

# RAPPORT DU CONTROLE DE CONCESSION DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ

Exercice **2019**

# Sommaire

<b>LE MOT DU PRÉSIDENT</b> .....	<b>3</b>
<b>PRÉAMBULE</b> .....	<b>4</b>
A. Les fondements juridiques du contrôle de concession	
B. Un exercice 2019 marqué par la renégociation du contrat de concession en cours	
C. Le compte-rendu d'activité (CRAC) du concessionnaire, un support de contrôle	
D. Les données complémentaires demandées à ENEDIS et EDF dans le cadre du contrôle	
<b>RAPPORT DE CONTRÔLE</b> .....	<b>6</b>
<b>I. LE CONTRÔLE EN CONTINU</b> .....	<b>6</b>
1. Le suivi des réclamations .....	6
a. Le contexte de ce suivi	
b. L'organisation du contrôle	
c. Bilan de l'exercice	
2. L'expertise des prestations pour compte de tiers .....	9
3. Les Avis du SDEF sur les dossiers « article R323-25 » d'ENEDIS .....	11
<b>II. LES CHIFFRES CLÉS DE LA CONCESSION</b> .....	<b>13</b>
<b>III. LE PATRIMOINE DE LA CONCESSION</b> .....	<b>13</b>
1. Le réseau moyenne tension (HTA) .....	13
a. Linéaire et répartition par type de réseau	
b. Technologie papier imprégné	
c. Un réseau vulnérable aux aléas climatiques	
d. Les départs HTA et leur capacité d'auto-cicatrisation	
e. Age physique des réseaux HTA	
f. Prolongation de la Durée de Vie des réseaux HTA	
2. Le réseau basse tension (BT) .....	19
a. Linéaire et répartition par type de réseau	
b. Linéaire de réseau BT fragile	
c. Linéaire de réseau BT nu	
d. Age physique des réseaux BT	
3. Les postes HTA/BT .....	23
a. Quantité au 31/12/2019	
b. Age physique des postes HTA/BT	
4. Les transformateurs HTA/BT .....	25
a. Répartition des transformateurs par type de tension secondaire	
b. Répartition des transformateurs par puissance	
c. Age des transformateurs	
5. Les ouvrages anciennement non localisés .....	26
a. Les compteurs de consommation	
b. Les branchements	
<b>IV. TRAVAUX RÉALISÉS PAR LE CONCESSIONNAIRE</b> .....	<b>28</b>
1. Les travaux d'investissement 2019 du concessionnaire .....	28

2. Les travaux d'élagage .....	29
a. Rappel de la réglementation et des normes applicables	
b. L'élagage : une répartition des responsabilités	
c. Rappel sur la méthode de programmation d'ENEDIS	
d. Une enveloppe pour les opérations d'urgence	
e. Rappel des objectifs du PEIM	
f. Bilan 2019 de l'élagage à l'échelle du département et comparaison avec les exercices précédents	
<b>V. QUALITÉ DE FOURNITURE</b> .....	<b>34</b>
1. Tenue de tension .....	34
a. La tenue de tension vue par les clients BT	
b. La tenue de tension vue par les clients HTA	
c. La tenue de tension selon le décret qualité	
2. Continuité de la fourniture .....	37
a. Les critères B, RI B, RI et HIX hors RTE	
b. Les coupures très brèves et brèves sur le réseau HTA et amont	
c. Les coupures longues	
d. La continuité de fourniture selon décret qualité	
e. Les fréquences de coupures	
f. Nombre de coupures longues sur incidents aux 100 km	
<b>VI. LES CLIENTS DE LA CONCESSION</b> .....	<b>42</b>
1. Les clients consommateurs .....	42
a. Détails des clients et des consommations 2019	
b. Evolution clients/consommations sur plusieurs années	
2. Les clients producteurs .....	43
a. La production à l'échelle de la concession en quelques chiffres	
b. Répartitions 2019 par type de production	
c. Evolution depuis 2011	
3. Les réclamations reçues par EDF .....	44
a. Rappel de la définition d'une réclamation selon EDF	
b. Réclamations écrites à l'échelle de la concession	
c. Répartition par thématique	
4. Les réclamations reçues par ENEDIS .....	45
<b>VII. VALEUR DES OUVRAGES DE LA CONCESSION</b> .....	<b>46</b>
1. La valeur des ouvrages concédés et les provisions constituées au 31/12/2019 .....	46
2. Durées d'amortissement et évolution .....	48
<b>VIII. COMPTE D'EXPLOITATION DENEDIS</b> .....	<b>49</b>
1. Modalités de calcul des éléments financiers de la concession .....	49
2. Le compte d'exploitation .....	50
3. Focus sur les produits .....	51
4. Zoom sur les contributions d'ENEDIS .....	52
a. La redevance de concession	
b. La part couverte par le tarif (PCT)	
c. La contribution au titre de l'article 8 ou programme PAMELA	

<b>CONCLUSIONS ET PERSPECTIVES</b> .....	<b>54</b>
--	-----------

# Le mot du président

“ En tant qu’AODE (Autorité Organisatrice de la Distribution d’Electricité), le SDEF doit contrôler le concessionnaire pour s’assurer qu’il s’acquitte correctement des missions de service public qui lui sont dévolues.

Le présent rapport concerne le contrôle de l’activité des concessionnaires Enedis et EDF au titre de l’exercice 2019, qui relève donc encore de l’ancien contrat de concession ; le nouveau ayant été signé le 06/03/2020. Pour la rédaction de ce rapport, le SDEF s’est appuyé sur les données du CRAC 2019 (Compte Rendu d’Activité des Concessionnaires) qui a été remis au SDEF fin mai 2020 et sur l’analyse de fichiers complémentaires qui ont été fournis par la suite.

Vous constaterez à la lecture du présent document, que l’activité du SDEF en matière de contrôle de concession est très fournie, puisqu’elle couvre des sujets aussi larges que :

- Le suivi du patrimoine concessif, qui pour rappel compte près de 12 000 km de réseau moyenne tension, 15 000 km de réseau basse tension et plus de 15 700 postes de transformation HTA/BT
- La qualité de la fourniture que ce soit en termes de continuité (75 minutes de critère B en 2019) ou de tenue de tension (4 494 clients pré-identifiés comme mal alimentés),
- L’importance et la pertinence des travaux d’investissement pour gagner toujours plus en qualité de distribution, leur réalisation en respect des clauses contractuelles et leur mise en perspective avec les objectifs du contrat de concession nouvellement signé,
- L’accès non discriminatoire au réseau qui passe notamment par une juste facturation des raccordements en soutirage comme en injection (près de 4 000 en 2019) et plus largement la juste application de l’ensemble des prestations aux catalogues,
- La qualité de la relation clientèle auprès des 464 217 clients de la concession notamment au travers du traitement des réclamations que ces dernières soient remontées par les usagers eux-mêmes ou portées par le syndicat dans le cadre de sa médiation,
- Le contrôle des flux comptables et financiers contractuellement prévus,
- Etc...

Je vous souhaite une bonne lecture de ce rapport très détaillé dans lequel vous trouverez de multiples renseignements sur de nombreux sujets relatifs à la distribution publique d’énergie électrique. ”

Le Président,  
Antoine COROLLEUR



# Préambule

## A. LES FONDEMENTS JURIDIQUES DU CONTRÔLE DE CONCESSION

L’article L2224-31 du Code Général des collectivités territoriales (CGCT) précise le pouvoir de contrôle de l’autorité concédante : « [...] les collectivités territoriales ou leurs établissements publics de coopération, en tant qu’autorités concédantes de la distribution publique d’électricité et de gaz [...] 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. Les autorités concédantes précitées assurent le contrôle des réseaux publics de distribution d’électricité et de gaz. A cette fin, elles désignent un agent du contrôle distinct du gestionnaire du réseau public de distribution. Chaque organisme de distribution d’électricité et de gaz tient à la disposition de chacune des autorités concédantes précitées dont il dépend les informations d’ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique utiles à l’exercice des compétences de celle-ci [...]».

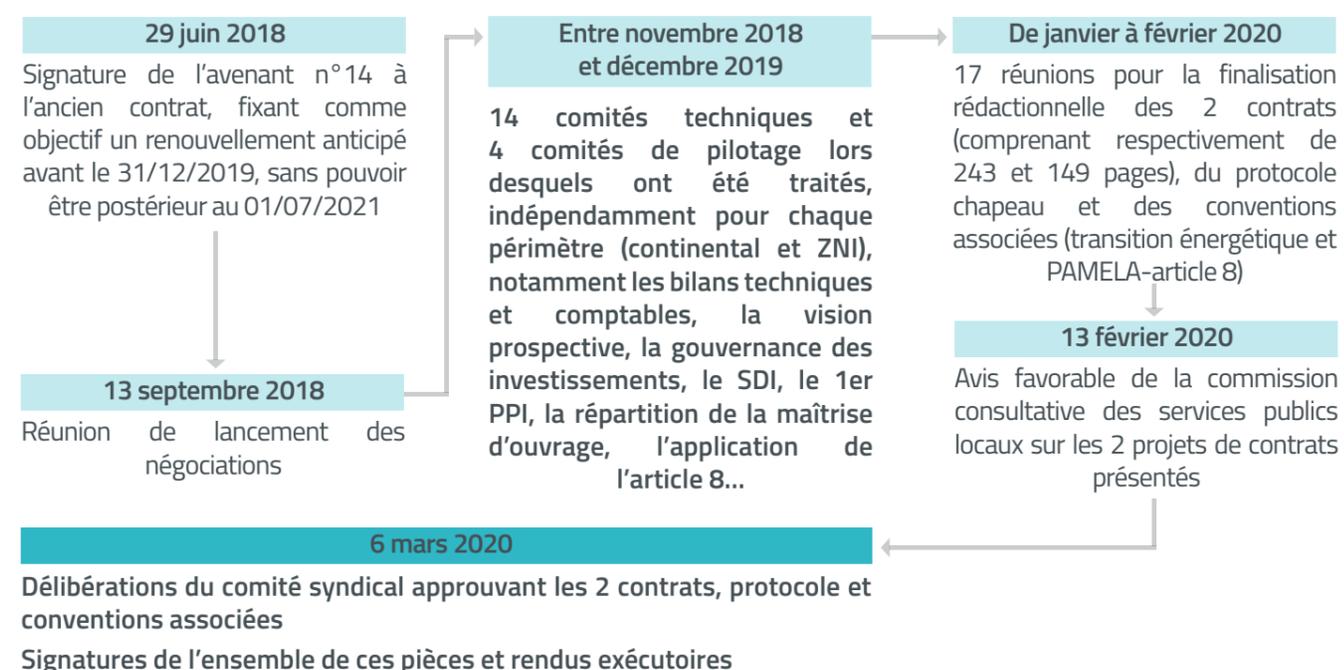
Il est à noter qu’une partie de la redevance de concession dite R1 perçue par le syndicat sert à financer cette mission de contrôle. Dans le cas de la concession du Syndicat Départemental d’Energie et d’Equipement du Finistère (SDEF) et pour l’exercice 2019, les concessionnaires sont Enedis pour la distribution électrique et EDF pour la fourniture d’électricité aux tarifs réglementés de vente, et ce, dans le cadre d’un contrat de concession unique signé le 2 mars 1993 pour une durée de 30 ans.

## B. UN EXERCICE 2019 MARQUÉ PAR LA RENÉGOCIATION DU CONTRAT DE CONCESSION EN COURS

Un accord-cadre national (signé en décembre 2017 par France Urbaine, Enedis, EDF, ainsi que par la FNCCR) a proposé aux autorités concédantes un nouveau modèle de cahier des charges ; dont les 3 grandes nouveautés reposent sur la fin de l’obligation de dotation aux provisions pour renouvellement (PR) pour Enedis et le maintien du stock de PR constitué, sur la définition d’un schéma directeur d’investissement (SDI) décliné en programmes pluriannuels d’investissements (PPI) et sur une revalorisation des ressources des autorités concédantes (via les redevances de fonctionnement et d’investissement).

Pour sa part, le SDEF a choisi de ne pas attendre la fin de son contrat actuel (signé le 2 mars 1993 pour une durée de 30 ans et devant donc initialement courir jusqu’au 1er mars 2023) et de s’appuyer, pour les négociations, sur ce nouveau cadre contractuel ; tout en visant des adaptations locales fortes.

### Près de 18 mois de négociation – Rappel des principales dates



## Les points forts des 2 nouveaux contrats

### S'adapter aux spécificités des zones non interconnectées (ZNI)

Les discussions ont notamment tenu compte du fait que les périmètres de la partie « continentale » du SDEF et des trois îles du Ponant (Île-de-Sein, l'Île-Molène et Ouessant) – en tant que zones non interconnectées au réseau continental – font l'objet de deux périmètres juridiques différents.

En effet, les concessionnaires désignés par la loi sont respectivement, sur le territoire continental, Enedis pour la distribution publique d'énergie électrique et EDF pour la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente, et, dans les ZNI (hors Mayotte et Wallis et Futuna), EDF pour les 2 missions précitées de distribution et de fourniture. Un protocole général rappelle, quant à lui, la cohérence et la solidarité du service public sur l'ensemble du territoire du SDEF.

### Des accords équilibrés et adaptés aux contextes locaux

Ces nouveaux contrats, via les SDI et PPI, engagent EDF (en tant que gestionnaire du réseau de distribution dans les ZNI) et Enedis sur l'atteinte d'objectifs de qualité et de gestion patrimoniale dans un contexte fortement axé sur les enjeux de transition énergétique et dans le contexte d'un patrimoine continental encore sensible aux aléas climatiques.

Les clauses négociées garantissent également le maintien d'une maîtrise d'ouvrage répartie de manière adaptée entre le SDEF et les gestionnaires de réseaux et assurent une continuité dans les règles d'intégration des ouvrages électriques dans l'environnement. Concernant les moyens financiers du syndicat, ils seront renforcés pour le suivi et contrôle de ces contrats, pour le financement des travaux sous la maîtrise d'ouvrage du SDEF et pour l'accompagnement de la transition énergétique. Enfin ces nouveaux accords prévoient la mise à disposition de données des gestionnaires de réseaux à l'autorité concédante, notamment pour des besoins d'analyses et de projets en lien avec la transition énergétique.

## C. LE COMPTE-RENDU D'ACTIVITÉ (CRAC) DU CONCESSIONNAIRE, UN SUPPORT DE CONTRÔLE

Le concessionnaire a l'obligation de rendre compte de l'exécution du contrat. Cette obligation se traduit par la production annuelle d'un compte rendu d'activité (CRAC).

Conformément au décret n°2016-496 du 21 avril 2016 (relatif au compte rendu annuel d'activité des concessions d'électricité prévu à l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales), ce document doit être communiqué au plus tard pour le 1er juin qui suit la clôture de l'exercice concerné.

Ainsi, le CRAC 2019 a été remis à l'autorité concédante le 29 mai 2020. Le délai réglementaire a donc bien été respecté.

## D. LES DONNÉES COMPLÉMENTAIRES DEMANDÉES À ENEDIS ET EDF DANS LE CADRE DU CONTRÔLE

Depuis 2006, le SDEF établit annuellement une liste des documents et fichiers demandés à Enedis et EDF dans le cadre du contrôle de concession. Ces listes permettent un suivi annuel poussé des données relatives notamment au patrimoine, à la qualité de la distribution, à la clientèle, à la valeur comptable des ouvrages et permet de recouper de nombreuses informations communiquées dans le CRAC.

### Faciliter la transition énergétique

Les nouveaux contrats prennent en compte le rôle clé des réseaux de distribution publique d'électricité pour le développement de la transition énergétique dans toutes ses dimensions. Ainsi sont traités, sous l'angle de l'adaptation des réseaux, les enjeux liés au développement des énergies renouvelables, de nouveaux usages comme l'autoconsommation et la mobilité électrique, ou encore le développement de nouvelles technologies comme le stockage de l'électricité et les technologies smart grids. Ces éléments constituent certainement une des avancées les plus marquantes de ces nouveaux contrats.

# Rapport de contrôle

## I. LE CONTRÔLE EN CONTINU

En tant qu'autorité concédante, le syndicat assure un contrôle constant et au fil de l'eau de la bonne application du cahier des charges. Cela passe notamment par :

- la vérification de la correcte répartition de la maîtrise d'ouvrage,
- le contrôle de la technique réseau employée par le concessionnaire qui doit être choisie dans le respect des règles d'intégration des ouvrages dans l'environnement,
- le suivi des effectifs renouvellement et/ou maintenance des réseaux EP en concession,

*REM : ces 3 premiers points sont contrôlés par l'intermédiaire de la procédure de consultation R323-25 du code de l'Énergie au titre de laquelle Enedis soumet au SDEF pour avis la quasi intégralité de ses dossiers travaux (cf. § I.3 ci-après).*

- Le suivi de la tenue de tension via des campagnes de mesures ou des contrôles ponctuels,
- L'analyse de la continuité de fourniture qui passe, pour des secteurs donnés, par une étude approfondie de l'historique de l'incidentologie HTA et/ou BT et par un suivi des interventions de diagnostic, d'exploitation et d'investissement déjà menées et/ou à entreprendre par le concessionnaire pour identifier et corriger les anomalies ainsi constatées,
- Le suivi du traitement par le concessionnaire des réclamations et plus spécifiquement des réclamations pour lesquelles le SDEF est directement saisi (cf. § I.1 ci-après),
- Une expertise technique, administrative et financière des prestations qu'Enedis est amené à chiffrer et/ou réaliser pour le compte de tiers (cf. § I.2 ci-après).

## 1. LE SUIVI DES RÉCLAMATIONS

### a. Le contexte de ce suivi

Le SDEF, en tant qu'autorité concédante, se doit de concourir au règlement des litiges entre les usagers (particuliers, professionnels ou collectivités) et le concessionnaire.

Le contrôle en continu comprend donc notamment ce rôle de médiation.

Pour les cas simples ne nécessitant pas d'expertise approfondie de la part des services du SDEF, le syndicat se contente de relayer la demande client à Enedis sous la forme d'une réclamation et en assure le suivi jusqu'à sa clôture définitive.

### Le concédant peut être ainsi saisi pour des problèmes :

- de sécurité (coffrets endommagés, poteaux penchés, dysfonctionnement réseau EP en concession...),
- d'entretien insuffisant (défaut d'élagage, poteau ou accessoires vétustes...),
- de chantiers non totalement achevés (non dépose ou non évacuation de supports démantelés, réfection de voirie non finalisée...),
- de qualité de fourniture (chutes de tension, surtension, coupures ou microcoupures),
- de délai d'intervention ou de raccordement,
- de services client...



## b. L'organisation du contrôle

Le SDEF et Enedis travaillent à un traitement partagé et au fil de l'eau de ces réclamations. Ils s'appuient pour cela sur :

 Une boîte-mail réservée au dépôt auprès du concédant des réclamations (*mediation@sdef.fr*)

 Le travail de terrain des chargés d'affaires du SDEF qui effectuent un contrôle visuel des réseaux et qui sont à l'écoute des élus et des usagers relayant au pôle « Concessions » du SDEF tout problème signalé.

 Une adresse-mail Enedis dédiée pour la remontée des réclamations par le SDEF,

 Un tableau de bord qui permet au syndicat d'historiser l'ensemble des réclamations et de suivre leur traitement par Enedis jusqu'à leur clôture.

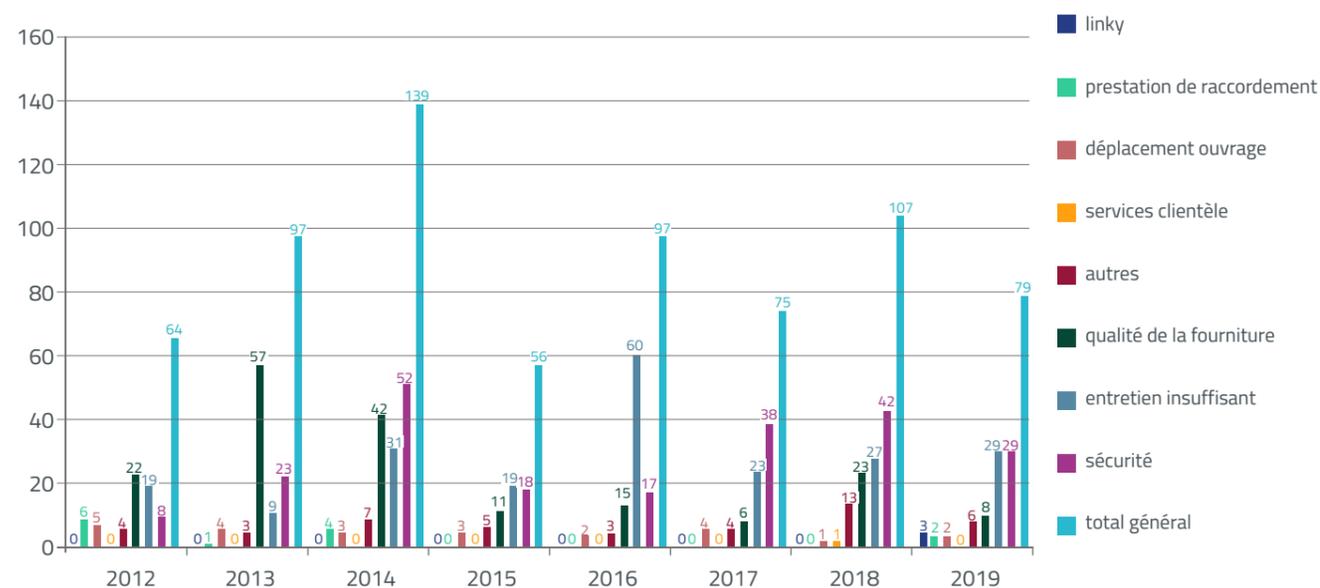
 Des points d'étape sur l'avancement des dossiers en souffrance via des réunions bilatérales ou des revues de portefeuille avec retour par mails.

On notera que toutes les réclamations sont ainsi suivies et intégrées au tableau de bord, à l'exception toutefois des demandes relevant du centre d'appel dépannage (CAD) qui imposent un traitement prioritaire et accéléré ; à savoir les cas d'absence de courant ou les cas de dangers graves et imminents pour les personnes et les biens caractérisés notamment quand des éléments sous tension sont accessibles.

## c. Bilan de l'exercice

Le nombre de sollicitations du SDEF reste très fluctuant d'une année sur l'autre et est ici en baisse par rapport à 2018, avec 79 saisines contre 107 l'année précédente.

### Réclamations par sujet



La sécurité (hors dangers imminents relevant du CAD) et l'entretien insuffisant demeurent les sujets prédominants, représentant chacun près de 37% des saisines (avec, pour les 2 thèmes, 29 sollicitations).

Les délais de première réponse continuent de s'améliorer; avec un retour d'Enedis sous 15 jours en moyenne, contre 21 en 2018.

### Evolution du délai moyen de 1<sup>ère</sup> réponse (en jours)



Il est également intéressant de se pencher sur le taux de réclamations d'une année N classées à fin d'année N+1. La référence à fin N+1 est nécessaire pour tenir compte notamment des réclamations relayées dans les derniers mois de l'année N et qui, pour leur traitement, nécessitent des travaux lourds sur le réseau, dont la mise en service est tributaire de délais relativement longs et cumulatifs de programmation, d'études et de réalisation.

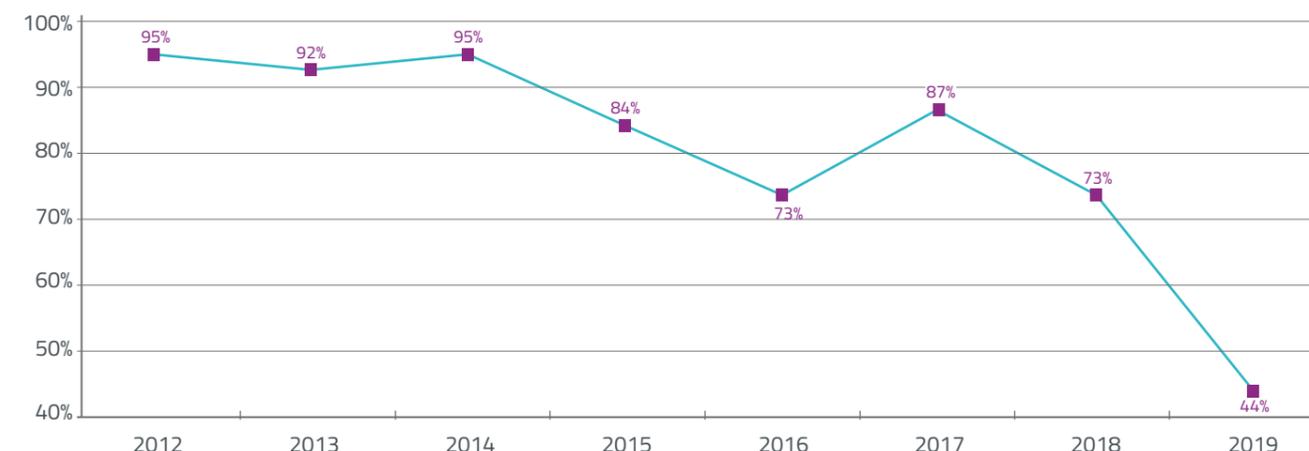
En revanche, au vu du graphique ci-dessous, cet indicateur connaît une très forte dégradation depuis 2 ans, particulièrement accentuée en 2019 avec une perte de 29 points en un an, passant ainsi à seulement 44% de dossiers classés à fin 2020, contre 73% pour les réclamations 2018.

Malgré la centralisation de l'organisation des interventions « clientèle » et « réseau » au sein d'une même unité Enedis dénommée CPA (Cellule de Pilotage de l'Activité) opérationnelle depuis fin 2017 et gage normalement de plus d'efficacité et de réactivité, la situation s'est donc très notablement dégradée.

Aussi, conscient de cette dégradation, le SDEF n'a de cesse, depuis 2 ans d'alerter le concessionnaire, aussi bien au niveau départemental que régional, sur ce point.

A date de publication du présent rapport, (à savoir début 2021), une reprise en main profonde du dispositif semble enfin en cours au sein des services d'Enedis avec une volonté affichée de traiter de manière efficace et diligente le flux, mais aussi le stock, et ce, en apportant même des réponses aux réclamations non classées des exercices les plus anciens. Pour ce faire, le concessionnaire a décidé de travailler par typologie : support/hauteur/élagage/coffret/EP/réseau. Depuis, le syndicat est destinataire d'un plus grand nombre de réponses de classement qu'à l'accoutumée, mais il attendra les résultats consolidés des réclamations 2020 pour juger de l'efficacité de cette nouvelle organisation.

### Taux de classement des réclamations de l'exercice N à fin N+1



## 2. L'EXPERTISE DES PRESTATIONS POUR COMPTE DE TIERS

Le syndicat est régulièrement sollicité par des communes ou particuliers, souhaitant bénéficier de son expertise. Il est ainsi amené à analyser, très en amont ou à un stade plus abouti, le traitement de ce type de dossiers et les éventuelles réponses apportées par le concessionnaire.

### Les prestations concernées sont :

- Les raccordements en soutirage et/ou injection,
- Les déplacements d'ouvrages,
- Les modifications de raccordement,
- Et plus largement les prestations sur catalogues Enedis



### Dans les faits, ces contrôles consistent à :

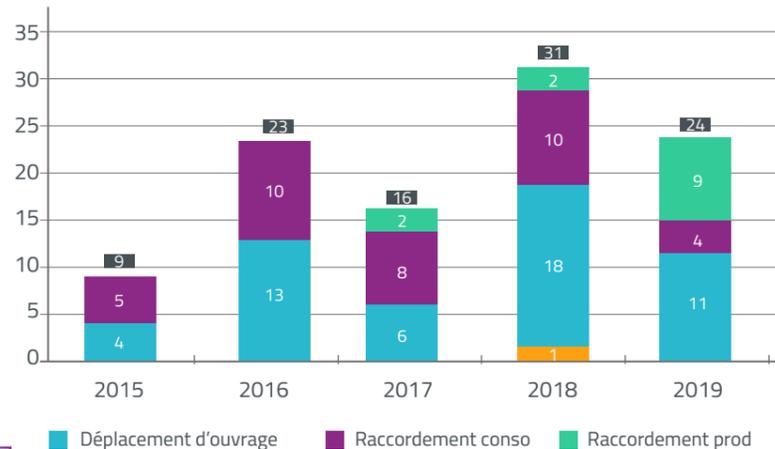
- Vérifier, selon les cas, la solution technique retenue et la comparer à la solution de référence (à savoir la solution non seulement techniquement et administrativement faisable, mais également la moins onéreuse), le détail des prestations chiffrées et sa cohérence avec la solution envisagée, ainsi que la répartition de la charge financière entre les différents protagonistes...

- en cas de validation de l'approche Enedis, faire retour de l'analyse du SDEF auprès du demandeur, justifications à l'appui,
- en cas de divergence d'analyse, intervenir directement auprès d'Enedis afin de faire évoluer les choix techniques et/ou les modalités financières appliqués au demandeur.

Ainsi, en 2019, le syndicat a, suite à des demandes d'élus ou de clients, étudié de manière approfondie 24 prestations préchiffrées ou chiffrées par Enedis pour compte de tiers. Comme le graphique ci-dessous, ce chiffre reste très fluctuant d'une année sur l'autre ; tributaire des sollicitations.

La répartition de ces dossiers par typologie est reprise ci-après, avec un historique depuis 2015 :

### Nombre et répartition par type de dossiers audités



On observe ainsi, comparativement aux années précédentes, une recrudescence en 2019 des sollicitations relatives aux raccordements producteurs en lien notamment avec la montée en compétence du pôle Concessions du SDEF en la matière. En effet, 9 des 24 dossiers audités portaient sur des injections.

Parmi ces 24 dossiers (couvrant 24 communes différentes), le SDEF ne partageait pas la position du concessionnaire sur 5 d'entre eux et après être intervenu auprès de ses services, le syndicat a obtenu une révision des modalités financières. Ce sont au total plus de 67 k€ que les demandeurs concernés ont pu économiser suite à l'intervention du SDEF.

Nom de la commune	Nombre de dossiers audités	Nombre de dossiers révisés financièrement suite à expertise	Economies générés pour les demandeurs
Carantec	1		
Clohars-Fouesnant	1		
Douarnenez	1		
Fouesnant	1	1	34 475 €
Kernouès	1		
Landerneau	1		
Landivisiau	1		
Le Faou	1		
Le Folgoët	1		
Névez	1		
Ouessant	1		
Plogonnec	1	1	13 259 €
Plounéour-Lanvern	1		
Plouarzel	1	1	2 651 €
Ploudiry	1	1	6 697 €
Plougar	1		
Plounéour-Brignogan-Plages	1		
Pont-l'Abbé	1		
Porspoder	1		
Pouldreuzic	1		
Quimper	1		
Saint-Ségal	1	1	10 105 €
Trébabu	1		
Trégunc	1		
<b>Total général</b>	<b>24</b>	<b>5</b>	<b>67 188 €</b>

### 3. LES AVIS DU SDEF SUR LES DOSSIERS "ARTICLE R323-25" D'ENEDIS

On rappellera que tout au long de l'année, des agents du SDEF, experts dans la distribution d'énergie et préalablement consultés par Enedis, formulent des avis sur les projets étudiés par le concessionnaire avant que ces projets ne soient réalisés sous sa maîtrise d'ouvrage.

