
RAPPORT DE CONTRÔLE DE LA CONCESSION ÉLECTRIQUE

Exercice 2019



SOMMAIRE

PRÉAMBULE	4
1- FAIT MARQUANT DE L'ANNÉE 2019 SUR LA CONCESSION ÉLECTRIQUE DE MAINE-ET-LOIRE : LE RENOUVELLEMENT ANTICIPÉ DU CONTRAT DE CONCESSION DE LA DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ ET SON ENTRÉE EN VIGUEUR AU 31 DÉCEMBRE 2019	4
2- LES CHIFFRES CLÉS DE LA CONCESSION ET LES PRINCIPAUX INDICATEURS	5
PARTIE 1 – CONTRÔLE TECHNIQUE	6
1- LES USAGERS DE LA CONCESSION	7
A- LES CLIENTS EN SOUTIRAGE	7
B- LES CLIENTS EN INJECTION	8
C- LES DELAIS DE DEVIS ET DE RACCORDEMENT	9
D- BILAN DE LA PARTIE USAGERS	10
2- L'ÉVOLUTION DU PATRIMOINE DE LA CONCESSION EN 2019	10
A- L'ÉVOLUTION DU RÉSEAU HTA	10
B- LA MODERNISATION DES POSTES DE TRANSFORMATION HTA / BT	15
C- L'ÉVOLUTION DU RÉSEAU BT	16
D- BILAN DE LA PARTIE PATRIMOINE	20
3- LA QUALITÉ DE LA FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ	21
A- LA TENUE DE TENSION	21
B- LA CONTINUITÉ D'ALIMENTATION	22
C- LES COUPURES ET INCIDENTS SUR LE RÉSEAU	24
D- BILAN DE LA PARTIE QUALITE	25
4- LES TRAVAUX ET LES INVESTISSEMENTS	25
A- LA RÉPARTITION DES TRAVAUX	25
B- LES INVESTISSEMENTS	27
C- BILAN DE LA PARTIE TRAVAUX ET INVESTISSEMENTS	28

PARTIE 2 – CONTRÔLE COMPTABLE	29
A- LES PRODUITS ET CHARGES D'EXPLOITATION	30
B- LA VALEUR DES OUVRAGES CONCÉDÉS.....	30
C- LES PROVISIONS POUR RENOUVELLEMENT.....	32
D- BILAN DE LA PARTIE COMPTABLE ET FINANCIERE	33
PARTIE 3 – FOCUS.....	34
A- LE DEPLOIEMENT DES COMPTEURS LINKY.....	35
B- ENQUETE QUALITATIVE SUR LE COMPTE RENDU D'ACTIVITES DES CONCESSIONNAIRES.....	37
C- LE RACCORDEMENT DES PRODUCTEURS : UN ENJEU FORT POUR LE SIÉML	38
D- LE DÉPLOIEMENT DE LA FIBRE OPTIQUE ET L'UTILISATION DES SUPPORTS COMMUNS.....	39
E- RETOUR SUR LA CRISE SANITAIRE LIÉE A L'ÉPIDÉMIE DE COVID-19....	40
PARTIE 4 – CONCLUSION	44

PRÉAMBULE

Conformément à la réglementation, il vous est présenté le rapport effectué par l'autorité concédante pour le service de l'électricité, exploité par les concessionnaires Enedis et EDF.

Pour rappel, la concession regroupe toutes les communes du département à l'exception d'Epieds.

Au titre de l'exercice 2019, l'autorité concédante relève et attire l'attention du gestionnaire de réseau sur les éléments ci-dessous. L'analyse est essentiellement basée sur le compte rendu d'activité des concessionnaires (CRAC) pour 2019, sur les données brutes complémentaires transmises par Enedis ainsi que sur les observations sur pièces et sur place.

1- FAIT MARQUANT DE L'ANNÉE 2019 SUR LA CONCESSION ÉLECTRIQUE DE MAINE-ET-LOIRE : LE RENOUVELLEMENT ANTICIPÉ DU CONTRAT DE CONCESSION DE LA DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ ET SON ENTRÉE EN VIGUEUR AU 31 DÉCEMBRE 2019

Le Siéml et le concessionnaire Enedis (ex-ERDF) avaient signé en 1992, pour une durée de 22 ans, un contrat de concession de la distribution publique d'électricité qui définit les dispositions appliquées aux communes de Maine-et-Loire sur le périmètre de la concession électrique. La durée de cette convention avait par ailleurs été prolongée à 30 ans par avenant le 9 avril 2009. Depuis les années 90, les activités des AODE et des concessionnaires ont grandement évolué, nécessitant une actualisation des termes du contrat de concession intégrant notamment les contextes légal, réglementaire et régulateur en vigueur et en tenant compte de la montée en puissance des enjeux de la transition énergétique.

Pour tenir compte de ces évolutions et compte tenu de l'arrivée à échéance de nombreux contrats, des discussions ont été engagées dès 2015 entre la FNCCR, Enedis et EDF pour élaborer le nouveau modèle de cahier des charges. Puis France Urbaine a rejoint le groupe de négociation qui aboutit le 21 décembre 2017 à l'adoption d'un nouveau cadre contractuel composé d'un modèle de convention de concession, d'un modèle de cahier des charges et ses annexes associées.

Le 6 février 2018, s'appuyant sur les travaux de la commission chargée d'étudier l'opportunité d'un renouvellement anticipé de la concession électrique (RACE), les élus du comité syndical ont formalisé leur volonté de conclure entre le Siéml, Enedis et EDF un nouveau contrat conforme au modèle annexé à l'accord quadripartite susnommé.

Au niveau local, la négociation du nouveau traité concessif s'est appuyée sur une gouvernance collégiale permettant d'avancer efficacement malgré un calendrier très restreint.

Le Siéml, Enedis et EDF se sont rencontrés tout au long de l'année 2019 à un rythme soutenu et régulier pour traiter des différents sujets identifiés selon un phasage précis : état des lieux et diagnostic technique de la concession, élaboration du schéma directeur des investissements et des programmes pluriannuels d'investissement, répartition de la maîtrise d'ouvrage, élaboration de la convention relative à la transition énergétique, et gestion des flux financiers de la concession.

Approuvé par le comité syndical du 17 septembre 2019 et signé officiellement par le Siéml, Enedis et EDF lors du Forum départemental annuel de l'énergie du 8 novembre 2019, le nouveau traité concessif est entré en vigueur le 31 décembre 2019 pour une durée de 30 ans.

De nouveaux instruments permettent désormais de mieux planifier les investissements sur la concession : le schéma directeur dresse la vision sur 30 ans et les programmes pluriannuels successifs, revus tous les 4 ans, favorisent une vision commune des priorités et permettent de mieux suivre les engagements d'Enedis. Les redevances de concession ont été sensiblement revalorisées pour prendre

en compte les investissements liés à la transition énergétique. La répartition de la maîtrise d'ouvrage, s'inspirant largement du modèle précédent, a également été actualisée afin notamment de clarifier le cas de certaines communes nouvelles sur la concession départementale.

Enfin, la convention relative à la transition énergétique signée entre le Siéml et Enedis intègre dans le nouveau contrat de concession les enjeux de maîtrise de l'énergie, d'augmentation de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables et de développement des nouveaux usages (mobilité électrique...).

2- LES CHIFFRES CLÉS DE LA CONCESSION ET LES PRINCIPAUX INDICATEURS

Les chiffres clés de la concession en 2019 sont présentés ci-dessous :

- 11 121 km de réseau basse tension (BT) ;
- 11 573 km de réseau moyenne tension (HTA) ;
- 16 467 postes de transformation HTA/BT ;
- 445 411 usagers raccordés au réseau public pour une consommation globale de 4,632 TWh ;
- 9 363 installations de production représentant une puissance installée de 331,023 MVA ;
- 1 322,3 M€ de valeur brute du patrimoine concédé par le Siéml à Enedis au 31/12/2019.

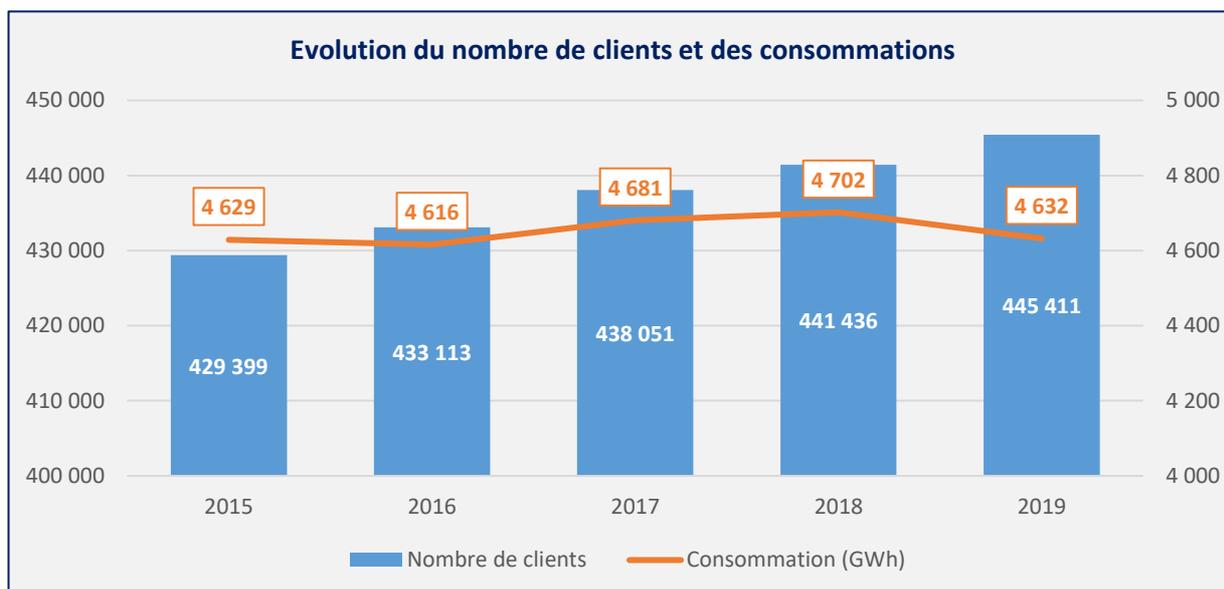
	31 décembre 2018	31 décembre 2019	Variation
Réseau basse tension (BT)			
Longueur de réseau BT	11 067 km	11 121 km	+ 54 km
Taux de réseau BT souterrain	42,7 %	43,5 %	+ 1,9 %
Longueur de réseau BT faible section	554 km	516 km	- 38 km
Réseau moyenne tension (HTA)			
Longueur de réseau HTA	11 495 km	11 573 km	+ 78 km
Taux de réseau HTA souterrain	34,5 %	35,4 %	+ 2,6 %
Longueur de réseau HTA aérien nu	7 521 km	7 460 km	- 61 km
Consommation			
Nombre d'usagers de la concession	441 436 clients	445 411 clients	+ 3 975 clients
Consommations annuelles	4 702 GWh	4 632 GWh	- 1,5 %
Production			
Nombre d'installations de production	9 048 installations	9 363 installations	+ 315 installations
Energie injectée	469 GWh	567 GWh	+ 20,9 %
Comptabilité			
Valeur brute des immobilisations	1 269 186 k€	1 322 289 k€	+ 4,2 %

PARTIE 1 – CONTRÔLE TECHNIQUE



1- LES USAGERS DE LA CONCESSION

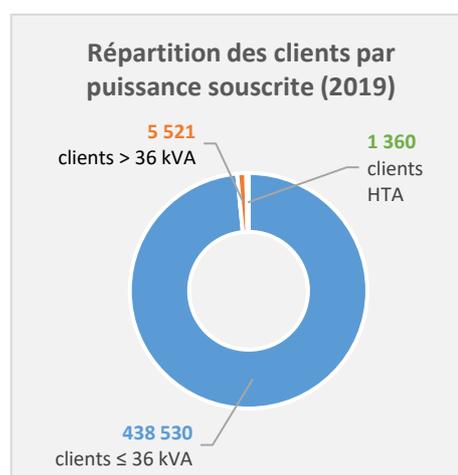
A- LES CLIENTS EN SOUTIRAGE

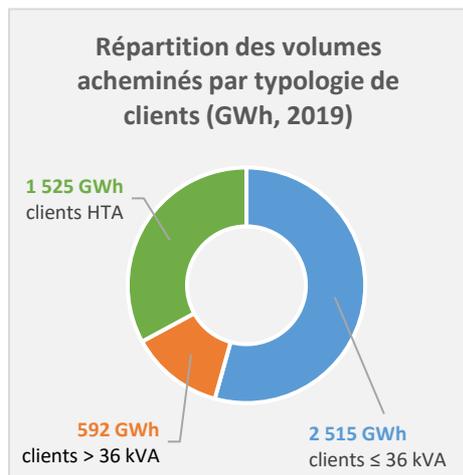


Globalement à l'échelle départementale, on observe depuis plusieurs années une dynamique de croissance continue du nombre de consommateurs raccordés au réseau de distribution publique (+ 1 % de clients en moyenne par an).

A fin 2019, on comptabilise ainsi 445 411 usagers raccordés au réseau public de distribution, soit près de 4 000 usagers supplémentaires par rapport à l'année précédente. Parmi eux, la très grande majorité (99 %) sont des clients ayant une puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA.

Aussi, rappelons qu'il existe différentes catégories tarifaires, définies en fonction de la tension de raccordement et de la puissance souscrite pour le site concerné. Le « tarif bleu », proposé par EDF aux consommateurs finals pour leurs sites situés en France métropolitaine, raccordés en basse tension et dont la puissance maximale souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA, est ainsi le tarif de la majorité des clients de la concession. En effet, à fin 2019, on comptabilisait 301 878 clients au tarif bleu, soit 68 % des consommateurs raccordés au réseau public de distribution. Notons toutefois que ce chiffre a tendance à diminuer de façon continue depuis plusieurs années, du fait notamment de l'augmentation et de la diversité du nombre d'offres sur le marché de la fourniture d'électricité.





Par ailleurs, alors qu'on observait une légère augmentation des consommations depuis 2016, on assiste entre 2018 et 2019 à une inversion ponctuelle de tendance : les consommations ont en effet baissé de 1,5 % entre 2018 et 2019. A noter également que les consommations sont portées à près de 70 % par les clients inférieurs BT Aussi, c'est bien majoritairement la baisse des consommations chez cette typologie de clients qui a permis d'inverser ponctuellement la tendance.

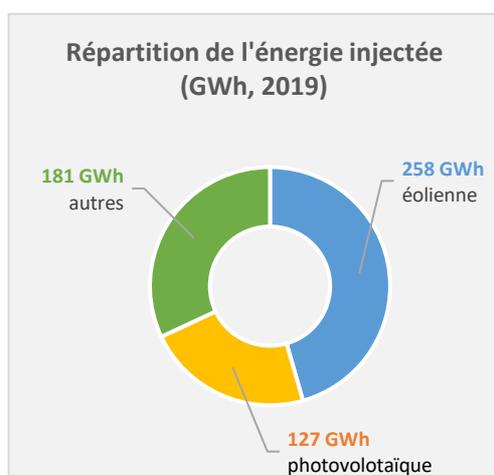
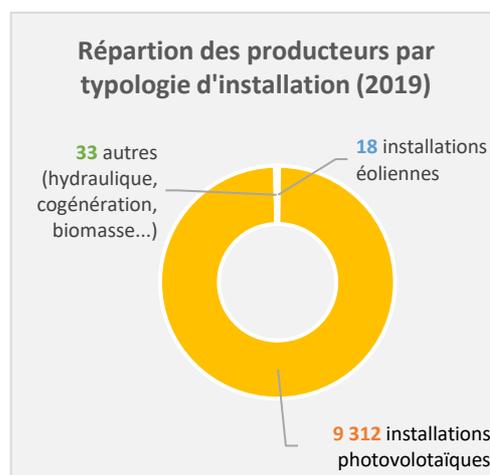
On retrouve d'ailleurs des tendances similaires à l'échelle nationale. Il sera alors intéressant de suivre cet indicateur afin d'observer si cette tendance se confirme ou non dans les années à venir. Notamment, il pourrait être intéressant d'évaluer les causes de cette baisse des consommations : effet climatique lié à une année plus chaude que les précédentes, retombées des actions de maîtrise de l'énergie engagées, etc.

climatique lié à une année plus chaude que les précédentes, retombées des actions de maîtrise de l'énergie engagées, etc.

