
- L'enregistrement des nouveaux branchements en valeur brute, constitue en principe une augmentation artificielle des actifs financés par le concessionnaire, engendrant donc au premier abord une dette supplémentaire du concédant pour la part non amortie ;
- L'absence de prise en compte d'amortissement et de provisions pour 80 % des ouvrages BT ER, réduit l'amortissement de la partie des biens financés par le concédant, dette du concessionnaire vis-à-vis du concédant ;
- Le non-enregistrement dans les comptes de la concession (mais au niveau national) des 20 % de provisions restant participe de la même manière à la réduction des droits du concédant ;
- L'absence de dotation aux provisions pour renouvellement depuis l'entrée en vigueur de du nouveau cahier des charges en 2019 ;
- Les programmes « Prolongation de durée de vie », seront de même nature, réduisant les obligations de renouvellement. En repoussant la durée de vie des ouvrages au-delà des échéances des contrats de concession, elles permettent des reprises de provisions pour renouvellement et la réduction des dotations aux amortissements. La pratique constitue une perte de valeur pour le concédant (car la durée de vie comptable de l'ensemble de l'ouvrage est revue), augmentant le financement non amorti du concessionnaire et conduisant à accroître la part de financement propre du concessionnaire dans le renouvellement des ouvrages ;
- L'absence de prise en compte des financements tiers sur les participations financières aux branchements ;

- Aux investissements significatifs opérés notamment par Enedis, notamment en 2010 et 2011 (reconstruction post-klaus), et venant gonfler la composante « valeur non amortie des ouvrages financés par Enedis » ;
- Aux investissements significatifs et en croissance opérés par Enedis ces dernières années, notamment par le déploiement des compteurs Linky, et venant gonfler la composante « valeur non amortie des ouvrages financés par Enedis » ;
- A noter que la finalisation du projet ADELE, avec la localisation les branchements individuels et les disjoncteurs au 1er janvier 2022, a eu un effet favorable pour le concédant sur le calcul du solde des dettes et créances réciproques de 2 M€ (cf. détail du calcul *supra*).

Il est également rappelé que l'allongement de la durée de vie comptable des branchements aériens au 31/12/2022 de 40 à 50 ans n'a eu aucun impact sur le stock de provision pour renouvellement (cf. *supra*) et donc de facto aucun impact sur le solde des dettes et créances réciproques.

Rapporté au nombre d'usagers, l'évolution du solde des dettes et créances réciproques sur la période 2010-2022 est la suivante :

ÉVOLUTION DU SOLDE DES DETTES ET CRÉANCES RÉCIPROQUES PAR USAGER SUR LA CONCESSION DU SYDEC SUR LA PÉRIODE 2010-2022



Corrélativement à ce qui a été exposé supra, rapporté au nombre d'usagers, le ticket était également en forte dégradation sur la période 2010-2022 en passant d'un montant de 332 €/usager à fin 2010 à 536 €/usager à fin 2022 dans le sens d'une dette potentielle du concédant envers le concessionnaire.

SYNTHÈSE DES OBSERVATIONS ET PRÉCONISATIONS

Synthèse des observations

Après plusieurs mois de négociation, le SYDEC, EDF et Enedis ont signé, le 21 décembre 2018, un nouveau contrat de concession d'une durée de 30 ans pour le service public de la distribution d'énergie électrique et de fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente, au service de toutes les communes des Landes et de ses habitants. Ce nouveau contrat est entré en vigueur le 01/01/2019 : 2022 est donc la quatrième année pleine de ce nouveau contrat de concession.

Le nouveau contrat « modèle 2017 » prévoit notamment l'arrêt des dotations à la provision pour renouvellement en contrepartie de la mise en place de SDI-PPI. Le stock de provision pour renouvellement existant en fin du précédent contrat est alors maintenu en vue d'être affecté aux renouvellements qui interviendront sur la période d'application du nouveau contrat.

Un inventaire localisé des ouvrages en voie d'amélioration

Le projet national d'Enedis « ADELE », visant à localiser comptablement la quasi-intégralité du patrimoine de la concession et devant permettre d'apporter certaines réponses à des problématiques pointées dans le cadre de cet audit (en permettant notamment de fiabiliser la valorisation des ouvrages et autres grandeurs comptables associées imputées comptablement sur la concession par la suppression des clés de répartition) est arrivé à son terme au 1er janvier 2022.

Les colonnes montantes (ouvrages collectifs de branchements et dérivations individuelles associées) étaient déjà complètement localisées depuis 2018 et les compteurs le sont au rythme du déploiement des compteurs Linky. S'il devait arriver à son terme en 2022 (sur la base des comptes à fin 2021), il est finalement arrivé à son terme en 2023 (sur la base des comptes à fin 2022) en raison de retards, entrainés notamment par la crise sanitaire de 2020 et 2021 aussi bien au niveau national que pour la concession, avec la localisation des branchements individuels (liaisons réseaux, dérivations individuels et disjoncteurs). Les analyses menées dans le présent rapport ont montré que, pour la concession du SYDEC, les impacts comptables de cette localisation des branchements individuels et des disjoncteurs étaient favorables en termes de valorisation du patrimoine concédé (+45 M€), de droits du concédant (+30 M€) ou en termes d'évaluation du solde des dettes et créances réciproques (impact favorable de 2 M€ pour le concédant).

Parallèlement à cela, l'arrêté dit « arrêté inventaire » du 10 février 2020 est venu fixer le périmètre, le contenu (avec notamment la transmission des origines de financement par ouvrage) et les délais de production de l'inventaire détaillé et localisé des ouvrages des concessions de distribution d'électricité et améliore ainsi grandement la partage du suivi patrimonial de la concession avec l'autorité concédante.

Une absence de lien entre bases techniques et comptables préjudiciable

Les biens couverts par l'inventaire sont censés, selon l'article n°7 de cet arrêté, disposer d'un identifiant identique et unique dans chacun des fichiers transmis (que ce soit dans les fichiers comptables, techniques et dans la cartographie SIG), dès que cela est possible, ce qui devrait permettre de largement faciliter 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 à ce jour l'essentiel du patrimoine concédé, ce n'est à ce jour techniquement pas 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).

À défaut, le Concédant doit pouvoir disposer a minima du « numéro d'affaire » en face de chaque immobilisation comptable dans l'inventaire, permettant de faire le lien, à la maille chantier, avec les éléments techniques et notamment avec le détail des investissements d'Enedis.

Un historique difficile à reconstituer pour les financements réciproques sur les ouvrages

Le taux de financement concédant moyen constaté sur les flux comptables de mises en service des 8 dernières années sur la concession du SYDEC (de l'ordre de 38 %) est comparable à ce qui est relevé sur d'autres concessions maitresses d'ouvrage.

Pour autant, à fin 2022, le stock de patrimoine qui a pour origine un financement « Concédant » au sens large (collectivité et tiers) s'élève à hauteur de 52 %. Compte tenu du régime de répartition de maîtrise d'ouvrage sur la concession du SYDEC, ce taux de 52 % de financement concédant sur le stock d'ouvrages en concession peut paraitre élevé (notamment également au regard des 38 % de taux d'apports « collectivité et tiers » en moyenne sur la période 2014-2022). Il résulte en réalité soit de réaffectations de financements concédants (provision pour renouvellement et/ou amortissement du financement du concédant) dans le cadre des renouvellements d'ouvrages, soit d'apports financiers du concédant (collectivité et tiers) par exemple dans le cadre de participations financières aux travaux (déplacements d'ouvrages par exemple).

Les origines de financement ont fait l'objet d'une analyse détaillée par type d'ouvrage et par millésime ce qui soulevé différentes interrogations. Enedis a été en mesure d'apporter des réponses sur certaines, notamment celles touchant des ouvrages mis en service sur des millésimes relativement récents. Pour le reste, le concessionnaire n'a pas apporté d'explication précise, outre le fait que ces données retranscrivent « le fruit de l'histoire ».

La désormais transmission des origines de financement ouvrage par ouvrage dans le cadre du nouveau format d'inventaire amène à plus transparence, mais **ne résout pas les interrogations sur l'historique auxquelles Enedis n'a pas su apporter de réponses détaillées.**

A souligner également que là aussi, une transmission des numéros d'affaires dans les requêtes comptables de mise en service permettrait d'apporter plus de transparence en permettant de faire le lien précis entre la comptabilité avec les travaux réalisés.

Une fin de dotation aux provisions pour renouvellement liée à l'entrée en vigueur du nouveau contrat de concession en 2019

Le nouveau cahier des charges de concession, modèle 2017 et entré en vigueur depuis 2019 sur la concession du SYDEC met fin aux obligations financières du concessionnaire au titre du renouvellement. A ce titre, le concessionnaire ne constitue plus de provisions pour renouvellement depuis son entrée en vigueur (absence de dotation aux provisions pour renouvellent), le stock à fin 2018 ayant été figé, ne pouvant en théorie que s'apurer au cours du temps :

- soit en étant réaffectée en tant que « financement concédant » lors de chantiers de renouvellement sur les ouvrages remplaçants les ouvrages renouvelés sur lesquels une provision pour renouvellement était constituée ;
- soit en étant reprise au résultat du concessionnaire lorsque, lors d'un chantier de renouvellement ou lors d'une dépose d'ouvrage, le cas échéant, la provision pour renouvellement constituée sur l'ouvrage renouvelé/déposé devient sans objet (mécanisme d'écrêtement par exemple).

Le stock de provisions pour renouvellement constituées sur le patrimoine concédé du SYDEC est passé de 52,3 M€ à 50,1 M€ entre 2016 et 2022 (-3,0 M€, soit -6 %), cette diminution s'expliquant par :

- Une reprise au résultat d'Enedis cumulée sur la période 2016-2022 s'élevant à 1,0 M€ ;
- Une réaffectation en tant que financement concédant sur des ouvrages renouvelés s'élevant à 5,1 M€ sur la période 2016-2022 ;
- L'impact comptable de la localisation des branchements au cours de l'exercice 2022, impactant le stock de PR à la hausse sur 2022 (+0,8 M€).

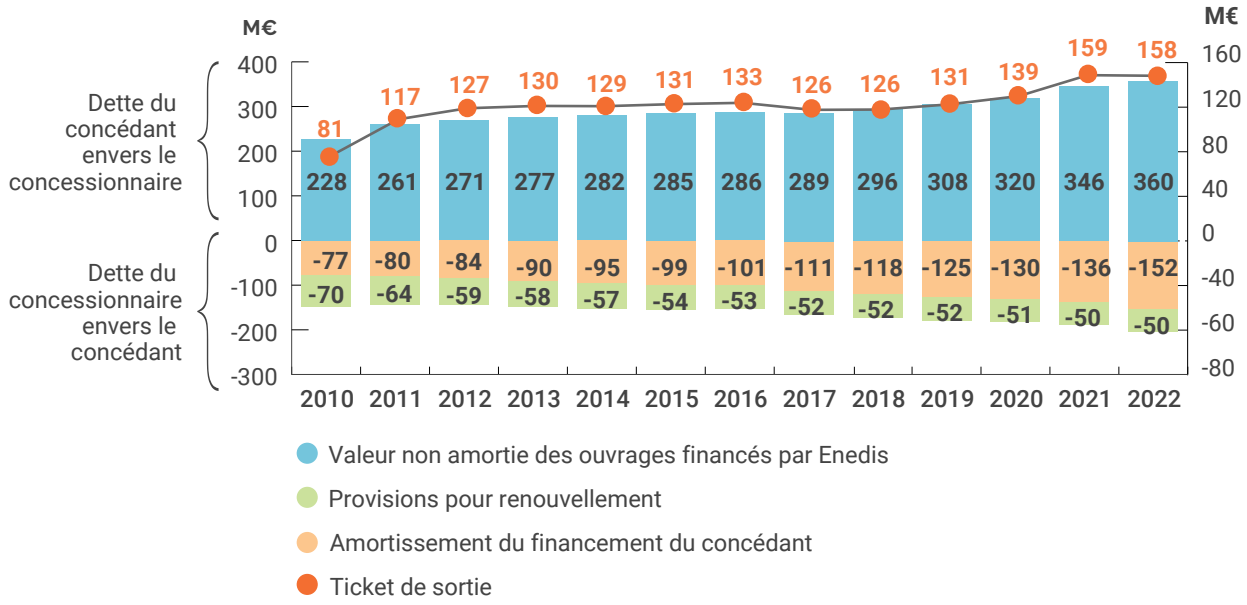
Ainsi, sur la période analysée, environ quatre cinquièmes des provisions pour renouvellement constituées sont par la suite réaffectées en tant que financement concédant sur les ouvrages renouvelés et le cinquième restant est repris au résultat d'Enedis. Cet ordre de grandeur est comparable avec ce qui est constaté au niveau national. **Toutefois, en l'absence de transparence sur les flux de provisions pour renouvellement par ouvrage – ou au moins par affaire – il n'est pas possible de vérifier la bonne application des pratiques comptables et donc de confirmer les résultats globaux observés.**

Un solde des dettes et créances réciproques en dégradation quasi-continue depuis 2010

Entre 2010 et 2022, le ticket de sortie s'est dégradé progressivement :

- il était évalué à 81 M€ à fin 2010 et représentait une dette potentielle du concédant envers le concessionnaire ;
- A fin 2022, il est estimé à 158 M€ (536 €/usager), toujours dans le sens d'une dette du concédant vers le concessionnaire, soit une dégradation de 77 M€ en 12 ans.

ÉVOLUTION DU TICKET DE SORTIE DU SYDEC ET DE SES COMPOSANTES SUR LA PÉRIODE 2010-2022



Depuis *a minima* 2010, ce ticket est positif, symbolisant une dette potentielle du concédant envers concessionnaire en cas de sortie.

Globalement, le solde des dettes et créances réciproques est en dégradation régulière sur les derniers exercices. Comme évoqué précédemment, cette dégradation continue est notamment attribuable à :

- L'allongement des durées de vie des ouvrages et les reprises de provisions, contribuent à augmenter le financement non amorti du concessionnaire et donc augmenter la dette potentielle du concédant ;
- La mise en place des nouvelles règles de calcul des provisions pour renouvellement engendre une baisse des flux de dotations jusqu'à la fin des contrats, réduisant l'engagement de renouvellement du concessionnaire et/ou le reversement des provisions résiduelles au terme du contrat ;
- L'enregistrement des nouveaux branchements en valeur brute, constitue en principe une augmentation artificielle des actifs financés par le concessionnaire, engendrant donc au premier abord une dette supplémentaire du concédant pour la part non amortie ;
- L'absence de prise en compte d'amortissement et de provisions pour 80 % des ouvrages BT ER, réduit l'amortissement de la partie des biens financés par le concédant, dette du concessionnaire vis-à-vis du concédant ;
- Le non-enregistrement dans les comptes de la concession (mais au niveau national) des 20 % de provisions restant participe de la même manière à la réduction des droits du concédant ;
- L'absence de dotation aux provisions pour renouvellement depuis l'entrée en vigueur de du nouveau cahier des charges en 2019 ;

- Les programmes « Prolongation de durée de vie », seront de même nature, réduisant les obligations de renouvellement. En repoussant la durée de vie des ouvrages au-delà des échéances des contrats de concession, elles permettent des reprises de provisions pour renouvellement et la réduction des dotations aux amortissements. La pratique constitue une perte de valeur pour le concédant (car la durée de vie comptable de l'ensemble de l'ouvrage est revue), augmentant le financement non amorti du concessionnaire et conduisant à accroître la part de financement propre du concessionnaire dans le renouvellement des ouvrages ;
- L'absence de prise en compte des financements tiers sur les participations financières aux branchements ;
- Aux investissements significatifs opérés notamment par Enedis, notamment en 2010 et 2011 (reconstruction post-klaus), et venant gonfler la composante « valeur non amortie des ouvrages financés par Enedis » ;
- Aux investissements significatifs et en croissance opérés par Enedis ces dernières années, notamment par le déploiement des compteurs Linky, et venant gonfler la composante « valeur non amortie des ouvrages financés par Enedis » ;
- **À noter que la finalisation du projet ADELE, avec la localisation les branchements individuels et les disjoncteurs au 1er janvier 2022, a eu un effet favorable pour le concédant sur le calcul du solde des dettes et créances réciproques de 2 M€ (cf. détail du calcul supra).**

  Il est également rappelé que l'allongement de la durée de vie comptable des branchements aériens au 31/12/2022 de 40 à 50 ans n'a eu aucun impact sur le stock de provision pour renouvellement (cf. supra) et donc de facto aucun impact sur le solde des dettes et créances réciproques.

Préconisations

La désormais transmission des origines de financement ouvrage par ouvrage dans le cadre du nouveau format d'inventaire amène à plus de transparence, mais ne résout pas les interrogations sur l'historique auxquelles Enedis n'a pas su apporter de réponses détaillées : **une transmission des « numéros d'affaires Enedis » dans les requêtes comptables, a minima celles relatives aux flux de mise en service, permettrait d'apporter plus de transparence en permettant de faire le lien précis entre la comptabilité avec les travaux réalisés ;**

En outre, l'inventaire comptable du patrimoine concédé mêle les « financements réels » des concédants aux « réaffectations purement comptables » de passifs de concession lors de renouvellement, ce qui pose question sur la traçabilité du « financement concédant » notamment au regard de la problématique pointée par les CRC de comptabilisation des biens de retours dans le patrimoine comptable des AODE ;

Il conviendrait qu'Enedis distingue à l'avenir une telle décomposition du « financement du concédant », a minima sur les requêtes de « flux comptables » (mises en service) ;

En outre, en l'absence de transparence sur les flux de provisions pour renouvellement par ouvrage – ou au moins par affaire – , et ce sur l'exhaustivité du patrimoine concédé, mais uniquement sur un échantillon d'affaires sélectionnées par l'AODE, il n'est pas possible de vérifier la bonne application des pratiques comptables (en particulier la correcte réaffectation des passifs de concession lors des chantiers de renouvellement) et donc de confirmer les résultats globaux observés à la maille de la concession.

Il conviendrait donc qu'Enedis transmette à l'avenir une requête comptable retraçant les flux comptables de réaffectation des passifs de concession (amortissement du financement du concédant et provision pour renouvellement) sur l'intégralité des affaires et non pas uniquement sur un échantillon d'affaires.

ANALYSE DES TERRES ET D'UN ÉCHANTILLON DE DOSSIERS DE CONTRÔLE CORRESPONDANTS 2022

INTRODUCTION

L'entretien des ouvrages est destiné à garantir le fonctionnement d'un ouvrage afin que celui–ci assure le service attendu en termes de qualité et de sécurité. L'entretien regroupe essentiellement :

- Les opérations imposées par la réglementation, les arrêtés techniques (dont l'arrêté technique du 17 mai 2001) et les normes NFC (dont la NF C11-201) ;
- Les inspections de l'état général, les opérations de vérification du réseau, etc.

La maintenance est effectuée dans le but de prévenir la défaillance d'un ouvrage en lui redonnant le niveau de performance qui permet d'assurer durablement ses fonctions. Il s'agit dans ce cas d'une maintenance préventive à la différence de la maintenance curative qui concerne les actions pour remédier à une panne.

La « mise à la terre » d'une installation électrique consiste à relier les masses ou le neutre correspondant, à une prise de terre. Celle-ci est constituée par un ensemble de conducteurs enterrés, reliés entre eux, et directement en contact avec le sol.

Le rôle principal d'une « prise de terre » est d'écouler à la terre sans dommage pour les personnes, les animaux et le matériel, les courants dus aux surtensions atmosphériques et aux défauts. En effet, lors de l'écoulement des courants de défauts, des différences de potentiel peuvent apparaître entre deux masses métalliques ou deux points du sol. Pour cela, les « terres » doivent respecter les prescriptions de **l'arrêté technique du 17 mai 2001 publié au journal officiel du 12 juin 2001** (qui fixe les conditions techniques auxquelles doivent satisfaire la distribution d'énergie électrique) et les modalités pratiques d'application contenues dans la **norme NF C 11-201.** Leurs valeurs et leurs formes doivent être appropriées à l'importance de l'installation. Elles ont un rôle fondamental dans la sécurité générale des différents ouvrages et permettent de limiter les « remontées de potentiel » chez les usagers.

Les résultats des mesures doivent être consignés dans un fichier.

L'article 10 du contrat de concession confie au concessionnaire la charge d'entretenir et de renouveler les réseaux : Le suivi des mises à la terre constitue ainsi un des axes d'intervention du concessionnaire concernant l'entretien et la maintenance du réseau. Ces mises à la terre permettent d'évacuer les défauts et préserver la sécurité des personnes et le bon fonctionnement des appareils raccordés au réseau. Ce suivi fait l'objet d'un programme sur 10 ans pendant lequel le concessionnaire doit réaliser un suivi exhaustif des mises à la terre de la concession.

Dans ce cadre, le SYDEC des Landes a souhaité auditer le programme d'amélioration des terres et en particulier un échantillon de 10 dossiers d'amélioration ayant été réalisés durant l'exercice 2022. Il s'agit de vérifier la correspondance des valeurs de mesures consignées dans la base technique du concessionnaire par rapport à la réalité terrain.

DISPOSITIONS RÉGLEMENTAIRES

Dispositions concernant les terres

Rôle d'une mise à la terre

Le rôle d'une mise à la terre d'un ouvrage électrique est de permettre l'écoulement à l'intérieur du sol des différents courants de défaut et de limiter les différences de potentiel à un niveau permettant d'assurer :

- Sécurité des personnes et des animaux,
- Protection des matériels sensibles et de puissance,
- Non dépassement de la valeur ohmique souhaitée,
- Maintien d'un potentiel de référence (prendre en compte les prises de terre voisines : HTA, BT, usagers, France Télécom, Gaz ...).

En effet, lors de l'écoulement à l'intérieur du sol des différents courants de défaut, qu'il s'agisse de courants de foudre, de courants de défaut à 50 Hz ou de courants d'écoulement de charges électrostatiques par une prise ou un réseau de terre, des différences de potentiel peuvent apparaître entre certains points, tels qu'entre deux masses métalliques distinctes, ou entre la prise de terre et le sol qui l'entoure, ou encore entre deux points du sol.

Ainsi, les r**accordements à la terre** de certains organes de réseaux permettent notamment le bon fonctionnement des protections.

Dispositions techniques en vigueur

Pour être efficaces, ces raccordements doivent satisfaire à des dispositions techniques, et notamment des valeurs de résistance maximales. Or, ces valeurs évoluant dans le temps, il est nécessaire, afin de conserver les bonnes caractéristiques des réseaux, de vérifier périodiquement les raccordements à la terre.

Des textes réglementaires fixent les dispositions constructives et établissent à dix ans la périodicité de contrôle à réaliser pour les raccordements concernant les ouvrages moyenne tension (HTA) et basse tension (BT).

Les « terres » doivent respecter les prescriptions de **l'arrêté technique du 17 mai 2001** fixant les conditions techniques auxquelles doivent satisfaire les distributions d'énergie électrique et les modalités pratiques d'application contenues dans la **norme NFC 11-201 de septembre 1991** et faisant suite à **l'arrêté interministériel du 2 avril 1991.**

Leurs valeurs et leurs formes doivent donc être appropriées à l'importance de l'installation. Elles ont par conséquent un rôle fondamental dans la sécurité générale des différentes installations et permettent de limiter les « remontées de potentiel » chez les usagers.

Différents types de mises à la terre

Dans les ouvrages de distribution d'énergie électrique, les mises à la terre sont habituellement désignées en fonction de la partie à laquelle elles sont raccordées. Ainsi, on identifie les mises à la terre suivantes :

La mise à la terre des masses des installations électriques :

Elle assure la protection des êtres vivants mis en contact avec des structures (parois, sol...) et conduits métalliques du fait de l'apparition accidentelle de potentiels différents. Elle a pour objet de fixer (par raccord électrique) la terre et les masses à un même potentiel. Elle assure essentiellement la protection des tiers sauf dans le cas des éclateurs et des parafoudres (protection matériel).

La mise à la terre du conducteur de neutre :

La mise à la terre du point neutre des transformateurs d'alimentation des réseaux HTA s'effectue par l'intermédiaire d'une impédance de faible valeur. Celle-ci insérée avant la mise à la terre du neutre permet de limiter le courant de défaut et réduire les contraintes dynamiques et thermiques sur les matériels.

L'arrêté technique du 17 mai 2001 stipule :

Art. 45 – Réseau BT : « Les distributions triphasées doivent comporter un conducteur neutre relié à un point neutre et mis directement à la terre ; les distributions monophasées doivent posséder un point neutre relié directement à la terre ».

Art. 55 – Réseau HTA : « Mise à la terre, par l'intermédiaire d'une impédance de faible valeur, du point neutre des transformateurs d'alimentation des réseaux HTA ».

Art. 66 – Réseau HTB : « Mise à la terre, directement ou par l'intermédiaire d'une impédance de faible valeur, du point neutre des ouvrages ... ».

La mise à la terre des protections contre les surtensions du réseau (éclateurs/parafoudres) :

Elle assure la protection du matériel en évitant les conséquences sur les composants du poste (isolateurs, transformateurs, disjoncteurs) dues aux surtensions d'origine atmosphérique.

Cet arrêté technique prescrit ou propose des solutions destinées à accroître la performance des réseaux, notamment en termes de fiabilité, de qualité et de sécurité.

Une des principales propositions apportées concerne les conditions de mise à la terre et de protection des réseaux fixées à l'**article 9** de l'arrêté technique du 17 mai 2001 : « Mise à la terre et liaisons équipotentielles » qui spécifie l'augmentation et le suivi des prises de terre du neutre BT de la façon suivante :

§ 2. Résistance de la prise de terre :

« La résistance de la prise de terre doit avoir une valeur appropriée à l'usage auquel la prise de terre correspondante est destinée ».

§ 5. Vérification des mises à la terre et des conducteurs de protection

« La vérification de la résistance des prises de terre et de la continuité des conducteurs de protection, dont la réalisation est prescrite par le présent arrêté, doit être faite selon les prescriptions suivantes :

1° Résistance des prises de terre :

A la construction, sauf s'il s'agit de la prise de terre d'un poste HTB ou d'une ligne électrique aérienne HTB équipée de câbles de garde ;

Tous les dix ans au moins, pour la prise de terre des masses d'un poste HTA-BT alimenté en aérien, pour la prise de terre du neutre d'un réseau aérien BT et pour la prise de terre des masses d'un appareil placé sur un support de ligne électrique aérienne HTA ou HTB.

2° Continuité des conducteurs de protection et des liaisons équipotentielles :

A la construction, dans tous les cas ;

Tous les dix ans, dans les postes ; si le conducteur de protection est accessible, la continuité peut être vérifiée visuellement, sinon elle doit l'être par une mesure électrique ;

A chaque visite périodique des lignes aériennes HTB sans câbles de garde, examen visuel de la connexion du conducteur de terre au support métallique.

Il doit être remédié aux défectuosités constatées dans les meilleurs délais.

Les schémas des circuits de terre doivent être tenus à jour. Les résultats des mesures et vérifications doivent être consignés sur un fichier ».

Par construction, s'entend non seulement les constructions neuves, mais aussi les extensions ou remaniements de postes.

Les résultats des mesures et vérifications doivent donc être consignés dans un fichier, dont les états doivent être tenus à la disposition des services du contrôle.

Ainsi, les valeurs de seuils à respecter, découlant de l'Arrêté Technique (et dont certaines sont précisés dans la NF C11-201) dépendent du régime de neutre du départ HTA et sont les suivants :

POSTES HTA/BT - VALEURS MAXIMALES ACCEPTABLES

Régime de neutre HTA	Résistance de prise de terre des masses HTA	Résistance de prise de terre du neutre BT	Coefficient de couplage
Neutre compensé (1)	Ouvrages existants avant 2001 : 30 Ω	15 Ω	15 %
	Ouvrages construits à partir de 2001 : 30 Ω + ceinture équipotentielle	5 Ω	15 %
150 A	Ouvrages existants avant 2001 : 30 Ω	15 Ω	15 %
	Ouvrages construits à partir de 2001 : 10 Ω + ceinture équipotentielle		
300 A	30 Ω	15 Ω	15 %

Dans le détail, **tout poste HTA/BT doit comporter une prise de terre des masses de valeur inférieure ou égale à 30 Ω si le régime du neutre HTA est compensé ou limitant le courant de défaut à 300 A.** Dans le cas d'un régime de neutre avec courant de défaut limité à 150 A, la résistance de prise de terre des masses n'excédera pas 30 Ω si l'ouvrage est antérieur à 2001 ou bien 15 Ω + la valeur de la ceinture équipotentielle si l'ouvrage a été construit à partir de 2001.

Concernant le neutre du réseau basse tension, il ne doit pas être mis à la terre au poste lui-même mais sur le réseau BT en un ou plusieurs points. La valeur maximale de la **résistance globale du neutre BT ne doit pas excéder 5 Ω si neutre de 150 A ou 15 Ω si neutre compensé ou de 300 A.** Ces deux prises de terre doivent être électriquement indépendantes, leur **coefficient de couplage (2) devant être inférieur à 15 %.**

INTERRUPTEURS HTA AÉRIENS

Régime de neutre HTA	Seuil à respecter
IA mis en service à partir de 1992	30 Ω
IA mis en service avant 1992	60 Ω

(1) Neutre Compensé (NC) : mise à la terre du neutre HTA par une impédance de compensation (MALTEN NC), associée à un système de limitation automatique de courant de défaut, qui compense le courant capacitif du réseau. Concrètement, la tension de touché diminue et le courant qui passe dans le corps d'une personne en contact avec le réseau diminue également pour être compatible avec des protections BT domestiques à 30mA.

(1) Rapport entre le calcul du couplage (mesure de la terre du neutre déconnectée plus mesure de la terre des masses moins la mesure du couplage entre les deux, le tout divisé par deux) et la mesure de terre des masses.

En synthèse, les exigences réglementaires sont résumées dans le tableau suivant :

POSTES HTA/BT - VALEURS MAXIMALES ACCEPTABLES

Nature	Valeur maximum	Périodicité de contrôle
Réseau aérien HTA		
Masse des appareils (appareil de coupure IACM, IAT, ...)	30 Ω	10 ans
Mise à la terre des masses		
Poste HTA/BT	10 ou 30 Ω	10 ans
Mise à la terre du neutre BT		
Réseau BT	5 ou 15 Ω	10 ans
Indépendance des terres		
Coefficient de couplage	15 %	10 ans

Ces ouvrages, partie intégrante des réseaux, revêtent une importance particulière pour le bon fonctionnement des protections et la qualité de la distribution de l'électricité aux usagers. Une attention particulière a été apportée, au cours de cette mission, à identifier les modalités selon lesquelles le concessionnaire vérifie et mesure les terres sur les réseaux concédés.

Dispositions concernant l'amélioration des terres

Concernant la gestion technique des prises de terre, la réglementation issue de l'arrêté technique du 17 mai 2001, et plus particulièrement de son Article 9 comporte l'exigence suivante : *» Les résultats des contrôles et des mesures peuvent être consignés dans un fichier informatique, dont des états doivent être tenus à la disposition des services du contrôle. »*

À cet effet, les valeurs des terres sont alors saisies dans la base de données GMAO-Réseau (ou GMAO-R). En plus des valeurs mesurées, la date à laquelle a eu lieu la mesure est renseignée. Le service technique peut alors extraire de la base la liste des terres nécessitant une vérification, c'est à dire les terres dont la date de vérification approche dix ans.

Mises à la terre effectuées lors des travaux neufs

Le concessionnaire assortit normalement à la réalisation de nouveaux ouvrages une mesure de résistivité du sol afin de choisir la géométrie la plus adaptée pour la prise de terre. Dans la plupart des cas, les mises à la terre sont effectuées lors des travaux neufs par les entreprises en charge de la réalisation des ouvrages.

Le groupe travaux du concessionnaire reçoit, lors de la mise en service des ouvrages, une attestation d'achèvement des travaux sur laquelle sont normalement spécifiées les valeurs de prises de terre et de coefficient de couplage.

Vérifications et mesures des mises à la terre des ouvrages existants

Concernant les terres des masses, la base de données techniques recense les valeurs de tous les interrupteurs du réseau HTA (IACM, IAT, …) et des postes HTA/BT. Les discussions en séance ont permis d'établir que sur la concession du SYDEC des Landes, le nombre de terre d'appareil (IACM) représente environ 10 % des terres non mesurés depuis 10 ans. En outre, le concessionnaire Enedis réalise un contrôle tous les 10 ans de la terre des masses des armoires HTA alors que cette dernière n'est pas prévue dans l'arrêté technique.

Sur la base des informations de la GMAO-R, le concessionnaire peut extraire la liste des terres nécessitant une vérification, c'est-à-dire les terres dont la date de vérification et de mesure approche ou dépasse dix ans. Les vérifications et mesures des mises à la terre sont effectuées par les agences d'exploitation, sur la base des extraits mentionnés ci-dessus. Après chaque contrôle, la valeur mesurée est indiquée dans la base de données avec la date de son contrôle. Si la résistance de terre est supérieure aux normes, des travaux sont entrepris. A la suite de la remise à niveau de la prise de terre, la nouvelle valeur de résistance obtenue est indiquée dans la base de données avec sa date de mesure.

Les mesure de terre hors programme, par exemple dans le cas de changement de tableaux HTA détériorés sans cause visible, sont rares et il n'y a pas de mesure de terre systématique après coup de foudre sur un ouvrage.

Les dispositions envisagées concernant la confection des prises de terre sont relatées dans le guide technique d'application de l'arrêté interministériel du 2 avril 1991. La réalisation doit permettre de protéger les réseaux contre les effets de la foudre.

Les principales solutions proposées par le concessionnaire pour répondre à ces critères sont essentiellement dans le développement des puits de forage.

La réalisation de pattes d'oie constituées au minimum de deux ou trois conducteurs (en étoile) enfouis à environ 1 mètre de profondeur et d'une longueur maximale de 10 mètres est aussi préconisée car elle permet une meilleure tenue en cas de foudre.

Le concessionnaire a également précisé que certaines zones sensibles, où des dégâts éventuels pourraient être occasionnés, attire sa vigilance en matière de développement de mise à la terre comme :

- Les terrains plats et découverts
- Les collines et crêtes,
- Les proximités de plans d'eau,
- Et les réclamations sur incident lié à des remontées de potentiel.

Priorisation du programme de mesure des terres

Face au nombre de terre à contrôler, Enedis a mis en place une procédure de priorisation sur les mesures de terre :

- Priorité 0 : ouvrages neufs ;
- Priorité 1 : ouvrages non mesurés depuis plus de 10 ans ;
- Priorité 2 : ouvrages non mesurés depuis 10 ans ;
- Priorité 3 : ouvrages avec mesure de terre non renseignée.

Les terres non renseignées peuvent concerner des postes anciens sans date de mise en service (MES) donc qui ne ressortent pas à plus de 10 ans dans la base de données GMAO-R mais également des ouvrages neufs sans date de MES (cas à la construction).

En séance, le représentant du concessionnaire a précisé qu'un effort été fait pour résorber le stock de terre non renseignée et potentiellement très ancien pour actualiser, dans les meilleurs délais mais sans avoir communiqué de date envisagée, la base de données GMAO-R.

Outils de suivi d'Enedis relatifs à des données relatives à la mise à la terre

Selon l'arrêté technique du 17 mai 2001 (Article 9) : *« … les résultats des mesures et vérifications doivent être consignés dans un fichier »*. Ainsi, les résultats des contrôles et des mesures peuvent être consignés dans un fichier informatique dont les états doivent être tenus à la disposition des services de contrôles.

Lors de contrôles réalisés par AEC sur des thématiques similaires et relatives à l'entretien et la maintenance, le concessionnaire a présenté deux outils de suivi des conformités des terres :

- **La base de données SIG :** les données terres des masses, du neutre BT, coefficient de couplage (suivant les cas) de tous les ouvrages (poste HTA/BT, armoire HTA, interrupteurs Aériens) neufs ou existants, en exploitation sont renseignées dans les bases de données techniques (SIG). L'ensemble des données, relatif à des ouvrages nouvellement construits fait l'objet d'une mise à jour cartographique et doit également être renseigné ;
- **L'application GMAO-R :** selon Enedis, les données des ouvrages existants du SIG ont été déversées dans GMAO-R, ce qui a permis d'initialiser cette application. L'écart relatif aux ouvrages nouvellement construits et décrit dans le SIG est régulièrement déversé dans GMAO-R qui constitue le référentiel « registre de terre ». A ce titre, le renouvellement des valeurs de prises de terre des mesures, ainsi que les dates correspondantes de ces chantiers (programme annuel d'amélioration) sont collectés dans GMAO-R.



Modalité d'enregistrement (source : Enedis)

Ainsi, il s'agira de vérifier l'existence du registre des terres, et son intégration dans le SIG et l'application GMAO-R du concessionnaire. **Il sera ainsi demandé au concessionnaire, la liste exhaustive des registres de terres (masses et neutre) suivie par ces deux outils, avec notamment les informations suivantes :**

- Commune ;
- Numéro de la référence de l'ouvrage (poste, armoire de coupure…) ;
- Date de la mesure ;
- Valeur de la mesure ;
- Coefficient de couplage.

CONSTAT GÉNÉRAL DES TERRES SUR LA CONCESSION

Données générales sur l'exercice 2022

Le concessionnaire a communiqué l'état général des terres sur la concession pour l'exercice 2022 dans le cadre de l'audit et à travers le support de présentation. Ces données sont récapitulées dans le tableau suivant. Pour les exercices antérieurs et malgré une demande renouvelée annuellement, cet état général des terres n'est pas disponible, empêchant toute comparaison et suivi sur plusieurs exercices.

Le tableau ci-dessous présente les principaux indicateurs de mesure de terres sur tris typologies d'ouvrages : les appareils (IAT, IACM ou autre sur lequel est raccordée la masse du réseau aérien HTA), les postes HTA/BT et le réseau BT.

TABLEAU 1 : BILAN DES INDICATEURS DE MESURE DE TERRE

Appareils*					
Terres des masses					
Nombre d'appareils équipés de terre	Nombre de terres non renseignées	Nombre de terres n'ayant pas été mesurées depuis 10 ans	Nombre de terres > 30 Ohms	Nombre de terres > 100 Ohms	Nombre de terre ayant un coefficient de couplage supérieur à 15 %
1 276	12	< 2013 : 187 2012 : 8	500	94	
	1 %	15 %	39 %	7 %	
Postes HTA/BT					
Terres des masses					
Nombre de postes équipés de terre	Nombre de terres non renseignées	Nombre de terres n'ayant pas été mesurées depuis 10 ans	Nombre de terres > 30 Ohms	Nombre de terres > 100 Ohms	Nombre de terre ayant un coefficient de couplage supérieur à 15 %
4 935	125	< 2013 : 936 2012 : 29	868	157	566
	3 %	20 %	18 %	3 %	11 %
Réseau BT					
Terres DU NEUTRE					
Nombre de postes équipés de terre	Nombre de terres non renseignées	Nombre de terres n'ayant pas été mesurées depuis 10 ans	Nombre de terres > 15 Ohms	Nombre de terres > 30 Ohms	Nombre de terre ayant un coefficient de couplage supérieur à 15 %
4 935	251	< 2013 : 991 2012 : 89	1 043	423	
	5 %	22 %	21 %	9 %	

** IAT, IACM ou autre sur lequel est raccordée la masse du réseau aérien HTA.*

Il est ressorti de l'analyse qu'en 2022, le nombre de terres non renseignées est non négligeable car compris entre 1 % pour les terres des masses des appareils HTA et 5 % pour les terres du neutre sur le réseau BT ; la valeur étant de 3 % pour les terres des masses des postes HTA/BT.

Toutefois, le suivi des terres hors seuil réglementaire est nécessaire du fait de volumes importants concernant :

- Les terres des masses des appareils :
  - Avec 15 % de terres n'ayant pas été mesurées depuis 10 ans ;
  - Avec 39 % de terres > 30 Ohms.
- Les terres des masses des postes HTA/BT :
  - Avec 20 % de terres n'ayant pas été mesurées depuis 10 ans ;
  - Avec 18 % de terres > 30 Ohms.
- Les terres du neutre du réseau BT :
  - Avec 22 % de terres n'ayant pas été mesurées depuis 10 ans ;
  - Avec 21 % de terres > 15 Ohms.
- Les coefficients de couplage supérieurs à 15 % s'élevant à 11 %

Sur l'exercice 2022, le nombre de terres des postes n'ayant pas été mesuré depuis 10 ans est important aussi bien pour les terres des masses que les terres de neutre (un totale de 2 240 terres).