Tous les projets de travaux d'Enedis sont concernés, à l'exception toutefois des travaux d'entretien, de réparation, de dépose et de remplacement à fonctionnalités et caractéristiques similaires ainsi que des travaux de reconstruction ou de renforcement provisoires réalisés en cas d'urgence. Il en va de même pour les travaux de branchement en basse tension qui doivent toutefois être réalisés dans le respect des dispositions des règlements de voirie.

#### Le contexte réglementaire de cette consultation :



Jusqu'au 30 décembre 2015, cette consultation officielle du concédant par le concessionnaire intervenait dans le cadre de l'application du décret n° 2011-1697 du 1er décembre 2011 et, plus particulièrement, au titre de l'article 2 dudit texte qui, depuis le 29/05/2014, se substituait seul aux précédents articles 49 et 50 du décret du 29 juillet 1927.

Mais le 01/01/2016, cet article 2 a été abrogé par décret. Intégralement repris dans le Code de l'Énergie, il se trouve, depuis cette date, codifié sous l'article R323-25

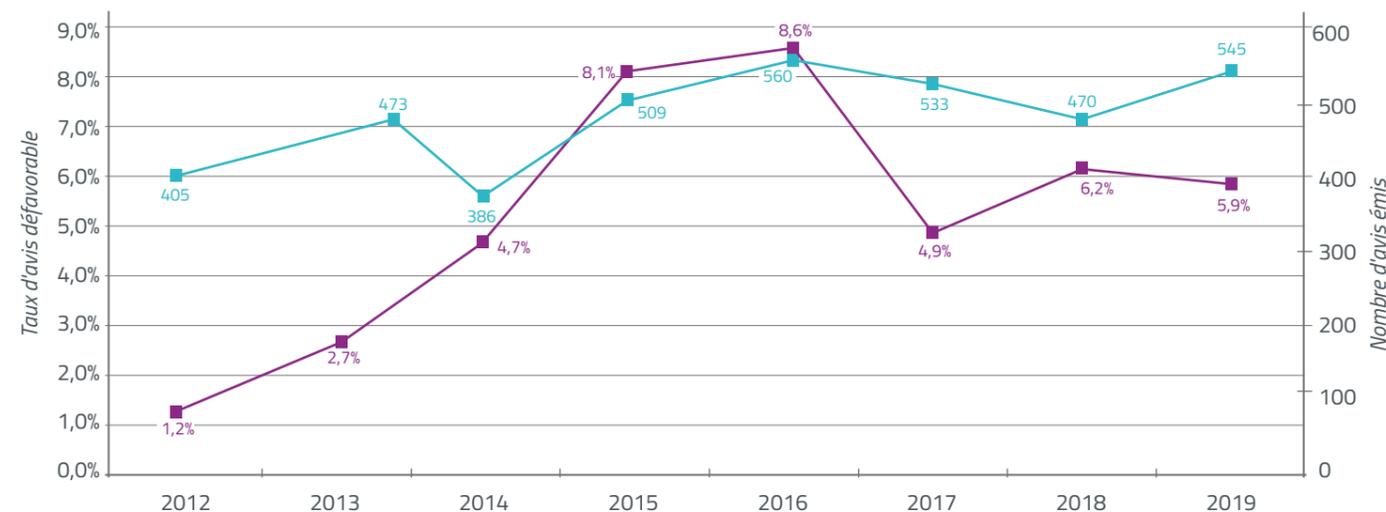
En 2019, le SDEF a ainsi été consulté sur 545 dossiers travaux.

#### Répartition des avis SDEF émis sur dossiers articles 2 ou R323-25 D'Enedis



Parmi ces 545 dossiers 2019 instruits par le SDEF, un avis favorable a été émis sur 513 d'entre eux. L'accord sur projet a été ferme dans 458 cas et, pour les 55 restants, a donné lieu à la formulation de remarques complémentaires d'ordre administratif ou technique, mais non rédhibitoires.

En revanche, sur les 32 autres dossiers (soit dans 5,9% des cas), le SDEF s'est opposé au projet proposé par Enedis ou a émis une remarque pouvant remettre totalement en cause la faisabilité des travaux.



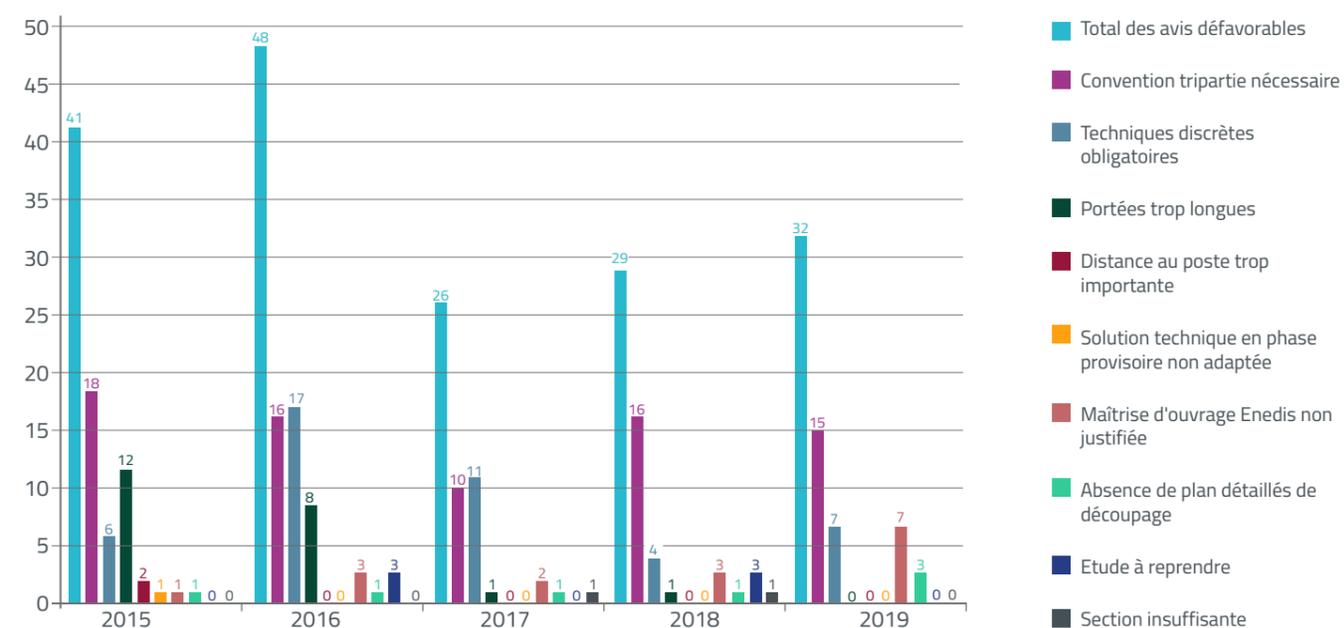
On notera qu'après 2 années (2015/2016) à des niveaux élevés de refus, le taux d'avis défavorables (taux qui constitue un des indicateurs de performance suivi par le SDEF) revient en 2017, 2018 et 2019 à des valeurs plus acceptables, et ce, alors même que le nombre de dossiers étudiés demeure très élevé, notamment en 2017 et 2019.

Au vu du graphique ci-après, on observe que l'absence de convention tripartite autorisant le concessionnaire à déroger au tout discret en agglomération couvre, quasi systématiquement depuis 5 ans, près de la moitié des cas pointés. L'exercice 2019 ne fait pas exception à la règle avec 15 dossiers concernés sur les 32.

Arrive ensuite, comme 2ème motif de refus, le non recours aux techniques discrètes dans des secteurs où pourtant toute dérogation est contractuellement interdite. Après 3 années pendant lesquelles ce type d'écueil a considérablement diminué, l'année 2019 est marquée par une recrudescence de ces erreurs avec 1/5ème des avis défavorables concernés.

Il en est de même pour les maîtrises d'ouvrages Enedis injustifiées qui, après plusieurs exercices, à des niveaux de représentativité très faibles en viennent à couvrir en 2019 plus de 20% des cas de refus.

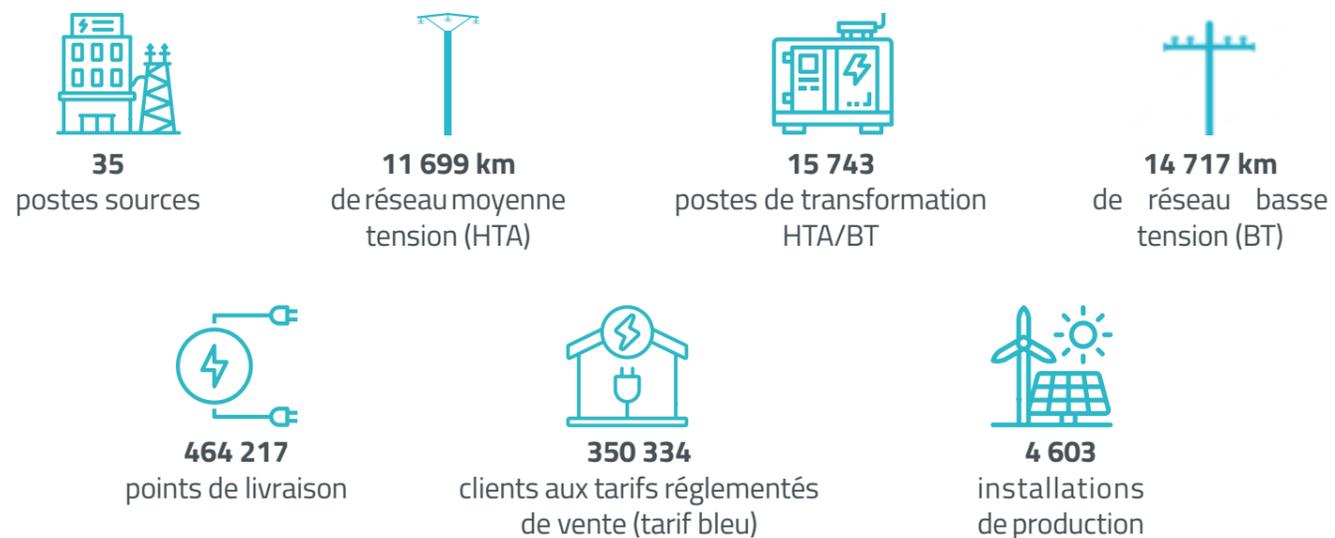
#### Répartition des avis défavorables ou avec remarques pouvant être rédibitoires



Par conséquent, le concessionnaire Enedis devrait peut-être profiter de la sortie du nouveau contrat continental pour procéder à quelques rappels auprès ses équipes « études » aussi bien pour les travaux délibérés qu'imposés.

## II. LES CHIFFRES DE LA CONCESSION

La concession s'étend sur l'ensemble des communes du département, à l'exception de celles de Brest Métropole, soit 269 communes au total et comprend sur son territoire au 31/12/2019 :

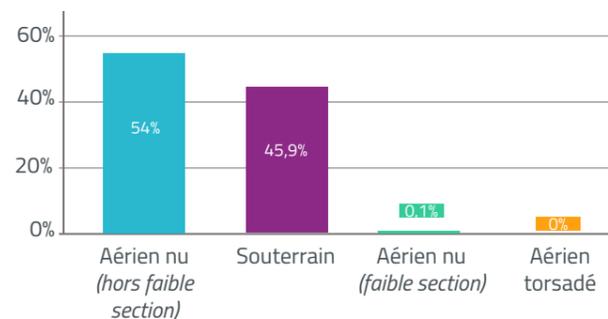


## III. LE PATRIMOINE DE LA CONCESSION

### 1. LE RÉSEAU MOYENNE TENSION (HTA)

#### a. Linéaire et répartition par type de réseau

Au 31/12/2019, la concession compte près de 11 699 km de réseau HTA répartis de la manière suivante :

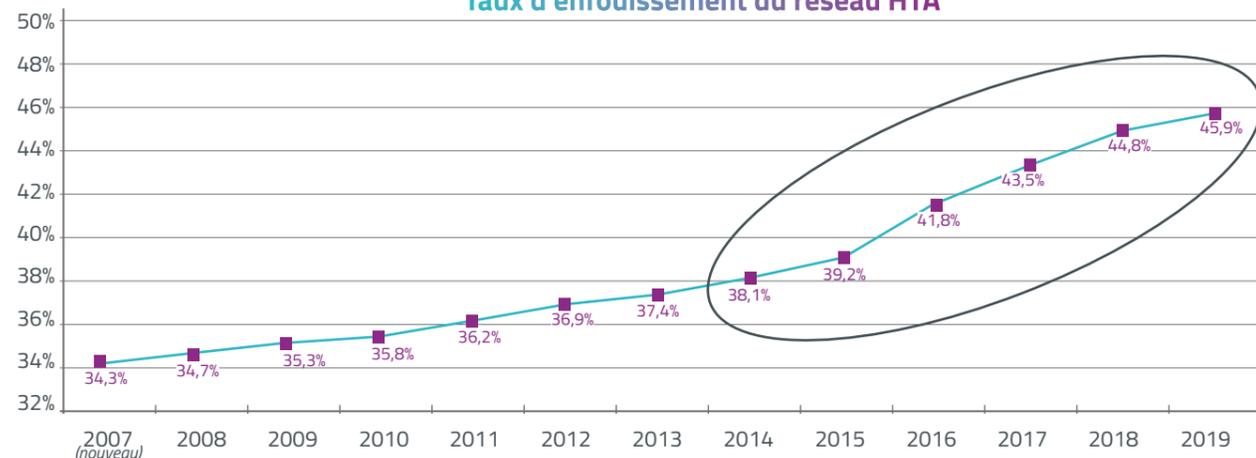


Le linéaire en faible section est quasi inexistant, représentant seulement 9,3 km du linéaire total (soit 0,08%).

5 375 km de réseau moyenne tension sont en souterrain, soit un taux d'enfouissement pour la concession de 45,9% ; comparativement aux 50,4% de l'échelle nationale.

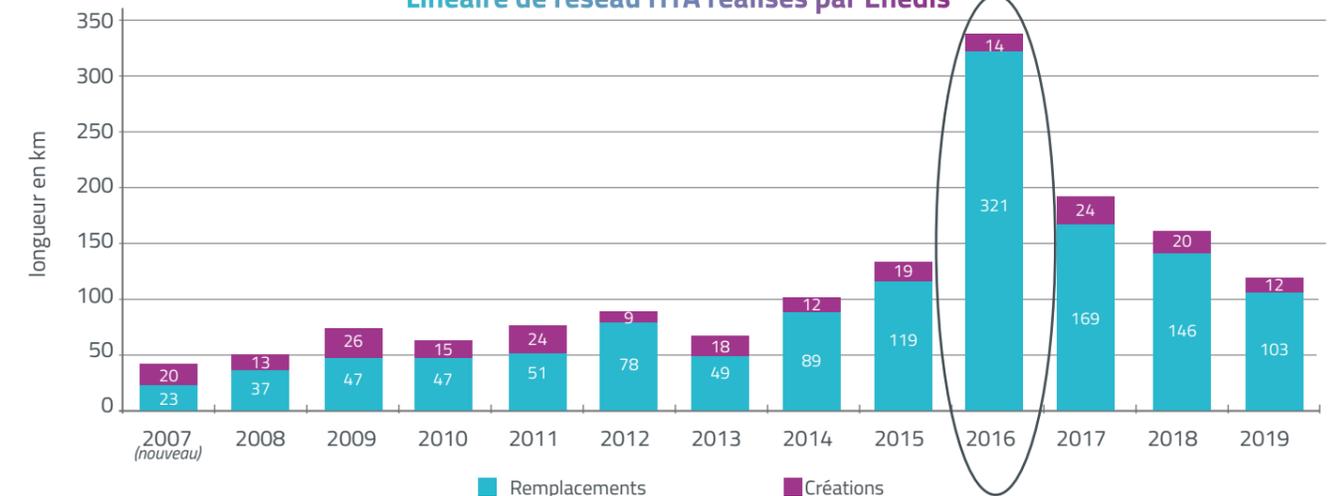
Sous l'effet du PEIM, ce taux a connu une croissance nettement plus marquée depuis 2016, même si cette tendance tend à se tasser, comme le montre le graphique ci-dessous

Taux d'enfouissement du réseau HTA



L'analyse des linéaires HTA annuellement remplacés, qui le sont en très grande majorité par du souterrain, confirme bien le recours massif à cette technique sur 2016 et un ralentissement net et régulier depuis ; avec un linéaire en 2019 en plein PEIM de 103 km, inférieur même à celui de 2015 (119 km) alors qu'il ne s'agit pas là d'une année souffrant de l'inertie du lancement des études de ce programme d'investissement.

Linéaire de réseau HTA réalisés par Enedis



Enfin, ce taux de réseaux HTA souterrains de 45,9%, certes supérieur de près de 2 points de la moyenne des territoires de densité similaire, demeure insuffisant eu égard au grand linéaire de côtes du département et par conséquent sa forte exposition aux aléas climatiques. Dans les faits, pour désensibiliser notablement le réseau, Enedis doit donc poursuivre sa politique d'enfouissement HTA. en association avec d'autres mesures (OMT, PDV, élagage/abattage renforcé...).

C'est tout l'objet du SDI et du 1er PPI (2020-2023) avec respectivement un objectif de 450 km de réseaux HTA identifiés PAC sécurisés par enfouissement à échéance 30 ans et 120 km sur les 4 prochaines années ; soit une progression du taux de souterrain d'au moins 3,8 points sur la durée du contrat et d'un point d'ici à 2023.

#### b. Technologie papier imprégné

Les câbles en papier imprégné (CPI), essentiellement présents dans le centre des communes historiquement les plus importantes, représentent 2,3% du linéaire HTA souterrain, avec 126 km restants sur le territoire de la concession.

On rappellera qu'il est important d'éradiquer au plus vite les tronçons relevant de cette technologie car il s'agit là d'une technologie très ancienne et dont les défauts sont connus de longue date. En effet, les cycles de fonctionnement du câble entraînent des variations de température et des déplacements d'huile par dilatation et compression de l'huile d'imprégnation. Par ces mouvements, le plomb de la gaine est déformé de manière irréversible, aboutissant au claquage du câble notamment en cas de fortes chaleurs.

Les communes sur le territoire desquelles cette technologie de câble est toujours présente sont listées dans le tableau ci-après et classées par ordre décroissant de linéaire concerné.

Code INSEE	Commune	HTA CPI en ml (isolant = PC+PM+ PP+PU)
29232	Quimper	17 975
29103	Landerneau	9 669
29151	Morlaix	8 953
29105	Landivisiau	7 937
29233	Quimperlé	6 394
29046	Douarnenez	5 880
29042	Crozon	5 312

Code INSEE	Commune	HTA CPI en ml (isolant = PC+PM+ PP+PU)
29024	Carhaix-Plouguer	4 036
29039	Concarneau	3 889
29026	Chateaulin	3 844
29072	Guilvinec	3 567
29220	Pont l'Abbé	3 404
29124	Lesneven	3 270
29254	St-Martin-des-Champs	5 312

Code INSEE	Commune	HTA CPI en ml (isolant = PC+PM+ PP+PU)
29006	Benodet	3 095
29135	Loctudy	2 738
29256	St-Pol-de-Léon	2 134
29058	Fouesnant	2 031
29158	Penmarc'h	1 905
29085	Île-Tudy	1 779
29239	Roscoff	1 652
29155	Ouessant	1 594
29067	Guerlesquin	1 260
29284	Treffragat	1 217
29051	Ergué-Gabéric	1 116
29174	Plouneour-Lanvern	1 033
29207	Plourin-les-Morlaix	762
29027	Châteauneuf-du-Faou	745
29241	Rosporden	735
29249	Saint-Goazec	691
29260	Saint-Renan	656
29204	Plouneventer	608
29141	Loqueffret	603
29020	Briec	581
29293	Tregunc	478
29191	Plougonven	468
29197	Plouhinec	465
29405	Dirinon	437
29081	Huelgoat	430
29150	Moëlan-sur-Mer	424
29162	Pleyben	411
29163	Pleyber-Christ	408
29037	Combrit	359
29181	Plouedern	334
29216	Pluguffan	329
29225	Pouldreuzic	323
29282	Trebabu	311
29199	Plouigneau	307
29170	Plomelin	305
29140	Loperhet	288
29032	Clohars-Fouesnant	284
29030	Cléder	279
29153	Nevez	231
29165	Plobannalec-Lesconil	219
29091	Kerlouan	218
29031	Clohars-Carnoët	207

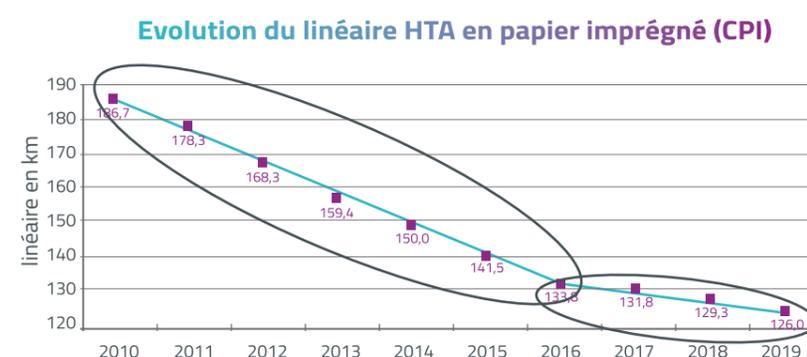
Code INSEE	Commune	HTA CPI en ml (isolant = PC+PM+ PP+PU)
29266	Saint-Thegonnec	203
29169	Plogonnec	186
29185	Plouescat	171
19188	Plougasnou	147
29210	Plouvorn	144
29166	Ploeven	143
29137	Logonna-Daoulas	142
29201	Ploumoguier	140
29202	Plouneour-Menez	135
29136	Locunole	127
29015	Bourg-Blanc	126
29098	Lampaul-Plouarzel	126
29142	Lothey	123
29265	Sainte-Sève	122
29184	Plouéan	119
29130	Locmaria-Plouzané	118
29134	Locronan	115
29171	Plomeur	107
29177	Plouarzel	104
29276	Sibiril	94
29175	Plounevez-du-Faou	91
29176	Plonevez-Porzay	83
29290	Treglonou	81
29186	Plouezoc'h	80
29217	Pont-Aven	77
29229	Quemeneven	75
29079	Henvic	75
29264	Saint-Servais	71
29004	Bannalec	60
29270	Saint-Urbain	60
29146	Melgven	59
29203	Plouneour-Trez	59
29291	Tregourez	52
29274	Scaer	52
29193	Plougourvest	44
29236	Riec-sur-Belon	38
29272	Saint-Yvi	34
29224	Pouldergat	32
29167	Plogastel-Saint-Germain	30
29180	Ploudiry	29
29049	Elliant	25
29250	Saint-Hernin	25

Code INSEE	Commune	HTA CPI en ml (isolant = PC+PM+ PP+PU)
29280	Telgruc-sur-Mer	25
29066	Guengat	20
29122	Laz	20
29227	Poullaouen	20
29110	Langolen	18
29161	Pleuven	18
29060	Gouesnach	26
29263	Saint-Ségal	16
29102	Landeleau	15

Code INSEE	Commune	HTA CPI en ml (isolant = PC+PM+ PP+PU)
29273	Santec	15
29160	Plabennec	14
29215	Plozevet	14
29178	Ploudalmezeau	13
29041	Coray	10
19111	Lanhouarneau	8
29002	Arzano	3
29077	Guisseny	2

**total général 126 010**

A la lecture du graphique ci-dessous, on observe une cadence de dépose très régulière entre 2010 et 2016 à raison de 9 km par an et, depuis, un ralentissement dans le remplacement de cette technologie de câble avec 2/3 km déposés annuellement.



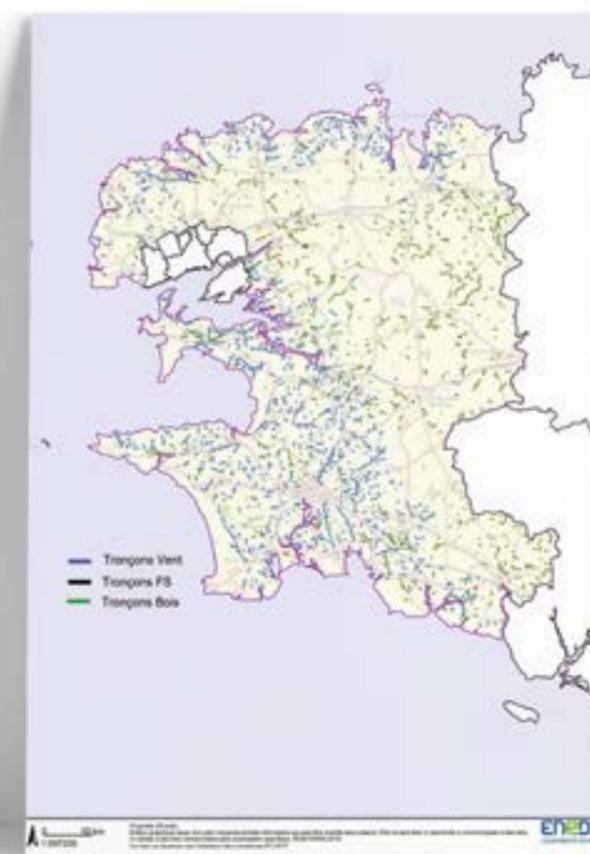
Mais s'agissant de ce point, on rappellera l'objectif d'Enedis, défini dans le schéma directeur d'investissement (SDI) du nouveau contrat de concession, qui est de renouveler a minima 100 km de réseaux souterrains de type CPI HTA sur la durée du contrat ; à savoir 30 ans et 8 km sur la période du 1er programme pluriannuel d'investissement (PPI) qui court sur 2020-2023. Sur ces 4 prochaines années, la cadence de dépose ne s'accélèrera donc pas.

**Pour programmer de la manière la plus optimale ces futures opérations de dépose, le concessionnaire prévoit :**

- D'appliquer des critères de priorisation d'Enedis pour cibler les renouvellements.
- De suivre la dérive éventuelle de l'incidentologie des réseaux d'ancienne génération pour adapter les investissements
- D'analyser systématiquement le renouvellement des tronçons souterrains d'ancienne génération dès que des opportunités de coordination de travaux de voirie se présentent et de justifier toute décision auprès du SDEF si de telles opportunités ne sont pas saisies.

### c. Un réseau vulnérable aux aléas climatiques

La carte ci-contre, fournie par Enedis dans le cadre des négociations du nouveau contrat de concession (sur exercice 2017), met en exergue les tronçons de réseaux HTA aériens considérés en première approche comme à risques face aux aléas climatiques car de faibles sections ou situés en zones ventées ou boisées. En revanche, les outils de cartographie à disposition d'Enedis ne permettant pas de faire de distinctions, cette carte identifie l'intégralité des tronçons même si ces derniers ne comprennent qu'une portion identifiée à risques.



Au 31/12/2018, 1 450 km de réseaux HTA étaient ainsi identifiés « PAC » (Plan Aléas Climatiques) dont 100 km en zone vent, 430 km en zone bois et 10 km de faible section (certains tronçons pouvant présenter plusieurs risques).

Il est à noter que ce dénombrement découle d'une vision théorique et demeure de fait difficile à suivre avec précision. En effet, l'inventaire des lignes en zone « vent » est obtenu en comparant les caractéristiques des tronçons aériens situés dans les zones exposées avec les vitesses de vent enregistrées dans ces zones. Quant aux lignes en zone « bois », elles sont obtenues par le recoupement géographique de la cartographie du réseau HTA aérien avec la base de données européenne Corine Land Cover ; Enedis pouvant être amené à en déclasser certains tronçons suite à un diagnostic plus fin et notamment à des visites terrain attestant du caractère non avéré du risque autour des ouvrages.

#### d. Les départs HTA et leur capacité d'auto-cicatrisation

En 2019, la concession compte 429 départs. 145 sont totalement souterrains (soit 34%). La longueur moyenne des départs est de 28 km et est stable depuis 3 ans, après 5 années de hausse. Mais il faut noter que la concession est encore alimentée par des départs HTA particulièrement longs avec 8 départs de plus de 70 km, le maximum étant de 113 km. On notera également qu'un départ compte en moyenne 4,7 organes de manœuvre télécommandés (OMT) hors bouclage ; soit 0,7 de plus que le niveau défini dans le référentiel Enedis (fixé à 4).

Il s'agit là d'une donnée intéressante et encourageante car le développement de ces interrupteurs automatisés permet une conduite plus aisée du réseau et la réduction des temps de réalimentation des clients impactés par un incident HTA grâce à la mise en œuvre à distance d'un schéma alternatif de distribution moyenne tension qui peut s'assimiler à une auto-cicatrisation. Mais cette valeur moyenne est issue du fichier de contrôle OHTA-008 qui fait état de 2 028 OMT hors bouclage à l'échelle de la concession, chiffre surprenant au demeurant car il serait en hausse de 160 unités en moins de 2 ans (en comparaison avec l'inventaire 2017 qui était arrêté à 1 868 équipements). Cette donnée méritera donc d'être précisé par Enedis ; d'autant que l'évolution du nombre de ces équipements constitue un des objectifs quantifiés du concessionnaire dans le 1er

#### e. Age physique des réseaux HTA

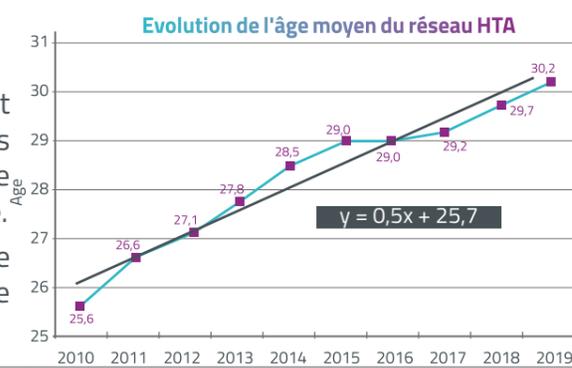
Contrairement au réseau BT, les réseaux HTA aériens et souterrains présentent une plus grande homogénéité dans les années de pose ainsi qu'une ossature plus simple. L'âge moyen des réseaux HTA peut être ainsi valablement estimé. Il est, en l'occurrence, en 2019, de l'ordre de 30,2 ans. Le réseau HTA est donc relativement âgé, avec un âge qui, de surcroît, ne cesse d'augmenter d'une année sur l'autre.

Le suivi des linéaires ainsi concernés n'en reste pas moins nécessaire, notamment pour s'assurer de la tenue des objectifs et engagements définis dans le SDI et les PPI successifs.

Le SDEF réitère donc sa demande d'une transmission annuelle des couches cartographiques correspondantes avec distinction non seulement par type de risques, mais aussi selon que le risque est soit préidentifié, soit confirmé par diagnostic terrain, soit levé car non avéré suite à diagnostic terrain, soit levé grâce à des travaux.

Pour rappel, dans le SDI, l'objectif d'Enedis est de sécuriser par enfouissement, sur les 30 ans du contrat, 450 km de réseaux identifiés « PAC » (vent, bois, faibles sections), dont 120 km sur la période du 1er PPI (2020-2023).

