

ÉLECTRICITÉ

# RAPPORT ANNUEL

*EXERCICE 2020*



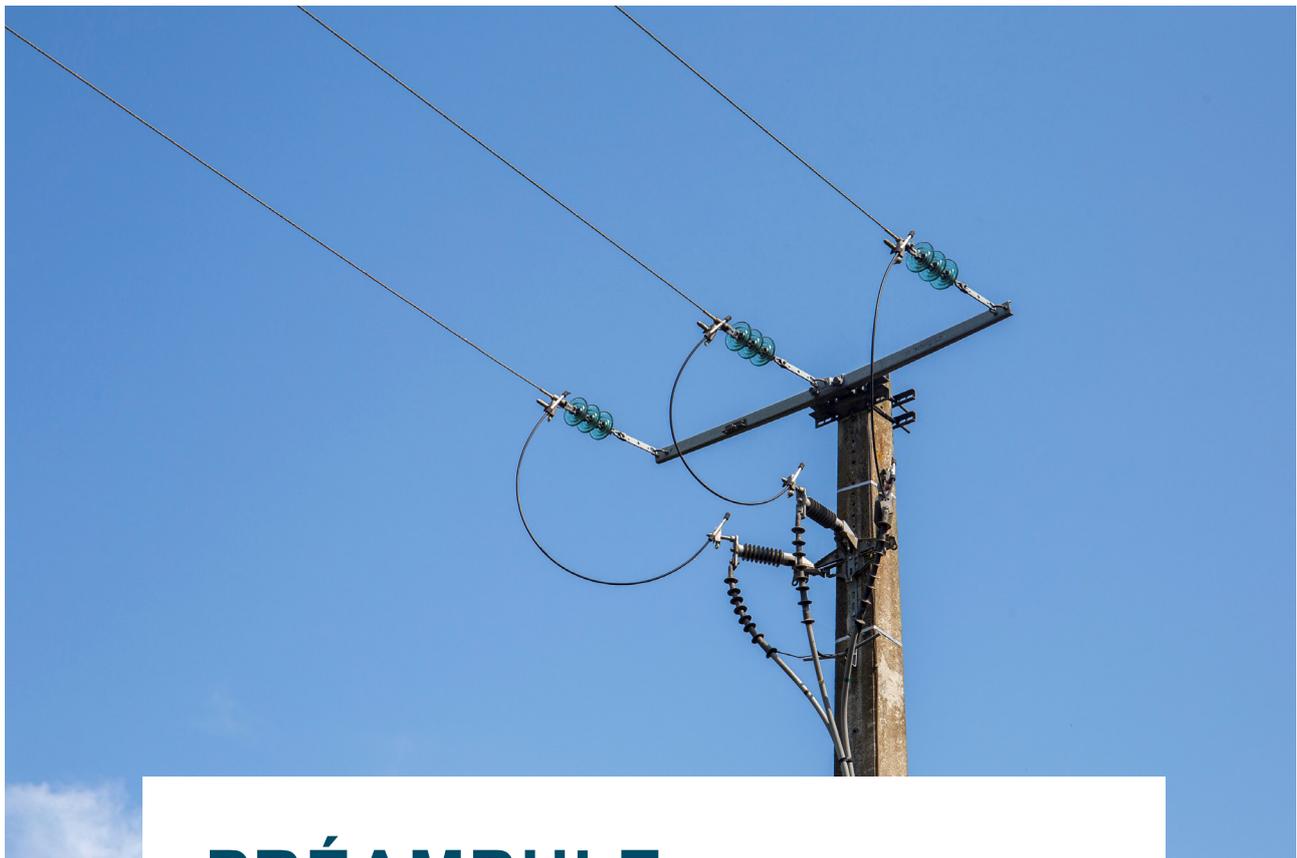
## RAPPORT DE CONTRÔLE DE L'AUTORITÉ CONCÉDANTE

À PARTIR DES DONNÉES DE CONCESSION AU 31 DÉCEMBRE 2020

# SOMMAIRE

---

<b>PRÉAMBULE.....</b>	<b>3</b>
<b>1. CONTRÔLE TECHNIQUE DE LA CONCESSION.....</b>	<b>5</b>
1.1 LES USAGERS DE LA CONCESSION.....	6
1.2 LE PATRIMOINE TECHNIQUE DE LA CONCESSION.....	8
1.3 LA QUALITÉ DE LA FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ.....	13
1.4 LES INVESTISSEMENTS ET TRAVAUX RÉALISÉS.....	16
<b>2. CONTRÔLE COMPTABLE DE LA CONCESSION.....</b>	<b>18</b>
2.1 LA VALEUR COMPTABLE DES OUVRAGES CONCÉDÉS.....	19
2.2 LES DROITS DU CONCÉDANT.....	22
2.3 LE RÉSULTAT D'EXPLOITATION DE LA CONCESSION.....	23
<b>3. ANALYSES COMPLÉMENTAIRES.....</b>	<b>24</b>
3.1 COMPTEURS LINKY : OÙ EN EST-ON ?.....	25
3.2 CRISE SANITAIRE : QUELS EFFETS SUR LA CONCESSION ?.....	28
3.3 FIBRE OPTIQUE : POUR UN DÉPLOIEMENT CONCERTÉ.....	31
3.4 EXPÉRIMENTATION ENR NATIONALE EN ANJOU .....	32
3.5 RÉSEAUX ÉLECTRIQUES ET ÉLEVAGE : QUELS IMPACTS ?.....	34
3.6 DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ : QUELQUES ÉVOLUTIONS EN 2020....	35
3.7 FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ : QUELQUES ÉVOLUTIONS EN 2020....	37
3.8 MASSIFICATION DES ENR ET DE LA MOBILITÉ ÉLECTRIQUE .....	38
<b>SYNTHÈSE.....</b>	<b>40</b>



# 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. Ce contrôle réalisé au titre de l'exercice 2020 est essentiellement basé sur l'intégration et l'analyse des données de contrôle fournies par les concessionnaires, le compte-rendu d'activité, ainsi que les observations et échanges ayant eu lieu à cet effet.

Le présent rapport dresse un compte-rendu du service public de distribution de l'électricité assuré par le concessionnaire Enedis et concédé par le SIEML, ainsi que les évolutions majeures dont a fait l'objet l'exercice 2020. L'étude, véritable tableau de bord se voulant le plus exhaustif de la qualité du service rendu par Enedis, rassemble des indicateurs de performance définis sur les plans techniques, comptables et gestion clientèle.

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

## QUELQUES CHIFFRES CLÉS



**450 410**

usagers pour une consommation globale de 4,4 TWh



**22 732**

kilomètres de réseau haute et basse tension



**9 579**

installations de production d'énergie renouvelable



**78,7 min**

de durée moyenne de coupure par usager, toutes causes confondues (critère B TCC)



**9,2 M€**

d'investissements d'Enedis pour la performance et la modernisation des réseaux électriques (hors Linky)

# 2020, PREMIÈRE ANNÉE D'APPLICATION DU NOUVEAU CONTRAT DE CONCESSION

**L'exercice 2020, au-delà d'avoir été marquée par la crise liée à l'épidémie de Covid-19 (qui fait d'ailleurs l'objet d'une analyse plus approfondie dans la dernière partie de ce rapport), a fait l'objet pour le Siéml de la première année d'application du nouveau contrat de concession, entré en vigueur au 31 décembre 2019. L'occasion de revenir sur ce traité tripartite et d'analyser « à chaud » les nouveautés permises par ce renouvellement anticipé**



Pour rappel, 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. Cependant, 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.

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...).

## POUR ALLER PLUS LOIN

L'ensemble des documents contractuels sont consultables sur le site internet du Siéml, rubrique « Réseaux d'énergies ».

Pour toute question liée au traité concessif, vous pouvez également contacter Clémence MARIE, chargée de mission contrôle, prospective et concertation [c.marie@sieml.fr](mailto:c.marie@sieml.fr) - 02 61 68 00 82





# 1 CONTRÔLE TECHNIQUE DE LA CONCESSION

La présente partie vise à analyser les principales évolutions de la concession sur diverses thématiques : les usagers, les consommations d'énergie, les producteurs d'énergie renouvelable, le patrimoine technique, les incidents et la qualité de fourniture, ainsi que les travaux et investissements réalisés durant l'année.