Il faut noter que le nombre de postes non conformes (valeurs supérieures à 30 Ohms pour les terres des masses ou valeurs supérieures à 15 Ohms pour les terres du neutre) est très significatif avec les taux de 18 % (terres des masses) et 21 % (terres du neutre) du nombre total de postes DP.

En revanche, le nombre des postes avec des valeurs supérieures à 100 Ohms pour les terres des masses ou valeurs supérieures à 30 Ohms pour les terres du neutre reste relativement modéré avec les taux de 3 % (terres des masses) et 9 % (terres du neutre) du nombre total de postes DP présentant des valeurs en fort dépassement.

Cas des terres non renseignées

Comme constaté ci-dessus, en 2022, le nombre de terres non renseignées bien qu'assez faible (compris entre 1 % pour les terres des masses des appareils HTA et 5 % pour les terres du neutre sur le réseau BT avec 3 % pour les terres des masses des postes HTA/BT) est non négligeable et doit faire l'objet d'une résorption de la part du concessionnaire.

Les échanges en séance ainsi que les réponses complémentaires ont permis de préciser que ces terres « non renseignées » peuvent inclure :

1- d'anciens ouvrages sans date de MES et avec potentiellement des mesures de terre ≥ 10 ans :

En effet, le concessionnaire précise dans les réponses complémentaires qu'*« il s'agit […] des ouvrages sans date de mesure qui ne ressortent pas automatiquement dans le programme de mesures décennales. Ceux-ci sont toutefois bien présents dans le SI et doivent être ajoutés « à la main » au programme de mesure de l'année. »*

Afin de résorber ce stock de terres « non renseignées », Enedis précise qu'*« il est prévu de résorber ce stock de terres « non renseignées » d'ici 2030 en étalant ce stock sur 7 ans. Toutefois le stock d'ouvrages anciens reste alimenté par des ouvrages neufs qui ne disposent pas de mesures ou dont les mesures sont partielles à leur mise en exploitation (terres des masses sans terre du neutre BT ou inversement). »*

2- des ouvrages neufs avec des mesures partielles ou non renseignées (cas à la construction) :

Ce constat est problématique car il ne suggère pas d'amélioration à court terme du stock de terres non renseignées. En réponses complémentaires, Enedis précise que *« à première vue, 2/3 des postes construits en 2022 ont des mesures manquantes ou partielles. »*

Enedis ajoute qu'*« un travail doit être mené avec les différentes parties prenantes pour identifier les causes et mettre en place des actions correctrices. Le SYDEC pourra être associé si ces difficultés concernent également les postes construits par le SYDEC. »*

En ce qui concerne le stock d'ouvrages anciens sans date de MES et avec potentiellement des mesures de terre de 10 ans et plus, l'engagement d'Enedis à résorber ce stock d'ici 2030 est appréciable mais devra l'objet d'un suivi particulier afin de s'assurer de sa bonne réalisation et de l'attente de l'objectif.

Il est nécessaire que le concessionnaire s'attache à mettre en œuvre, pour les ouvrages neufs, une procédure renforcée afin de s'assurer de l'effectivité des mesures de terres et de leur transmission dans le SI.

Impact comptable des améliorations des terres

L'analyse suivante a pour objet de déterminer l'évolution des dépenses relatives aux améliorations des terres sur la concession du SYDEC des Landes. Hormis dans la réponse complémentaire faisant suite à l'audit sur site et uniquement pour l'exercice 2022, ces informations n'ont pas été communiquées dans le cadre des données de contrôle relatives au domaine technique ni lors de l'audit à travers le support de présentation.

Cependant, ces informations sont transmises dans les données de contrôle financières et comptables via l'état d'inventaire (fichier « 401921 2022 Rapport_CRAC-Etat_Inventaire–Decret »). Ce fichier ayant été obtenu pour les exercices 2019, 2020, 2021 et 2022, l'analyse a porté sur ces 4 exercices pour plus de fiabilité.

Pour filtrer la donnée voulue, AEC a retenu les lignes dont le libellé de l'identifiant immobilisation contient les termes « Amélioration des terres ». Ces lignes d'immobilisation ont comme code ETI « K20101 » correspondant théoriquement à des aménagements d'installation technique dont l'amortissement est fait linéairement sur 10 ans.

ETI	Libellé ETI	Type d'amortissement	Durée d'utilisation	Type de renouvellement
K 20101	Aménagement des installations électriques	Linéaire	010	Bien non renouvelable par nature

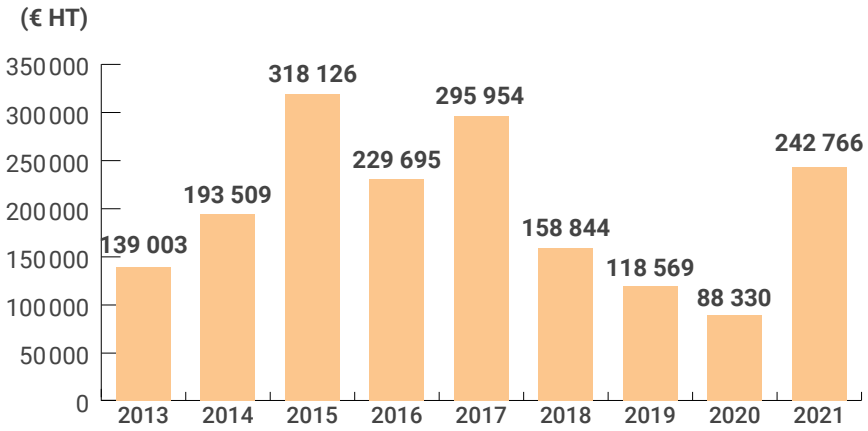
Le résultat pour les données de l'exercice 2022 est présenté ci-dessous :

Exercice	Numéro d'immobilisation principal	Numéro d'immobilisation secondaire	Libellé	Nature	Année de mise en service	Valeur brute (VB)
2022	360882418	0000	Amélioration des terres 2012 GO LANDES	K20101	2013	139 003
2022	360908241	0000	Amélioration des terres 2014 Dept 40	K20101	2014	193 509
2022	361067070	0000	Amélioration des Terres 2015 Dept 40	K20101	2015	318 126
2022	361085951	0000	Amélioration des Terres 2016 Dept 40	K20101	2016	229 695
2022	361428081	0000	Amélioration des Terres 2017 Dept 40	K20101	2017	295 954
2022	361629277	0000	Amélioration des Terres 2018 Dept 40	K20101	2018	158 844
2022	362256656	0000	Amélioration des Terres 2018 Dept 40	K20101	2019	118 569
2022	363412663	0000	Amélioration des Terres 2020 Dept 40	K20101	2021	88 330
2022	363412670	0000	Amélioration des Terres 2021 Dept 40	K20101	2021	242 766

Ainsi, l'acte de maintenance relatif à l'amélioration des terres (incluant la mesure de terre) fait l'objet d'investissements de la part du concessionnaire et donc d'une immobilisation comptable localisé en masse et uniquement sur la commune de Mont-de-Marsan depuis l'exercice 2013 pour un montant moyen de 186 k€/an et 242,8 k€ en 2022. Il conviendrait de demander au concessionnaire les raisons justifiant d'une immobilisation des dépenses d'amélioration des terres qui relèvent pourtant d'actes de maintenance et non d'investissements.

Le graphique ci-dessous présente ainsi l'évolution des dépenses consacrées à l'amélioration des terres sur la période 2013-2021 et selon les informations communiquées sur l'exercice 2022.

MONTANT IMMOBILISÉ POUR L'AMÉLIORATION DES TERRES



Avant tout, pour le fichier de contrôle « État d'inventaire 2022 », il est constaté deux lignes d'immobilisation avec une année de mise en service identique, à savoir 2021, et pour un montant total de 331,1 k€ (88,3 k€ + 242,8 k€). Si l'on se réfère aux libellés d'immobilisation, la première ligne d'immobilisation d'un montant de 88,3 k€ correspond aux dépenses d'amélioration des terres réalisées sur l'exercice 2020 alors que la seconde ligne d'immobilisation d'un montant de 242,8 k€ concerne les dépenses d'amélioration des terres réalisées sur l'exercice 2021. Or, en réponse complémentaire, il est annoncé des dépenses liées aux terres d'un montant de 242 k€ telles que :

- Mesures de terres : 22 k€ ;
- Amélioration de terres : 220 k€.

Il apparait donc des incohérences dans la date de MES concernant la ligne d'immobilisation « 363412670 - Amélioration des Terres 2021 Dept 40 » qui correspond finalement à une MES en 2022.

Sur la période 2013-2021, les dépenses liées au contrôle et à la mise aux normes des mises à la terre suivent une évolution en dents de scie. La valeur moyenne constatée est de 186 k€/an avec de fortes variations, une valeur minimale de 88,3 k€ durant l'exercice 2021 et une valeur maximale de 318,1 k€ pour l'exercice 2015. La valeur pour l'exercice supposé 2022 se situe dans la fourchette haute avec 242,8 k€.

En conclusion, aucune immobilisation n'a été constatée pour les améliorations des terres de l'exercice 2022 suggérant un écart temporel d'un an entre l'année de fin de travaux réelle et l'année d'immobilisation. Il faudra veiller pour l'exercice suivant à ce que la date de mise en service comptable de la ligne « Amélioration des terres 2022 » corresponde avec la date de fin de travaux, c'est-à-dire 2022.

EXAMEN D'UN ÉCHANTILLON D'AMÉLIORATION DE TERRE

Présentation de l'échantillon d'affaires

Concernant la sélection de 10 affaires d'amélioration de terre sur l'exercice 2022, le choix a été fait de façon à :

- Sélectionner des affaires en régime urbain (3 affaires) et rural (7 affaires) ;
- Cibler différentes typologies d'ouvrages : poste HTA/BT (7 affaires) et IACM (3 affaires) ;
- Varier les typologies de travaux : mise en conformité (2 affaires) et amélioration des terres (8 affaires).

Enfin, certaines affaires ont été sélectionnées car les valeurs d'amélioration de terre étaient en dehors des seuils réglementaires (affaires n°9 et n°10) ou bien ne présentaient pas de valeur et étaient donc considérée comme non renseignée (affaire n°5).

Des écarts de données ont été constatées au moment de déterminer l'année de construction de l'ouvrage (exclusivement des postes HTA/BT) à partir du code GDO. En effet, il s'est avéré que le fichier technique et, dans une moindre mesure, le fichier comptable étaient incomplets. Dans le détail :

- **En vert :** Faute d'informations disponibles dans le fichier technique (fichier « T12-401921-2022 CTL-OHTA-006 POSTES HTA DP PAR ANNEE DE CONSTRUCTION new »), l'information a été obtenue dans le fichier comptable (fichier « 401921 2022 Rapport_CRAC-Etat_Inventaire–Decret »).
- **En rouge :** Le poste « Bois de Boulogne » (code GDO 40088P0118) sur la commune de Dax n'a pas été retrouvé dans les fichiers de contrôle technique (fichier « T12-401921-2022 CTL-OHTA-006 POSTES HTA DP PAR ANNEE DE CONSTRUCTION new ») et comptable (fichier « 401921 2022 Rapport_CRAC-Etat_Inventaire–Decret »).

Le sujet n'a pas pu être abordé en audit mais ce constat peut éventuellement s'expliquer par un changement de code GDO.

TABLEAU 2 - RÉCAPITULATIF DES 10 INTERVENTIONS SÉLECTIONNÉES

	N° intervention	Nom Commune	Régime FACE	Typologie	Type d'ouvrage	Nom de l'ouvrage	Code GDO de l'ouvrage	Année de construction
1	23824160	SOORTS-HOSSEGOR	U	BT - Mise en conformité	Poste avec interconnexion	ROUSSELET	40304P0012	1971
2	22120226	ST-MARTIN-D'ONEY	R	BT - Mise en conformité	Poste avec interconnexion	BOSCQ	40274P0037	2019
3	22116820	POYANNE	R	BT - Terre des masses	Poste séparé	POYANNE	40235P0008	1982
4	22116821	GOUTS	R	BT - Terre des masses	Poste de répartition (armoire)	COURMAOU	40116P0024	2018
5	22116812	ST-YAGUEN	R	BT - Terres séparées	Poste séparé	COUMET	40285P0004	1992
6	20041597	DAX	U	BT - Terres séparées	Poste séparé	BOIS DE BOULOGNE	40088P0118	ND
7	22116795	ST-GEOURS-D'AURIBAT	R	BT - Terres séparées	Poste séparé	TUILERIE	40260P0019	2019
8	26421116	ST-VINCENT-DE-TYROSSE	U	HTA – Terre des masses - appareil	IACM	-	40284J1784	
9	22116741	CARCEN-PONSON	R	HTA – Terre des masses - appareil	IACM	-	40067J4178	
10	22116746	CARCEN-PONSON	R	HTA – Terre des masses - appareil	IACM	-	40067J0945	

Jalonnement des affaires

Le tableau ci-dessous indique les années de construction de l'ouvrage ainsi que les dates d'amélioration de terre. En effet, les ouvrages type poste HTA/BT sont concernés par plusieurs mesures de résistance (résistance de la masse, résistance de mise à la terre neutre, résistance globale du poste et résistance du K). Ainsi, une distinction est faite entre la date d'amélioration de terre la plus ancienne répertoriée dans le fichier et la plus récente ; cette dernière correspondant systématiquement à la date de fin réelle de travaux d'amélioration.

TABLEAU 3 - ANALYSE DU JALONNEMENT DES INTERVENTIONS

	N° intervention	Nom Commune	Type d'ouvrage	Code GDO de l'ouvrage	Année de construction	Date d'amélioration terre la plus ancienne	Date d'amélioration terre la plus récente	Date de fin réelle de travaux
1	**23824160**	**SOORTS-HOSSEGOR**	**Poste avec interconnexion**	**40304P0012**	**1971**	**22/01/2017**	**15/11/2022**	**15/11/2022**
2	22120226	ST-MARTIN-D'ONEY	Poste avec interconnexion	40274P0037	2019	15/11/2022	15/11/2022	15/11/2022
3	22116820	POYANNE	Poste séparé	40235P0008	1982	18/10/2022	18/10/2022	18/10/2022
4	22116821	GOUTS	Poste de répartition (armoire)	40116P0024	2018	15/11/2022	15/11/2022	15/11/2022
5	**22116812**	**ST-YAGUEN**	**Poste séparé**	**40285P0004**	**1992**	**01/01/1995**	**12/12/2022**	**12/12/2022**
6	20041597	DAX	Poste séparé	40088P0118	ND	15/11/2022	15/11/2022	15/11/2022
7	22116795	ST-GEOURS-D'AURIBAT	Poste séparé	40260P0019	2019	18/10/2022	18/10/2022	18/10/2022
8	26421116	ST-VINCENT-DE-TYROSSE	IACM	40284J1784	-	12/12/2022	12/12/2022	12/12/2022
9	22116741	CARCEN-PONSON	IACM	40067J4178	-	12/12/2022	12/12/2022	12/12/2022
10	22116746	CARCEN-PONSON	IACM	40067J0945	-	12/12/2022	12/12/2022	12/12/2022

Dans le détail :

- **Affaire n°1 – Commune de Soorts-Hossegor :** ce poste HTA/BT, mis en service en 1971, a fait l'objet de mesures de terre en 2017 lorsqu'il était séparé puis est passé en poste relié en 2022 d'où une mesure de résistance global du poste (RGP) le 15/11/2022.
- **Affaire n°5 – Commune de Saint-Yaguen :** ce poste HTA/BT, séparé et mis en service en 1992, a fait l'objet de mesures de terre en 1995. L'intervention de 2022 n'a pas débouché sur des mesures de terre car le poste s'est révélé hors service (tableau BT abimé). La date de fin réelle de travaux correspond ici à une demande d'intervention pour réparation/remise en conformité.

L'analyse fait ressortir que, sur les 7 affaires concernant des postes HTA/BT, deux affaires (soit 29 % du total) sont concernées par des mesures de terre échelonnées sur une période étendue de plusieurs années.

A noter également une mesure de terre des masses en 2013 qui a débouché sur une valeur de résistance aberrante (999 Ω) qui peut être due à un poste victime d'inondation. Suite à l'audit, une intervention a été lancée par l'agence d'intervention d'une concessionnaire.

En outre, une intervention parmi les 7 intervention sur poste HTA/BT ne présente pas de date de construction de l'ouvrage. **Il n'est donc pas possible de vérifier pour cette affaire le respect de l'obligation réglementaire d'une mesure de terre tous les 10 ans.**

En conclusion :

1- **Le fichier de suivi GMAO pourrait gagner en lisibilité en renseignant différemment, par exemple entre parenthèses, les dates de mesures de terre passées et non applicables (cas de poste HTA/BT devenu interconnecté et où les mesures de masses et de neutre n'ont plus lieu d'être).**

2- **Le concessionnaire devrait s'assurer de la complétude des données en ce qui concerne la date de mise en service de l'ouvrage afin de s'assurer du respect le respect de l'obligation réglementaire (mesure de terre tous les 10 ans).**

CONCLUSION

Constat général

L'acte de maintenance relatif à l'amélioration des terres fait d'une immobilisation comptable localisé en masse et uniquement sur la commune de Mont-de-Marsan depuis l'exercice 2013 pour un montant moyen de 186 k€/an. Il conviendrait de demander au concessionnaire les raisons justifiant d'une immobilisation des dépenses d'amélioration des terres qui relèvent pourtant d'actes de maintenance et non d'investissements. En outre, aucune immobilisation n'a été constatée pour les améliorations des terres de l'exercice 2022 suggérant un écart temporel d'un an entre l'année de fin de travaux réelle et l'année d'immobilisation.

Sur la base des données à disposition sur l'exercice 2022, les points de vigilance suivants sont à noter et à suivre dans le prochain contrôle :

- Les terres des masses des appareils :
  - Avec 15 % de terres n'ayant pas été mesurées depuis 10 ans ;
  - Avec 39 % de terres > 30 Ohms.
- Les terres des masses des postes HTA/BT :
  - Avec 20 % de terres n'ayant pas été mesurées depuis 10 ans ;
  - Avec 18 % de terres > 30 Ohms.
- Les terres du neutre du réseau BT :
  - Avec 22 % de terres n'ayant pas été mesurées depuis 10 ans ;
  - Avec 21 % de terres > 15 Ohms.
- Les coefficients de couplage supérieurs à 15 % s'élevant à 11 %

En conclusion, il faut noter que sur l'exercice 2022 :

- **Le nombre de terres des postes n'ayant pas été mesuré depuis 10 ans est important aussi bien pour les terres des masses que les terres de neutre (un totale de 2 240 terres) ;**
- **Le nombre de postes non conformes (valeurs supérieures à 30 Ohms pour les terres des masses ou valeurs supérieures à 15 Ohms pour les terres du neutre) est très significatif avec les taux de 18 % (terres des masses) et 21 % (terres du neutre) du nombre total de postes DP.**

Résultats de l'analyse de l'échantillon

L'audit sur site et en particulier l'analyse d'un échantillon de 10 interventions pour l'amélioration de terre a permis de mettre en évidence des anomalies/points d'amélioration dans 50 % des cas. De manière générale, il en ressort :

- Des **défauts de vérification des travaux réalisés par les prestataires** (affaires n°2 et n°6) ;
- Une **erreur d'affectation de typologie de poste** dans le SI (affaire n°3) ;
- Une **absence de vérification et d'analyse dans le cas de valeurs de terre aberrantes** (affaire n°5) ;
- Des **valeurs de terre pas systématiquement renseignées lors de la mise en service de l'ouvrage** (affaire n°8).

Pour les cas de dépassement sensiblement proches des seuils, le concessionnaire a pu préciser que ces terres font l'objet d'un suivi et d'un traitement ultérieur avec une vision pluriannuelle.

En conclusion, l'audit a permis de confirmer la nécessité pour le concédant de procéder à un suivi et à un contrôle régulier des travaux d'amélioration de terre réalisés par le concessionnaire.

ANALYSE COMPTABLE ET FINANCIÈRE

329 Le compte d'exploitation du concessionnaire

- Analyse du compte d'exploitation du concessionnaire
- Calcul des éléments financiers d'exploitation
- Le résultat d'exploitation de la concession

340 Les principes comptables

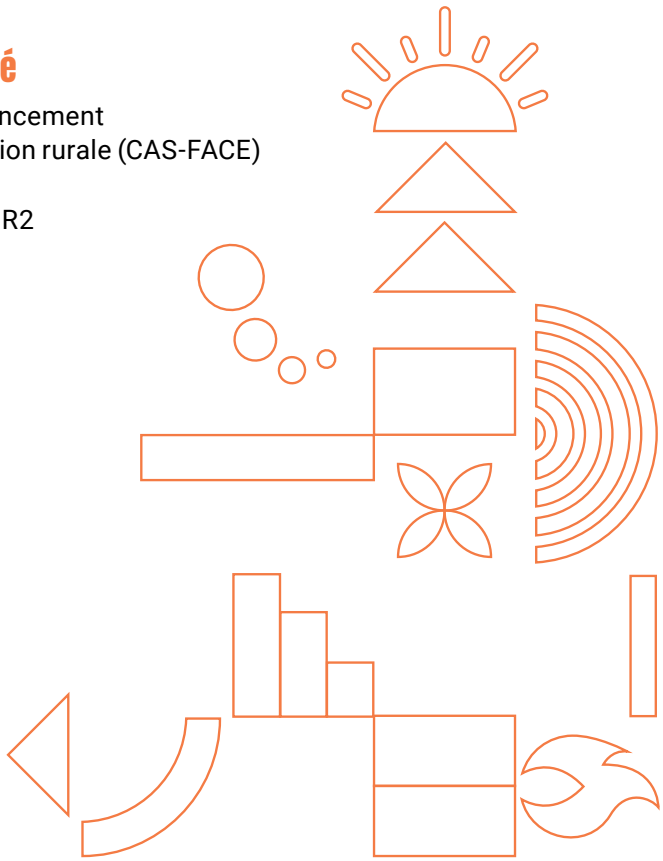
- Le bilan comptable du concessionnaire (actif / passif)
- Modalités d'amortissement
- La provision

348 Le patrimoine concédé en chiffres

- L'image financière du patrimoine
- Le financement du patrimoine

371 Le financement des travaux d'électricité

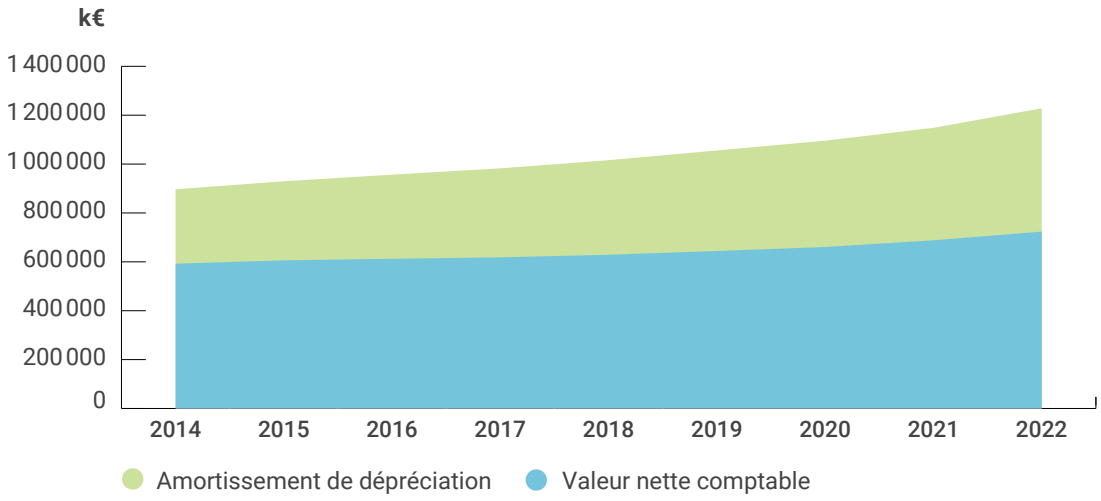
- Le Compte d'Affectation Spécial pour le Financement des Aides aux Collectivités pour l'Electrification rurale (CAS-FACE)
- L'**article 8** du cahier des charges
- La redevance de concession : les parts R1 et R2



L'autorité concédante a fait le point sur les enregistrements comptables du concessionnaire qui, selon les principes comptables, doivent faire apparaître notamment l'état du patrimoine de la concession, les droits du concédant, les garanties quant au renouvellement des ouvrages.

LA VALEUR DU PATRIMOINE

ÉVOLUTION DE LA VALEUR GLOBALE DES OUVRAGES



Constat : les investissements ne compensent plus le vieillissement des ouvrages.

En 2022, *la valeur brute du patrimoine progresse de* ***6,9 %,*** *en dessus du rythme moyen d'investissement constaté de* ***4,3 %*** *sur la période 2017-2022.*

L'amortissement progresse quant à lui de ***9,6 %,*** ***alors que le taux d'amortissement est en légère augmentation.***

En k€	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Valeur brute	982 523	1 015 935	1 055 611	1 095 642	1 148 337	**1 228 111**
Amortissement	364 241	386 953	411 339	434 977	460 309	**504 437**
Valeur nette	618 283	628 982	644 271	660 666	688 028	**723 674**
TAUX D'AMORTISSEMENT EN %	**37**	**38**	**39**	**40**	**40,1**	**41,1**
ÂGE MOYEN (ANS)	**13,0**	**13,3**	**13,6**	**13,9**	**14,0**	**14,4**

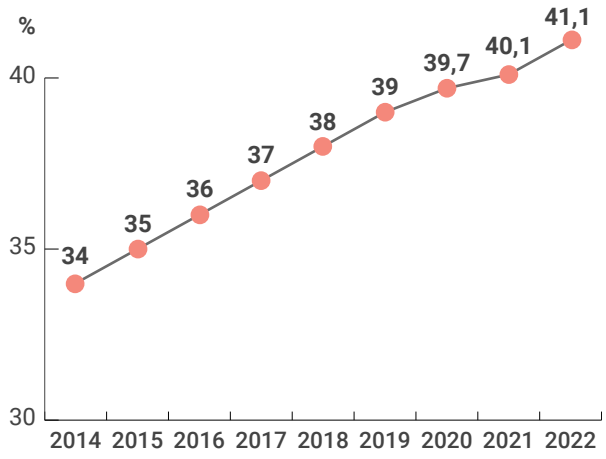
LE FINANCEMENT DU PATRIMOINE

L'augmentation de la valeur du patrimoine provient des mises en concession d'ouvrages neufs, construits soit sous la maîtrise d'ouvrage du SYDEC, soit sous celle d'Enedis, avec par conséquent un financement des deux parties.

FOCUS 2022

Le chiffre à retenir :
270 € d'investissement total en 2022 par usager.

TAUX D'AMORTISSEMENT



En %	Taux d'amortissement
2017	37 %
2018	38 %
2019	39 %
2020	40 %
2021	40,1 %
2022	41,1 %

Le taux d'amortissement des biens immobilisés pour le SYDEC des Landes affiche une augmentation tendancielle depuis 2014.

LES OUVRAGES

LES OUVRAGES LOCALISÉS

Ils représentant essentiellement les réseaux et les postes HTA/BT, et depuis 2018 les compteurs et une partie des ouvrages de branchement, identifiés et valorisés commune par commune.

En 2022, les travaux d'individualisation et de localisation sur les branchements constitués des liaisons réseau, dérivations individuelles et disjoncteurs se sont achevés, avec un reliquat de quelque 50 000 disjoncteurs restant à traiter.

Sont ainsi désormais distingués en ouvrages localisés les catégories suivantes :

- **Les branchements aériens constitués des liaisons réseau aériennes et de leurs dérivations individuelles ;**
- **Les liaisons réseau aéro-souterraines et souterraines ;**
- **Les dérivations individuelles des liaisons réseau aéro-souterraines et souterraines ;**
- **Les disjoncteurs.**

En 2022, les branchements, dont la valeur brute comptable est de 194 091 k€, sont donc dorénavant comptabilisés en ouvrages localisés. La valeur brute comptable des ouvrages localisés passe de 994 225 k€ en 2021 à 1 224 787 k€ en 2022.

LES OUVRAGES NON LOCALISÉS

Ils sont principalement constitués des branchements jusqu'en 2022, des comptages jusqu'en 2017 et les autres biens.

En 2022, le passage des branchements dans les ouvrages localisés occasionne une nette diminution de la valeur brute comptable des ouvrages non localisés. Elle passe de 154 112 k€ en 2021 à 3 324 k€ en 2022.

	2021	2022
Ouvrages localisés	Amortis à 40 % Âge moyen : 14 ans	Amortis à 41,1 % Âge moyen : 14,4 ans
Valeur brute	994 225 k€	**1 224 787 k€**
Valeur nette	596 588 k€	**721 940 k€**
Ouvrages non localisés	Amortis à 40,7 % Âge moyen : 14,2 ans	Amortis à 47,8 % Âge moyen : 16,7 ans
Valeur brute	154 112 k€	**3 324 k€**
Valeur nette	91 440 k€	**1 734 k€**
TOTAL OUVRAGES		
VALEUR BRUTE	1 148 337 k€	**1 228 111 k€**
VALEUR NETTE	688 028 k€	**723 674 k€**

LA PROVISION POUR RENOUVELLEMENT

L'**article 10** du cahier des charges de concession définit les obligations du concessionnaire en matière de renouvellement :

« Ainsi, les travaux de maintenance, y compris (…) ceux de renouvellement, nécessaires au maintien du réseau en bon état de fonctionnement (…), seront financés par le concessionnaire. (…)

En vue de pourvoir au financement des travaux de renouvellement de l'ensemble des biens concédés, (…) et devant faire l'objet d'un renouvellement avant ou après le terme normal de la concession, le concessionnaire sera tenu de pratiquer des amortissements industriels et de constituer des provisions pour renouvellement prenant en considération le coût de remplacement des immobilisations concernées. »

La provision pour renouvellement est assise sur la différence entre la valeur d'origine des ouvrages et leur valeur de remplacement à fonctionnalités et capacités identiques. Elle est constituée sur la durée de vie des biens, pour les seuls ouvrages renouvelables avant le terme de la concession et pour lesquels Enedis est maître d'ouvrage du renouvellement, conformément à l'article 36 de la loi du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières. Elle vient compléter l'amortissement industriel.

LES DROITS DU CONCÉDANT

Les droits du concédant ont été modifiés suite au nouveau mode de comptabilisation du concessionnaire à partir du 1er janvier 2005.

Les droits du concédant deviennent donc en 2005, la somme de la contre-valeur en nature (ou financement concédant) et de la dette en espèces vis à vis du concédant.

En k€	2021	2022	Variation
Droit en nature	688 028	723 674	5,2 %
Créance en espèces d'Enedis	-345 568	-360 140	4,2 %
Droits en espèces du concédant	136 333	151 511	11,1 %
TOTAL DROITS DU CONCÉDANT	**478 792**	**515 045**	**7,6 %**

FOCUS 2022

Total droits du concédant : 1 743 €/ usager

(+91 € par rapport à l'année précédente).

Ticket de sortie :

Ticket positif : dette du concédant vis-à-vis du concessionnaire

Ticket négatif : dette du concessionnaire vis-à-vis du concédant

Ticket de sortie = Créance en espèces du concessionnaire – Droits en Espèces du concédant - Provision pour Renouvellement **Non Utilisée**

En k€	2021	2022	Variation
Créance en espèces d'Enedis	345 568	**360 140**	4,2 %
Droits en espèces du concédant	136 333	**151 511**	11,1 %
Provision pour renouvellement	50 150	**50 138**	0,0 %
DETTE DU SYDEC VIS-À-VIS D'ENEDIS	**159 086**	**158 491**	**-0,4 %**

FOCUS 2022

La dette représente 536 € / usager de la concession.

*Depuis à minima 2010, ce ticket est positif, symbolisant une dette potentielle du concédant envers le concessionnaire lors d'une fin de concession, et atteint **158 M€ à fin 2022** (81 M€ à fin 2010).*

Cette augmentation globale du ticket de sortie est notamment attribuable :

- Aux investissements significatifs opérés notamment par Enedis, notamment en 2010 et 2011, et venant gonfler la composante « valeur non amortie des ouvrages financés par Enedis »,
- Aux modifications comptables opérées par Enedis au cours des dernières années (allongements de durée de vie comptable notamment), venant diminuer la composante « provision pour renouvellement »

La dette du SYDEC vis-à-vis d'Enedis qui augmentait depuis 2018, diminue légèrement en 2022.

LE RENOUVELLEMENT DES OUVRAGES

L'**article n°10** du cahier des charges de concession confie à Enedis la charge du renouvellement des ouvrages (y compris le réseau aérien d'alimentation de l'éclairage public). Pour cela, Enedis constitue une provision pour :

En 2022, les investissements pour renouvellement diminuent légèrement par rapport à l'année précédente. L'augmentation de la provision de renouvellement des ouvrages localisés et la nette diminution de la provision de renouvellement des ouvrages non localisés s'expliquent par le passage des branchements dans les ouvrages localisés.

En k€	2021	2022
Provision de renouvellement des ouvrages Localisés	44 348	49 975
Provision de renouvellement des Ouvrages non Localisés	5 802	164
TOTAL	**50 150**	**50 138**

LES REDEVANCES DE CONCESSION R1 ET R2

La part R1, dite « de fonctionnement », vise à financer des dépenses annuelles de structure supportées par l'autorité concédante pour l'accomplissement de sa mission.

La part R2, dite « d'investissement », représente chaque année N une fraction de la différence, si elle est positive, entre certaines dépenses d'investissement effectuées et certaines recettes perçues par l'autorité concédante durant l'année N-2.

En k€	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Redevance R1	795	804	1 045	1 067	1 087	**1 134**
Redevance R2	2 062	1 165	1 983	1 632	1 553	**1 435**

Point de vue



Frédéric Montaut

Ingénieur en chef
Chef du service Concessions
Conseil Énergies

« Ce chapitre a pour objectif d'analyser les valeurs comptables de la concession.
L'analyse est basée sur l'inventaire comptable des ouvrages afin :

- De vérifier la cohérence de la valeur des ouvrages localisés et non localisés,
- D'examiner les pratiques d'amortissement des ouvrages,
- De vérifier que La provision est constituée sur les ouvrages pour lesquels la date de fin d'amortissement est antérieure à la date de fin du contrat de concession et que le concessionnaire respecte l'article 10 du cahier des charges de concession,
- D'examiner l'utilisation de la provision pour renouvellement,
- D'examiner les droits du concédant et leurs composants,
- D'effectuer une simulation financière des dettes et créances réciproques de l'autorité concédante et du concessionnaire en fin de contrat afin d'évaluer la valeur du « ticket de sortie. »

LE COMPTE D'EXPLOITATION DU CONCESSIONNAIRE

ANALYSE DU COMPTE D'EXPLOITATION DU CONCESSIONNAIRE

Enedis tient une comptabilité nationale qui ne permet pas de connaître directement les produits et les charges à la maille d'une concession. Ces éléments doivent donc être reconstitués à l'aide :

- **Des données comptables enregistrées à une maille locale correspondant à l'organisation territoriale d'Enedis :** la maille locale pertinente a longtemps été uniquement le Centre EDF Gaz de France Distribution exerçant l'intégralité des activités du distributeur dans les limites de son territoire.

  Depuis 2005, la maille utilisée pour établir les éléments financiers d'exploitation de l'activité d'acheminement est un territoire plus vaste qui correspond à un regroupement de dix à quinze ex-Centres ayant mis en commun des ressources et des compétences au sein d'une Direction Opérationnelle Régionale.
- **Des données comptables enregistrées à la maille nationale :** ces données sont réparties entre les Directions Opérationnelles Régionales du distributeur Enedis au prorata des charges directes de chaque métier.
- **Des données extracomptables directement enregistrées à la maille de la concession ou de la commune :** lorsqu'elles sont disponibles, ces données sont utilisées de préférence aux données comptables enregistrées à une maille plus étendue.
- **De la traduction du principe de péréquation nationale du tarif d'acheminement :**
  Le tarif d'acheminement détermine l'essentiel des recettes de distribution d'électricité, est arrêté par voie réglementaire sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie (CRE). Il est défini pour couvrir les coûts engagés dans l'activité de distribution d'électricité et il est identique sur tout le territoire français (principe de péréquation).

  Néanmoins, ils s'appuient sur les données comptables d'Enedis qui sont auditées et publiques.

Éléments financiers de la concession

ACHEMINEMENT D'ÉNERGIE

Produits de biens et de services en k€	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Recettes d'acheminement	108 701	113 448	113 161	113 480	125 300	**122 891**
dont clients HTA	18 704	19 611	19 007	18 618	19 459	**19 711**
dont clients BT ayant une puissance souscrite > 36 kVA	15 270	15 984	16 206	15 480	16 573	**17 388**
dont clients BT ayant une puissance souscrite ≤ 36 kVA	74 164	77 728	77 444	78 819	89 233	**85 771**
dont autres	563	125	503	563	35	**21**
Recettes de raccordements et prestations/Autres recettes	11 772	12 689	14 160	14 780	27 212	**16 195**
Autres produits	18 178	20 137	25 206	23 841	28 876	**38 782**
TOTAL DES PRODUITS EN k€	**138 651**	**146 274**	**152 527**	**152 100**	**181 388**	**177 868**

Charges en k€	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Charges d'exploitation	56 044	62 298	67 891	69 797	70 861	**70 890**
dont charges de personnel	23 842	25 027	24 507	25 599	24 730	**25 999**
dont autres consommations externes/ autres dotations d'exploitation	32 202	37 271	43 384	44 198	46 131	**44 891**
Accès réseau amont	32 220	33 329	33 776	32 008	34 900	**17 301**
Achats d'énergie	8 781	9 090	9 797	10 349	14 345	**21 925**
Contribution au FACE	2 456	2 440	2 538	2 488	2 459	**2 560**
Autres impôts, taxes et charges d'Enedis	12 369	13 736	14 330	14 570	14 658	**15 570**
Dotation aux amortissements DP	19 569	20 832	21 585	21 401	22 641	**36 684**
Dotation de la provision pour renouvellement	867	878	814	-101	14	**1**
Redevance de concession (R1, R2)	2 857	1 969	3 028	2 699	2 640	**2 568**
TOTAL DES CHARGES EN k€	**135 163**	**144 573**	**153 759**	**153 211**	**162 518**	**167 498**

Contribution à l'équilibre en k€	2017	2018	2019	2020	2021	2022
TOTAL DES PRODUITS CHARGES D'EXPLOITATION	**3 488**	**1 702**	**-1 232**	**-1 111**	**18 871**	**10 370**
Charge supplémentaire	0	0	0	0	668	**0**
Produit supplémentaire	7 563	8 855	11 920	11 799	0	**12 172**
DIFFÉRENCE DES PRODUITS ET DES CHARGES Y COMPRIS CONTRIBUTION À L'ÉQUILIBRE	**11 050**	**10 557**	**10 689**	**10 688**	**18 203**	**22 542**

La différence entre les produits et les charges traduit le résultat d'exploitation d'Enedis sur la concession des Landes.

Pour autant, le tarif d'acheminement régule par la CRE et fixant l'essentiel des recettes de distribution d'Enedis est identique sur tout le territoire national (péréquation tarifaire) et permet d'assurer l'équilibre global des comptes d'Enedis.

Ainsi, toute concession se trouvant, proportionnellement à ses recettes régulées, **au-dessus de l'équilibre national,** se voit affectée une charge supplémentaire calculée ou inversement, toute concession se trouvant, proportionnellement à ses recettes régulées, **en dessous de l'équilibre national**, se voit affectée une recette supplémentaire calculée (mais qui ne constituent pas un flux comptable)

Par conséquent, cette charge ou cette recette supplémentaire indique le niveau de participation de la concession au résultat national de l'activité d'acheminement et constitue une contribution à l'équilibre des concessions.

Le résultat final de la concession est donc fixé après la prise en compte de la contribution d'équilibre.

Produits

Produits de biens et de services en k€	2021	2022
Recettes d'acheminement	125 300	**122 891**
dont clients HTA	19 459	**19 711**
dont clients BT ayant une puissance souscrite > 36 kVA	16 573	**17 388**
dont clients BT ayant une puissance souscrite ≤ 36 kVA	89 233	**85 771**
dont autres	35	**21**
Recettes de raccordements et prestations	25 146	**14 044**
Autres recettes	2 066	**2 151**
Autres produits et services	28 876	**38 782**
Contribution d'équilibre	0	**12 172**
TOTAL DES PRODUITS EN k€ (AVEC CONTRIBUTION À L'ÉQUILIBRE)	**181 388**	**190 040**

Les recettes d'acheminement

Composition des recettes d'acheminement

Les recettes d'acheminement sont valorisées conformément aux modalités d'application du TURPE (Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité), fixé par décision ministérielle sur proposition de la CRE (Commission de Régulation de l'Énergie).