PPI ; avec une progression annoncée de 15 unités sur la période 2020-2023. Interrogé sur ce point, Enedis a apporté les précisions suivantes par mail du 09/02/2021 : **"La requête 2017 n'était pas consolidée et comportait un bug. Le fichier qui vous a été transmis est par conséquent erroné quant au nombre d'OMT par départ. En rejouant cette requête aujourd'hui on obtient : -2017 : 2020 OMT hors bouclage (et non 1868) - 2259 en comptant les OMT de bouclage -2018 : 2026 OMT hors bouclage - 2266 OMT dont bouclage - 2019 : 2028 OMT hors bouclage - 2268 OMT dont bouclage Soit une hausse de 8 OMT hors bouclage (9 dont bouclage) en 2 ans, ce qui est cohérent avec la cible du PPI 2020-2023."**



Cela signifie que les investissements (extensions ou renouvellements/restructurations) réalisés par Enedis sur la moyenne tension, depuis plusieurs exercices, ne sont pas suffisants pour compenser le vieillissement des ouvrages conservés en l'état. Seule l'année 2016 (apogée du PEIM) fait exception avec une stabilisation de l'âge moyen grâce à un pic de remplacements ayant concerné 321 km de réseau HTA, contre, en comparaison, 103 km sur 2019.

Dans les faits, les autres années du PEIM contiennent, quant à elles, la progression de l'âge moyen à +0,5 par an contre une tendance moyenne plus proche des +0,7 avant la mise en œuvre de ce programme d'investissement.

Pour compléter l'analyse du niveau de vieillissement des réseaux, il est intéressant d'étudier les tranches d'âge et notamment celle au-delà de 40 ans :

Tranche d'âge	Linéaire HTA
< 10 ans	13%
≥ 10 ans et < 20 ans	8%
≥ 20 ans et < 30 ans	23%
≥ 30 ans et < 40 ans	31%
≥ 40 ans	24%

En effet, la valeur 40 ans constitue jusqu'à présent la durée d'amortissement des réseaux HTA. On notera que même les études menées en 2015 sur les canalisations souterraines moyenne tension palier synthétique ont conclu au caractère raisonnable d'un maintien, à date, de cette durée de vie.

Fort de cette donnée, il en ressort donc que 24% du linéaire HTA est déjà amorti et que c'est 3 points de plus que l'année dernière, confirmant la tendance globale au vieillissement.

#### f. Prolongation de la Durée de Vie des réseaux HTA

Via le programme « Prolongation de la Durée de Vie » autrement appelé PDV, qui consiste à remettre à niveau des tronçons entiers de réseau HTA aérien en remplaçant des accessoires identifiés comme présentant, lors d'un diagnostic détaillé de terrain (hélicoptère, drone, voire visite à pied), un niveau d'usure avancé (50%), le concessionnaire prolonge la durée de vie des tronçons aériens ainsi traités de 15 ans. Cette durée de vie supplémentaire vient par conséquent s'ajouter aux 40 ans initiaux.

Mais pour relever d'un tel programme, différents critères cumulatifs sont nécessaires :

- âge > 25 ans
- coût des travaux par ml > 5 €
- coût total des travaux < 70% du coût renouvellement intégral
- pérennité des tronçons concernés assurée par rapport au schéma directeur HTA.

Visite par le SDEF du chantier PDV de Gourlizon qui a eu lieu les 13 et 14 octobre 2020



Exemple d'une attache d'isolateur remplacée car usée à 90%

Enedis réalise des opérations de PDV depuis 2013. Sur la période 2013-2019, suite aux diagnostics, le concessionnaire a traité ainsi 12% du réseau aérien HTA (753 km), auxquels s'ajoutent 4% ; à savoir 225 km, qui, eux, n'ont fait l'objet que d'une maintenance légère ayant été jugés suffisamment fiables au moment des repérages de terrain, mais dont la durée comptable a été tout de même prolongée dans les mêmes proportions.

Dans les faits, le SDEF n'est pas, de base, opposé à cette pratique visant à pérenniser/rentabiliser les ouvrages existants au maximum via le recours à une maintenance légère ou lourde et a même contractualisé en ce sens dans le SDI et le 1er PPI.

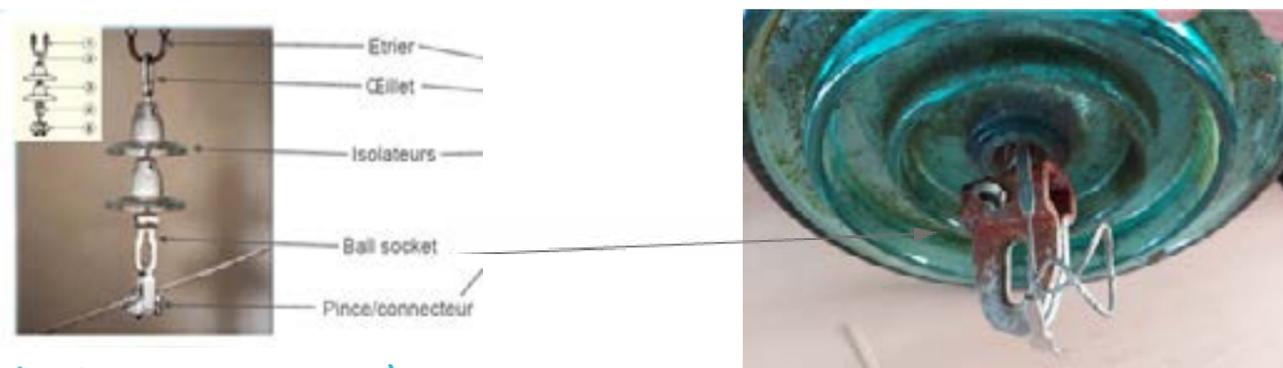
Mais il restera, quoi qu'il en soit, vigilant à ce que cela ne se fasse pas au détriment de la qualité de fourniture et souhaite, pour cela, que, via la remise annuelle systématique d'un reporting précis de la localisation des tronçons diagnostiqués/traités et des incidents survenus, une totale transparence soit assurée sur le niveau réel de fiabilité des tronçons ainsi traités « lourdement » ou « de manière plus légère ».

Sur ce point toujours, le SDEF s'interroge sur la différence entre PDV et rénovation programmée, qui amènent a priori à des allongements des durées de vie différentes de respectivement 15 et 25 ans. Le concessionnaire, interrogé sur le sujet lors de la réunion de présentation du CRAC du 15/01/2021, a précisé :

Qu'actuellement, en Bretagne, Enedis réalise de la PDV avec une prolongation de la durée de vie de 15 ans.

Mais qu'au niveau national, la volonté du concessionnaire est d'harmoniser à terme les réponses apportées à chaque défaut constaté (notamment dans le traitement des supports : maintien, simple emplâtre ou remplacement...). Ainsi, les programmes dits de « rénovation programmée » seront le reflet de l'application de cette future grille de lecture nationale commune qui, elle, visera une pérennisation des ouvrages sur 25 ans supplémentaires.

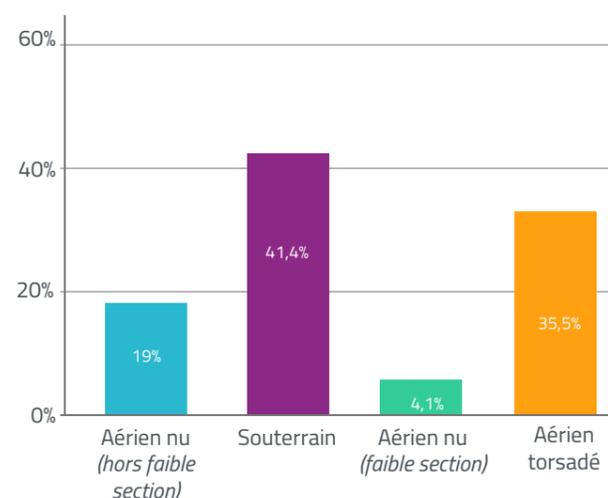
Enfin, on notera que, lors de cette même réunion du 15/01/2021, le concessionnaire s'est fait l'écho d'un problème non identifié jusqu'alors, lors des diagnostics PDV. Il s'agit de l'usure prématurée par oxydation de certaines séries de « ball sockets », pièces comprises dans les chaînes isolantes verticales (voir illustrations ci-dessous). De par leur position en partie basse des chaînes, leur oxydation n'a pas été détectée lors des visites hélico, ni même lors des passages de drone. Réinterrogé depuis par le SDEF sur ce point spécifique, Enedis a précisé que ce problème semblait circonscrit aux ball-sockets d'une même fournisseur posés ou renouvelés en 2011/2012. Mais autant, les réseaux HTA aériens créés à cette époque, plus facilement identifiables par leur date de construction, pourront faire l'objet d'un contrôle renforcé sur ce point ; autant, ceux ayant fait l'objet d'une maintenance légère ou lourde ne pourront pas être suivis de la sorte ; la traçabilité de ces opérations n'étant pas à l'époque assurée.



## 2. LE RÉSEAU BASSE TENSION (BT)

### a. Linéaire et répartition par type de réseau

Au 31/12/2019, la concession compte près de 14 717 km de réseau BT répartis de la manière suivante :

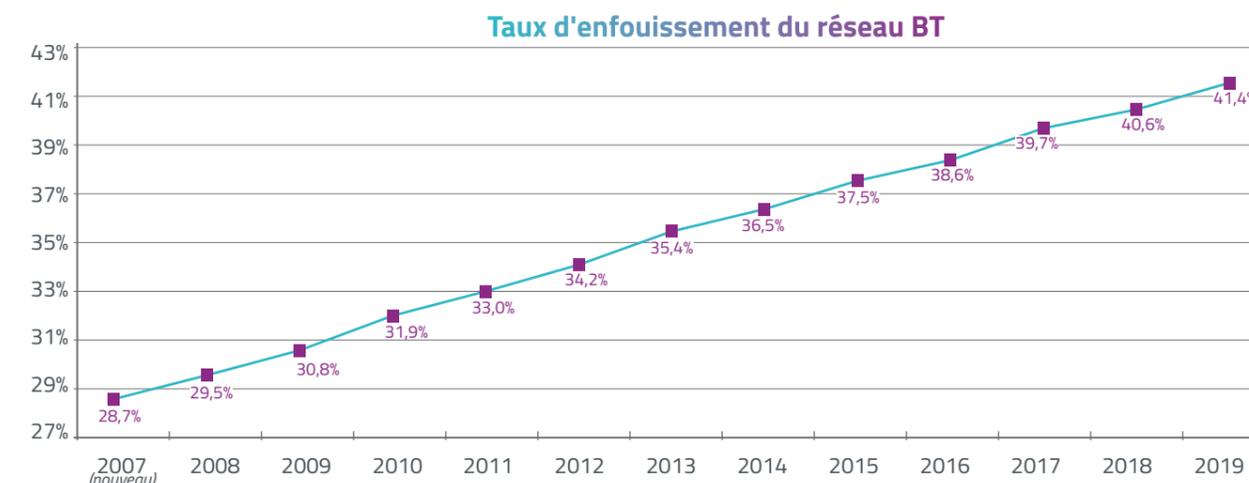


La proportion de réseaux dit sécurisés est de 76,9 % et se décompose de la manière suivante : 5 218 km en technique isolée (35,5 %) et 6 099 km en technique souterraine (41,4%).

Les fils nus, plus incidentogènes, représentent eux encore près d'un quart du réseau de la concession, avec un linéaire de 3 400 km dont 610 de faible section au sens du FACE (si section ≤ 14 mm<sup>2</sup> en Cu ou ≤ 22 mm<sup>2</sup> pour les autres métaux). A titre de comparaison, le taux national de réseaux BT nus est près de 3 fois moins élevé que celui de la concession ; avec un pourcentage de seulement 8%.

A la différence du taux de souterrain de la moyenne tension, le taux de réseau BT enfoui suit, depuis 2010, une courbe relativement linéaire ; avec en moyenne une progression de 1,1 point par an. On notera cependant un léger infléchissement de cette tendance depuis 2 ans.

Dans les faits, comparativement à la HTA, l'effet du programme PEIM d'Enedis est ici moins visible car, pour le niveau de tension BT, non seulement la maîtrise d'ouvrage est partagée, mais de surcroît, la sécurisation ne passe pas systématiquement par l'enfouissement ; la technologie aérienne isolée étant, quand elle est autorisée, une alternative presque aussi fiable et bien moins onéreuse.

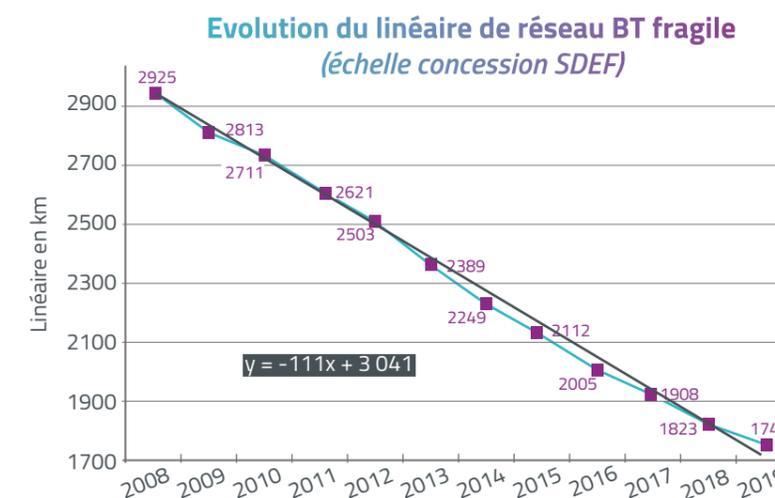


### b. Linéaire de réseau BT fragile

De par leur fragilité intrinsèque, certains réseaux (comme les fils nus dits de faibles sections) s'avèrent plus vulnérables aux aléas climatiques avec des risques de ruptures très importants. Par conséquent, leur éradication constitue une des priorités d'investissement sur la concession.

De longue date, le SDEF et Enedis se sont accordés sur le fait qu'il était nécessaire d'élargir la notion de faible section telle que définie par le FACE pour qu'elle soit plus représentative de la réalité de terrain et de l'effective plus grande fragilité de certains réseaux. Pour ce faire, a été intégré l'ensemble des réseaux nus BT de section inférieure ou égale à 22 mm<sup>2</sup> car un réseau BT nu en cuivre dont les phases ont une section de 19 ou 22 mm<sup>2</sup> présente souvent un neutre de section inférieure ou égale à 14 mm<sup>2</sup>, ce qui le rend tout aussi « vulnérable ». Sur la base de cette définition commune, à fin 2019, ce sont 1 749 km qui sont ainsi qualifiés de fragiles (soit 11,9% du réseau BT de la concession).

Le graphique ci-après met en exergue l'évolution du linéaire de cette catégorie de réseau depuis 2008. On observe, ainsi, sur cette période, une décroissance annuelle assez régulière de l'ordre de 111 km, soit en moyenne -4,5% par an. Toutefois, depuis 2015, on observe un ralentissement de la cadence de dépose de ce type de réseaux.

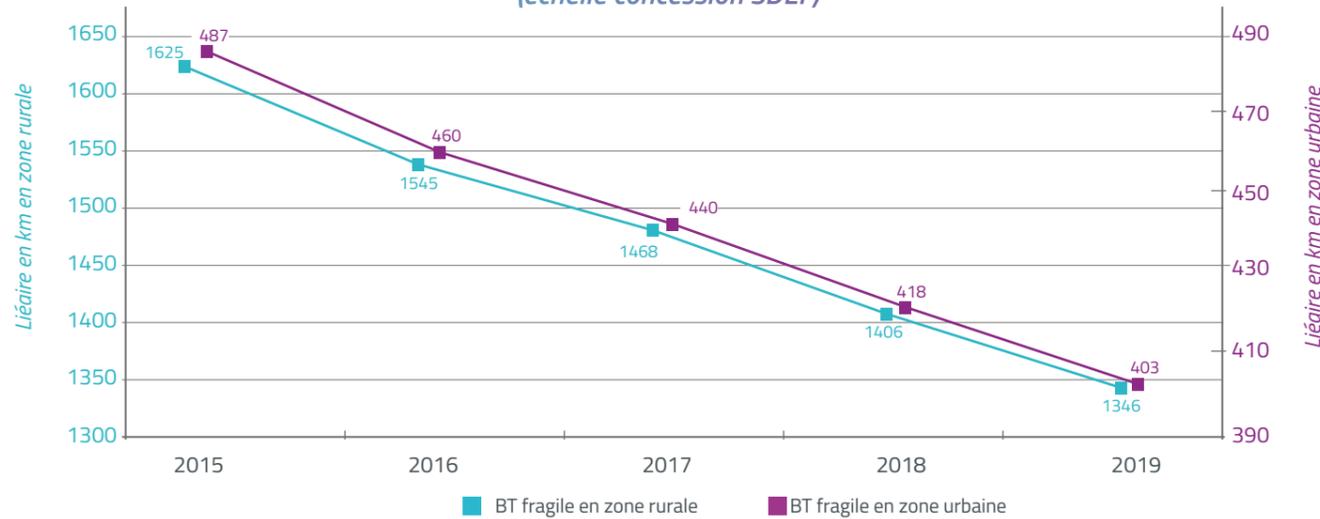


Si on zoome ainsi sur la période 2015-2019 en analysant l'évolution des linéaires restants et en distinguant les zones rurale et urbaine qui représentent approximativement et respectivement les zones d'intervention du syndicat et du concessionnaire, on observe effectivement une tendance qui, sur cette période, est plutôt en moyenne de 90,7 km déposés par an ; avec respectivement et de manière relativement constante -69,7 km en zone ER et -21 km en zone urbaine.

Si les cadences demeurent ainsi, il faudrait un peu plus de 19 ans, sur chacun des 2 territoires de maîtrise d'ouvrage, pour éradiquer totalement ces réseaux dits fragiles, contre un peu moins de 16 ans si la cadence de dépose s'était maintenue en global à -111 km/an.

On notera tout de même en 2019 et de manière similaire sur les 2 territoires d'intervention donc sous les 2 maîtrises d'ouvrages un ralentissement des déposes par rapport à cette tendance 2015-2019 ; ralentissement qui, s'il se prolongeait sur plusieurs exercices, repousserait encore d'autant l'année d'éradication totale des réseaux dits fragiles.

**Evolution du linéaire de réseau BT fragile en zones rurale et urbaine (échelle concession SDEF)**



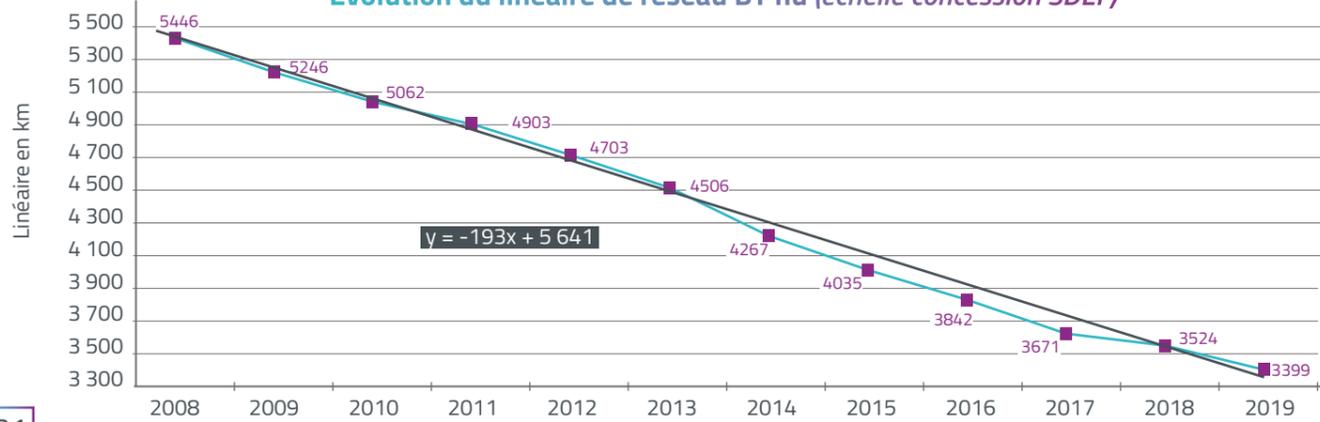
### c. Linéaire de réseau BT nu

Mais pour une amélioration notable de la continuité de fourniture BT, s'intéresser aux seuls réseaux dits fragiles n'est pas suffisant. Il faut plus largement viser les fils nus quelle que soit leur section car ils demeurent très incidentogènes du fait de leur caractère non isolé ; nombreuses étant les disjonctions suite à des contacts entre fils accentués notamment par la végétation avoisinante.

Ainsi, cet objectif a été clairement affiché dans le nouveau contrat de concession avec, dans le SDI, une éradication annoncée pour au plus tard l'horizon 2050 et avec, dans le 1er PPI, une dépose d'au moins 600 km de réseaux BT nus sur la période 2020-2023 (dont 120 km sous MOA Enedis en zones prioritaires et 480 km sous MOA SDEF), représentant en moyenne au moins 150 km déposés par année-programme avec une répartition respectivement de 30 et 120 km pour concessionnaire et concédant.

Pour rappel, le graphique ci-contre reflète la décroissance de ces réseaux sur le territoire de la concession depuis 2008

**Evolution du linéaire de réseau BT nu (échelle concession SDEF)**

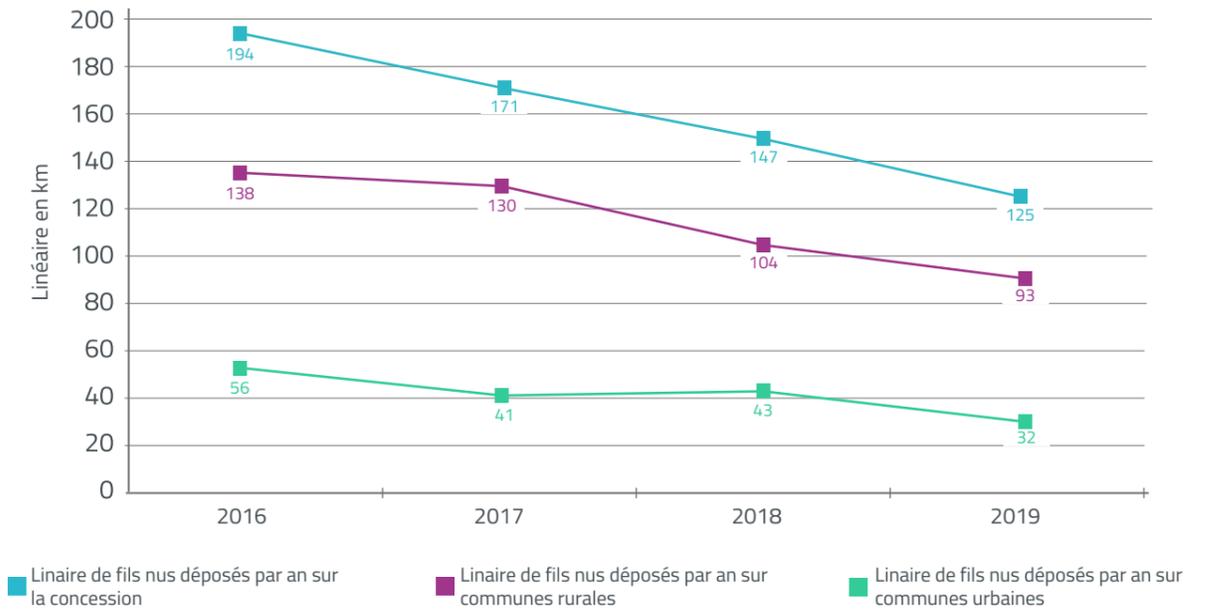


Ainsi, on observe que, sur la période 2008-2019, le linéaire moyen déposé par an a été de l'ordre de 193 km, avec :

- une relative constance sur la période 2008-2012,
- une accélération de la cadence entre 2013 et 2015,
- un ralentissement de cette dernière depuis 2016, encore plus notable en 2019 avec seulement 125 km de réseaux BT nus déposés, bien inférieurs à l'objectif moyen des 150 km affiché pour les 4 années 2020-2023.

Pour tenter de déterminer si le ralentissement constaté de la dépose sur la période 2016-2019 concerne ou pas les 2 maîtrises d'ouvrages, une analyse des résorptions par types de communes a été réalisée ; prenant ainsi pour hypothèse simplificatrice que les déposes sur communes rurales sont le reflet de la MOA du SDEF et celles sur communes urbaines de la MOA Enedis.

**Linéaires de fils nus déposés par an**



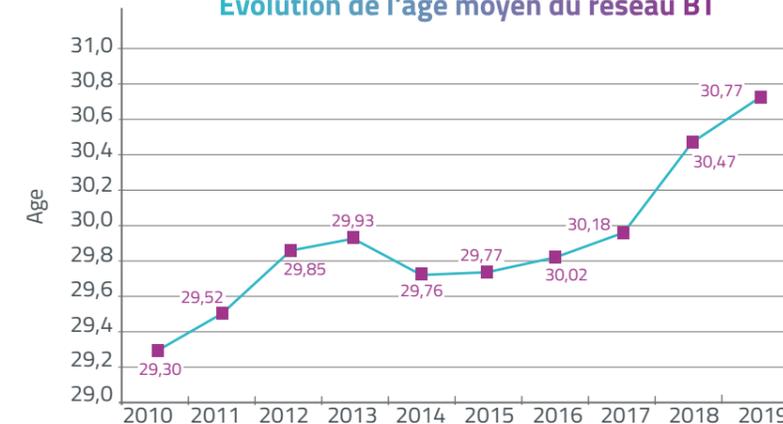
### d. Age physique des réseaux BT

Pour le réseau BT, il est nécessaire de rappeler qu'Enedis ne connaît pas précisément l'âge des réseaux posés avant 1980. Mais pour avoir un ordre de grandeur à peu près représentatif, on peut par exemple prendre comme hypothèse qu'aucun tronçon actuellement exploité n'a été posé avant la nationalisation des sociétés privées d'électricité ; à savoir 1946 et que les linéaires posés entre 1982 et 1946 ont été également répartis sur cette période. On arrive alors à un âge moyen de l'ordre de 30,8 ans.

Après une période de relative stabilité, l'âge du réseau moyenne tension repart à la hausse depuis 2016 avec une progression de l'ordre de +0,2/+0,3 par année. Le ralentissement des déposes des réseaux nus décrit précédemment en est la principale cause.

S'agissant des tranches d'âge, pour les mêmes raisons que celles précédemment évoquées, il n'est pas pertinent d'indiquer, pour la BT, un détail par tranche de 10 ans au-delà de 30 ans (notamment pour les poses avant 1983).

**Evolution de l'âge moyen du réseau BT**



Tranche d'âge	Linéaire BT
< 10 ans	20%
≥ 10 ans et < 20 ans	17%
≥ 20 ans et < 30 ans	19%
≥ 30 ans et < 40 ans	44%
≥ 40 ans	

Par conséquent, on peut seulement relever que 44% du réseau BT a plus de 30 ans sans pouvoir préciser la proportion déjà amortie. Mais quoi qu'il en soit, pour définir cette proportion, il aurait fallu établir une distinction entre les réseaux torsadés et les autres, les tronçons BT aériens isolés bénéficiant d'une durée de vie estimée à 50 ans contre 40 ans pour les portions basse tension nues ou souterraines.

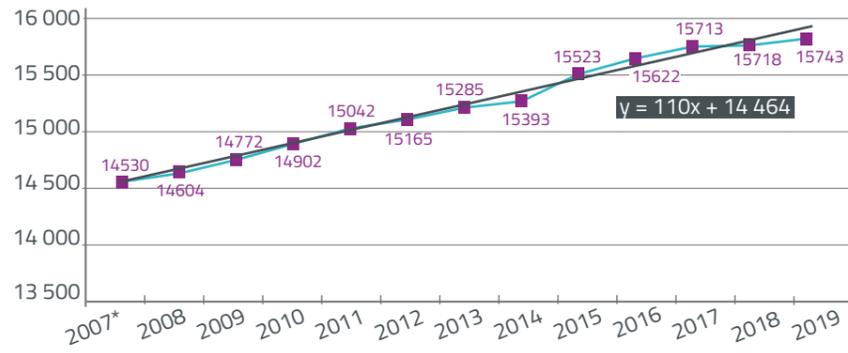
### 3. LES POSTES HTA/BT

#### a. Quantité au 31/12/2019

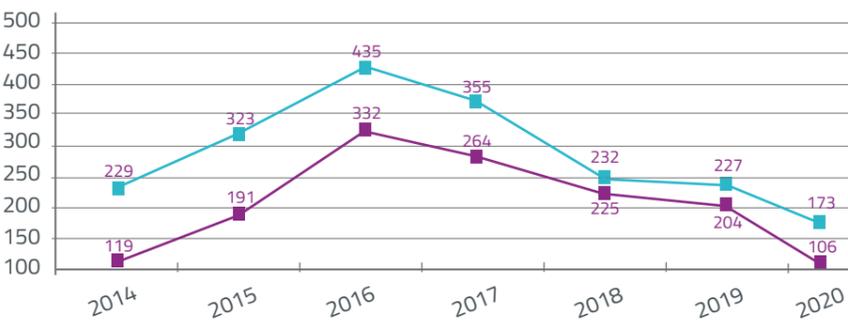
Selon l'inventaire technique 2019 d'Enedis, le patrimoine de la concession compte 15 743 postes de transformation HTA/BT.

On note, depuis 2 exercices, un tassement dans la progression annuelle de ces unités. Le syndicat ne s'explique pas ce net ralentissement dans l'expansion du parc sur une période où, pourtant, la dynamique du territoire notamment analysé en termes de nombre de nouveaux raccordements et d'évolution des linéaires de réseaux suite à extensions ne paraît pas s'essouffler et où les restructurations/sécurisations HTA et BT, qui obligent souvent à créer plus de postes qu'à l'origine, demeurent à des niveaux élevés comparativement notamment aux années d'avant PEIM. Un éclaircissement du concessionnaire sur ce point précis sera apprécié, et ce, d'autant que, sur la période 2017-2019, le nombre de postes commandés annuellement par le SDEF au titre de sa MOA s'avère relative stable (autour des 80 unités) après une nette augmentation par rapport à 2016. Interrogé sur ce point, Enedis a apporté les précisions suivantes par mail du 09/02/2021 : « Pour analyser ce point, il faut nécessairement considérer que l'évolution du nombre de postes relève de deux causes : les postes renouvelés (cf. travaux du PEIM, travaux de résorption des fils nus) + les postes nouvellement créés. Quand on regarde les déposes de postes d'ancienne techno (H61, Cabines, etc.), et les poses de nouvelles technologies (PRCS, PSSA/B, UP), on voit un pic important lié au PEIM. On constate également qu'on est sur une dynamique assez forte, à plus de 200 postes renouvelés par an.