En synthèse, on observe les points suivants :

## PRINCIPAUX POINTS POSITIFS

- Un nombre croissant d'**installations de production d'énergie renouvelable** sur le territoire, avec maintien de l'activité de raccordement des producteurs malgré la crise sanitaire.
- Les **réseaux sensibles HTA et BT** (aérien nu de faible section, isolation papier, et âgés de plus de 40 ans) sont présents en faible part sur la concession comparé au reste des concessions auditées par AEC.
- Le **critère B HIX** est en constante diminution depuis 2016, et se situe à 62,8 minutes en 2020 (4,8 minutes au-dessus du critère B national). Le seuil du décret qualité reste respecté en continuité de fourniture comme en tenue de tension.

## PRINCIPAUX POINTS À AMÉLIORER

- Le réseau **HTA et BT aérien nu** est encore particulièrement présent sur la concession malgré son caractère incidentogène.
- Une augmentation du nombre de clients mal alimentés, ainsi que du nombre de coupures brèves et très brèves en 2020 qu'il conviendra de suivre et maîtriser dans le temps.
- Les **investissements sur les réseaux**, et en particulier sur les réseaux HTA, ont connu une baisse en 2020, due aux retards de travaux engendrés par la crise sanitaire.
- De même, les **investissements pour la performance et la modernisation du réseau** restent en constante diminution depuis 2016. Il conviendra de vérifier si la fin des investissements pour le déploiement du compteur Linky permet une reprise de ce poste d'investissements.

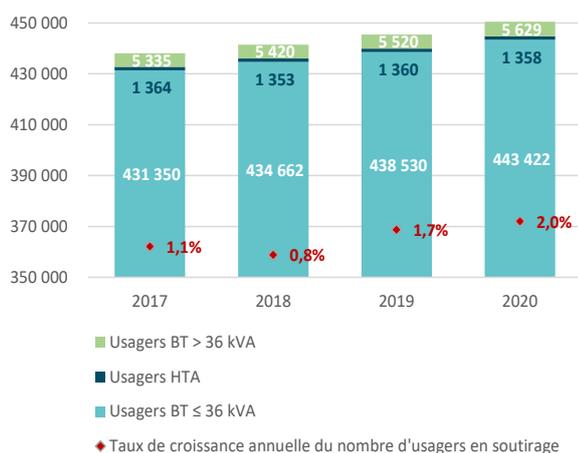
# LES USAGERS DE LA CONCESSION

## LES CLIENTS ET LES CONSOMMATIONS

La concession fait l'objet depuis 2012 d'une augmentation continue des raccordements de consommateurs au réseau publique de distribution (+ 1 % en moyenne).

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.

### Evolution du nombre d'usagers BT et HTA



En 2020, la concession compte 450 409 usagers :

- les **usagers BT ≤ 36 kVA** représentent 98,4 % en nombre et 54,7 % en consommation ;
- les **usagers BT > 36 kVA** représentent 1,3 % en nombre et 12,4 % en consommation ;
- et les **usagers HTA** représentent 0,3 % en nombre et 32,9 % en consommation.

Pour ce qui est de la consommation totale de ces usagers, elle est en baisse en 2020, de 4,7% par rapport à 2019, et ce malgré une diminution des « degrés jours unifiés » (DJU) en Maine-et-Loire.

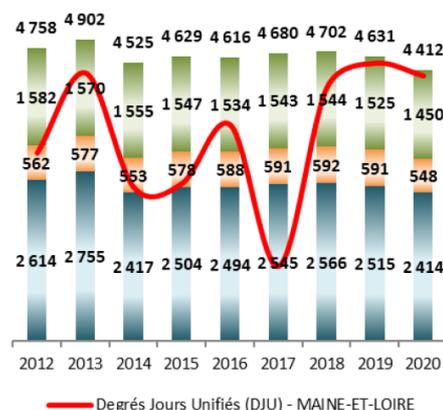
### BON À SAVOIR

Les DJU permettent de quantifier la rigueur climatique de l'année. Aussi, plus la valeur des DJU est élevée, plus l'hiver a été froid. A l'inverse, plus elle est faible, et plus l'hiver a été doux.

En 2020, la consommation locale d'énergie atteint 4 412 GWh. Cette baisse des consommations, comparable aux chiffres indiqués au niveau national par le Ministère de la Transition Ecologique, est sans doute en partie imputable aux conséquences de la crise sanitaire liée à l'épidémie de Covid-19.

En effet, les consommations d'énergie à l'échelle de la concession ligérienne sont portées à plus de 40 % par les clients BT > 36 kVA et les clients HTA, c'est à dire les clients professionnels ayant connu une baisse de leurs activités et une réduction de leurs consommations.

### Evolution des consommations des usagers (en GWh)



Il conviendra donc de suivre ces évolutions de consommations dans le temps et de suivre cet indicateur afin d'observer si cette tendance se confirme ou non dans les années à venir et si elle peut être en partie causée par les retombées des actions de maîtrise de l'énergie engagées.

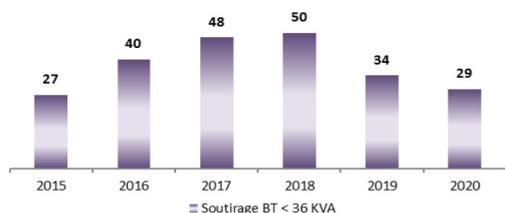
## LE RACCORDEMENT DES CONSOMMATEURS

Concernant les clients en soutirage, on observe une légère baisse du nombre de raccordements en 2020, tant en HTA qu'en BT. Cette tendance s'explique sans doute par l'arrêt des activités non essentielles du concessionnaire lors de la crise sanitaire et du premier confinement en particulier.

Les délais de raccordement des clients en soutirage ont également n'ont pas vraiment souffert de la crise sanitaire liée à l'épidémie de Covid-19, avec une amélioration par rapport à 2019 des délais de production des devis de raccordement.

Le délai moyen de production d'un devis de raccordement en soutirage est de 29 jours en 2020, à la maille de la concession (-15 % par rapport à 2019). Les délais d'envoi de devis ont ainsi été réduits grâce au maintien des activités du concessionnaire à distance.

EVOLUTION DU DELAI MOYEN DE PRODUCTION D'UN DEVIS DE RACCORDEMENT (EN JOURS)



En revanche, les délais de réalisation des travaux ont été allongés en raison d'un décalage des échéances du fait des confinements. Ainsi, les délais de réalisation des travaux sont passés en moyenne de 70 jours en 2019 à 104 jours en 2020 (+ 48,1 %). Au niveau national, le délai moyen est de 91,5 jours.

Enfin, on observe une augmentation de 22 % entre 2019 et 2020 de l'énergie produite et injectée dans le réseau par les installations de production d'énergies renouvelables. Au total, ce sont 695 GWh qui ont été produits en 2020 par le biais d'installations EnR.

### BON À SAVOIR

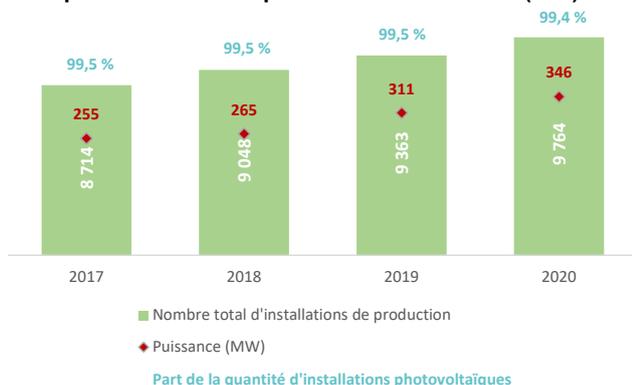
En mettant la production d'énergie (695 GWh) au regard de l'énergie consommée par les usagers de la concession (4 412 GWh), on peut considérer que la production EnR locale couvre environ 15,7 % des consommations locales. Soit une augmentation particulièrement importante depuis 3-4 ans.

Pour la partie « raccordement des producteurs d'énergies renouvelables », une analyse plus complète est disponible dans la dernière partie de ce rapport.

## LES PRODUCTEURS D'ÉNERGIE

Au terme de l'exercice 2020, la concession compte 9 764 installations dont 99,4% sont des installations photovoltaïques. Notamment, une installation biogaz a été mise en service en 2020, ainsi que trois installations éoliennes.