Ce tarif est indépendant de la distance parcourue par les électrons et ne varie qu'en fonction de la puissance souscrite et de l'énergie acheminée et est donc destiné à couvrir les coûts d'acheminement de l'énergie.

Cela concerne les recettes d'acheminement facturées aux clients aux tarifs réglementés (tarifs bleus, tarifs jaunes et tarifs verts) mais également aux clients ayant exercés leur éligibilité (en contrat CARD ou en contrat unique).

Les recettes d'acheminement intègrent aussi des « autres recettes », essentiellement la valorisation de l'acheminement en compteur, c'est-à-dire les quantités d'acheminement livrées mais non facturées à la date de clôture des exercices comptables.

Détermination des recettes d'acheminement sur la concession du SYDEC

Les recettes d'acheminement sur la concession du SYDEC au titre de l'exercice 2022 s'élèvent à **122 891 k€.**

Ce type de recette est affecté directement à la maille de la concession. Ainsi, les recettes d'acheminement reflètent bien les sommes perçues par Enedis au titre de sa prestation d'acheminement de l'électricité sur le territoire du SYDEC.

Les recettes de raccordements et prestations

Composition des recettes de raccordements et prestations

Les recettes de raccordements et prestations sont les recettes des raccordements des clients facturés au forfait et hors forfait parmi lesquelles les tickets (forfait) et les prestations de raccordement au réseau facturées aux clients selon un barème établi par la CRE (contributions suite à la mise en œuvre de la loi SRU-UH).

Ces recettes comprennent également des services et interventions facturés aux clients alimentés en basse et haute tension (BT et HTA) selon un barème approuvé par la CRE (déplacements d'ouvrages, mises en service, interventions pour impayés, mesures de tension, …).

Détermination des recettes de raccordement et prestations sur la concession du SYDEC

Les recettes de raccordements et prestations sur la concession du SYDEC **au titre de l'exercice 2022** s'élèvent à **14 044 k€** (dont **12 708 k€** de recettes de raccordements et **1 336 k€** de recettes de prestations).

Les recettes relatives à la facturation des raccordements sont principalement calculées au prorata du nombre de clients sur la concession (principale clé de répartition utilisée pour le calcul).

Cela est étonnant dans la mesure où il semble réaliste de pouvoir comptabiliser cette catégorie de facturation sur l'ensemble des usagers de la concession à partir notamment des bases techniques et des outils de gestion des raccordements associés.

Les recettes relatives à la facturation des prestations sont quant à elles affectées directement à la maille de la concession, et reflètent donc bien ce qui a été réellement perçu **au cours de l'exercice 2022** par le concessionnaire pour ce type de service.

Les autres recettes

Composition des autres recettes

Ces autres recettes correspondent essentiellement à des prestations pour GrDF, pour d'autres entités du groupe EDF ou pour des tiers (prestations facturées selon le catalogue des prestations d'Enedis).

Détermination des autres recettes sur la concession du SYDEC

Les autres recettes sur la concession du SYDEC **au titre de l'exercice 2022** s'élèvent à **2 151 k€.**

Les autres recettes sont essentiellement calculées au prorata du nombre de clients sur la concession (principale clé de répartition utilisée pour le calcul).

Les autres produits

Composition des autres produits

La production stockée et immobilisée, représentant les travaux réalisés par l'entreprise Enedis pour elle-même, et évaluée au prix de revient. Cette production constitue un produit d'exploitation et vient neutraliser la charge d'exploitation correspondant aux coûts engagés en interne par Enedis (coûts de main d'œuvre, de matière, etc.).

Ce mécanisme comptable permet de faire passer ces charges de « production en interne » en immobilisation de telle sorte que la valeur de l'immobilisation produite figure à l'actif du bilan.

Les reprises sur amortissements et provisions correspondent principalement à :

- Des reprises de diverses provisions « locales » comme des reprises de provision pour renouvellement constituées sur les immobilisations du domaine concédé (dans le cas par exemple d'un renouvellement avec réaffectation en tant que financement concédant de la provision pour renouvellement constituée sur l'ouvrage renouvelé ou dans le cas d'une reprise de provision pour renouvellement suite à une modification comptable, comme l'allongement des durées de vie de certains ouvrages) ou des reprises d'amortissement du financement concédant (dans le cas de mises au rebut sans renouvellement, les amortissements sont repris au résultat)
- Des reprises de diverses provisions « nationales » comme des reprises de provisions pour risques et charges constituées à l'échelle d'Enedis (risque de litige, risque prud'homale, risque industriel, …).

Détermination des autres produits sur la concession du SYDEC

Les autres produits sur la concession du SYDEC **au titre de l'exercice 2022** s'élèvent à **38 782 k€,** dont principalement **21 368 k€** de production stockée et immobilisée et **9 545 k€** de reprises sur amortissements et provisions.

- La production stockée et immobilisée fait l'objet d'une affectation directe à la maille de la concession et reflète donc bien ce qui a été effectivement produit en interne par Enedis sur le territoire du SYDEC,
- En revanche, les reprises sur amortissements et provisions sont comptabilisées par clé de répartition (principalement au prorata du nombre de client). Si cela peut se justifier pour les reprises de provisions « nationales » puisqu'elles n'ont pas, à leur origine, été constituées sur le territoire de la concession (ce type de provisions couvre essentiellement des risques nationaux),
  l'utilisation d'une clé de répartition sur les reprises sur amortissements et provisions constituées localement n'est pas justifiée dans la mesure où les systèmes comptables du concessionnaire permettent a priori de retracer ces flux à la maille de la concession. Cela est de plus incohérent dans la mesure où les dotations de la provision pour renouvellement font l'objet d'une affectation directe à la maille de la concession (cf. infra).

La contribution à l'équilibre

Dans le cadre de la péréquation nationale, la contribution à l'équilibre permet de matérialiser la somme « versée » ou « touchée » par chaque concession pour l'équilibre du système global.

Ce poste du compte d'exploitation fait l'objet d'un paragraphe spécifique infra figurant dans l'analyse du résultat d'exploitation de la concession.

Charges

Charges en k€	2021	2022
Charges d'exploitation	70 861	**70 890**
dont charges de personnel	24 730	**25 999**
dont autres consommations externes/Autres dotations d'exploitation	46 131	**44 891**
Accès réseau amont	34 900	**17 301**
Achats d'énergie	14 345	**21 925**
Contribution au FACE	2 459	**2 560**
Autres impôts, taxes et charges d'Enedis	14 658	**15 570**
Dotation aux amortissements	22 641	**36 684**
Dotation à la provision pour renouvellement	14	**1**
Redevance de concession (R1, R2)	2 640	**2 568**
TOTAL DES CHARGES EN k€	**162 518**	**167 498**

Les consommations de l'exercice en provenance des tiers

Composition des consommations de l'exercice en provenance des tiers

- Les coûts d'accès au réseau amont, correspondant aux charges d'acheminement de l'électricité sur le réseau de transport (essentiellement RTE) ;
- Les dépenses d'achats d'énergie, correspondant aux achats d'électricité effectués afin de couvrir les pertes constatées sur le réseau de distribution publique. Conformément à l'article 14 de la deuxième directive européenne sur l'électricité du 26 juin 2003, les achats sont effectués au niveau national par appel d'offre auprès de fournisseurs qualifiés. Les contrats portent sur des produits de marché et sont réalisés au travers d'enchères ;
- La redevance de concession constituée de la somme des parts R1 et R2 de la redevance de concession payée au titre de **l'année 2022 ;**
- Les autres consommations externes comprenant essentiellement des achats de matériels avec 4 familles d'articles principales :
  - L'appareillage ;
  - Les câbles, connectiques et supports ;
  - L'interface clientèle ;
  - La logistique industrielle.

La majorité de ces achats figure en production immobilisée (cf. supra).

Cette rubrique comprend également certaines prestations fournies par le groupe EDF, notamment en matière de support SI, immobilier, recherche et développement.

Détermination des consommations de l'exercice en provenance des tiers sur la concession du SYDEC

Les consommations de l'exercice en provenance des tiers sur la concession du SYDEC **au titre de l'exercice 2022** s'élèvent à **73 177 k€,** dont **17 301 k€** de coûts d'accès au réseau amont, **21 925 k€** d'achats d'énergie pour couvrir les pertes sur le réseau de distribution publique, **2 568 k€** de redevances de concession et **31 383 k€** de dépenses d'autres consommations externes.

La détermination de ces charges d'exploitation s'effectue de la façon suivante :

- Les coûts d'accès au réseau amont sont calculés, à l'échelle de la concession du SYDEC, au prorata du nombre de kWh facturés ;
- Les achats d'énergie sont également déterminés au prorata du nombre de kWh facturés ;
- La redevance de concession fait l'objet d'une affectation directe à la maille de la concession et reflète donc bien ce qui a été effectivement versée par Enedis au SYDEC ;
- En revanche, les autres consommations externes sont déterminées par clé de répartition (principalement au prorata du nombre de client).

Ce poste ne reflète donc que partiellement ce type de charge d'exploitation sur la concession.

Les impôts, taxes et versements assimilés :

Composition des impôts, taxes et versements assimilés

Les impôts, taxes et versements assimilés sont principalement constitués par :

- La contribution au FACE, correspondant à la quote-part calculée pour la concession de la contribution d'Enedis au Fond d'Amortissement des Charges d'Electrification ;
- Les autres impôts et taxes, correspondant essentiellement aux Taxes Foncières, à la Contribution Economique et Territoriale (depuis 2011, la Taxe Professionnelle est remplacée par la CET) et à l'Imposition Forfaitaire sur les Transformateurs (hors IS).

Détermination des impôts, taxes et versements assimilés sur la concession du SYDEC

Les impôts, taxes et versements assimilés sur la concession du SYDEC **au titre de l'exercice 2022** s'élèvent à **5 519 k€.** La détermination de ces charges d'exploitation s'effectue de la façon suivante :

- La contribution au FACE est calculée par concession d'après la formule du FACE ;
- Les autres impôts et taxes sont déterminés par clé de répartition (principalement au prorata du nombre de client).

Ce poste ne reflète donc que partiellement ce type de charge d'exploitation sur la concession.

Les charges de personnel

Composition des charges de personnel

Les charges de personnel couvrent les salaires et traitements du personnel d'Enedis affecté à la concession du SYDEC ainsi que les charges sociales afférentes.

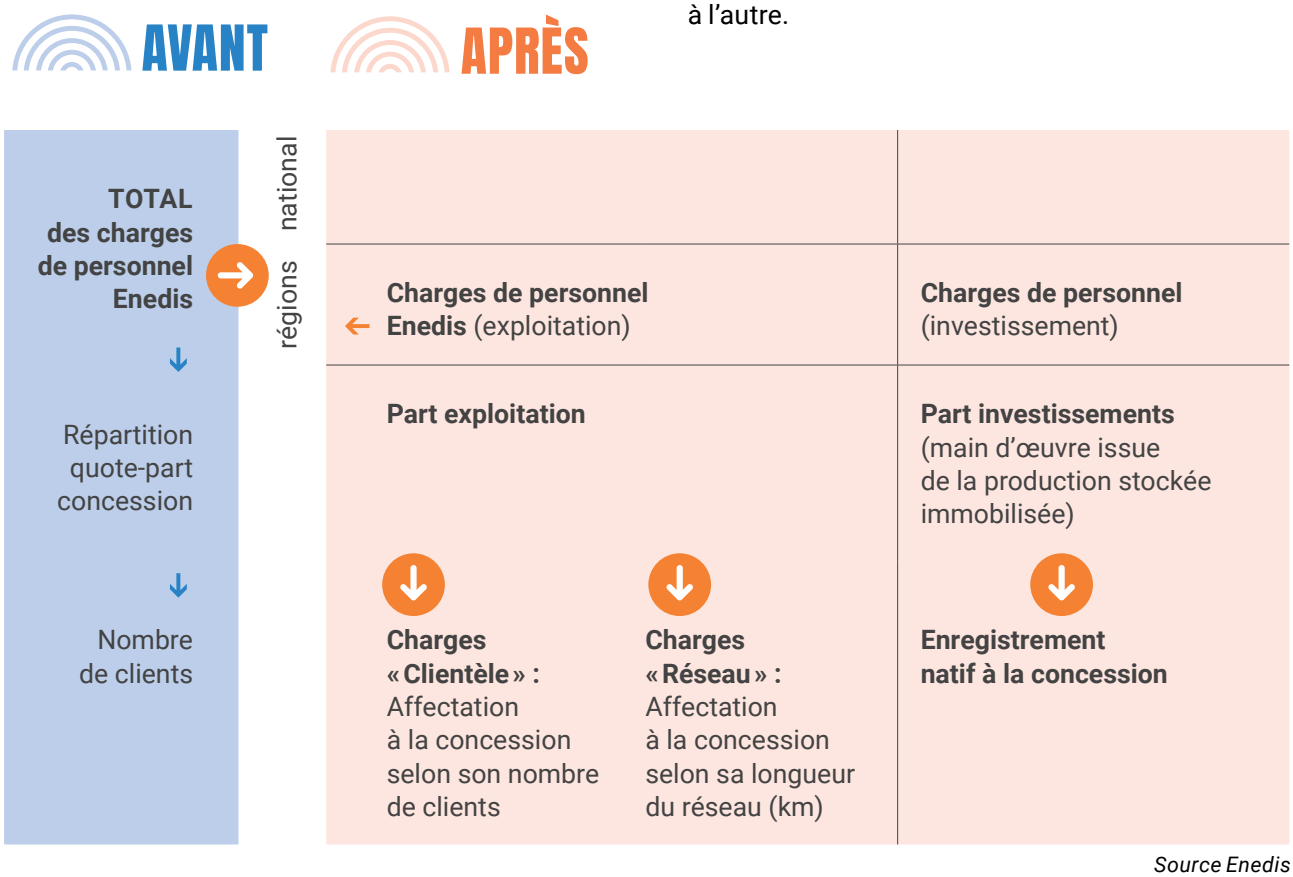
Détermination des charges de personnel sur la concession du SYDEC

Les charges de personnel sur la concession du SYDEC **au titre de l'exercice 2022** s'élèvent à **25 999 k€**.

Pour rappel, en 2010, la clé de répartition des charges de personnel avait été modifiée par rapport à celle de 2009.

Depuis 2010, cette clé de répartition n'est plus exclusivement calculée au prorata du nombre de clients mais tient compte également des longueurs de réseau et des investissements.

Ce mode de calcul est justifié par Enedis car il permet de rééquilibrer les charges des zones urbaines vers les zones rurales et d'assurer une meilleure cohérence sur les variations d'une année à l'autre.



Source Enedis

Les dotations d'exploitation

Composition des dotations d'exploitation

Ce poste regroupe l'ensemble des charges de dotations aux amortissements et aux provisions. Il s'agit :

- Des dotations aux amortissements sur immobilisations du domaine concédé, correspondant à la charge annuelle d'amortissement industriel calculée sur la valeur historique des biens, et étalée sur leur durée de vie. Elle couvre, d'une part, l'amortissement des financements du concédant et, d'autre part, celui des financements du concessionnaire;
- Des dotations aux provisions sur immobilisations du domaine concédé, correspondant à la dotation annuelle de la provision pour renouvellement,
- assises sur la différence entre la valeur de remplacement et la valeur historique des biens et constituées pour les seuls biens renouvelables avant le terme de la concession,
- Les autres dotations d'exploitation, correspondant essentiellement à l'imputation sur la concession des dotations aux provisions pour risques et charges ainsi qu'aux pensions et obligations assimilées comptabilisées au niveau national. Elles comprennent également les dotations aux amortissements sur immobilisations du domaine propre.

Ces dotations sont comptabilisées conformément aux dispositions contractuelles du cahier des charges de concession, elles portent sur :

- L'amortissement constitué sur la partie des biens financés par le concédant ;
- La provision pour renouvellement ;
- L'amortissement constitué sur la partie des biens financés par le concessionnaire.

Détermination des dotations d'exploitation sur la concession du SYDEC

Les dotations d'exploitation représentent **pour l'exercice 2022** un total de **50 193 k€** sur la concession du SYDEC, dont **36 685 k€** de dotations aux amortissements et aux provisions pour renouvellement sur les immobilisations du domaine concédé et **13 508 k€** d'autres dotations d'exploitation.

La détermination de ces dotations d'exploitation s'effectue de la façon suivante :

- Les dotations aux amortissements et aux provisions pour renouvellement sur les immobilisations du domaine concédé font l'objet d'une affectation directe à la maille de la concession, ce qui reflète effectivement les flux financiers comptabilisés sur le territoire du SYDEC ;
- En outre, il convient de rappeler ici qu'aucune dotation aux amortissements sur les ouvrages BasseTension et les postes HTA/BT situés en zone ER n'est comptabilisée au compte d'exploitation de la concession, entrainant une sous-estimation de cette charge ;
- En revanche, les autres dotations d'exploitation sont déterminées par clé de répartition (principalement au prorata du nombre de client).

À noter qu'au cours de l'exercice 2012, Enedis a affiné au niveau national les modalités de calcul de la dotation de la provision pour renouvellement, afin de mieux traduire les probabilités de renouvellement des ouvrages faisant l'objet d'une dotation d'ici à la fin du contrat de concession.

Les autres charges

Composition des autres charges

Les autres charges correspondent à d'autres charges d'exploitation courantes, de type valeur nette comptable des immobilisations mises au rebut et d'éventuelles amendes et pénalités.

Détermination des autres charges sur la concession du SYDEC

Au terme **de l'exercice 2022,** les autres charges s'élèvent à **4 217 k€** sur la concession du SYDEC. Ces autres charges sont déterminées par clé de répartition (principalement au prorata du nombre de client).

CALCUL DES ÉLÉMENTS FINANCIERS D'EXPLOITATION

Comme indiqué précédemment, la plupart des produits et charges sont enregistrés à une maille plus étendue que celle de la concession, ce qui nécessite les retraitements suivants :

- À chaque fois que c'est possible, les données comptables régionales sont complétées par des données disponibles directement à la maille de la concession ou de la commune.
- À défaut, la restitution d'éléments financiers d'exploitation à la maille de la concession impose la répartition des données connues à la maille régionale. Chaque nature comptable est alors ventilée selon la clé la plus représentative.

Les tableaux suivants présentent, pour chaque poste, la principale clé de répartition utilisée.

MODALITÉS DE RÉPARTITION RETENUES

Produits en k€	Montant affecté à la concession	Répartition à la clé
Recettes d'acheminement	122 842	**49**
Raccordements	12 708	**0**
Prestations	1 334	**2**
Autres recettes	302	**1 850**
Production stockée et immobilisée	15 888	**5 480**
Reprises sur amortissements et provisions	4 175	**5 371**
Autres produits divers	6 783	**1 085**
Charges en k€	**Montant affecté à la concession**	**Répartition à la clé**
Accès réseau amont	0	**17 301**
Achats d'énergie	0	**21 925**
Redevances de concession	2 568	**0**
Autres consommations externes	14 631	**16 751**
Contribution au CAS FACE	2 560	**0**
Autres impôts et taxes	1 353	**1 605**
Charges de personnel	5 111	**20 888**
Dotation aux amortissements DP	36 684	**0**
Dotation de la provision pour renouvellement	1	**0**
Autres dotations d'exploitation	0	**13 508**
Autres charges	1 517	**2 699**

LE RÉSULTAT D'EXPLOITATION DE LA CONCESSION

Le résultat d'exploitation « affiché » par le concessionnaire dans le CRAC correspond à la différence entre les produits et charges d'exploitation « réels » de la concession (résultat dit « constaté ») auquel est ajouté (ou soustrait) le montant de la contribution à l'équilibre (ajout dans le cas où la contribution à l'équilibre est un produit d'exploitation, soustraction dans le cas où la contribution à l'équilibre est une charge d'exploitation) et dont les mécanismes et modalités de détermination sont exposées dans les paragraphes *infra*.

Mécanismes de calcul de la contribution à l'équilibre

Au niveau de la concession, le principe de péréquation tarifaire (tarif unique) se traduit par le calcul d'un résultat intégrant une contribution à l'équilibre (sous-entendu la contribution à l'équilibre des autres concessions françaises).

Ce résultat correspond à une quote-part du résultat d'Enedis, calculée au prorata du chiffre d'affaires de la concession. C'est donc un résultat théorique « affiché » et correspond au résultat d'exploitation présenté dans le CRAC.

Il est également possible de calculer un résultat de la concession en faisant la différence entre les produits et les charges d'exploitation constatés, calculés ou affectés directement à la concession à partir des systèmes d'informations comptables.

Ce résultat correspond à un résultat d'exploitation « constaté » sur la concession.

Ainsi, la valeur de la contribution à l'équilibre calculée au titre de la concession représente la différence entre ces 2 résultats, c'est-à-dire la différence entre les charges et produits constatés, calculés ou affectés à la concession à partir des systèmes d'informations comptables et la quote-part du résultat d'exploitation d'Enedis (niveau national) calculé au prorata du chiffre d'affaires de la concession (résultat affiché « théorique »).

En d'autres termes, dans le cadre de la péréquation, la contribution à l'équilibre permet de matérialiser la somme « versée » ou « touchée » par chaque concession pour l'équilibre du système global.

Au niveau de la comptabilité nationale d'Enedis, la somme des résultats des concessions est toujours égale au résultat d'exploitation d'Enedis (résultat public figurant dans les comptes annuels d'Enedis et certifié par les commissaires aux comptes).

La valeur de la contribution à l'équilibre constitue un lien essentiel entre les concessions car il est le socle de l'unicité du tarif d'acheminent sur l'ensemble du territoire.

Schématiquement, la construction de la contribution à l'équilibre se représente de la façon suivante :

RÉSULTAT DE LA CONCESSION « CONSTATÉ »	RÉSULTAT DE LA CONCESSION AVEC CONTRIBUTION À L'ÉQUILIBRE
Produits concession – Charges concession **= Résultat concession**	Résultat Enedis x Prorata CA concession **= Résultat concession**
1	2
Affectation natives + répartition	Affectation à la concession d'une quote-part du résultat Enedis au *prorata* du chiffre d'affaires de la dite concession

La contribution à l'équilibre est égale à la différence entre 1 et 2

Source Enedis

Montant de la contribution à l'équilibre sur la concession du SYDEC

Sur la concession du SYDEC, la contribution à l'équilibre pour l'exercice 2022 permet de matérialiser la somme en l'occurrence « touchée » par la concession du SYDEC pour assurer l'équilibre du système global, même si évidemment, dans la réalité, cette contribution ne donne lieu à aucun flux de trésorerie entre les autres concessions et la concession du SYDEC.

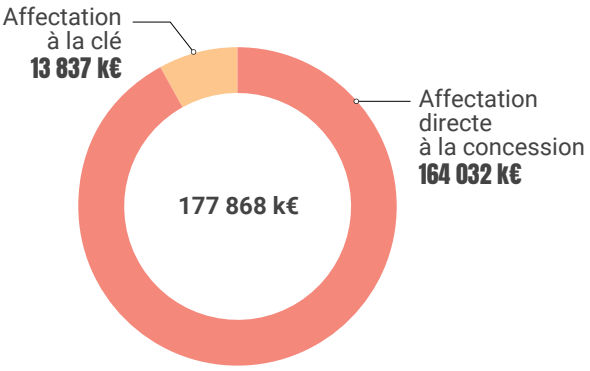
Des changements de méthodes

Des changements de méthodes de comptabilisation ou de présentation sont régulièrement opérés par Enedis :

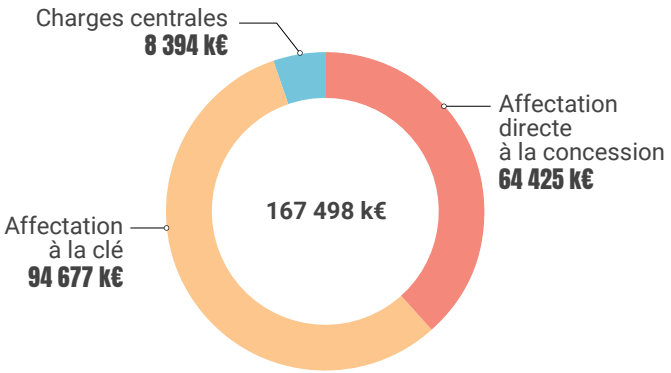
- L'allongement de la durée de vie comptable des transformateurs HTA/BT passée de 30 ans à 40 ans au cours de l'exercice 2012 (pour rappel, au cours de l'exercice 2011, la durée de vie comptable des réseaux BT torsadés est passée de 40 ans à 50 ans), impactant directement à la baisse le stock des provisions pour renouvellement mais également le flux des dotations aux provisions pour renouvellement et des dotations aux amortissements (cf. estimation de l'impact sur les comptes de la concession infra).
- À noter que la reprise d'une partie du stock de la provision pour renouvellement liée à cette modification comptable est comptabilisée en tant que « produit exceptionnel » et non en « produit d'exploitation » ;
- La modification des modalités de calcul de la dotation de la provision pour renouvellement. Prenant compte du fait que tous les ouvrages appartenant à une même catégorie ne sont pas retirés exactement à la fin de leur vie comptable (certains sont retirés plus jeunes, en raisons de déplacement d'ouvrages par exemple, d'autres au-delà de leur durée de vie comptable, dès
- lors qu'ils continuent à rendre le niveau de service attendu), il est apparu nécessaire pour le concessionnaire de mieux apprécier la probabilité de renouvellement des ouvrages d'ici la fin des contrats de concession et donc d'affiner le calcul de la dotation de la provision pour renouvellement.
- Ainsi, afin de quantifier cela, les retraits d'ouvrages de la période 2007-2010 ont été analysés par Enedis afin de déterminer une probabilité de retrait pour chaque catégorie d'ouvrage de l'inventaire, fonction de son âge. Ces probabilités ont ensuite été utilisées pour affiner le calcul de la dotation de la provision pour renouvellement, à compter de l'exercice 2011 (2), pour les principales catégories d'ouvrages localisés renouvelables (canalisations HTA souterraines hors CPI, canalisations BT souterraines et postes HTA/BT).

Cette modification comptable se traduit dans les comptes par une diminution de la dotation annuelle de la provision pour renouvellement.

RÉPARTITION DES PRODUITS D'EXPLOITATION



RÉPARTITION DES CHARGES D'EXPLOITATION



Les données financières présentées dans le compte d'exploitation, résultant d'une affectation par clé, ne reflètent pas l'activité réelle du concessionnaire sur le territoire du SYDEC.

(2) Pour rappel, cette modification comptable a été appliquée par Enedis dès l'exercice 2011. Toutefois, dans le CRAC 2011, contrairement aux éléments financiers d'exploitation présentés (flux de dotations et de reprises de PR) qui intégraient bien ce changement, le stock de provision pour renouvellement à fin 2011 n'en tenait pas compte.

LES PRINCIPES COMPTABLES

Point de vue



Frédéric Montaut

Ingénieur en chef
Chef du service Concessions
Conseil Énergies

« En 2005, Enedis et les autorités concédantes ont convenu d'un transfert du patrimoine constitué par le Réseau d'Alimentation Générale (RAG) vers le patrimoine Distribution Publique, propriété des autorités concédantes.

Certains principes comptables de gestion de la concession par le concessionnaire ont donc été modifiés.

En contrepartie du transfert du RAG dans la concession, l'article 36 de la loi du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières a supprimé, à compter du 1er janvier 2005, l'obligation financière liée au renouvellement des biens au-delà du terme normal de la concession, dite charge future pour renouvellement.

Enedis reste tenu de pratiquer un amortissement de l'ensemble des biens de la concession.

Cet amortissement est dorénavant réalisé sur la durée de vie de l'ouvrage et non plus sur la durée de vie de la concession »

Désormais, Enedis comptabilise deux charges :

- **Un amortissement industriel,** calculé sur la valeur historique des biens, et réparti sur leur durée de vie. Il couvre l'amortissement des financements de l'autorité concédante et celui des financements du concessionnaire,

  Il s'agit d'un amortissement de dépréciation qui constate l'usure des ouvrages de premier établissement et qui sont renouvelables avant la fin de la concession (amortissement du coût initial de l'investissement sur la durée économique du bien)

- **Une provision pour renouvellement :**

  L'**article 10** du cahier des charges de concession définit les obligations du concessionnaire en matière de renouvellement :

  « Ainsi, les travaux de maintenance, y compris (…) ceux de renouvellement, nécessaires au maintien du réseau en bon état de fonctionnement (…), seront financés par le concessionnaire. (…)

  En vue de pourvoir au financement des travaux de renouvellement de l'ensemble des biens concédés, (…) et devant faire l'objet d'un renouvellement avant ou après le terme normal de la concession, le concessionnaire sera tenu de pratiquer des amortissements industriels et de constituer des provisions pour renouvellement prenant en considération le coût de remplacement des immobilisations concernées. »

  La provision pour renouvellement est constituée seulement pour les biens renouvelables avant le terme de la concession.

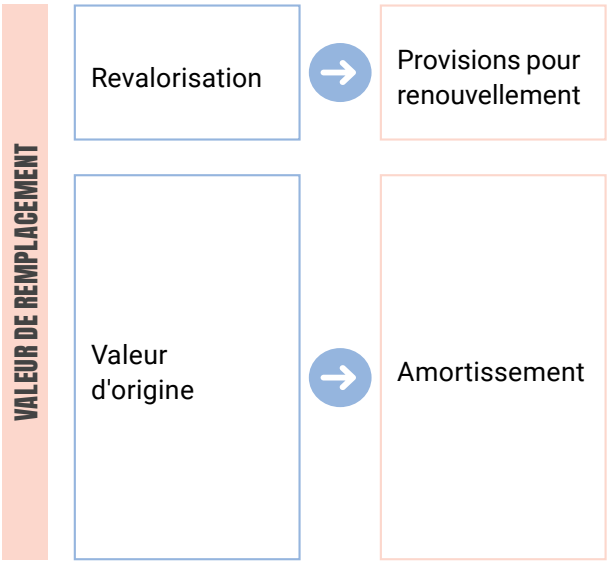
  L'article 36 de la loi du 9 août 2004 (3), qui prime sur le contrat de concession, est venue dispenser le concessionnaire de constituer des provisions pour charges futures de renouvellement à partir du 1e janvier 2005, mettant ainsi fin à une exception dans le paysage des délégations de service public. Ainsi, cette disposition législative a modifié le calcul et le périmètre sur lequel le concessionnaire doit constituer des provisions pour renouvellement.

Ainsi, l'article 36 §4 dispose : *« Nonobstant les éventuelles clauses contraires des contrats de concession, Electricité de France et les distributeurs non nationalisés mentionnés à l'article 23 de la loi no 46-628 du 8 avril 1946 précitée, concessionnaires de la distribution publique d'électricité,* ***ne sont tenus, au cours et à l'issue des contrats, vis-à-vis de l'autorité concédante, à aucune obligation financière liée aux provisions pour renouvellement des ouvrages dont l'échéance de renouvellement est postérieure au terme normal du contrat de concession en cours. »***

La provision pour renouvellement est donc :

- Basées sur la différence entre la valeur de remplacement et la valeur historique des biens et,
- **Constituées pour les seuls biens renouvelables avant le terme de la concession.**

Ainsi, la valeur de remplacement d'un bien est une notion fondamentale qui sert de base de calcul aux provisions pour renouvellement :



(3) Loi n° 2004-803 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières.

LE BILAN COMPTABLE DU CONCESSIONNAIRE (ACTIF / PASSIF)

On distingue deux types de financements d'ouvrages en concession :

- **Les financements de l'autorité concédante : le SYDEC,**
- **Les financements Enedis investis dans la concession.**

Les principes de comptabilisation sont :

- Les immobilisations concédées « Distribution Publique » sont inscrites à l'actif du bilan d'Enedis au compte 22, sans distinction de l'origine des apports (SYDEC ou Enedis),
- Les biens financés en totalité ou en partie par le concédant comportent une contrepartie au passif du bilan. Cette contrepartie est enregistrée dans
- Un sous-compte 2294x, intitulé « contrevaleur des ouvrages – droits en nature du concédant ».

Les subventions reçues par Enedis pour le financement des biens concédés sont enregistrées dans le même sous-compte, car elles constituent également une contrepartie des ouvrages inscrits à l'actif.

Immobilisation à l'actif du bilan des ouvrages en concession. Cette inscription permet de constater sur le bilan les biens entrant dans le périmètre du contrat de concession : il s'agit des biens de retour.

C'est leur valeur nette compable qui est inscrite (valeur brute - amortissements)

BILAN ENEDIS	
ACTIF	**PASSIF**
Immobilisations concédées	Droits en nature du concédant
	Droits en espèces du concédant « Dette »
	Droits en espèces du concédant « Créance »
	Provisions de renouvellement

L'enregistrement à l'actif implique une contrepartie au passif appelée « droits en nature » et permet de reconnaître la propriété juridique du concédant sur les biens de distribution publique et donc l'obligation de remettre ces biens de retour au terme du contrat.

À chaque investissement sur un ouvrage, il faut déterminer qui le finance. Il s'agit donc de tracer comptablement les origines des financements (concessionnaire ou concédant). Dette du concessionnaire vis-à-vis du concédant = Amortissement du financement du concédant.

Créance vis-à-vis du concédant = Financement du concessionnaire non encore amorti.

La PR permet de renouveler les biens de retour en fin de vie à leur valeur de remplacement.

PR = valeur de remplacement - valeur d'origine valeur d'origine.

MODALITÉS D'AMORTISSEMENT

Les techniques comptables d'amortissement et de provisions doivent tenir compte de trois éléments essentiels :

- L'origine du financement des biens.
- Le mode de prise en charge du renouvellement éventuel.
- Le devenir des biens et des provisions constituées en fin de concession.

L'origine de financement des biens

La plupart des cas de figure correspondent soit :

- À des biens entièrement financés et remis gratuitement en concession par l'autorité concédante,
- À des biens entièrement financés et mis en concession par le concessionnaire.

Mais il convient également de tenir compte des financements partiels concernant les biens pour lesquels une contribution de tiers a été perçue par le concessionnaire (participations d'usagers, subventions diverses…).

Le mode de prise en charge du renouvellement éventuel

En théorie, le concessionnaire a systématiquement la charge du renouvellement.

Mais, dans la pratique, l'autorité concédante peut procéder à des renouvellements ou épargner des renouvellements au concessionnaire, en procédant à des renforcements ou à des améliorations esthétiques d'ouvrages.

Le devenir des biens en fin de concession

Le Conseil National de la Comptabilité (CNC) distingue trois cas de figure, selon l'origine du financement et le devenir des biens au terme du contrat de concession :

a. Les biens de retour financés par le concédant, ils lui reviennent automatiquement et gratuitement en fin de concession,

b. Les biens de remise : financés par le concessionnaire, ils doivent être remis gratuitement au concédant en fin de concession,

c. Les biens de reprise : financés par le concessionnaire, ils sont transférés au concédant en fin de concession contre paiement d'une indemnité. Cette démarche pourra être, suivant la nature des biens, soit contractuellement imposée, soit laissée à la convenance du concédant, soit subordonnée à un accord entre les deux parties.

Sur ce point, il faut préciser que dans le cadre du service public figurent des biens de remise, de retour mais également des biens de reprise. Ces derniers nécessiteront un rachat de la part de l'autorité concédante.

Parmi les biens de reprise figurent par exemple :

- Les locaux : centres, agences et points d'accueil,
- Le fichier « technique » (base de données GDO) et l'application informatique de calcul des chutes de tension,
- Le fichier « clients » ainsi que les applications informatiques de gestion de la clientèle (QE, CLIO, CLARA…).

Néanmoins, en ce qui concerne les fichiers et applications informatiques, la qualification de biens de reprise mériterait une réflexion spécifique, car ces biens pourraient être considérés comme financés par les usagers du service public.

Ainsi, la gestion du patrimoine par le concessionnaire est synthétisée selon le schéma ci-dessous :

	Amortissement industriel		Provision de renouvellement
	Financement Enedis	Financement concédant	
Biens non renouvelables	oui	non	non
Biens renouvelables - non ER			
Renouvelables avant la fin de la concession	oui amortissement sur la durée de vie de l'ouvrage	oui amortissement sur la durée de vie de l'ouvrage	oui à hauteur de 100 % de l'écart de la valorisation (valeur de remplacement - valeur d'origine)
Renouvelables après la fin de la concession	-	-	non
Biens renouvelables relevant du régime ER			
Renouvelables avant la fin de la concession	oui amortissement sur la durée de vie de l'ouvrage	non	oui PR réalisée au niveau national, à la hauteur de 20 % de l'écart de la valorisation (valeur de remplacement - valeur d'origine)
Renouvelables après la fin de la concession	-	-	non

S'agissant des biens ER financés par le SYDEC, aucun amortissement n'est réalisé, ni par le concessionnaire, ni par le concédant.

Enedis amortit donc ses financements quelle que soit la nature des ouvrages mais il n'amortit que partiellement les financements « concédant » (exception des réseaux BT et postes HTA/BT situés en zone ER). Cela conduit donc à avoir des ouvrages pour lesquels aucun amortissement n'est constitué et, incidemment, à réduire la dette du concessionnaire vis-à-vis de l'autorité organisatrice. En revanche, la valeur nette de ces ouvrages est dépréciée dans l'inventaire. **Enedis ne respecte donc pas le cahier des charges de concession (article 10).**

Toutefois, selon le concessionnaire, il ne constitue pas d'amortissement sur ces ouvrages dans la mesure où il a constaté que les renouvellements des ouvrages situés en zone rurale n'étaient réalisés qu'à hauteur de 20 % par lui-même, ce qui d'un point de vue fiscal pourrait lui être préjudiciable.

Mais ce choix d'Enedis appelle plusieurs remarques :

- Afin de justifier l'absence de PR, Enedis se fonde sur l'argument selon lequel il n'amortit pas des biens qu'il n'a pas à renouveler… pourtant il constitue une PR au niveau national.
- En matière de financement des concessions, on rappelle que le critère de bien renouvelable avant/après la fin de la concession est celui utilisé pour déterminer la nécessité de constituer ou non des dotations aux amortissements.
- L'autorité concédante pourrait être « lésée » compte tenu du montant de la provision qui aurait dû, en vertu du cahier des charges, être constitué.
- Ni le concessionnaire, ni le syndicat ne constituent de réserves en vue du renouvellement des biens ER. La question de la capacité financière à prendre charge le renouvellement de ces biens se posera donc.

Pour ce qui concerne la fin du contrat de concession, le cahier des charges prévoit les modalités de renouvellement ou de rupture anticipée du contrat **(article 49)** :

- Les parties doivent se réunir au moins un an avant l'échéance du contrat afin d'envisager les conditions ultérieures d'exploitation du service.
- **Pour l'échéance du contrat, deux cas de figure sont prévus :**
- Renouvellement de la concession **(article 49a)**

  - L'éventualité d'un renouvellement de la concession avec un autre concessionnaire n'est pas explicitement évoquée.
- Absence de renouvellement de la concession **article 49b)**

  - Conditions restrictives : le non renouvellement peut avoir lieu si le maintien du service ne présente plus d'intérêt et ce, dans 2 cas :

  > Soit par suite de circonstances économiques ou techniques de caractère permanent (changement de la réglementation) ;

  > Soit parce que l'autorité concédante juge préférable d'organiser un service nouveau compte tenu des progrès de la science.

  - En cas de non renouvellement de la concession, l'autorité concédante doit en informer son concessionnaire au moins un an avant la fin du contrat.
- **Par ailleurs, la résiliation anticipée est possible après la 10e année du contrat et sous réserve d'un préavis de 4 ans.**

  - Il s'agit d'un rachat de la concession, qui est possible sans justification auprès du concessionnaire dans les conditions décrites au contrat.

  - Compte tenu de la durée résiduelle du contrat et du préavis de 4 ans à respecter, la résiliation anticipée est envisageable jusque fin 2018 et ne sera plus possible à partir de janvier 2019.

  - L'indemnité du concessionnaire est alors calculée sur la base de la valeur non amortie des ouvrages, réévaluée par référence au taux moyen des financements long terme du concessionnaire, complétée des amortissements industriels.

  - Le solde excédentaire des provisions de renouvellement est remis à l'autorité concédante.

  - La valeur des biens de reprise est déterminée à dire d'experts (valeur économique).
- **Dans tous les cas de figure, le solde de la provision de renouvellement est remis au concédant :**

  - Qui a l'obligation de l'affecter à des travaux sur le réseau concédé

  - Le solde est défini comme étant « l'excédent éventuel des provisions constituées par le concessionnaire pour le renouvellement ultérieur des ouvrages concédés par rapport aux sommes nécessaires à ces opérations ».