#### Evolution de nombre total de postes HTA/BT sur la concession



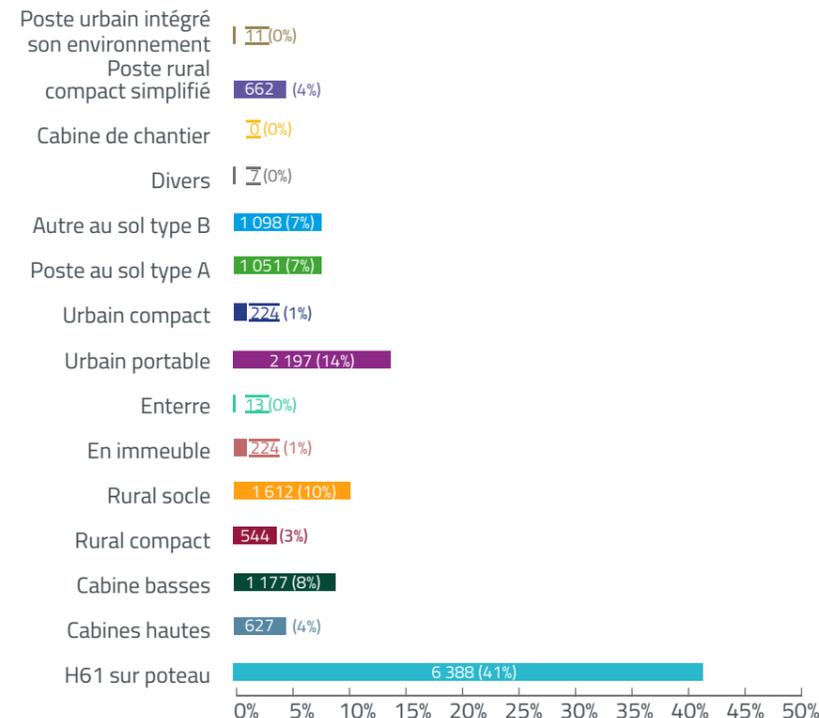
#### Evolution de nombre total de postes -pose/dépose



- Pose nouvelles techno (PRCS, UP, PSSA/B)
- Dépose techno anciennes (H61, cabines, rural compact & socle)

Ils se répartissent de la manière suivante :

#### Répartition 2019 des postes HTA/BT par type



On note ainsi que les H61 (ou postes sur poteau) représentent 41% des postes de la concession avec au total 6 388 unités.

Mais au vu du graphique ci-après, on observe que leur proportion diminue régulièrement depuis 2008 (de l'ordre -1 point par an), avec toutefois une accélération de leur dépose entre 2014 et 2017 sous l'effet du PEIM et de sa politique de mise en souterrain/restructuration de la HTA dans les secteurs jugés les plus sensibles aux aléas climatiques menée conjointement avec une sécurisation des réseaux BT issus des postes concernés.

#### Evolution du pourcentage de postes H61 sur la concession



S'agissant des cabines hautes, même si mises à niveau techniquement, elles n'en demeurent pas moins très inesthétiques. A fin 2019, on en dénombre encore 627 unités sur la concession. Depuis 2008, leur nombre décroît en moyenne de l'ordre de 17 unités par an, avec là aussi une accélération entre 2014 et 2018 sous l'effet du PEIM. En revanche, on peut noter un net ralentissement dans leur démantèlement en 2019.

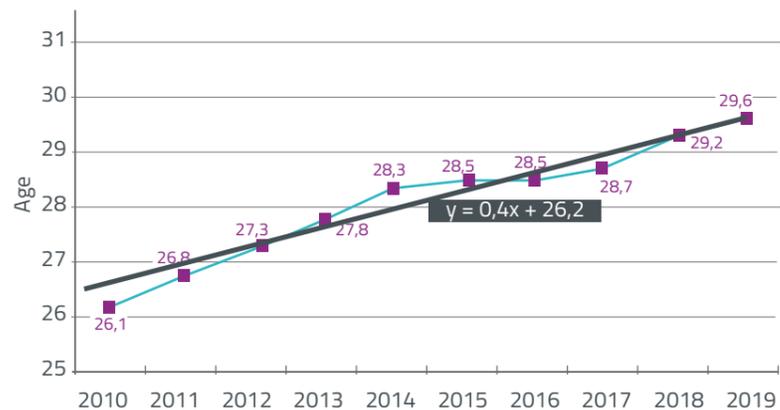
#### Evolution du nombre de cabines hautes sur la concession



#### b. Age physique des postes HTA/BT

D'après l'inventaire technique, la moyenne d'âge des postes de la concession (tous types confondus) est de 29,6 ans ; à comparer à la durée d'amortissement comptable de ces équipements qui est de 45 ans. Il faut toutefois indiquer qu'il s'agit là non pas de l'âge global du poste (appareils électriques et transformateurs compris), mais de l'âge de l'enveloppe (bâtiment) ou support car calculé à partir de l'année de construction du génie civil (GC).

### Evolution de l'âge moyen des postes de transformation (génie civil)



Par ailleurs, au vu du graphique ci-contre, on notera que, tout comme le réseau HTA, l'âge moyen du génie civil des postes de la concession ne cesse d'augmenter ; avec une progression annuelle de l'ordre de + 0,4 an. Là encore, le PEIM a eu un effet positif sur la courbe car, sans aller jusqu'à induire un infléchissement, les montants supplémentaires investis dans le cadre de ce programme permettent toutefois de ralentir la progression annuelle, notamment en 2016.

## 4. LES TRANSFORMATEURS HTA/BT

### a. Répartition des transformateurs par type de tension secondaire

Au total, la concession compte 15 758 transformateurs HTA/BT en service.

67% sont de type 410 V, ce qui correspond à une nouvelle génération de transformateurs fabriquée depuis 1987 et qui permet 3 réglages différents du rapport de transformation : 0%, +2,5% et +5% avec une tension secondaire qui peut donc passer respectivement de 400 V à 410 V, voire à 420 V selon la position retenue de la prise à vide.

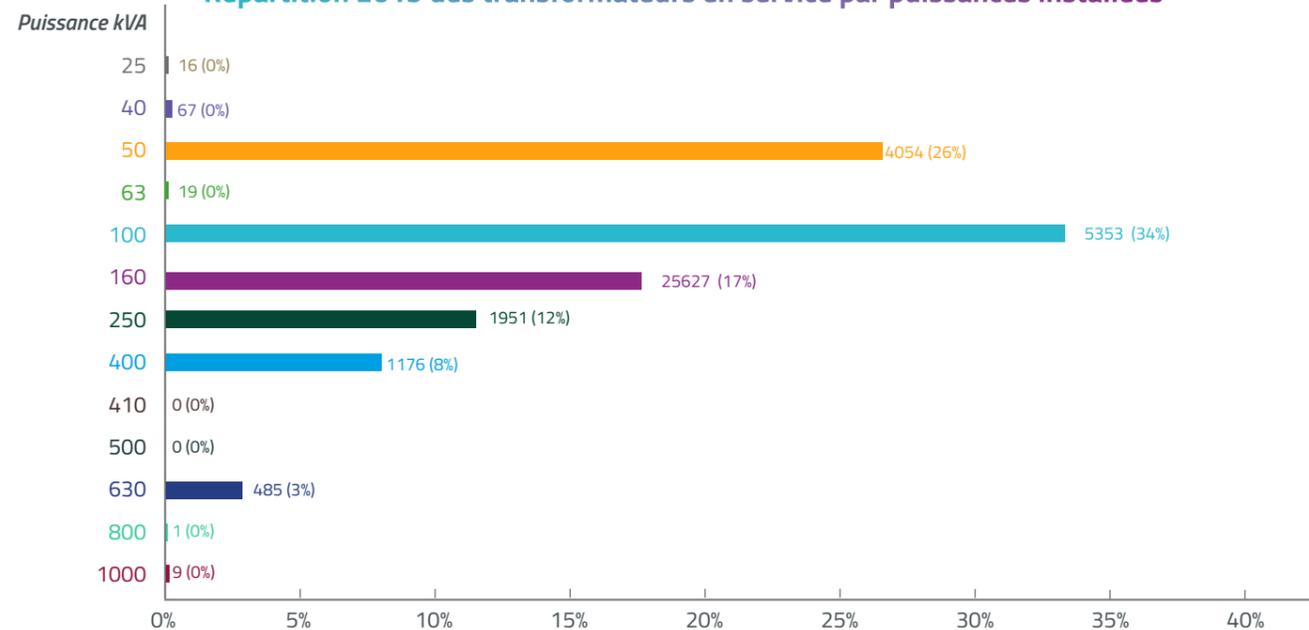
Les 33% restants du parc « transfo » sont de type 400V. Dans les faits, les équipements de cette catégorie sont plus anciens et peuvent également relever ou abaisser la valeur de la tension secondaire en tête du départ BT en modifiant le rapport de transformation par le biais de 3 positions de prise à vide. Mes ces dernières sont différentes du type 410V avec -2,5% (390 V), 0% (400 V) ou +2,5% (410 V).

### Répartition des transformateurs par tension secondaire



### b. Répartition des transformateurs par puissance

#### Répartition 2019 des transformateurs en service par puissances installées



La puissance de transformateur la plus représentée est 100 kVA avec une proportion dépassant le tiers des équipements en service sur la concession.

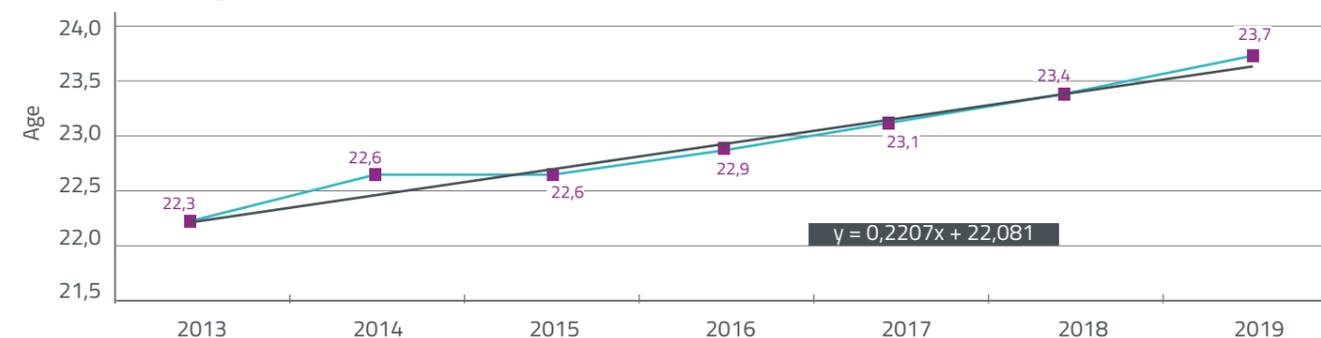
### c. Age des transformateurs

D'après l'inventaire technique, la moyenne d'âge des transformateurs de la concession (tous types confondus) est de 23,7 ans ; donnée à comparer à la durée d'amortissement comptable de ces équipements qui est depuis 2012 de 40 ans ; contre 30 avant.

Assez logiquement, cette valeur est moins élevée que l'âge moyen des postes car les transformateurs demeurent des équipements mobiles qui, dans un même génie civil, peuvent être remplacés à l'identique suite à un dysfonctionnement ou être parfois au besoin mutés au profit d'un équipement de plus forte puissance.

En l'occurrence, pour 2019, la différence d'âge avoisine les 6 ans ; les génies civils étant pour leur part vieux d'en moyenne 29,6 ans.

### Evolution de l'âge moyen des transformateurs



## 5. LES OUVRAGES ANCIENNEMENT NON LOCALISÉS

### a. Les compteurs de consommation

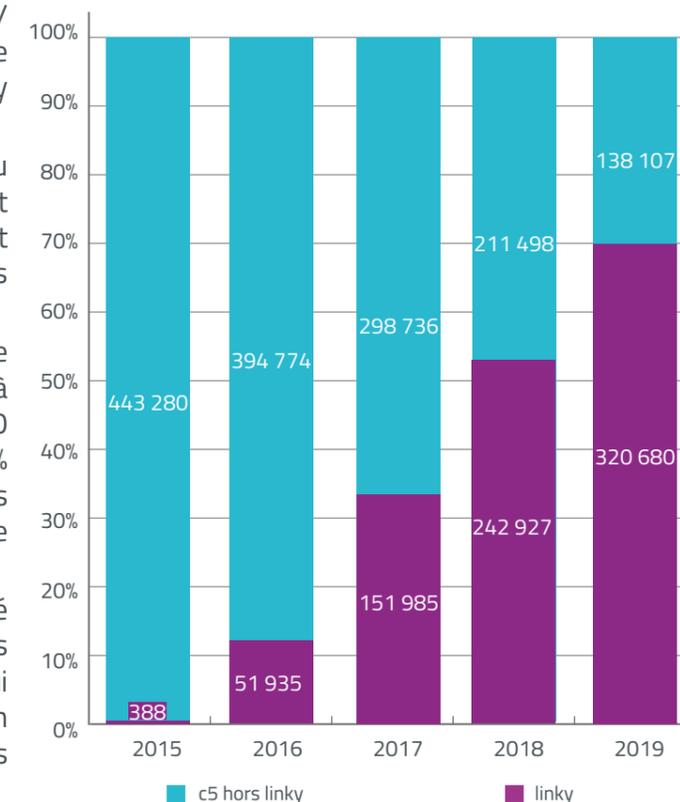
Les compteurs ont longtemps constitué des ouvrages non localisés ; par conséquent immobilisés/valorisés en masse. Mais le concessionnaire profite notamment du déploiement des compteurs Linky pour opérer une « géo-localisation » du parc.

Dans les faits, à fin 2019, la concession compte au total 464 217 clients consommateurs (HTA ou BT) et donc autant de compteurs. Parmi eux, 458 787 sont des clients C5 (clients BT Ps ≤ 36 kVA) donc éligibles à la pose d'un compteur Linky.

A cette même date, à savoir 4 ans après le démarrage du déploiement de ce compteur communicant et à 2 ans de l'échéance de ce déploiement, ce sont 320 680 clients qui en sont équipés ; soit près de 70% des éligibles. Ce sont presque autant de compteurs Linky (319 429) qui sont ainsi pu être à fin d'exercice immobilisés/valorisés.

A ce nombre, s'ajoutent les compteurs dits « marché d'affaire » qui, de par les puissances souscrites qu'ils couvrent, étaient, de fait, déjà communicants et qui ont également fait l'objet d'une localisation. A fin 2019, ce sont ainsi 5 859 compteurs supplémentaires qui sont répertoriés dans l'inventaire comptable.

### Evolution du pourcentage de Linky chez les clients C5

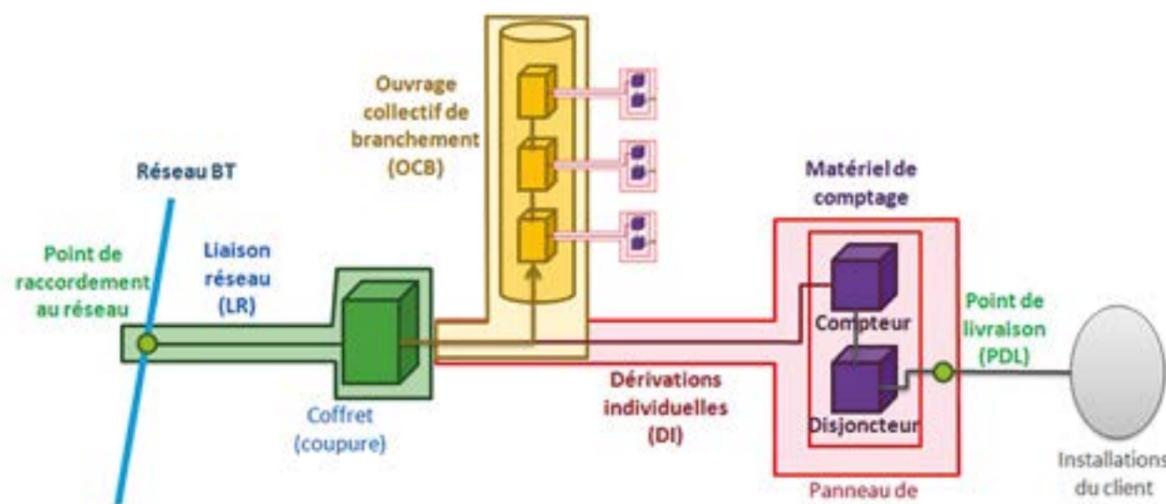


On précisera également que sur l'ensemble des compteurs Linky posés à fin 2019, 303 323 (soit près de 95%) sont ouverts à tous les services « Linky ». Pour autant, seuls 23 604 comptes clients ont été activés depuis le début du déploiement (dont 11 062 sur 2019), ce qui ne représentent que 7,8% des compteurs ainsi « ouverts » et ce ne sont pas les 3 822 comptes en attente d'activation par les clients qui viennent relativiser cette trop faible proportion. Comme déjà souligné sur les précédents exercices, une communication plus massive d'Enedis à destination des clients C5 serait nécessaire pour que ces derniers s'approprient vraiment les nouveaux outils mis à leur disposition via leur compte clients grâce aux compteurs Linky.

### b. Les branchements

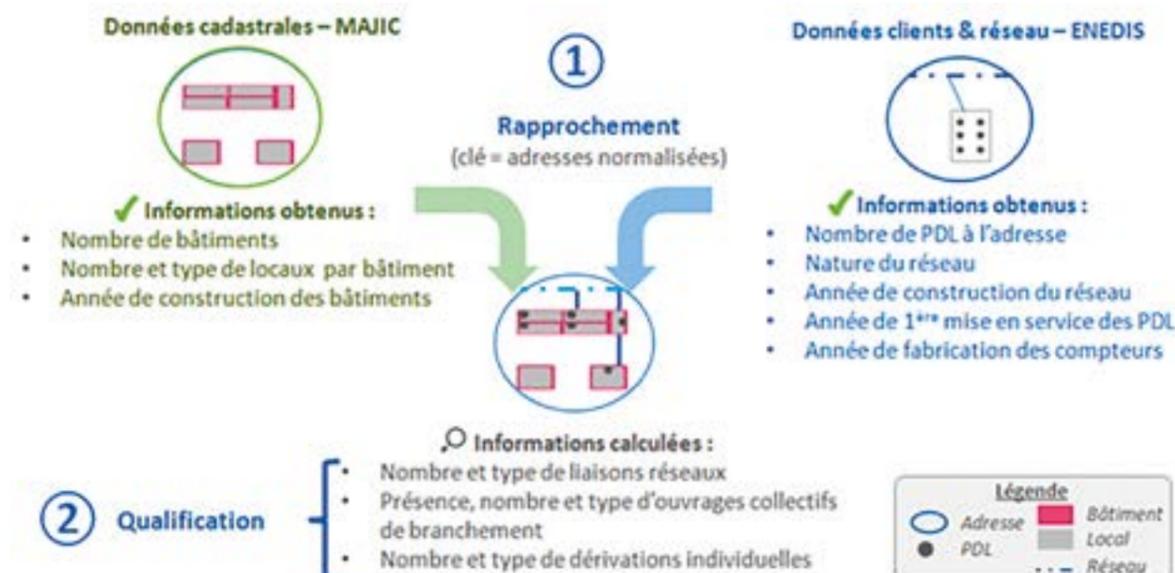
En application de l'article 153 de la LTE-CV (désormais codifié à l'article L. 2224-31-I du CGCT), une autorité concédante (AC) peut demander à son concessionnaire la production d'un inventaire détaillé et localisé des ouvrages concédés. Jusqu'alors et à l'échelle du SDEF, Enedis ne disposait d'un inventaire détaillé et localisé par commune que pour 77% des valeurs immobilisées à l'actif de son bilan. Les compteurs et les branchements en étaient exclus.

Par conséquent, à l'instar de ce qu'il est en train de réaliser pour les compteurs via notamment le déploiement des Linky, le concessionnaire mène actuellement un travail de localisation des branchements. Ainsi, depuis 2018, il procède à une mise à disposition progressive en commençant par les ouvrages collectifs et s'attaquera, à partir de 2021, au reste des composants des branchements (liaisons réseau et dérivations individuelles, matériels de comptage autres que les compteurs).



Source : Enedis

En revanche, au vu du coût prohibitif d'un pointage physique exhaustif, Enedis a opté pour un recensement des ouvrages de branchement via un algorithme en croisant la liste des points de livraison avec la liste des bâtiments du Cadastre. Des sondages terrain complète cette analyse.



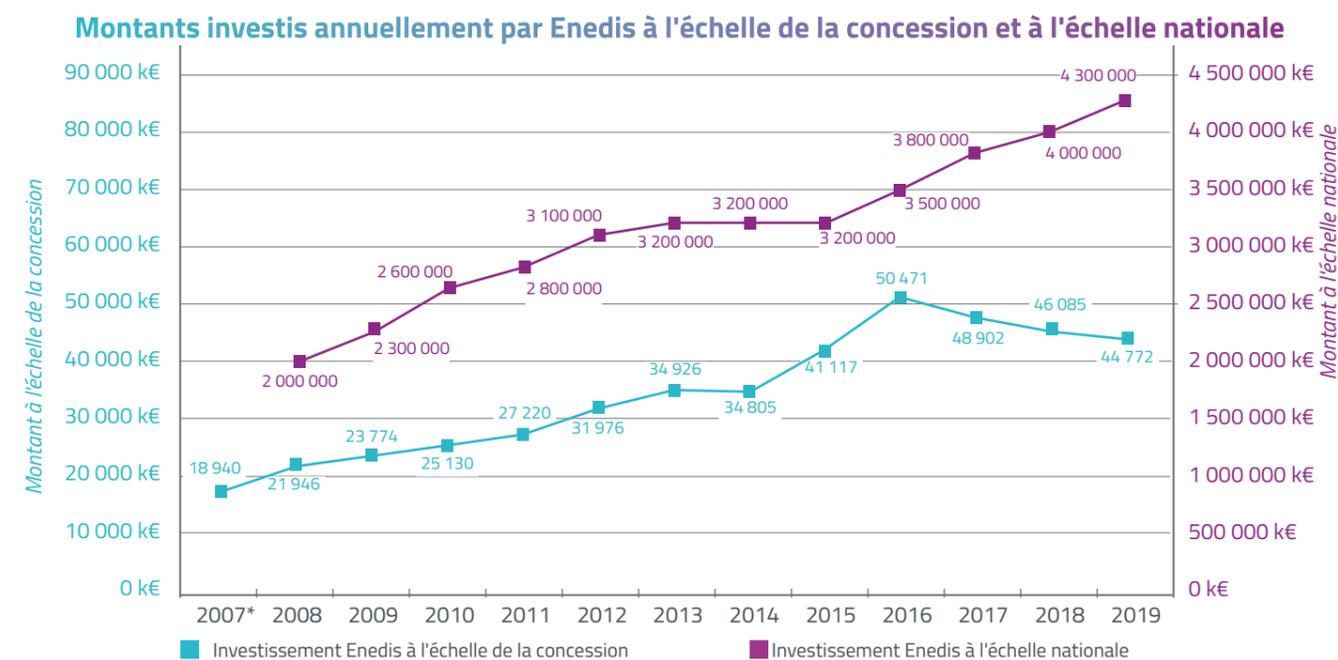
Source : Enedis

Au vu du fichier d'inventaire comptable arrêté au 31/12/2019, ce sont ainsi 6 298 ouvrages collectifs de branchement (OCB) et 41 522 dérivations individuelles sur OCB qui ont pu être immobilisés/valorisés à date, représentant une valeur brute de plus de 13,7 M€ (soit + 1% de la VB localisée totale du SDEF).

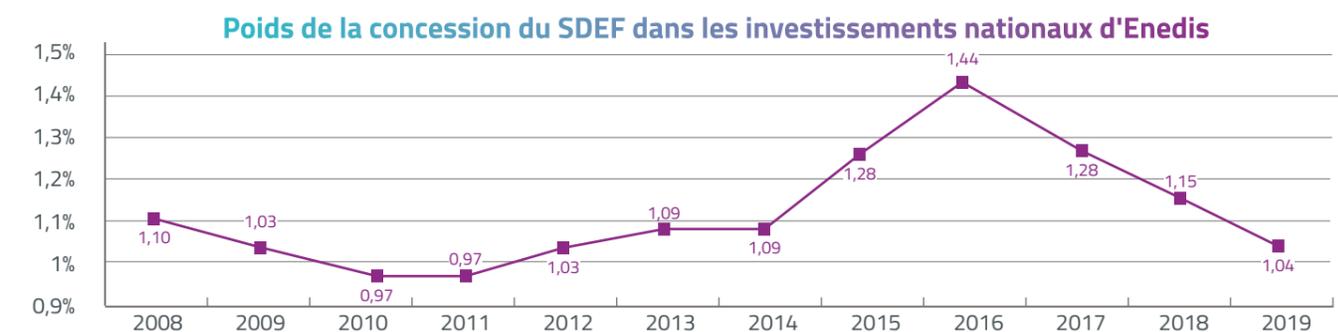
## IV - TRAVAUX RÉALISÉS PAR LE CONCESSIONNAIRE

### 1. LES TRAVAUX D'INVESTISSEMENT 2019 DU CONCESSIONNAIRE

Comme le montre le graphique ci-dessous, ce sont près de 44,8 M€ qui ont été investis en 2019 par Enedis sur le territoire de la concession tous investissements confondus. Ce montant est en baisse depuis 2017 ; là où, sur la même période, les investissements d'Enedis à l'échelle nationale ne cessent de progresser pour atteindre un maximum en 2019 à 4,3 milliards d'euros.



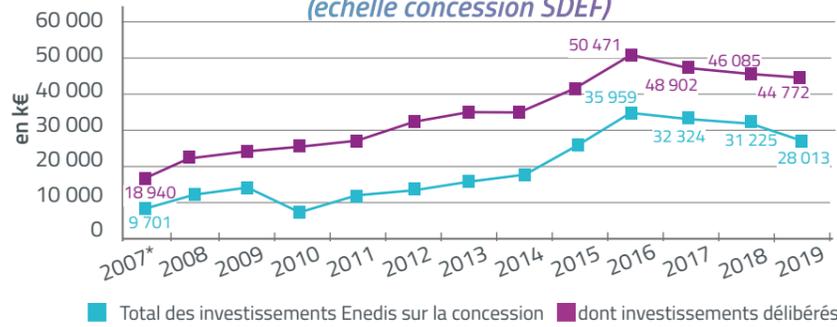
Ainsi, après avoir représenté jusqu'à 1,44% en 2016, le poids de la concession du SDEF ne présente plus que 1,04% des investissements d'Enedis à l'échelle nationale ; soit un niveau équivalent à 2009 et 2012, et ce, alors que, même après plusieurs années de PEIM, la proportion des réseaux nus parmi ceux relevant de la MOA d'Enedis (HTA et BT urbains) demeure très élevé par rapport au national ; ce qui reste synonyme d'une plus grande vulnérabilité de ces réseaux face aux aléas climatiques.



Cela nécessiterait donc, à l'échelle de la concession, au moins un maintien des investissements délibérés car ce sont ces derniers qui participent à la performance des réseaux. Mais comme le montre le graphique ci-contre, ce sont bien eux qui sont directement impactés par la diminution des montants investis ; avec notamment une perte de 3,2 M€ entre 2018 et 2019. Même si, sur ce montant, 1,4 M€ sont juste le reflet de l'arrêt de la pose des concentrateurs Linky, il n'en reste pas moins une perte en un an de plus de 1,8 M€ sur les investissements délibérés hors déploiement Linky.

\*nouveau périmètre

## Evolution des investissements totaux et délibérés d'Enedis (échelle concession SDEF)



Et, comme évoqué plus haut, cela a un impact direct sur l'importance des remplacements de réseaux HTA et BT opérés sous MOA Enedis et donc sur l'éradication des fils nus pourtant directement en lien avec une amélioration durable de la qualité de fourniture :

### Linéaires de réseau HTA réalisés par Enedis



### Linéaires de réseau BT réalisés par Enedis



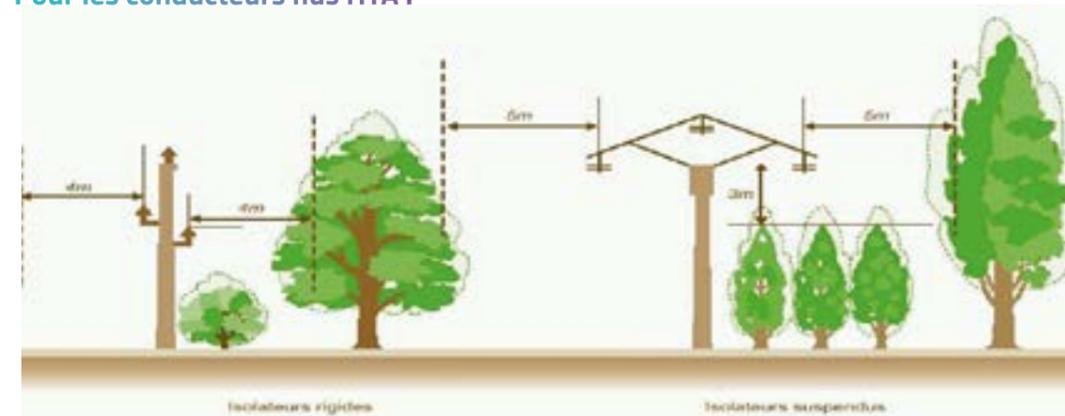
## 2. LES TRAVAUX D'ÉLAGAGE

### a. Rappel de la réglementation et des normes applicables

En application de l'arrêté interministériel du 17 mai 2001, le concessionnaire est tenu de maintenir en permanence la végétation éloignée des conducteurs électriques HTA et BT, et ce, afin non seulement de garantir la sécurité des personnes et des biens, mais également d'assurer la qualité de la distribution d'électricité.

L'article 26 de ce même texte fixe des distances minimales à respecter autour des lignes aériennes, selon leur nature

#### Pour les conducteurs nus HTA :

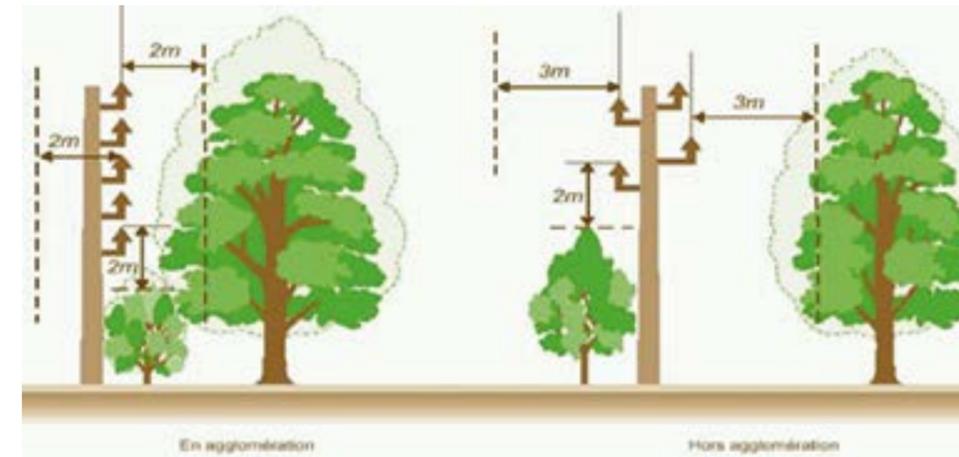


Réseau	BT	HTA
Conducteur nu	1m	2m
Conducteur isolé	0m (pas de frottement)	0m (pas de frottement)

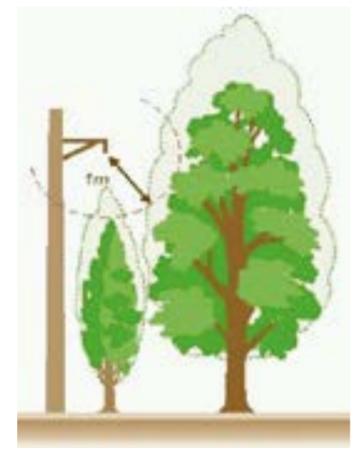
Afin de respecter cette obligation réglementaire, ENEDIS se doit de procéder régulièrement à des opérations d'élagage. Il est à noter que les distances à obtenir à l'issue de ces opérations sont normées et sont les mêmes que le réseau soit existant ou à construire

En l'occurrence, la norme NFC 11-201 impose :

#### Pour les conducteurs nus BTA :



#### Pour les conducteurs isolés HTA et BTA :



(Source Enedis)

### b. L'élagage : une répartition des responsabilités

ENEDIS, bien qu'exploitant des réseaux BT et HTA, ne supporte pas systématiquement la charge de l'élagage. Dans les faits, il existe différents cas de figure ci-après synthétisés

Si le réseau aérien et l'arbre à élaguer se situent tous deux soit en domaine privé, soit en domaine public, c'est à ENEDIS que revient la charge organisationnelle et financière de l'intervention. Sur ce point, on notera qu'il existe normalement une condition supplémentaire d'antériorité de la plantation par rapport à la ligne. Mais cette condition n'est en pratique quasiment jamais retenue car elle s'avère difficilement vérifiable sur le terrain.