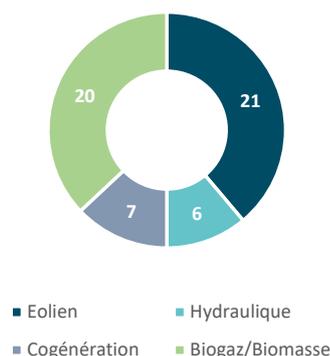
Evolution du nombre d'installations de production et des puissances raccordées (MW)



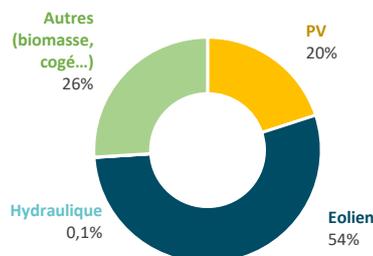
Cette augmentation continue du nombre de producteurs d'énergie renouvelable sur le territoire se traduit également par une augmentation des puissances raccordées pour atteindre en 2020 plus de 340 MW.

Notons d'ailleurs que les 21 installations éoliennes représentent à elles-seules 49 % de la puissance installée. Les installations photovoltaïques (bien que représentant 99,4 % des installations en nombre) représentent quant à elles 39 % de la puissance installée. Les 13 % restant étant le fait des installations de cogénération, biomasse...

### Nombre d'installations de production hors PV (2020)



### Répartition de l'énergie produite et injectée sur le réseau par type de producteur (2020)



# LE PATRIMOINE TECHNIQUE DE LA CONCESSION

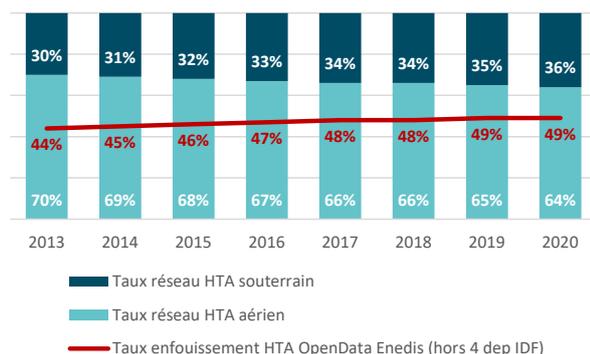
## LE RÉSEAU HTA

### Un linéaire de réseau HTA majoritairement aérien

Le réseau HTA achemine l'électricité depuis les postes sources jusqu'aux grands consommateurs raccordés en moyenne tension et jusqu'aux postes HTA/BT, en amont du réseau BT.

En 2020, le linéaire HTA atteint sur la concession de Maine-et-Loire 11 576 km, soit 0,02 % de plus qu'en 2019. La part du linéaire enfoui représente 36 % du réseau, soit un taux d'enfouissement relativement faible puisque 13 points en-deçà de la moyenne des concessions auditées par le bureau d'études AEC (49%, statistiques 2019).

### Evolution du linéaire de réseau HTA



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.

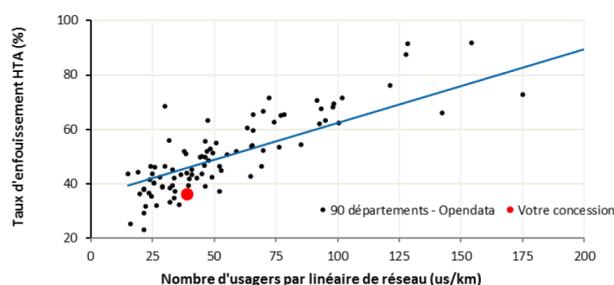
Notons que, afin de poursuivre l'intégration des ouvrages dans l'environnement et garantir sur le long terme leur résilience face aux aléas climatiques, le Siéml et Enedis se sont accordés pour fixer des taux minimaux de construction des ouvrages neufs en souterrain ou en technique discrète :

- 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.

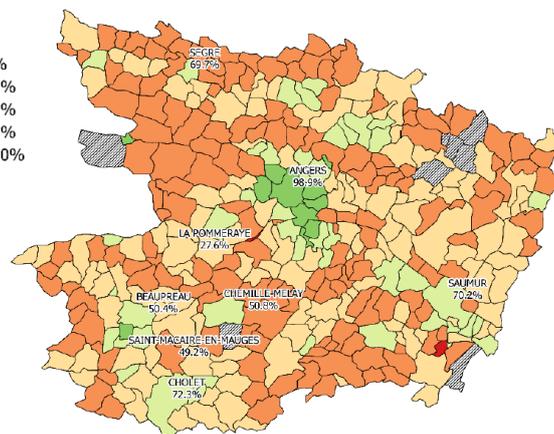
Aussi, un benchmark des taux d'enfouissement par densité d'utilisateurs a été réalisé pour que le Siéml puisse être comparé avec des concessions similaires (majorité de communes rurales avec habitations diffuses).

Positionnement de la concession (statistiques Opendata Enedis - exercice 2019 - hors 4 dpts petite couronne parisienne)



Malgré le resserrement de l'observation, la concession du Siéml se situe toujours dans la partie basse des concessions ayant des densités d'utilisateurs similaires. Les communes ayant les taux d'enfouissement HTA les moins élevés sont Béhuard (0 %), Saint-Just-sur-Dive (0,8 %), et Tancoigné (1,4 %).

- 0% - 1%
- 1% - 25%
- 25% - 50%
- 50% - 75%
- 75% - 99%
- 99% - 100%



Taux d'enfouissement HTA par commune (2020)

### Les réseaux HTA sensibles

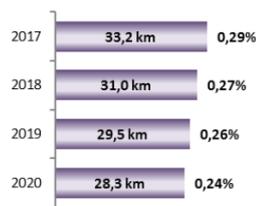
Le réseau HTA est composé de typologies d'ouvrages présentant des sensibilités notoires : d'une part le réseau de plus de 40 ans, âge limite comptable des tronçons ; d'autre part le réseau HTA souterrain à isolation papier ; et enfin le réseau HTA aérien de faible section. Ces trois typologies d'ouvrages sont particulièrement vulnérables à l'usure matérielle et aux aléas climatiques et une attention y est donc accordée chaque année.

→ Le réseau HTA aérien de faible section a diminué de 1,6 km/an en moyenne depuis 4 ans, pour s'établir à 28,3 km en 2020, soit 0,24 % du réseau HTA.

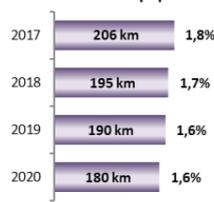
La comparaison des taux de réseaux HTA de faible section avec les statistiques AEC (35 AODE en 2019) montre toutefois que les parts observées sur le territoire de la concession (0,2 %) restent inférieures aux moyennes constatées sur les concessions auditées par AEC (0,7 %).

Les communes ayant les plus longs linéaires de réseaux HTA faibles sections sont Jallais (3,9 km), Le Bourg d'Iré (3 km), et La Breille-les-Pins (2 km).

Evolution du réseau HTA de faible section



Evolution du réseau HTA en câble papier



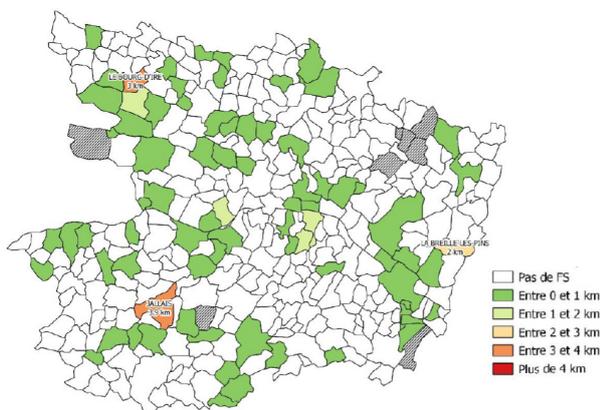
Le réseau HTA souterrain isolé en câble papier imprégné (CPI), même s'il représente moins de 3 % des réseaux HTA (180 km à fin 2020), doit faire l'objet d'une attention particulière. Dans ce cadre, le Siéml pousse Enedis à engager une politique volontariste de résorption de ces linéaires de réseaux malgré le fait que le concessionnaire estime que l'incidentologie des tronçons soit variable et non généralisée.

En effet, 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.

Ces typologies de réseaux se retrouvent principalement dans les grands centres urbains tels que Angers (77,7 km), Cholet (31,5 km) et Saumur (23,6 km).