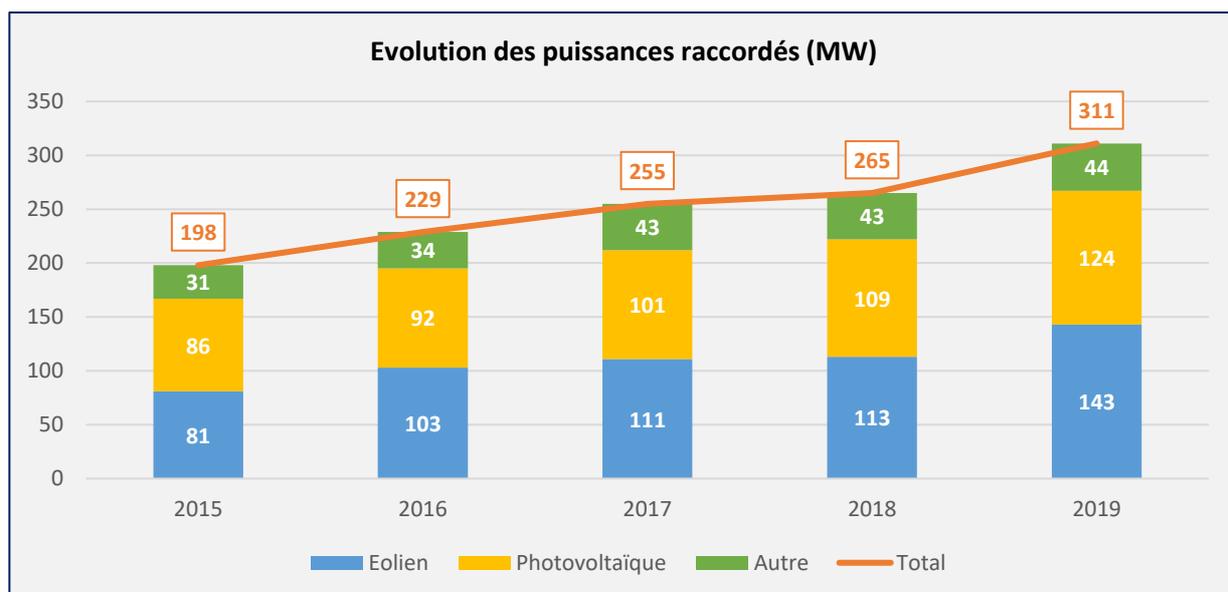
B- LES CLIENTS EN INJECTION

A fin 2019, on comptabilise 9 363 installations de production raccordées au réseau public de distribution sur le département de Maine-et-Loire, soit 315 de plus que l'année précédente. Ce nombre connaît une augmentation continue depuis plusieurs années (évolution de 16 % sur les 5 dernières années), notamment liée au développement des projets photovoltaïques qui représentent la grande majorité des installations de production aujourd'hui installées sur le département.

Aussi, cette évolution du nombre d'installations de production raccordées au réseau permet d'observer depuis quelques années une augmentation également continue des puissances raccordées. L'ensemble des installations délivrent ainsi une puissance de 311 MW et injectent sur le réseau de distribution publique d'électricité 567 GWh à fin 2019.



Notons d'ailleurs que les 18 producteurs d'énergie éolienne délivrent à eux seuls 46 % de la puissance totale délivrée et injectent sur le réseau 46 % également de l'énergie totale injectée. A titre de comparaison, les 9 312 producteurs d'énergie photovoltaïque – bien que représentant 99 % des installations de production en nombre – délivrent 40 % de la puissance totale délivrée et injectent 22 % de l'énergie totale injectée.



C- LES DELAIS DE DEVIS ET DE RACCORDEMENT

Sur le plan national, le délai moyen de réalisation des travaux de raccordement des consommateurs (avec et sans adaptation de réseaux) est de 74,3 jours calendaires. Au niveau de la concession départementale, ce délai moyen de délai de réalisation des travaux est légèrement inférieur (70 jours calendaires en 2019, contre 75 en 2018).

Par ailleurs, le délai moyen de transmission des devis constaté en 2019 pour l'ensemble des raccordements (avec et sans adaptations de réseaux) d'installations de consommation de puissance inférieure ou égale à 36 kVA est de 18,3 jours calendaires (contre 27,8 jours en 2018).

En ce qui concerne les raccordements d'installations de production de puissance inférieure ou égale à 36 kVA (avec et sans adaptations de réseaux) à partir d'énergie renouvelable, le délai moyen d'envoi des devis constate au niveau national a poursuivi sa baisse en 2019 : il ressort à 12,3 jours calendaires, contre 18,2 jours en 2018.

Les délais d'envoi des devis de raccordement continuent donc à se réduire.

Pour la concession départementale, les taux de devis envoyés dans les délais sont également en amélioration d'une année sur l'autre :

Consommateurs BT individuels de puissance < 36 kVA	2018	2019
Taux de devis envoyés dans les délais	68,4 %	80,6 %
Délai moyen d'envoi du devis (en jours calendaires)	48	34
Producteurs BT de puissance < 36 kVA	2018	2019
Taux de devis envoyés dans les délais	81,3 %	81,6 %
Délai moyen d'envoi du devis (en jours calendaires)	31	31

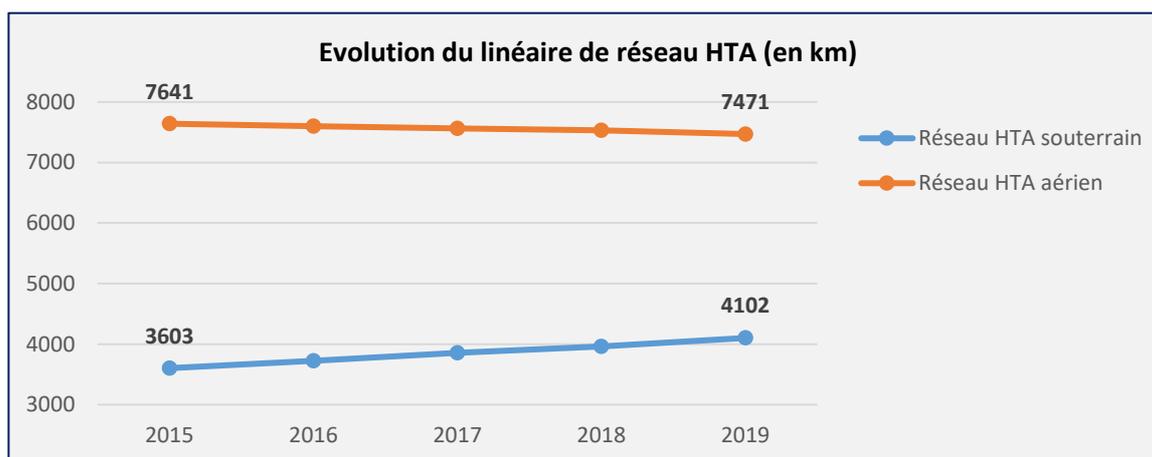
D- BILAN DE LA PARTIE USAGERS

Points positifs	<ul style="list-style-type: none">- Une augmentation du nombre de producteurs et des volumes d'énergie produite localement injectés sur le réseau, permettant à fin 2019 de couvrir 12,2 % de la consommation locale.- Une amélioration des taux de devis de raccordement envoyés dans les délais, à la fois pour les consommateurs et les producteurs BT.
------------------------	---

2- L'ÉVOLUTION DU PATRIMOINE DE LA CONCESSION EN 2019

A- L'ÉVOLUTION DU RÉSEAU HTA

a) Un réseau HTA majoritairement aérien par rapport à la moyenne nationale



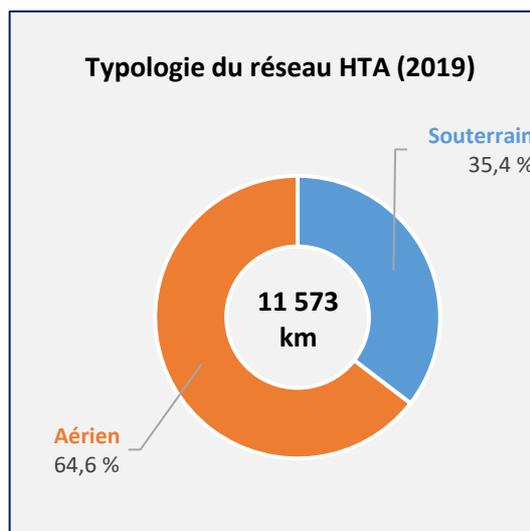
A fin 2019, le réseau HTA de la concession électrique de Maine-et-Loire s'étend sur une longueur de 11 573 km, soit 78 km de réseaux supplémentaires par rapport à l'année précédente. Globalement, ce réseau reste sur le département majoritairement aérien puisque son taux d'enfouissement n'est que de 35,4 %, soit nettement en dessous des moyennes nationales situées plutôt autour de 50 %.

Même si cette proportion de réseaux HTA aériens reste en cohérence avec la caractérisation géographique du département (nombreuses communes rurales avec habitat diffus), ces lignes nécessitent une attention particulièrement du fait notamment de leur vulnérabilité aux aléas climatiques.

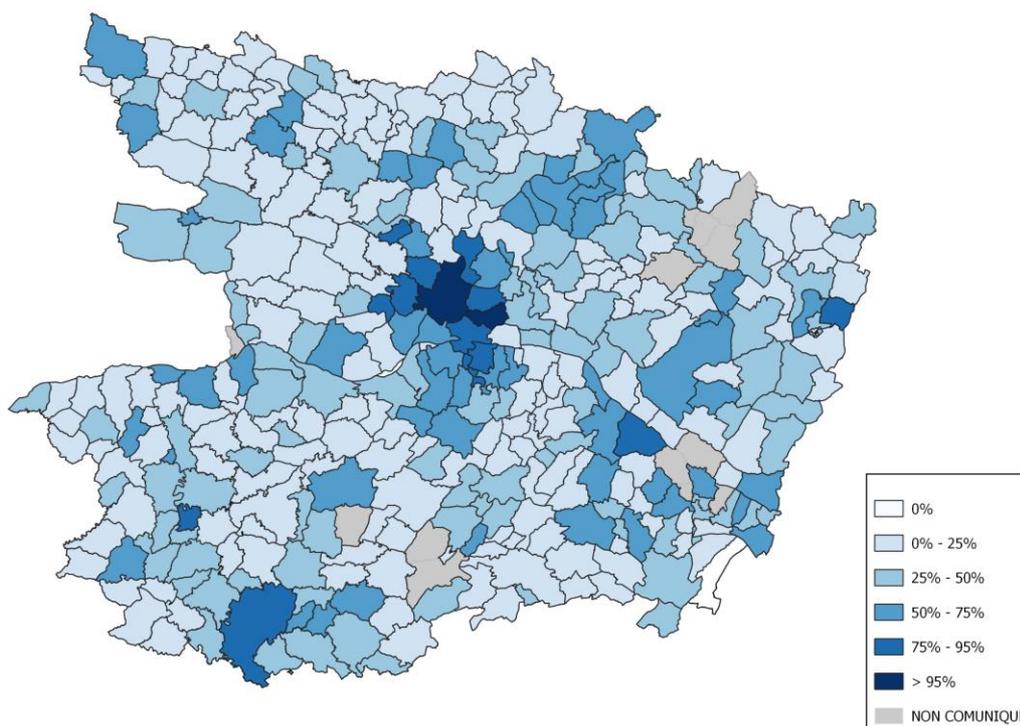
Notons que afin de poursuivre l'intégration des ouvrages dans l'environnement et garantir sur le long terme leur résilience face aux aléas climatiques, le Siéml et Enedis se sont accordés pour fixer des taux minimaux de construction des ouvrages neufs en souterrain ou en technique discrète :

- 100 % en zones protégées ;
- 70 % en agglomération ;
- 50 % hors agglomération.

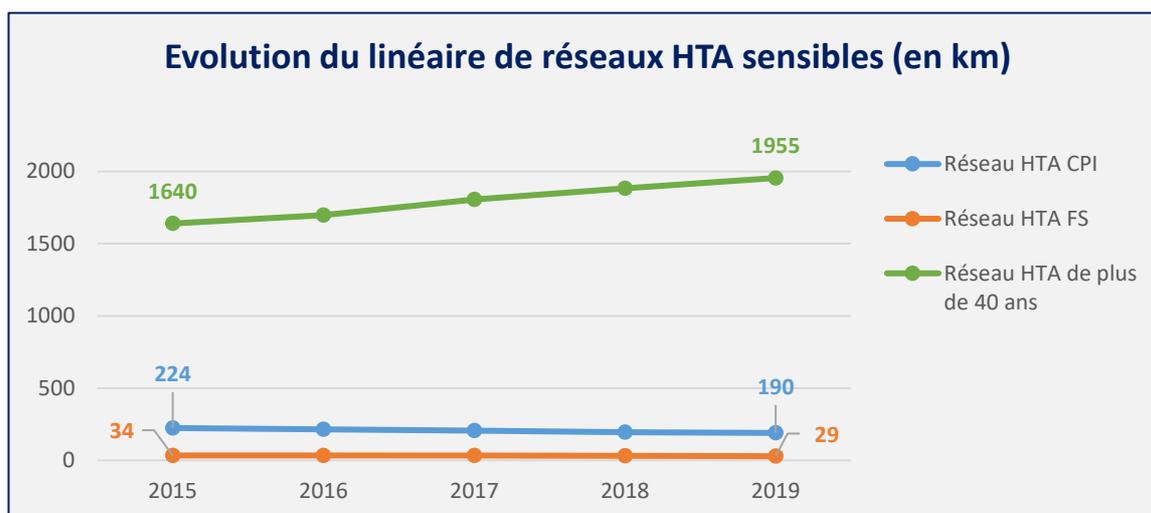
Un certain nombre de travaux engagés par le concessionnaire permettront ainsi d'améliorer ce taux d'enfouissement à l'échelle de la concession, à la fois sur les réseaux HTA et sur les réseaux BT. Ce dernier est ainsi passé de 34,5 % l'année dernière à 35,4 % à fin 2019, soit une amélioration de 2,8 %.



TAUX D'ENFOUISSEMENT RESEAU HTA PAR COMMUNE ET COMMUNE DÉLÉGUÉE 2018



b) Quelques efforts réalisés sur les réseaux HTA sensibles



Les principaux points de vigilance du réseau HTA concernent le réseau aérien nu de faible section (FS), le réseau souterrain isolé en câble à papier imprégné (CPI) et les ouvrages âgés de plus de 40 ans. Globalement, à fin 2019, on observe une diminution du linéaire de ces réseaux dits sensibles à l'exception des réseaux de plus de 40 ans qui continuent d'augmenter.

Une réduction du linéaire de réseaux HTA aériens nus de faible section (FS)

En kilomètres	2018	2019	Variation
Réseau HTA aérien	7 532	7 471	- 0,8 %
<i>Réseau HTA aérien torsadé</i>	11	11	-
<i>Réseau HTA aérien nu</i>	7 521	7 460	- 0,8 %
<i>dont réseau HTA aérien FS</i>	31	29	- 6,5 %

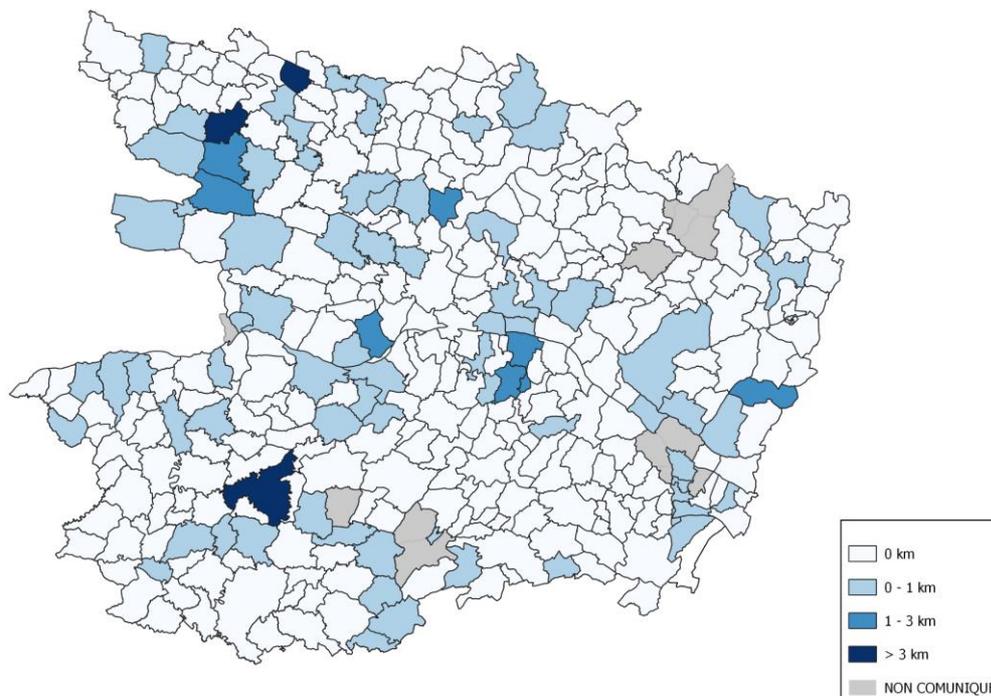
Même s'ils ne représentent que 0,25 % du réseau HTA (29 km à fin 2019), les lignes de faible section sont des ouvrages particulièrement sensibles aux aléas climatiques et nécessitent des investissements conséquents.

De ce fait, la politique d'Enedis vise à réduire significativement le nombre de réseaux HTA aériens de faible section : le concessionnaire s'engage en effet au travers du nouveau contrat de concession de la distribution publique d'électricité à traiter l'ensemble de ces réseaux qui s'avèreraient incidentogènes d'ici 2050 et à en traiter au minima 30 km sur les 33 km identifiés lors de la signature du schéma directeur des investissements entre le S.