Si le réseau aérien se situe en domaine public et que l'arbre en domaine privé fait saillie au-dessus du DP en « envahissant » la ligne, la charge de l'élagage revient alors au propriétaire de la parcelle d'implantation de l'arbre à élaguer (ou à toute personne à laquelle le propriétaire a confié certains de ces droits : exploitant, locataire...). Le concessionnaire n'est pour autant pas dégagé de toute obligation. En effet, il est de sa responsabilité d'alerter le riverain concerné sur ses devoirs en matière d'élagage, via notamment l'envoi d'un courrier recommandé avec accusé de réception. Dans ce courrier, le concessionnaire invite notamment le client à se rapprocher des services DT/DICT pour procéder à un élagage sécurisé, mais se doit également de lui rappeler qu'en cas d'inaction, il devra supporter le coût des éventuels dégâts occasionnés sur le réseau.

Sur ce dernier point, on notera qu'en parallèle de la mise en œuvre de cette « procédure administrative », le concessionnaire indique avoir, en 2015, réalisé un travail de fond avec les communes, basé sur une communication conjointe et pédagogique sur l'élagage, pour sensibiliser les administrés à leurs obligations et responsabilités en la matière.



Source : Enedis



Source : Enedis

### c. Rappel sur la méthode de programmation d'ENEDIS

En préambule, il est important de rappeler l'organisation retenue par ENEDIS : l'élagage du réseau HTA est réalisé par départ entier alors que le traitement du réseau BT s'effectue par commune entière. Par ailleurs, il est à noter que depuis 2011, le pilotage de l'élagage intervient à la maille régionale et non plus départementale, ce qui apporte plus de souplesse dans la répartition des crédits alloués.

Pour monter ses programmes d'élagage, ENEDIS utilise différents critères cités ci-après par ordre décroissant d'importance :

### Pour la moyenne tension :

- 1) L'interprétation des données « qualité fourniture » identifiées sur les départs
- 2) Un élagage insuffisant constaté à partir des visites effectuées en hélicoptère. Sur ce point, on notera que le recours au « scan hélico », qui permet d'estimer les distances au câble, a été préféré à la technique du recensement des essences d'arbres, jugée trop fastidieuse et coûteuse.
- 3) Les incidents ayant pour cause l'élagage insuffisant
- 4) L'ancienneté du dernier élagage retenue uniquement sur la remise à niveau

Par ailleurs, dans ses programmes, ENEDIS veille à éviter toute opération d'élagage inutile et, pour cela, coordonne ses campagnes avec les programmes d'investissements HTA et BT (notamment suppression des opérations de traitement si dépose des réseaux programmée).

### d. Une enveloppe pour les opérations d'urgence

On notera qu'Enedis dispose également d'une enveloppe annuelle pour les opérations ponctuelles d'élagage dès lors que ces dernières revêtent un caractère d'urgence.

Sur ce point, il est d'ailleurs important de relever que, suite à de nombreuses demandes en ce sens de la part de l'autorité concédante, le concessionnaire a reconnu qu'un dysfonctionnement durable ou répété de l'éclairage public (EP) représente bien une urgence, étant donné que ce dysfonctionnement induit un risque pour la sécurité. Enedis a, par conséquent, accepté d'intervenir en mode curatif ponctuel dès que le défaut d'élagage est supposé être à l'origine de la mise hors service d'un point lumineux (au-delà cela relève du dépannage) ou d'au moins 2 disjonctions intempestives du réseau EP. Mais 2 autres conditions doivent être impérativement réunies pour engager une telle intervention d'urgence :



Les réseaux EP à élaguer doivent faire partie intégrante des ouvrages concédés. Pour cela, ils doivent être en neutre commun avec la BT (cas des 5 fils nus) ou être dans la même torsade que la basse tension.



La responsabilité du concessionnaire, et non d'un tiers privé, doit être directement engagée (cas des réseaux et arbres en domaine public ou des réseaux et arbres en domaine privé), sans quoi c'est la procédure décrite précédemment au § IV.2.b qui est mise en œuvre.

Enfin, on notera qu'en cas de disjonction intempestive isolée (1 fois), Enedis intègre dorénavant l'incident dans les critères de construction de son programme d'élagage cyclique à venir, avec priorités associées si nécessaire.

### e. Rappel des objectifs du PEIM

L'objectif premier du PEIM (2015-2020) est de désensibiliser notablement les réseaux bretons face aux aléas climatiques. Le concessionnaire a, pour cela, annoncé utiliser tous les leviers à sa disposition. L'élagage en est un qu'Enedis a décliné en évoquant la poursuite de l'effort en la matière avec, de surcroît, une plus grande prise en compte de l'éloignement des lignes électriques.

Cela se traduit notamment par une volonté de maîtrise des cycles d'élagage HTA et BT, avec à l'issue du PEIM (à savoir 2020) l'atteinte de périodicités-cibles respectivement de 3 et 6 ans.

Ce dernier programme s'accompagne également d'une sensibilisation des propriétaires à l'élagage des arbres sur leur propriété et débordant sur le domaine public; via une mise à disposition de documentations sur le sujet auprès des mairies.

### f. Bilan 2019 de l'élagage à l'échelle du département et comparaison avec les exercices précédents

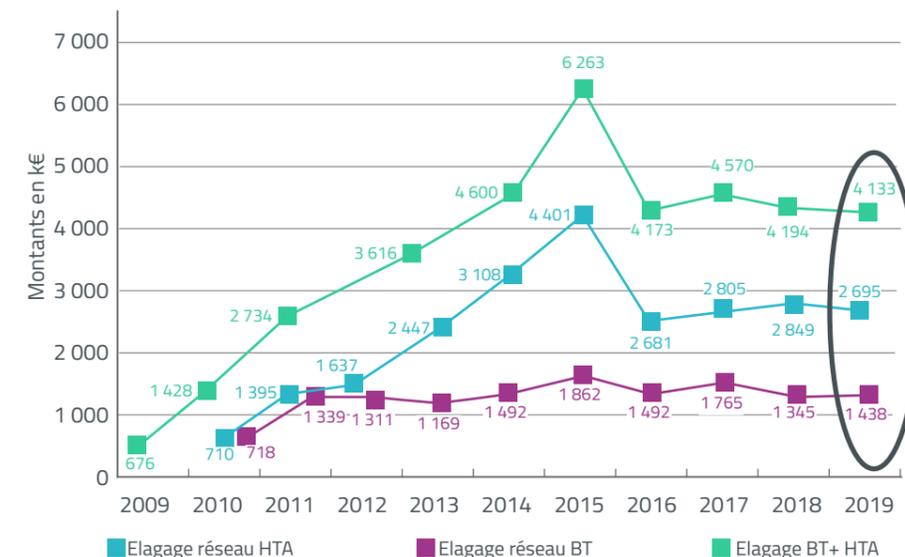
Comme évoqué précédemment, l'élagage et l'abattage sont des actes d'exploitation très complémentaires aux travaux d'investissement pour obtenir une bonne continuité de fourniture en luttant contre les coupures très brèves, brèves et longues. Les sommes consacrées, linéaires traités, nombre d'interventions et périodicités sont donc chaque année suivis de près par le SDEF.

### Pour la basse tension :

- 1) Les incidents ayant pour cause l'élagage insuffisant
- 2) L'ancienneté du dernier élagage sur la commune
- 3) Le kilométrage de fils nus BT

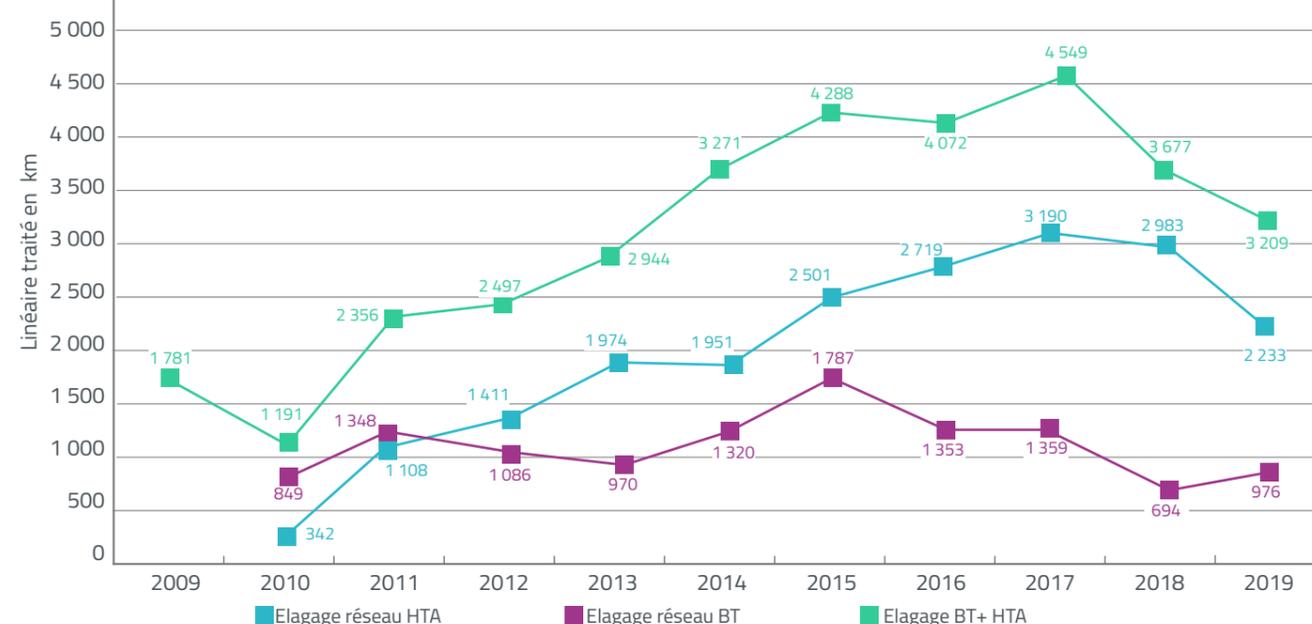
Si l'on s'intéresse aux montants consacrés annuellement à l'élagage à l'échelle du département, on observe, qu'après un pic à près de 6,3 M€ en 2015, les montants stagnent autour des 4,2 M€ depuis 4 exercices. Contrairement à la BT qui n'a été que faiblement impactée par cette diminution, les montants consacrés annuellement à la HTA ont connu, eux, une chute de près de 2 M€, mais demeurent malgré cela près de 2 fois supérieurs à la basse tension.

Montants consacrés annuellement à l'élagage en k€ (échelle département)



On observe également qu'à l'intérieur de l'enveloppe financière quasi constante sur la période 2016-2019, un rééquilibrage a été opéré en 2019 entre BT et HTA au profit de la basse tension, ce qui a un impact immédiat sur le linéaire BT traité qui progresse de près de 40% ; avec 976 km, comme le graphique ci-après.

Linéaire de réseau théorique traité dans le cadre de l'élagage en km (échelle département)

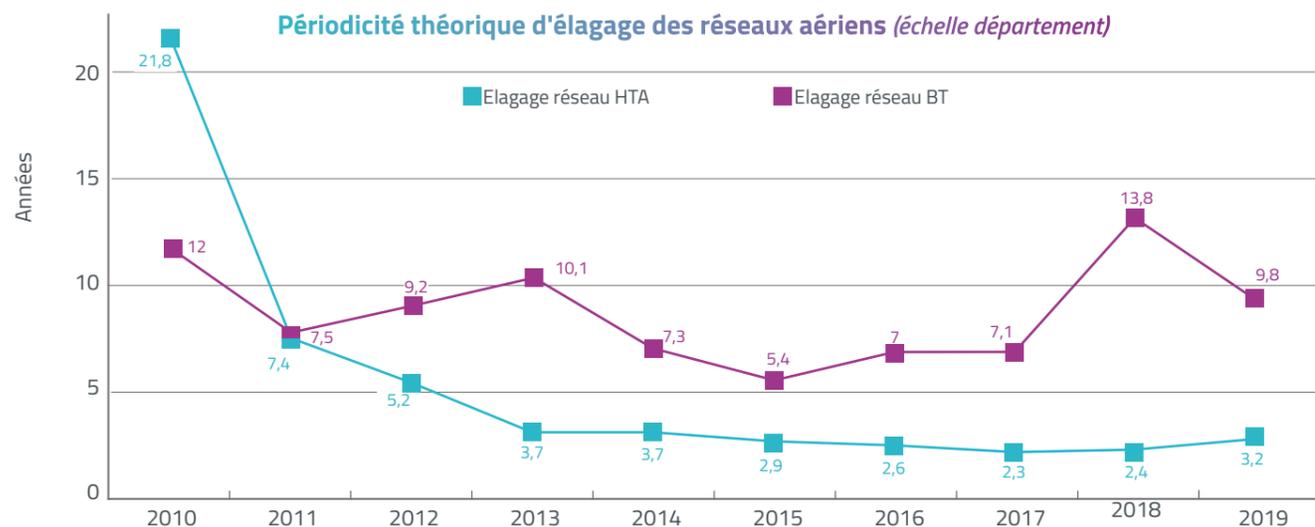


Autant en montant, le pic HTA se situe en 2015, au tant en linéaire élagués, le maximum est observé en 2017 avec 3 190 km de réseaux aériens moyenne tension traités. Depuis, le linéaire décroît pour atteindre en 2019, un niveau à 2 233 km.

S'agissant de la BT, en 2018, le linéaire élagué atteint un minimum jamais égalé depuis 2010 !

Dans les faits, pour juger de la suffisance ou non des linéaires ainsi traités pour l'atteinte des objectifs PEIM annoncés (à savoir périodicités 3 et 6 ans pour HTA et BT), il faudrait ramener ces chiffres à des périodicités réelles (en divisant le linéaire total réellement élagué par an au linéaire nécessitant effectivement d'être traité du fait d'un voisinage avec de la végétation arbustive) ; là où le SDEF ne dispose que du linéaire théorique traité ; reflet, pour la BT, d'un % d'avancement sur chaque commune appliqué au linéaire aérien total des communes en question et, pour la moyenne tension, là encore d'un % d'avancement appliqué, lui, au linéaire aérien total de chaque départ HTA.

Ainsi, à défaut, le SDEF se contente de suivre les périodicités théoriques calculées en considérant que chaque mètre linéaire de réseau aérien HTA et BT nécessite d'être élagué.

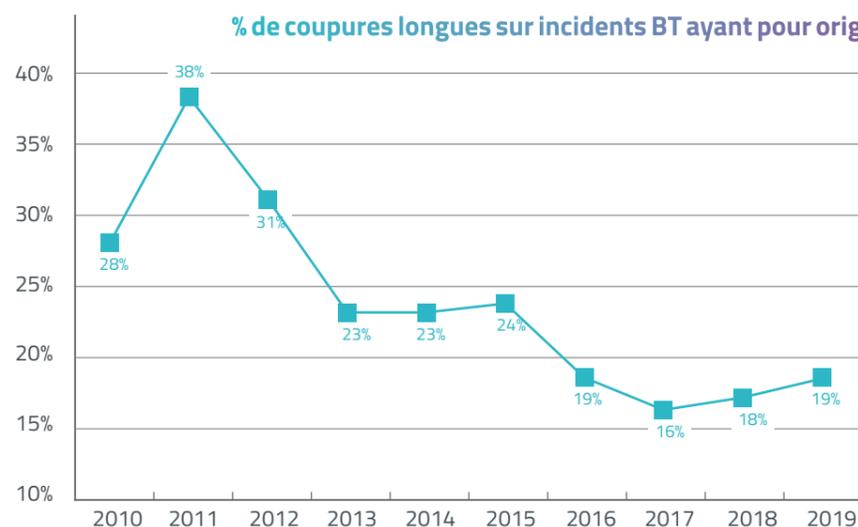


Ainsi, pour la BT, difficile, à partir du graphique ci-dessus, de tirer des conclusions sur le traitement effectif du stock nécessaire pour revenir à des rotations de 6 ans. On peut simplement constater une dégradation notable de la périodicité théorique en 2018 avec une valeur à 13,8 ans jamais égalée depuis 2010 et un chiffre encore élevé en 2019 (9,8 ans). Dans un contexte où l'éradication des réseaux nus se poursuit et où l'année 2019 est apparue comme relativement calme du point de vue climatique, ce ralentissement très net des cadences d'élitage depuis 2 ans pourrait expliquer l'accroissement des coupures longues BT que l'on observe sur cet exercice (cf. paragraphe V.2 ci-après sur la continuité de fourniture).

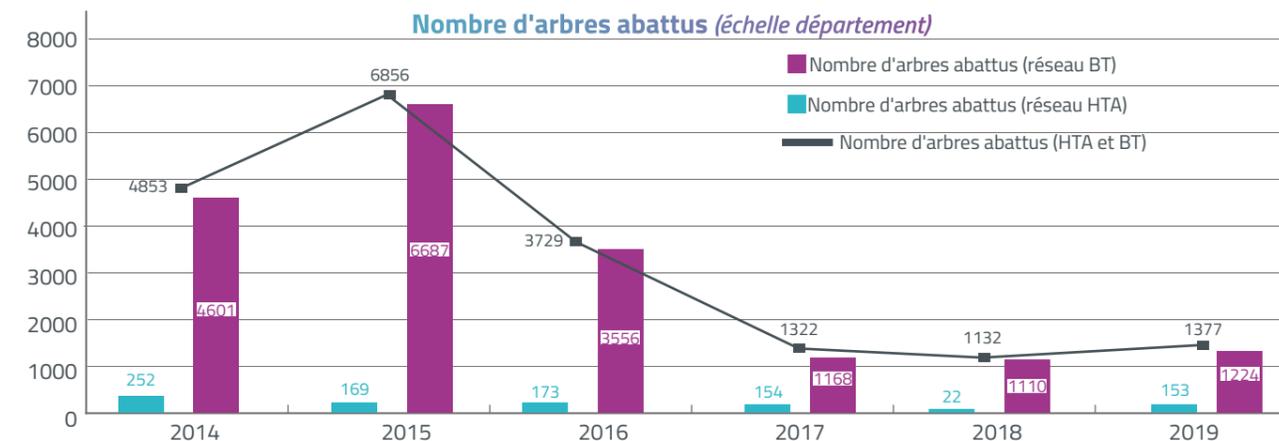
Quant à la moyenne tension, on observe entre 2015 et 2018 une périodicité théorique (surévaluée par rapport à la réalité) plus faible que l'objectif des 3 ans affichée. Par conséquent, sur cette période, il est certain que du stock, en plus du flux, a pu être traité, mais sans pouvoir en connaître la proportion.

Ce constat est d'autant plus inquiétant que la proportion des coupures longues sur incidents BT avec pour origine un défaut d'élitage repart à la hausse, comme le montre le graphique ci-dessous :

Enfin, pour la basse tension qui, il faut le rappeler, est traitée par commune entière, une autre méthode d'analyse de la périodicité consiste à vérifier si, depuis 2013, exercice depuis lequel le SDEF bénéficie des données d'élitage, toutes les communes présentant du linéaire aérien ont été traitées au moins une fois intégralement sur les 7 années passées. On constate ainsi que 77 communes (non comprises celles quasi intégralement en réseau BT souterrain), soit près de 30% des communes de la concession, n'ont jamais fait l'objet, sur ces 7 ans, d'une campagne d'élitage, et ce, alors qu'en cumulé, leurs réseaux aériens représentent plus de 2 000 km, dont une proportion nécessite forcément d'être élaguée. Et même si, sur cette même période, 7 communes (représentant un linéaire total aérien de 340 km) ont, quant à elles, été élaguées plus d'une fois, on peut donc raisonnablement en conclure que la périodicité réelle d'élitage de la basse tension est actuellement supérieure à 7 ans. L'objectif PEIM d'une rotation de 6 ans d'ici à 2020 n'est donc pas encore atteint.



Le SDEF va, par conséquent, sur les prochains exercices, rester particulièrement vigilant s'agissant de ce point, mais va également continuer de suivre les abattages au voisinage des réseaux BT, qui demeurent dans des proportions trop marginales en comparaison avec la HTA ; avec même, sur l'exercice 2018, un nombre d'arbres abattus en lien avec la basse tension de seulement 22 unités (chiffre confirmé par Enedis par mail du 09/02/2021).



## V - QUALITÉ DE FOURNITURE

### 1. TENUE DE TENSION

#### a. La tenue de tension vue par les clients BT

##### Définition et méthode de détermination des clients BT mal alimentés (CMA)

En basse tension, un client est dit mal alimenté lorsque la tension à son point de livraison, moyennée sur 10 minutes, sort une fois dans l'année de la plage de variation admise et définie réglementairement.

A ce sujet, on rappellera que le décret n°2007-1826 du 24 décembre 2007 (relatif aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité et codifié depuis dans le Code de l'Energie) et l'arrêté du 18 février 2010 (le mettant en pratique) ont modifié les exigences applicables en matière de qualité de la tension. En basse tension notamment, la plage de tension admissible auparavant de [-10% + 6%], [à savoir 207 V, 244 V], a été élargie à [-10%, +10%], soit [207 V, 253 V].

Mais, en l'absence de moyens permanents de surveillance de la tension chez les clients et même si dorénavant, via les compteurs Linky nouvellement déployés, le concessionnaire collecte certaines informations en lien avec les excursions de tension, Enedis utilise toujours son outil de modélisation SIG pour estimer, en situations défavorables comme les périodes de forte charge en hiver ou les périodes de forte production ENR l'été, le nombre de clients susceptibles de connaître des tensions en dehors des plages prévues. Pour cela, l'outil s'appuie sur :

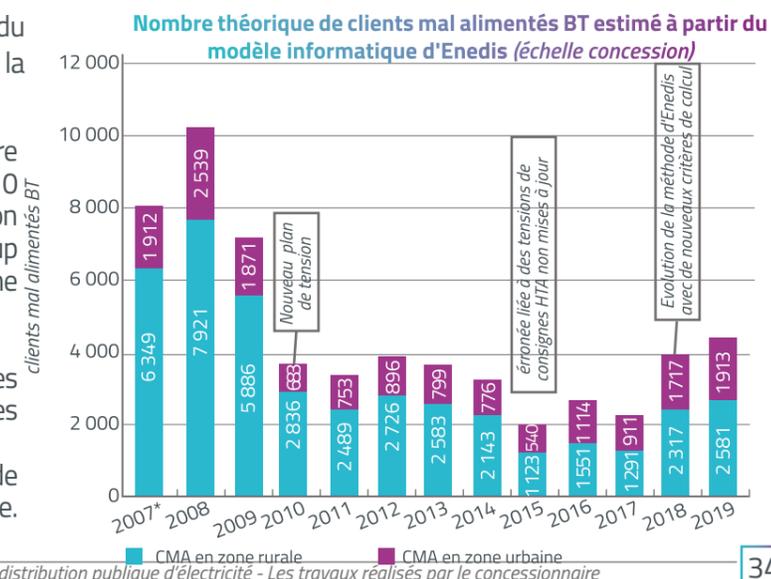
-  Une description fine du réseau,
-  Un modèle statistique d'estimation de charge électrique, tenant compte d'une part de la croissance significative de la production décentralisée sur le réseau basse tension, et d'autre part, des données de consommation issues notamment des compteurs Linky qui permettent de fiabiliser les historiques de consommation et les profils de charge.
-  Un modèle de calcul d'état électrique, intégrant notamment les réglages de tension au niveau des transformateurs HTB/HTA (régleurs en charge) et HTA/BT (prises à vide).

##### Evolution du nombre de CMA

Le graphique ci-contre reprend l'historique du nombre de CMA depuis 2007 et fait apparaître la distinction entre zone urbaine et zone rurale :

Après une diminution relativement régulière entre 2008 et 2014 (exceptions faites des exercices 2010 et 2015), le nombre de CMA connaît une évolution plutôt à la hausse depuis 2016 et beaucoup plus accentuée entre 2017 et 2018, grâce à une modélisation plus fine intégrant dorénavant :

- Les productions décentralisées,
- Des historiques de consommation et des profils de charge plus ajustés grâce aux données Linky,
- Une mise à jour des données climatiques et de la modélisation géographique de la température.



Pour le SDEF et comme escompté, ces nouvelles modalités de calcul ont très logiquement abouti, pour l'exercice 2018, à une hausse très marquée du nombre de CMA (proche du doublement) ; la présence de nombreux producteurs sur le réseau BT de la concession ayant notamment nécessité, pour être fidèle aux contraintes techniques de terrain, d'abaisser, dans le modèle, la valeur des prises à vide de nombreux transformateurs HTA/BT ; ce qui a eu pour effet immédiat de diminuer les « tensions résiduelles » modélisées en extrémités de réseau et donc d'augmenter, dans l'outil, le nombre de clients en dessous des seuils réglementaires.

En 2019, la hausse du nombre de CMA se poursuit sous l'effet d'une méthode d'évaluation qui continue de s'affiner grâce à :

 La poursuite de l'intégration des données de comptage issues des Linky

 L'intégration dans le calcul, à partir des données météorologiques, de la modélisation de la thermosensibilité des clients. Cet enrichissement de la méthode permet de passer d'un rattachement homogène par poste source sur une maille administrative

## b. La tenue de tension vue par les clients HTA

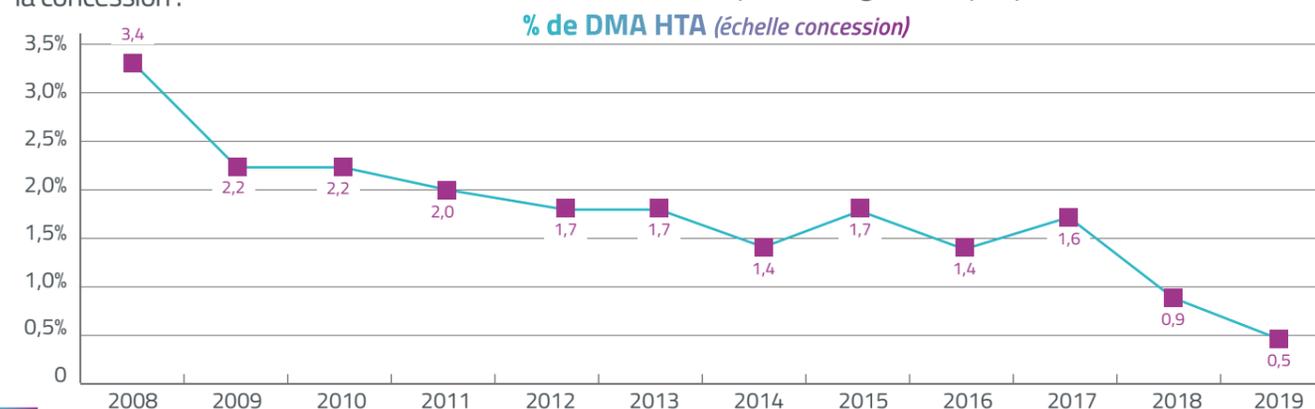
Selon Enedis, sur la concession comme à l'échelle départementale d'ailleurs, aucun client HTA n'est mal alimenté en 2019.

Mais pour la moyenne tension, un autre l'indicateur relatif lui aussi à la tenue de tension peut être suivi. Il s'agit du taux de départs HTA desservant la concession et pour lesquels il existe au moins un point de livraison (postes HTA/BT et/ou clients HTA) avec une chute de tension > 5%. Ces départs HTA sont alors dits mal alimentés (DMA).

En fait, pour 2019 et selon le modèle Erable d'Enedis, le taux de DMA HTA s'établit à moins de 0,5% ; avec seulement 2 départs concernés sur les 429 que compte la concession :

Code GDO Départ HTA	Nom départ HTA	Chute de tension par départ
CROZOC0002	CAMARE	5,10%
QUIMPC3413	STEANN	5,17%

Le graphique ci-contre qui reflète l'évolution de ce taux depuis 2008 met en exergue une très nette amélioration de cet indicateur ; avec un pourcentage divisé par près de 7 en 11 ans.



à un rattachement par courant d'influence météo. L'attribution d'une station météo de référence a donc évolué pour nombre de communes et postes sources pour une modélisation des effets de thermosensibilité plus fidèle aux conditions locales.

Enfin, on notera qu'après une longue période (jusqu'en 2014) pendant laquelle la réparation des CMA entre zones rurale et urbaine (à savoir entre territoires où les renforcements relèvent respectivement de la maîtrise d'ouvrage du SDEF et d'Enedis) était plutôt  $\frac{3}{4}$  -  $\frac{1}{4}$ , cette répartition évolue en défaveur d'Enedis puisque dorénavant 43% des CMA théoriques identifiés à partir du modèle informatique relèvent, pour leur traitement, de la responsabilité du concessionnaire.

Quoi qu'il en soit, la modélisation, même si elle gagne en précision, reste, pour le SDEF, loin d'appréhender la tenue de tension telle que réellement ressentie sur le terrain. Une transmission des données notamment d'excursion collectées à partir des compteurs Linky et dûment commentées par le concessionnaire notamment s'agissant de possibles problèmes sous-jacents de mauvais équilibrage des phases ou de schéma d'exploitation HTA provisoirement dégradé constituerait une avancée très appréciée pour le syndicat.