Linéaire HTA aérien de faibles sections par commune

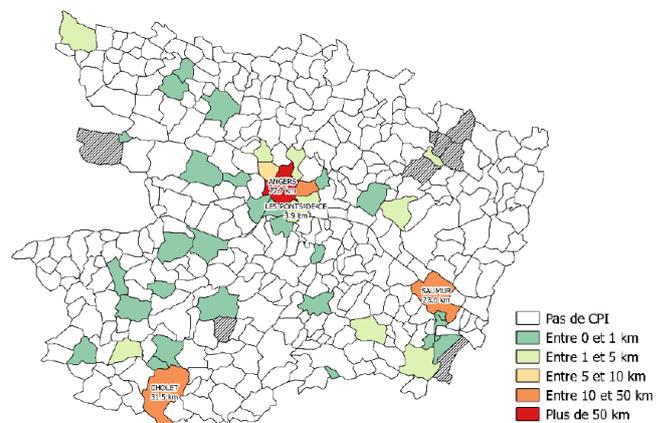
#### SUIVI DES SDI / PPI



Le nouveau contrat de concession signé entre le Siéml et le concessionnaire Enedis prévoit le renouvellement de l'ensemble des lignes HTA de faibles sections qui s'avèreraient incidentogènes au terme du schéma directeur des investissements (SDI), c'est-à-dire au 31 décembre 2049.

Dans ce cadre, Enedis s'est engagé à traiter 3 km de faibles sections au cours de la période du premier programme pluriannuel d'investissements (PPI), de 2020 à 2023, sur les zones prioritaires identifiées. Au cours de l'exercice 2020, 1,2 km a été renouvelé à l'échelle de la concession, ce qui semble en cohérence avec les objectifs fixés.

→ Le réseau HTA souterrain à isolation papier diminue de manière régulière depuis plusieurs années et représente en 2020 180 km sur la concession, soit 1,6 % du réseau. A rythme constant, le renouvellement théorique complet de ces tronçons aurait lieu fin 2042.



Linéaire HTA CPI par commune

La comparaison des taux de réseaux HTA CPI avec les statistiques AEC (35 AODE en 2019) montre également que les parts observées sur le territoire de la concession (1,6 %) restent inférieures aux moyennes constatées sur les concessions auditées par AEC (3 %).

### SUIVI DES SDI / PPI



Le PPI prévoit un traitement de 16 km de linéaire HTA CPI à son terme, soit 4 km/an en moyenne pendant la période 2020-2023. Or 10 km ont été renouvelés en 2020, soit plus de la moitié de l'objectif quadriennal en un an.

→ En revanche, le **réseau HTA de plus de 40 ans** est en augmentation depuis 4 ans, ce qui montre que le vieillissement des lignes HTA n'est pas compensé par leur renouvellement. Toute typologie confondue, 30 % du linéaire HTA a moins de 20 ans, et 18 % a plus de 40 ans.

Evolution du réseau HTA âgé de plus de 40 ans



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.

De plus, la comparaison des taux de réseaux HTA de plus de 40 ans avec les statistiques AEC (35 AODE en 2019) montre là-aussi que les parts observées sur le territoire de la concession (17,9 %) restent inférieures aux moyennes constatées sur les concessions auditées par AEC (25,8 %).

Le réseau HTA souterrain est très jeune, avec 67% du linéaire vieux de moins de 20 ans. Seulement 6% du linéaire HTA souterrain a plus de 40 ans, ce qui est principalement imputable aux câbles à isolation papier (dont 99% du linéaire a plus de 40 ans). Le réseau aérien nu est quant à lui plus âgé puisque 65 % est vieux de plus de 30 ans, dont 25% de plus de 40 ans.

### Le programme de prolongation de durée de vie (PDV) sur le réseau HTA

Le programme « prolongation de durée de vie » (PDV), pratique relativement récente du concessionnaire, est une approche plus ciblée que le renouvellement en totalité de portions aériennes de réseau HTA et plus lourde qu'un programme habituel de maintenance.

En effet, la PDV consiste en un renouvellement partiel de portions de réseaux identifiées comme nécessaire, incluant notamment une partie ou l'ensemble des accessoires (c'est-à-dire attaches, supports, armements, isolateurs, ponts, etc.).

La PDV est utilisée en alternative au renouvellement par enfouissement :

- En complément des travaux plan aléas climatiques (PAC) afin de garantir une bonne qualité globale de ces départs ;
- Sur les départs hors travaux PAC, pour améliorer la qualité (critère B ou résorption des écarts vis-à-vis du décret qualité), notamment sur les tronçons fortement sujets à des défaillances matérielles sur des accessoires aériens.

La PDV permet ainsi, selon Enedis, de prolonger la durée de vie de l'ouvrage traité de 15 ans au minimum. De ce fait, elle constitue un investissement CAPEX « Qualité » considéré comme un intermédiaire entre le renouvellement total d'un tronçon aérien HTA pérenne et de simples actions de maintenance préventive sur OPEX. Cette politique industrielle est présentée par le concessionnaire comme étant la démarche optimale d'un point de vue technico-économique.

Depuis le début des opérations en 2012, 205 km de linéaires et 41 départs HTA ont été traités, et 76 km de linéaires et 27 départs ont été fiabilisés. De plus, 90 km de linéaires doivent être traités durant la période 2020-2023 dans le cadre du programme pluriannuel d'investissement (PPI).

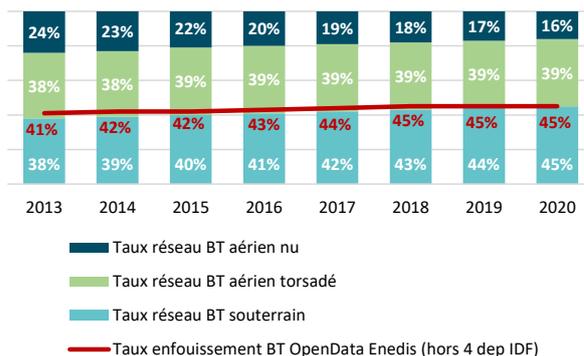
Pour le Siéml, ce renouvellement partiel des ouvrages HTA aériens par des opérations de prolongation de vie des ouvrages comporte un certain risque d'obsolescence du patrimoine qu'il convient de suivre dans la durée. Le Siéml restera donc particulièrement vigilant à ce sujet afin d'évaluer l'efficacité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

## LE RÉSEAU BT

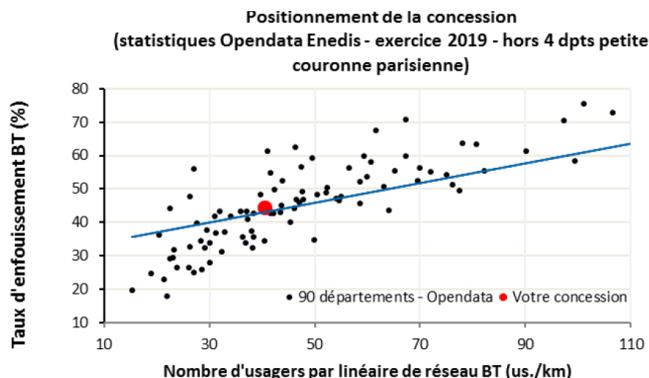
### Un linéaire relativement enfoui mais avec un taux d'aérien nu particulièrement élevé

Le réseau BT achemine l'électricité depuis les postes HTA-BT jusqu'aux points de livraison, aux consommateurs. En 2020, le linéaire BT atteint 11 156 km, soit 0,3 % de plus qu'en 2019. La part du linéaire enfoui représente 45 % du réseau. Ce taux d'enfouissement est au niveau de la moyenne des concessions auditées par AEC (statistiques 2019).

Evolution du linéaire de réseau BT



Afin de comparer les concessions ayant des caractéristiques similaires, un benchmark des taux d'enfouissement par densité d'utilisateurs a également été réalisé en BT. La concession du Siéml se situe également au niveau des concessions ayant des densités d'utilisateurs similaires.