LA PROVISION

La provision pour renouvellement est constituée seulement pour les biens renouvelables avant le terme de la concession.

L'article 36 de la loi du 9 août 2004 (4), qui prime sur le contrat de concession, est venue dispenser le concessionnaire de constituer des provisions pour charges futures de renouvellement à partir du 1er janvier 2005, mettant ainsi fin à une exception dans le paysage des délégations de service public. Ainsi, cette disposition législative a modifié le calcul et le périmètre sur lequel le concessionnaire doit constituer des provisions pour renouvellement.

Ainsi, l'article 36 §4 dispose : *« Nonobstant les éventuelles clauses contraires des contrats de concession, Electricité de France et les distributeurs non nationalisés mentionnés à l'article 23 de la loi no 46-628 du 8 avril 1946 précitée, concessionnaires de la distribution publique d'électricité,* ***ne sont tenus, au cours et à l'issue des contrats, vis-à-vis de l'autorité concédante, à aucune obligation financière liée aux provisions pour renouvellement des ouvrages dont l'échéance de renouvellement est postérieure au terme normal du contrat de concession en cours. »***

La provision pour renouvellement complète l'amortissement industriel et elles sont assises sur la différence entre l'amortissement de la valeur de remplacement et l'amortissement de la valeur brute des biens, pour les seuls biens renouvelables avant le terme de la concession. Le calcul se base sur la période correspondant à la durée théorique d'utilisation du bien.

(4) Loi n° 2004-803 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières.

La provision pour renouvellement n'a pas pour but de financer entièrement le renouvellement d'un ouvrage, mais de couvrir la différence entre la valeur d'origine du bien et son coût futur de remplacement à l'identique.

La provision ne peut être utilisée que pour renouveler l'ouvrage pour lequel elle a été constituée, ou bien peut être reprise au résultat du concessionnaire si elle devient sans objet (dépose de l'ouvrage sans remplacement par exemple).

La provision est disponible tant que l'ouvrage fait partie des immobilisations. **Si le concessionnaire renouvelle l'ouvrage, La provision est utilisée. Si le concessionnaire ne renouvelle pas l'ouvrage (abandon) ou si la dépense du renouvellement est inférieure à la valeur de remplacement servant de base de calcul, La provision est reprise au résultat.**

La dotation annuelle de la provision vient diminuer le résultat et constitue une dette potentielle au passif de la concession.

LE SOLDE DE FIN DE CONCESSION

En cas de non renouvellement ou de rachat anticipé, le sort des droits du concédant au terme de la concession est le suivant :

- **Dette du concédant envers le concessionnaire :**
  - Valeur nette comptable de l'ensemble des biens en concession, quel que soit leur mode de financement, cette contre-valeur traduit l'obligation de remettre les biens au concédant en fin de concession (en cas de non renouvellement de la concession).
  - Cf. **article 49b** du cahier des charges : « Le concessionnaire recevra de l'autorité concédante une indemnité égale à la **valeur non amortie réévaluée des ouvrages faisant partie de la concession dans la proportion de sa participation à leur établissement.**
  - L'indemnisation éventuellement perçue par le concessionnaire correspond logiquement à son financement non amorti

- **Dette du concessionnaire envers le concédant :**
  - Cf. **article 49b** du cahier des charges : « Le concessionnaire reversera à l'autorité concédante le **solde des provisions constituées pour le renouvellement ultérieur desdits ouvrages [faisant partie de la concession], complété des amortissements industriels constitués dans la proportion de la participation du concédant ».**

Les échanges financiers de la fin de concession se résument ainsi :

	Article 49 - cas A Renouvellement de la concession	Excédent des provisions remis à l'Autorité concédante par le Concessionnaire
Echéance normale de la concession	Article 49 - cas B alinéa 1 Non renouvellement de la concession	Versement de l'Autorité au Concessionnaire : - Indemnité égale à la valeur non amortie réévaluée des ouvrages dans la proportion de sa participation au financement (créance vis-à-vis du Concédant)
Echéance anticipée de la concession	Article 49 - cas B alinéa 2 Rachat de la concession	Versement du Concessionnaire à l'Autorité Concédante : - Amortissemnts industriels constitués dans la proportion de la participation du Concédant au financement des ouvrages (dette vis-à-vis du Concédant) - Excédent des provisions

En fin de concession, la somme des différents flux représente un « ticket de sortie » qui peut être positif ou négatif.

Les modalités de règlement financier de la fin du contrat appellent plusieurs remarques :

- D'une part, s'agissant du reversement de l'excédent de provisions
- D'autre part, s'agissant des droits en espèces du concédant.

La suppression de l'obligation financière liée au renouvellement des biens au-delà du terme de la concession en application de l'**article 36 de la loi du 9 août 2004** conduit à revoir la définition de la provision pour renouvellement.

En effet, en vertu des contrats de concession, Enedis reste tenu de pratiquer un amortissement du financement du concédant, lequel était compris dans la provision pour renouvellement jusqu'au 31 décembre 2004 ; cette dernière était alors définie comme la différence entre l'amortissement de la valeur de remplacement et l'amortissement du financement du concessionnaire (amortissement de caducité sur la durée résiduelle du contrat de concession).

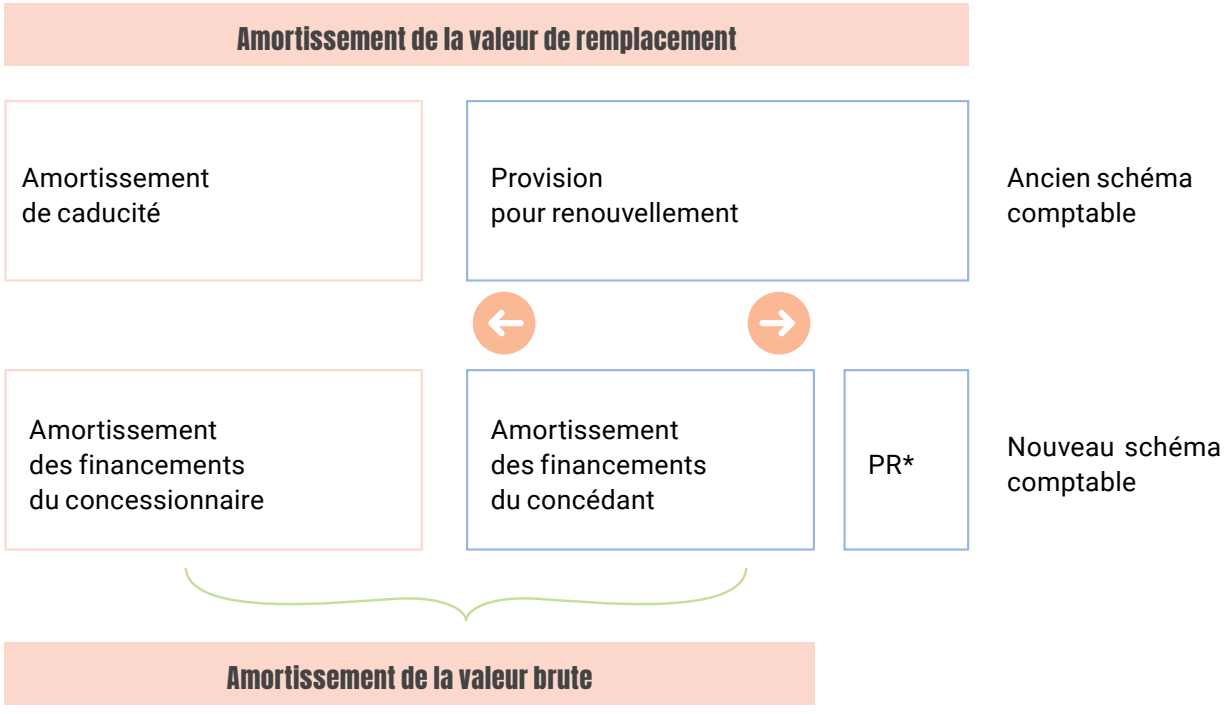
L'obligation de financement du renouvellement à hauteur de la valeur de remplacement est assurée par :

- L'amortissement des financements du concédant et du concessionnaire sur la durée de vie des ouvrages,
- Une provision pour renouvellement, assise sur la différence entre la valeur de remplacement et la valeur brute « amortissable » et constituée sur la durée de vie des ouvrages.

Lors du renouvellement, la provision pour renouvellement et l'amortissement du financement du concédant sont considérés comme financement du concédant sur le nouveau bien.

La provision ainsi constituée et non utilisée sera remise, en fin de concession, à l'autorité concédante.

Ces dispositions peuvent être résumées par le schéma ci-dessous.



** PR = provisions pour renouvellement*

LE PATRIMOINE CONCÉDÉ EN CHIFFRES

Point de vue



Benoit Estrade

Technicien supérieur
Service Concessions
Conseil Énergies

Pouvez-vous décrire les éléments patrimoniaux ?

« Le patrimoine des collectivités locales est concrètement constitué des lignes de réseau, moyenne tension, BT, aériennes, souterraines, des postes de transformations, des compteurs… mais tout ceci se traduit également en chiffres, car ces biens ont une valeur qu'il est important de pouvoir chiffrer. »

L'IMAGE FINANCIÈRE DU PATRIMOINE

Principes généraux

La valeur brute des ouvrages est leur valeur historique d'achat. Ces biens sont ensuite amortis en comptabilité. Les amortissements permettent de s'assurer que la capacité d'autofinancement est suffisante pour remplacer le bien à l'identique ; ils reflètent également le vieillissement des ouvrages.

Schématiquement, chaque année les ouvrages s'usent et se rapprochent de la fin de leur vie, une dotation aux amortissements est donc soustraite à leur valeur d'origine, afin de coller à la réalité et d'obtenir ce qu'on appelle la valeur nette comptable de l'ouvrage.

Le taux d'amortissement est le rapport de l'amortissement d'un ouvrage (la somme de toutes les dotations aux amortissements depuis qu'il a été mis en service) sur sa valeur brute. Ainsi, plus le taux d'amortissement d'un ouvrage est élevé, plus celui-ci est proche de sa fin de vie. Si on multiplie le taux d'amortissement par la durée de vie de l'ouvrage, on obtient son âge.

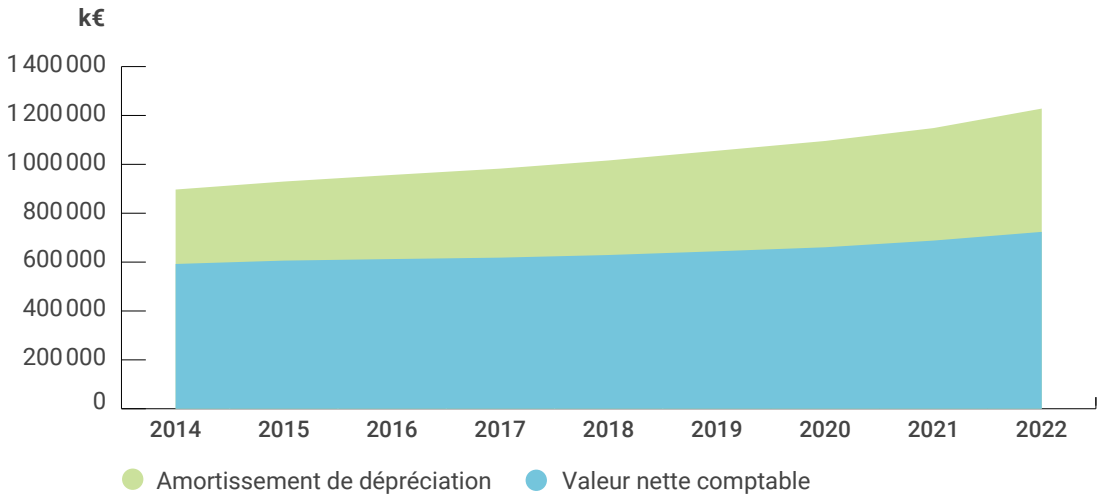
Il est important de saisir ce que cet âge a de théorique. La durée de vie réelle d'un bien ne correspond pas systématiquement à sa durée de vie théorique.

Un transformateur, par exemple, est supposé avoir une durée de vie de 10 ans. Toutefois, si ce transformateur est obsolète après 9 ans de service, il sera remplacé. De même, s'il peut servir plus longtemps, il ne sera pas tout de suite déposé. Or lorsqu'on arrive à la fin de vie théorique d'un ouvrage, il est entièrement amorti. L'âge comptable maximum d'un ouvrage est donc sa durée de vie théorique, il ne sera pas amorti au-delà de cette limite et ne « vieillira » donc plus.

On peut de même calculer l'âge moyen du patrimoine, en multipliant le taux d'amortissement global par une durée de vie moyenne théorique de 35 ans. L'âge comptable ainsi calculé n'est donc qu'indicatif et doit être distingué de l'âge réel du patrimoine. Il se trouve par ailleurs légèrement biaisé par le fait que l'on se base sur des valeurs historiques : les investissements les plus récents ont un poids plus important que les plus anciens. Il donne cependant une information qui n'est pas à négliger dans une approche pluriannuelle.

La valorisation des ouvrages de la concession

ÉVOLUTION DE LA VALEUR GLOBALE DES OUVRAGES



Le taux d'amortissement du réseau de la concession affiche une augmentation tendancielle depuis 2014, malgré les lourds investissements post tempête 2009.

Totalité des ouvrages en k€	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Valeur brute	982 523	1 015 935	1 055 611	1 095 642	1 148 337	**1 228 111**
Amortissement de dépréciation	364 241	386 953	411 339	434 977	460 309	**504 437**
Valeur nette comptable	618 283	628 982	644 271	660 666	688 028	**723 674**
Taux d'amortissement	37 %	38 %	39 %	40 %	40 %	**41 %**

Distinction entre les ouvrages localisés et non localisés

Le patrimoine concédé se compose de différentes catégories d'ouvrages localisés et non localisés, qui sont exclusivement des immobilisations corporelles, pour des raisons de gestion interne du concessionnaire :

- Les ouvrages **localisés,** comprenant principalement les réseaux HTA, les réseaux BT et les postes HTA/BT, **les transformateurs à partir de 2015, les compteurs et une partie des branchements à partir de 2018** identifiés et valorisés au niveau de chaque commune, **tous les branchements à partir de 2022.**
- Les ouvrages **non localisés,** comprenant les appareils de comptages gérés globalement au niveau des régions du distributeur ou des unités réseau desservant la concession, **sans identifiant géographique ni suivi quantitatif.** Ils sont affectés selon une clé de répartition représentative de la concession dans la maille de gestion du concessionnaire.

La convention de concession et l'article 2 du cahier des charges de concession définissent les périmètres géographiques, c'est-à-dire le territoire sur lequel le service public est concédé, et le périmètre d'exploitation, c'est-à-dire les limites techniques des ouvrages nécessaires à la gestion du service public.

En outre, conformément à l'article L.2224-31 du Code général des collectivités territoriales, les ouvrages concédés comprennent l'ensemble des installations affectées à la distribution publique de l'énergie électrique existant au moment de la signature du contrat, ainsi que toutes celles de tension strictement inférieure à 50 kV et les ouvrages de tension supérieure, existant à la date de publication de la loi n 2004-803 du 9 août 2004, non exploités par le gestionnaire du réseau public de transport [5]. En outre, les branchements et colonnes montantes font partie du domaine concédé et le décret du 28 août 2007 en a défini leur constitution.

Toutefois, pour les colonnes montantes, deux régimes de propriété sont prévus par le cahier des charges de concession :

- Le concessionnaire pour les plus récentes [6] ;
- Les propriétaires d'immeuble dans certains cas de figure [7].

Certaines colonnes, les plus anciennes, appartiennent aux propriétaires des immeubles et ne font pas partie des ouvrages concédés ; d'autres, plus récentes (mises en service après la signature du contrat de concession) ou remises au concessionnaire avant la signature du cahier des charges, font partie intégrante de la concession. Dans ce dernier cas, elles sont entretenues et renouvelées aux frais du concessionnaire.

À noter également qu'un inventaire des biens de reprise (biens matériels et immatériels affectés par le délégataire à l'exploitation du service qui pourront être rachetés en fin de contrat, notamment les postes sources, les bases de données technique clientèle, cartographique, etc.), précisant leurs caractéristiques, quantités et valeurs, pourrait être demandé au concessionnaire dans le cadre du contrôle de concession puisque dans le cadre d'autres délégations de service public, le délégataire est tenu d'informer la collectivité délégante sur la valeur et le volume de ces ouvrages.

(5) Le décret n° 2005-172 du 22 février 2005 définit la limite entre les ouvrages publics de distribution et le réseau public de transport.

(6) Article 2 « Les ouvrages concédés comprennent l'ensemble des installations affectées à la distribution publique de l'énergie électrique existant au moment de la signature du présent contrat, dans le périmètre de la concession, ainsi que toutes celles de tension strictement inférieure à 63.000 volts qui seront établies par le concessionnaire avec l'accord de l'autorité concédante ou par l'autorité concédante avec l'accord du concessionnaire. Ils comprennent aussi les branchements visés à l'article 15 du présent cahier des charges. »

(7) Article 15 : « La partie des branchements antérieurement dénommés branchements intérieurs, et notamment les colonnes montantes déjà existantes, qui appartient au(x) propriétaire(s) de l'immeuble continuera à être entretenue et renouvelée par ce(s) dernier(s), à moins qu'il(s) ne fasse(nt) abandon de ses (leurs) droits sur lesdites canalisations au concessionnaire qui devra alors en assurer la maintenance et le renouvellement. »

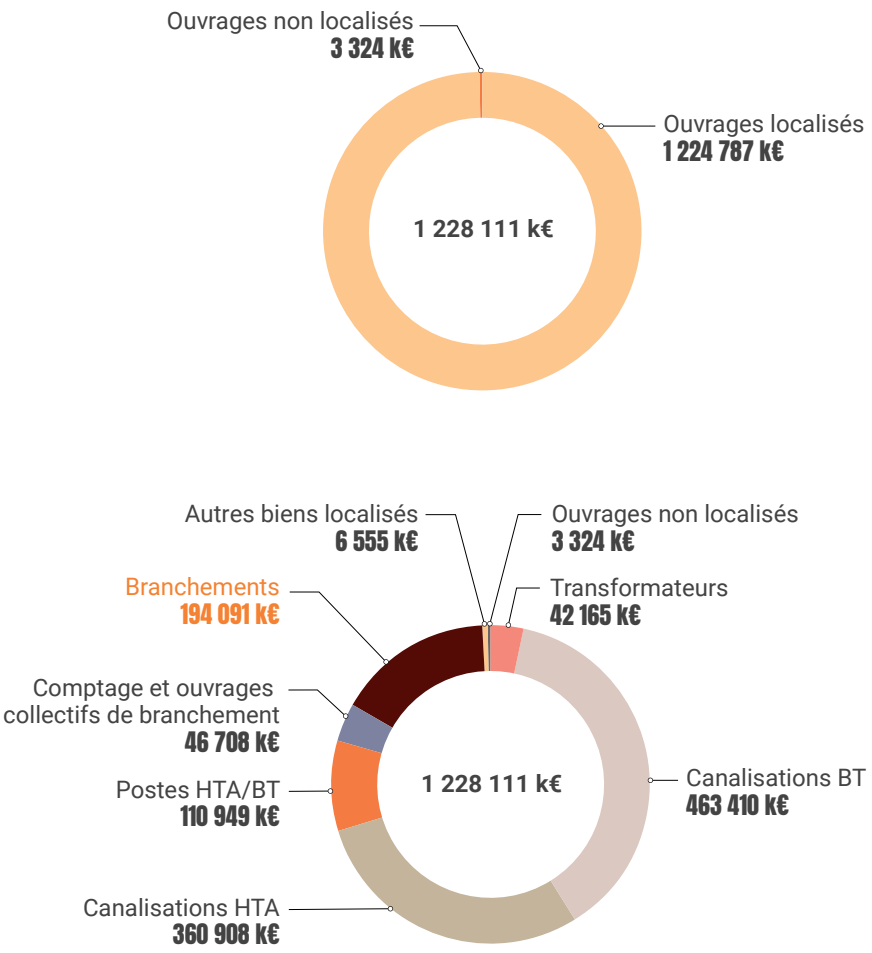
Principes

À fin 2022, le patrimoine de la concession était valorisé à près de **1 228 M€ :** les réseaux HTA et BT représentent à eux seuls **67 %** des ouvrages concédés.

À noter que les transformateurs HTA/BT étaient jusqu'à fin 2014 comptabilisés par le concessionnaire en tant qu'ouvrages non-localisés. Ils représentaient alors 3 % du patrimoine concédé (3 % à fin 2022). À partir de 2015, les transformateurs HTA/BT sont passés en ouvrages localisés.

En outre, **depuis 2018, des compteurs Linky sont immobilisés comptablement par Enedis, à hauteur de 21 924 k€ à fin 2022.**

DÉCOMPOSITION DE LA VALEUR BRUTE

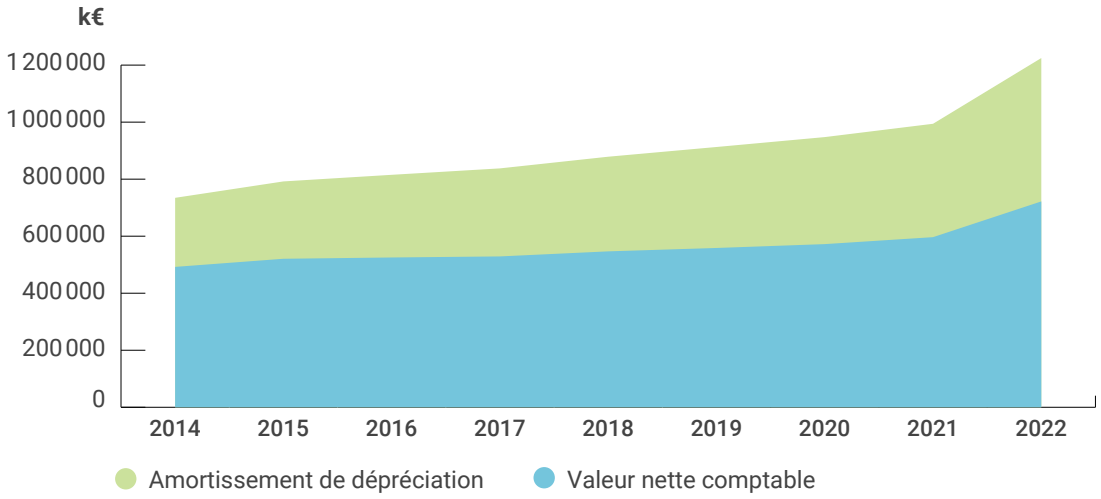


*La part des ouvrages non localisés représente **0,3 %** de la valeur totale des ouvrages :*

En 2022, les branchements sont passés en ouvrages localisés.

En 2021, ils appartenaient aux ouvrages non localisés et représentaient 12 % de la valeur totale des ouvrages. La part des ouvrages non localisés représentait 13 % de la valeur totale des ouvrages.

ÉVOLUTION DES OUVRAGES LOCALISÉS



Ouvrages localisés en k€	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Valeur brute	837 783	878 728	912 796	947 533	994 225	**1 224 787**
Amortissement de dépréciation	308 752	331 942	354 113	375 315	397 637	**502 847**
Valeur nette comptable	529 031	546 786	558 683	572 218	596 588	**721 940**

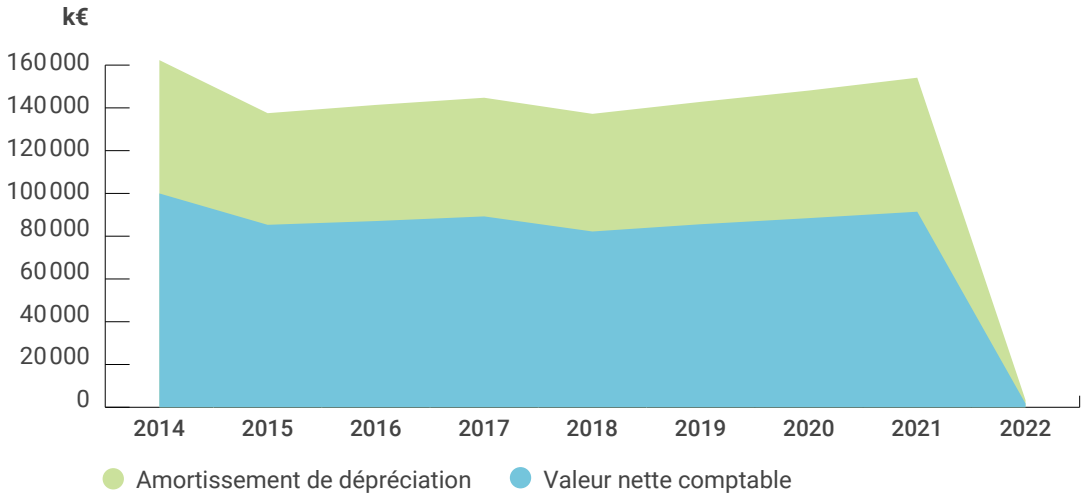
FOCUS 2022

Valeur brute : 1 224 787 k€

Valeur nette : 721 940 k€

*Les ouvrages localisés ont un taux d'amortissement de **41 %** et un âge moyen de **14,4 ans** en augmentation à ceux de l'année précédente, soit un vieillissement des ouvrages localisés. En effet, la valeur brute des ouvrages localisés a progressé de **23 %** (investissements réalisés sur le **patrimoine en 2022**), alors que l'amortissement a augmenté de **26 %**.*

ÉVOLUTION DES OUVRAGES NON LOCALISÉS



Ouvrages non localisés en k€	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Valeur brute	144 740	137 206	142 815	148 110	154 112	**3 324**
Amortissement de dépréciation	55 489	55 010	57 226	59 662	62 671	**1 590**
Valeur nette comptable	89 251	82 196	85 588	88 448	91 440	**1 734**

SYNTHÈSE SITUATION 2022 OUVRAGES LOCALISÉS / NON LOCALISÉS

En 2022, les travaux d'individualisation et de localisation sur les branchements constitués des liaisons réseau, dérivations individuelles et disjoncteurs se sont achevés, avec un reliquat de quelque 50 000 disjoncteurs restant à traiter.
Sont ainsi désormais distingués en ouvrages localisés les catégories suivantes :

- Les branchements aériens constitués des liaisons réseau aériennes et de leurs dérivations individuelles ;
- Les liaisons réseau aéro-souterraines et souterraines ;
- Les dérivations individuelles des liaisons réseau aéro-souterraines et souterraines ;
- Les disjoncteurs.

En 2022, les branchements, dont la valeur brute comptable est de 194 091 k€, sont donc dorénavant comptabilisés en ouvrages localisés.
La valeur brute comptable des ouvrages localisés passe de 994 225 k€ en 2021 à 1 224 787 k€ en 2022.
Le passage des branchements dans **les ouvrages localisés** occasionne une nette diminution de la valeur brute comptable **des ouvrages non localisés.** Elle passe de 154 112 k€ en 2021 à 3 324 k€ en 2022.

FOCUS 2022

Valeur brute : 3 324 k€

Valeur nette : 1 734 k€

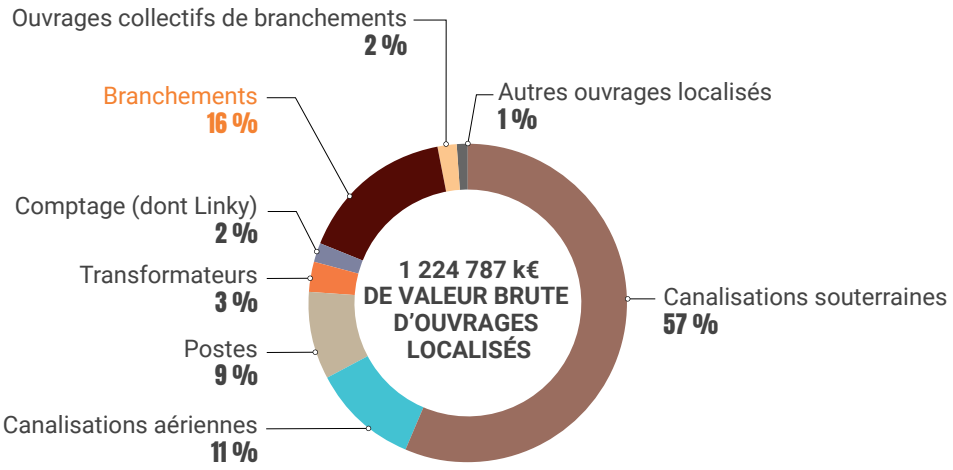
*Les ouvrages non localisés ont un taux d'amortissement de **47,8 %** (contre **40,7 %** en l'année précédente) et un âge moyen de **16,7 ans** (contre **14,2** en l'année précédente).*

*Les ouvrages non localisés vieillissent car la valeur brute des ouvrages non localisés diminué de **98 %** (passage des branchements dans les ouvrages localisés **en 2022**), alors que l'amortissement a diminué de **97 %**.*

Répartition de la valeur brute par type d'ouvrage

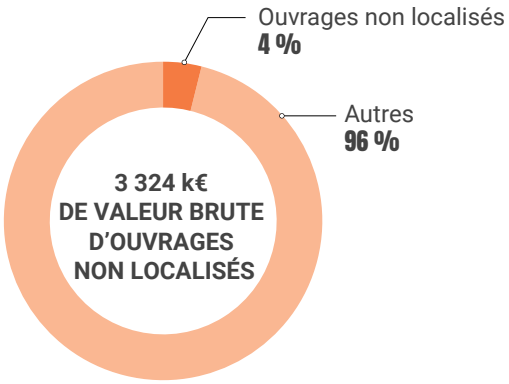
Les deux graphiques suivants donnent une idée générale de la répartition des différents types d'ouvrages :

RÉPARTITION DE LA VALEUR BRUTE DES OUVRAGES LOCALISÉS



Répartition de la valeur brute des ouvrages localisés	2021	2022
Canalisations souterraines	67 %	**57 %**
Canalisations aériennes	13 %	**11 %**
Postes	11 %	**9 %**
Transformateurs	4 %	**3 %**
Comptage (dont LINKY)	2 %	**2 %**
Branchements	-	16 %
Ouvrages collectifs de branchement	2 %	**2 %**
Autres ouvrages localisés	1 %	**1 %**

RÉPARTITION DE LA VALEUR BRUTE DES OUVRAGES NON LOCALISÉS



Répartition de la valeur brute des ouvrages non localisés	2021	2022
Ouvrages de branchement non localisés	89 %	-
Comptages*	9 %	**4 %**
Autres	2 %	**96 %**

** : Biens de reprise*

RÉPARTITION DE LA VALEUR BRUTE PAR TYPE D'OUVRAGE CONCÉDÉ

En k€	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Canalisations souterraines	569 919	589 691	613 452	636 714	670 410	**693 526**
Canalisations aériennes	127 752	129 246	128 967	128 651	129 675	**130 793**
Postes	85 263	96 548	99 818	103 077	107 445	**110 949**
Transformateurs	36 771	37 747	38 678	39 416	40 570	**42 165**
Comptage (dont Linky)	-	6 517	10 525	15 995	21 868	**27 620**
Branchements	-	-	-	-	-	**194 091**
Ouvrages collectifs de branchement	-	13 116	14 961	17 833	17 877	**19 088**
Autres ouvrages localisés	18 078	5 863	6 396	5 847	6 380	**6 555**
TOTAL OUVRAGES LOCALISÉS	**837 783**	**878 728**	**912 796**	**947 533**	**994 225**	**1 224 787**
Ouvrages de branchement non localisés	122 110	116 879	123 448	129 726	136 448	**-**
Comptages	21 192	18 623	17 022	15 533	14 485	**148**
Autres	1 438	1 704	2 345	2 851	3 179	**3 176**
TOTAL OUVRAGES NON LOCALISÉS	**144 740**	**137 206**	**142 815**	**148 110**	**154 112**	**3 324**
TOTAL	**982 523**	**1 015 935**	**1 055 611**	**1 095 642**	**1 148 337**	**1 228 111**

Une tendance se dégage clairement : depuis 2009 seul le réseau souterrain progresse significativement, au détriment de l'aérien, ce qui va dans le sens d'une fiabilisation du réseau, en particulier dans une région aussi boisée et sujette aux vents violents que les Landes.

Valorisation des ouvrages mis en concession

La valorisation des ouvrages mis à l'inventaire dépend de la répartition de la maîtrise d'ouvrage et des apports financiers des contributeurs. Le tableau suivant présente les principes de valorisation des ouvrages dans l'inventaire :

	Maîtrise d'ouvrage Enedis	Maîtrise d'ouvrage externe
Valeur brute	CAPEX bruts + remises d'ouvrages partielles	Remise d'ouvrage totale
Financement Enedis	CAPEX bruts − participations (DO, racc producteur)	CAPEX bruts (Contribution Article 8, PCT)
Financement Concédant	Participations + remise d'ouvrage partielle	Remise d'ouvrage totale - CAPEX bruts

Source : Enedis

Lorsque Enedis finance des travaux sous sa maîtrise d'ouvrage ou participe à des travaux réalisés par le syndicat, le montant est valorisé à ses dépenses réelles [8]. En revanche, lorsque le syndicat ou un tiers réalise une partie des ouvrages, toujours dans le cas d'un chantier sous MOA Enedis, et les remet gratuitement au concessionnaire (par exemple une remise de tranchée pour des travaux d'Enedis), leur montant est valorisé avec l'outil de valorisation des remises gratuites (VRG).

(8) CAPEX brut correspond aux dépenses de capital, c'est-à-dire les investissements

Lors des travaux de raccordements réalisés par Enedis, les apports financiers des tiers (extension et branchement) ne sont pas immobilisés comme du financement externe lorsqu'ils correspondent à des « contributions ».

Ces contributions reçues sont en effets enregistrées en chiffre d'affaires (pas d'immobilisation des contributions reçues en tant que financement externe). Elles sont considérées comme des recettes et apparaissent ainsi dans le compte d'exploitation dans la partie « Produits d'exploitation ». Lorsque les apports financiers des tiers correspondent à des « participations » (facturation hors barème SRU, modification de la solution de branchement), le montant des apports externes est immobilisé en déduction des dépenses du concessionnaire en tant que financement externe.

Les apports Enedis nets correspondent aux ouvrages construits sous maîtrise d'ouvrage du concessionnaire mis en concession dans l'année, ainsi qu'aux contributions financières directes d'Enedis dans le cas d'ouvrages réalisés sous maîtrise d'ouvrage du concédant (notamment la contribution d'Enedis au titre de l'**article 8** et de la PCT), déduction faite le cas échéant des contributions financières externes.

Les apports externes nets (collectivités et tiers) correspondent aux ouvrages apportés par le concédant ou les tiers et mis en concession dans l'année, ainsi qu'aux contributions financières externes dans le cas d'ouvrages réalisés par le concessionnaire (par exemple, lors de déplacements d'ouvrages), déduction faite le cas échéant des contributions financières directes d'Enedis.

Amortissement et dépréciation des ouvrages

La valeur nette comptable des ouvrages correspond à leur valeur brute diminuée des amortissements cumulés et des dépréciations. Selon le Plan comptable général (article 322), *« l'amortissement d'un actif est la répartition systématique de son montant amortissable en fonction de son utilisation. »*

Selon les principes du Plan comptable général (article 393) :

- Pour les ouvrages que le concessionnaire n'a pas financés, il n'est tenu de les amortir (c'est-à-dire passer une dotation d'amortissement en charge) que lorsqu'il existe une obligation contractuelle d'amortir pour le compte du concédant. La constitution d'amortissements sur les ouvrages financés par le concédant crée ainsi une dette du

concessionnaire vis-à-vis du concédant, dont la traduction comptable est la constatation de droits du concédant exigibles en espèce (compte 170)

- Lorsqu'il n'existe pas d'obligation d'amortir pour le compte du concédant précisé dans le contrat, la valeur nette des ouvrages doit être dépréciée, mais sans générer de dotations aux amortissements inscrites dans les charges du concessionnaire.

En application de l'**article 10** du cahier des charges de concession, le concessionnaire est, dès lors, tenu d'amortir les ouvrages qu'il a financés et les ouvrages qui ont été financés par la collectivité. Toutefois, malgré l'obligation d'amortir les ouvrages financés par le concédant, le concessionnaire n'amortit pas la totalité des ouvrages mis en concession par l'autorité organisatrice. Le tableau suivant récapitule la manière d'amortir d'Enedis.

Charges par type de bien	Amortissement industriel financement Enedis	Amortissement industriel financement concédant
Biens non renouvelables par nature (immeubles, véhicules…)	OUI	NON
Biens renouvelables non ER*	OUI sur durée vie ouvrage	OUI sur durée vie ouvrage
Certains biens renouvelables ER*	OUI sur durée vie ouvrage	NON

**Biens ER = postes HTA / BT et canalisations BT situés dans les communes relevant du régime d'électrification rurale.*

Enedis amortit donc ses financements quelle que soit la nature des ouvrages mais il n'amortit que partiellement les financements « concédant » (exception des réseaux BT et postes HTA/BT situés en zone ER). Cela conduit donc à avoir des ouvrages pour lesquels aucun amortissement n'est constitué et, incidemment, à réduire la dette du concessionnaire vis-à-vis de l'autorité organisatrice. En revanche, la valeur nette de ces ouvrages est dépréciée dans l'inventaire. **Enedis ne respecte donc pas le cahier des charges de concession.**

Toutefois, selon le concessionnaire, il ne constitue pas d'amortissement sur ces ouvrages dans la mesure où il a constaté que les renouvellements des ouvrages situés en zone rurale n'étaient réalisés qu'à hauteur de 20 % par lui-même, ce qui d'un point de vue fiscal pourrait lui être reproché.

Les durées d'amortissement des ouvrages

La durée d'amortissement est définie par le concessionnaire et celle-ci dépend directement de la nature des ouvrages :

Ouvrages	Durées (ans)	Modifications récentes
Réseau HTA	40	
Sauf réseau immergé	25	
Réseau BT	40	Modifié sur l'exercice 2011 (précédemment 40 ans)
Sauf torsadé	50	
Postes HTA/BT		
Bâtiment de poste	45	Modifié sur l'exercice 2007 (précédemment 30 ans)
Appareillage poste maçonné	30	
Appareillage poste préfabriqué	30	
H61	30	
Compteurs		
Mis en service avant 1995	30	Modifié sur l'exercice 2007 (précédemment 30 ans)
BT < 36 kVA mis en service après 1995	20	
BT > 36 kVA et HTA mis en service après 1995	25	
Branchements	40	
Transformateurs	40	Modifié pour l'exercice 2012 (précédemment 30 ans)

Au fil des années, Enedis a procédé à l'allongement de la durée de vie d'un certain nombre d'ouvrages :

Année de changement	Catégorie d'ouvrage	Modification durée de vie
2007	Bâtiments de postes HTA/BT	30 => 45 ans
	Compteurs BT < 36	30 => 20 ans
	Compteurs BT > 36 et HTA	30 => 25 ans
2011	Canalisations BT torsadées	40 => 50 ans
2012	Transformateurs HTA/BT	30 => 40 ans

L'allongement de la durée d'amortissement des transformateurs, des réseaux BT torsadés, du génie civil de postes enterrés est justifié, a priori, par des études techniques démontrant la viabilité des ouvrages au-delà des durées de vie comptables initiales. Ces pratiques impactent directement et majoritairement La provision constituée, les droits du concédant ainsi que les dettes et créances réciproques. Devant des impacts aussi significatifs sur la concession, il est indispensable que les autorités organisatrices aient accès et soit associée aux études en amont. Or, les études techniques n'ont jamais été communiquées.

Enedis n'a pas exclu qu'à l'avenir, d'autres catégories d'ouvrage pourraient être concernées.

En 2013 et 2015, il a conduit des études supplémentaires :

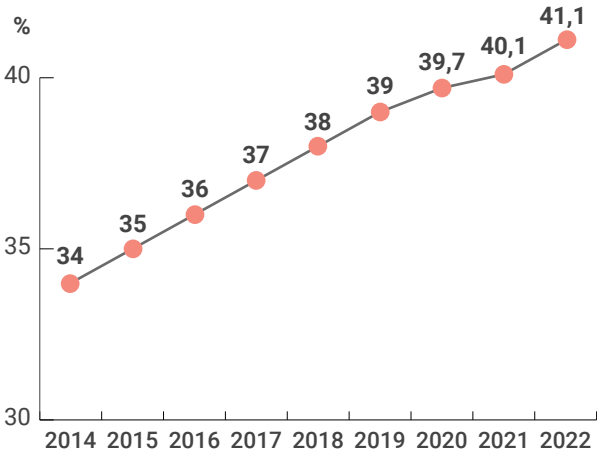
- Sur les canalisations souterraines BT ;
- Sur les canalisations souterraines de moyenne tension ;

Ces études ont conduit au maintien, à ce stade, d'une durée de vie de 40 ans. Les études seront reprises ultérieurement avec un recul historique plus conséquent car les technologies sont récentes.