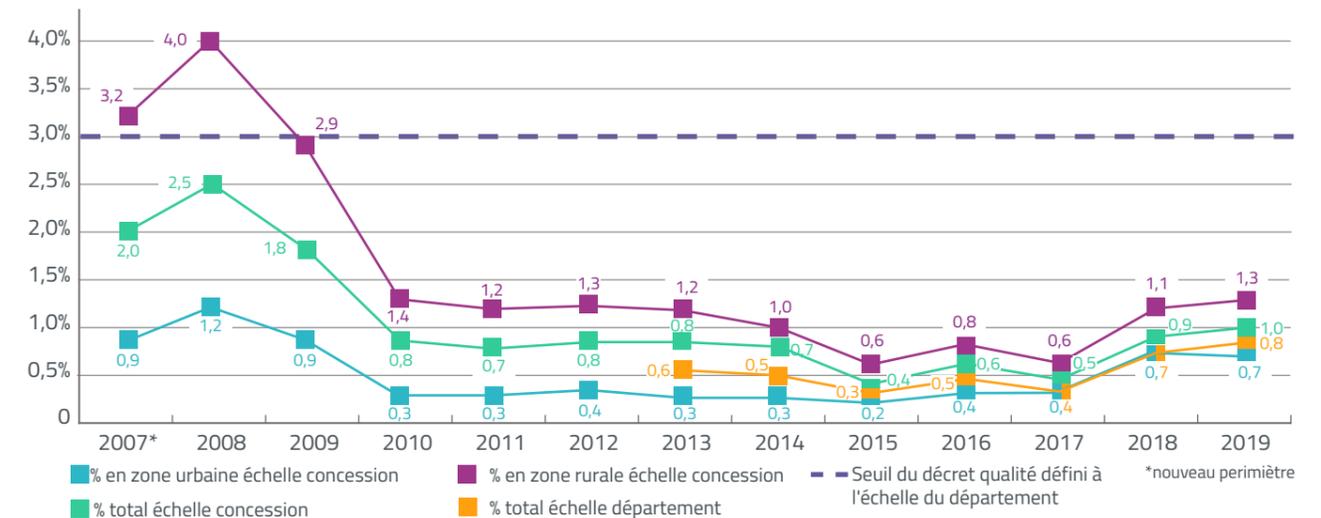
## c. La tenue de tension selon le décret qualité

### Evolution de la méthode d'évaluation de la tenue de tension à l'échelle départementale

On rappellera qu'en vertu du décret qualité (décret n°2007-1826 du 24 décembre 2007 codifié depuis dans le code de l'Energie) et de ses textes d'application (l'arrêté du 24 décembre 2007 modifié par l'arrêté du 18 février 2010), le seuil des 3% de CMA (BT + HTA) à l'échelle d'un département constitue le pourcentage au-dessous duquel la tenue de tension est jugée de qualité.

Le graphique ci-dessous illustre bien le fait que, depuis 2010, quelle que soit l'échelle retenue, ce seuil des 3% n'est jamais atteint.

**% de clients mal alimentés du point de vue de la tenue de tension (échelle département/concession)**



Mais dans l'arrêté du 24 décembre 2007, il était précisé que la méthode d'évaluation de la tenue de tension, initialement exclusivement basée sur le taux de CMA issu de l'outil GDO/SIG d'ENEDIS, était communiquée à titre provisoire dans l'attente de sa complète évaluation par la profession.

Ce travail d'évaluation a finalement abouti à l'entrée en vigueur le 1er janvier 2015 (applicable à partir de l'exercice 2014) d'un arrêté définissant une formule complémentaire d'évaluation. Cette dernière, qui s'applique dès lors que le pourcentage de CMA ne dépasse pas les 3%, comprend plusieurs paramètres, dont, toujours, le pourcentage de CMA issu du SIG, mais qui est dorénavant ramené à un rang (position du département par rapport au classement national divisé par 10) et pondéré par un coefficient de 0,7.

Comparativement à la prise en compte du seul pourcentage brut de CMA, cette méthode d'évaluation complémentaire, qui fait référence à un rang départemental, est beaucoup plus représentative car relative, les éventuels écarts de l'outil informatique d'Enedis dans le dénombrement des CMA s'appliquant de manière homogène sur l'ensemble du territoire national. A titre d'information, les autres paramètres, dits facteurs d'influence, pris en compte, dans cette formule complémentaire, sont :

- Le pourcentage de postes au droit desquels la chute de tension HTA est supérieure à 5%, dont le rang départemental se voit appliqué un poids de 0,1 ;
- Le pourcentage de transformateurs dont la prise optimisée par l'outil de calcul GDO/SIG est la prise dite « haute ». Pour ce paramètre, le rang départemental se voit appliqué un poids de 0,1 ;
- Le poids relatif des résidences secondaires du département non prises en compte par le concessionnaire, dont le rang départemental se voit appliqué un coefficient de 0,05 ;
- Le nombre de réclamations avérées en tenue de tension non identifiées par l'outil GDO/SIG dans le département pour 1000 clients, dont le rang départemental se voit appliqué un poids de 0,05 .

L'ensemble des points ainsi pondérés sont alors cumulés pour donner l'indice local, ce dernier étant ensuite comparé au seuil fixé à 8. Dans les faits, au delà de ce seuil, le concessionnaire s'engage à proposer, au 30 septembre de l'année suivant l'exercice considéré, un programme d'amélioration pour la zone de desserte concernée, tout comme il doit déjà le faire pour les départements dépassant, en première approche, le seuil des 3% de CMA.

## Résultats de l'exercice 2019 de l'évaluation de la tenue de tension à l'échelle du Finistère

Selon Enedis, les résultats 2019 de l'évaluation de la tenue de tension pour le département sont les suivants :

Paramètres	Valeur	Points (*)	Poids	Points pondérés
CMA 2019	0,81%	6,8	70%	6,8x70%=7,76
Chutes de tension HTA	0,05%	2,6	10%	2,6x10%=0,26
Prises des transformateurs HTA/BT	2,95%	8,8	10%	8,8x10%=0,88
Résidences secondaires	4,98	8	5%	8x5%=0,4
Réclamations	0,05	9,4	5%	9,4x5%=0,47
Total des points pondérés du département: Indice local (si Finistère dénombre le plus de réclamations)				6,77

Ainsi, selon cette évaluation complémentaire, l'indice local du Finistère demeure bien en dessous de la valeur 8 ; avec une note à 6,77. La tenue de tension du département est par conséquent jugée satisfaisante sans nécessité d'un programme spécifique de travaux.

## 2. CONTINUITÉ DE LA FOURNITURE

### a. Les critères B, RI B, RI et HIX hors RTE

#### Définitions :

Le critère B constitue le critère de performance le plus communément utilisé pour évaluer la continuité de fourniture. Il mesure la durée moyenne de coupure perçue par an par un client basse tension quelle que soit la cause des coupures.

Le critère de régulation incitative dit « RI » est de l'indicateur pris en référence par la CRE pour évaluer la performance du distributeur. En effet, il est représentatif des incidents sur les infrastructures dont Enedis a la charge (à savoir postes sources et réseaux HTA et BT) hors événements exceptionnels et constitue donc la partie du critère B sur laquelle le concessionnaire peut directement influencer par ses choix de gestion et sa politique d'investissement. Il témoigne également de la réelle sensibilité du réseau aux aléas climatiques hors événements exceptionnels.

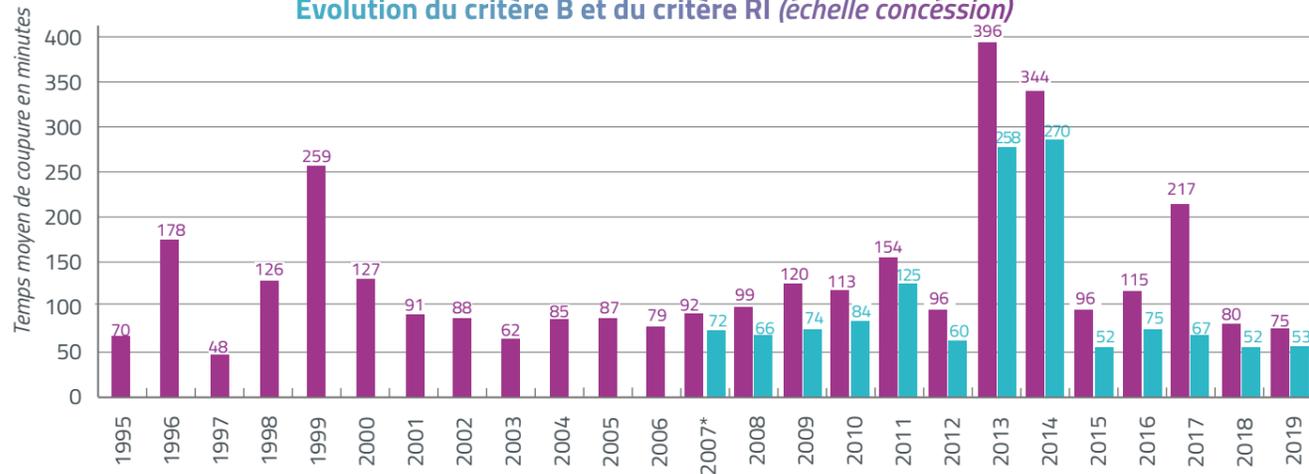
Le critère B HIX hors RTE correspond au critère B auquel on retranche les coupures en lien avec des événements exceptionnels et ceux ayant pour cause des infrastructures relevant du réseau de transport (RTE).

Les événements exceptionnels comprennent, notamment, conformément à la décision de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) du 12 décembre 2013, « les phénomènes atmosphériques d'une ampleur exceptionnelle au regard de leur impact sur les réseaux, caractérisés par une probabilité d'occurrence annuelle inférieure à 5 % pour la zone géographique considérée dès que, lors d'une même journée et pour la même cause, au moins 100 000 consommateurs finaux alimentés par le réseau public de transport et/ou par les réseaux publics de distribution sont privés d'électricité ».

Le graphique suivant met en évidence l'évolution du critère B depuis 1995 (cf. histogrammes violets) et du critère RI depuis 2007 (cf. histogrammes bleus).

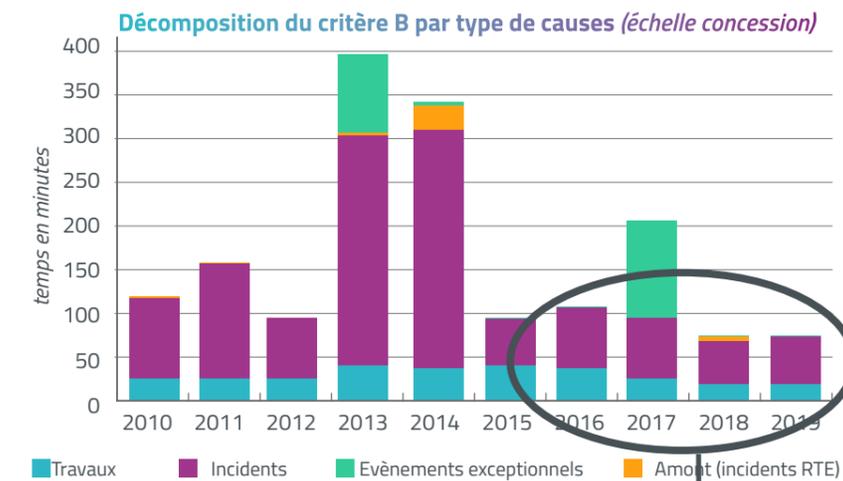
En 2019, à l'échelle de la concession, le critère RI atteint 53 min ; soit une valeur légèrement supérieure au minimum observé depuis 2007 ; à savoir 52 min (en 2015 et 2018). Cela reflète une année peu chahutée du point de vue météorologique. En effet, même si marqué par plusieurs tempêtes et coups de vent avec des vitesses en rafale de l'ordre de 100-110km/h (Gabriel le 29 janvier, Miguel le 7 juin, Wolfgang les 29 et 30 juillet, Yap le 9 août, Fabien les 21 et 22 décembre...), l'exercice 2019 n'a pas connu d'événements climatiques majeurs de par leur importance, violence ou enchaînement.

#### Evolution du critère B et du critère RI (échelle concession)



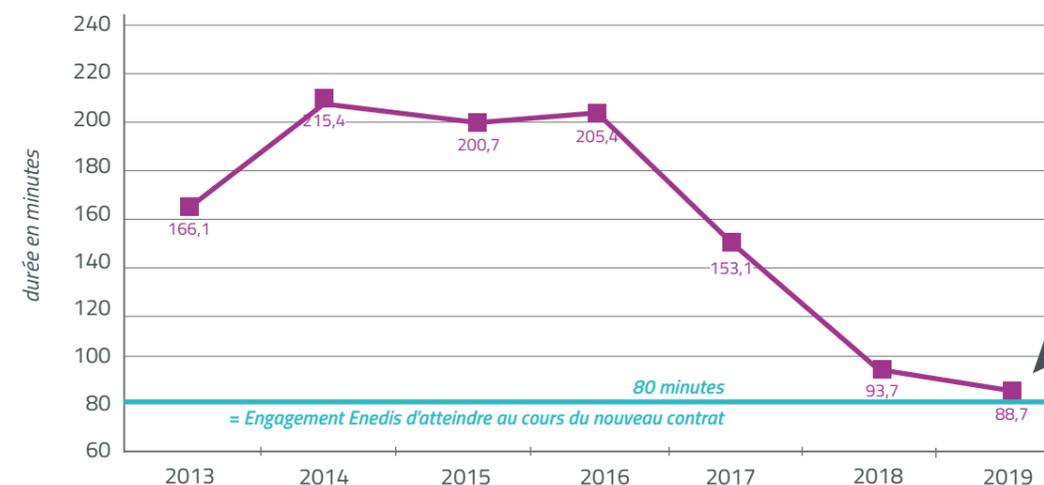
■ Critère RI : régulation incitative (HIX hors travaux et hors RTE) ■ Critère B (=temps moyen de coupure par client BT) \*nouveau périmètre

Le critère B, quant à lui, s'établit à 75 min ; soit à un niveau jamais égalé depuis 2004. Comme le met en exergue le graphique ci-contre, ce bon score est non seulement le fait d'une année calme climatiquement avec une très faible représentation des incidents exceptionnels et amont (RTE), mais également le fait de coupures pour travaux en recul de près de 20 minutes par rapport à la période 2015-2016 lors de laquelle les travaux PEIM avaient atteint leur maximum.



Le critère B HIX hors RTE est l'indicateur « continuité de fourniture » pris en référence dans le SDI du nouveau contrat de concession du SDEF. L'engagement d'Enedis dans ce document est en effet de parvenir, au plus tard d'ici 2050, à un critère B HIX hors RTE moyenné sur 4 ans glissants inférieur à 80 minutes. Ce critère sera donc particulièrement suivi par le SDEF dans les prochaines années.

#### Evolution du critère B HIX hors RTE moyenné sur 4 ans glissants (échelle concession)



### b. Les coupures très brèves et brèves sur le réseau HTA et amont

On rappellera que les coupures très brèves sont des coupures d'une durée inférieure à la seconde et les coupures brèves regroupent les interruptions durant entre 1 seconde et 3 minutes. Elles correspondent, pour les plus courtes (coupures très brèves), à l'apparition d'un défaut sur le réseau HTA générant une disjonction et au 1er réenclenchement automatique dit « rapide » du disjoncteur au bout d'environ 0,3 secondes. Pour les coupures brèves, il faut attendre un 2ème réenclenchement automatique dit « lent » intervenant au bout d'environ 15 secondes pour que le défaut soit levé et l'alimentation rétablie. Les événements qui peuvent être à l'origine de telles coupures sont : des impacts de foudre, des contacts avec

la végétation (signe d'un défaut d'élagage) ou liées aux oiseaux (envols d'étourneaux notamment). Suite à la demande du SDEF, Enedis communique chaque année un fichier reprenant, par départ HTA, le nombre de coupures très brèves et brèves. L'historique des données ainsi collectées permet d'établir le graphique ci-après, qui montre notamment que ces coupures sont très majoritairement dues à la HTA et que leur survenue reste très majoritairement en lien avec les conditions climatiques.

Nombre de coupures très brèves et brèves (échelle concession)



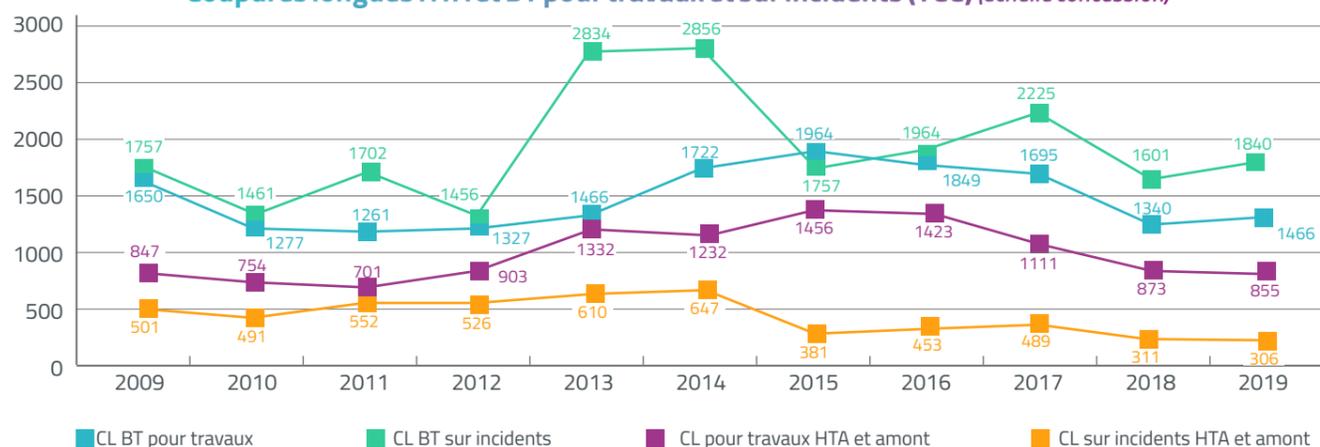
Ainsi, en 2019, ce sont respectivement 919 et 336 coupures très brèves et brèves qui sont intervenues, avec toutes pour origine le réseau HTA.

Ces 2 valeurs s'approchent, voire passent sous les minima atteints en 2010 ; preuve, s'il en était besoin, de l'intérêt d'une périodicité très courte d'élitage pour la HTA (objectif affiché 3 ans).

### c. Les coupures longues

Par coupure longue, on entend une interruption de fourniture d'une durée d'au moins à 3 minutes. Dans le graphique ci-dessous, on distingue les coupures longues non seulement selon leur origine (réseaux HTA et amont ou réseaux BT), mais aussi selon leur nature : sur incidents ou pour cause de travaux.

Coupures longues HTA et BT pour travaux et sur incidents (TCC) (échelle concession)



Les courbes HTA et BT relatives aux coupures longues pour travaux suivent une tendance assez similaire avec notamment un pic sur la période 2013-2017, conséquence directe des interruptions programmées dans le cadre des interventions de sécurisation du PEIM et de l'intensification des programmes d'élitage associés ; la majorité de ces interventions nécessitant, pour des raisons évidentes de sécurité, des mises hors tension volontaires.

Les courbes des incidents (ci-dessus en pointillées) sont quant à elles très différentes selon le niveau de tension; avec :

- Des fluctuations annuelles moins marquées pour la HTA et une tendance globale plutôt à la baisse

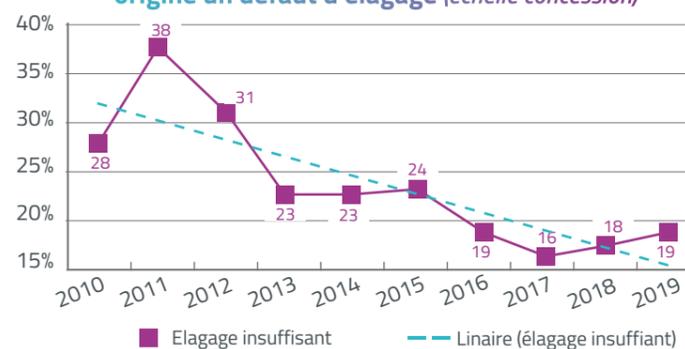
depuis 2009, reflet des effets positifs de la sécurisation par enfouissement de nombreux tronçons de réseaux moyenne tension dans le cadre du PEIM,

- Là où l'évolution de l'incidentologie BT est beaucoup plus chaotique sur cette même période sans décroissance avérée, et ce, malgré la poursuite, par les 2 maîtres d'ouvrages, de l'éradication des fils nus, pourtant connus pour être très incidentogènes.

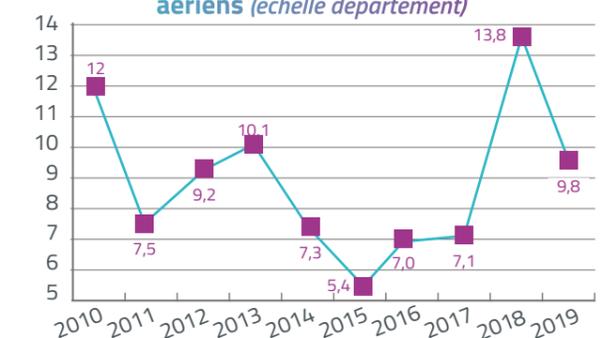
Pour comprendre cette absence d'infléchissement de l'incidentologie BT, il est important de rentrer dans le détail des causes des incidents (causes qui, il faut le rappeler, sont consignées par les services d'Enedis lors des interventions de dépannage) et de s'arrêter notamment sur celles qui peuvent être le reflet d'un défaut d'élitage.

On retrouve, ainsi, dans le graphique ci-dessous, l'évolution de la proportion des incidents pour lesquels les services d'Enedis ont clairement diagnostiqué un défaut d'élitage. La tendance est ainsi nettement à la baisse, avec cependant un petit sursaut depuis 2018, qui devra être à surveiller sur les prochains exercices car pourrait très nettement s'accroître sous l'effet retard des diminutions très marquées des cadences d'élitage constatées depuis déjà 2 ans. En effet, comme on peut le constater en comparant les courbes des 2 graphiques ci-dessous, elles suivent des fluctuations assez similaires avec simplement un ou deux ans de décalage.

% de coupures longues sur incidents BT ayant pour origine un défaut d'élitage (échelle concession)



Périodicité théorique d'élitage des réseaux BT aériens (échelle département)



### d. La continuité de fourniture selon décret qualité

Selon le décret qualité (n°2007-1826 du 24 décembre 2007) et ses textes d'application (l'arrêté du 24 décembre 2007 modifié par l'arrêté du 18 février 2010), un client est considéré, en matière de continuité de fourniture, comme mal alimenté s'il subit dans une année :



plus de 6 coupures longues (supérieures à 3 minutes)

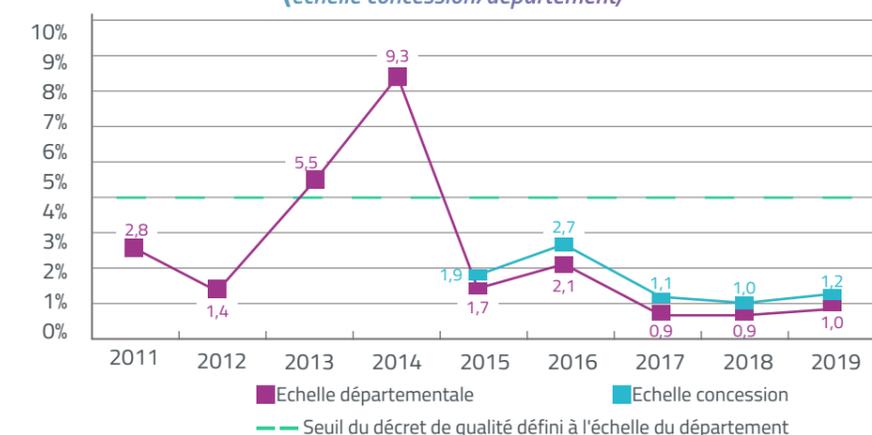


plus de 35 Coupures brèves (de 1 seconde à 3 minutes)



une durée de coupure cumulée de plus de 13 heures.

% de clients mal alimentés du point de vue de la continuité de fourniture (échelle concession/département)



Le niveau global de continuité du décret qualité est considéré comme non respecté si le pourcentage de clients mal alimentés à l'échelle du département dépasse 5%.

L'historique depuis 2011 des données servant à la reconstitution de ce pourcentage départemental est repris dans le graphique ci-contre, ainsi que les données à l'échelle de la concession

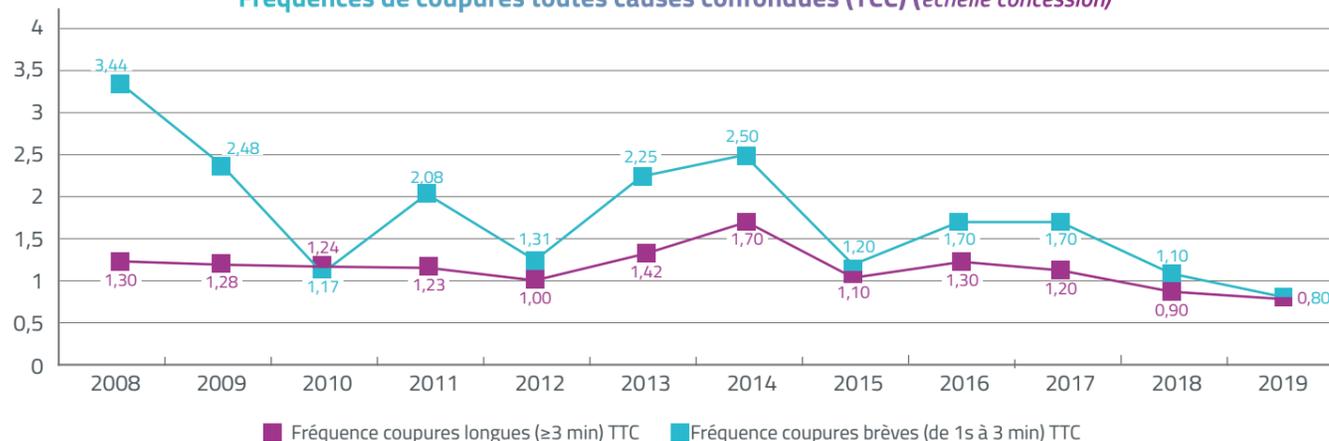
Il apparaît ainsi que le décret qualité, vu sous l'angle de la continuité de fourniture, a été respecté en Finistère chaque année depuis 2011, à l'exception des exercices 2013 et 2014. Ces derniers ont en effet été marqués par une succession sans précédent de tempêtes sur la période hivernale. C'est d'ailleurs en réponse à ces très mauvais résultats qu'Enedis a mis en œuvre le PEIM. Même les années 2011 et 2017 qui ont pourtant connu des évènements climatiques majeurs comme Joachim et Zeus présentent des pourcentages très en deçà du seuil réglementaire.

### e. Les fréquences de coupures

La fréquence de coupure est un indicateur de performance qui permet d'appréhender statistiquement la gêne des clients. Elle se calcule de la manière suivante : le nombre de clients BT coupés (comptés autant de fois qu'ils ont subi une coupure) divisé par le nombre total de clients BT de la concession.

Le graphique ci-dessous distingue la fréquence des coupures brèves (1s < durée < 3 min) de celle des coupures longues (durée > 3 min). On notera ainsi qu'en 2019, année clémente de point de vue météorologique, ces 2 fréquences retrouvent des valeurs particulièrement faibles ; s'établissant à 0,8 et jamais égalées depuis 2008 pour les coupures brèves.

Fréquences de coupures toutes causes confondues (TCC) (échelle concession)



### f. Nombre de coupures longues sur incidents aux 100 km

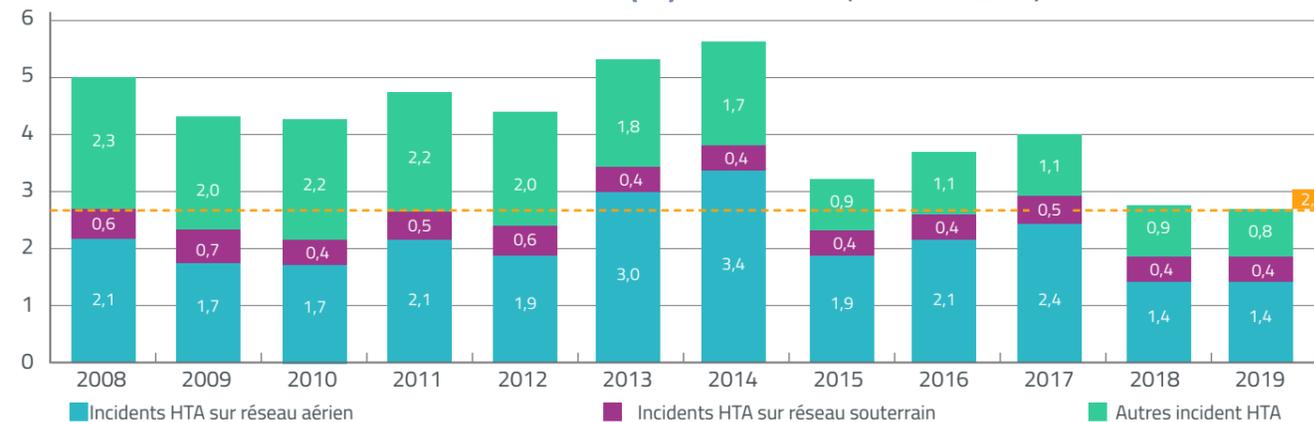
Ce taux constitue un autre indicateur de performance qui permet, quant à lui, d'appréhender la fiabilité des réseaux BT et HTA.

Nombre d'incidents BT (CL) aux 100 km (échelle concession)



L'incidentologie BT malgré une année 2019 relativement calme du point de vue météorologique, s'avère relativement élevée avec un taux de coupures longues sur incidents de 12,5 aux 100 km, valeur supérieure ou égale aux taux rencontrés notamment sur la période 2008-2012 d'avant PEIM. L'éradication progressive des réseaux BT nus, connus pourtant pour être les plus incidentogènes, n'apparaît donc pas suffisante pour avoir un effet significatif sur ce taux. Le retour à des périodicités d'élagage très élevées en est probablement la cause.

Nombre d'incidents HTA (CL) aux 100 km (échelle concession)



En comparaison, l'incidentologie HTA rapportée aux 100 km de réseau connaît son plus bas niveau depuis 2008 avec une valeur à 2,6 très nettement en dessous de la période 2008-2012 ; preuve de l'efficacité du PEIM sur la fiabilité de la moyenne tension.

Il est ensuite intéressant de s'arrêter sur la fiabilité relative des réseaux BT par rapport aux réseaux HTA. Le graphique ci-dessous illustre ce ratio et montre ainsi que la moyenne tension est dorénavant presque 5 fois plus fiable que la basse tension ; là où, en 2008, ce même ratio n'était que de 2.

Ratio nombre d'incidents BT aux 100 km sur nombre d'incidents HTA aux 100 km (échelle concession)



## VI - LES CLIENTS DE LA CONCESSION

### 1. LES CLIENTS CONSOMMATEURS

#### a. Détails des clients et des consommations 2019

La concession compte en 2019 464 217 clients consommateurs pour une consommation globale de 4 335 GWh (soit en moyenne 9,3 MWh par client).