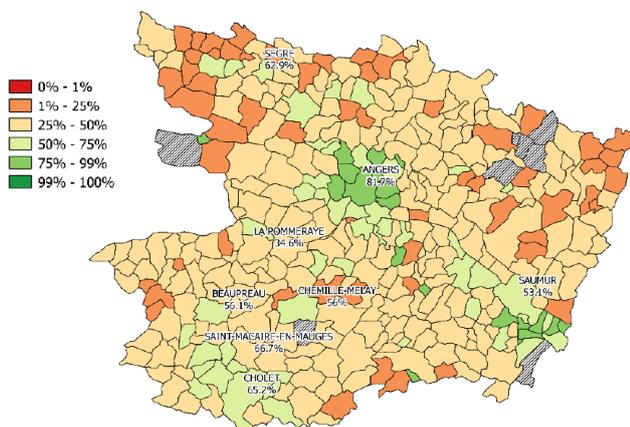


Ainsi, malgré des efforts réalisés par le concessionnaire pour diminuer ces taux et résorber les linéaires de fils nus au fil des années, des travaux importants doivent encore selon le Siéml être menés pour fiabiliser ce patrimoine aérien particulièrement incidentogène : le réseau BT aérien nu est dix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

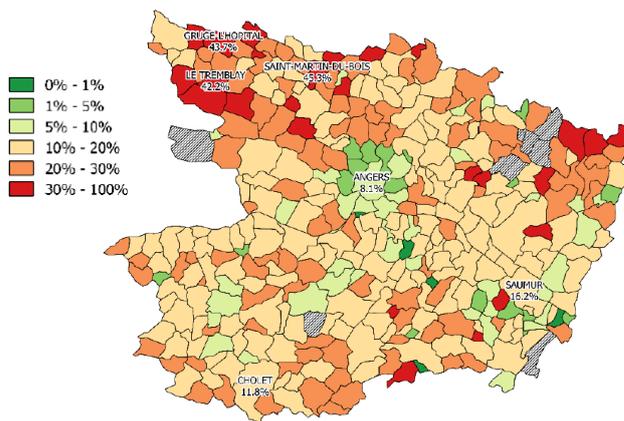
Face à ce constat, Enedis défend depuis plusieurs années une position constante, mettant en avant le fait que le renouvellement des réseaux BT aériens est orienté prioritairement vers le patrimoine de fils nus de faible section. Les câbles BT aériens nus ne sont globalement renouvelés que lorsqu'ils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

A 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.

A fin 2020, les communes présentant les taux d'enfouissement BT les plus faibles sont Saint-Jean-de-la-Croix (1,6 %), Soeudres (9,8 %), et Les Cerqueux-sous-Passavant (10,0 %).



Taux d'enfouissement BT par commune



Taux de linéaire BT aérien nu par commune

La majorité du réseau aérien étant en aérien nu, on retrouve logiquement des taux de réseaux nus importants sur les mêmes zones géographiques.

Sur les 11 156 km de réseaux BT à fin 2020 on comptabilise ainsi 1 788 km de réseaux aérien nu, répartis comme sur la carte ci-dessus, avec une certaine concentration de cette typologie de réseau dans le Segréen et dans le Baugeois. Les communes avec les plus hauts taux de linéaire aérien nu sont La Chapelle-Hullin (46,4 %), Saint-Martin-du-Bois (45,3 %), et Grugé-l'Hôpital (43,7 %).

### A RETENIR

Le réseau BT aérien nu représente 16 % du linéaire BT total. Même si on note une diminution du stock, ce taux reste particulièrement élevé comparé à la moyenne de 7,8 % des concessions auditées par AEC (statistiques 2019). Ce linéaire de réseau BT nu, près de deux fois supérieur aux moyennes nationales, devra donc être suivi avec attention pour éviter toute dégradation de la qualité de fourniture de l'électricité auprès des usagers de la concession.

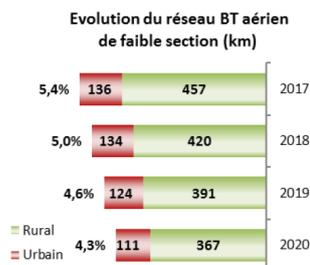
### Les réseaux BT sensibles

Les principaux points sensibles du réseau BT concernent les ouvrages de faible section, les câbles à isolation papier et à neutre périphérique, ainsi que les linéaires de plus de 40 ans.

A noter que les ouvrages BT dont la pose est antérieure à la mise en place de l'outil informatique « gestion décentralisée des ouvrages (GDO) dans les années 1980 n'ont pas systématiquement fait l'objet d'un suivi d'inventaire. Les années de pose des ouvrages qui sont inconnues ont été arbitrairement calées sur 1946, date de la loi de nationalisation de l'électricité. En raison de cette datation fictive, les indicateurs relatifs à l'âge des réseaux BT sont à considérer avec prudence. L'âge comptable des réseaux est en revanche plus fiable.

→ Le réseau BT de faible section (FS) est en diminution progressive depuis quelques années et atteint à la fin 2020 un linéaire de 478 km.

Cependant, le taux de réseau FS par rapport au réseau BT (4,3 %) continue à être supérieur à la moyenne des concessions auditées par AEC (1,6 %, statistiques 2019).



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 lors de la signature du nouveau traité concessif.

#### SUIVI DES SDI / PPI

Le programme pluriannuel d'investissements (PPI) pour la période 2020-2023 prévoit le renouvellement de 25 km de linéaires BT de faible section en zone prioritaire. En se basant sur le rythme de résorption des dernières années (-30 km/an en zone rurale, -8,3 km/an en zone urbaine), la suppression totale de ce type de linéaire se situerait théoriquement en 2033 pour la zone rurale et en 2034 pour la zone urbaine. Le rythme de résorption observé sur la concession est donc en cohérence avec cet objectif.

→ Les réseaux souterrains à isolation papier et neutre périphérique constituent des points sensibles du réseau car ces technologies sont particulièrement sujettes aux incidents, d'autant plus qu'elles datent de plus de 40 ans.

Linéaires (km)	2019	2020	Évolution
Réseau BT CPI	20,4	20	- 2 %
dont zone rurale	0,2	0,2	/
dont zone urbaine	20,2	19,8	- 2 %
Réseau BT NP	48,3	48,3	/
dont zone rurale	1,3	1,3	/
dont zone urbaine	47	47	/

En 2020, le réseau à isolation papier est estimé à 20,0 km de linéaire, et le réseau à neutre périphérique, 48,3 km. On observe d'ailleurs 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.

#### SUIVI DES SDI / PPI

Le SDI prévoit le traitement de l'ensemble des réseaux BT CPI qui s'avèreraient incidentogènes, sans pour autant afficher d'objectif quantifiable. A ce jour, le réseau BT souterrain (toute technologie confondue), connaît un taux d'incident de 3,6 pour 100 km de réseaux.

→ L'âge des réseaux BT est balancé entre les mises en service périodiques du réseau aérien nu, historique, et du réseau souterrain, plus récente.

Ainsi 42 % du réseau a moins de 20 ans, et 20 % a plus de 40 ans. Concernant le réseau BT aérien nu, une très grande majorité (91 %) des linéaires dépasse l'âge comptable. Le reste a plus de 20 ans. Le réseau BT souterrain est plus jeune, avec 59 % des linéaires âgés de moins de 20 ans, et 10 % seulement âgés de plus de 40 ans.

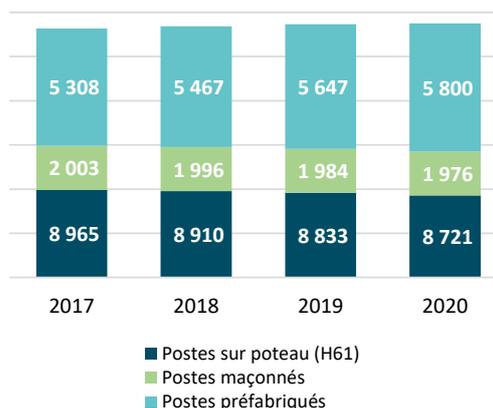
### LES POSTES HTA-BT

Les postes HTA-BT convertissent la puissance électrique en adaptant la tension HTA en basse tension via les transformateurs.

En 2020, la concession compte 16 499 postes, dont 35 % de postes préfabriqués, 12 % de postes maçonnés et 53 % de postes sur poteau. 68 % de ces postes se situent en zone rurale, et 32 % en zone urbaine.

L'âge moyen des postes HTA-BT s'élève à 28,6 ans. Ce sont les postes maçonnés et les postes sur poteau qui sont les technologies les plus âgées, avec un âge moyen de respectivement 47,4 et 32 ans.

#### Evolution de la répartition des postes HTA-BT



# LA QUALITÉ DE FOURNITURE DE L'ÉLECTRICITÉ

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 supérieures 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.

## LA TENUE DE TENSION

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 ».