Pour le moment, les taux de résorption des réseaux HTA aériens de faibles sections sont en cohérence avec les prévisions d'investissements énoncées à titre indicatif dans le programme pluriannuel d'investissements 2020 -2024. La trajectoire semble donc satisfaisante pour le Siéml puisque si Enedis maintient ce rythme de travaux, les derniers linéaires devraient être résorbés bien avant le terme du contrat de concession.

Notons toutefois que, par rapport à d'autres territoires, le département du Maine-et-Loire dispose d'un taux de réseau HTA de faible section relativement faible. En effet, cette typologie de réseau représente sur le département 0,4 % du réseau aérien HTA contre 1,3 % en moyenne à l'échelle nationale.

KILOMÈTRE RESEAU HTA FAIBLE SECTION PAR COMMUNE ET COMMUNE DÉLÉGUÉE 2018



Une diminution continue du linéaire de réseau HTA souterrain isolé en câble à papier imprégné

En kilomètres	2018	2019	Variation
Réseau HTA souterrain	3 963	4 102	+ 3,5 %
Réseau HTA souterrain CPI	195	190	- 2,6 %

Le réseau HTA souterrain isolé en câble papier imprégné (CPI), même s'il ne représente que 2,7 % des réseaux HTA (190 km à fin 2019), est lui aussi considéré comme devant faire l'objet d'une attention particulière. Dans ce cadre, le Siéml pousse Enedis à engager une politique volontariste de résorption de ces linéaires de réseaux malgré le fait que le concessionnaire estime que l'incidentologie des tronçons soit variable et non généralisée.

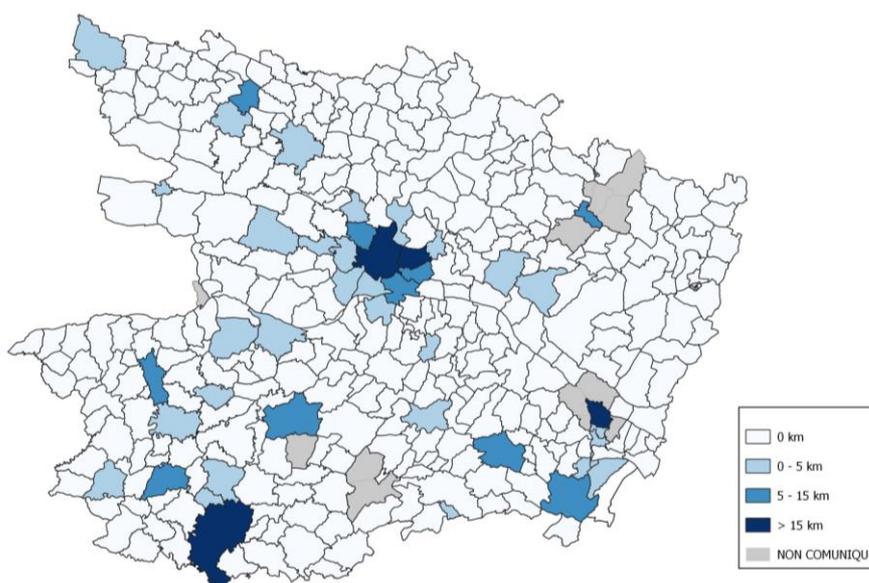
Aussi, grâce à des analyses big data menées à l'échelle de la concession, Enedis caractérise et classe les réseaux HTA CPI selon leur risque statistique d'incident et leur enjeu client. Il adapte ensuite son rythme de traitement au regard de résultats statistiques obtenus, sachant que l'objectif global affiché du concessionnaire est de renouveler au plus tôt et à mesure de sa capacité financière et technique les réseaux à risque statistique élevé et à fort enjeu client.

Rappelons que, dans le cas où des réseaux HTA CPI considérés à date à risque statistique élevé et à faible enjeu client ne seraient pas renouvelés au terme du contrat de concession actuel (d'ici 2050), le concessionnaire s'est engagé à justifier et à expliquer les raisons pour lesquelles ces réseaux n'ont fait l'objet d'aucun traitement.

De même, afin de contribuer à la fiabilisation et à l'amélioration du patrimoine HTA, Enedis s'est engagé à étudier toute opportunité de renouvellement des réseaux CPI en coordination avec les travaux d'aménagement de voirie. Le concessionnaire prendra en compte les projets des collectivités locales et d'autres concessionnaires, la nature des travaux engagés ainsi que l'environnement des travaux dans la décision de renouvellement coordonné. Cette politique devrait contribuer à réduire le linéaire de réseaux sensibles à l'échelle de la concession.

Notons toutefois que, par rapport à d'autres départements, le Maine-et-Loire dispose d'un taux de réseau HTA CPI relativement faible. En effet, cette typologie de réseau représente sur le département 4,6 % du réseau souterrain HTA contre 6,3 % en moyenne à l'échelle nationale.

KILOMETRE RESEAU HTA A ISOLANT PAPIER PAR COMMUNE ET COMMUNE DÉLÉGUÉE



Le vieillissement des infrastructures et le réseau HTA de plus de 40 ans

En kilomètres	2018	2019
Réseau HTA < 10 ans	1 630	1 610
Réseau HTA > 10 et < 20 ans	1 927	1 904
Réseau HTA > 20 et < 30 ans	3 138	3 019
Réseau HTA > 30 et < 40 ans	2 917	3 085
Réseau HTA > 40 ans	1 883	1 955

Globalement, à l'échelle de la concession, le linéaire de réseau HTA a tendance à vieillir. A fin 2019, on observe notamment que le linéaire de réseau HTA de plus de 40 ans a augmenté de 3,8 % par rapport à l'année précédente pour atteindre 1 955 km, soit 17 % du réseau HTA total.

Rappelons toutefois que l'âge moyen des réseaux ne peuvent constituer à eux seuls des indicateurs pertinents pour établir une causalité quelconque avec l'état ou le niveau d'accidentologie des réseaux. L'objectif est avant tout d'identifier les éventuelles fragilités du réseau sur lesquelles une vigilance particulière devra être opérée.

Aussi, l'augmentation constante des linéaires de plus de 40 ans depuis plusieurs années tend à prouver que les efforts de renouvellement d'ouvrages menés par Enedis ne parviennent pas à totalement compenser le vieillissement des infrastructures.

c) La politique de prolongation de la durée de vie des ouvrages HTA (PDV) menée par le concessionnaire

Même si plus de 90 % des réseaux sont aujourd'hui construits en souterrain, le stock de réseau aérien HTA reste particulièrement important. Sensible aux aléas climatiques, ce linéaire de réseau impacte significativement la continuité de fourniture et nécessite des politiques d'investissements conséquentes.

A cette fin, Enedis s'est fixé deux enjeux stratégiques :

- **enfouissement des réseaux** : réduire la vulnérabilité aux aléas climatiques majeurs des réseaux HTA en enfouissant les lignes dans les zones sensibles aux risques vent et bois ;
- **prolongation de la durée de vie des ouvrages** : améliorer la fiabilité dans le temps des lignes HTA aériennes pérennes qui ne seront pas enfouies à court terme en réalisant des campagnes de remplacement massif des éléments dégradés (armements, isolateurs, attaches...). Ces actes de remplacement ciblés permettent de prolonger la durée de vie des ouvrages traités pour 15 ans minimum.

Pour le concessionnaire, ces actions de PDV représentent la solution technique et économique la plus optimale, bien avant l'enfouissement de réseaux jugé trop coûteux. En 2019, 8 départements HTA et 62 kilomètres de réseaux HTA ont été traités à l'échelle de la concession par des actions de prolongation de durée de vie des ouvrages

Pour le Siéml, ce renouvellement partiel des ouvrages HTA aériens par des opérations de prolongation de vie des ouvrages comporte un certain risque d'obsolescence du patrimoine qu'il convient de suivre dans la durée. Le Siéml restera donc particulièrement vigilant à ce sujet afin d'évaluer l'efficacité de la démarche.

B- LA MODERNISATION DES POSTES DE TRANSFORMATION HTA / BT

	2018	2019
Postes HTA / BT au total	16 375	16 467
<i>Postes sur poteau (H61)</i>	8 910	8 833
<i>Postes cabines hautes</i>	402	389
<i>Postes cabines basses</i>	1 048	1 049
<i>Autres postes</i>	6 015	6 196

A fin 2019, on observe que près de 50 % des postes de transformation sont toujours des postes sur poteau ou des postes cabines hautes. Malgré tout, on peut noter une diminution du nombre d'ouvrages de ce type, remplacés peu à peu par des postes de nouvelle génération notamment lors des travaux d'enfouissement de réseaux. Cette politique de modernisation des postes de transformation est saluée par le Siéml puisque 23,5 % des postes HTA / BT ont toujours plus de 40 ans à fin 2019.

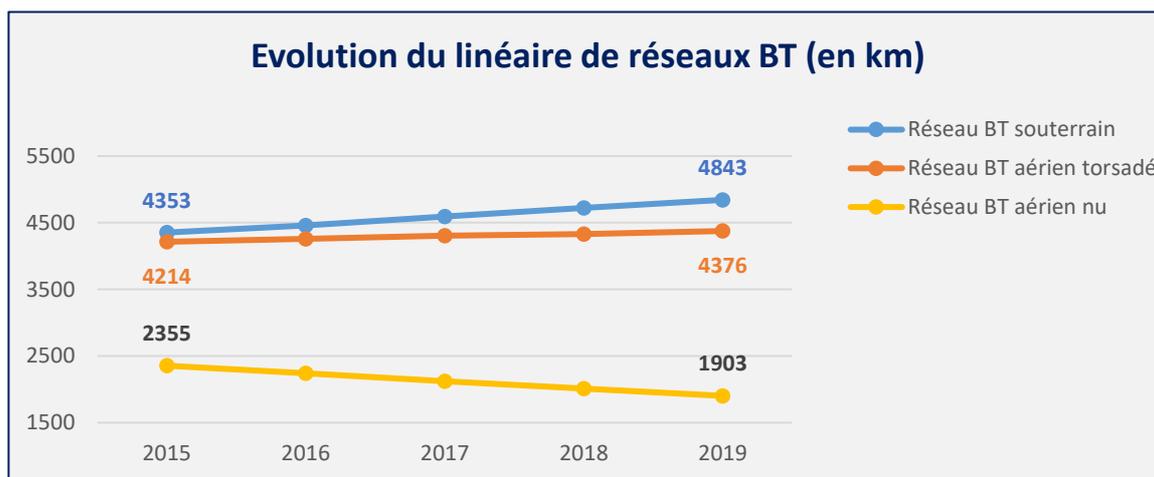
Par ailleurs, dans le cadre du traitement des transformateurs contenant du PCB (polychlorobiphényles appelés plus couramment « pyralène »), Enedis mène depuis 2003 un plan de résorption et de mise en conformité des transformateurs afin de respecter les dispositions réglementaires en vigueur. Entre 2003

et 2013, l'entièreté des transformateurs contenant plus de 500 ppm (parties par million) de PCB ont été traités ; depuis 2013, Enedis s'engage à décontaminer ou à éliminer l'ensemble des appareils contenant entre 50 et 500 ppm.

En 2019, 80 transformateurs ont ainsi été dépollués sur la concession électrique de Maine-et-Loire.

C- L'ÉVOLUTION DU RÉSEAU BT

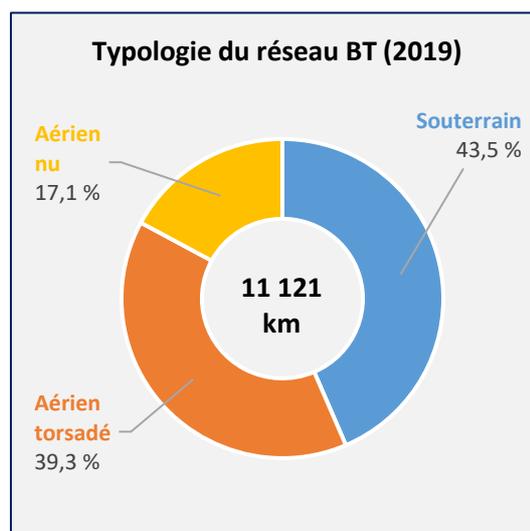
a) Un réseau BT majoritairement souterrain



A fin 2019, le réseau BT de la concession électrique de Maine-et-Loire s'étend sur une longueur de 11 161 km, soit 54 km de réseaux BT supplémentaires par rapport à l'année précédente. La politique de travaux menée par Enedis, couplée à celle menée par le Siéml en tant que maître d'ouvrage conformément à l'article 5 de l'annexe 1 du cahier des charges de concession, ont notamment permis de continuer à faire augmenter le taux d'enfouissement des réseaux BT, atteignant ainsi un taux de 43,5 % sur la concession électrique de Maine-et-Loire.

Cependant, il est à noter qu'à fin 2019 le réseau BT aérien est constitué à 30,3 % de lignes aériennes nues contre environ 16 % en moyenne au niveau national. De même, par rapport au linéaire de réseau BT total, les lignes aériennes nues représentent encore plus de 17 %, contre environ 9 % en moyenne au niveau national.

Ainsi, malgré des efforts réalisés par le concessionnaire pour diminuer ces taux et résorber les linéaires de fils nus au fil des années, des travaux importants doivent selon le Siéml encore être menés pour fiabiliser ce patrimoine aérien particulièrement incidentogène : le réseau BT aérien nu est dix fois plus incidentogène que les réseaux BT torsadés et souterrains.

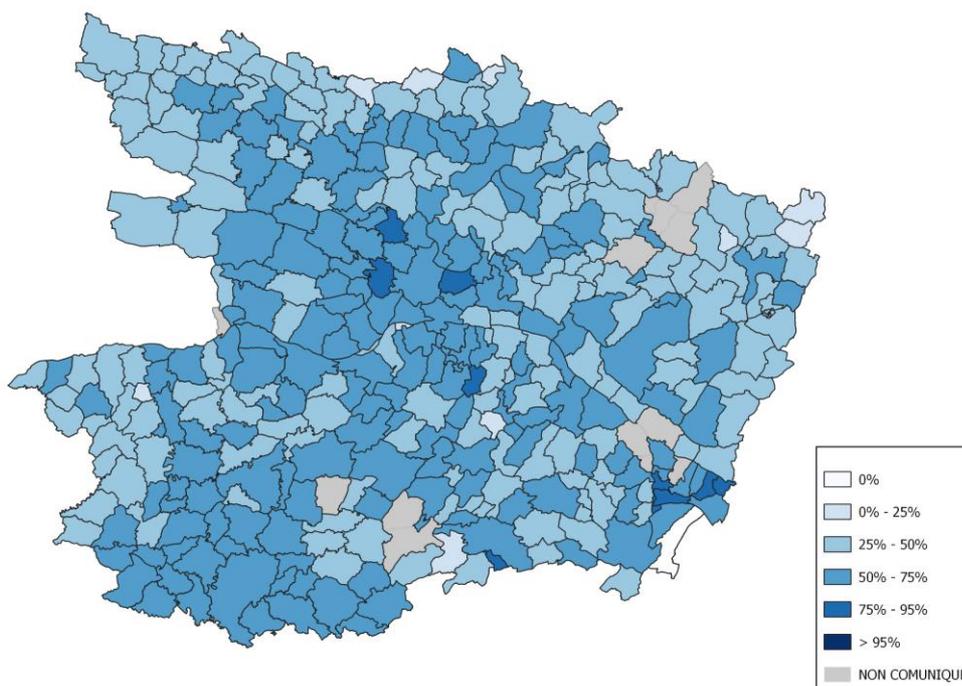


Face à ce constat, Enedis défend depuis plusieurs années une position constante, mettant en avant le fait que le renouvellement des réseaux BT aériens est orienté prioritairement vers le patrimoine de fils nus de faible section. Les câbles BT aériens nus ne sont globalement renouvelés que lorsqu'ils présentent une incidentologie particulière, ce qui réduit considérablement les travaux. Aussi, afin de

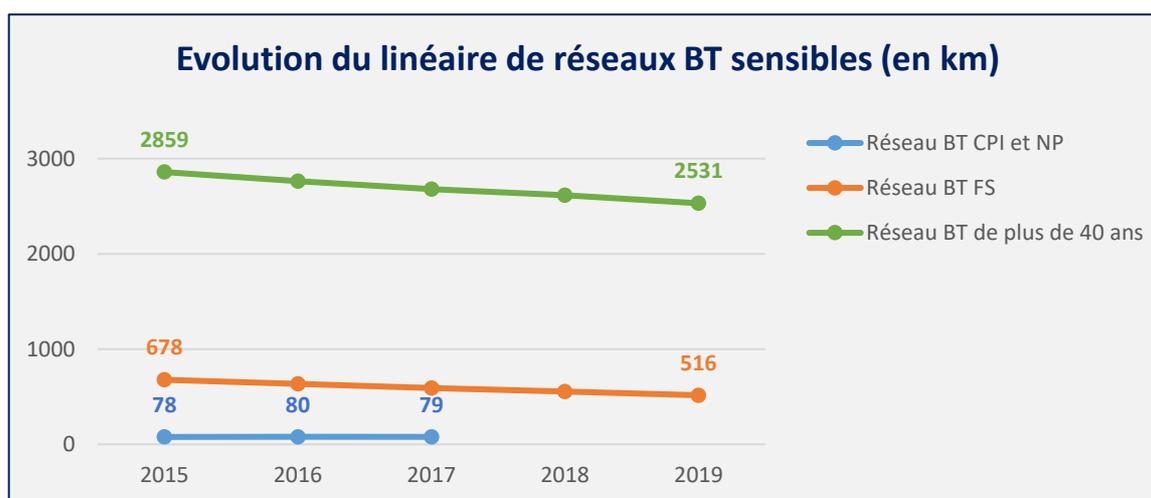
vérifier la pertinence de la position d'Enedis sur ce sujet, le volume de réseau BT FS renouvelés par le concessionnaire au fil du temps sera évalué dans la partie suivante.