Le tableau ci-après détaille ces chiffres par catégorie de contrats :

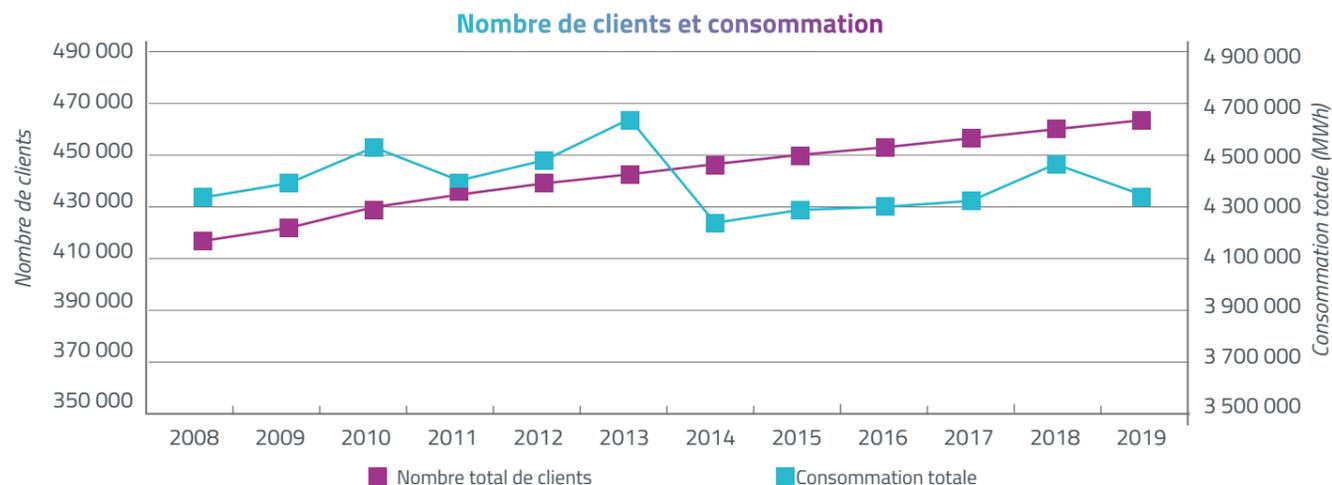
Catégorie	Tension	Niveau de puissance	Clients de la concession		dont clients aux tarifs réglementés		dont clients hors tarifs réglementés	
			Nombre de clients	Conso (GWh)	Nombre de clients	Conso (GWh)	Nombre de clients	Conso (GWh)
C1 + C2 + C3	HTA		943	1 201	31	1	912	1 201
<b>Sous total HTA</b>			<b>943</b>	<b>1 201</b>	<b>31</b>	<b>1</b>	<b>912</b>	<b>1 201</b>
C4	BT	> 36 KVA	4 487	625	41	3	4 446	622
C5		≤ 36 KVA	458 787	2 508	350 334	1 819	108 453	690
<b>Sous total BT</b>			<b>463 274</b>	<b>3 133</b>	<b>350 375</b>	<b>1 821</b>	<b>112 899</b>	<b>1 312</b>
<b>TOTAL</b>			<b>464 217</b>	<b>4 335</b>	<b>350 406</b>	<b>1 822</b>	<b>113 811</b>	<b>2 512</b>
TOTAL 2018 pour mémoire			459 790	4 465	364 729	1 906	95 061	2 559
évolution 2019/2018			1,0%	-2,9%	-3,9%	-4,4%	19,7%	-1,8%

Il en ressort notamment que :

- Les clients de la concession sont à près de 99% des usagers BT  $\leq$  36 kVA.
- Les usagers HTA représentent moins de 0,2% de la clientèle, mais pèsent plus d'un quart de la consommation d'électricité de la concession. Leur consommation moyenne par site s'élève en 2019 à près de 1,3 GWh.
- Les clients aux tarifs réglementés de vente (TRV) représentent 75% des clients de la concession. Leur nombre est en recul de 3,9% par rapport à 2018.

## b. Evolution clients/consommations sur plusieurs années

Le graphique ci-après permet de visualiser l'évolution du nombre de clients et des consommations depuis 2007 (année de la dernière modification du périmètre de la concession) et donc à périmètre constant.



Ainsi, chaque année depuis 12 ans, on observe une augmentation du nombre de clients de la concession, preuve de la croissance démographique et du dynamisme économique du territoire. Il s'avère que cette progression est relativement régulière et avoisine les 1% par an.

Après une période 2008-2013 relativement énergivore, on constate, depuis 2014, une consommation annuelle en nette recul par rapport à la moyenne de cette période, signe d'une part de l'effet cumulé des travaux contribuant à l'isolation des bâtiments et de l'évolution des modes de chauffage dans un contexte de mix énergétique, mais surtout signe d'une succession d'hivers doux ; la consommation restant du fait de la toujours grande prédominance en Bretagne du chauffage électrique une donnée très thermosensible.

## 2. LES CLIENTS PRODUCTEURS

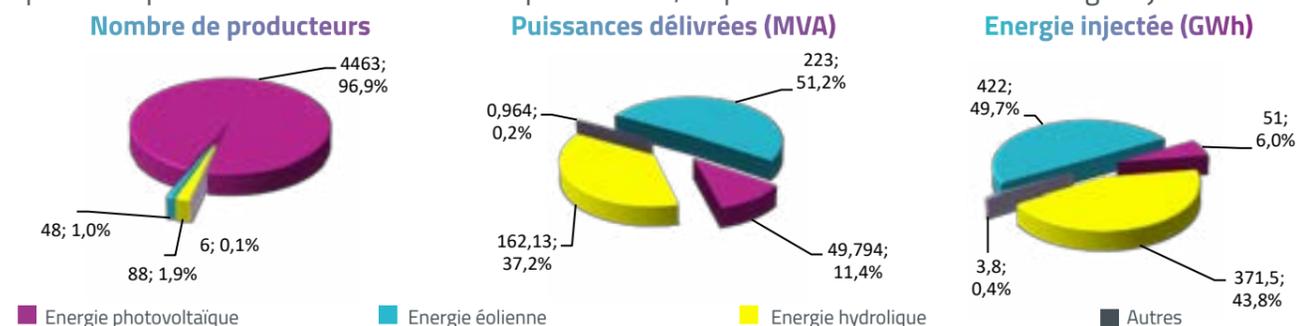
### a. La production à l'échelle de la concession en quelques chiffres

En 2019, on compte, sur le territoire du SDEF, 4 605 clients producteurs pour une puissance totale délivrée de 436 MVA (et/ou MW) et une énergie totale injectée sur le réseau de distribution de 848 GWh.

A l'échelle de la concession, les productions locales couvrent ainsi 19,6% de l'énergie totale consommée.

### b. Répartitions 2019 par type de production

L'analyse des 3 graphiques ci-dessous met en évidence des poids très différents par type d'énergie selon que l'on exprime la donnée en nombre de producteurs, en puissance délivrée ou en énergie injectée.



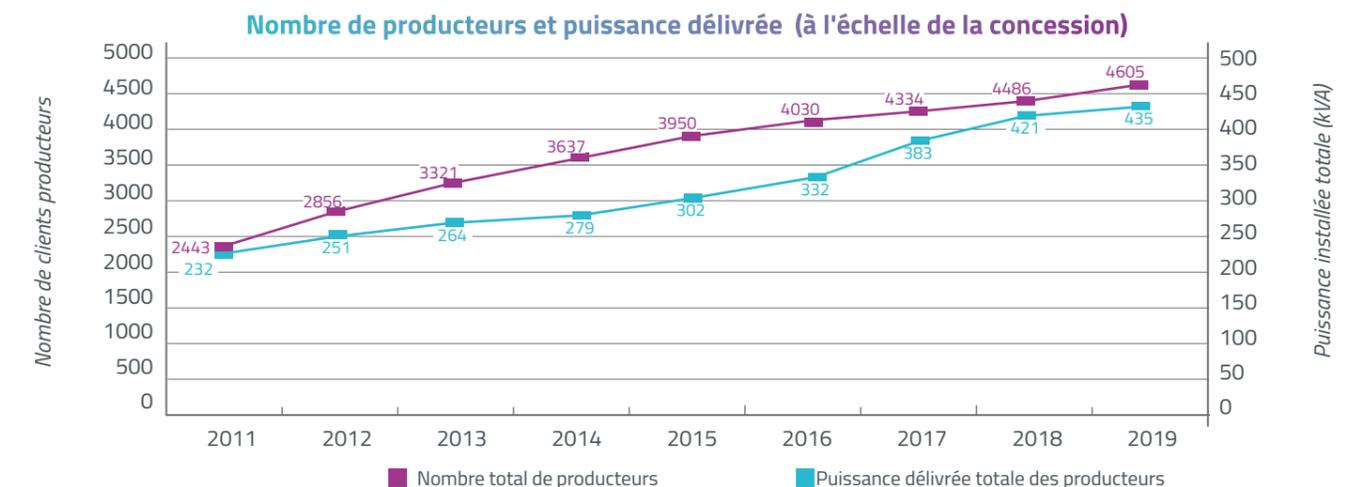
On constate ainsi que 96,9% des installations de production de la concession sont photovoltaïques, mais ne représentent que 11,4% en puissance délivrée et 6% en énergie injectée.

A l'inverse, les installations éoliennes sont, elles, très minoritaires en nombre (1%), mais couvrent 51,2% de la puissance délivrée totale et 49,7% de l'énergie injectée.

Les installations hydrauliques sont, pour leur part, très minoritaires que ce soit en nombre, en puissance ou en injection ; avec respectivement des taux de représentation de 0,1% - 0,2% et 0,4%.

Enfin, la catégorie « autres », qui ne couvre que 88 unités (soit seulement 1,9% des installations de production), mériterait, pour ce qui est de la puissance délivrée et l'énergie injectée, d'être plus détaillée puisque, pour ces 2 données, sa représentativité rivalise avec l'éolien ; avec respectivement des pourcentages à 37,2 et 43,8. Pour rappel, cette catégorie regroupe sans distinction les cogénérations, les unités de biogaz, de biomasse, les déchets ménagers et assimilés, dispatchable, la production hydrolienne et thermique fossile... Il serait donc souhaitable que, pour l'exercice 2020, le concessionnaire fournisse des données ventilées pour ces filières.

## c. Evolution depuis 2011



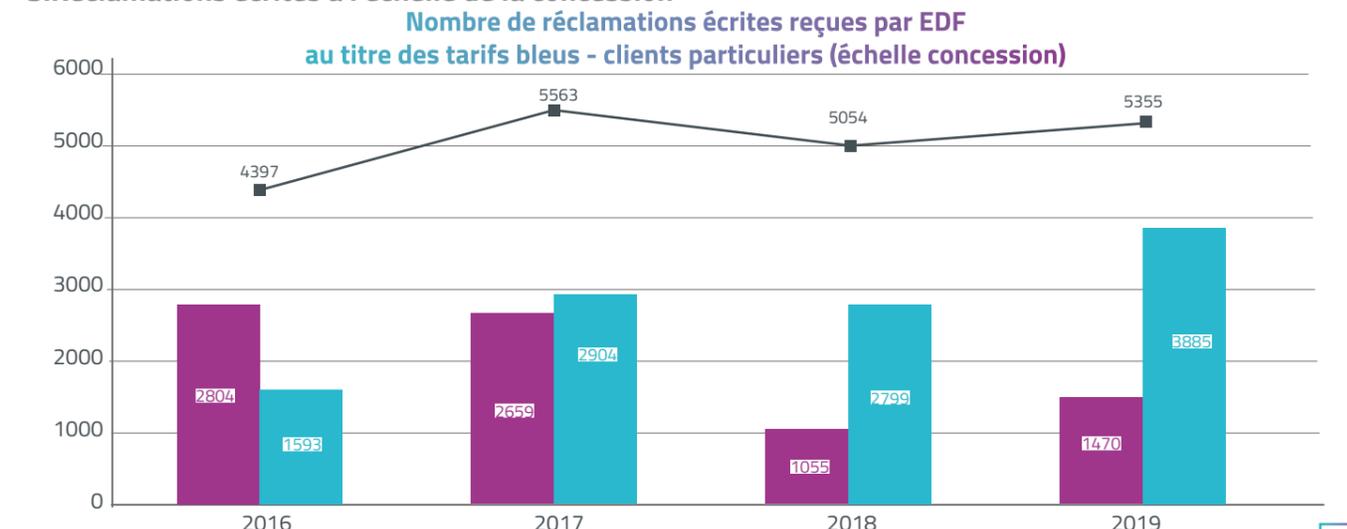
Sur cette période, les courbes du nombre total de producteurs et du cumul des puissances délivrées suivent des tendances relativement similaires, mais avec une plus grande régularité dans la progression du nombre d'installations. En effet, les puissances délivrées ont, elles, évolué plus lentement jusqu'en 2014 sous l'effet de la mise en service majoritaire d'unités de petites capacités type PV, pour finalement connaître une accélération entre 2015 et 2018 grâce à l'augmentation des raccordements de productions de plus grosses capacités (cogénérations notamment).

## 3. LES RÉCLAMATIONS REÇUES PAR EDF

### a. Rappel de la définition d'une réclamation selon EDF

Toute expression explicite ou implicite d'une insatisfaction, ou d'une situation considérée comme anormale par le client, et pour laquelle il attend une explication, une solution, ou toute autre forme de reconnaissance.

### b. Réclamations écrites à l'échelle de la concession

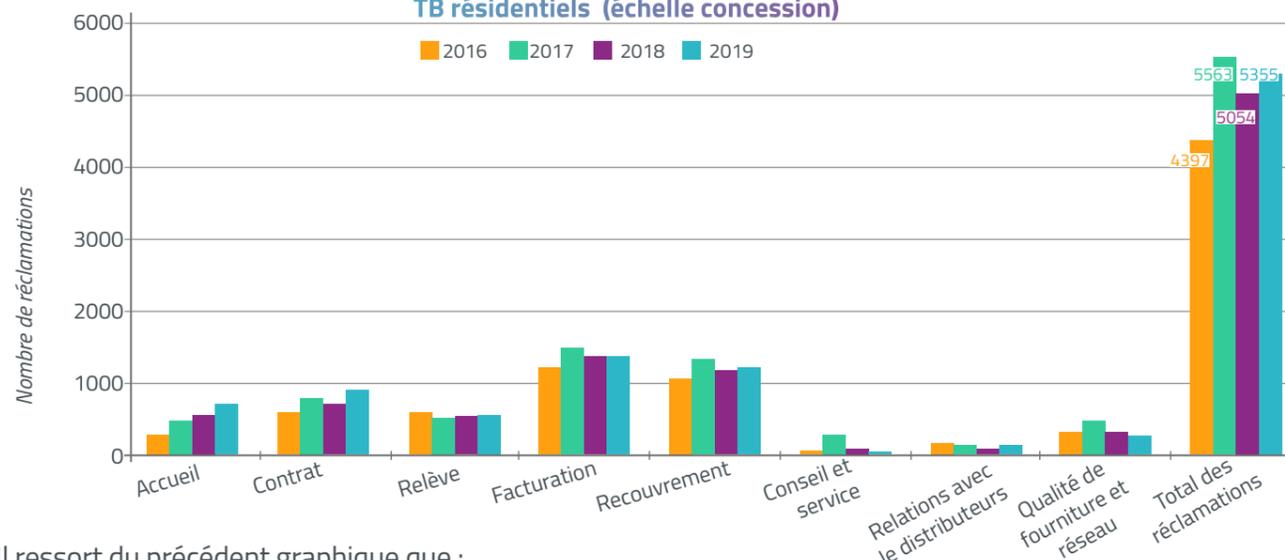


Depuis 4 ans, le nombre total des réclamations écrites reçues par EDF à l'échelle de la concession fluctue beaucoup d'une année sur l'autre. Mais rapporté au nombre total de clients que cela couvre (à savoir les clients tarifs bleus résidentiels ; nombre qui ne cesse, lui, de diminuer), on atteint en 2019 le plus fort taux de réclamations écrites avec 1,7% ; contre respectivement 1,2-1,6 et 1,5 sur les 3 années précédentes.

### c. Répartition par thématique

L'usage très prépondérant du canal dématérialisé (mail, formulaire internet, voire tchat) avec dorénavant près des ¾ des réclamations écrites transmises de la sorte peut notamment expliquer cette progression.

Répartition par thématique des réclamations écrites reçues par EDF  
TB résidentiels (échelle concession)

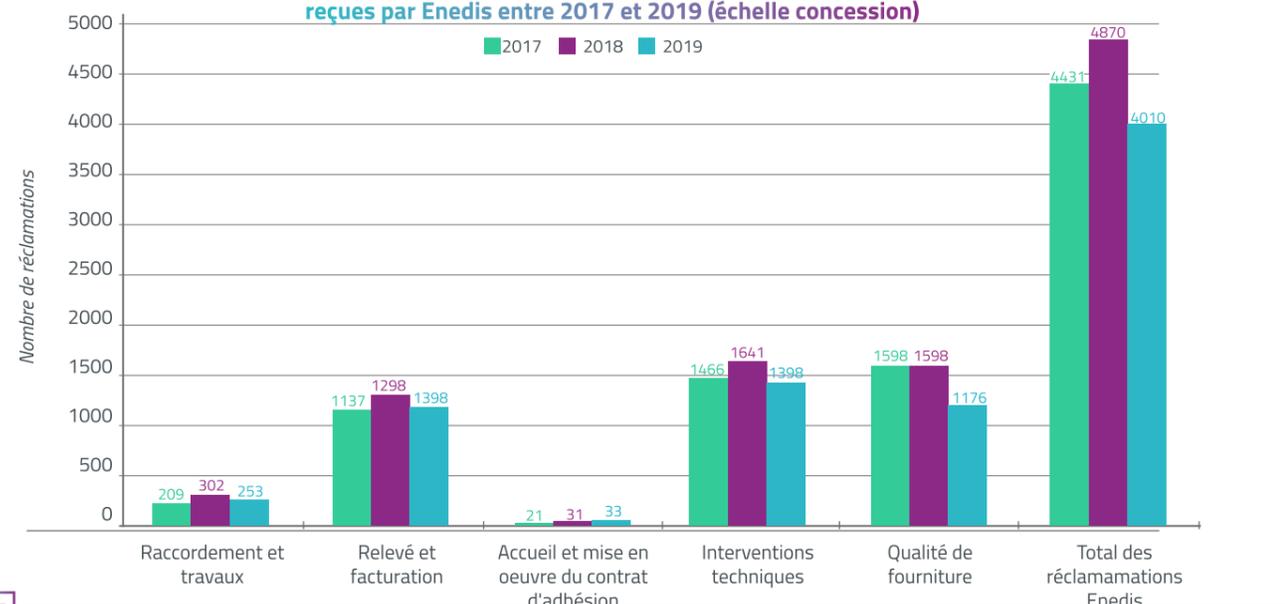


Il ressort du précédent graphique que :

- Les sujets prédominants des réclamations demeurent la facturation et le recouvrement.
- La relève malgré la montée en puissance du déploiement Linky et donc la généralisation progressive de la relève à distance reste un item stable en nombre de réclamations.
- Les insatisfactions en lien avec l'accueil et la mise en œuvre contractuelle, quant à elles, progressent régulièrement depuis 4 ans.
- Enfin, s'agissant de la qualité de fourniture, après un pic en 2017 en lien avec la survenue de la tempête exceptionnelles Zeus, les réclamations reculent en 2018 et 2019 sous l'effet d'années climatiques relativement clémentes, et ce, même si 2019 a connu plusieurs coups de vent mais d'intensités limitées (autour des 100 km/h).

### 4. LES RÉCLAMATIONS REÇUES PAR ENEDIS

Répartition par thématique des réclamations tous types de clients reçues par Enedis entre 2017 et 2019 (échelle concession)



Le nombre de réclamations reçues par Enedis est en net recul en 2019 par rapport aux 2 années précédentes (de près de -18% si on prend en référence 2018). Cette baisse touche quasiment tous les items et plus nettement la qualité de fourniture avec -26%, mais là aussi cela correspond à une année 2019 relativement clémente du point de vue climatique.

### VII - VALEURS DES OUVRAGES DE LA CONCESSION

#### 1. LA VALEUR DES OUVRAGES CONCÉDÉS ET LES PROVISIONS AU 31/12/2019

Les ouvrages servant à la distribution publique d'électricité sont des biens publics appartenant à la concession. Ils comprennent tous les ouvrages de tension inférieure à 50 000 V (cf. loi du 9 Août 2004 - article 35), et ce, qu'ils aient été réalisés sous maîtrise d'ouvrage du concessionnaire ou de l'autorité concédante.

#### Définitions



La valeur brute correspond à la valeur d'origine des ouvrages, évaluée à leur coût de production et, notamment, pour les ouvrages réalisés sous maîtrise d'ouvrage du SDEF, elle correspond aux montants tels qu'ils ressortent de la procédure de valorisation des remises gratuites (VRG) mise en œuvre par Enedis.

La valeur nette, quant à elle, correspond à la valeur brute diminuée des amortissements industriels, étant précisé que ces amortissements sont pratiqués selon le mode linéaire sur la durée d'utilité des ouvrages.

La valeur de remplacement représente l'estimation à fin d'année du coût de remplacement des ouvrages à fonctionnalités et capacités identiques. En pratique, le remplacement a rarement lieu à l'identique. Cela se traduit notamment par un coût supérieur au coût d'origine (valeur brute) du fait par exemple des évolutions technologiques ou de l'inflation. Cette valeur de remplacement est revalorisée à la fin de chaque année par application de coefficients dits de valorisation et spécifiques à la profession. L'incidence de cette revalorisation est, comme chaque année, répartie sur la durée de vie résiduelle des ouvrages concernés.

La provision pour renouvellement complète l'amortissement industriel à hauteur de la valeur de remplacement du bien. Elle couvre en fait la différence entre la valeur d'origine du bien et son coût de remplacement à l'identique. Elle ne peut être utilisée que pour renouveler l'ouvrage pour lequel elle a été constituée. A défaut (dépose de l'ouvrage sans remplacement par exemple), elle devient sans objet et est alors reprise au résultat du concessionnaire. Enfin, conformément à l'article 36 de la loi du 9 août 2004 et depuis l'exercice 2005, les provisions pour renouvellement ne sont plus constituées que pour les biens renouvelables avant le terme de la concession.

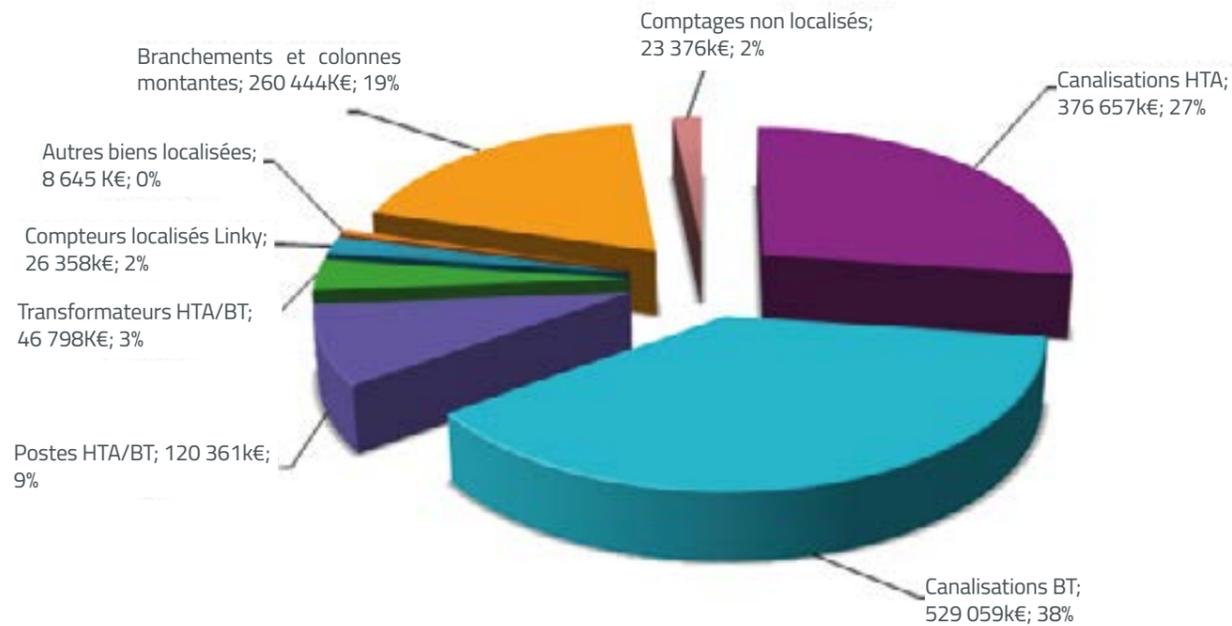


Au 31/12/2019, les valeurs des différents types d'ouvrages concédés et provisions constituées sont les suivantes :

Valeur des ouvrages concédés (en k€)					
	Valeur brute comptable	Amortissements	Valeur nette comptable	Valeur de remplacement	Provisions de renouvellement
Canalisations HTA	376 657	194 276	182 381	537 019	57 917
Dont aérien	98 529	75 079	23 451	184 092	46 818
Dont souterrain	278 128	119 198	158 930	352 928	11 098
Canalisations BT	529 059	203 079	325 980	690 631	19 990
Dont aérien	133 733	68 557	65 176	218 607	13 917
Dont souterrain	395 326	134 522	260 804	472 024	6 073
Postes HTA-BT	120 361	68 059	52 302	158 391	10 024
Transformateurs HTA-BT	46 798	20 862	25 936	61 623	6 415
Comptage	27 687	2 794	24 893	27 687	0
Dont compteurs Linky™	26 358	2 484	23 874	26 358	0
Dont compteurs marché d'affaires	1 329	310	1 020	1 329	0
Ouvrages collectifs de branchement**	13 753	5 111	8 642	16 981	0
Autres biens localisés	7 316	3 308	4 008	7 606	55
Ouvrages de branchement non localisés	246 691	86 639	160 052	299 412	11 925
Comptage non localisés	23 376	16 814	6 562	23 376	0
Autres biens non localisés	4 239	1 198	3 041	4 270	4
<b>Total</b>	<b>1 395 937</b>	<b>602 140</b>	<b>793 798</b>	<b>1 826 996</b>	<b>106 329</b>

La valeur brute des ouvrages de la concession se monte ainsi à près de 1,4 milliards d'euros et se répartit de la manière suivante :

Répartition au 31/12/2019 de la valeur brute des ouvrages de la concession



## 2. DURÉES D'AMORTISSEMENT ET ÉVOLUTION

Types d'ouvrage	Durées d'amortissement actuelles	Année du dernier changement de durée	Anciennes durées d'amortissement
réseau HTA souterrain	40 ans	études en 2014/2015 ayant abouti au maintien de la durée initiale (*)	40 ans
réseau HTA aérien nu	40 ans		40 ans
réseau HTA aérien torsadé	40 ans		40 ans
réseau BT souterrain	40 ans	étude en 2013 ayant abouti au maintien de la durée initiale	40 ans
réseau BT aérien nu	40 ans		40 ans
réseau BT aérien torsadé	50 ans	2011	40 ans
poste HTA/BT - appareillages	30 ans		30 ans
poste HTA/BT - génie civil	45 ans	2007	30 ans
transformateurs	40 ans	2012	30 ans
branchements	40 ans		40 ans
compteurs électroniques BT ≤ 36 kVA (mis en service après 1995)	20 ans	2007	30 ans
compteurs électroniques BT > 36 kVA et HTA (mis en service après 1995)	25 ans	2007(**)	30 ans
compteurs Linky	20 ans	(**)	
autres compteurs	30 ans		
<b>Ouvrages collectifs de branchement (colonnes montantes)</b>	<b>60 ans</b>	<b>études de durée de vie lancées fin 2017 ayant conduit fin 2019 à une durée de vie de 60 ans</b>	<b>40 ans</b>

On notera qu'un audit mené par le Pôle Energie Bretagne est en cours sur le sujet spécifique des colonnes montantes. L'impact comptable de la modification fin 2019 de la durée de vie de ces ouvrages va ainsi faire l'objet d'une analyse approfondie, notamment s'agissant des provisions pour renouvellement et des reprises au résultat que cela induit.

## VIII - COMPTE D'EXPLOITATION D'ENEDIS

### 1. MODALITÉS DE CALCUL DES ÉLÉMENTS FINANCIERS DE LA CONCESSION

Chaque année, le concessionnaire fournit au SDEF, conformément au cahier des charges de concession, un compte d'exploitation dans lequel il reprend les recettes et dépenses directement imputables à ce contrat.

Pour effectuer cet exercice, il est amené à proratiser certains produits et, plus particulièrement, certaines charges. En effet, des activités plus spécifiques et à forte technicité sont exercées à des périmètres bien supérieurs à celui de la concession (agences de maintenance-exploitation des postes sources, agences de conduite des réseaux interdépartementales par exemple...).

Dans ce cadre, l'affectation à chaque concession est la suivante :

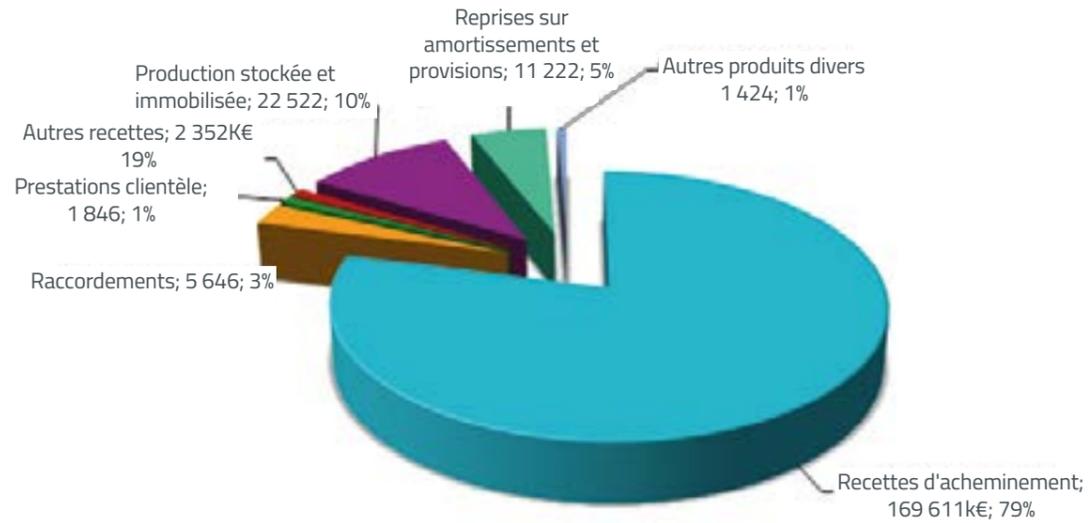
- les données disponibles à la maille de la concession lui sont affectées directement ;
- les données correspondant aux niveaux de mutualisation interrégionale ou nationale sont dans un premier temps réparties sur les Directions Régionales (DR) au prorata de leurs activités respectives. Ensuite, ces mêmes données ainsi que les données comptables directement enregistrées au niveau de la DR concernée sont réparties vers chaque concession selon des clés de répartition.