Niveau d'amortissement des ouvrages

La valeur nette du patrimoine concédé s'élève à **fin 2022 à 724 M€,** pour un amortissement total constitué s'élevant à **504 M€,** soit un taux d'amortissement moyen s'élevant à **41 %,** soit un taux relativement bas, traduisant un âge moyen comptable assez jeune.

ÉVOLUTION DU TAUX D'AMORTISSEMENT



En %	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Taux d'amortissement	37	38	39	40	40,1	**41,1**

La progression de la valeur du patrimoine est liée à la mise en service de nouveaux ouvrages. À partir des mises en concession réalisées annuellement, il est normalement possible de reconstituer la valeur brute du patrimoine année après année.

FOCUS 2022

Depuis 2014, les investissements ne compensent plus le vieillissement des ouvrages.

CONSTAT : la valeur brute globale des ouvrages a progressé de **7 %** (investissements réalisés sur le patrimoine **en 2022**), alors que l'amortissement a quant à lui augmenté de **10 %**.

Constitution et utilisation de la provision pour renouvellement

La provision constituée sur les ouvrages concédés

Le mécanisme de la provision pour renouvellement complète l'amortissement industriel pour que le concessionnaire soit en mesure de financer le remplacement des ouvrages concédés.

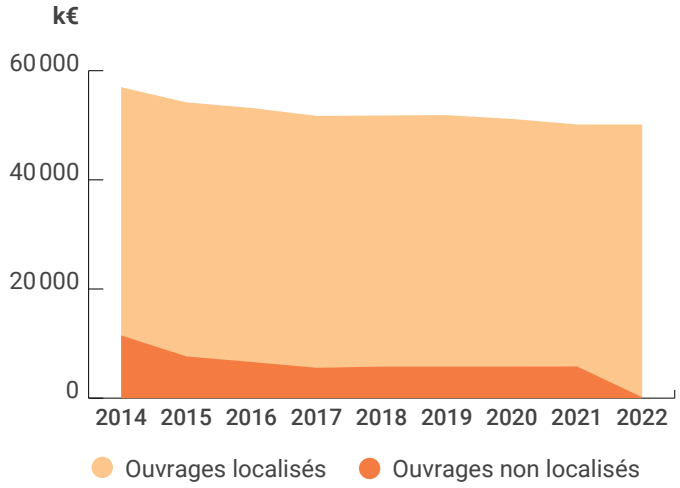
Les dotations aux provisions des ouvrages concédés constituent une charge au compte de résultat du distributeur. Cette charge n'est couverte par le tarif que depuis l'entrée en vigueur du TURPE4.

La provision pour renouvellement est constituée sur les ouvrages concédés :

- renouvelables (essentiellement canalisation HTA, BT et postes HTA/BT hors biens ER, transformateurs HTA/BT, branchements et compteurs) ;
- dont la fin de vie comptable est antérieure à l'échéance du contrat de concession (article 36 L. 9-8-2004) ;
- il n'est pas constitué de provisions pour les biens ER (essentiellement postes HTA/BT et canalisation BT) situés dans des communes de régime ER (sauf une provision pour renouvellement de 20 % au niveau national).
- la Provision pour Renouvellement constituée est transformée en financement du concédant lors du renouvellement du bien (idem pour l'amortissement du financement du concédant).

D'après le concessionnaire, le stock de la provision pour renouvellement constituée sur les ouvrages concédés s'élève à **50,14 M€ à fin 2022,** en diminution de **11 k€** par rapport à l'année précédente **(50,15 M€),** et est réparti de la manière suivante :

ÉVOLUTION DU STOCK DE LA PROVISION POUR RENOUVELLEMENT ET DE SA DÉCOMPOSITION PAR TYPOLOGIE D'OUVRAGE



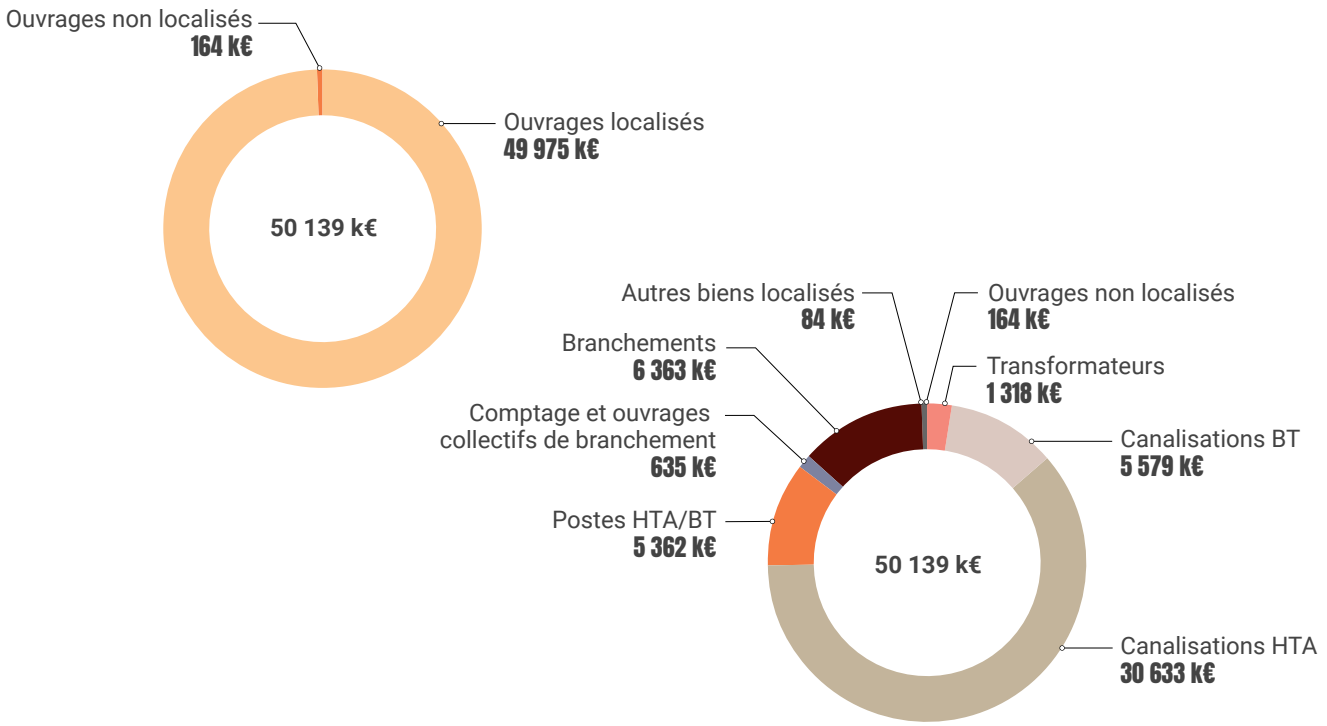
La provision pour renouvellement est constituée en grande majorité sur les ouvrages localisés du patrimoine

*Cette part a logiquement augmenté **en 2022, depuis le basculement comptable des branchements en ouvrages localisés.***

*Les réseaux HTA représentent **61 % du total** de la provision constituée.*

La provision en k€	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Provision pour renouvellement des ouvrages localisés	46 155	46 018	46 085	45 385	44 348	**49 975**
Provision de renouvellement des ouvrages non localisés	5 561	5 775	5 776	5 776	5 802	**164**
TOTAL	**51 715**	**51 793**	**51 861**	**51 160**	**50 150**	**50 138**

PROVISIONS POUR RENOUVELLEMENT



La part des réseaux BT est plus faible avec **11 %** du total de la provision pour renouvellement, s'expliquant par le fait qu'Enedis ne comptabilise pas de provision pour renouvellement sur les réseaux BT et les postes HTA/BT situés en zone d'électrification rurale au sens du FACE. Il en est de même pour les postes HTA/BT.

En effet, en zone rurale, La provision est bien constituée sur les réseaux HTA, mais les postes et les réseaux BT situés sur ces zones ne sont pas dotés de la provision pour renouvellement. Cette pratique est donc contraire à l'article 10 du cahier des charges de concession.

Provision sur les appareils de comptage

Depuis 2007, aucune dotation de la provision n'est constituée sur les appareils de comptage. Le concessionnaire avait évalué que la valeur de remplacement de l'ensemble des appareils de comptage était inférieure à la valeur d'origine de ces ouvrages.

En d'autres termes, les coûts de renouvellement estimés des appareils de comptages étaient inférieurs aux coûts d'achat du matériel de comptage lié à la généralisation des appareils électroniques.

Par conséquent, l'ensemble de la provision pour renouvellement constituée au 31/12/2006 a été reprise sur l'ensemble des compteurs immobilisés.

Pour la concession, **cela a eu pour conséquence de supprimer la provision pour renouvellement sur les appareils de comptage.**

Provision sur les réseaux BT et postes de transformation en zone ER

Actuellement, aucune provision pour renouvellement n'est constituée sur les réseaux BT et postes HTA/BT situés en zone d'électrification rurale au sens du FACE. L'analyse détaillée de l'inventaire des ouvrages localisés permet de vérifier cette absence de provision pour renouvellement.

En zone d'électrification urbaine, La provision est constituée sur l'ensemble des ouvrages dont la date de fin d'amortissement est antérieure à la date de fin de la concession. Il ressort donc que l'ensemble des ouvrages localisés situés sur les communes urbaines sont dotés de la provision pour renouvellement.

En revanche, en zone rurale, La provision est bien constituée sur les réseaux HTA, mais les postes et les réseaux BT situés sur ces zones ne sont pas dotés de la provision pour renouvellement. Cette pratique est donc contraire à l'article 10 du cahier des charges de concession.

LE FINANCEMENT DU PATRIMOINE

Point de vue



Benoit Estrade
Technicien supérieur
Service Concessions
Conseil Énergies

Comment appréhendez-vous le financement du patrimoine de la concession ?

« L'augmentation de la valeur du patrimoine provient des mises en concession d'ouvrages neufs, construits soit sous la maîtrise d'ouvrage du syndicat, soit sous celle du concessionnaire, avec en 2005, l'intégration du réseau RAG dans le patrimoine de la concession.
Il est possible de connaître les origines du financement du patrimoine concédé et de distinguer la part des différents acteurs dans les investissements annuels. C'est ce que montre l'analyse suivante sur les mises en concession, c'est à dire des enregistrements en immobilisation de l'exercice.
L'étude du compte « droits du concédant » vient compléter cette image. Les droits du concédant ont en effet pour vocation de traduire, au passif du bilan de l'entreprise concessionnaire, à la fois les investissements de la collectivité et la récupération de ses investissements par le concessionnaire à travers l'exploitation du service. »

Les droits du concédant

Les droits du concédant représentent le droit qu'a le concédant à recevoir gratuitement les biens en fin de concession (contrevaleur en nature) auxquels s'ajoutent une éventuelle dette ou créance en espèce, déterminée selon la répartition du financement des ouvrages au cours du temps entre autorité concédante et concessionnaire. Les droits du concédant sont inscrits au passif du bilan du concessionnaire.

Les dettes et créances réciproques résultent de l'application de l'**article 49b** du cahier des charges et représentent les droits en espèce de l'autorité concédante, à savoir le calcul du solde des dettes du concédant envers le concessionnaire (valeur nette comptable des fractions d'ouvrages financés par le concessionnaire) et des dettes du concessionnaire envers le concédant (reversement des amortissements industriels sur les fractions d'ouvrages financés par le concédant et des provisions pour renouvellement constituées sur les ouvrages concédés).

Les dettes et créances réciproques représentent donc la fraction en espèce des droits du concédant, à laquelle s'ajoutent La provision pour renouvellement.

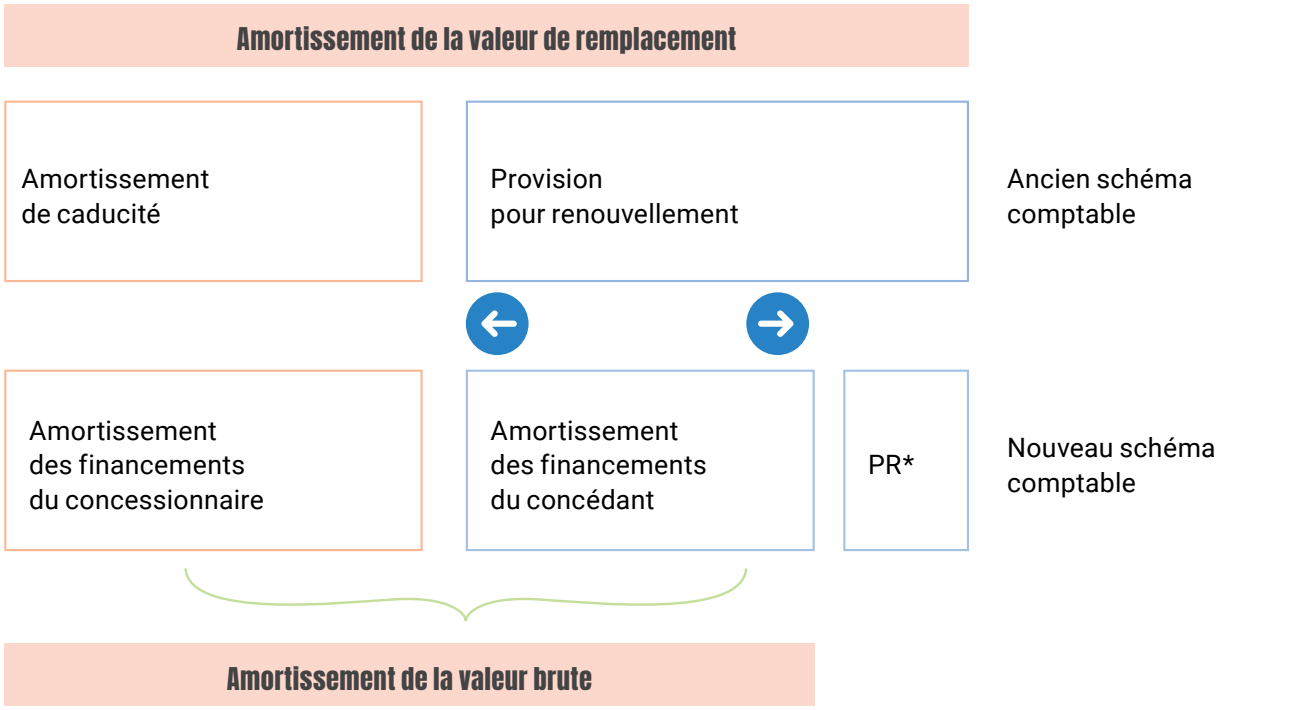
Toutefois, la réforme comptable de la loi du 9 août 2004 a profondément modifié la constitution et la présentation des droits du concédant. Les droits du concédant sont constitués par les comptes suivants :

- **Contre-valeur en nature :** elle correspond à la valeur nette comptable de l'ensemble des biens en concession, quel que soit leur mode de financement ; cette contrevaleur traduit l'obligation de remettre les biens au concédant en fin de concession (en cas de non-renouvellement de la concession) ;
- **Créance potentielle en espèces sur le concédant :** en contrepartie de l'inscription de l'ensemble des biens dans la contrevaleur en nature, une créance potentielle du concédant correspond à la valeur nette comptable des biens financés par le concessionnaire. Cette créance, d'un montant initialement égal au financement non amorti du concessionnaire, est constatée en moins au passif lors de la mise en service du bien. Elle décroît au cours du temps d'un montant annuel égal à l'amortissement industriel correspondant aux biens financés par le concessionnaire, pour s'éteindre en fin de vie du bien ;
- **Droits potentiels du concédant exigibles en espèces en fin de concession :** Ils correspondent à la valeur cumulée de l'amortissement industriel comptabilisé pour les biens financés par le concédant calculé sur la durée de vie du bien.

Droits du concédant à partir de 2005

La modification des rubriques du droits du concédant est la traduction du nouveau mode de comptabilisation au 1er janvier 2005.

Le schéma ci-dessous illustre ces modifications :



** PR = provisions pour renouvellement*

Nous trouvons ainsi une décomposition des droits du concédant, faisant apparaître distinctement les droits et obligations respectives (les comptes correspondants au fonds de caducité étant supprimés).

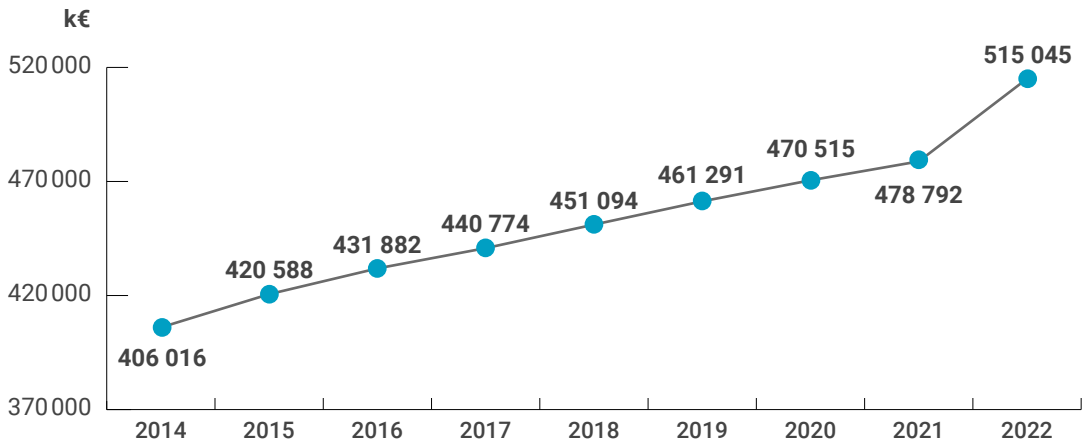
FOCUS 2022

Le compte droits du concédant, a progressé de 36 252 k€ soit 7,6 %.

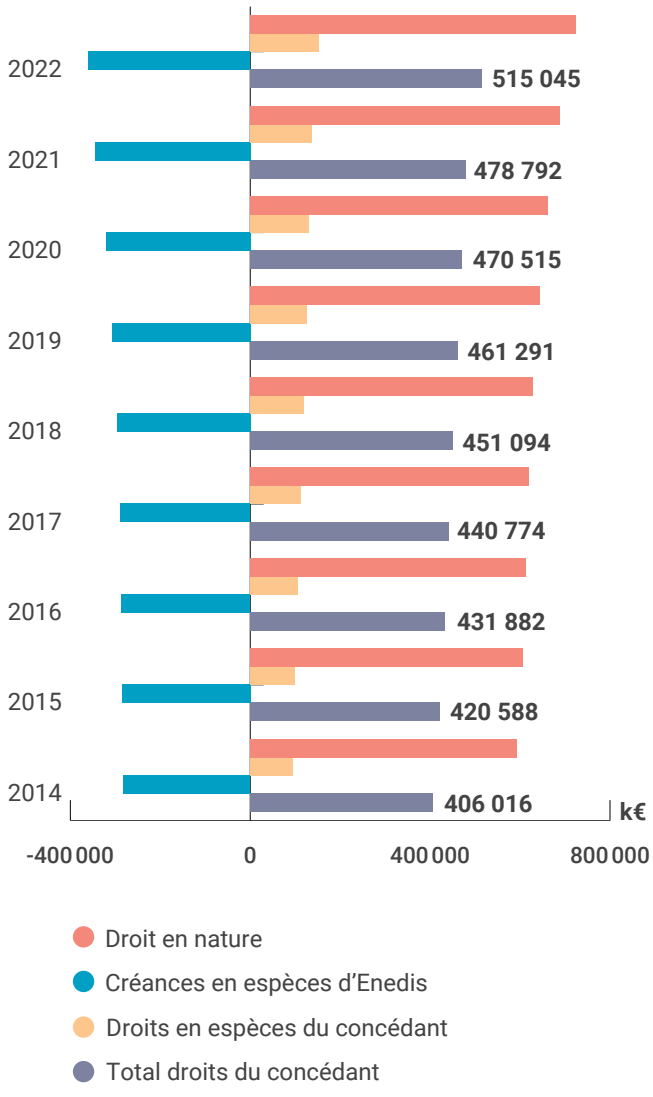
Total droits du concédant en k€	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Droit en nature (financement concédant + concession-naire)	982 523	1 015 935	1 055 611	1 095 642	1 148 337	**1 228 111**
Dépréciation du droit en nature	364 241	386 953	411 339	434 977	460 309	**504 437**
TOTAL DROIT EN NATURE (VALEUR NETTE BIENS)	**618 283**	**628 982**	**644 271**	**660 666**	**688 028**	**723 674**
Contre-valeur en nature (financement concédant net)	329 466	332 849	336 610	340 336	342 460	**363 533**
Créance en espèces d'Enedis	-288 817	-296 133	-307 661	-320 330	-345 568	**-360 140**
Droits en espèces du concédant	111 309	118 245	124 681	130 179	136 333	**151 511**
TOTAL DROITS DU CONCÉDANT	**440 774**	**451 094**	**461 291**	**470 515**	**478 792**	**515 045**

Le graphe ci-dessous illustre l'évolution de ce compte depuis 2014 :

TOTAL DROITS DU CONCÉDANT



COMPTE DROITS DU CONCÉDANT



Droits du concédant

- **Total droit en nature** (partie haute du tableau) : correspond à la valeur nette comptable de l'ensemble des biens mis en concession (valeur non amortie des biens) quel que soit leur mode de financement, cette contre-valeur traduit l'obligation de remettre les biens au concédant en fin de concession (en cas de non-renouvellement de la concession).

Le patrimoine a augmenté en 2022 de 5,2 % par rapport à l'exercice l'année précédente pour atteindre 724 M€.

- **Contre-valeur en nature :** correspond à la valeur nette comptable des biens quel que soit leur mode de financement (précédemment, avant 2005, seul le financement des biens par l'autorité concédante constituait la contre-valeur en nature).
- **Créance en espèce du concessionnaire ou Dette du concédant envers le concessionnaire :** correspond à la valeur nette comptable des biens financés par le concessionnaire (valeur non amortie des ouvrages financés par le concessionnaire). Cette créance, d'un montant initialement égal au financement du concessionnaire, est constatée en moins au passif lors de la mise en service du bien. Elle décroît au cours du temps d'un montant annuel égal à l'amortissement industriel correspondant aux biens financés par le concessionnaire, pour s'éteindre en fin de vie du bien.

Elle est estimée à 360 M€ à fin 2022, en hausse de 4 % par rapport à l'exercice précédent.

- **Droits en espèces du concédant :** correspondent à la part des amortissements réalisés par le concessionnaire des ouvrages financés par le concédant. Le financement du concédant regroupe tous les financements autres que ceux du concessionnaire.

Le niveau de ces droits en espèces est évalué à 152 M€ à fin 2022, en augmentation de 11 % par rapport à l'année précédente. Ceux-ci ne tiennent donc pas compte d'amortissements sur les réseaux BT et postes HTA/BT situés en zone rurale.

- **Le total droits du concédant** devient donc à partir de 2005 :

  - La somme de la contre-valeur en nature (ou financement concédant) et de la dette en espèces vis à vis du concédant.

  Ou

  - Le total du droit en nature auquel on soustrait la créance en espèces du concessionnaire et auquel on rajoute la dette en espèces vis à vis du concédant.

La dette du concédant envers le concessionnaire

L'indemnisation éventuellement perçue par le concessionnaire correspond logiquement à son financement non amorti. En effet, la collectivité doit « racheter » les ouvrages qu'a financés le concessionnaire à leur valeur d'usage, qui correspond à la valeur non amortie (soit la valeur nette comptable).

Pour déterminer ce montant, l'**article 49b** du cahier des charges consacré au renouvellement à l'expiration de la concession mentionne que :

« Le concessionnaire recevra de l'autorité concédante une indemnité égale à la valeur non amortie réévaluée des ouvrages faisant partie de la concession dans la proportion de sa participation à leur établissement. Cette réévaluation sera déterminée par référence au taux moyen des financements à long terme du concessionnaire ».

À noter que l'arrêt du Conseil d'Etat (commune de Douai) du 21 décembre 2012 remettrait en cause cette réévaluation :

« L'indemnité mise à la charge de la personne publique au titre de ces biens ***ne saurait en toute hypothèse excéder le montant calculé selon les modalités précisées »***

La dette du concessionnaire envers le concédant

Pour déterminer le montant de ce flux financier, du concessionnaire vers l'autorité concédante, l'**article 49b** du cahier des charges stipule que :
« Le concessionnaire reversera à l'autorité concédante le solde des provisions constituées pour le renouvellement ultérieur desdits ouvrages [faisant partie de la concession], complété des amortissements industriels constitués dans la proportion de la participation du concédant. »

- **Reversement du solde des provisions constituées pour le renouvellement**

  Le solde des provisions est le montant du compte de provisions pour renouvellement, qui comporte La provision constituée et non utilisée. Théoriquement, en fin de concession, le montant des provisions de renouvellement serait nul. En effet, la provision pour renouvellement des biens renouvelables pendant la durée du contrat de concession aura été, en théorie, totalement utilisée, si elle a été correctement calculée, et si les travaux ont été réalisés.

  Dans la pratique, il n'y a pas nécessairement de relation aussi évidente entre La provision constituée, et la nécessité « technique » de renouvellement. Compte tenu du caractère difficilement prévisible de cette provision, on retiendra que la provision pour renouvellement non utilisée fait naître une dette potentielle du concessionnaire envers le concédant.

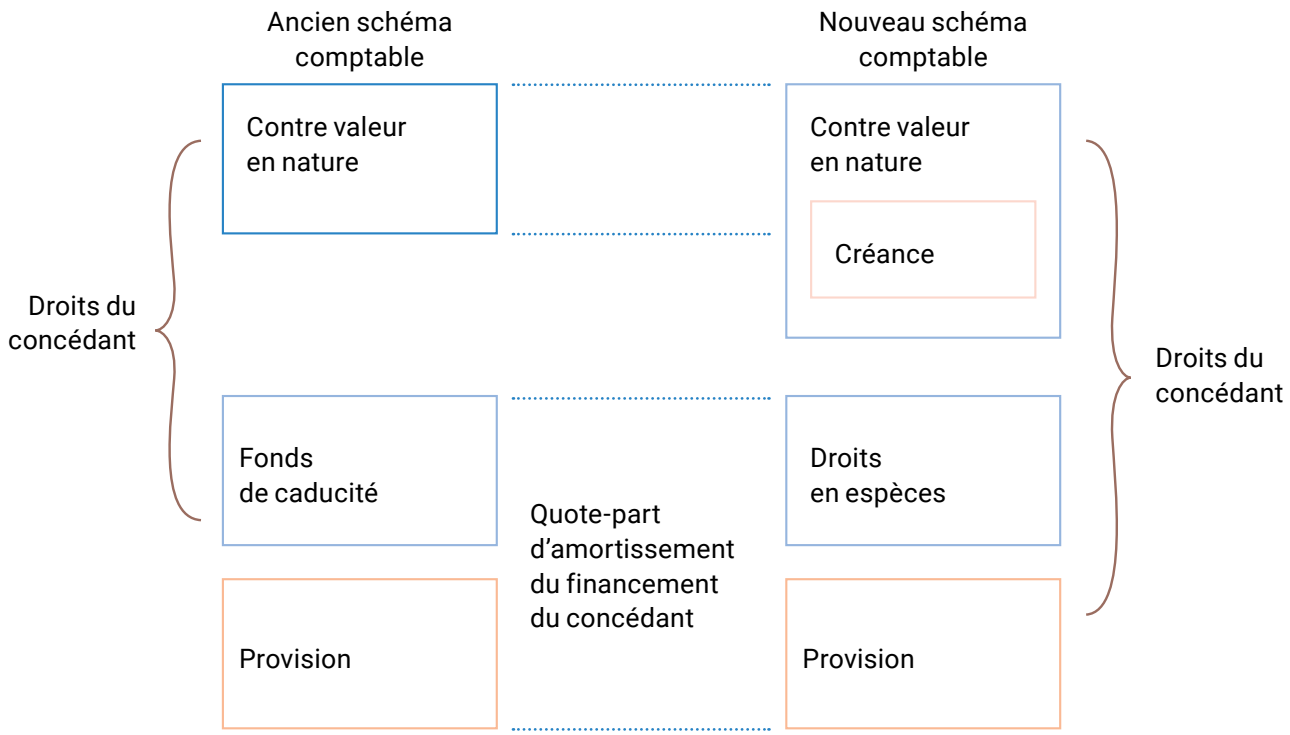
  Le sort de la provision pour renouvellement suit celui des ouvrages à renouveler, supports et justification de leur existence. L'autorité concédante, qui se voit subrogée aux droits et obligations du concessionnaire à la fin du contrat, et notamment à l'obligation de renouvellement des ouvrages, reçoit ainsi une partie du financement nécessaire à sa réalisation. Il est important de noter que, selon l'**article 49b** du cahier des charges, l'excédent éventuel de provisions constituées par le concessionnaire pour le renouvellement ultérieur des ouvrages, remis à l'autorité concédante, devra être exclusivement affecté à des travaux sur le réseau concédé.

Reversement des amortissements industriels

En complément du solde de la provision pour renouvellement, l'autorité concédante est supposée recevoir les amortissements industriels que le concessionnaire a constitué pour les biens mis en concession par d'autres que lui, c'est-à-dire les ouvrages financés par les collectivités maîtres d'ouvrages et les tiers, réputés agir financièrement pour le compte du concédant.

Précisons que même si les ouvrages financés par des tiers ne sont pas explicitement cités dans les dispositions de l'**article 49b,** les travaux du Conseil National de la Comptabilité et le contenu du compte « droits du concédant », qui assimilent les ouvrages réalisés par des tiers à ceux mis en concession par les collectivités, autorisent cette lecture.

Schématiquement, le compte droits du concédant s'établit ainsi :



Cette évolution des droits du concédant s'explique notamment par la progression des investissements réalisés par le SYDEC qui contribuent à l'augmentation des droits en nature et de la dette du concessionnaire.

Il est donc maintenant établi qu'en fin de concession :

- Le financement du concessionnaire non amorti constitue une dette du concédant vis-à-vis du concessionnaire,
- L'amortissement de la partie des biens financés par le concédant constitue une dette du concessionnaire vis-à-vis du concédant,
- La provision non utilisée est restituée au concédant.

Ainsi en fin de concession, le concédant ou plutôt le futur concessionnaire devra payer, au concessionnaire sortant, un « ticket de sortie » établissant la dette ou la créance du concédant, le SYDEC, vis-à-vis du concessionnaire Enedis.

Le ticket de sortie de la concession à fin 2022

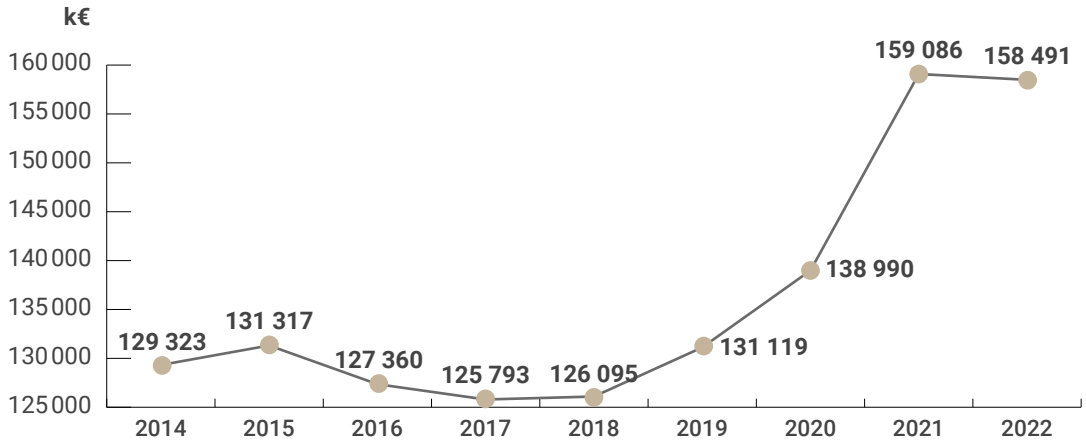
TICKET DE SORTIE =
Valeur nette des Biens Financés par le Concessionnaire - Amortissement des Financements du Concédant - Provision pour Renouvellement Non Utilisées

Si ce « ticket » est négatif, le concessionnaire sortant devra payer une indemnité au concédant (ou futur concessionnaire).

Dans le cas contraire, c'est le SYDEC qui devra s'acquitter d'une indemnité vis-à-vis d'Enedis.

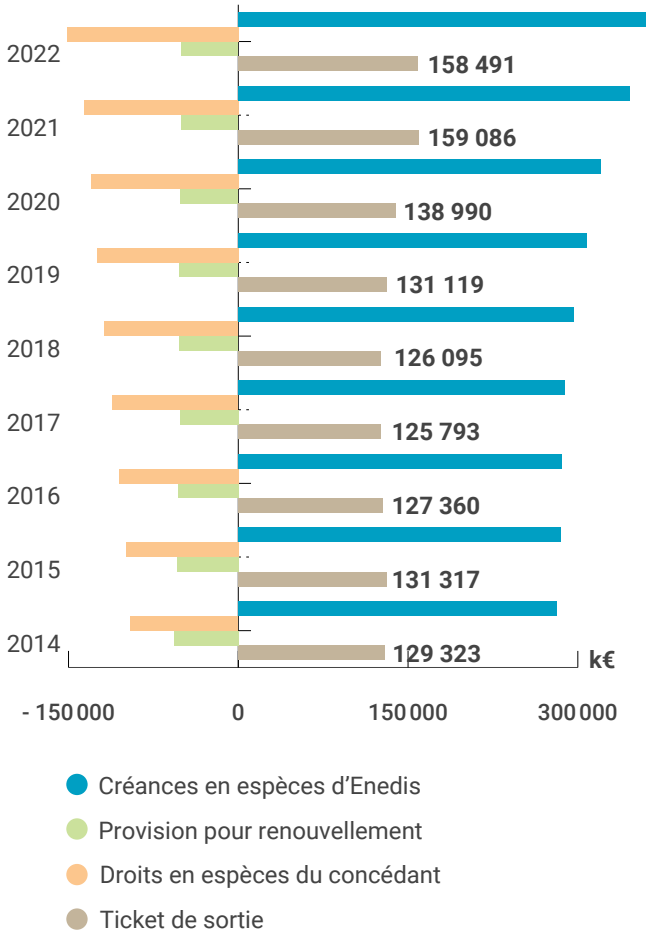
Pour notre concession, l'évolution du ticket de sortie **depuis 2014** se traduit ainsi :

TICKET DE SORTIE



En k€	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Variation 2021/2022
Créance en espèces d'Enedis	288 817	296 133	307 661	320 330	345 568	**360 140**	4,2 %
Droits en espèces du concédant	-111 309	-118 245	-124 681	-130 179	-136 333	**-151 511**	11,1 %
Provision pour renouvellement	-51 715	-51 793	-51 861	-51 160	-50 150	**-50 138**	0,0 %
DETTE DU SYDEC VIS-À-VIS D'ENEDIS	**125 793**	**126 095**	**131 119**	**138 990**	**159 086**	**158 491**	**-0,4 %**

TICKET DE SORTIE



Le ticket de sortie aboutit à une dette du SYDEC vis-à-vis du concessionnaire valant, en 2022 : 158 491 k€.

FOCUS 2022

La dette représente 536 € / usager de la concession.

Pendant les 3 ans qui ont suivi la tempête KLAUS, le concessionnaire a été obligé de renouveler les ouvrages. La provision pour renouvellement a été plus utilisée, l'amortissement a diminué (plus d'ouvrages neufs financés par le concessionnaire) et la dette de l'autorité concédante a augmenté.

Après une diminution en 2016 et 2017, la dette du SYDEC vis-à-vis d'Enedis augmente à nouveau à partir de 2018.

En 2022 cette dette diminue de 0,4 % par rapport à l'année précédente.

Le ticket de sortie est impacté de la manière suivante :

- L'allongement des durées de vie des ouvrages et les reprises de la provision, contribuent à augmenter le financement non amorti du concessionnaire est donc augmenter la dette du concédant ;
- La mise en place des nouvelles règles de calcul de la provision pour renouvellement engendre une baisse des flux de dotations jusqu'à la fin des contrats, réduisant l'engagement de renouvellement du concessionnaire et/ou le reversement des provisions résiduelles au terme du contrat ;
- L'enregistrement des nouveaux branchements en valeur brute, constitue en principe une augmentation artificielle des actifs financés par le concessionnaire, engendrant donc au premier abord une dette supplémentaire du concédant pour la part non amortie ;
- L'absence de prise en compte d'amortissement et de provisions pour 80 % des ouvrages BT ER, réduit l'amortissement de la partie des biens financés par le concédant, dette du concessionnaire vis-à-vis du concédant ;
- Le non enregistrement dans les comptes de la concession (mais au niveau national) des 20 % de provisions restant participe de la même manière à la réduction des droits du concédant.
- Il en est de même avec l'absence de prise en compte des financements tiers sur les branchements.
- Les programmes « Prolongation de durée de vie », seront de même nature, réduisant les obligations de renouvellement. En repoussant la durée de vie des ouvrages au-delà des échéances des contrats de concession, elles permettent des reprises de provisions pour renouvellement et la réduction des dotations aux amortissements. La pratique constitue une perte de valeur pour le concédant (car la durée de vie comptable de l'ensemble de l'ouvrage est revue), augmentant le financement non amorti du concessionnaire et conduisant à accroître la part de financement propre du concessionnaire dans le renouvellement des ouvrages.

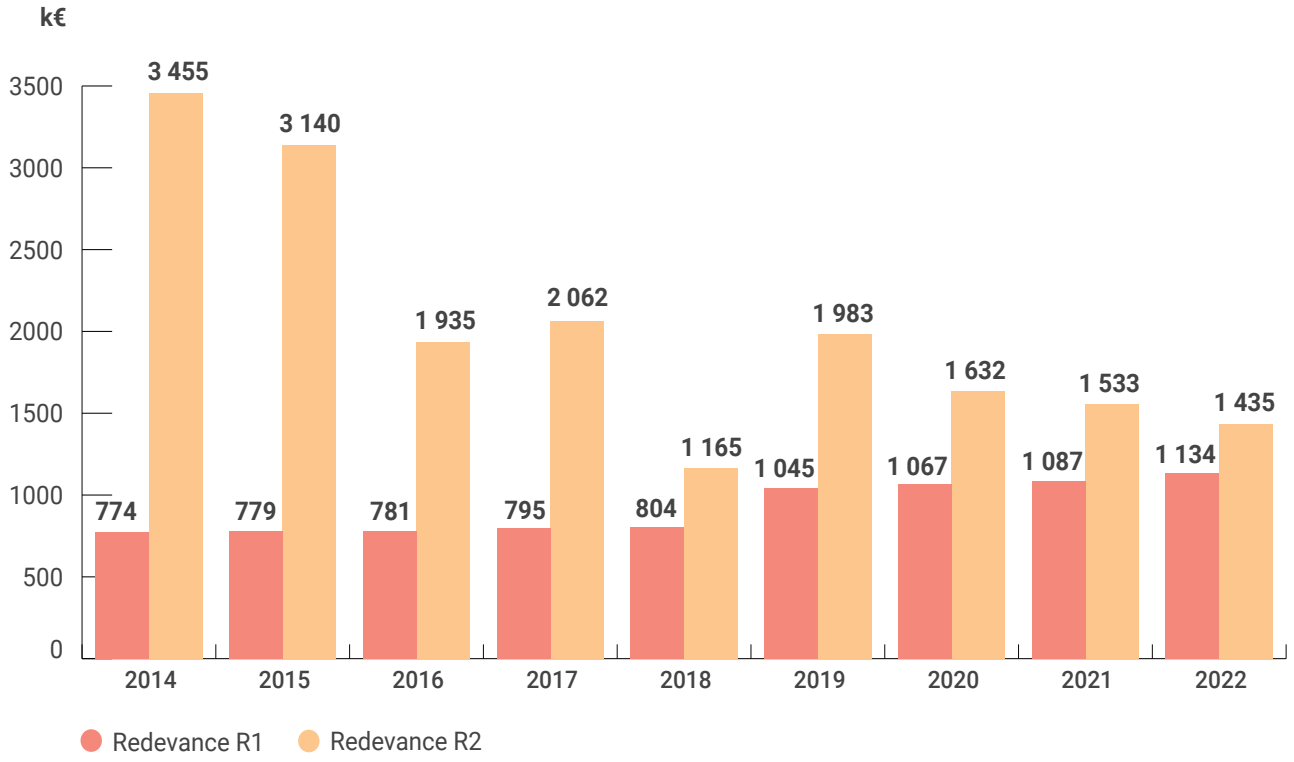
La diminution de 2022 s'explique financièrement par une augmentation de 14 572 k€ de la créance en espèces d'Enedis moins importante que la diminution de 15 178 k€ des droits en espèces du concédant de la part d'Enedis.