A noter qu'à l'inverse, le Siéml, dans le cadre des travaux relevant de sa maîtrise d'ouvrage, préfère adopter une posture préventive permettant de limiter les incidents avant même que ceux-ci se produisent. Pour cette raison, le syndicat s'engage à supprimer la totalité des réseaux BT aériens nus relevant de sa maîtrise d'ouvrage sur les communes rurales du Maine-et-Loire à horizon 2050.

TAUX D'ENFOUISSEMENT RESEAU BT PAR COMMUNE ET COMMUNE DÉLÉGUÉE 2018



b) Une diminution globalement continue du stock de réseaux BT sensibles



Les principaux points de vigilance du réseau BT concernent les réseaux aériens nus de faible section et les ouvrages âgés de plus de 40 ans.

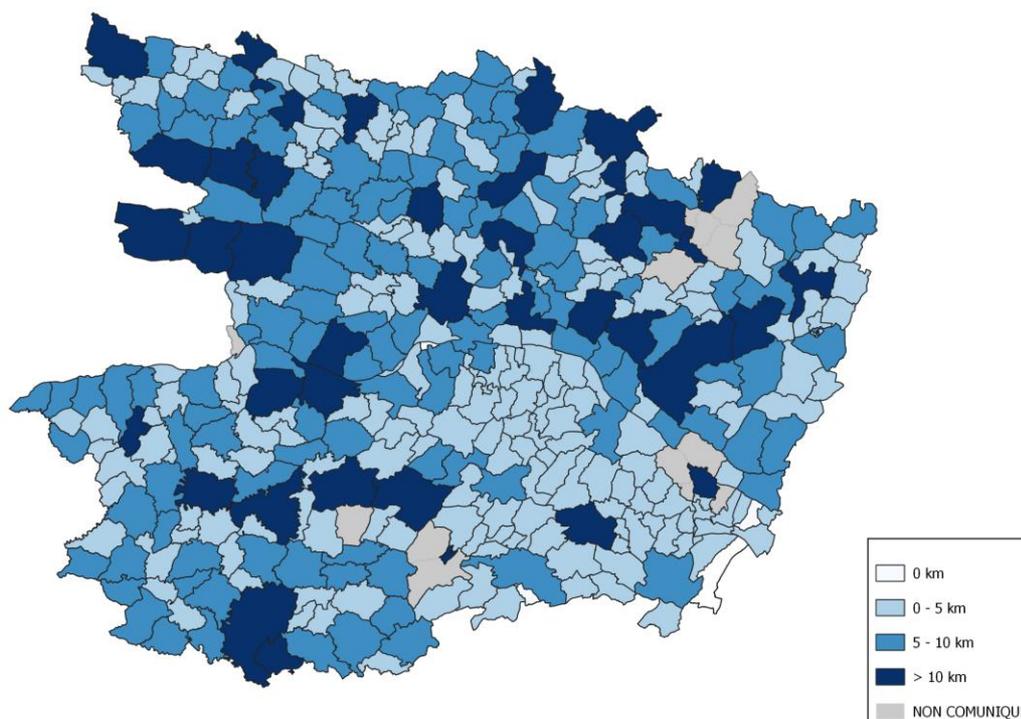
Le réseau BT aérien nu de faible section (FS)

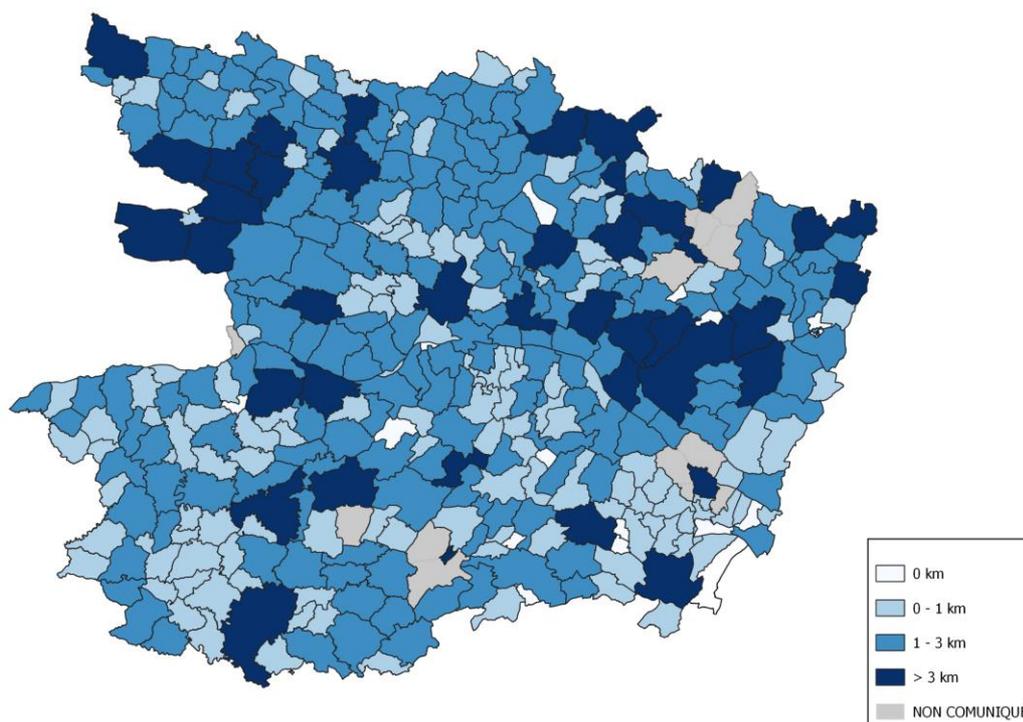
En kilomètres	2018	2019	Variation
Réseau BT aérien	6 346	6 279	- 1,1 %
<i>Réseau BT aérien torsadé</i>	4 332	4 376	+ 1 %
<i>Réseau BT aérien nu</i>	2 014	1 903	- 5,5 %
<i>dont réseau BT aérien FS</i>	554	516	- 7 %

A fin 2019, le réseau BT aérien nu de faible section représentait 8,2 % du réseau BT aérien et 4,6 % du réseau BT total. Ces taux restent malgré tout supérieurs aux moyennes nationales puisque, à titre de comparaison, le réseau BT FS représente à l'échelle nationale en moyenne 4,2 % du réseau aérien BT, soit un taux presque deux fois moins important que le taux départemental.

Compte tenu du caractère particulièrement incidentogène de cette typologie d'ouvrage, Enedis et le Siéml partagent une ambition forte relative à la résorption du stock de réseau BT FS. D'ici 2050, le Siéml s'engage sur une suppression totale des réseaux aériens nus de faible section en installation dans les communes rurales ; Enedis s'engage quant à lui à traiter l'ensemble de ces ouvrages de ce type qui s'avèreraient incidentogènes et a minima 130 km sur les 137 km en installation dans les communes urbaines à fin 2017.

KILOMÈTRE RESEAU BT AERIEN NU PAR COMMUNE ET COMMUNE DÉLÉGUÉE 2018





Un linéaire BT de câbles papier (CPI) ou à neutre périphérique (NP) stable

En kilomètres	2015	2016	2017	2018	2019
Réseau BT souterrain	4 353	4 461	4 595	4 722	4 842
<i>Réseau BT souterrain CPI et NP</i>	78	80*	79	NC	NC

* hausse du stock de 2 km à la suite d'une correction d'anomalie cartographique

Les longueurs de réseaux BT souterrains de type CPI et NP sont estimées à partir des dates de constructions des ouvrages mentionnées dans le SIG. Elles sont donc à considérer avec précaution. Toutefois, il semble se dessiner une certaine stabilité du linéaire de réseaux CPI et NP à l'échelle de la concession.

En effet, ces réseaux ne présentent pas d'incidentologie particulière à ce jour et sont donc traités par Enedis de manière ciblée selon les besoins identifiés. Si cette technologie de câbles devenait incidentogène, Enedis s'engage toutefois à prendre les mesures nécessaires pour procéder à leur renouvellement.

Par ailleurs, dans le cas d'aménagements urbains, Enedis s'engage à étudier toute opportunité de coordination de travaux et de renouvellement des réseaux BT de type CPI.

Le réseau BT de plus de 40 ans

En kilomètres	2018	2019
Réseau BT < 10 ans	2 323	2 271
Réseau BT > 10 et < 20 ans	2 475	2 467
Réseau BT > 20 et < 30 ans	2 669	2 644
Réseau BT > 30 et < 40 ans	985	1 210
Réseau BT > 40 ans	2 615	2 531

Depuis plusieurs années, le linéaire de réseau BT de plus de 40 ans a tendance à diminuer à l'échelle de la concession. Entre 2018 et 2019, cette typologie d'ouvrage a notamment diminué de 3,2 %. Aujourd'hui, elle représente 22,8 % du réseau BT total sur la concession électrique du Maine-et-Loire.

D- BILAN DE LA PARTIE PATRIMOINE

Points positifs	<ul style="list-style-type: none"> - Une globale amélioration des taux d'enfouissement HTA et BT à l'échelle de la concession. - Une globale diminution des stocks de réseaux HTA et BT sensibles, notamment des réseaux de faibles sections et des réseaux BT de plus de 40 ans. Concernant les FS, les rythmes de résorption actuels semblent cohérents avec les ambitions du cahier des charges de concession et du schéma directeur des investissements. - Un taux de réseaux HTA isolés en câble à papier imprégné (CPI) particulièrement faible par rapport au national et en diminution depuis plusieurs années (moins de 5 % du réseau HTA souterrain). - Un rythme continu de modernisation et de dépollution des postes HTA/BT satisfaisant sur le territoire.
Points à améliorer	<ul style="list-style-type: none"> - Un vieillissement des réseaux HTA. - Un taux de réseau BT nus (17 % du réseau BT) près de 2 fois supérieur à la moyenne nationale. - Un taux de réseau BT de faible section (8,6 % du réseau BT aérien) encore 2 fois supérieur à la moyenne nationale.

3- LA QUALITÉ DE LA FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ

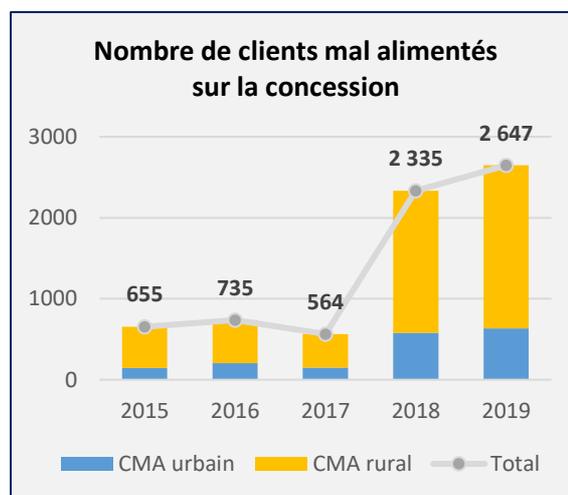
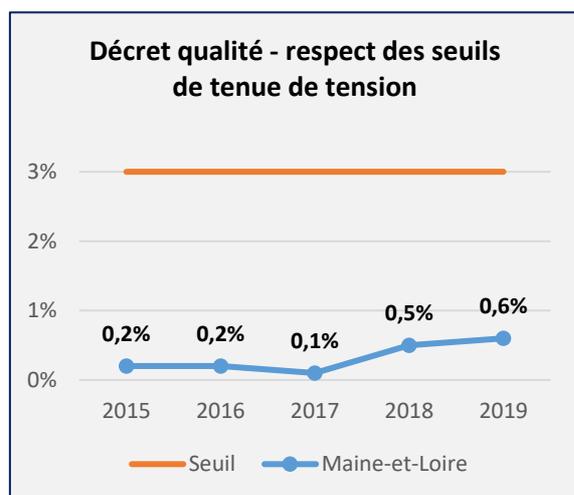
A- LA TENUE DE TENSION

Pour mémoire, le décret 2007-1826 du 24 décembre 2007 relatif aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité détermine les seuils de pourcentage d'usagers ne devant subir une qualité de distribution dégradée sur les deux items de la qualité de fourniture : la continuité de fourniture et la tenue de tension. Ainsi, le niveau global de continuité est respecté si moins de 5 % des usagers de la concession départementale subissent 6 coupures longues, 35 coupures brèves ou s'ils subissent une durée cumulée de coupures supérieure à 13 heures ; concernant la tenue de tension, il faut que le nombre de clients mal alimentés à l'échelle de la concession départementale ne dépasse pas 3 % du nombre de clients total.

En l'absence de moyens permanents de surveillance de la tension chez les clients, Enedis utilise un modèle statistique qui, compte tenu de la structure du réseau, de la répartition des consommations et des courbes de charges types, donne une évaluation dans des situations défavorables (forte charge en hiver) du nombre de clients susceptibles de subir des tensions anormales en dehors des plages prévues. La plage de variation admise est de + 10 % ou - 10 % par rapport à la tension nominale, soit une tension admissible comprise entre 207 volts et 253 volts en basse tension pour les branchements monophasés. Cette méthode statistique, homogène sur l'ensemble du territoire national, est appelée la méthode « GDO-SIG ».

À la suite des réflexions menées au niveau national dans le cadre d'un groupe de travail associant des représentants de la FNCCR et des autorités concédantes, Enedis a fait évoluer sa méthode statistique en 2018 de façon à prendre en compte dans la modélisation, d'une part, la croissance significative de la production décentralisée sur le réseau basse tension, et d'autre part, les données de consommation des compteurs Linky qui permettent de fiabiliser les historiques de consommation et les profils de charge utilisés dans la méthode statistique. Cette évolution a conduit à une augmentation significative du nombre de clients mal alimentés en 2018 (+ 300 % par rapport à 2017) et en 2019 (+ 13 % par rapport à 2018).

Ainsi, un client est considéré comme mal alimenté au sens de la tenue de tension lorsque son point de connexion au réseau connaît au moins une fois dans l'année une tension BT en dehors des plages de variation précitées. Au sens du décret qualité, le taux de clients mal alimentés à ne pas dépasser est fixé à 3 % du nombre de clients total à la maille du département.



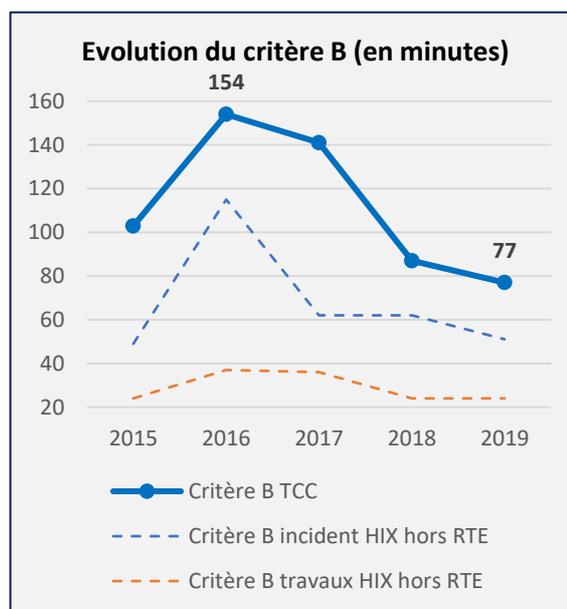
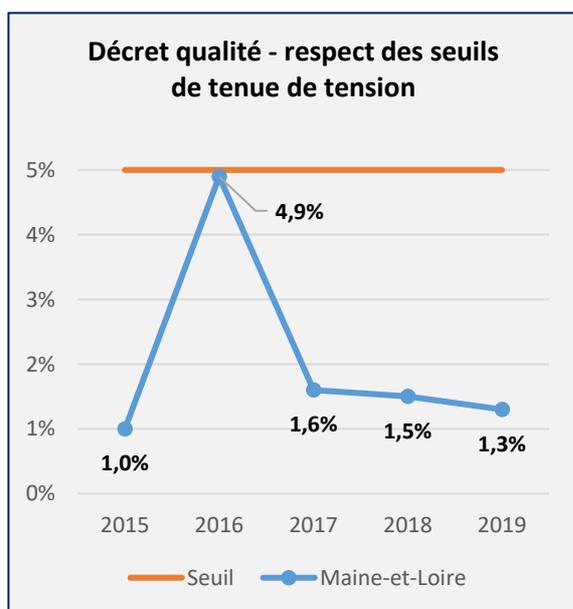
En 2019, le taux de clients mal alimentés à la maille de la concession de Maine-et-Loire est de 0,6 %, soit nettement en deçà du seuil limite de 3 % fixé par le décret qualité. A noter toutefois que ce taux a subi une nette augmentation depuis 2017. Comme précisé plus haut, cette augmentation serait due selon Enedis à la fiabilisation des historiques de consommation des clients liée à l'amélioration continue des flux de télé-relèves permise par Linky et à l'intégration au modèle existant de la production basse tension. Au total en 2019, 2 647 clients BT sont considérés comme mal alimentés du fait d'une tension d'alimentation inférieure au seuil minimal de tension admissible.