### A RETENIR

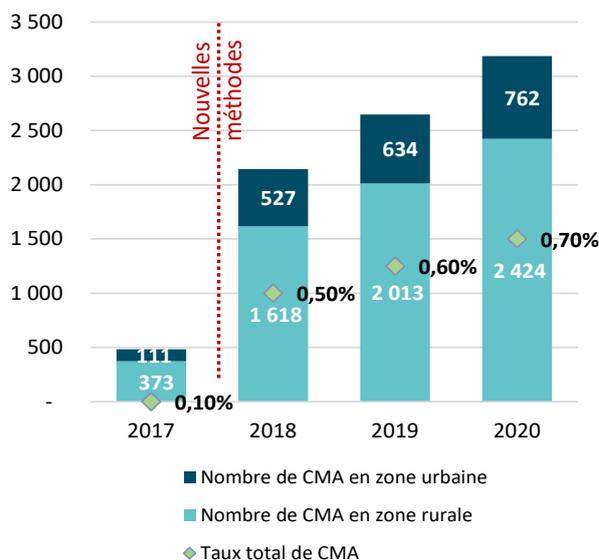
Un client est considéré comme mal alimenté au sens de la tenue de tension lorsque son point de connexion au réseau connaît au moins une fois dans l'année une tension BT en dehors des plages de variation précitées. Au sens du décret qualité, le taux de clients mal alimentés à ne pas dépasser est fixé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

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 his-

toriques 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), en 2019 (+ 13 % par rapport à 2018), et en 2020 (+ 20 % par rapport à 2019).

Sur la concession de Maine-et-Loire, le taux de CMA est en augmentation depuis 2017 (0,7 % en 2020), dû notamment au changement de méthode, mais reste bien en-deçà du seuil de 3 % fixé par le décret qualité. Toutefois, ce taux se situe au-dessus de la moyenne des concessions auditées par AEC (0,6 %, statistiques 2019).

### Evolution du nombre et du taux de CMA selon les zones



Concernant la méthode statistique d'évaluation du nombre de clients mal alimentés en tenue de tension au sens de l'arrêté de 2007 suscité, le SIEML 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 :

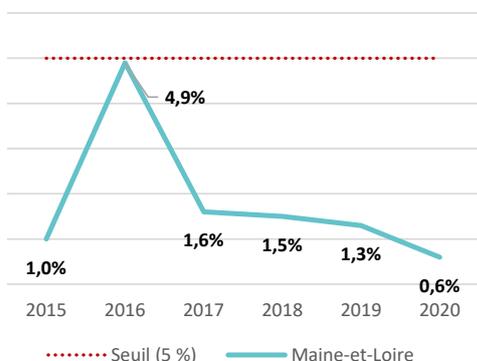
- Tous les clients mal alimentés dont la levée de contrainte passe par une opération sur le réseau HTA ne sont pas détectés par GDO-SIG, les chutes de tension HTA étant plafonnées à 5% ;
- Les valeurs utilisées dans GDO-SIG pour les prises à vide des transformateurs HTA/BT sont optimisées par défaut 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.

En 2020, les départs HTA en contrainte de tension sont au nombre de trois, comme en 2019. Ces départs sont MON-TIG du poste source RECOUVRANCE (6,3%), JUIGNE du poste source JUIGNE-SUR-LOIRE (5,7%), et BEAUPR du poste source SAINT-PIERRE-MONTLIMART (5,1%).

## 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 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.

### Taux d'usagers (BT et HTA) au-delà des seuils



Le seuil de continuité de fourniture est fixé par le décret qualité à 5 %, c'est à dire qu'il ne faut pas que plus de 5 % des clients de la concessions rencontrent au cours de l'année plus de 6 coupures longues, 35 coupures brèves ou plus de 13 heures de coupures cumulées.

Le seuil du décret qualité est à nouveau respecté en 2020 ; il est au plus bas depuis 2015. En 2016, il a avoisiné la limite supérieure fixée à 5 % du fait d'incidents climatiques exceptionnels particulièrement importants cette année là.

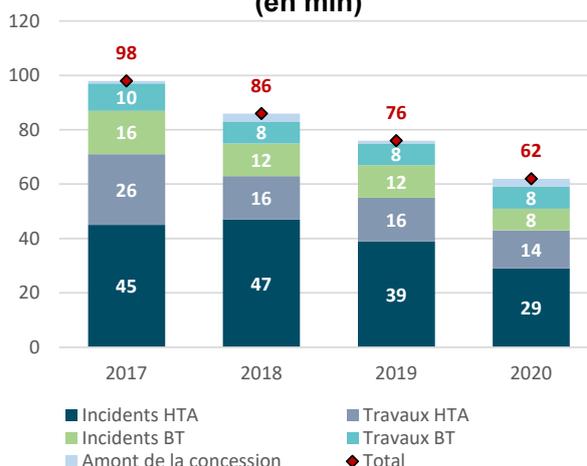
Le critère B est l'indicateur représentant le temps de coupure moyen par usager. C'est l'élément le plus utilisé pour caractériser la continuité de fourniture. Il permet principalement de mettre en évidence la sensibilité des réseaux aux agressions extérieures, ainsi que la réactivité déployée par le concessionnaire pour réalimenter les usagers coupés et réparer les dégâts sur le réseau.

### SUIVI DES SDI / PPI

Le SDI prévoit d'attendre en 2040 un critère B incident HIX moyenné sur 4 ans inférieur ou égal à 60 minutes.

Sur la période de 4 ans 2017-2020, le critère B incident moyenné est de 52 minutes soit un taux particulièrement satisfaisant au regard des ambitions contractuelles.

### Evolution et décomposition du critère B hors incident exceptionnel (en min)



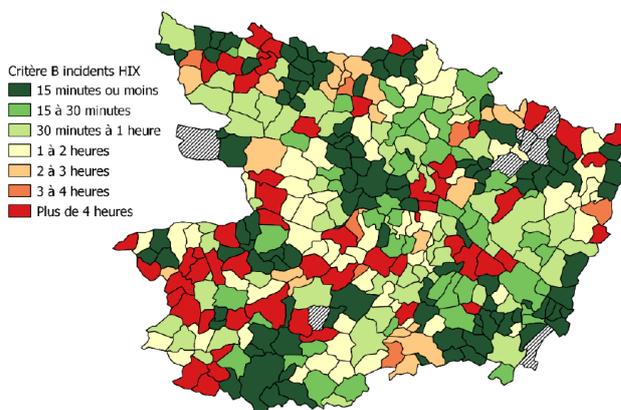
2 types de critère B existent :

→ Le **critère B TCC**, qui comptabilise les événements exceptionnels survenus sur le réseau. En Maine-et-Loire, il s'élève en 2020 à 78,7 minutes, soit 1,7% de plus qu'en 2019 (77,4 minutes) ;

→ Le **critère B HIX** (hors incidents exceptionnels). Il s'agit du critère B sans les événements météorologiques exceptionnels. En Maine-et-Loire, il est en amélioration constante depuis l'exercice 2016. En 2020, il s'élève à 62,8 minutes, contre 76,0 minutes en 2019 (-17,4%). Malgré tout, le critère B HIX en 2020 se situe 4,8 minutes au-dessus du critère B national (58,0 minutes).

Une grande majorité du critère B a pour cause des incidents survenus sur le réseau HTA. Le critère B HTA s'établit en moyenne à 52,1 minutes sur la période 2016-2020, et représente en moyenne 53% du critère B de la concession. Les incidents BT représentent quant à eux 14% du critère B, les travaux HTA 22 %, les travaux BT 10 %, et les incidents en amont de la concession, 1 %.

Les communes les plus impactées par les incidents HIX sont Denezé-sous-le-Lude, Saint-Georges-des-Sept-Voies, et Beauvau.



Critère B incident HIX par commune

## LES COUPURES ET INCIDENTS RÉSEAU

Les coupures sur le réseau HTA peuvent être catégorisées par leur durée :

- les coupures longues supérieures à 3 minutes ;
- les coupures brèves comprises entre 1 seconde et 3 minutes ;
- les coupures très brèves (ou micro-coupures) inférieures à 1 seconde.

Les coupures longues sont en baisse en 2020, atteignant 0,7 coupure par usager. Les coupures brèves sont relativement stables depuis 2016 et s'établissent à 2,2 en 2020. Les données sur les coupures très brèves sont indisponibles de 2015 à 2017, mais sont en augmentation par rapport à 2019 pour s'établir à 4,6 en 2020.

En termes de taux d'incidents sur les réseaux, on observe une baisse par rapport à 2019, qui avait fait l'objet d'une recrudescence préalable des taux.