LES FLUX FINANCIERS RELATIFS À LA CONCESSION

Les flux financiers relatifs à la concession relèvent de l'**article 4 et de l'article 8** du cahier des charges de concession. Ils se décomposent :

- De redevances (R1 et R2) versées par le concessionnaire à l'autorité concédante en contrepartie des financements supportés par l'autorité concédante (notamment les travaux dont elle est maître d'ouvrage et les travaux dont le concessionnaire est maître d'ouvrage),
- D'une contribution annuelle aux financements de travaux destinés à l'amélioration esthétique des ouvrages de la concession.

ÉVOLUTION DES REDEVANCES R1 ET R2



LA REDEVANCE R1

En k€	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Redevance R1	795	804	1 045	1 067	1 087	**1 134**

La part R1, dite « de fonctionnement », vise à financer des dépenses annuelles de structure supportées par l'autorité concédante pour l'accomplissement de sa mission.

FOCUS 2022

Cette part a augmenté de 4,3 % en 2022.

Cette augmentation correspond à la nouvelle formule de calcul du nouveau contrat de concession appliqué depuis le 1er janvier 2019.

LA REDEVANCE R2

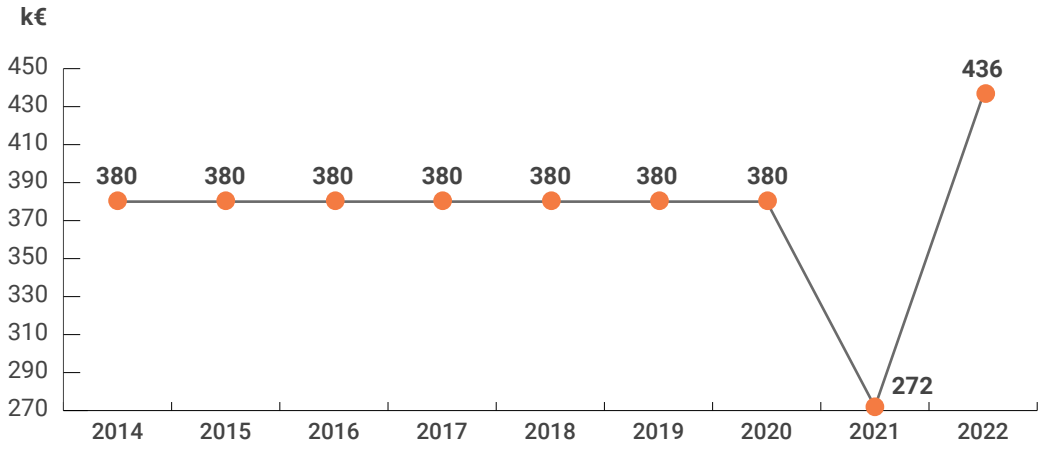
En k€	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Redevance R2	2 062	1 165	1 983	1 632	1 553	**1 435**

La part R2, dite « d'investissement », représente chaque année N une fraction de la différence, si elle est positive, entre certaines dépenses d'investissement effectuées et certaines recettes perçues par l'autorité concédante durant l'année N-2.

FOCUS 2022

Cette part a diminué de 7,6 % en 2022.

ÉVOLUTION DE LA PARTICIPATION À L'ARTICLE 8 TRAVAUX « ENVIRONNEMENT »



En k€	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Participation article 8 travaux « environnement »	380	380	380	380	272*	**436***

** Engagement de 380 k€, mais dépenses réelles du SYDEC de 272 k€ en 2021 – Le reliquat de 108 k€ sera versé les années suivantes, lorsque les dépenses 2021 seront réalisées par le SYDEC.*
En 2022, l'engagement de 380 k€ a été majoré d'un reliquat de 56 k€ correspondant aux dépenses 2021
Le reliquat 2021 restant à verser est de 52 k€.

La participation à l'article 8 travaux « environnement » reste quasiment stable depuis l'année 2000, suite à un accord signé entre le SYDEC et EDF, début 2001. En effet, le SYDEC et Enedis appliquent l'accord-cadre sur l'environnement signé entre la Fédération Nationale des Collectivités Concédantes (FNCCR) et EDF national le 26 avril 2000.

Cet accord prévoit aux autorités concédantes qui le demandent à Enedis, la possibilité de fixer le montant de la contribution Enedis à l'article 8, au montant au moins égal à celui versé en 1999, 570 000 €.

Ensuite, pour chacun des exercices de l'année 2001 à l'année 2007, le montant de cette contribution sera convenu entre les parties avant le 31 octobre N-1. À défaut d'accord, le montant de la contribution sera celui de l'exercice 2000.

Cet accord a permis de renforcer la collaboration entre le SYDEC et Enedis pour ce qui concerne les travaux liés à l'amélioration de l'environnement et à l'amélioration de la sécurisation de l'alimentation des usagers.

À partir de l'année 2008, le même type d'accord a été conclu entre le SYDEC et Enedis.

LE FINANCEMENT DES TRAVAUX D'ÉLECTRICITÉ

LE COMPTE D'AFFECTATION SPÉCIAL POUR LE FINANCEMENT DES AIDES AUX COLLECTIVITÉS POUR L'ELECTRIFICATION RURALE (CAS-FACE)

Les ressources du FACE, devenu CAS-FACE

L'électrification des campagnes en France a véritablement démarré après la première guerre mondiale. Mais, les sociétés d'électricité s'y montrant peu actives, les collectivités locales ont été conduites à supporter la plus grande part des dépenses de premier établissement des réseaux. Pour les aider à financer les charges d'emprunt correspondantes, la FNCCR a suscité la création **(article 108 de la loi du 31 décembre 1936)** du Fonds d'Amortissement des Charges d'Electrification (FACE).

Le FACE est originellement un instrument de solidarité nationale entre les distributeurs d'électricité et les collectivités rurales, chargé de reverser les contributions prélevées sur les factures des usagers aux autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité pour investir sur leurs réseaux.

Depuis 2003, suite aux règlements liés à l'ouverture du marché de l'électricité, ce fonds n'est plus alimenté par des prélèvements sur les recettes en BT des distributeurs.

Les contributions au FACE versées par les distributeurs sont assises sur les « KWh » distribués en BT par les gestionnaires du réseau de distribution.

En 2012, ces contributions sur les KWh distribués en 2011 toujours différenciés en zone rurale et en zone urbaine s'élèvent respectivement à 0,033 c€ / KWh et 0,165 c€ / KWh. Ce compte permet d'établir entre ces deux zones une péréquation des coûts de construction et de renforcement des réseaux électriques.

Puis, le FACE, organisme jusqu'alors placé sous l'autorité du « Ministre de l'économie, des finances et de l'industrie », du « Ministre de l'agriculture, de l'alimentation, de la pêche et des affaires rurales », jusqu'au 28 décembre 2011 est devenu CAS–FACE à cette date et administré par les ministères de l'énergie, de l'agriculture du budget et de l'intérieur reste sous le contrôle des « collectivités maîtres d'ouvrage des réseaux des communes placées sous le régime de l'électrification rurale ».

Travaux aidés par le CAS-FACE

En vertu des textes, seuls sont aidés par le CAS-FACE les travaux :

- D'extension, de renforcement
- Depuis 1992, de dissimulation de réseaux de distribution BT entrepris sur le territoire des communes considérées comme rurales, ainsi que l'établissement de lignes HTA destinées à l'alimentation de nouveaux postes de distribution publique et,
- Depuis 2005 de sécurisation destinée au financement des travaux de suppression des réseaux en fils nus.

Par suite de décompositions successives des enveloppes annuelles du CAS-FACE entre diverses finalités, on distingue aujourd'hui :

- La tranche A/B comportant :
  - Le programme principal (consacré aux extensions et renforcements des réseaux)
  - Les programmes spéciaux :
  - Programmes prioritaires ou DUP (subventions aux communes surplombées par des lignes 225 ou 400 kV en projet, après application au JO de la DUP),
  - Programmes intempéries (anticipation des renforcements, à l'occasion de la réfection des réseaux détruits),
  - Programmes EnR-MDE (opérations de production décentralisée d'électricité à partir d'énergies renouvelables, substituées à des extensions de réseaux, et de maîtrise de la demande d'électricité, permettant de différer le renforcement des réseaux).
- La tranche C, consacrée à l'environnement,
- La tranche S, consacrée à la sécurisation des réseaux sensibles.

Modalités d'attribution des aides du CAS-FACE

À l'origine, en 1983 **(circulaire interministérielle du 28 avril 1983),** les programmes annuels ont été répartis en deux tranches, une tranche A (30 % du total) réservée aux travaux urgents engagés « au coup par coup », et une tranche B consacrée aux travaux programmés.

Depuis plusieurs années, la séparation des tranches A et B est supprimée pour ne considérer qu'une seule tranche dite A/B.

Cette tranche, aidée à 65 % du coût TTC jusqu'en 2011, puis est passée à 80 % du coût TTC en 2012.

En 1992, est apparue la tranche C, destinée à financer les surcoûts dus aux contraintes d'environnement, c'est à dire la dissimulation des lignes aériennes inesthétiques existantes, et la pose en technique discrètes des lignes à renforcer.

Cette tranche, aidée à 65 % du coût TTC jusqu'en 2011, puis est passée à 80 % du coût TTC en 2012.

Répartition départementale de la tranche A/B

Programme principal

Les besoins des maîtres d'ouvrage au sont évalués tous les deux ans au moyen d'une conférence départementale qui recense tous les réseaux électriques avec notamment les besoins d'extensions et de renforcements des réseaux à BT.

La méthode proposée est de considérer, au niveau de chaque département :

Programme principal : tranche A/B

- **Répartition de 80 %** de l'enveloppe au prorata du coût total de résorption des Départs Mal Alimentés (DMA), soit la longueur du DMA x coût moyen du km de réseau renforcé + nombre de DMA x 1/3 x coût moyen d'un poste de transformation HTA/BT
- **Répartition des 20 % restant** basés sur l'évolution des puissances souscrites de la zone ER et de la longueur totale du réseau ER du département.

Programme intempéries

Depuis 1988, le **programme intempéries** du CAS-FACE permet aux collectivités maîtres d'ouvrage d'anticiper, lors de la reconstruction définitive d'un réseau sinistré par les intempéries, une éventuelle décision de renforcer qu'elles auraient prise normalement plus tard.

Programme EnR - MDE

Depuis 1995, le FACE comprend une enveloppe spécifique de crédits destinés à financer des opérations de **Maîtrise de la Demande d'Electricité** et de production décentralisée d'électricité à partir d'**énergies nouvelles renouvelables,** lorsqu'elles sont justifiées économiquement en évitant ou en différant des solutions classiques de renforcement ou d'extension du réseau qui s'avéreraient en définitive plus coûteuses.

Répartition départementale de la tranche C

De 1992 à 1995, les montants de **travaux de la tranche C** ont été notifiés au coup par coup, sur dossiers de projets examinés par le Conseil restreint du FACE. Les dotations ont été globales, par département, à partir de 1996, ce qui a conduit à la recherche d'une clé de répartition basée sur des critères aussi objectifs que possible.

Programme environnement : tranche C

- **Répartition selon le kilométrage de lignes BT aériennes pour 70 %**
- **Répartition des 30 % restant selon les montants du financement sur fonds propres des collectivités aux travaux environnement**

Répartition départementale de la tranche S

Programme sécurisation : tranche S

- **Répartition selon le nombre de km de réseaux en fils nus pour 70 %**
- **Répartition des 30 % restant selon le nombre de clients mal alimentés à partir de départs comportant des fils nus**

Pour chaque programme, une limitation des variations des dotations annuelles à + ou – 20 % d'une année sur l'autre.

Il est à noter qu'une pénalité de 5,10 ou 25 % peut être appliquée à un département ayant plus de 2,3 ou 4 ans de stock d'aides non dépensé.

L'ARTICLE 8 DU CAHIER DES CHARGES

Travaux sous maîtrise d'ouvrage du concédant

Afin de participer au financement de travaux dont l'autorité concédante est maître d'ouvrage et destinés à améliorer la qualité de la distribution et l'intégration des ouvrages de la concession dans l'environnement, le gestionnaire du réseau de distribution verse à l'autorité concédante une participation annuelle calculée selon les modalités indiquées à l'article 4 de l'annexe 1 au présent cahier des charges, tenant compte de l'apport de ces travaux à la sécurisation des réseaux.

Le produit de cette participation entre dans le financement du coût hors TVA des travaux ainsi réalisés pour un pourcentage inférieur ou égal au taux indiqué à l'article 4 de l'annexe 1 au présent cahier des charges.

Travaux sous maîtrise d'ouvrage du gestionnaire du réseau de distribution

Pour une amélioration de l'insertion des ouvrages de la concession dans l'environnement, le gestionnaire du réseau de distribution se conforme aux dispositions suivantes pour les travaux, autres que ceux visés au A), dont il est maître d'ouvrage et dont il assume le financement, intégralement ou en complément des contributions définies à l'article 30 du présent cahier des charges.

À l'intérieur du périmètre défini en annexe 1 au présent cahier des charges, autour des immeubles classés comme monuments historiques ou inscrits à l'inventaire supplémentaire, ainsi que dans les sites classés ou inscrits, les nouvelles canalisations seront souterraines, ou posées suivant la technique des réseaux sur façades d'immeubles ou toute autre technique appropriée.

En agglomération et en dehors des zones définies au 2e alinéa du B) du présent article, les nouvelles canalisations seront souterraines, ou posées suivant la technique des réseaux sur façades d'immeubles ou toute autre technique appropriée, selon un pourcentage minimal de la longueur totale construite par le gestionnaire du réseau de distribution dans la zone faisant l'objet du présent alinéa. Ce pourcentage minimal est défini en annexe 1 au présent cahier des charges pour l'ensemble de la concession.

Hors agglomération et en dehors des zones définies au 2e alinéa du B) du présent article, les nouvelles canalisations seront souterraines ou posées suivant la technique des réseaux sur façades d'immeubles ou toute autre technique appropriée, selon un pourcentage minimal de la longueur totale construite par le gestionnaire du réseau de distribution dans la zone faisant l'objet du présent alinéa. Ce pourcentage minimal est défini en annexe 1 au présent cahier des charges pour l'ensemble de la concession.

En outre, toute nouvelle canalisation dont la construction pourrait entraîner des abattages d'arbres préjudiciables à l'environnement sera réalisée, soit en souterrain, soit en câble aérien isolé, dans la mesure permise par la prise en considération du coût de ces techniques.

Les emplacements, les formes, les matériaux et les couleurs de tout nouveau bâtiment ou enveloppe préfabriquée faisant partie de la concession et dont le gestionnaire du réseau de distribution est maître d'ouvrage seront choisis en accord entre le gestionnaire du réseau de distribution et les autorités compétentes, de manière à obtenir une juste adéquation entre leur coût et leur bonne intégration dans l'environnement.

LA REDEVANCE DE CONCESSION : LES PARTS R1 ET R2

L'article n° 4 du Cahier des Charges de Concession pose le principe de la redevance de concession :

« En contrepartie des droits consentis et des charges effectivement supportées à titre définitif par l'autorité concédante, du fait du service public concédé, le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente versent à l'autorité concédante une redevance, déterminée comme indiqué dans l'annexe 1 au présent cahier des charges et financée par les recettes perçues auprès des clients. »

L'article 2 de l'annexe 1 résume ainsi, l'application de cette disposition :

« Contrepartie de dépenses supportées par l'autorité concédante au bénéfice des missions de service public faisant l'objet de la présente concession, la redevance annuelle de concession prévue à l'alinéa A) de l'article 4 du cahier des charges, financée par le prix du service rendu aux clients du service public, comporte deux parts :

- la première, dite « de fonctionnement », couvre des dépenses annuelles de fonctionnement supportées par l'autorité concédante pour l'exercice du pouvoir concédant dans la présente concession, au titre des deux missions visées à l'article 1 du cahier des charges, telles que : contrôle de la bonne exécution du contrat de concession, conseils donnés pour l'utilisation rationnelle de l'électricité et pour la bonne application des tarifs, règlement des litiges entre les clients, le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente, coordination des travaux du gestionnaire du réseau de distribution et de ceux de voirie et des autres réseaux, études générales sur l'évolution du service concédé ou secrétariat.

Cette redevance, dite « de fonctionnement », permet également, à titre accessoire, de financer certaines actions de l'autorité concédante permettant d'ancrer le réseau concédé dans la transition énergétique parmi celles ci-après :

- Les études d'optimisation du raccordement des infrastructures intelligentes de recharge de véhicules électriques,
- Les études permettant de réaliser des schémas directeurs dans le domaine de l'énergie,
- La conception de systèmes intelligents de pilotage de l'éclairage public dès lors que ces systèmes favorisent une gestion optimisée du réseau de distribution,
- Les actions de sensibilisation à la maîtrise de la consommation d'électricité, y compris celles relatives au déploiement des compteurs communicants, l'accompagnement des éco-quartiers par la mise à disposition de données de consommation et de production d'électricité. ».

Cette part de la redevance sera désignée ci-après par le terme R1.

- La deuxième part, dite « d'investissement », est la contrepartie d'un service rendu par l'autorité concédante consistant en la mise à disposition d'ouvrages établis ou modifiés postérieurement à l'entrée en vigueur du présent contrat et financés en tout ou partie par l'autorité concédante.

Cette redevance peut également représenter une fraction des dépenses d'investissement de l'autorité concédante ou de ses communes ou groupements de communes membres permettant de mettre en œuvre, dans l'intérêt du réseau public de distribution concédé, les dispositions légales relatives à la transition énergétique, notamment celles permettant de différer ou d'éviter le renforcement de ce réseau.

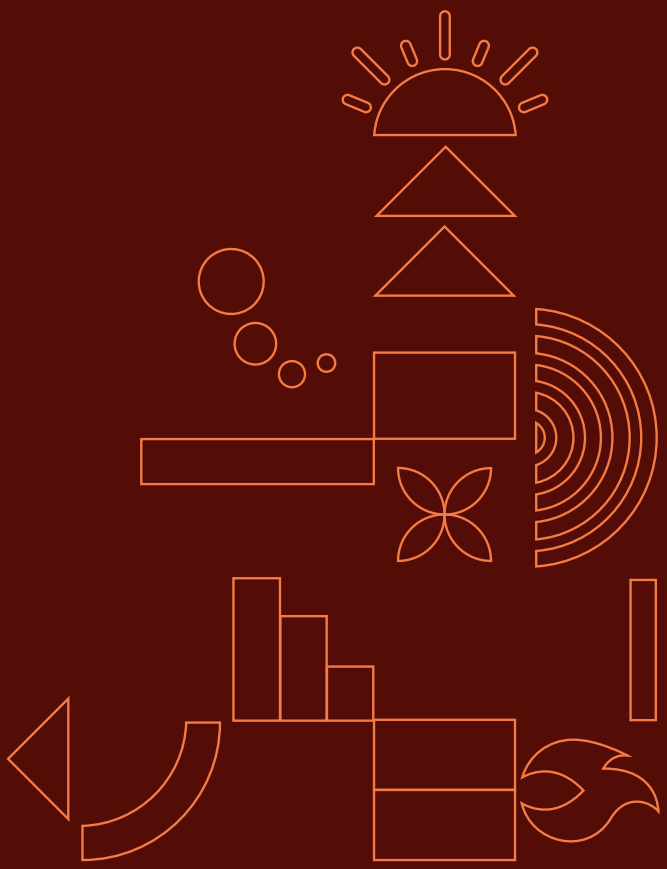
Cette part de la redevance sera désignée ci-après par le terme R2.

CONCESSION GES

Gascogne Énergies Services

Commune d’Aire-sur l’Adour

376 LE PATRIMOINE, LES TRAVAUX,
378 L’EXPLOITATION DU PATRIMOINE
383 LES USAGERS DE LA CONCESSION
385 L’ANALYSE COMPTABLE ET FINANCIÈRE

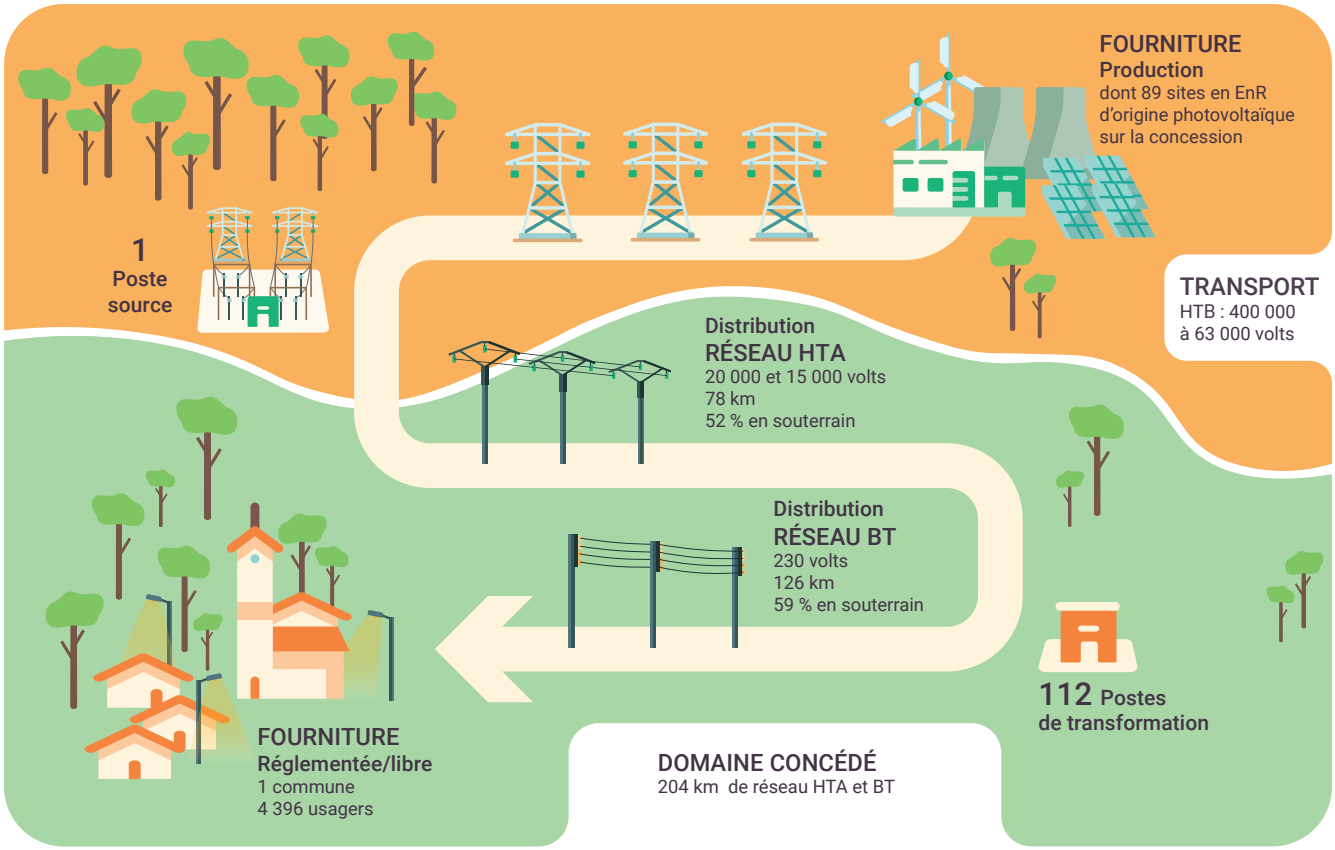


LE PATRIMOINE
LES TRAVAUX, L'ENVIRONNEMENT ET L'ÉCLAIRAGE PUBLIC

PATRIMOINE DE LA CONCESSION

- Réseaux moyenne tension (HTA) - BT (BT)
- Organes de sécurité à partir des postes source et jusqu'aux compteurs individuels

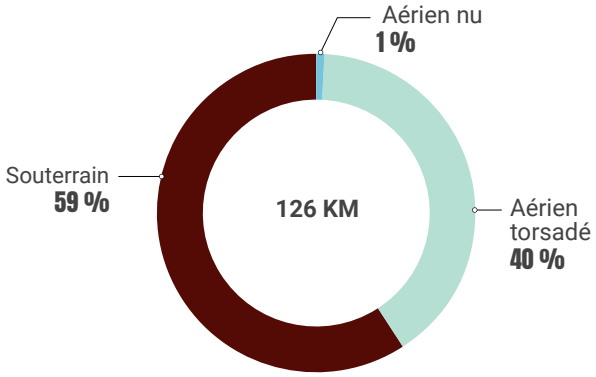
DE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ À LA FOURNITURE À L'USAGER



L'EXPLOITATION DU PATRIMOINE DE LA CONCESSION

CONSTITUTION ET ÉVOLUTION DU RÉSEAU

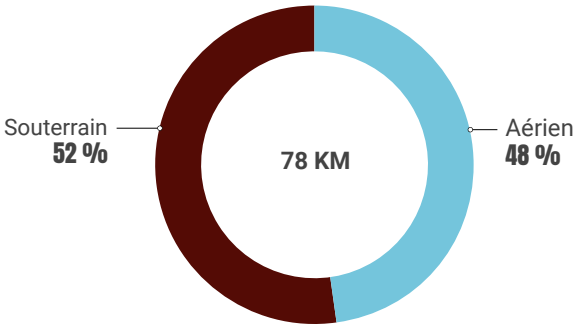
LE RÉSEAU BT



Longueur	126 km
Longueur moyenne par poste	1 125 m
- dont réseau aérien nu	1,6 km
- dont réseau torsadé	49,8 km
- dont réseau souterrain	74,6 km
Nombre de départs BT	280

Un réseau BT sécurisé avec peu de réseau en fil nu.

LE RÉSEAU HTA

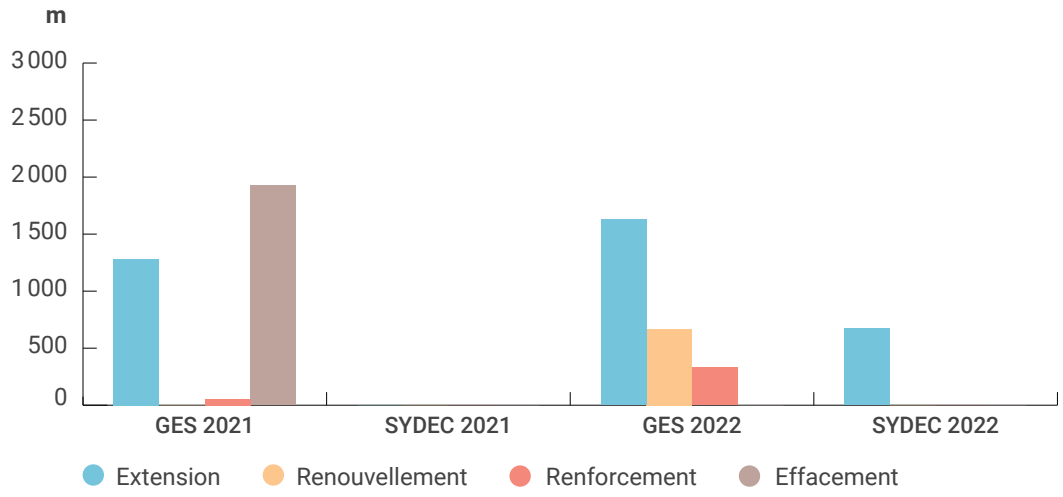


Longueur	78 km
Longueur moyenne par départ	13,0 km
- dont	3 départs supérieurs à 10 km 0 départs subissant des chutes de tension supérieures à 5%
- dont réseau aérien	37,6 km
- dont réseau souterrain	40,5 km
Nombre de départs HTA	6

	Mixte
Typologie des départs HTA	6

TRAVAUX ET INVESTISSEMENTS

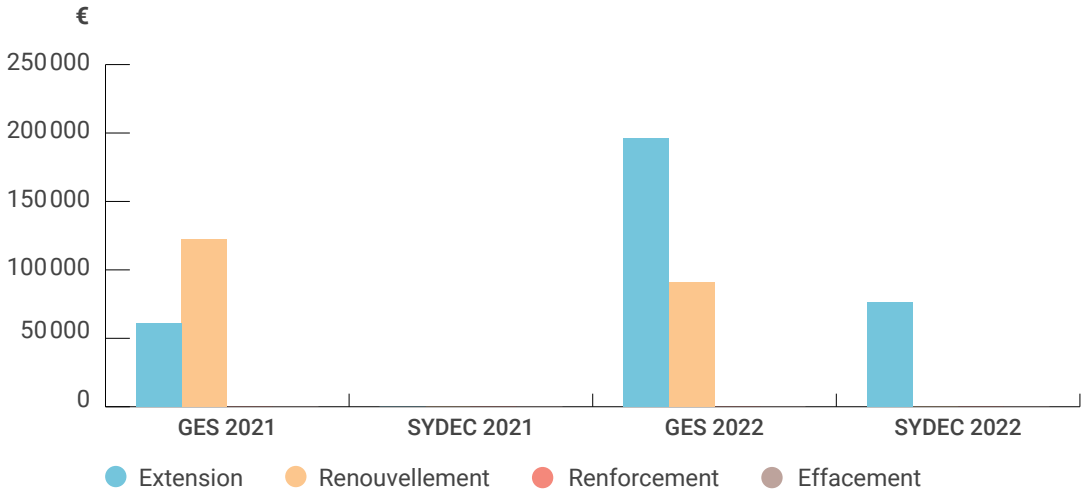
LONGUEURS TOTALES DE RÉSEAU POSÉ PAR TYPE DE CHANTIERS ET MAÎTRISES D'OUVRAGE



En mètre	GES 2021	SYDEC 2021	GES 2022	SYDEC 2022
Extension	1 283	0	1 626	675
Renouvellement	0	0	667	0
Renforcement	55	0	332	0
Effacement	1 926	0	0	0
TOTAL	**3 264**	**0**	**2 625**	**675**
	3 264		**3 300**	

** Les longueurs communiquées par le concessionnaire correspondent aux longueurs d'ouvrages mises en service en 2022.*

INVESTISSEMENTS SUR LA CONCESSION DU SYDEC PAR TYPE DE CHANTIERS



En euros	GES 2021	SYDEC 2021	GES 2022	SYDEC 2022
Extension	61 126	0	195 862	76 256
Renouvellement	122 573	0	90 905	0
Renforcement	0	0	0	0
Effacement	0	0	0	0
TOTAL	**183 699**	**0**	**286 768**	**76 256**
	183 699		**363 024**	

** Les investissements communiqués par le concessionnaire correspondent à des longueurs d'ouvrages réalisés sur les années précédentes. On ne peut donc corréler les investissements réalisés dans l'année 2022 avec les longueurs d'ouvrages mises en service en 2022..*

FOCUS 2022

363 k€ investis en 2022
sur la concession d'Aire-sur-l'Adour
(**184 k€** l'année précédente).

ANALYSE DES ARTICLES R323-25

Selon le code de l'urbanisme, les ouvrages de distribution publique d'électricité sont exemptés du permis de construire mais font néanmoins l'objet d'un dossier technique (article 49 ou 50, appelés respectivement article 2 et 3 depuis le 1er décembre 2011). A partir du 26 mai 2014, seul les articles 2 (I, II et III) subsistent, l'article 3 est abrogé.

À partir du 30 décembre 2015 (Décret n°2015-1823), les articles 2 deviennent les articles R323-25.

Nombre de dossiers : [SYDEC / GES]	[1/0]
ARTICLES R 323-25	1 dossier
Maîtrise d'ouvrage GES	0
Pas de remarque de nature à modifier le projet	0
Pas de remarque de nature à modifier le projet avec observation	0
Avis pouvant remettre en question le projet	0

LA QUALITÉ DE FOURNITURE

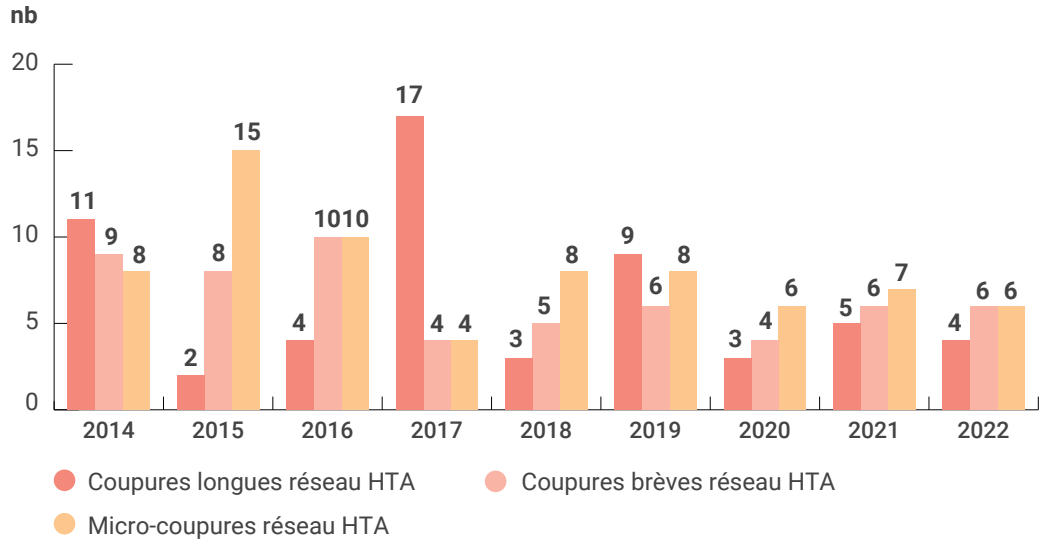
Les coupures pour incidents

Nombre d'usagers ayant subi	
+ de 6 coupures longues (HTA)	0
+ de 3 heures de coupures (HTA)	0

FOCUS 2022

Le nombre de coupures est en diminution sur les coupures longues et les microcoupures.

NOMBRE D'INCIDENTS PAR TYPE DE COUPURES



Nombre de coupures	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Coupures longues réseau HTA	17	3	9	3	5	**4**
Coupures brèves réseau HTA	4	5	6	4	6	**6**
Microcoupures réseau HTA	4	8	8	6	7	**6**

Le Critère B

	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Critère B en minutes	105,5	28,6	55,8	34,5	82,5	**14,0**
Dues aux incidents (BT et HTA)	85,6	11,5	28,1	29,7	72,2	**3,3**
Dues aux travaux (BT et HTA)	19,9	17,1	27,7	4,7	10,3	**10,7**
Dues à l'amont de la concession	0	0	0	0	0	**0**

FOCUS 2022

Un critère B bien en dessous de la valeur de la concession Enedis Landes (88,7 minutes).

Chutes de tension*

	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Nombre de départs BT mal alimentés	0*	0*	0*	0*	0	**0**
Pourcentage de départs BT mal alimentés	0*	0*	0*	0*	0	**0**
Nombre d'usagers BT mal alimentés	0*	0*	0*	0*	1	**0**
Pourcentage d'usagers BT mal alimentés	0*	0*	0*	0*	0,02%	**0**

POURCENTAGE DE CLIENTS DISPOSANT D'UNE QUALITÉ DE TENSION SUPÉRIEURE AUX SEUILS CONTRACTUELS SUR L'ENSEMBLE DE LA CONCESSION

En %	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Pourcentage de clients	100*	100*	100%	100%	99,98%	**100%**

** Concernant le nombre de départs et le nombre d'usagers BT mal alimentés, GES n'effectue pas de mesure de tension mais base son décompte sur les réclamations des usagers.*

À part en 2021, aucun problème de chutes de tension n'a été signalé par les usagers de la concession GES sur la période 2017-2022.