Concernant la méthode statistique d'évaluation du nombre de clients mal alimentés en tenue de tension au sens de l'arrêté de 2007 suscitée, le Siéml souhaite rappeler que même si la GDO-SIG reste l'outil de référence, cette méthode présente certaines caractéristiques de modélisation qu'il convient de garder à l'esprit :

- tous les clients mal alimentés dont la levée de contrainte passe par une opération sur le réseau HTA ne sont pas détectés par GDO-SIG, les chutes de tension HTA étant plafonnées à 5 % ;
- les valeurs utilisées dans GDO-SIG pour les prises à vide des transformateurs HTA/BT sont optimisées par défaut indépendamment du réglage réel sur le terrain ;
- enfin, cette méthode tient compte de valeurs de réglage en charge des postes source non communiquées à l'AODE.

B- LA CONTINUITÉ D'ALIMENTATION

Pour mémoire, la continuité de l'alimentation est évaluée à partir du critère B, un indicateur qui mesure le temps pendant lequel un client alimenté en basse tension est privé d'électricité en moyenne, quelle que ce soit la cause de l'interruption de fourniture. Sont ainsi comptabilisés dans cet indicateur à la fois les coupures pour travaux et les coupures pour incidents.



De manière globale, les seuils du décret qualité sur la continuité d'alimentation sont respectés sur les 5 dernières années. En effet, le taux de clients dépassant les 6 coupures longues, 35 coupures brèves ou plus de 13 heures de coupures cumulées est, depuis 2015, toujours inférieur à 5 % sur le département (même en 2016 et 2017, années marquées par des événements climatiques importants).

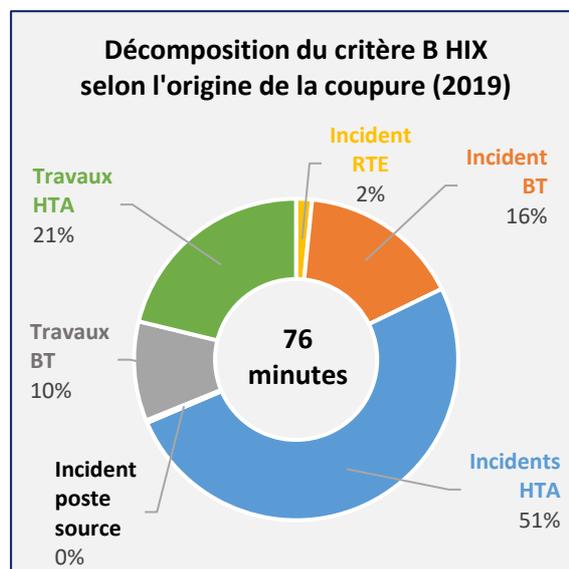
En minutes	2018	2019	Variation
Critère B toutes causes confondues (TCC)	87,2	77,4	- 11,2 %
Critère B hors incident exceptionnel (HIX)	85,9	76	- 11,5 %
Critère B HIX hors RTE	85,9	74,8	- 12,9 %
<i>Incidents poste source</i>	2,5	0,2	- 92 %
<i>Incidents HTA</i>	47,1	38,6	- 18,1 %
<i>Incidents BT</i>	12,3	12,3	0 %
<i>Travaux HTA</i>	16,3	16,1	- 1,2 %
<i>Travaux BT</i>	7,7	7,6	- 1,3 %

A fin 2019, on observe que le niveau de qualité de la continuité d'alimentation s'est de nouveau amélioré par rapport à l'année précédente : pour l'année 2019, le critère B TCC (c'est-à-dire le temps moyen de coupure par client BT toutes causes confondues) est de 77,4 minutes. Hors incidents liés au gestionnaire de réseau de transport RTE, ce temps de coupure descend à 76,2 minutes en 2019, soit nettement en deçà de la moyenne nationale (93,4 minutes TCC hors RTE).

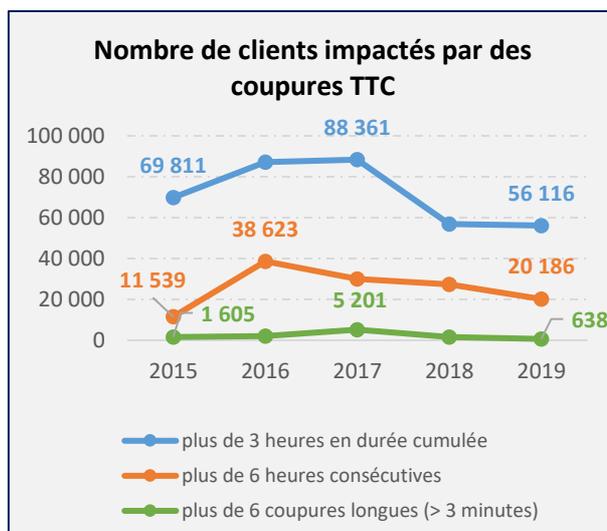
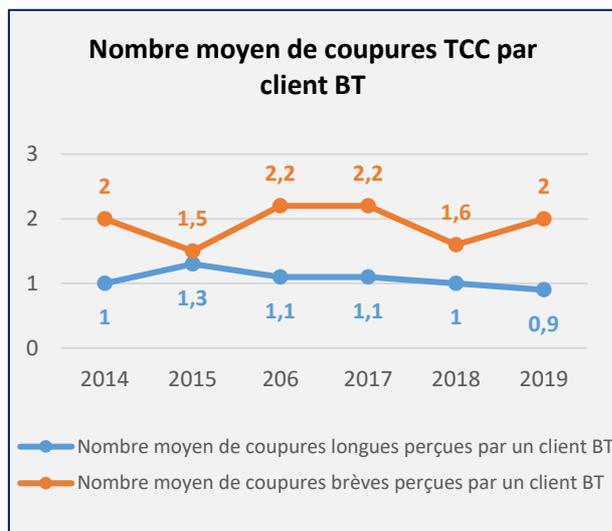
Notons d'ailleurs qu'entre 2018 et 2019, l'ensemble des temps moyen de coupure par client BT, quelle que soit la cause (incidents ou travaux), ont diminué – à l'exception du critère B incident BT qui est resté stable cette année.

En 2019, les incidents sur le réseau HTA sont responsables de plus de la moitié du temps de coupure moyen subi par un usager de la concession. Les incidents subis par ce réseau, majoritairement aérien pour mémoire, demeurent donc la principale cause de discontinuité d'alimentation en Maine-et-Loire.

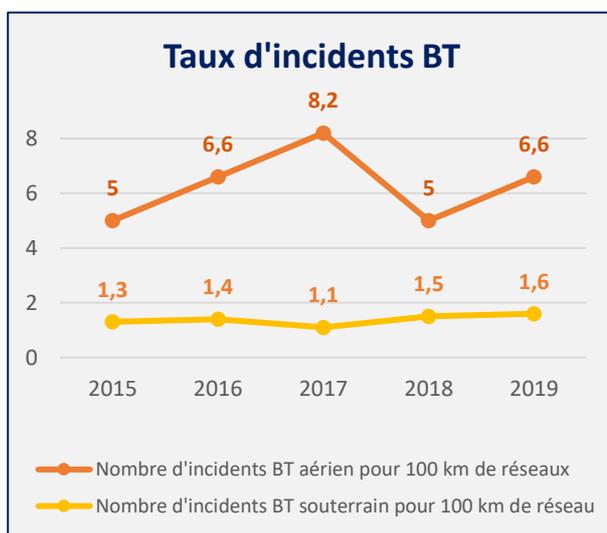
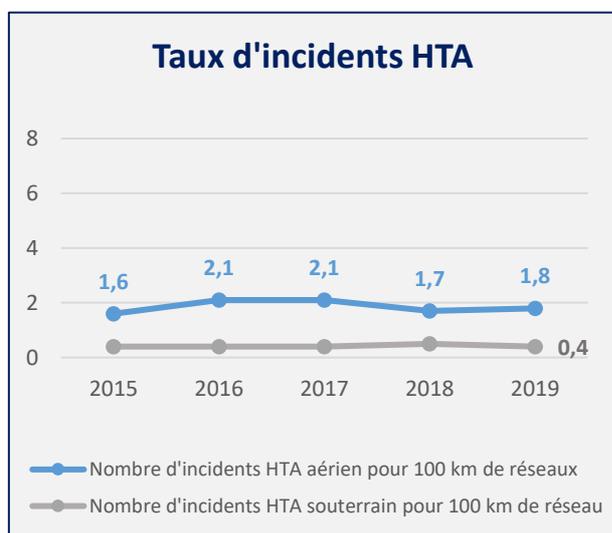
A noter également que sur 2019, le critère B travaux représente plus de 30 % du temps de coupure moyen subi par un usager de la concession, hors incident exceptionnel. Cet indicateur est notamment fortement impacté par les coupures pour opération programmée d'élagage préventif. En effet, le programme d'élagage mené par Enedis nécessite, avec la nouvelle législation applicable, de réaliser davantage de travaux avec mise hors tension des réseaux qu'auparavant.



C- LES COUPURES ET INCIDENTS SUR LE RÉSEAU



Cette planche sur les coupures clients permet de suivre quelques indicateurs à l'échelle de la concession départementale. Ainsi, dans la continuité de la baisse des temps moyen de coupure observée précédemment, les graphiques ci-dessus témoignent d'une diminution globale du nombre moyen de coupures perçues par un client BT et d'une diminution du nombre de clients impactés par les diverses typologies de coupures. En revanche, le nombre moyen de coupures brèves perçues par un client BT a quant à lui légèrement ré-augmenté entre 2018 et 2019, atteignant en moyenne 2 coupures brèves par usager BT et par an.



Par ailleurs, on observe cette année des taux d'incidents HTA et BT en augmentation par rapport à l'année précédente. En 2019, on aurait donc recensé davantage d'incidents que les années précédentes sur les réseaux, mais n'ayant pas nécessairement impacté un nombre significatif de clients puisque les indicateurs critère B et nombre de clients coupés restent au vert.

D- BILAN DE LA PARTIE QUALITE

Points positifs	<ul style="list-style-type: none"> - Respect durable des seuils du décret qualité sur la tenue de tension et la continuité d'alimentation. - Amélioration du critère B (temps de coupure moyen par usager). - Diminution du nombre clients impactés par des coupures.
Points à améliorer	<ul style="list-style-type: none"> - Augmentation importante du nombre du clients mal alimentés (CMA), certes liée à une évolution de la méthode statistique utilisée par Enedis mais à contrôler tout de même. - Augmentation des taux d'incidents BT et HTA.

4- LES TRAVAUX ET LES INVESTISSEMENTS

La répartition de la maîtrise d'ouvrage entre le concessionnaire et l'autorité concédante est fixée par l'article 5 de l'annexe 1 du cahier des charges de concession et est fonction à la fois de la typologie des communes (urbaine ou rurale) et des catégories de travaux : renforcement, extensions, effacement, sécurisation.

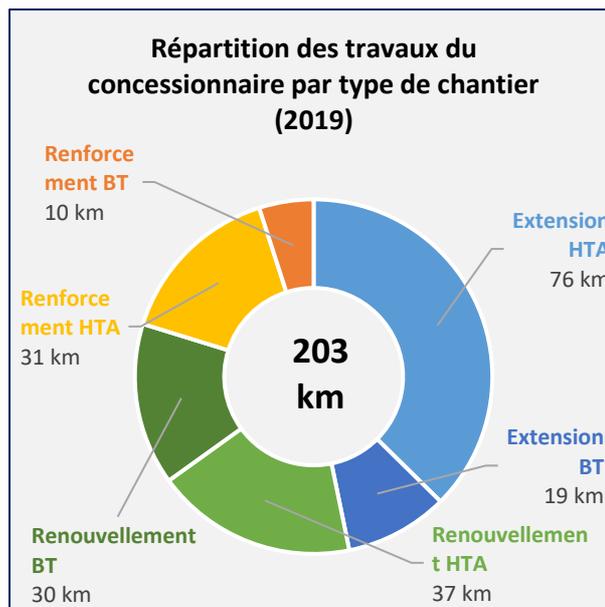
A- LA RÉPARTITION DES TRAVAUX

ENEDIS	2018	2019	Variation
Extension en km	46	95	+ 107 %
<i>Extension HTA en km</i>	26	76	+ 192 %
<i>Extension BT en km</i>	20	19	- 5 %
Renouvellement en km	45	67	+ 49 %
<i>Renouvellement HTA en km</i>	18	37	+ 106 %
<i>Renouvellement BT en km</i>	27	30	+ 11 %
Renforcement en km	86	41	- 52 %
<i>Renforcement HTA en km</i>	79	31	- 61 %
<i>Renforcement BT en km</i>	7	10	+ 43 %
Total travaux en km	177	203	+ 15 %

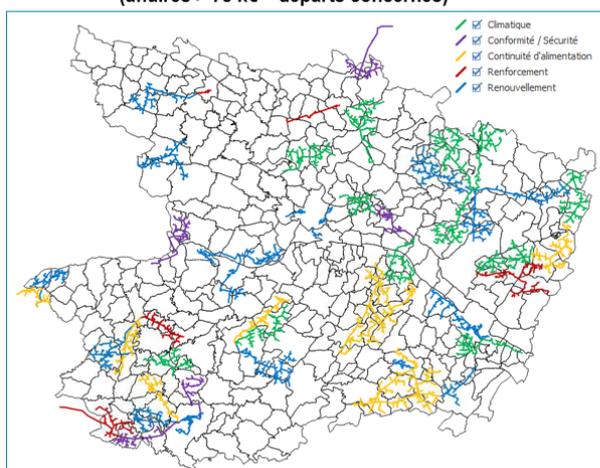
En 2019, 203 km de réseaux ont été traités sur la concession électrique, soit 15 % de plus que l'année précédente. Cependant, cette augmentation n'a pas concerné l'ensemble des typologies de travaux de la même manière.

Aussi, on observe qu'en 2019, près de la moitié des travaux du concessionnaires ont concerné des travaux d'extensions de réseaux, majoritairement HTA. Ces dernières ont d'ailleurs augmenté de presque 200 % par rapport à l'année précédente.

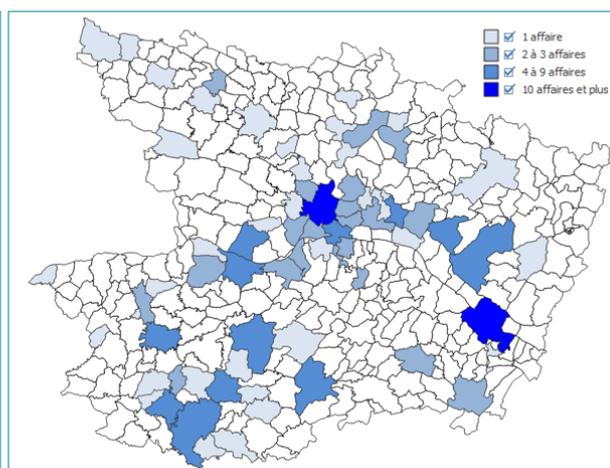
A l'inverse, les travaux du concessionnaire relatifs au renforcement des réseaux HTA a particulièrement diminué cette année (- 61 %).