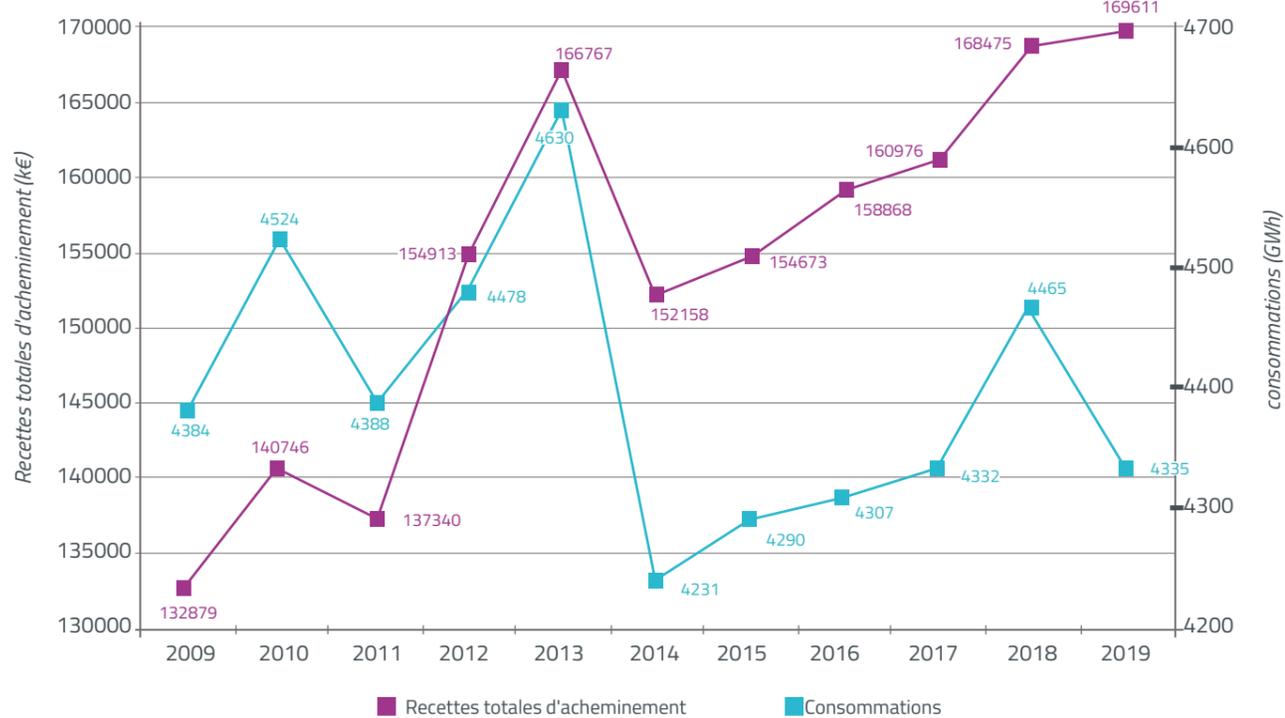
## 2. LE COMPTE D'EXPLOITATION

	2018	2019	Evolution 2019/2018
<b>Produits</b>			
<b>Recettes d'acheminement</b>	<b>168 475k€</b>	<b>169 611k€</b>	<b>0,7%</b>
<i>recettes acheminement clients HTA</i>	22 771	22 301	-2,1%
<i>recettes acheminement clients BT &lt; 36 kVA</i>	120 901	120 893	0,0%
<i>recettes acheminement clients BT &gt; 36 kVA</i>	25 573	25 838	1,0%
<i>recettes acheminement autres</i>	-770	579	-175,2%
<b>Raccordements et prestations clientèle</b>	<b>9 018k€</b>	<b>7 492k€</b>	<b>-16,9%</b>
<i>Raccordements</i>	7 077	5 646	-20,2%
<i>Prestations clientèle</i>	1 941	1 846	-4,9%
<b>Autres recettes</b>	<b>2 837k€</b>	<b>2 352k€</b>	<b>-17,1%</b>
<b>Autres produits</b>	<b>32 931k€</b>	<b>35 168k€</b>	<b>6,8%</b>
<i>Production stockée et immobilisée</i>	22 937	22 522	-1,8%
<i>Reprises sur amortissements et provisions</i>	8 567	11 222	31,0%
dont reprises sur amortissements :	469	893	90,4%
.....	.....	.....	.....
.....	.....	.....	.....
dont reprises sur provisions :	8 098	10 329	27,6%
.....	.....	.....	.....
.....	.....	.....	.....
<i>Autres produits divers</i>	1 427	1 424	-0,2%
<b>Total des produits</b>	<b>213 261</b>	<b>214 623</b>	<b>0,6%</b>
<b>Charges</b>			
<b>Accès réseau</b>	<b>47 909k€</b>	<b>47 209k€</b>	<b>-1,5%</b>
<b>Achat d'énergie pour couvrir les pertes sur le réseau</b>	<b>12 741k€</b>	<b>12 563k€</b>	<b>-1,4%</b>
<b>Redevance de concession (R1+R2)</b>	<b>4 484k€</b>	<b>3 519k€</b>	<b>-21,5%</b>
<b>Autres consommations externes</b>	<b>37 886k€</b>	<b>39 429k€</b>	<b>4,1%</b>
<i>matériels de comptage</i>	18 950	17 947	-5,3%
<i>travaux</i>	3 864	4 022	4,1%
<i>informatique et télécommunications</i>	2 599	2 799	7,7%
<i>tertiaire et prestations</i>	6 468	6 515	0,7%
<i>bâtiments</i>	3 240	2 698	-16,7%
<i>autres achats</i>	2 765	5 448	97,0%
<b>Impôts, taxes et versements assimilés</b>	<b>8 861k€</b>	<b>8 779k€</b>	<b>-0,9%</b>
<i>Contribution CAS FACE</i>	4 750	4 809	1,2%
<i>Autres impôts et taxes</i>	4 111	3 970	-3,4%
<b>Charges de personnel</b>	<b>31 950k€</b>	<b>31 801k€</b>	<b>-0,5%</b>
<b>Dotations d'exploitation</b>	<b>45 480k€</b>	<b>46 353k€</b>	<b>1,9%</b>
<i>Dotations aux amortissements DP</i>	28 467	29 314	3,0%
.....	.....	.....	.....
.....	.....	.....	.....
.....	.....	.....	.....
<i>Dotations aux provisions</i>	2 192	2 146	-2,1%
<i>Autres dotations d'exploitation</i>	14 821	14 893	0,5%
<b>Autres charges</b>	<b>6 585k€</b>	<b>6 278k€</b>	<b>-4,7%</b>
<b>Services Centraux (charges centrales)</b>	<b>9 258k€</b>	<b>9 658k€</b>	<b>4,3%</b>
<b>Total des charges</b>	<b>205 154k€</b>	<b>205 589k€</b>	<b>0,2%</b>
<b>SOLDE produits-charges</b>			
<b>SOLDE produits-charges</b>	<b>8 104k€</b>	<b>9 035k€</b>	<b>11,5%</b>
<b>SOLDE produits-charges après contribution à l'équilibre</b>			
Contribution à l'équilibre ( <i>Rem : si montant négatif, la concession bénéficie de l'équilibre et si positif, elle y contribue</i> )	-6 977k €	-6 050k €	-13,3%
<b>SOLDE produits-charges après contribution à l'équilibre</b>	<b>15 081k€</b>	<b>15 085k€</b>	<b>0,0%</b>

### 3. FOCUS SUR LES PRODUITS



Recettes d'acheminement et consommations



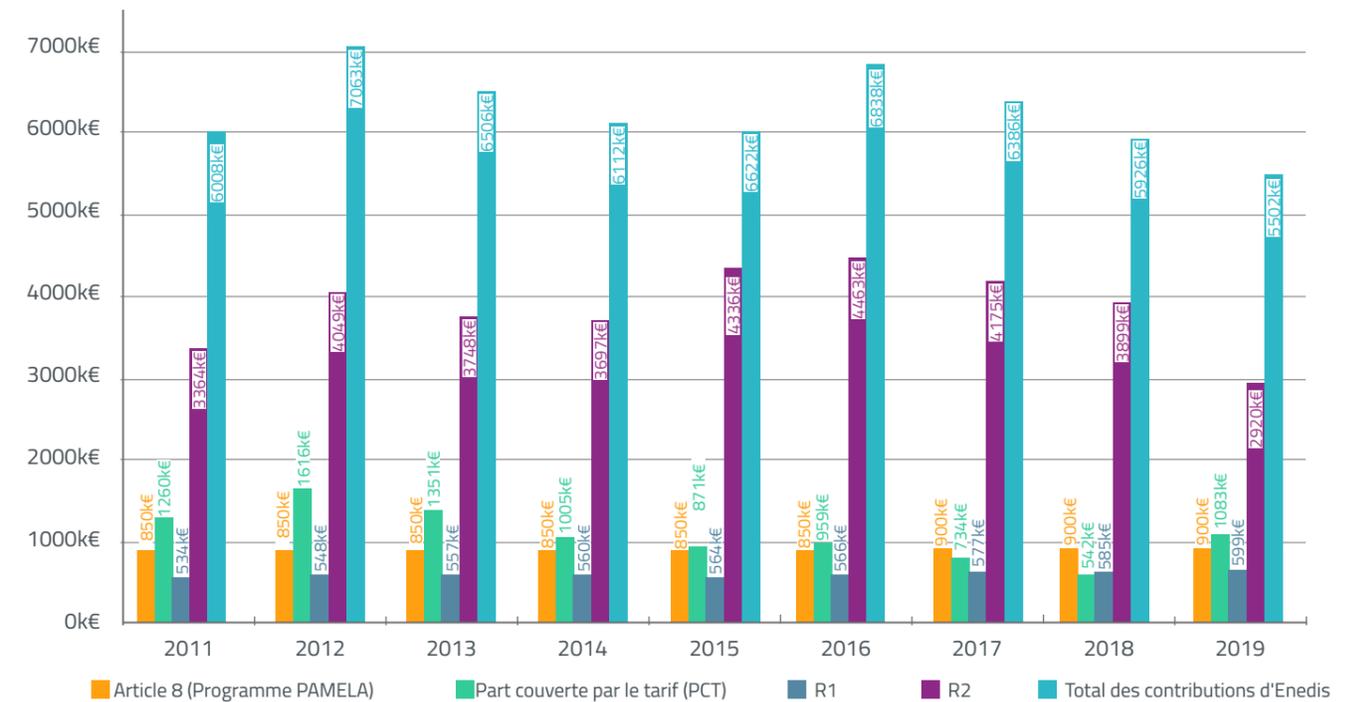
A la lecture des graphiques ci-dessus, on constate que, sur les 214,6 millions d'euros de produits 2019 affectés à la concession, 79% sont issus des recettes d'acheminement. Or, ces dernières sont le fruit de l'application des différents TURPE et de leurs éventuels ajustements annuels, combiné à l'évolution des consommations ; facteur particulièrement thermosensible. Ainsi, après une année 2014 jugée par Météo France comme la plus chaude depuis le début du XX<sup>ème</sup> siècle et marquée par conséquent par un niveau historiquement bas des consommations, l'énergie acheminée était jusqu'en 2018 repartie à la hausse ; soutenant ainsi les recettes du concessionnaire. A contrario, en 2019, malgré une baisse sensible (-2,9%) des consommations par rapport à 2018, les recettes d'acheminement ont pu afficher une progression de 0,7% grâce notamment à l'ajustement de 3,04% des tarifs TURPE 5 bis HTA-BT.

Les prestations de raccordement ne représentent, quant à elles, en 2019, que 3% des recettes du concessionnaire. Il est étonnant de constater qu'elles ont affiché un net recul (-20%) avec une perte de 1,5 M€ par rapport à 2018, et ce, alors que le nombre de raccordements neufs de consommation et d'injection, quelle que soit la catégorie concernée, a, lui, progressé dans le même temps.

### 4. ZOOM SUR LES CONTRIBUTIONS D'ENEDIS

Le graphique ci-après reprend l'évolution des différentes contributions d'Enedis depuis 2011 :

Evolution des contributions d'Enedis versées dans le cadre du cahier des charges de concession



#### a. La redevance de la concession

Conformément à l'article 4 alinéa a) de l'ancien cahier des charges de concession et en contrepartie des dépenses supportées par le SDEF au bénéfice du service public, ENEDIS lui verse annuellement une redevance de concession qui se décompose en 2 parties :

La part R1 dite de fonctionnement : elle vise à financer les dépenses annuelles de structure supportées par l'autorité concédante pour l'accomplissement de ses missions.

La part R2 dite d'investissement : elle représente, chaque année N, une fraction de la différence entre certaines dépenses d'investissement effectuées et certaines recettes perçues par l'autorité concédante durant l'année N-2.

Comme le montre le graphique ci-dessus, la part R1, sur la période 2011-2019, demeure relativement stable. Dans les faits, son calcul est plafonné et son évolution conditionnée par les seules fluctuations de l'index ingénierie. En 2019, son montant a atteint les 599 k€, soit 14 k€ de plus qu'en 2018.

La part R2, quant à elle, s'établit en 2019 à 2 920 k€, contre 3 899 k€ en 2018. Dans les faits, cette baisse significative de près de 1 M€ en 1 an est le reflet de l'application de l'avenant n° 14 à l'ancien contrat de concession ; avenant signé le 29/06/2018 et qui, prévoyait la prolongation des modalités de calcul de la part R2 telles que définies dans le protocole dit « Montpellier » (modalités particulièrement avantageuses pour le SDEF) à la condition d'un engagement de la signature d'un nouveau contrat avant le 01/07/2021. En revanche, ce même avenant prévoyait un reversement différé (dans les faits, repoussé au mois suivant la signature du nouveau contrat) d'une partie des parts R2 dues pendant cet intervalle. Le nouveau contrat de concession du SDEF ayant été signé le 6 mars 2020, c'est finalement en avril 2020 (donc sur exercice 2020) que le complément de R2 2019 d'un montant de 860 k€ a été effectivement versé ; portant au final à 3 780 k€ le montant total perçu au titre de la part investissement de la redevance de concession 2019.

### b. La part couverte par le tarif (PCT)

La loi du 10 février 2000 modifiée a redéfini les modalités de financement des raccordements. Son article 4-II précise en particulier que « les tarifs d'utilisation des réseaux [TURPE] couvrent notamment une partie des coûts de raccordement à ces réseaux [...] ». Cela a eu pour conséquence de supprimer la facturation selon la formule des tickets et de rendre ainsi caduque la convention signée par EDF et la FNCCR le 25 septembre 1986 et relative à l'adoption du ticket bleu individuel dans les zones relevant de l'électrification rurale.

La FNCCR et Enedis ont alors convenu d'un nouveau protocole précisant la prise en charge des coûts de raccordement et définissant les modalités de versement, par le concessionnaire, aux autorités concédantes maîtres d'ouvrage de travaux de raccordement, de la part couverte par le tarif.

Ce protocole, plus connu sous le vocable « protocole PCT », a ensuite été entériné par le SDEF et Enedis au travers de la signature, en octobre 2010, de l'avenant n°7 au contrat de concession. Il a, par la suite, été prorogé via différents avenants dont le dernier sur ce sujet le n°13 signé le 15/02/2018.

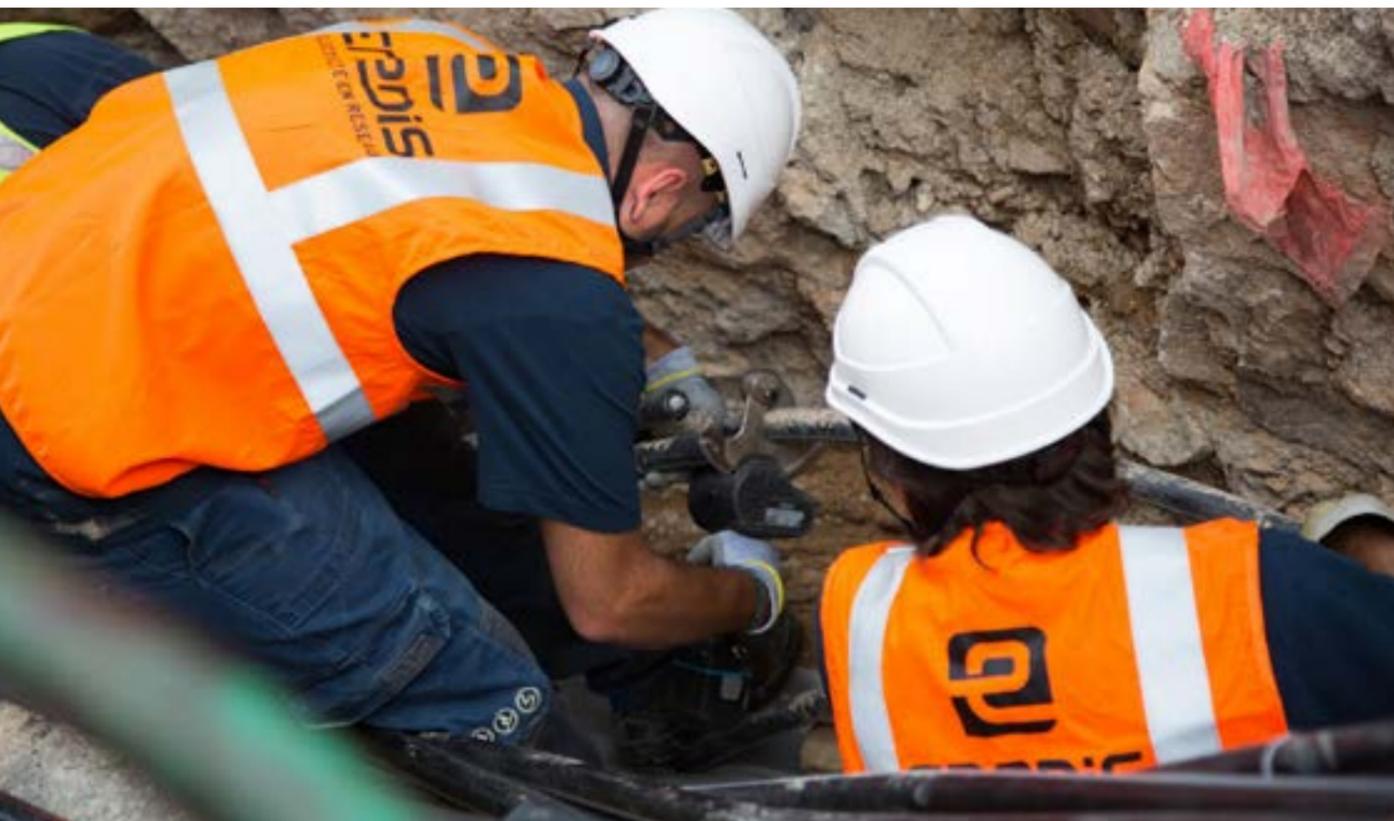
Au titre des raccordements mis en exploitation en 2019, ce sont ainsi 1 083 k€ que le concessionnaire a versés au concédant dans le cadre de ce protocole.

### c. La contribution au titre de l'article 8 ou programme PAMELA

Conformément aux dispositions de l'article 8 du cahier des charges de concession, Enedis participe au financement des travaux réalisés sous maîtrise d'ouvrage du SDEF et destinés à l'amélioration esthétique des ouvrages existants sur le territoire de la concession.

Cette participation s'inscrit dans un programme de travaux défini annuellement et dénommé PAMELA (Programme d'AMélioration Esthétique des Lignes Aériennes).

Conformément à la convention signée le 07/10/2019 pour l'exercice 2019 et à l'instar des exercices 2017 et 2018, pour chaque opération du programme, le concessionnaire participe à raison de 40% dans la limite de la partie des travaux concernant les ouvrages concédés et avec un plafond annuel de 800 000 €. Ce montant global peut être majoré de 100 000 € à condition que 80% des linéaires déposés correspondent à d'anciens fils nus et que 30% de ces mêmes linéaires soient situés sur des communes urbaines. Le SDEF, ayant respecté l'ensemble de ces conditions en 2017, 2018 et 2019, a perçu du concessionnaire, sur ces 3 années, 900 000 €.



## Conclusions et perspectives

Cet exercice 2019 marque la bascule entre ancien et nouveau contrats de concession. Ses résultats sont donc de fait mis ici en perspective avec les objectifs qualifiés et quantifiés dans les nouveaux outils de gouvernance des investissements que sont le SDI et le PPI.

Ainsi, le taux de souterrain HTA a connu une progression beaucoup plus marquée depuis l'entrée en vigueur du PEIM dans sa phase opérationnelle (avec un point culminant dans les enfouissements HTA en 2016), ce qui permet d'atteindre un taux de 45,9% en 2019, supérieur de près de 2 points de la moyenne des territoires de densité similaire. Mais ce taux doit continuer de progresser pour juguler, en association avec d'autres mesures (OMT, PDV, élagage/abattage renforcé...) la toujours trop grande sensibilité des réseaux HTA de la concession aux aléas climatiques -> c'est tout l'objet du 1er PPI (2020-2023) et plus largement du SDI avec une progression minimale prévue du taux de souterrain, certes moins rapide que les années PEIM, mais d'au moins 1 point d'ici 2023 et de 3,8 points sur la durée du nouveau contrat. Donnée à suivre donc...

Par ailleurs, à fin 2019, il reste encore 126 km de CPI HTA. Enedis poursuit la dépose, mais à une cadence plus lente depuis 2016 : à raison de 2/3 km par an, contre près de 9 km sur 2010-2016. Sur la durée du 1er PPI 2020-2023, les cadences ne devraient pas s'accélérer ; avec un engagement de dépose d'Enedis de 8 km sur les 4 prochaines années. Le SDEF, pour sa part, veillera à ce que les opportunités de coordination notamment avec les travaux de voirie ou de réseaux humides soient saisies par le concessionnaire pour renouveler ces câbles de technologie ancienne et connus pour leur risque de claquage ou s'assurera qu'à défaut, des justifications jugées suffisamment pertinentes soient fournies.

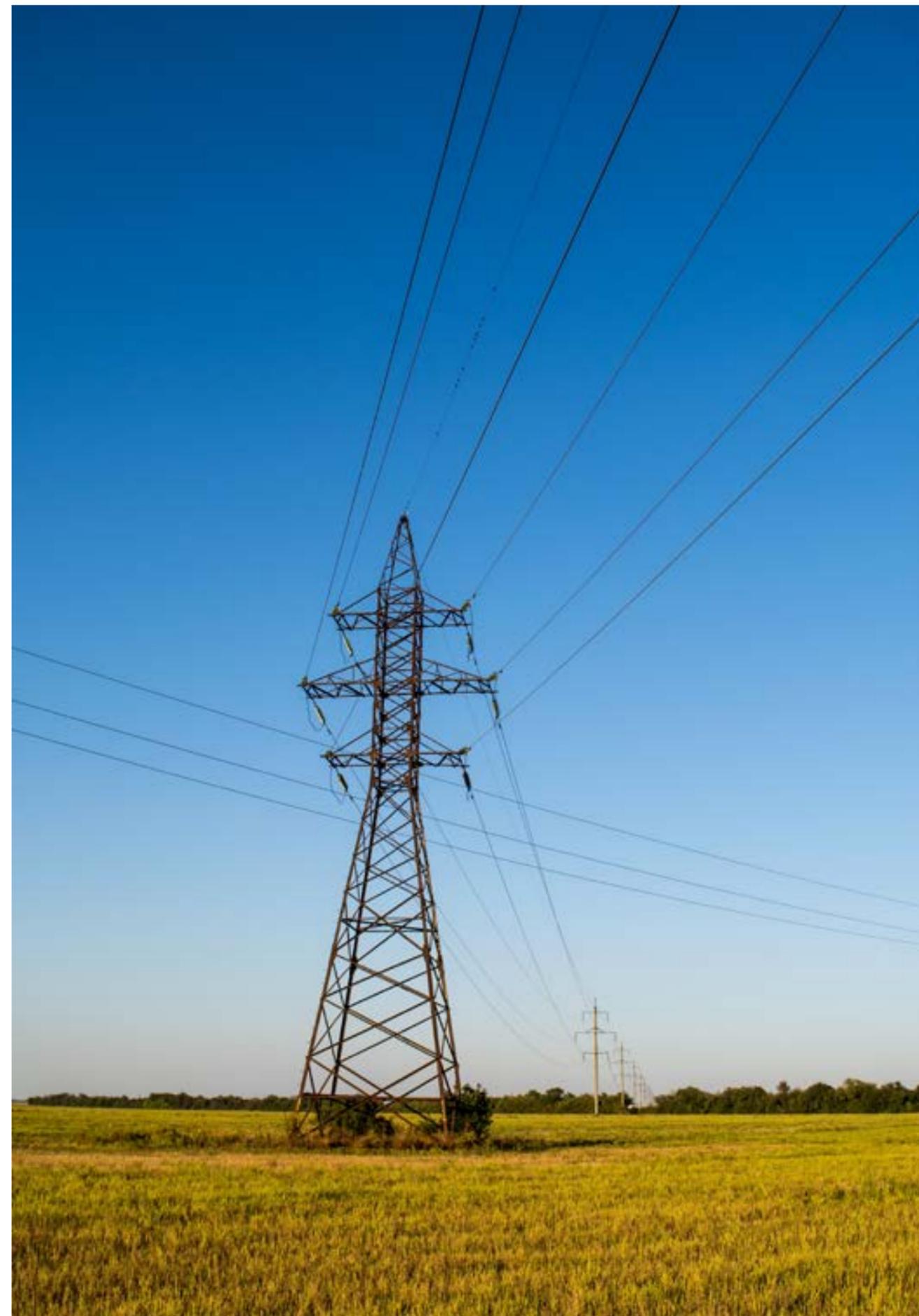
Le taux de souterrain basse tension progresse sous l'effet des 2 MOA combinées SDEF/Enedis, mais sans l'effet PEIM comme pour la HTA. Pour ce qui est des fils nus BT, un infléchissement dans la décroissance de ce type de réseaux est noté en 2019. Au vu de la répartition par territoire urbain/rural, cette diminution des cadences de dépose concerne les 2 MOA, mais devrait sur les prochains exercices être rapidement démentie ; l'objectif d'une éradication totale de ces réseaux nus à échéance 30 ans étant collégialement partagé et ayant même été contractualisé dans le SDI.

S'agissant du programme de prolongation de la durée de vie (PDV), le concessionnaire a, sur la période 2013-2019, suite à diagnostic, traité 12% du réseau aérien HTA, auxquels s'ajoutent 4% ; qui, eux, n'ont fait l'objet que d'une maintenance légère (ayant été jugés suffisamment fiables au moment des repérages de terrain), mais dont la durée comptable a été tout de même prolongée dans les mêmes proportions. Dans les faits, le SDEF n'est pas, de base, opposé à cette pratique visant à pérenniser/rentabiliser les ouvrages existants au maximum via le recours à une maintenance légère ou lourde et a même contractualisé en ce sens dans le SDI et le 1er PPI. Mais il restera, quoi qu'il en soit, vigilant à ce que cela ne se fasse pas au détriment de la qualité de fourniture et souhaite, pour cela, que, via la remise annuelle systématique d'un reporting précis de la localisation des tronçons diagnostiqués/traités et des incidents survenus, une totale transparence soit assurée sur le niveau réel de fiabilité des tronçons ainsi traités « lourdement » ou « de manière plus légère ».

Pour ce qui est de l'élagage, Enedis semble tenir la cadence visée des 3 ans pour la HTA, même s'il est difficile de le certifier ; les chiffres communiqués au SDEF n'étant le reflet que de périodicités théoriques. En revanche, pour la BT, au vu des fichiers transmis, près de 30% des communes présentant du réseau aérien n'ont pas été élaguées depuis 7 ans. La fréquence de traitement BT est donc loin de l'objectif annoncé des 6 ans. Ce constat est d'autant plus inquiétant que la proportion des coupures longues sur incidents BT avec pour origine un défaut d'élagage repart à la hausse. Le SDEF va, par conséquent, sur les prochains exercices, rester particulièrement vigilant s'agissant de ce point. Plus largement sur les travaux d'Enedis, le SDEF, dans le cadre de la consultation au titre de l'article R323-25 du Code de l'Énergie, s'est, pour près de 6% des dossiers, opposé au projet proposé par le concessionnaire ou a émis une remarque pouvant remettre totalement en cause la faisabilité des travaux (au motif par exemple d'une absence de convention tripartite dérogeant au tout discret en agglomération, d'un non recours aux techniques discrètes dans des secteurs pourtant « sanctuarisés », d'une maîtrise d'ouvrage Enedis non justifiée). Fort de ce constat, le concessionnaire Enedis devrait peut-être profiter de la sortie du nouveau contrat continental pour procéder à quelques rappels auprès ses équipes « études » aussi bien pour les travaux délibérés qu'imposés.

Enfin s'agissant du suivi des réclamations remontées par le SDEF, on notera un délai moyen de 1ère réponse d'Enedis bien meilleur depuis 2017 et qui atteint même en 2019 les 15 jours. En revanche, le taux de classement à fin N+ 1 connaît une très forte dégradation depuis 2 exercices, particulièrement accentuée en 2019 avec une perte de 29 points en un an. Depuis octobre 2020, une reprise en main profonde du dispositif de réponses aux réclamations est en cours au sein des services d'Enedis avec une volonté affichée de traiter de manière efficace et diligente le flux, mais aussi le stock, et ce, en apportant même des réponses aux réclamations non classées des exercices les plus anciens. Pour ce faire, le concessionnaire a décidé de travailler par typologie : support / hauteur / élagage / coffret / EP / réseau. Depuis, le syndicat est destinataire d'un plus grand nombre de réponses de classement qu'à l'accoutumée, mais il attendra les résultats consolidés des réclamations 2020 pour juger de l'efficacité de cette nouvelle organisation.

*Directeur de la publication : Antoine Corolleur  
Co-directeur de la publication : Jacques Monfort  
Rédaction : Katell Le Roy - Marschall  
Conception graphique : Antoine Guillaume  
Charte graphique : SDEF  
Crédits photos : SDEF, Fotolia, Unsplash*





Le Syndicat Départemental d'Énergie et d'équipement du Finistère, en tant qu'Autorité Organisatrice de la Distribution d'Électricité (AODE), est chargé de l'organisation du service public de distribution d'énergie électrique sur le territoire de 269 communes sur les 277 que compte le département. Il dispose également de 4 compétences optionnelles : le gaz, l'éclairage public, les réseaux de chaleur et de froid et les communications électroniques.

Acteur majeur de la transition énergétique sur le territoire, le SDEF intervient dans le développement des énergies renouvelables, la mutualisation des CEE, les groupements d'achat d'énergie et d'électricité, la mobilité décarbonée et propose également aux communes cornouaillaises un service de conseil en énergie partagé.

Aussi, le syndicat s'est engagé dans la transition numérique avec le déploiement d'un cadastre solaire, la réalisation du plan de corps de rue simplifié, l'assistance au déploiement de la fibre optique pour le compte de Megalis Bretagne et avec le Finistère Smart Connect, qui permet aux collectivités finistériennes de disposer d'outils connectés pour piloter la mise en œuvre de leurs politiques publiques dans les domaines de l'efficacité énergétique, financière, et citoyenne.

En 2018, le SDEF a créé la SEM « Energies en Finistère ». Cette société d'économie mixte a pour mission d'impulser et d'accompagner la production d'énergies renouvelables en Finistère à travers six champs d'intervention : le gaz naturel véhicules, le photovoltaïque, l'éolien, les réseaux de chaleur, l'hydroélectricité et la méthanisation.

Le SDEF détient 74% des parts de cette société et la Caisse des Dépôts, la SARL SOFI TY NAY (Crédit Agricole du Finistère), le Crédit Mutuel Arkéa et la Caisse d'Épargne Bretagne-Pays de Loire partenaires des collectivités locales au service du développement économique sont actionnaires privés de cette société à hauteur de 26% des parts.

## Syndicat départemental d'énergie et d'équipement du Finistère

02 98 10 36 36

[contact@sdef.fr](mailto:contact@sdef.fr)

[www.sdef.fr](http://www.sdef.fr)



## Siège

9 allée Sully  
29000 QUIMPER

## Antenne nord

Rue Robert Schuman  
29400 Landivisiau