Satisfaction des usagers

SATISFACTION DES CLIENTS BT DONT LES CONTRATS SONT INFÉRIEURS À 36 kVA

En %	2021	2022
Clients Particuliers	99,9	**100**
Clients Professionnel	99,7	**99,9**

SATISFACTION DES CLIENTS BT DONT LES CONTRATS SONT SUPÉRIEURS À 36 kVA ET DES CLIENTS RACCORDÉS EN HTA

En %	2021	2022
Clients Entreprises C2 à C4	99,6	**97,2**

LES USAGERS DE LA CONCESSION

LES CONTRATS

CONSOMMATIONS - RECETTES ET CONTRATS

	Contrats par seuil de puissance		
	Tarif régulé	Tarif marché	Concession
Contrats < = 36 kVA	4 079	243	4 322
36 < Contrats < = 250 kVA	0	59	59
Contrats > 250 kVA	0	15	15
TOTAL CONTRATS	**4 079**	**317**	**4 396**
TOTAL ACHEMINEMENT (EN K€)	**1 033**	**707**	**1 740**
TOTAL CONSOMMATION EN MWH	**20 151**	**21 077**	**41 228**

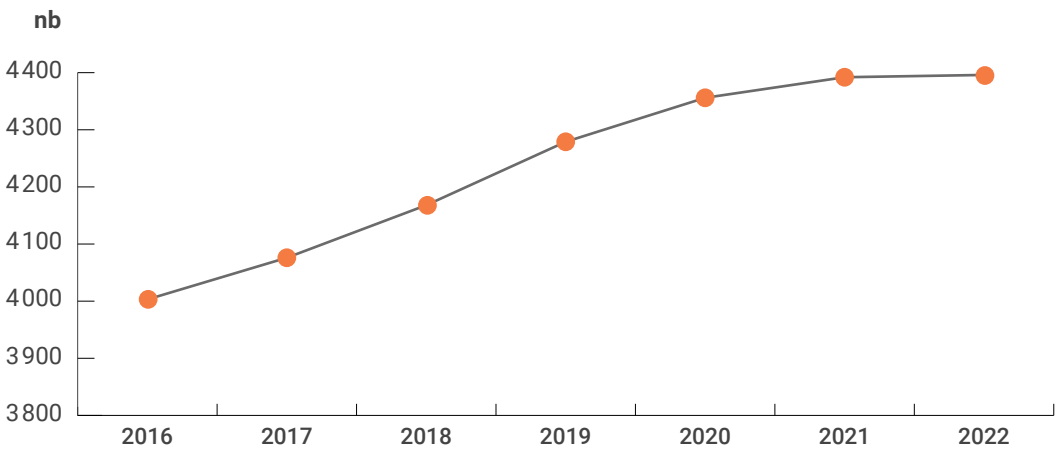
Les évolutions des données usagers depuis 2016 traduisent une évolution de croissance régulière :

LES USAGERS ET LES CONSOMMATIONS

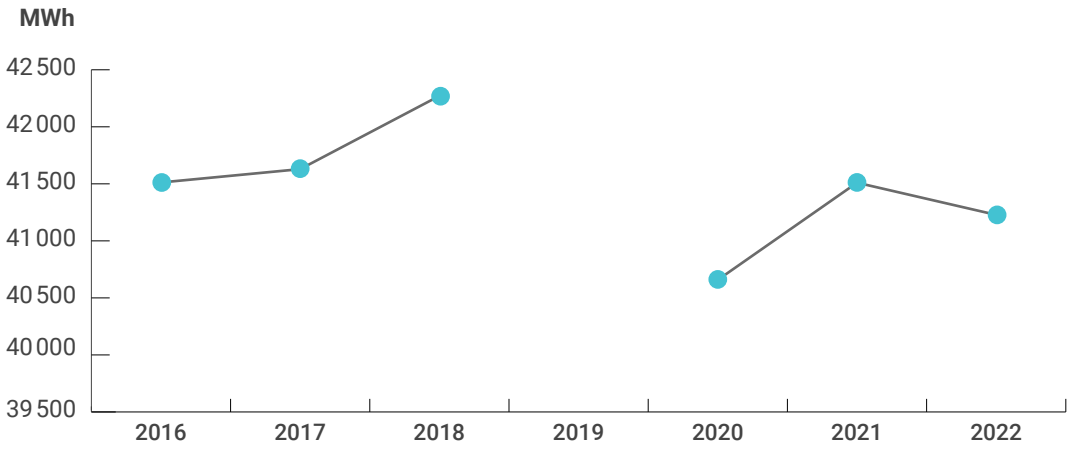
Usagers	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Nombre d'usagers	4 076	4 168	4 279	4 356	4 392	**4 396**
Consommation annuelle (MWh)	41 629	42 271	NF	40 658	41 510	**41 228**
Recettes acheminement annuelles (k€)	1 568	1 640	NF	1 451	1 811	**1 740**

NF : Non fourni

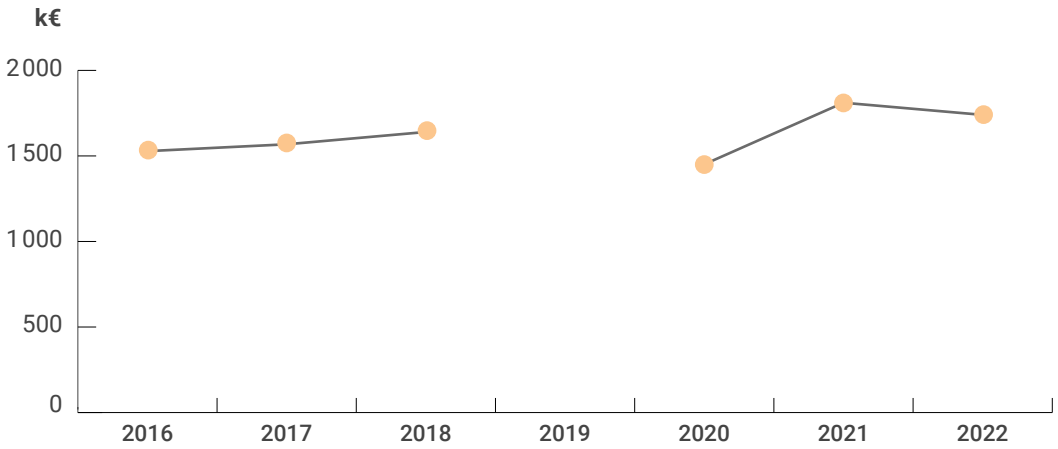
NOMBRE D'USAGERS



CONSOMMATION ANNUELLE



RECETTES D'ACHEMINEMENT



SOLIDARITÉ

Part GES au Fonds de Solidarité Logement (FSL)	5 k€
Nombre de dossiers aidés	109

Nombre d'usagers bénéficiaires du chèque énergie	433

ANALYSE COMPTABLE ET FINANCIÈRE

LES COMPTES DE LA CONCESSION

ÉLÉMENTS FINANCIERS DE LA CONCESSION GES

Produits en k€	2017	2018 proforma	2019	2020	2021	2022
Production de services	2 978	3 259	3 200	3 496	4 164	4 348
Recettes d'acheminement	-	-	-	-	1 294	1 740
·- dont clients au tarif Vert	-	-	-	-	257	263
·- dont clients au tarif Jaune	-	-	-	-		307
·- dont clients au tarif Bleu	-	-	-	-	1 037	1 171
Recettes de raccordements et prestations	101	193	83	85	70	225
• dont raccordement	98	193	83	85	70	120
• prestations	3	-	-	0	0	105
Autres recettes	83	-	-	0	0	0
CHIFFRE D'AFFAIRES NET	**3 162**	**3 452**	**3 283**	**3 581**	**4 234**	**6 313**
Autres produits : subvention d'exploitation	18	54	3	56	0	0
Production stockée et immobilisée	18	115	114	161	183	287
Reprises sur amortissements et provisions	-	84	30	151	51	0
Autres produits divers	62	9		0	0	0
Remboursement CSPE	1 217	1 215	899	1 365	1396	-264
SOUS-TOTAL	**1 315**	**1 477**	**1 046**	**1 733**	**1 631**	23
TOTAL DES PRODUITS	**4 476**	**4 929**	**4 329**	**5 314**	**5 865**	**6 336**

Charges en k€	2017	2018 proforma	2019	2020	2021	2022
Accès réseau amont	1 434	1 782	1 843	1 937	2 180	3 295
Redevance de concession	3	2	1	2	2	2
Autres Energie acheminées externes	-	-	-	0	0	0
Autres impôts et taxes	13	-	-	0	0	0
Contribution au FACE	41	41	77	39	57	53
Charges de personnel	679	694	716	719	730	746
Dotation aux amortissements DP	307	229	165	176	204	242
Dotation aux provisions DP	110	51	21	81	59	10
Autres dotations d'exploitation	5	-	-	0	0	0
Autres charges	-	-	-	0	0	0
Achats photovoltaïque	1 267	1 266	936	1 390	1 454	1 398
TOTAL DES CHARGES	**3 859**	**4 063**	**3 761**	**4 344**	**4 684**	**5 745**

RÉSULTAT	**617**	**866**	**568**	**970**	**1 181**	**591**

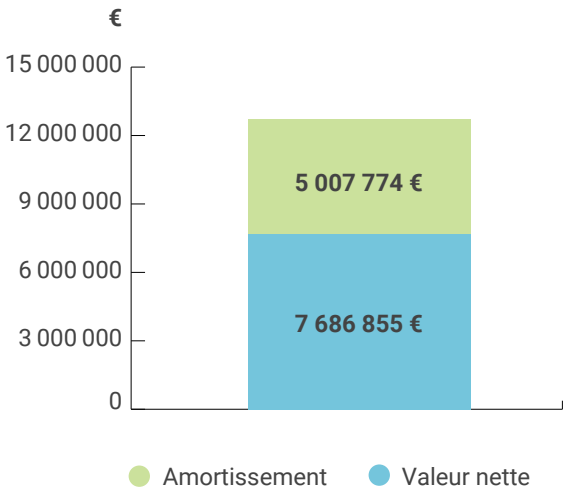
En 2022, le résultat d'exploitation de la concession d'Aire sur l'Adour est excédentaire.
En effet, les produits progressent régulièrement depuis 2017, notamment les recettes en production de services, même si les dépenses connaissent la même tendance de croissance, avec logiquement le poste d'accès au réseau amont qui augmente en suivant la vente des produits de services.

Nous constatons une baisse du résultat d'exploitation en 2022. Ce résultat d'exploitation reste néanmoins positif de 2017 à 2022, traduisant une gestion saine de la concession GES.

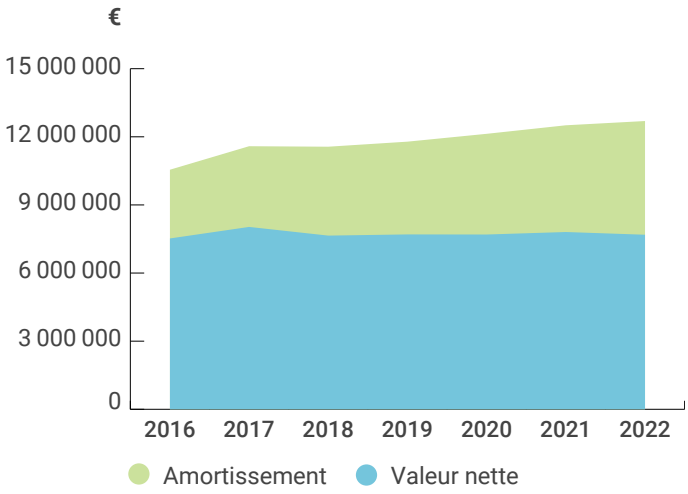
LE FINANCEMENT DU PATRIMOINE

Immobilisations des investissements totaux

VALORISATION GLOBALE DE LA CONCESSION



VALORISATION GLOBALE DE LA CONCESSION

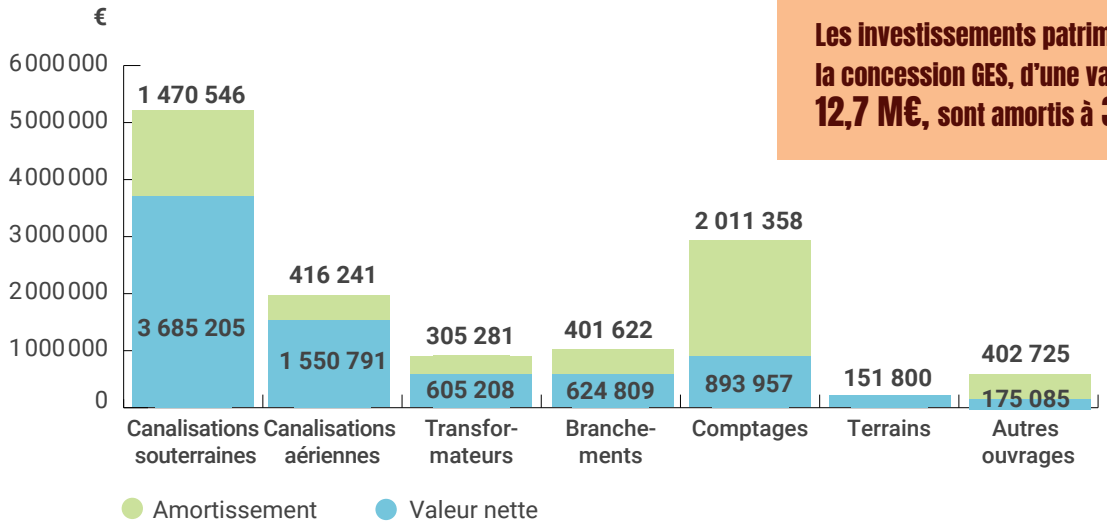


Valorisation globale	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Valeur nette	8 031 060	7 648 678	7 701 154	7 696 998	7 806 681	**7 686 855**
Amortissement	3 554 365	3 915 133	4 085 102	4 434 336	4 700 208	**5 007 774**
Valeur brute	11 585 425	11 563 811	11 786 256	12 131 334	12 506 889	**12 694 628**

FOCUS 2022

Une valeur brute de la concession GES de 12,7 M€
(valeur nette de **7,7 M€,** amortie à **39 %**), soit **1 749 €** de valeur nette par usager.

VALORISATION PAR TYPE D'OUVRAGE CONCÉDÉ



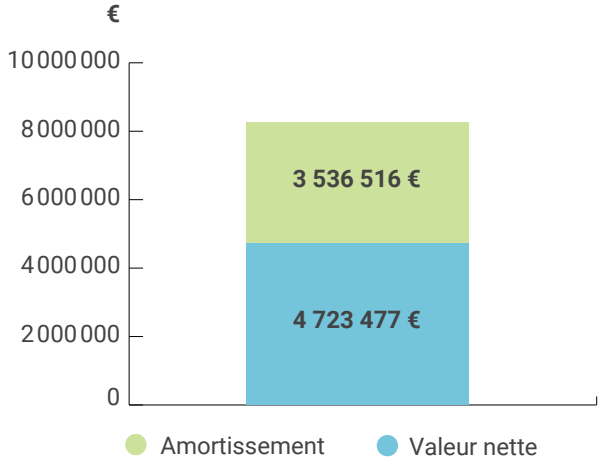
FOCUS 2022

Les investissements patrimoniaux sur la concession GES, d'une valeur brute de 12,7 M€, sont amortis à 39 %.

En €	Valeur Brute	Valeur nette	Amortissement	Taux d'amortissement
Canalisations souterraines	5 155 750	3 685 205	1 470 546	28,5%
Canalisations aériennes	1 967 032	1 550 791	416 241	21,2%
Transformateurs	910 489	605 208	305 281	33,5%
Branchements	1 026 431	624 809	401 622	39,1%
Comptages	2 905 316	893 957	2 011 358	69,2%
Terrains	151 800	151 800	0	0,0%
Autres ouvrages	577 810	175 085	402 725	69,7%
TOTAL	**12 694 628**	**7 686 855**	**5 007 774**	**39,4%**

Immobilisations des investissements sous maitrise d'ouvrage de GES

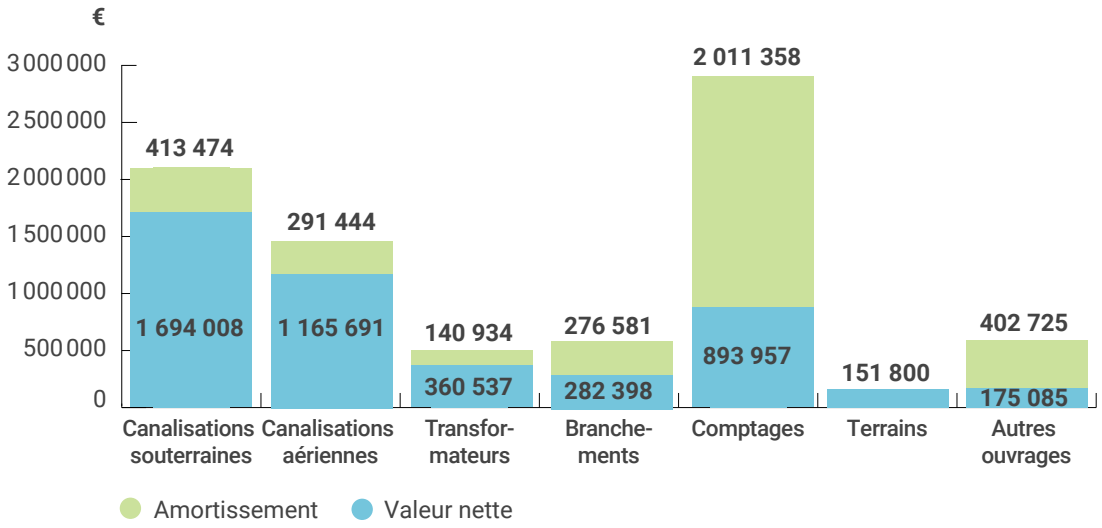
VALORISATION DES INVESTISSEMENTS PATRIMONIAUX DE GES



FOCUS 2022

Une valeur brute des investissements de GES de 8,3 M€ (valeur nette de **4,7 M€**, amortie à **43 %**), soit **1 074 €** de valeur nette par usager.

VALEUR BRUTE PAR TYPE D'OUVRAGE CONCÉDÉ



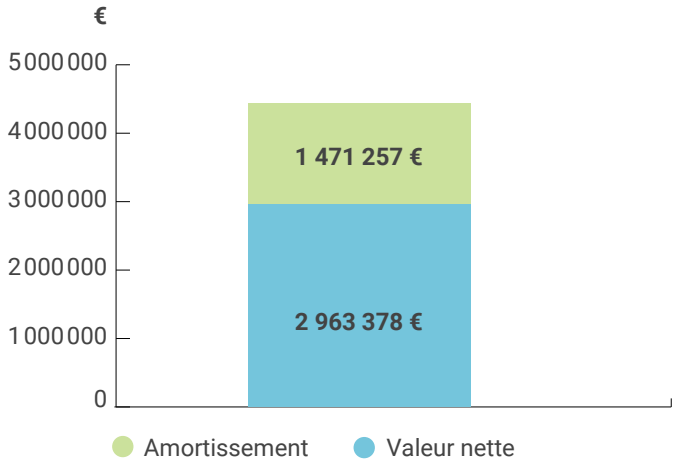
En €	Valeur Brute	Valeur nette	Amortissement	Taux d'amortissement
Canalisations souterraines	2 107 482	1 694 008	413 474	19,6%
Canalisations aériennes	1 457 135	1 165 691	291 444	20,0%
Transformateurs	501 471	360 537	140 934	28,1%
Branchements	558 979	282 398	276 581	49,5%
Comptages	2 905 316	893 957	2 011 358	69,2%
Terrains	151 800	151 800	0	0,0%
Autres ouvrages	577 810	175 085	402 725	69,7%
TOTAL	**8 259 993**	**4 723 477**	**3 536 516**	**42,8%**

FOCUS 2022

Les investissements patrimoniaux de GES, d'une valeur brute de 8,3 M€, sont amortis à 43 %.

Immobilisations des investissements sous maitrise d'ouvrage du SYDEC

VALORISATION DES INVESTISSEMENTS DU SYDEC SUR LA CONCESSION GES

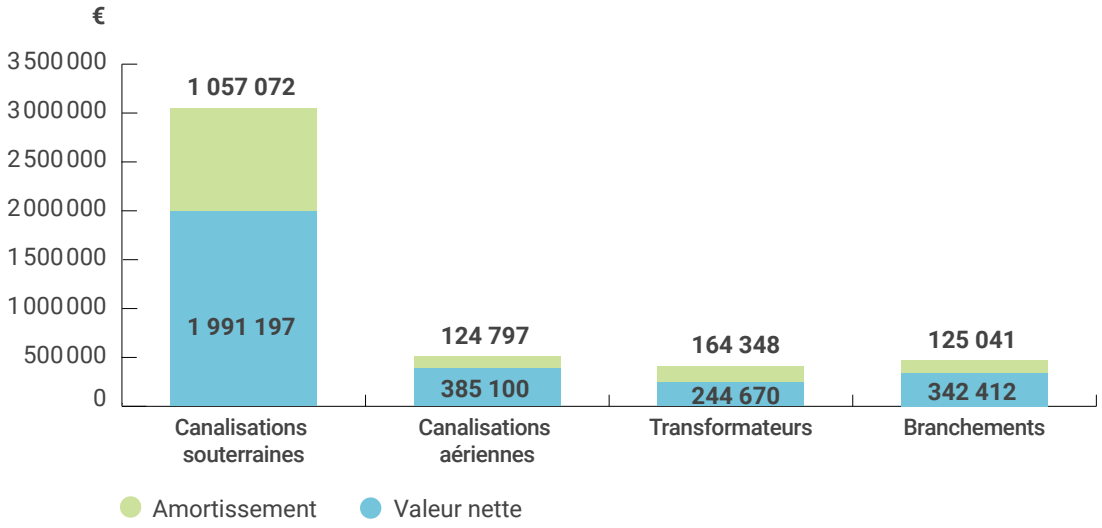


FOCUS 2022

Une valeur brute des investissements du SYDEC de 4,4 M€

(valeur nette de **3,0 M€,** amortie à **33,2 %**), soit **674 €** de valeur nette par usager.

VALEUR BRUTE PAR TYPE D'OUVRAGE CONCÉDÉ



En €	Valeur Brute	Valeur nette	Amortissement	Taux d'amortissement
Canalisations souterraines	3 048 268	1 991 197	1 057 072	34,7%
Canalisations aériennes	509 897	385 100	124 797	24,5%
Transformateurs	409 018	244 670	164 348	40,2%
Branchements	467 452	342 412	125 041	26,7%
TOTAL	**4 434 635**	**2 963 378**	**1 471 257**	**33,2%**

FOCUS 2022

Les investissements patrimoniaux du SYDEC, d'une valeur brute de 4,4 M€, sont amortis à 33 %.

Synthèse des passifs de la concession GES : Droits du concédant

Les droits sur les ouvrages existants comprennent :

- La contre-valeur des biens qui correspond à la valeur nette comptable des ouvrages concédés et matérialise l'obligation de retour des ouvrages au concédant ;
- La valeur nette comptable des financements GES (ou financement du concessionnaire non amorti) : Cette valeur correspond à la part non amortie des apports nets de GES diminués des montants de provision pour renouvellement et d'amortissement du concédant qui sont affectés en droits du concédant lors des renouvellements et de ce fait, considérés comme des financements du concédant.

Créance en espèces du concédant (financement concessionnaire net)

Les droits sur les ouvrages à renouveler correspondent à l'amortissement du financement du concédant sur des biens pour lesquels GES est maître d'ouvrage du renouvellement.

Le financement du concédant est défini comme les apports externes nets des concédants et des tiers.

Ce montant est ensuite complété des montants de provision pour renouvellement et d'amortissement du financement du concédant affectés en financement du concédant lors des renouvellements.

Pendant la durée de la concession, les droits du concédant sur les biens à renouveler se transforment donc, au remplacement effectif du bien, en droit du concédant sur les biens existants.

Dette en espèces vis à vis du concédant

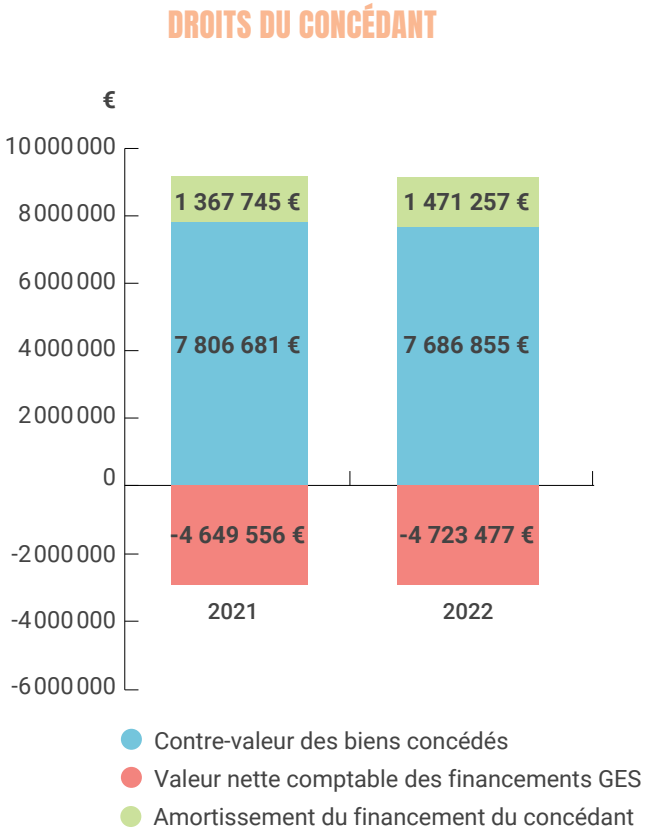
Les droits du concédant correspondent aux enregistrements comptables dans le passif.

Ils sont spécifiques à l'existence de passifs du patrimoine concédé.

Contre-valeur des biens concédés - Valeur nette des financements GES + Amortissement du financement concédant

En 2022, le compte « Droits du concédant » s'établit donc ainsi :

Droits sur les ouvrages existants en €	2021	2022
Contre-valeur des biens concédés	7 806 681	7 686 855
Valeur nette comptable des financements GES	4 649 556	4 723 477
Droits sur les ouvrages futurs en €	**2021**	**2022**
Amortissement du financement du concédant	1 367 745	1 471 257
Droits du concédant en €	4 524 870	4 434 635



Ticket de sortie de la concession GES

Le ticket de sortie de la concession représente le solde des dettes et des créances réciproques :

1. Le financement du concessionnaire non amorti qui constitue une dette du concédant vis-à-vis du concessionnaire ;

2. L'amortissement de la partie des biens financés par le concédant qui constitue une dette du concessionnaire vis-à-vis du concédant ;

3. Les provisions non utilisées sont restituées au concédant.

Ainsi, si ce « ticket » est négatif, c'est le concessionnaire sortant qui devra payer une indemnité au concédant (ou futur concessionnaire).

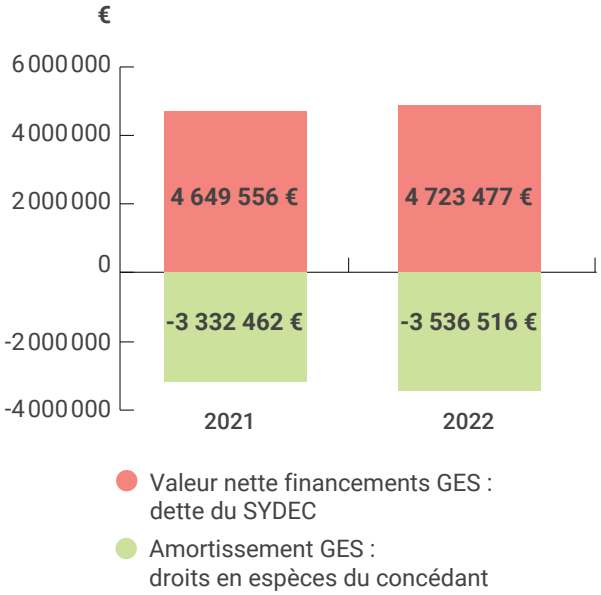
Dans le cas contraire, c'est le SYDEC qui devra s'acquitter d'une indemnité vis-à-vis de GES.

Pour 2022, le compte « Ticket de sortie » est de :

En €	2021	2022
Valeur nette financements GES : dette du SYDEC	4 649 556	4 723 477
Amortissement GES : droits en espèces du concédant	-3 332 462	-3 536 516
Provisions pour renouvellement	0	-68 000
Dette du SYDEC vis-à-vis de GES	**1 317 094**	**1 118 961**

Le ticket de sortie est constitué d'une dette du SYDEC envers GES de 1 119 k€

TICKET DE SORTIE

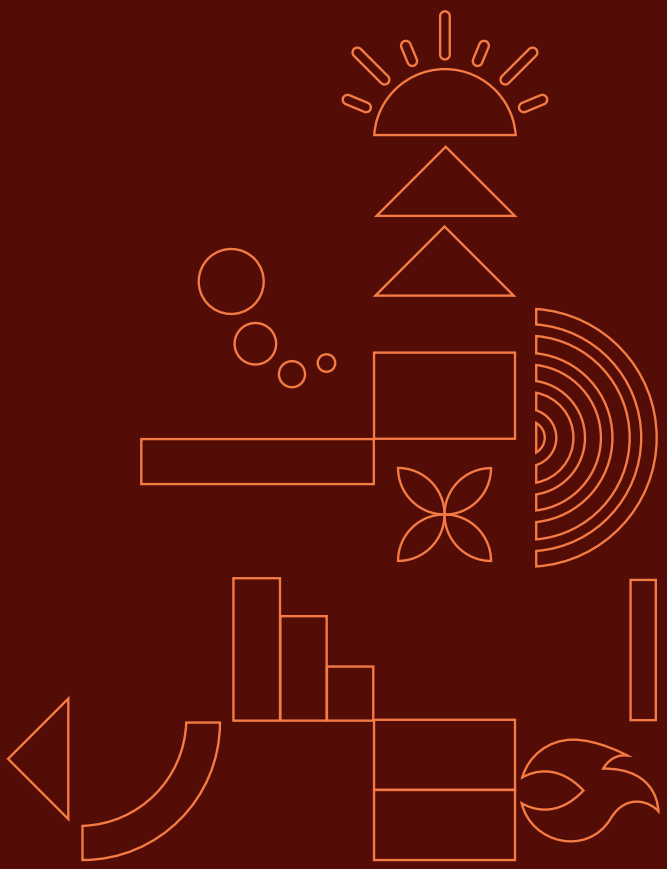


Un ticket de sortie en diminution de 198 k€, par rapport à l'année précédente (1 317 k€).

Annexes ENEDIS

DES INFORMATIONS COMPLÉMENTAIRES

- Les chiffres de la concession électricité
- L'ouverture du marché de l'électricité
- Sommaire du compte-rendu annuel d'activités 2022 du concessionnaire Enedis
- Documents consultables
- Remerciements



ANNEXE 1

LES CHIFFRES DE LA CONCESSION ÉLECTRICITÉ EN 2022

Les données clientèles

Nombre total d'usagers sur la concession : **295 436**

Nombre total d'usagers par poste : **27**

Segments tarifaires	Total	Dont au tarif marché	Consommation en Gwh	Recettes d'acheminement en M€
Puissance ≤36 kVA	290 450	107 579	1 655	87
36 kVA≤ Puissance/250 kVA	3 911	3 911	377	17
Puissance/250 kVA	1 075	1 075	934	19

- **Nombre de dossiers traités** par le Fonds Solidarité Logement : **445**
- **Montant** de la participation d'EDF au FSL : **110 k€**

La qualité de fourniture

- **Nombre de départs : 314** en HTA et **23 790** en BT,
- **Nombre d'usagers mal alimentés** 230V +10%/-10% : **4 032 usagers,**
- **Nombre de départs BT mal alimentés : 591 départs**

Le patrimoine

	BT	Evolution BT en nombre 2021/2022	HTA	Evolution HTA en nombre 2021/2022
Réseau total (en km)	10 782	82	9 741	47
Réseau souterrain (en km)	6 435	185	6 878	70
Réseau torsadé (en km)	3 980	15	14	0
Réseau aérien nu (en km)	366	-118	2 849	-23
Souterrain (en %)	59,7%	1,3%	70,6%	0,4%

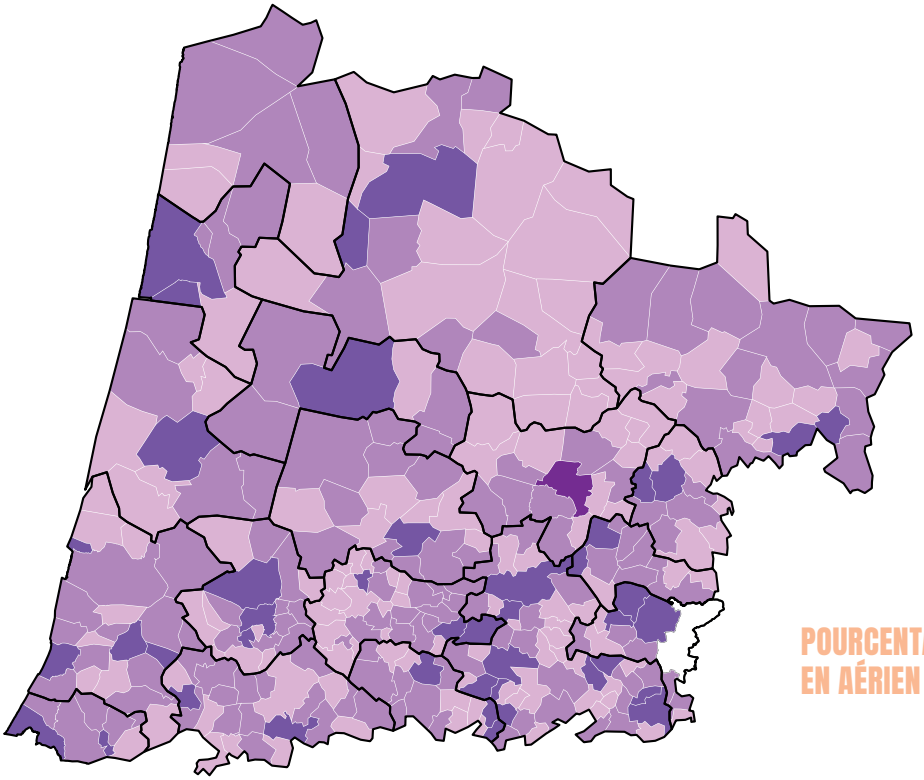
Les travaux

Chantiers réalisés par Enedis : longueur de 141 km		
Chantiers réalisés par le SYDEC : longueur de 172 km		
Longueur de réseau HTA	89 km	Dont réseau en souterrain **99,7%**
Longueur de réseau BT	224 km	Dont réseau en souterrain **92%**
Nombre de branchements neufs : 3 551		

ILLUSTRATION GRAPHIQUE DE LA CONCESSION

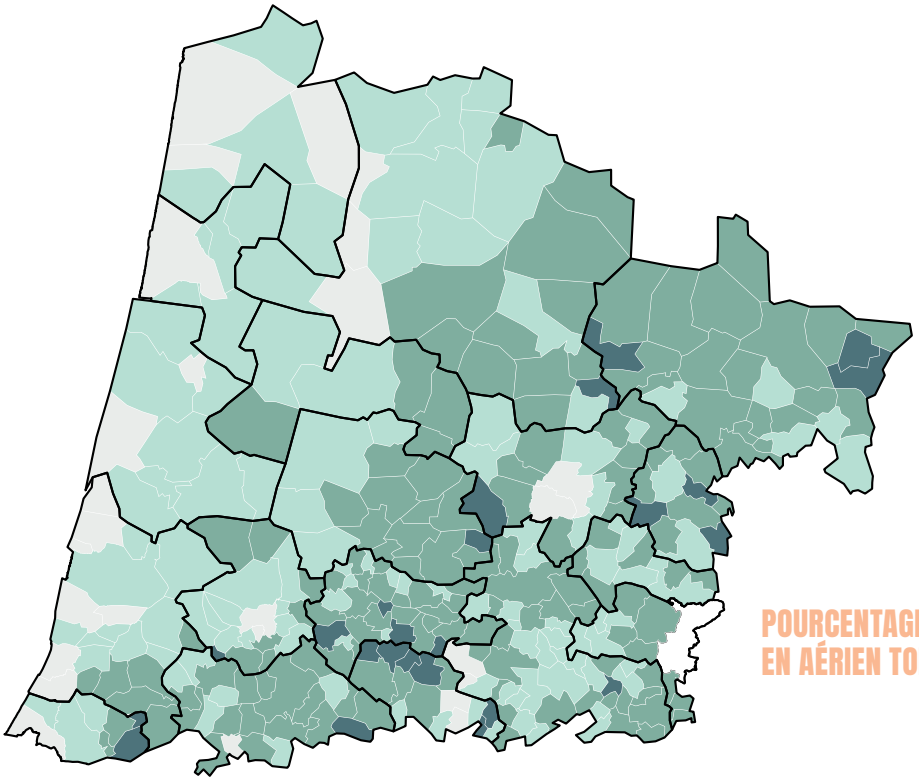
Le patrimoine

Les réseaux BT en 2022



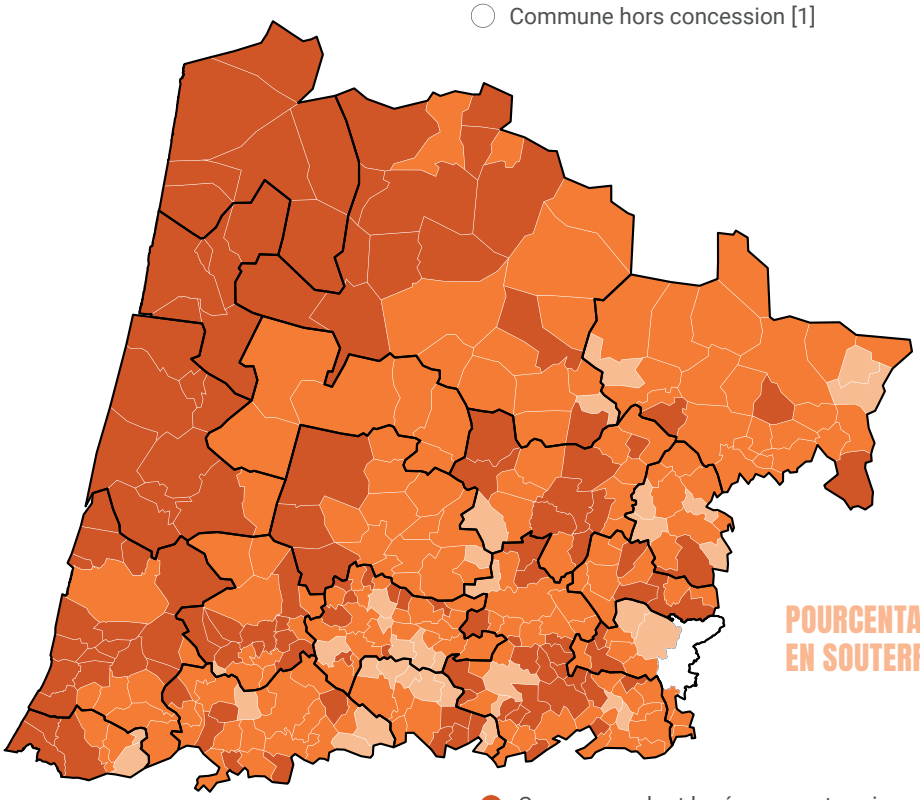
POURCENTAGE DES RÉSEAUX BT EN AÉRIEN NU

- Communes dont le réseau aérien nu est supérieur à 15% [1]
- Communes dont le réseau aérien nu est compris entre 5% à 15% [43]
- Communes dont le réseau aérien nu est compris entre 1% à 5% [143]
- Communes dont le réseau aérien nu est inférieur à 1% [139]
- Commune hors concession [1]



POURCENTAGE DES RÉSEAUX BT EN AÉRIEN TORSADÉ

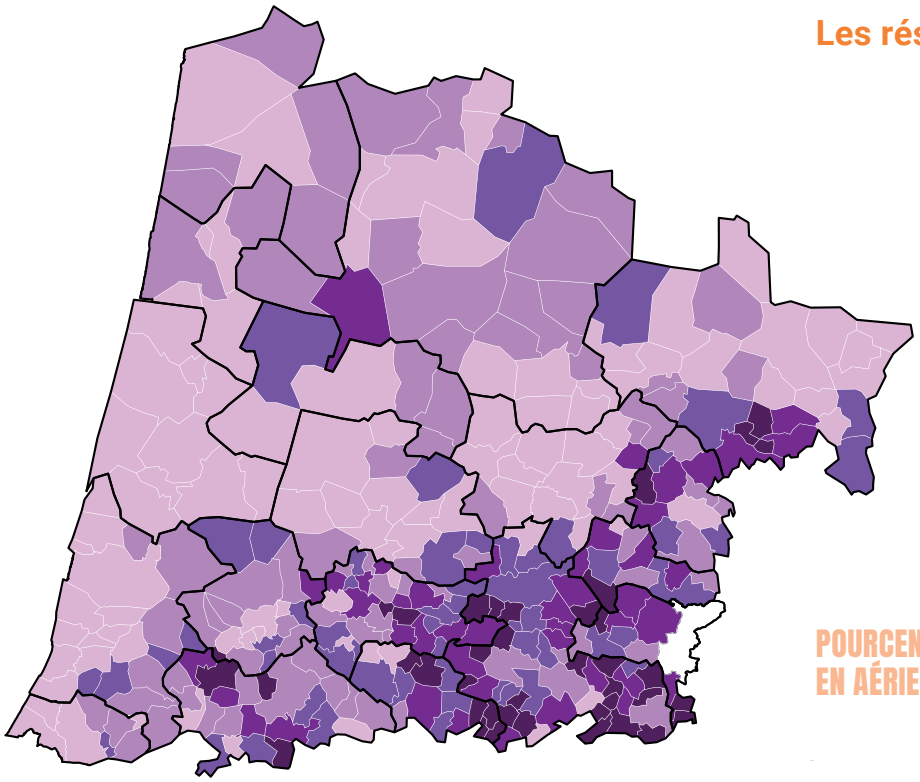
- Communes dont le réseau aérien torsadé est supérieur à 60% [24]
- Communes dont le réseau aérien torsadé est compris entre 40% à 60% [155]
- Communes dont le réseau aérien torsadé est compris entre 20% à 40% [121]
- Communes dont le réseau aérien torsadé est inférieur à 20% [26]
- Commune hors concession [1]



POURCENTAGE DES RÉSEAUX BT EN SOUTERRAIN

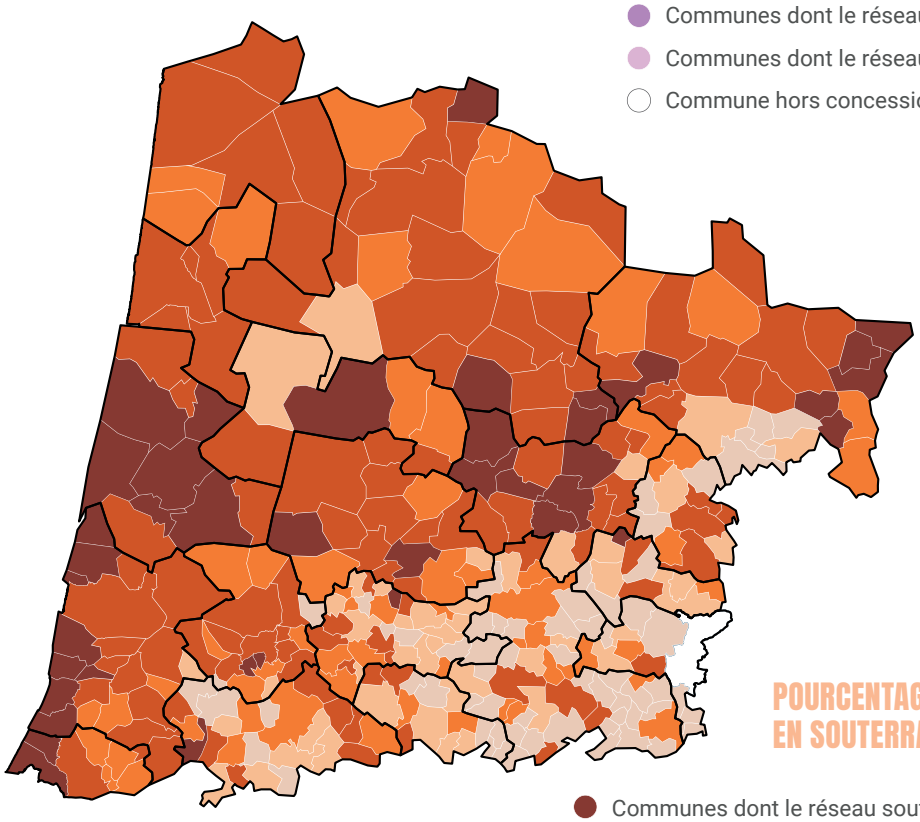
- Communes dont le réseau souterrain est supérieur à 60% [123]
- Communes dont le réseau souterrain est compris entre 40% à 60% [167]
- Communes dont le réseau souterrain est compris entre 20% à 40% [36]
- Commune hors concession [1]