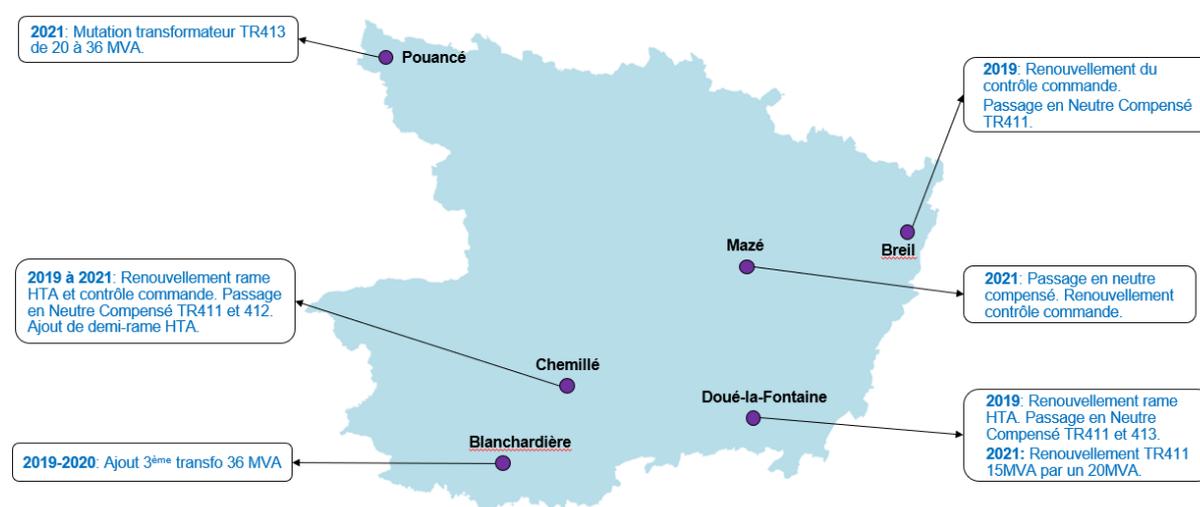
Principaux travaux HTA 2019-2020 Enedis
(affaires > 75 k€ – départements concernés)



Investissements BT 2019-2020 Enedis

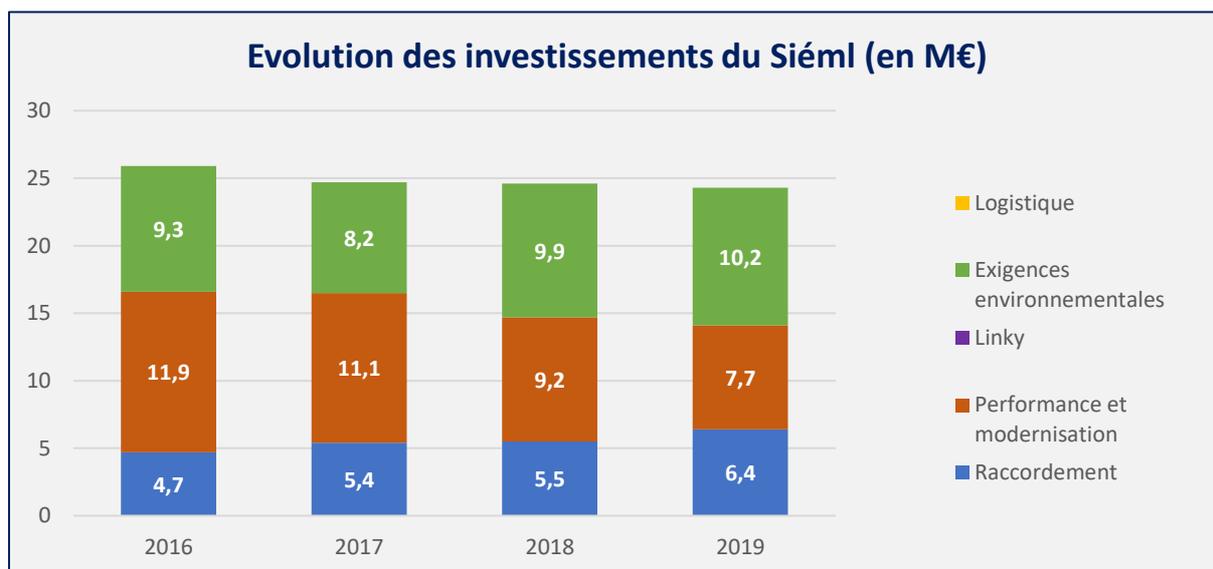


Principaux travaux Postes Sources 2019 – 2021

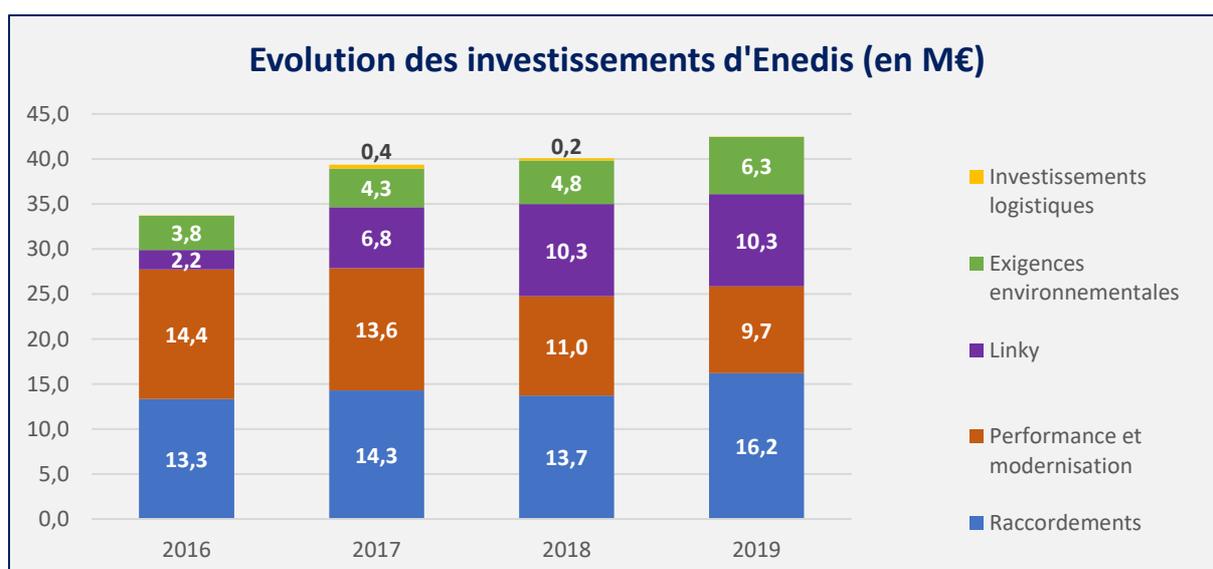


B- LES INVESTISSEMENTS

De manière générale sur l'année 2019, le volume global des investissements réalisés par Enedis sur la concession électrique de Maine-et-Loire est en augmentation par rapport à l'année 2017 et atteint 42,5 M€. En parallèle, le volume des investissements réalisés par le Siéml sur la concession électrique au titre de sa propre maîtrise d'ouvrage est de 24,3 M€ (travaux de renforcement, sécurisation, extension et effacement) et de XXX M€ pour l'ensemble des travaux réalisés sur les réseaux électriques (ajout des travaux communaux et géoréférencement).



En étudiant les tableaux de données transmis par le concessionnaire, on observe ainsi une nouvelle diminution des investissements caractérisé comme « liés à la performance et à la modernisation des réseaux », hors investissements Linky. Entre 2015 et 2019, ces investissements sont passés de 14,4 M€ à 9,7M€ (- 31 %), leur niveau le plus bas depuis les cinq dernières années.



Entre 2018 et 2019, on observe les évolutions suivantes concernant les investissements liés à « la performance et modernisation des réseaux » :

- nette diminution des investissements liés aux renforcements de réseaux HTA ;
- baisse des investissements visant à améliorer la résilience des réseaux et des postes (capacité des territoires à limiter l'effet des catastrophes et à retrouver un fonctionnement normal rapidement) ;
- baisse des investissements visant à améliorer la fiabilité des réseaux et des postes (hors PDV) ;
- augmentation des investissements de prolongation de durée de vie des ouvrages (PDV) ;
- baisse des investissements « smart grids ».

Le syndicat sera donc particulièrement attentif aux différents indicateurs de performance du réseau afin de vérifier que cette nouvelle baisse des investissements liés à la performance et à la modernisation du réseau en 2019 n'entraîne pas des problématiques de continuité d'alimentation et de qualité de tension chez les consommateurs. Notamment, le syndicat sera particulièrement vigilant au temps de coupure moyen subi par les usagers de la concession sur les années à venir.

Aussi, en parallèle cette année, les investissements liés aux raccordements des consommateurs et des producteurs, ainsi que ceux motivés par des exigences environnementales et des contraintes externes :

- raccordements (+ 18 %) ;
- intégration des ouvrages dans l'environnement (+ 23 %) ;
- sécurité et obligations réglementaires (+ 15 %) ;
- modifications d'ouvrages à la demandes tiers (+ 56 %).

C- BILAN DE LA PARTIE TRAVAUX ET INVESTISSEMENTS

Points positifs	- Augmentation des investissements motivés par des exigences environnementales et des contraintes externes (notamment intégration des ouvrages et sécurité).
Points à améliorer	- Diminution continue des investissements liés à la performance et à la modernisation des réseaux (renforcements des réseaux HTA, amélioration de la résilience et de la fiabilité des réseaux notamment).

PARTIE 2 – CONTRÔLE COMPTABLE



5- L'ANALYSE COMPTABLE ET FINANCIÈRE

A- LES PRODUITS ET CHARGES D'EXPLOITATION

A fin 2019, le résultat constaté d'exploitation de la concession, c'est-à-dire le total des produits auquel est soustrait le total des charges, est positif et s'établit à 20,2 M€. Ce résultat est en hausse par rapport à 2018 (12,9 M€).

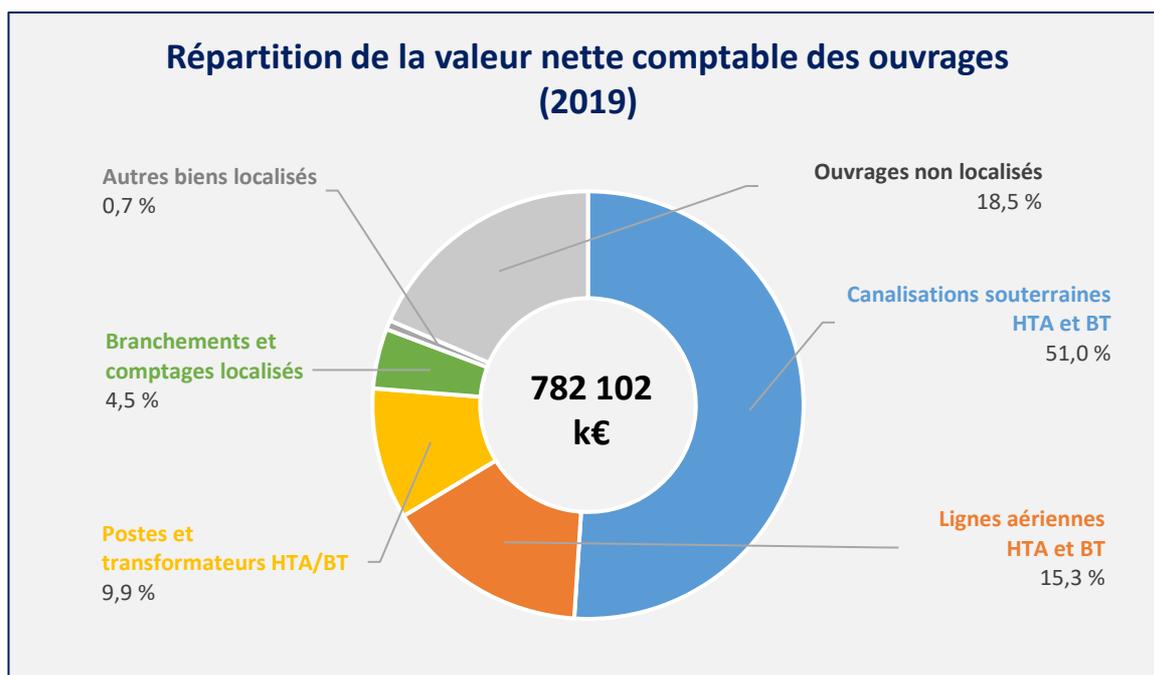
B- LA VALEUR DES OUVRAGES CONCÉDÉS

Pour mémoire, la valeur brute correspond à la valeur d'origine des ouvrages, évaluée selon leur coût d'acquisition ou de production. Elle est à différencier de la valeur nette comptable qui correspond quant à elle à la valeur brute diminuée des dotations aux amortissements.

La valeur brute comptable des ouvrages au 31 décembre 2019 est de 1 322 289 k€, soit une augmentation de 4 % par rapport à l'année précédente.

En k€	Valeur brute d'acquisition	Valeur nette après amortissement
Ouvrages localisés		
Canalisations HTA	396 395	221 408
Canalisations BT	458 916	297 301
Postes HTA/BT	115 565	49 866
Transformateurs HTA/BT	51 487	27 750
Compteurs Linky	22 980	21 268
Ouvrages collectifs de branchement	19 348	12 853
Autres bien localisés	10 436	6 802
Sous total	1 075 127	637 248
Ouvrages non localisés		
Compteurs électriques	26 150	7 086
Ouvrages de branchement	215 964	134 323
Autres biens non localisés	5 049	3 445
Sous total	247 163	144 854
Total	1 322 289	782 102

La valeur nette comptable des ouvrages au 31 décembre 2019 est de 782 102 k€ et se décompose comme suit :



Sur le plan comptable, le concessionnaire distingue les ouvrages localisés des ouvrages non localisés. A fin 2019, la valeur nette totale des ouvrages non localisés (branchements, colonnes montantes, compteurs hors Linky) représentent 18,5 % de la valeur nette totale du patrimoine de la concession.

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

Ces deux natures d'ouvrages (compteurs et transformateurs) peuvent être temporairement localisées dans des magasins gérés par le concessionnaire. Les valeurs en magasin associées à ces ouvrages sont réparties dans chaque concession concernée par le magasin au prorata des valeurs des ouvrages localisés de ladite concession, elles sont présentées de façon agrégée par nature d'ouvrage.

Dans la continuité de l'amélioration de la gestion des ouvrages et en application de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte du 17 août 2015, Enedis a également engagé des travaux de dénombrement et d'individualisation des ouvrages de branchement, qui ont permis d'aboutir au cours de l'exercice 2018 à un inventaire détaillé et localisé des compteurs pour les catégories de clients C1-C4 (marché d'affaires) et à une première étape de dénombrement et localisation sur les colonnes électriques.

- Pour le matériel de comptage, incluant les compteurs C1-C4 et les modems, l'inventaire a été réalisé à partir des bases de données techniques mises à jour suite au chantier « fin des tarifs réglementés de vente (TRV) jaune et vert ».
- Pour les colonnes électriques, cet inventaire a été mené en croisant la liste des points de livraison groupés à une même adresse avec les données cadastrales. Cette méthode, présentée aux autorités concédantes en 2018, permet selon Enedis de localiser plus précisément par commune les valeurs patrimoniales représentatives des colonnes électriques et de mettre en place dès 2018 une gestion individualisée des nouveaux ouvrages.

Ces travaux de dénombrement et de localisation des colonnes électriques ont été finalisés en mai 2019 et ont ainsi permis de fiabiliser et actualiser les données patrimoniales et comptables à l'échelle de la concession.

A fin 2019, les amortissements représentent 540 187 k€. Le taux d'amortissement des ouvrages de la concession électrique continue donc d'augmenter pour atteindre 40,9 %, marqueur de vieillissement du patrimoine concédé.

C- LES PROVISIONS POUR RENOUVELLEMENT

La provision pour renouvellement (PR) est enregistrée sur les seuls ouvrages renouvelables avant la fin du contrat de concession, et pour lesquels Enedis est maître d'ouvrage du renouvellement. Elle vient compléter l'amortissement industriel et est assise sur la différence entre la valeur d'origine des ouvrages et leur valeur de remplacement à fonctionnalités et capacités identiques. De manière générale, la PR est une écriture comptable complexe qui peut se résumer de la manière suivante :

PR = valeur de remplacement à l'identique – valeur d'origine.

Les dotations aux provisions pour renouvellement sont générées directement par le système d'information à la maille de chaque concession. Lors des renouvellements d'ouvrages, ces PR sont affectées au financement des nouveaux ouvrages construits.

Pour faire simple, la logique initiale du modèle de contrat de concession de 1992 était la suivante : compte-tenu de la nécessité de maintenir les ouvrages en bon état de fonctionnement au terme du contrat, une provision est enregistrée, en complément aux amortissements, pour couvrir le coût de remplacement à l'identique de l'ouvrage. Le coût du renouvellement d'un ouvrage à la charge du concessionnaire est plus élevé que son coût initial et les dotations aux amortissements ne suffisent pas à couvrir le coût du renouvellement. La provision ne peut être utilisée que pour et dans le cadre du renouvellement de l'ouvrage pour lequel elle a été déterminée. La loi n° 2004-803 du 9 août 2004, relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières est venue préciser que les dotations ne sont calculées que pour les ouvrages dont la fin de vie estimée est antérieure à la fin du contrat, soit fin 2022 dans le cas du Siéml.

Dans la pratique, à l'issue de la durée d'amortissement comptable de l'ouvrage, celui-ci peut encore être en bon état de fonctionnement et, à ce titre, Enedis ne procède pas à un renouvellement effectif. La provision constituée pour ce dernier est donc maintenue au bilan comptable. Il résulte ainsi un solde potentiellement excédentaire de provisions pour renouvellement au terme du contrat. Par ailleurs, Enedis ne dote en totalité la provision pour renouvellement pour les seuls ouvrages qui sont réalisés sous sa maîtrise d'ouvrage ainsi que tous ceux qui sont situés sur des communes en régime urbain d'électrification. Pour les ouvrages situés sur des communes en régime rural d'électrification et dont Enedis n'a pas été maître d'ouvrage, la provision pour renouvellement reconstituée ne couvre que 20% de la revalorisation de la valeur de remplacement.

Dans le cadre des négociations pour la rédaction d'un nouveau modèle de contrat de concession, Enedis a souhaité mettre un terme à ce dispositif en proposant d'arrêter de doter chaque année à la provision pour renouvellement. Pour Enedis, la provision pour renouvellement ne constitue pas un engagement d'investissement, l'âge des ouvrages n'étant pas pour le gestionnaire le seul critère technique du choix d'un investissement.

Au moment des discussions entre la FNCCR et Enedis sur le devenir du stock des provisions pour renouvellement, une question liée au régime fiscal des provisions s'est posée. Effectivement, le montant des provisions constituées par Enedis est déductible du bénéfice imposable de ce dernier. Un risque fort existait pour Enedis de se retrouver face à un impact financier non négligeable au moment de réintégrer dans le résultat d'exercice les provisions non utilisées à l'expiration des contrats en cours.