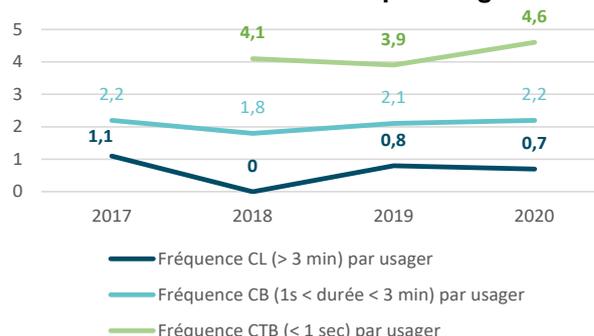
Le taux d'incidents HTA s'établit ainsi à 2,4 incidents pour 100 km de réseau. Le taux d'incidents sur les lignes aériennes est plus élevé que sur les souterraines, nécessitant une attention particulière.

Le taux d'incidents sur le réseau BT s'établit à 8,6 au global, 23,1 sur le réseau aérien nu, 4,0 sur le BT torsadé et 3,6 sur le souterrain. Globalement, l'ensemble de ces taux d'incidents diminuent ; en atteste d'ailleurs le temps de coupure moyen (critère B) en diminution sur la concession entre 2019 et 2020.

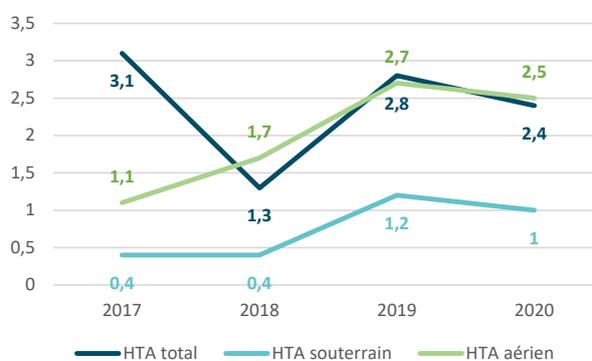
### A RETENIR

Au-delà du taux d'enfouissement des réseaux, c'est le taux de réseau aérien nu qu'il convient de suivre sur notre concession. En effet, le réseau aérien torsadé semble relativement robuste et peu sujet aux incidents. En revanche, le réseau aérien nu est le premier siège des incidents sur notre concession avec près de 25 incidents aux 100 km. Il conviendra donc de veiller à résorber ce linéaire particulièrement sensible et en nombre encore important sur notre concession.

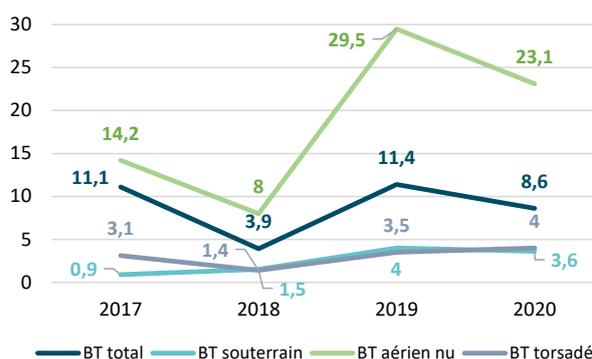
### Fréquence des coupures HTA longues, brèves et très brèves par usager



### Evolution du taux d'incidents HTA pour 100 km de réseau (hors exceptionnel)



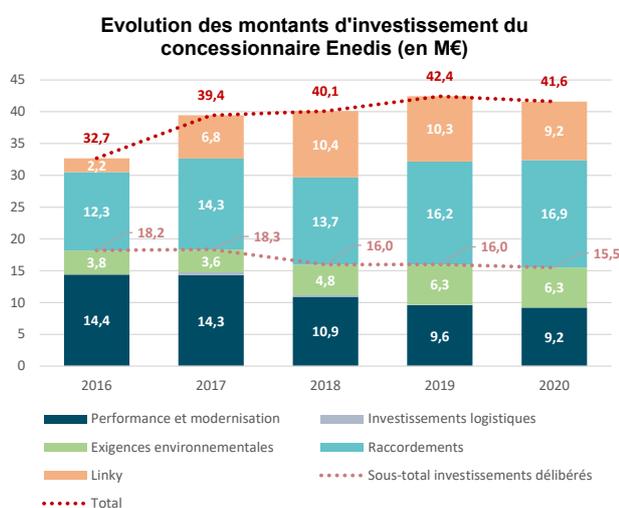
### Evolution du taux d'incidents BT pour 100 km de réseau (hors exceptionnel)



# LES INVESTISSEMENTS ET TRAVAUX RÉALISÉS

## LES MONTANTS D'INVESTISSEMENTS

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



En 2020, les investissements Enedis sur la concession s'élevaient à 41,7 M€, dont 15,6 M€ d'investissements délibérés (c'est-à-dire hors sollicitations des clients et/ou des collectivités). Ce nombre est en légère diminution par rapport à 2019. Les raccordements prennent de plus en plus d'ampleur dans les dépenses d'investissements du concessionnaire, dans un contexte de transition énergétique notamment.

Au-delà des investissements sur les réseaux à proprement parler, le concessionnaire procède à des travaux d'élagage sur l'ensemble de la concession, afin de réduire les risques d'incidents liés à la végétation. En 2020 ces travaux représentent 2,2 M€ de dépenses d'investissement pour 350 km de réseau traités (HTA et BT). Ces dépenses sont en très légère hausse par rapport à celles de 2019 (+ 1,9 %).

Enfin, parmi les axes principaux de la politique d'investissements, on remarque :

- + 4,3 % d'investissements pour les raccordements ;
- - 10,7 % d'investissements pour les compteurs communicants. Le déploiement Linky approchant son terme, cette baisse d'investissements n'est pas surprenante ;
- - 4,2 % d'investissements dans la performance réseau.

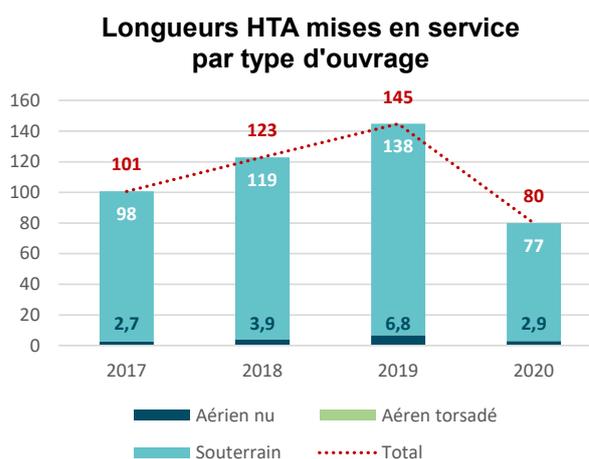
Le syndicat sera particulièrement attentif aux différents indicateurs de performance du réseau afin de vérifier que la nouvelle baisse des investissements liés à la performance et à la modernisation du réseau en 2019 n'entraîne pas des problématiques de continuité d'alimentation et de qualité de tension 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.

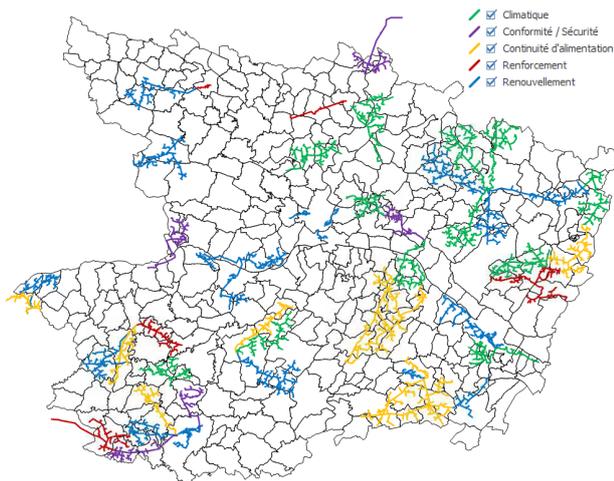
## LES TRAVAUX HTA

Les mises en service de lignes HTA et BT ont globalement connu une chute d'activité de 2019 à 2020. La crise sanitaire a en effet engendré un ralentissement des travaux prévus tout au long de l'exercice, d'abord en raison de la cessation totale des activités non essentielles du concessionnaire pendant le premier confinement (de mi-mars à mi-mai), puis également en raison des décalages créés sur les calendriers et de la décélération économique.