Les réseaux HTA en 2022



POURCENTAGE DES RÉSEAUX HTA EN AÉRIEN

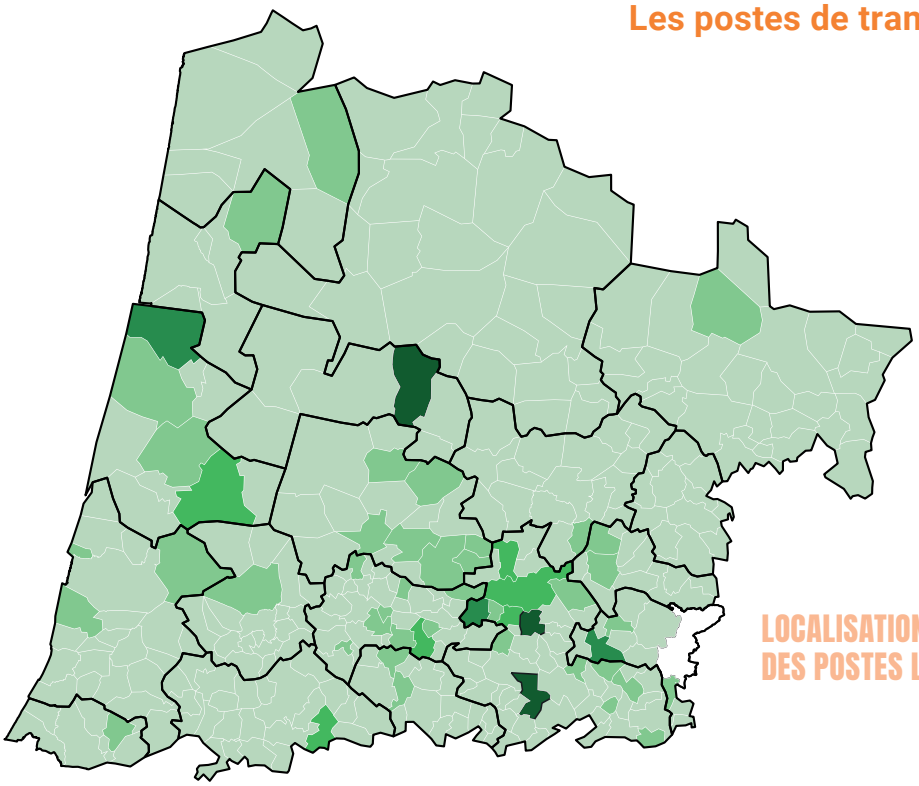
- Communes dont le réseau aérien est supérieur à 80% [40]
- Communes dont le réseau aérien est compris entre 60% à 80% [45]
- Communes dont le réseau aérien est compris entre 40% à 60% [57]
- Communes dont le réseau aérien est compris entre 20% à 40% [86]
- Communes dont le réseau aérien est inférieur à 20% [98]
- Commune hors concession [1]



POURCENTAGE DES RÉSEAUX HTA EN SOUTERRAIN

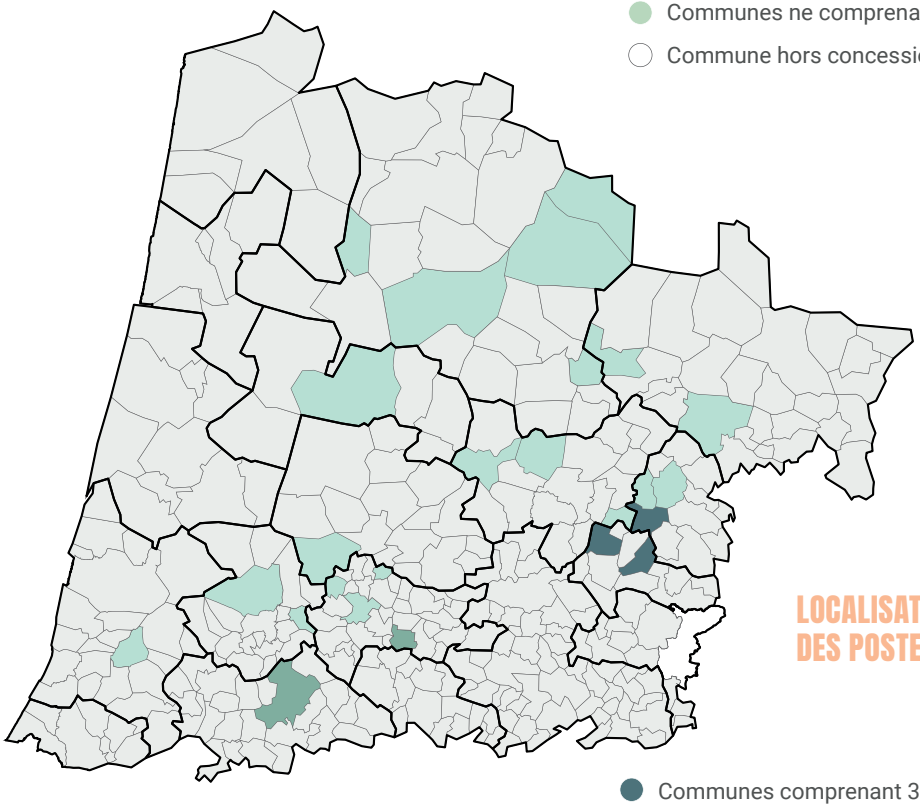
- Communes dont le réseau souterrain est supérieur à 90% [40]
- Communes dont le réseau souterrain est compris entre 70% à 90% [112]
- Communes dont le réseau souterrain est compris entre 50% à 70% [63]
- Communes dont le réseau souterrain est compris entre 30% à 50% [46]
- Communes dont le réseau souterrain est inférieur à à 30% [65]
- Commune hors concession [1]

Les postes de transformation HTA/BT



LOCALISATION GÉOGRAPHIQUE DES POSTES LES PLUS ANCIENS

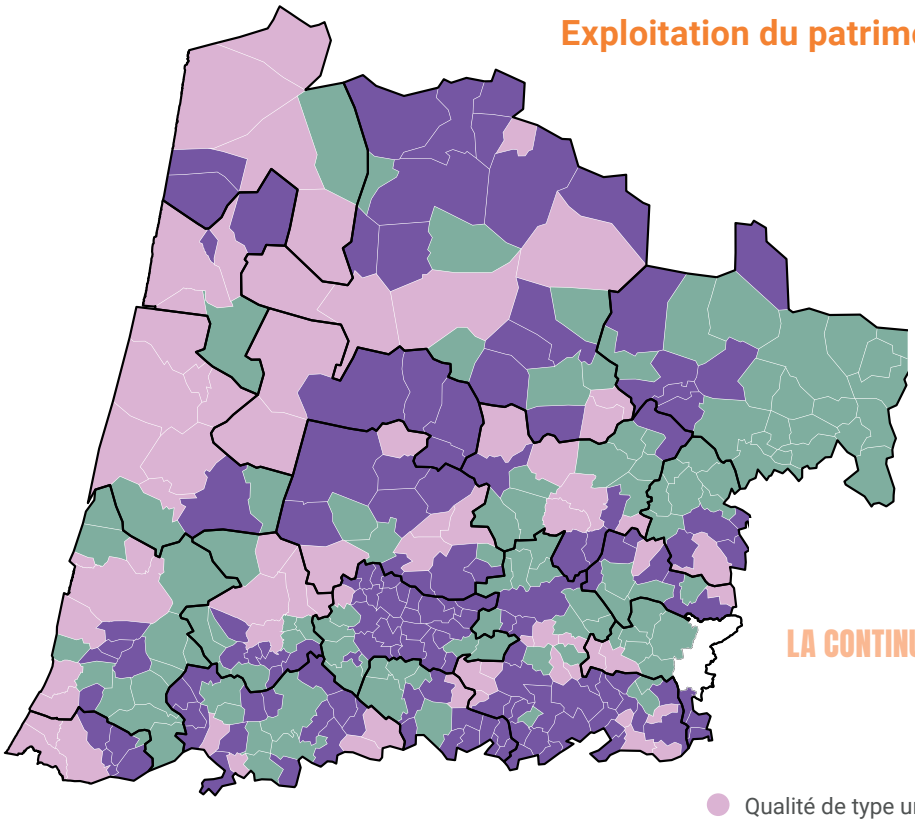
- Communes comprenant plus de 3 postes datant de 1946 [3]
- Communes comprenant 3 postes datant de 1946 [3]
- Communes comprenant 2 postes datant de 1946 [6]
- Communes comprenant 1 poste datant de 1946 [40]
- Communes ne comprenant pas de poste datant de 1946 [274]
- Commune hors concession [1]



LOCALISATION GÉOGRAPHIQUE DES POSTES DITS « CABINE HAUTE »

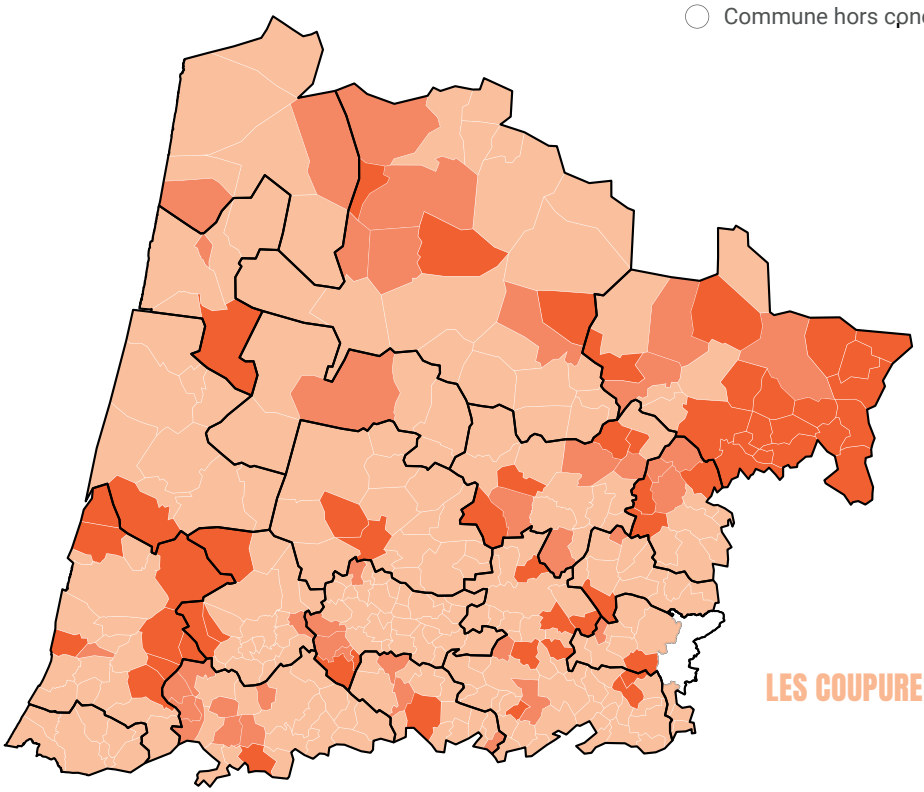
- Communes comprenant 3 postes cabine haute [3]
- Communes comprenant 2 postes cabine haute [2]
- Communes comprenant 1 poste cabine haute [20]
- Communes ne comprenant pas de postes cabine haute [301]
- Commune hors concession [1]

Exploitation du patrimoine de la concession



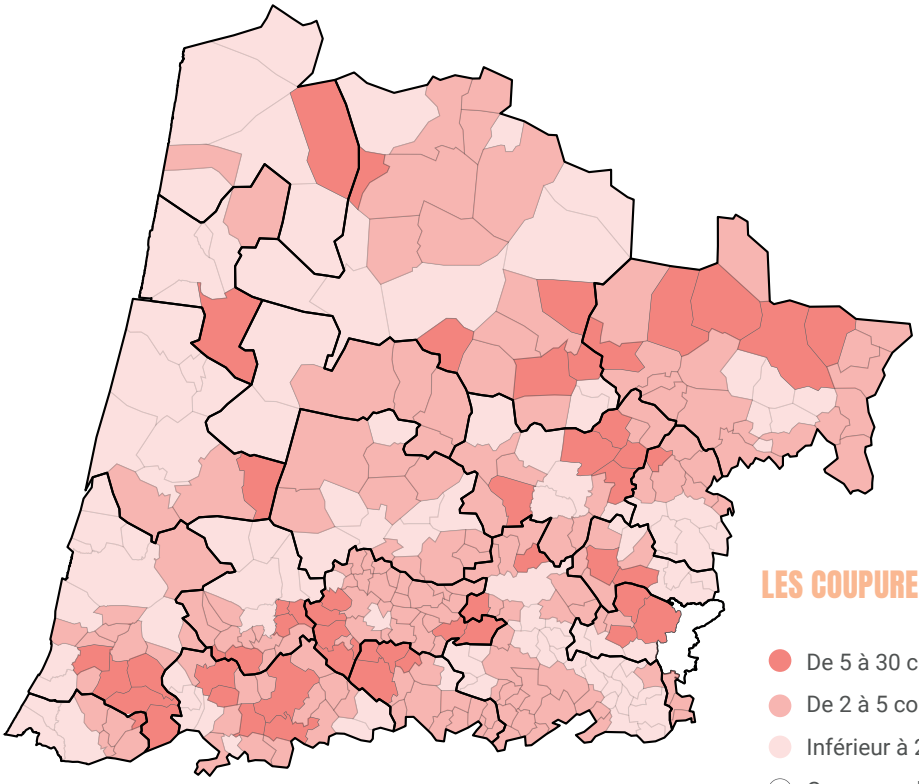
LA CONTINUITÉ DE FOURNITURE EN 2022

- Qualité de type urbain [70 communes]
- Qualité de type suburbain [145communes]
- Qualité de type rural [111communes]
- Commune hors cpncession [1]



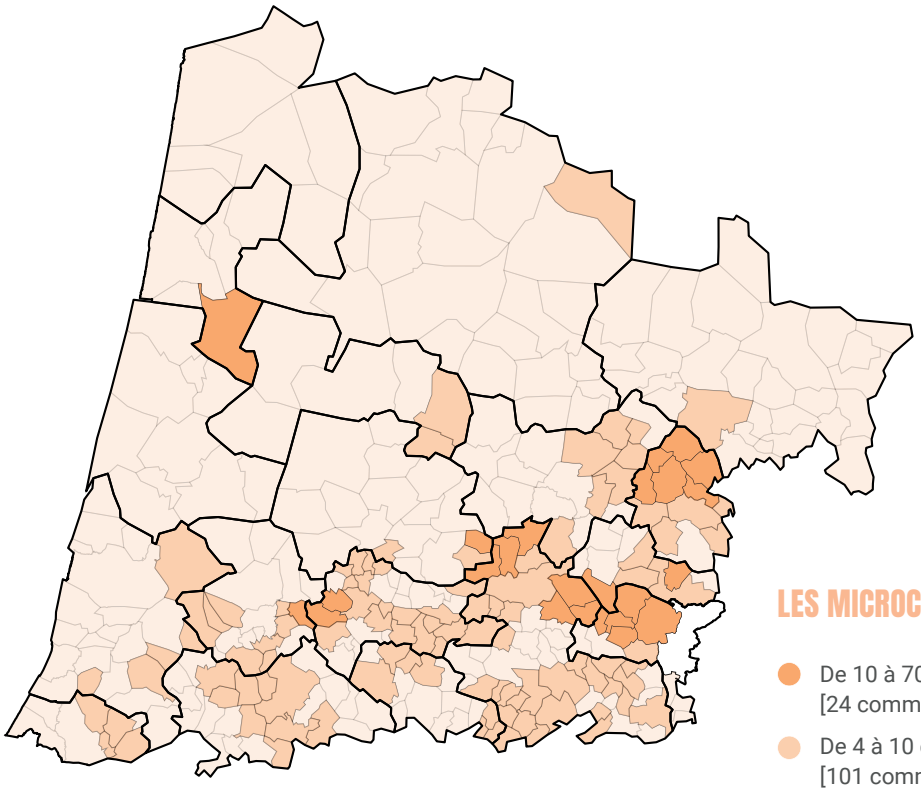
LES COUPURES LONGUES

- De 1,5 à 6 coupures [58 communes]
- De 1 à 1,5 coupures [40 communes]
- Inférieur à une coupure [228 communes]
- Commune hors concession [1]



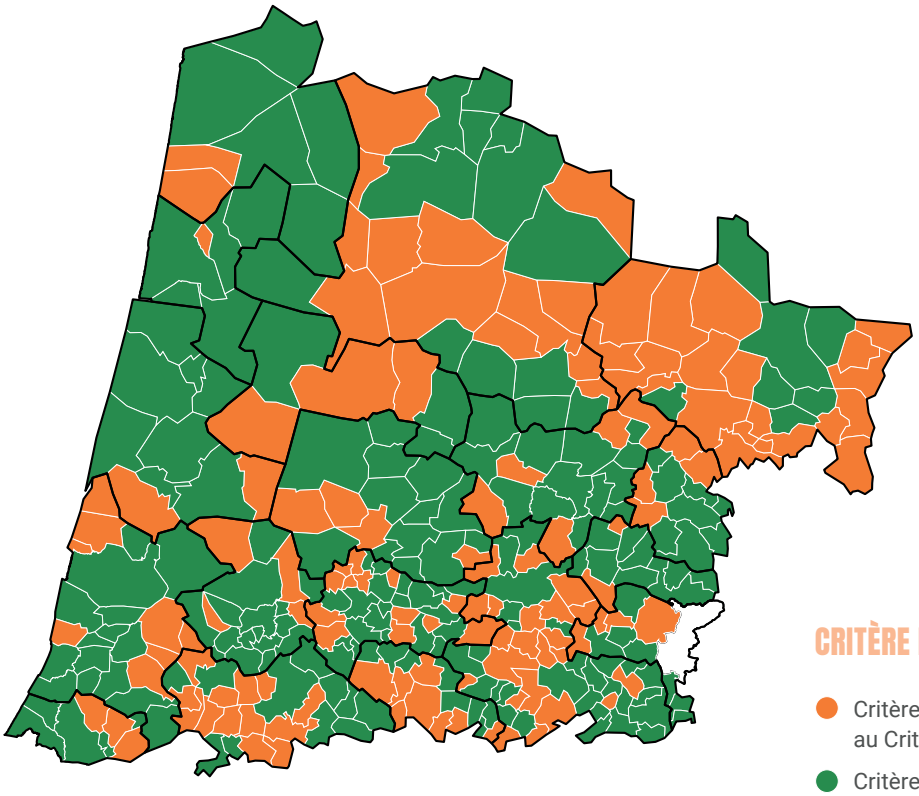
LES COUPURES BRÈVES

- De 5 à 30 coupures [53 communes]
- De 2 à 5 coupures [162 communes]
- Inférieur à 2 coupures [111 communes]
- Commune hors concession [1]



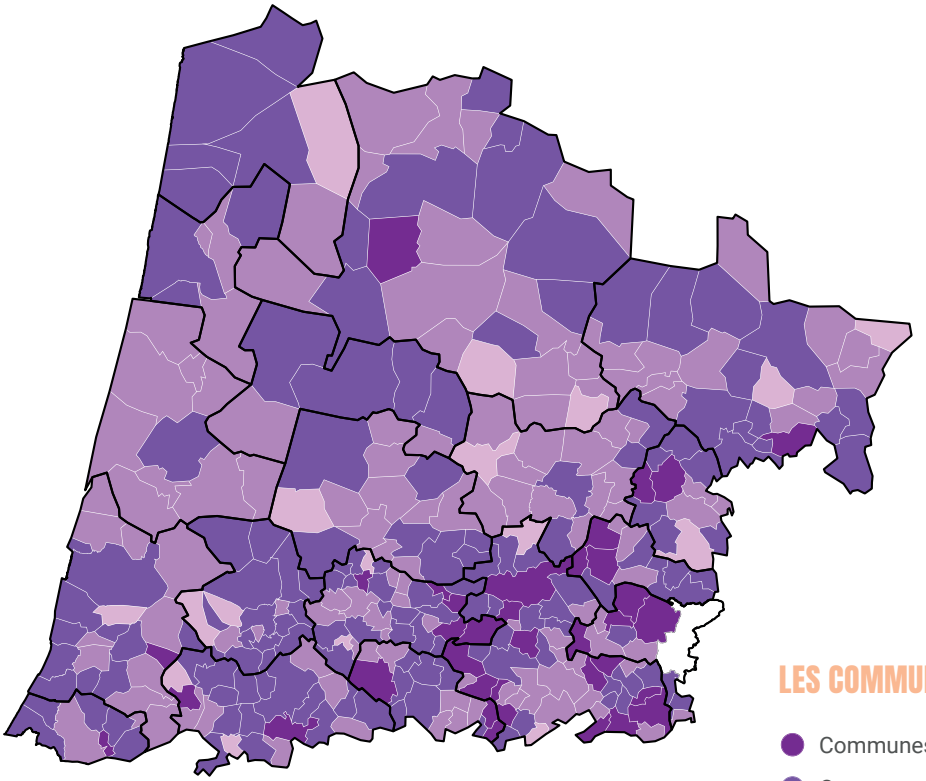
LES MICROCOUPURES

- De 10 à 70 coupures [24 communes]
- De 4 à 10 coupures [101 communes]
- Inférieur à 4 coupures [201 communes]
- Commune hors concession [1]



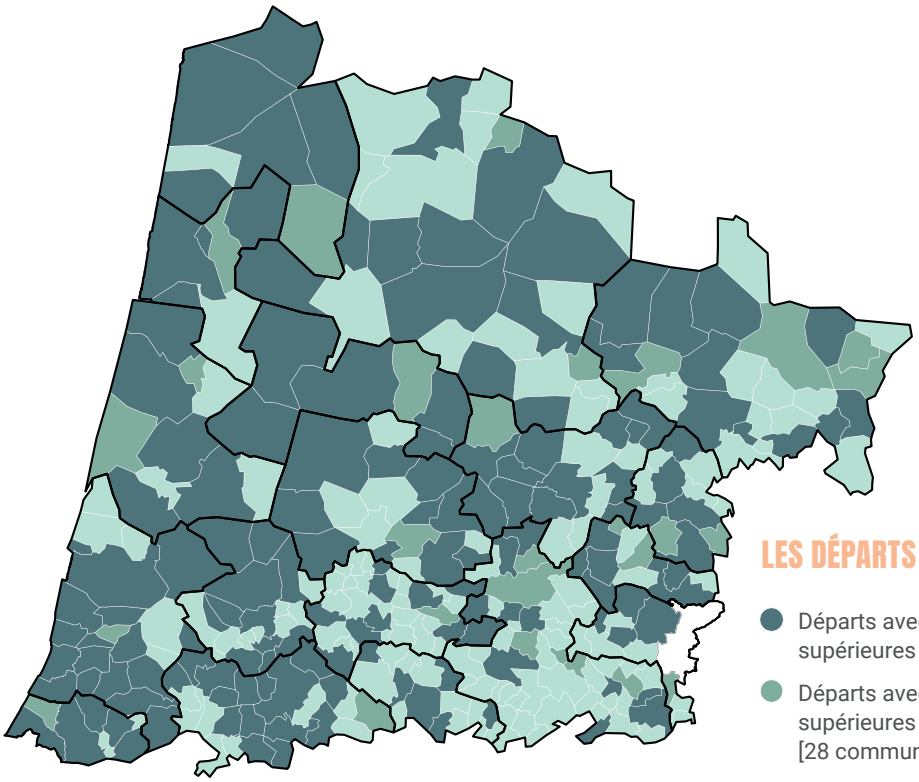
CRITÈRE B 2022 PAR COMMUNE 2022

- Critère B supérieur au Critère B départemental [131 communes]
- Critère B inférieur ou égal au Critère B départemental [195 communes]
- Commune hors concession [1]



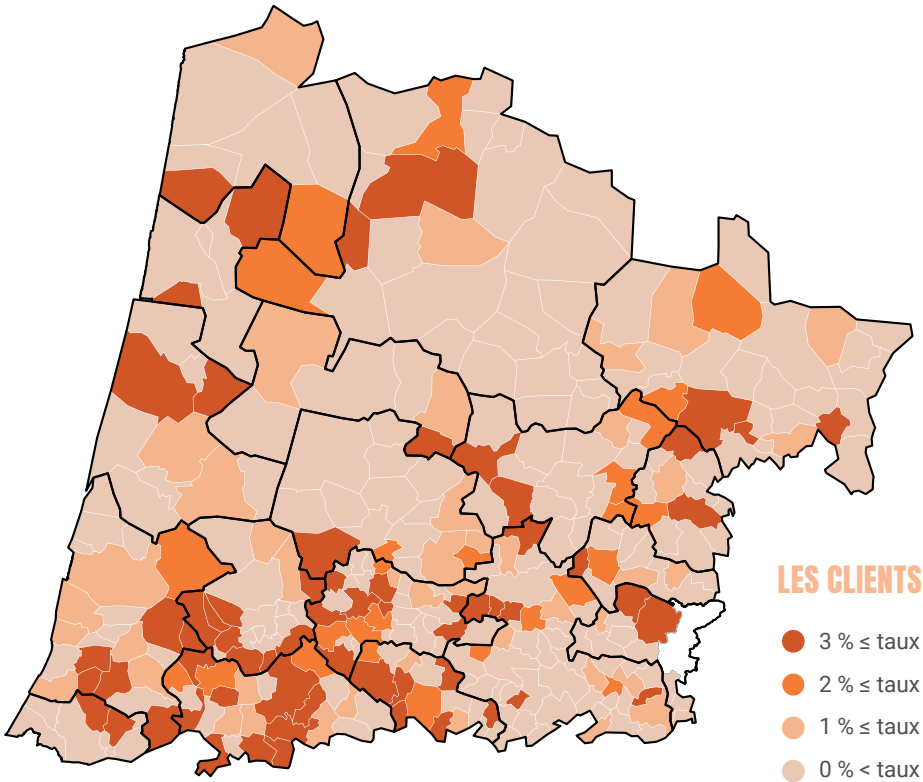
LES COMMUNES SENSIBLES EN 2022

- Communes sensible [36]
- Communes moyennement sensible [149]
- Communes peu sensible [124]
- Communes non sensible [17]
- Commune hors concession [1]



LES DÉPARTS MAL ALIMENTÉS EN 2022

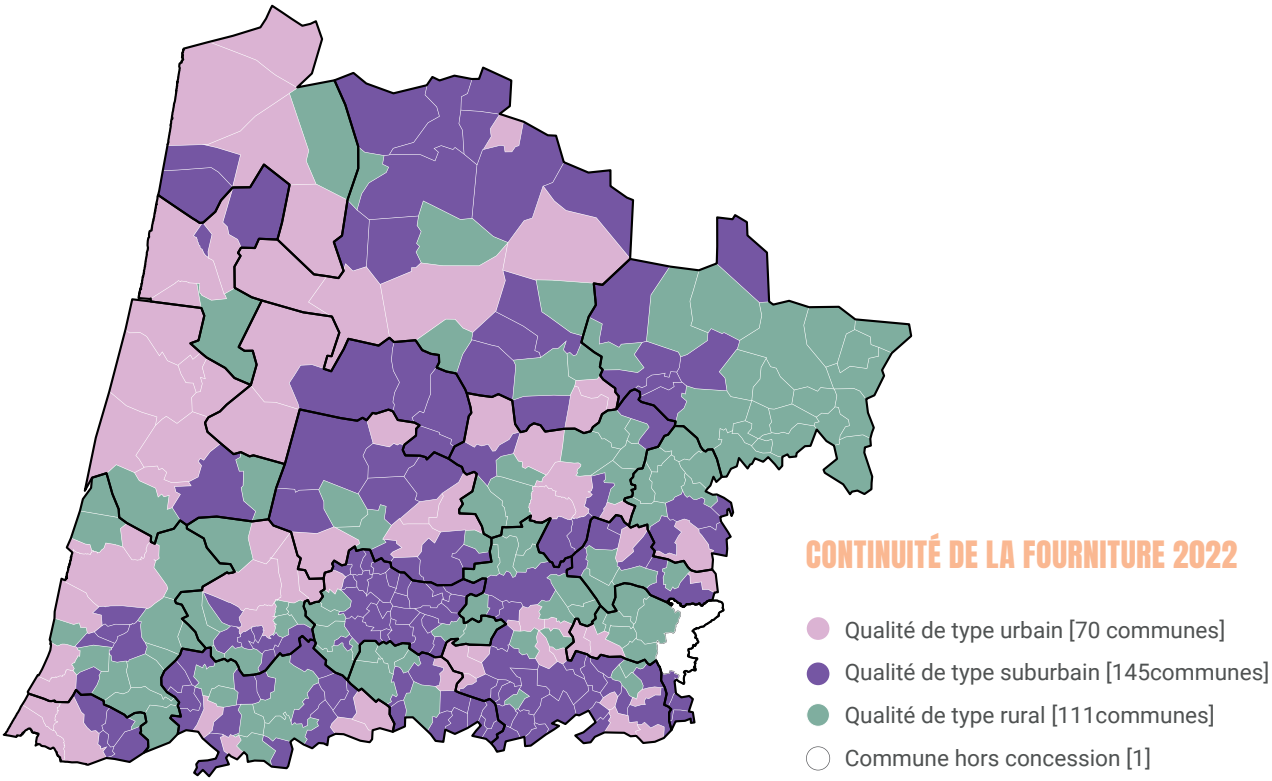
- Départs avec chutes de tension supérieures à 10% [152 communes]
- Départs avec chutes de tension supérieures à 10% et pas de clients mal alimentés [28 communes]
- Départs avec chutes de tension inférieures ou égales à 10% [146 communes]
- Commune hors concession [1]

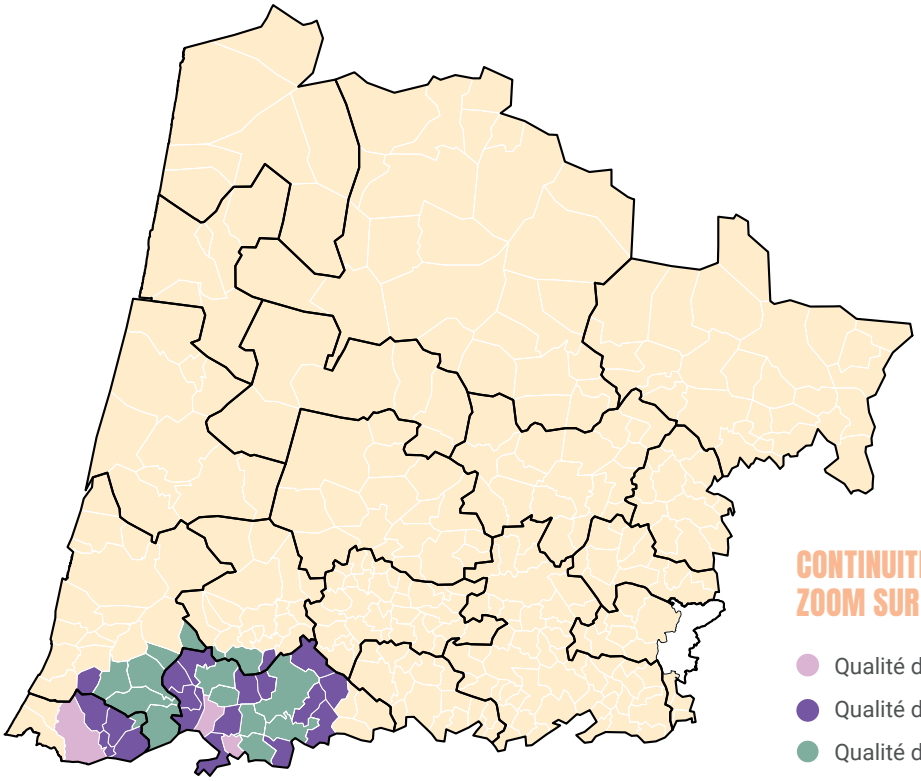


LES CLIENTS MAL ALIMENTÉS EN 2022

- 3 % ≤ taux [64 communes]
- 2 % ≤ taux < 3 % [26 communes]
- 1 % ≤ taux < 2 % [43 communes]
- 0 % < taux < 1 % [193 communes]
- Commune hors concession [1]

Suivi et contrôle de l'exploitation





CONTINUITÉ DE LA FOURNITURE ZOOM SUR LA ZONE 2022

- Qualité de type urbain [3 communes]
- Qualité de type suburbain [19 communes]
- Qualité de type rural [15 communes]
- Commune hors concession [1 commune]
- Commune hors zone [289 communes]

ANNEXE 2

L'OUVERTURE DU MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ

Synoptique des activités des collectivités concédantes

FONDATRICES

Contrôle du service public de l'électricité

- Patrimoine physique et financier
- Travaux
- Qualité de fourniture
- Services aux usagers

Maîtrise d'ouvrage

- Développement des réseaux électriques en zone rurale
- Amélioration de l'esthétique des lignes
- Renforcement

NOUVELLES, INSUFFLÉES PAR LES BESOINS DES COLLECTIVITÉS LOCALES OU PAR LA LÉGISLATION

Aide sociale

- Contribution au Fonds de Solidarité Energie
- Action de prévention

Énergies renouvelables Maîtrise de la demande

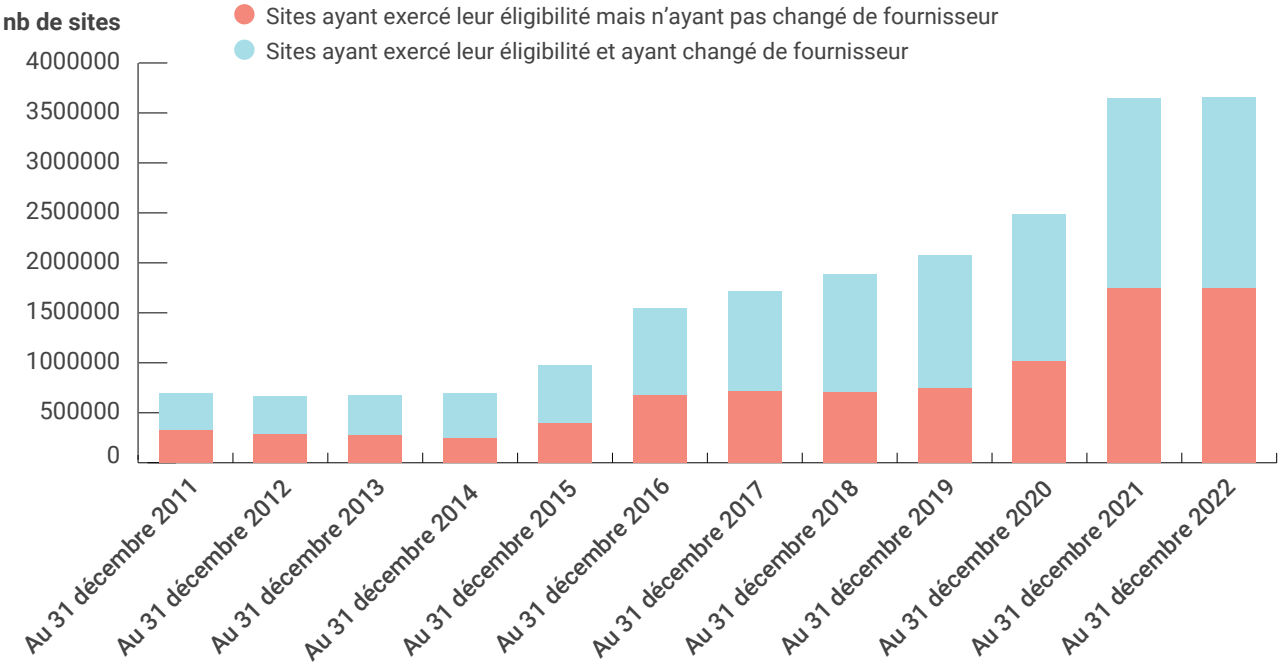
- Production d'électricité par EnR avec des conditions d'économies d'énergie et de réduction de la pollution atmosphérique
- Utilisation des EnR pour l'alimentation de proximité en vue d'éviter le renforcement ou l'extension des réseaux
- Information sur la maîtrise de l'énergie

Autres activités

- Système d'Information Géographique
- Éclairage public, signalisation lumineuse

L'exercice de l'éligibilité depuis 2012

(Illustration comparée pour les clients non résidentiels depuis l'ouverture du marché)



Situation (en nombre de sites)	Au 31 décembre 2016	Au 31 décembre 2017	Au 31 décembre 2018	Au 31 décembre 2019	Au 31 décembre 2020	Au 31 décembre 2021	Au 31 décembre 2022
Sites éligibles	**5 010 000**	**5 032 000**	**5 060 000**	**5 111 000**	**5 116 000**	**5 191 000**	**5 240 000**
Sites ayant exercé leur éligibilité	1 548 000	1 723 000	1 886 000	2 074 000	2 492 000	3 644 000	3 661 000
Dont sites ayant changé de fournisseur	873 000	1 010 000	1 179 000	1 327 000	1 480 000	1 897 000	1 915 000
Part de marché des fournisseurs alternatifs par rapport à l'ensemble des sites ayant exercé leur éligibilité	56%	59%	63%	64%	59%	52%	52%
Part de marché des fournisseurs alternatifs rapportée au total des sites éligibles	17,4%	20,1%	23,3%	26,0%	28,9%	36,5%	36,5%

Source : Observatoire des marchés de l'électricité et du gaz (site de la CRE)

ANNEXE 3

SOMMAIRE DU COMPTE RENDU ANNUEL D'ACTIVITÉS 2022 DU CONCESSIONNAIRE ENEDIS

Editorial Page 4
Le service public de l'électricité Page 6
L'organisation du concessionnaire Page 8
Les chiffres clés de la concession Page 10

Compte-rendu de l'activité d'Enedis pour le développement et l'exploitation du réseau public de distribution d'électricité sur votre territoire Page 14

1. Enedis accompagne votre territoire dans la transition écologique Page 16
2. Le développement et l'exploitation du réseau public de distribution d'électricité Page 50
3. Mieux servir nos clients Page 68
4. Les éléments financiers et patrimoniaux de la concession Page 94

Annexes au compte-rendu de l'activité d'Enedis Page 121

Compte-rendu de l'activité d'EDF pour la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente sur votre territoire Page 134

1. Faits marquants 2022 et perspectives 2023 Page 136
2. Les clients de la concession Page 152
3. La qualité du service rendu aux clients Page 160
4. La lutte contre la précarité énergétique au cœur des engagements d'EDF Page 194
5. Les éléments financiers de la concession Page 212

Annexes au compte-rendu de l'activité d'Enedis Page 217

ANNEXE 4

DOCUMENTS CONSULTABLES

L'exercice du contrôle implique l'établissement de documents qu'il est possible de consulter dans nos bureaux sur rendez-vous (Tél : 05 58 85 71 87).

Contact : Frédéric Montaut

Ingénieur en chef
Chef de Service Concessions-Conseils Énergie

Le Cahier des charges de distribution publique d'électricité

Les comptes rendus annuels d'activités d'Enedis de 1996 À 2022

Le rapport 2022 du cabinet AEC Energy Services :

- Contrôle de la gestion comptable et patrimoniale des réseaux de distribution publique d'électricité de la concession départementale.

Les rapports (1996 à 2022) de l'AEC, de Calia Conseil, de Le Caloch et du cabinet Naldeo Stratégies Publiques.

ANNEXE 5

REMERCIEMENTS

Nous remercions les personnes ayant contribué à la mission de contrôle et à la rédaction de cet ouvrage :

- Le Président du SYDEC.
- Les Elus du Conseil d'Administration du SYDEC.
- Les membres de la commission « Contrôle Concessions » du SYDEC.
- Le Directeur général et le Directeur du Service Électricité du SYDEC.
- Les agents d'Enedis et d'EDF.
- Les agents du cabinet AEC Energy Services
- Les agents du service Énergie du SYDEC.



L'ÉLECTRICITÉ 2022

RAPPORT DE CONTRÔLE DE L'AUTORITÉ CONCÉDANTE

sydec
syndicat d'équipement des communes des Landes

55 rue Martin Luther King
CS 70627
40006 Mont-de-Marsan Cedex

Tél. 05 58 85 71 71
info@sydec40.fr

Du lundi au vendredi :
7h45 - 12h00 / 13h30 - 18h00

Toute l'actualité du SYDEC sur :

www.sydec40.fr

aggelos.fr - Crédits photos : Eloïse Vène© - SYDEC© - Twin-Hervé Lefbvre©