Par conséquent la FNCCR et Enedis ont proposé que le stock de provisions pour renouvellement soit reporté automatiquement sur le nouveau contrat pour être utilisé conformément à son objet initial. Enedis a proposé que soit substitué la dotation annuelle dans le cadre du futur contrat et s'est engagé à une optimisation financière de la redevance de concession ainsi qu'à l'établissement d'un schéma directeur des investissements calé sur la durée du contrat et, décliné en programmes pluriannuels incluant les investissements de renouvellement des ouvrages.

Aussi, en 2019, la dotation aux provisions pour renouvellement s'est poursuivie au cours de l'exercice. L'anticipation de la mise en vigueur du nouveau contrat au 31 décembre 2019 a permis de conserver les provisions constituées sur les ouvrages collectifs de branchement dont la durée de vie comptable a été allongée à 60 ans en fin d'exercice.

A fin 2019, on comptabilise donc une provision pour renouvellement est de 78 611 k€.

D- BILAN DE LA PARTIE COMPTABLE ET FINANCIERE

Points positifs	- Une amélioration de la localisation des ouvrages à l'échelle de la concession.
Points à améliorer	- Une augmentation continue du taux d'amortissement des ouvrages, signe d'un vieillissement du patrimoine.

PARTIE 3 – FOCUS SPÉCIFIQUES



6- QUELQUES FOCUS SPÉCIFIQUES ANNUELS

A- LE DEPLOIEMENT DES COMPTEURS LINKY

Depuis début décembre 2015 et jusqu'à fin 2021, 35 millions de compteurs électriques seront remplacés sur le territoire national par le compteur communicant Linky. Le programme de déploiement ne devrait pas entraîner une augmentation du TURPE dès lors qu'il repose sur un modèle économique équilibré dans la durée, les gains ayant vocation à compenser les pertes à long terme.

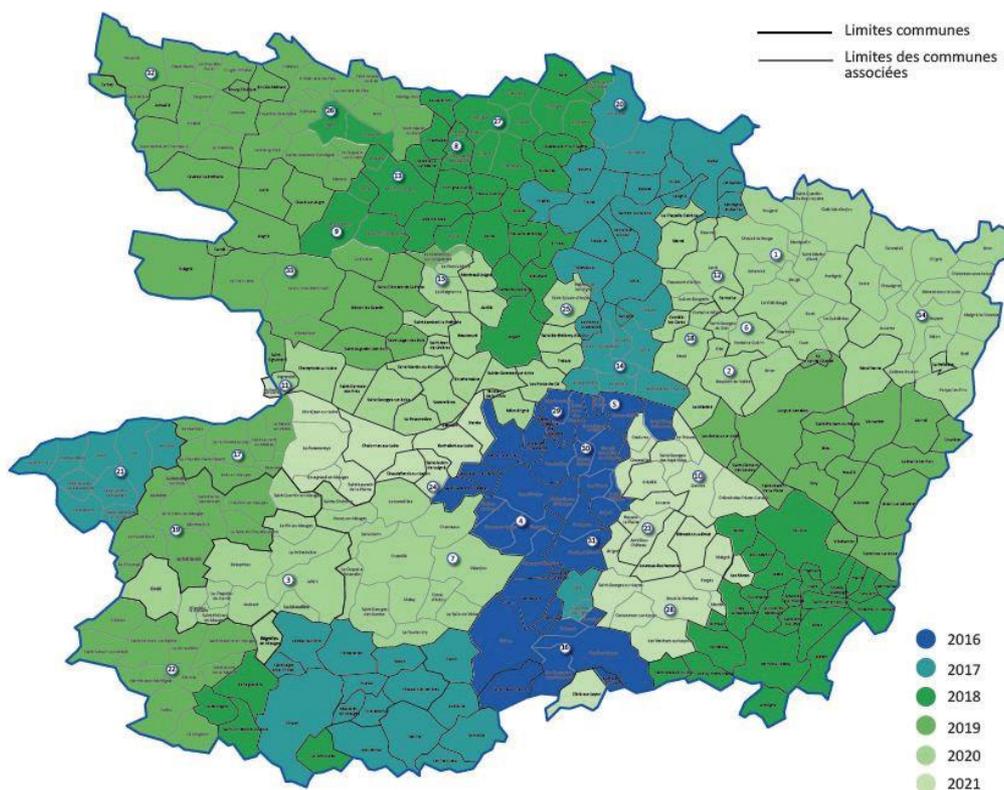
La CRE a ainsi défini un cadre de régulation spécifique et incitatif reposant sur une couverture par le TURPE des coûts assumés par Enedis et sur un mécanisme de lissage tarifaire s'étendant sur toute la durée du projet, soit environ 20 ans.

L'investissement total est estimé à 4,7 Milliards €. Les économies potentielles chaque année sont d'environ 300 M€ et la suppression des pertes non techniques est estimée à 150 M€. Ces réductions de coûts concernent principalement les coûts de relevé, de réalisation des interventions techniques et d'achat des pertes non techniques.

Les incertitudes, susceptibles d'impacter le TURPE à moyen ou long terme ne peuvent malgré tout être écartées concernant la régulation incitative mise en place.

Cependant, le projet Linky étant différent des projets classiques d'Enedis compte tenu du niveau de ses coûts, de celui des gains attendus et des délais de déploiement, le cadre de régulation spécifique nécessaire a pour objectif de se prémunir contre toute dérive et d'inciter Enedis à maîtriser l'ensemble de la chaîne. Ce dispositif incitatif est composé d'un suivi annuel avec des pénalités en cas de non atteinte des objectifs.

Le Siéml ne manquera pas dans le cadre de ses missions de contrôle de demander à son concessionnaire Enedis tous les éléments indispensables au bon exercice du déploiement de ce nouveau compteur.



En Maine-et-Loire, plus de 430 000 compteurs seront renouvelés à l'horizon 2021. A fin 2019, 100 % des collectivités ont été rencontrées et 290 000 compteurs ont été installés en Maine-et-Loire soit 66 % de l'objectif global.

Globalement, le déploiement des compteurs Linky suit les perspectives escomptées, même si la crise sanitaire liée à l'épidémie de Covid-19 a entraîné quelques retards dans le calendrier initial. A l'échelle du département, on recense 594 réclamations à fin 2019, soit 48 réclamations de moins que l'année précédente.

Notons toutefois que le nombre de refus de pose du compteur Linky s'élève en 2019 à 1 014, soit plus du double que l'année dernière. Cette augmentation est probablement liée aux communes concernées cette année par le calendrier de déploiement. En effet, ont été principalement concernées par le déploiement du compteur en 2019 les communes des Mauges et du Segréen, deux territoires où le gestionnaire de réseau rencontre quelques problèmes d'acceptabilité sociale.

Face aux oppositions de certains usagers et à leur souhait de ne pas disposer de cette nouvelle technologie, et afin de répondre aux sollicitations de certains élus locaux, le Siéml et Enedis ont ainsi tenu au cours de l'année 2019 quelques permanences. Ces réunions publiques avaient pour objectif d'informer et présenter le cadre de déploiement du compteur ainsi que ses caractéristiques premières et son intérêt dans le cadre de la transition énergétique des territoires.

Dans ce cadre, le syndicat souhaite rappeler quelques principes juridiques fondamentaux.

- Le développement des compteurs intelligents s'inscrit dans un cadre législatif européen et français qui oblige les gestionnaires de réseau à équiper au moins 80 % des consommateurs d'ici 2020. De même, la loi de transition énergétique pour la croissance verte du 17 août 2015 réaffirme l'obligation réglementaire de compter la consommation des usagers en temps réel. Le changement de compteur est donc une politique obligatoire et encadrée par la loi.

- D'autre part, les communes ont transféré la compétence d'autorité organisatrice de la distribution publique d'électricité au Siéml. Les compteurs électriques étant des biens publics, ils appartiennent au syndicat en charge de l'organisation du service public de la distribution d'électricité. Ce matériel est donc mis à disposition des consommateurs mais ne leur appartient pas. Le traité de concession signé entre Enedis et le Siéml encadre pour le compte des communes et de leurs administrés l'entretien, le suivi et le remplacement de ces compteurs.

- Enfin, évidemment, Enedis ne peut procéder au remplacement qu'en respectant le droit de propriété lorsque le compte n'est pas situé sur l'espace public ou dans un endroit accessible. Cependant, en cas de refus ou d'obstruction persistante à son changement, les usagers s'exposeront à l'engagement de leur responsabilité en cas de dommage et se verront soumis à un « relevé spécial », payant, au moins une fois par an.

En tout état de cause, au-delà de ce rappel sur les arguments juridiques imposant le déploiement de ces compteurs et dans le but d'assurer sa mission de contrôle à l'égard du concessionnaire Enedis, le syndicat souhaiterait mettre en œuvre une démarche de suivi et de contrôle de la qualité du travail réalisé par les entreprises missionnées pour la pose du compteur Linky. Dans ce cadre, le Siéml propose d'accompagner les équipes d'Enedis qui contrôlent de façon aléatoire et par échantillonnage leurs entreprises sous-traitantes sur le territoire. Si cet exercice a été empêché en 2020 par la crise sanitaire liée à l'épidémie de Covid-19, le syndicat réitère cette proposition pour l'exercice 2021.

B- ENQUETE QUALITATIVE SUR LE COMPTE RENDU D'ACTIVITES DES CONCESSIONNAIRES

Dans le cadre du contrat de concession de la distribution publique d'électricité signé entre le Siéml, Enedis et EDF, et au regard des obligations contractuelles du gestionnaire de réseau et du fournisseur d'électricité aux tarifs réglementés de vente, un compte rendu annuel d'activités (CRAC) est transmis à l'autorité concédante, avant le 1^{er} juin de chaque année. Ce document retrace l'ensemble des actions engagées par les concessionnaires pour l'exécution du contrat de concession sur le département.

En 2020, Enedis et EDF ont demandé à l'institut BVA de réaliser un entretien qualitatif avec les services des autorités concédantes afin d'évaluer la satisfaction de ces dernières sur le document transmis annuellement et échanger sur les éventuelles pistes d'améliorations à apporter.

C'est dans ce cadre que le Siéml a été auditionné en octobre 2020 au travers de deux méthodes d'enquête :

- un formulaire en ligne recensant un ensemble de questions majoritairement fermées ;
- un entretien téléphonique qualitatif avec les services de la société d'études et de conseils engagée par les concessionnaires.

Aussi, à la suite de ces diverses enquêtes de satisfaction sur le CRAC, le Siéml a souhaité recenser ci-après les principaux points remontés lors des entretiens et, dans la mesure du possible, apporter un regard critique sur la démarche engagée par les concessionnaires :

- le Siéml tient à saluer la démarche de concertation engagée par les concessionnaires pour l'amélioration continue des documents contractuels transmis aux autorités concédantes. Coupler enquête quantitative (formulaire) et enquête qualitative (entretien) permet en effet de limiter les biais occasionnés par l'unique poste de questions fermées et souvent orientées. Toutefois, le Siéml précise qu'une diffusion des questions en amont de l'entretien pourrait permettre à l'autorité concédante d'être plus pertinente dans les réponses qu'elles apportent, en évitant de donner des réponses relativement globales aux questions ouvertes posées (« que pensez-vous du compte rendu d'activités des concessionnaires ? »).
- Le compte rendu d'activités des concessionnaires est un document de plus de 200 pages, particulièrement complet et pédagogique, mais pour lequel aucune synthèse rapidement consultable n'existe. Le document répond aux besoins des services qui ont besoin de rentrer dans ce degré de détails mais s'avère difficilement diffusable à l'ensemble des agents voire des élus qui souhaiteraient avoir une vue très synthétique de la concession chaque année. La réalisation d'une telle synthèse pourrait donc intéresser le Siéml, notamment dans la politique de proximité qu'il engage avec l'ensemble des élus du territoire.
- Depuis maintenant deux exercices de contrôle, les données complémentaires au compte rendu d'activités des concessionnaires sont transmises par Enedis au Siéml via un serveur informatique collaboratif. Le Siéml confirme l'intérêt qu'il porte à l'égard de ce développement qui permet de retrouver aisément l'ensemble des historiques de données concessives et de disposer d'un espace de travail collaboratif qui renforce la coopération entre l'autorité concédante et son gestionnaire de réseau.
- Globalement, l'enquête réalisée entre le Siéml et BVA a permis de questionner l'usage du compte rendu d'activités des concessionnaires. En effet, aujourd'hui majoritairement utilisé par l'autorité concédante comme un outil au service de l'exercice de contrôle annuel, des réflexions pourraient être engagées pour essayer, sous une forme innovante et complémentaire, d'en faire également un outil de communication au service des territoires.

C- LE RACCORDEMENT DES PRODUCTEURS : UN ENJEU FORT POUR LE SIÉML

La thématique du raccordement des producteurs d'électricité renouvelable au réseau de distribution est identifiée depuis plusieurs années par le Siéml comme un sujet à fort enjeu client et nécessitant de développer notre expertise interne pour accompagner les producteurs et les territoires dans leurs projets EnR.

En effet, dans le cadre de son plan stratégique EnR adopté en février 2018, le Siéml a rappelé le souhait qui est le sien d'améliorer la connaissance du territoire pour les acteurs locaux et faciliter les conditions d'intégration des énergies renouvelables aux réseaux d'énergies. Du fait de l'impact sur la rentabilité économique des projets, l'optimisation du coût de raccordement des installations de production d'EnR est un des leviers pouvant favoriser le passage à l'acte des porteurs de projets.

Dans ce cadre, plusieurs actions ont été engagées par le Siéml tout au long de l'année 2019.

a) La convention de partenariat avec Hespul

Afin de faciliter l'intégration des producteurs d'électricité renouvelable qui souhaiteraient se raccorder au réseau de distribution publique, le Siéml et Hespul ont signé en 2018 une convention de partenariat pour le développement d'expertise et d'outils permettant l'accompagnement des territoires sur l'intégration des EnR au réseau de distribution électrique.

Cette convention a pour objet de co-construire un plan d'actions cohérent, permettant de répondre aux objectifs du Siéml relatifs à la meilleure planification de l'intégration des EnR sur le réseau de distribution publique d'électricité, et de l'expérimenter à l'échelle de la concession électrique du Siéml. Le plan d'actions est composé de 5 volets :

- la sensibilisation des différents services du Siéml à l'importance de prendre en compte l'intégration des EnR au réseau dans l'exercice des missions de base du syndicat ;
- l'observatoire des propositions techniques et financières de raccordement et le renforcement du contrôle ;
- l'analyse des capacités d'accueil pour la production en basse tension ;
- l'implication du syndicat dans les procédures d'adaptation et de révision du S3REnR ;
- la prise en compte du plan stratégique de déploiement des EnR dans la démarche de renouvellement du contrat de concession.

b) La convention transition énergétique avec Enedis

Tout au long de l'année 2019, des échanges réguliers ont eu lieu entre le Siéml et Enedis dans le cadre notamment du renouvellement du contrat de concession de la distribution publique d'électricité. Aussi, une convention spécifique à la transition énergétique a été co-construite entre le Syndicat et le gestionnaire de réseau.

L'enjeu de cette convention est de favoriser l'émergence de nouvelles collaborations entre le Siéml, Enedis et l'ensemble des éventuels acteurs concernés, autour de plusieurs axes stratégiques d'ores et déjà identifiés :

- la maîtrise de la consommation et de la pointe électrique ;
- l'intégration des énergies renouvelables au réseau de distribution ;
- le développement vertueux et cohérent des nouveaux usages (mobilité électrique, autoconsommation...).

Aussi, le Siéml et Enedis s'engagent à collaborer pour identifier les freins éventuels au raccordement des producteurs EnR et à optimiser ce raccordement en menant des études spécifiques sur les points suivants notamment :

- modalités d'étude et de facturation du raccordement des EnR ;
- lisibilité des coûts pour les porteurs de projets ;
- communication et sensibilisation autour des bonnes pratiques à adopter auprès des acteurs de la filière ;
- informations sur les nouveaux outils mis à disposition par Enedis afin d'avoir une connaissance des coûts de raccordement par installations de production envisagée.

D- LE DÉPLOIEMENT DE LA FIBRE OPTIQUE ET L'UTILISATION DES SUPPORTS COMMUNS

Les réseaux de communication électronique à très haut débit sont un facteur de compétitivité et de croissance pour les territoires. Leurs très grandes capacités de transmission libèrent les échanges et permettent des usages simultanés de la voix, des données et des images. Ils participent à la transformation numérique de l'économie française. Ce principe s'est d'autant plus vérifié en 2020 dans le cadre de la crise sanitaire liée à l'épidémie de Covid-19 qui a imposé à la majorité de la population française de nouveaux modes de vie : recrudescence voire généralisation du télétravail, accroissement de l'école à la maison, développement des outils informatiques,...

Dans ce contexte, le déploiement de la fibre optique semble plus que nécessaire et est d'ailleurs encouragé par l'ordonnance n° 2016-526 du 28 avril 2016 qui a transposé en droit français la directive européenne 2014/61/UE. Afin d'encourager ce déploiement, les opérateurs télécom et les collectivités locales signent avec Enedis et les autorités concédantes concernées, partout sur le territoire national, des conventions d'utilisation du réseau de distribution publique d'électricité pour déployer des fibres optiques, tant en aérien qu'en souterrain.

Ainsi, de nombreuses conventions tripartites (entre les opérateurs télécom, les autorités concédantes et Enedis) encadrent l'utilisation des infrastructures électriques exploitées par Enedis pour le domaine aérien et souterrain. Pour accompagner cette montée en puissance, Enedis s'est engagé vis-à-vis des différents acteurs du très haut débit (THD) et propose notamment des simplifications du processus d'études, des accompagnements des bureaux d'études qui les réalisent, un outil informatique de suivi partagé des affaires, ainsi que des échanges renforcés avec l'ensemble des partenaires du plan France Très Haut Débit.

En Maine-et-Loire, Enedis et le Siéml accompagnent notamment Anjou Numérique et son délégataire Anjou Fibre dans l'ambitieux projet de déploiement du THD. Cet accompagnement s'est matérialisé par la signature d'une convention quadripartite le 11 juillet 2018.

Cependant, de nombreuses problématiques sont aujourd'hui rencontrées par les collectivités et leurs administrés concernant à la fois l'accès à la téléphonie mobile et à un internet très haut débit, mais aussi les retards de mise en service. Aussi, le déploiement massif de la fibre optique sur les territoires devra passer par la levée d'un certain nombre de freins.

Dans un premier temps, il conviendra de régler les problématiques « d'adressage » rencontrées par les collectivités du fait de l'impossible rapprochement des bases de données nationales avec les bases de données réseaux. En effet, la base adresse nationale ne prend pas en compte la maille « communes déléguées » et les collectivités doivent faire face à de nombreux cas d'homonymie des noms de rue, rendant impossible le raccordement de la fibre optique.

Par ailleurs, alors qu'en zone urbaine les nombreuses infrastructures souterraines déjà déployées peuvent accueillir les réseaux de fibre, ce n'est pas le cas en zone rurale. Il conviendra alors de trouver

des solutions acceptables pour déployer ces réseaux en aérien : doublement des poteaux ou utilisation des supports électriques.

Cependant, aujourd'hui, des contraintes techniques apparaissent régulièrement au moment d'analyser la fiabilité d'installer des réseaux de fibre optique sur les supports de distribution publique d'électricité. En effet, Enedis est tenu de réaliser une étude préalable à l'utilisation des supports communs pour le déploiement de la fibre optique afin de valider le recours à ces installations. Sur le territoire de la concession électrique du Maine-et-Loire, le résultat de cette étude fait régulièrement ressortir la nécessité de changer les supports existants afin de supporter la charge des réseaux de fibre optique à déployer. Ces coûts sont répercutés aux opérateurs privés en zone « AMI » et au syndicat mixte Anjou Numérique sur le reste du territoire.

Face à ces contraintes techniques et financières, les opérateurs THD préfèrent alors souvent déployer leurs propres infrastructures plutôt que supporter le coût d'un renforcement des supports Enedis. Dans certaines communes, comme par exemple la commune déléguée de Doué-la-Fontaine, la collectivité est alors contrainte d'accepter un doublement des supports sur son territoire afin de déployer la fibre optique tout en limitant les coûts et en évitant le recours aux appuis communs.

Dans ces conditions, le Siéml tient à rappeler que ce développement nécessaire de la fibre optique ne pourra se faire au frais de l'usager et au détriment des enjeux prioritaires de sécurité des réseaux. Aussi, le Syndicat sera attentif aux questions techniques et financières suivantes et veillera à travailler de manière prioritaire sur les sujets suivants

- l'élagage à proximité des poteaux électriques partagés ;
- le renouvellement des poteaux en surcharge avant la pose de la fibre au travers notamment du suivi des programmes pluriannuels d'investissements pour le renouvellement des ouvrages ;
- le coût et les délais rédhitoires des travaux de remplacement des poteaux en surcharge lorsque l'opérateur privé ou le syndicat mixte fait le choix de déployer les réseaux de fibre optique sur les appuis communs ;
- l'intégration des ouvrages dans l'environnement, notamment dans le cas des doublements des poteaux.

E- RETOUR SUR LA CRISE SANITAIRE LIÉE A L'ÉPIDÉMIE DE COVID-19

La crise sanitaire liée à l'épidémie de Covid -19 a fortement bousculé l'année 2020 et a impacté l'activité à la fois du Siéml et d'Enedis. Dans ce cadre, et même si le présent exercice porte sur l'année 2019, une première analyse « à chaud » de la gestion de crise et de ses conséquences à l'échelle de la concession a été travaillée avec le concessionnaire.

Notons toutefois que les données chiffrées permettant d'analyser finement l'évolution des consommations, des incidents et des investissements sur l'année 2020 ne seront disponibles que dans le cadre du prochain exercice de contrôle. Une analyse plus détaillée pourra ainsi éventuellement être réalisée l'année prochaine pour compléter les premiers éléments présentés ci-après.

a) Coup d'œil sur les premiers impacts identifiés de la crise sanitaire sur le système électrique

L'épidémie de Covid-19 a occasionné en 2020 une situation tout particulièrement inédite. Le confinement généralisé et la cessation instantanée d'une grande partie des activités a de ce fait grandement impacté les systèmes énergétiques, notamment les systèmes électriques.

Dans son bilan électrique annuel, RTE indique que la consommation brute d'électricité en France métropolitaine a légèrement baissé en 2019 (- 0,5 % en données corrigées par rapport à 2018), et se situe à son plus bas niveau depuis 2010. Cette baisse devrait probablement s'accroître en 2020, en raison du ralentissement de l'activité économique lié à l'épidémie de Covid-19.

Dans un communiqué publié le 19 mars 2020, RTE a en effet indiqué que les mesures prises par le gouvernement français pour lutter contre la propagation du virus Covid-19 impactent la consommation électrique en France, en soulignant que, depuis la mise en place des mesures de confinement, celle-ci est en moyenne inférieure de 15% au niveau habituellement constaté au mois de mars. Une telle variation sur un laps de temps aussi court constitue une situation tout particulièrement inédite. A titre de comparaison, RTE rappelle que la contraction observée lors de la crise de 2008 avait atteint un maximum de – 5 % d'une année sur l'autre.

Sans surprise, cette diminution est principalement due à la baisse de l'activité économique : fermeture des commerces non essentiels (restaurants, cinémas, magasins ...) et ralentissement de l'activité dans le secteur industriel.

Notons toutefois que l'affectation précise des évolutions de consommation à tel ou tel secteur est une opération délicate, qui nécessite de disposer des données de comptage. Les compteurs Linky n'étant pas déployés partout, la reconstitution des données opérée par les gestionnaires de réseaux RTE et Enedis est un premier indicateur sur lequel il convient d'être critique.

Aussi, ce qui a été constaté par RTE après deux semaines de confinements, c'est une baisse particulièrement marquée s'agissant des consommations de la grande industrie (- 27 %) et du transport ferroviaire (- 57 %). En parallèle, RTE observe une légère tendance haussière des consommations du secteur résidentiel.

Certains experts font valoir que la consommation d'électricité liée au secteur numérique, en raison du recours massif au télétravail, aurait augmenté de 40 à 50 % dans le contexte du confinement, ce qui devrait contribuer à effacer au moins une partie la baisse de la demande d'électricité dans les autres secteurs.

Quoiqu'il en soit, la durée de la période de la crise sanitaire occasionne un risque particulièrement accru de tension sur l'équilibre offre-demande durant l'hiver 2020-2021. Pour cette raison, RTE a notamment placé l'hiver 2020-2021 sous vigilance particulière. Selon le gestionnaire de réseau de transport, la disponibilité du parc nucléaire devrait globalement s'établir à un niveau proche des hivers précédents. Toutefois, RTE rappelle que même si le recours au délestage ciblé de ménages, voire d'entreprises, ne peut être exclu, cela ne correspond en rien à un risque de black-out sur l'ensemble du pays

Dans ce contexte, le fonctionnement du système électrique sera caractérisé par des situations d'import beaucoup plus fréquentes que la normale, et l'ensemble des moyens de production (y compris thermique fossile) ou d'effacement pourra être sollicité. Ce type de situation a été rencontré régulièrement durant l'été, et des imports importants ont été enregistrés durant les deux premières semaines de septembre. Si ces situations d'imports sont inhabituelles à cette période de l'année (la France est traditionnellement exportatrice), elles ne sont pas en tant que telles problématiques pour l'équilibre offre-demande (tant que les capacités d'import ne sont pas saturées) et correspondent au fonctionnement normal du marché intérieur de l'énergie au sein de l'Union européenne. Les études probabilistes réalisées par RTE intègrent le fonctionnement du parc de production européen mais aussi les limites d'imports/exports entre États européens.

De manière générale, la situation prévisionnelle dépend toujours largement de l'évolution de la situation sanitaire. Les analyses doivent donc être considérées avec prudence et actualisées régulièrement pour tenir compte des mesures mises en œuvre et des évolutions rencontrées.

Aussi, les effets à court terme de cette crise, déjà visibles sur les prix de marché de gros de l'électricité, devraient également se faire sentir sur les montants de TCFE collectés et reversés en 2020 par les fournisseurs d'électricité aux collectivités concernées, même si cette imposition est une accise dont le produit dépend (à tarifs de taxation constants) des seules quantités d'électricité livrées.

Cette situation pourrait également avoir des répercussions importantes sur les fournisseurs d'électricité, qui risquent de voir leurs revenus se contracter. Mais il est encore trop tôt pour savoir si ces difficultés vont se traduire par une concentration de ces opérateurs, dont le nombre s'est, comme on le sait, très fortement accru sur le marché de détail au cours des dernières années.

Concernant le Siéml, la TCCFE représente plus de 55 % des recettes de fonctionnement et ne concerne que les consommateurs dont la puissance de branchement est inférieure à 250 kVA. Au-delà de cette puissance, l'Etat perçoit lui-même cette taxe au travers de la TICFE. Aussi, sur notre département et au regard des déclarations des fournisseurs d'énergies, 40 % des consommations proviennent des clients professionnels. En termes financiers cependant, les recettes provenant des clients professionnels ne représentent qu'environ 25 % des recettes globales de la TCCFE. Si l'on s'intéresse seulement aux clients professionnels raccordés à des puissances supérieures à 36 kVA ou à 250 kVA, alors ce taux chute à 5 % des recettes globales. Dès lors, l'impact sur la TCCFE sera, pour le Siéml, plus important si la baisse des consommations porte sur les clients non professionnels et/ou sur les clients ayant souscrit à des puissances inférieures à 36 kVA.

Dans les faits, l'analyse réalisée par les services du Siéml pour les données issues du premier et du deuxième trimestre 2020 permettent d'observer une baisse de seulement 1 % des recettes de TCCFE par rapport aux périodes des années précédentes.

b) La politique engagée par le Siéml et Enedis pour faire face à la crise sanitaire

Dans le cadre de la crise sanitaire liée à l'épidémie de Covid-19, le Siéml et son concessionnaire Enedis ont rapidement échangé, dès le printemps, pour adapter, dans l'urgence, l'ensemble de leurs activités.

Mars – Avril 2020 : le plan de continuité des activités du service public de la distribution d'électricité

Depuis le tout début de la crise sanitaire exceptionnelle liée à l'épidémie de Covid-19, Enedis s'est organisée afin d'assurer la distribution de l'électricité sur l'ensemble du territoire français, dont le Maine-et-Loire, en s'attachant notamment à préserver, dans l'exercice de ses activités, la sécurité et la santé des clients, de ses salariés et de ses prestataires. Enedis a notamment mis en place une organisation adaptée pour assurer la conduite des réseaux, le dépannage 7j/7 et 24h/24, garantissant la continuité d'alimentation auprès de tous les clients et notamment des services médicaux, des services d'urgence et des services vitaux comme les hôpitaux et le secteur de la distribution alimentaire.

Ainsi, toutes les activités contribuant au maintien de la continuité de la fourniture d'électricité et à la sécurité des personnes et des biens ont été maintenues tandis que celles moins essentielles ont été restreintes.

De même, et à titre d'exemple, le Siéml a souhaité durant le mois de mars apporter son soutien au personnel soignant et à certains professionnels de la santé ou de l'assistance à la personne, en facilitant l'accès aux bornes de recharge du réseau SmiléMobi et en leur offrant la possibilité de se recharger gratuitement sur les bornes du Syndicat. Les travaux sur les réseaux de distribution ont quant à eux dans un premier temps été restreints pour préserver la santé et la sécurité des salariés.

Notons d'ailleurs que le compteur Linky a démontré ses bénéfices pendant la crise sanitaire en permettant de réaliser à distance un grand nombre d'interventions.

L'organisation mise en place ainsi que les numéros d'urgence ont été largement partagés entre Enedis et ses partenaires, le Siéml, la préfecture, les collectivités locales. Un circuit d'exception a été mis en place avec la préfecture pour prioriser les demandes spécifiques.

Enfin, concernant le service public de l'électricité, un plan de reprise progressif des activités a dès que possible été mis en place par Enedis, en concertation avec le Siéml et ses différents partenaires, ceci

afin de contribuer à l'accompagnement du redémarrage des activités économiques sur le département du Maine-et-Loire. Ce dernier a été mis en œuvre avant la fin du premier confinement pour participer à la relance économique.

Mai 2020 : le plan de reprise des activités

A compter du 11 mai 2020, des échanges réguliers entre les services du Siéml et d'Enedis ont continué à se tenir afin de planifier de manière coordonnée les chantiers à remettre en œuvre de manière progressive et priorisée, dans un objectif de retour à la normale le plus rapide possible.

Novembre 2020 : le nouveau confinement

Forts des enseignements acquis depuis le début de la crise sanitaire, Enedis et le Siéml ont réussi à maintenir leurs activités à l'annonce du nouveau confinement de novembre 2020, dans le respect des consignes sanitaires édictées, afin de soutenir et accompagner l'activité économique des territoires.

Une organisation adaptée pour permettre à leurs salariés et prestataires d'effectuer l'ensemble de leurs missions de service public sur tout le territoire a notamment été mise en place et a permis de maintenir des niveaux d'investissements cohérents pour les territoires, à la fois pour l'autorité concédante et son concessionnaire.

PARTIE 4 – CONCLUSION



7- BILAN DE L'EXERCICE DE CONTRÔLE

Points positifs

- Une augmentation du nombre de producteurs et des volumes d'énergies produite localement injectés sur le réseau, permettant à fin 2019 de couvrir 12,2 % de la consommation locale.
- Une globale amélioration des taux d'enfouissement HTA et BT à l'échelle de la concession.
- Une globalement diminution des stocks de réseaux HTA et BT sensibles, notamment des réseaux de faibles sections dont les rythmes de résorption actuels semblent cohérents avec les ambitions du cahier des charges de concession et du schéma directeur des investissements.
- Un rythme continu de modernisation et de dépollution des postes HTA/BT satisfaisant sur le territoire.
- Un respect durable des seuils du décret qualité sur la tenue de tension et la continuité d'alimentation.
- Une amélioration du critère B permettant d'atteindre à fin 2019 un temps de coupure moyen par usager, toutes causes confondues, de 77,4 minutes.
- Augmentation des investissements motivés par des exigences environnementales et des contraintes externes (notamment intégration des ouvrages et sécurité).
- Un déploiement cohérent des compteurs communicants à l'échelle du département.
- L'instauration de groupes de travail entre le Siéml et Enedis sur les enjeux du raccordement des producteurs EnR au réseau de distribution dont les résultats seront à suivre attentivement.
- Un faible impact de la crise sanitaire liée à l'épidémie de Covid-19 sur les recettes de TCCFE du Siéml (- 1 % par rapport à 2019) et bonne gestion de la crise par les maîtres d'ouvrages.

Points à améliorer ou à surveiller

- Un global vieillissement des réseaux HTA qu'il viendra de suivre dans le temps afin de contrôler qu'il ne s'accompagne pas d'une hausse de l'accidentologie des réseaux.
- Un taux de réseau BT nus (17 % du réseau BT) près de 2 fois supérieur aux moyennes nationales.
- Un taux de réseau BT de faible section (8,6 % du réseau BT aérien) encore 2 fois supérieur aux moyennes nationales.
- Une augmentation importante du nombre de clients mal alimentés (CMA), certes liée à une évolution de la méthode statistique utilisée par Enedis mais à contrôler tout de même.
- Bien que les conséquences sur le critère B et le nombre de coupures ne semblent pas particulièrement impactante, une globale augmentation des taux d'incidents BT et HTA qu'il conviendra de contrôler et d'expliquer.
- Une diminution continue des investissements liés à la performance et à la modernisation des réseaux (renforcements des réseaux HTA, amélioration de la résilience et de la fiabilité des réseaux notamment).
- Une augmentation continue du taux d'amortissement des ouvrages, signe d'un vieillissement du patrimoine.
- Un déploiement de la fibre optique qui rencontre aujourd'hui de nombreuses problématiques sur les territoires et qu'il conviendra de suivre attentivement pour accompagner les collectivités. Des réunions de concertation pourraient utilement être engagées sur les territoires pour échanger sur la prise en charge des surcoûts éventuels liés au déploiement de la fibre optique, étant entendu que ces surcoûts ne pourront quoi pas qu'il arrive être imputés aux consommateurs.