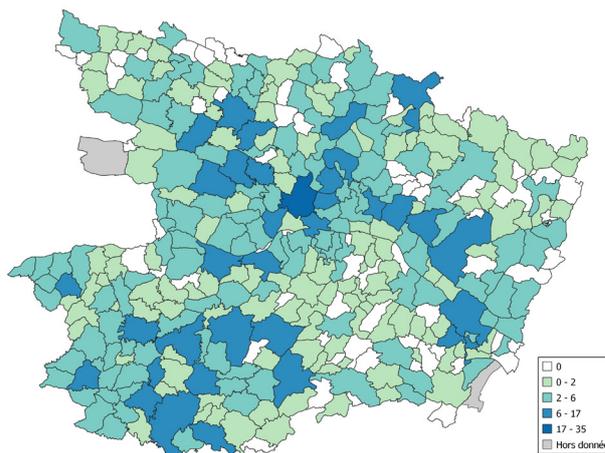
Le rythme de mise en service des lignes HTA a ainsi été réduit de 44,4%. Ces lignes sont depuis plusieurs années majoritairement souterraines, mais on observe toujours des mises en service de linéaire aérien nu.



Malgré tout, sur les investissements cumulés 2019-2020, on observe que des investissements HTA ont été réalisés de manière relativement homogène sur l'ensemble du territoire départemental.



Principaux travaux HTA 2019-2020 Enedis



Nombre d'affaires BT 2019-2020 Siémi-Enedis

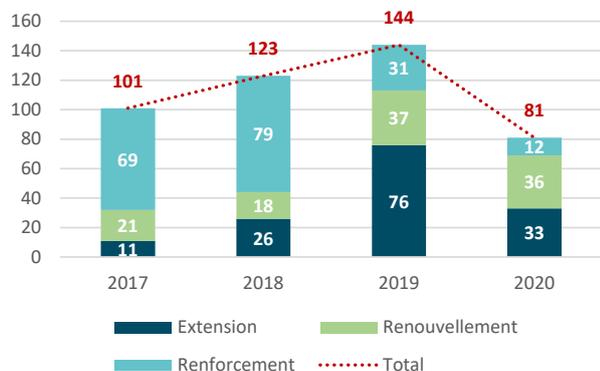
La nature des travaux est relativement équitablement répartie entre le renforcement, le renouvellement et l'extension en 2020, alors qu'on observait un essor des travaux d'extension (raccordements) en 2019 après une période de renforcements des réseaux.

Ces travaux de renforcement sont par ailleurs sans doute responsables de l'amélioration de la continuité de fourniture observée précédemment puisqu'ils coïncident avec la diminution du temps de coupure HTA.

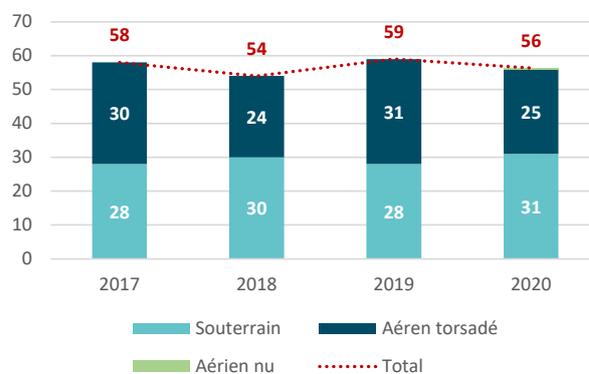
Concernant les typologies d'ouvrages créés, on observe que les lignes nouvellement créées sont depuis 2014 quasi-exclusivement souterraines ou torsadées.

Pour ce qui est des typologies de travaux, les renouvellements des lignes sont majoritaires, suivi par les extensions.

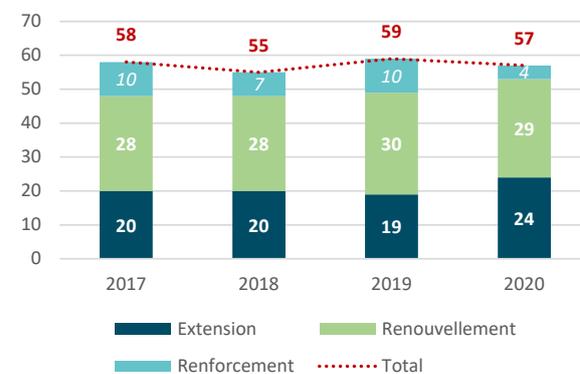
Longueurs HTA mises en service par nature de travaux



Longueurs BT mises en service par type d'ouvrage



Longueurs BT mises en service par nature de travaux



## LES TRAVAUX BT

Les travaux de mises en service sur le réseau BT ont connu une réduction moins marquée que les travaux HTA mais ont tout de même diminué de 5 %.

Comme pour les réseaux HTA, on remarque que la quasi-totalité des communes de Maine-et-Loire ont bénéficié de travaux d'Enedis ou du Siémi sur leurs réseaux BT au cours de la période 2019-2020.



## 2 CONTRÔLE COMPTABLE DE LA CONCESSION

La présente partie vise à analyser les principales évolutions de la concession sur diverses thématiques : la valeur comptable des ouvrages, leur localisation, les droits du concédant et le résultat d'exploitation.

En synthèse, on observe les points suivants :

### PRINCIPAUX POINTS POSITIFS

→ Les travaux de localisation des ouvrages se poursuivent, notamment avec l'échéance de novembre 2020 de la loi ELAN, qui fait entrer en concession l'intégralité des colonnes montantes du territoire, à l'exception de celles qui ont été revendiquées par les propriétaires ;

→ Le résultat d'exploitation reste positif à l'échelle de la concession de Maine-et-Loire, et ce malgré une baisse d'activité liée à la crise sanitaire.

### PRINCIPAUX POINTS À AMÉLIORER

→ Le taux d'amortissement des ouvrages de la concession continue d'augmenter, ce qui traduit un vieillissement global des infrastructures.

# LA VALEUR COMPTABLE DES OUVRAGES CONCÉDÉS

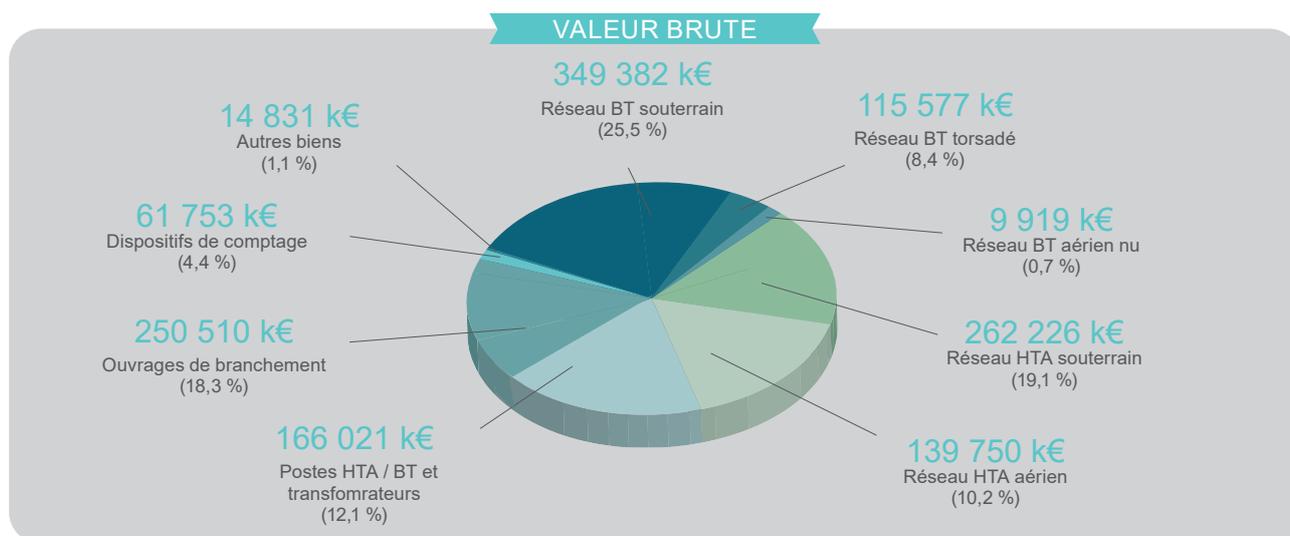
## LA VALEUR BRUTE

La valeur brute des ouvrages concédés s'élève en 2020 à 1 370 M€, soit une augmentation de 3,6 % par rapport à l'exercice précédent.

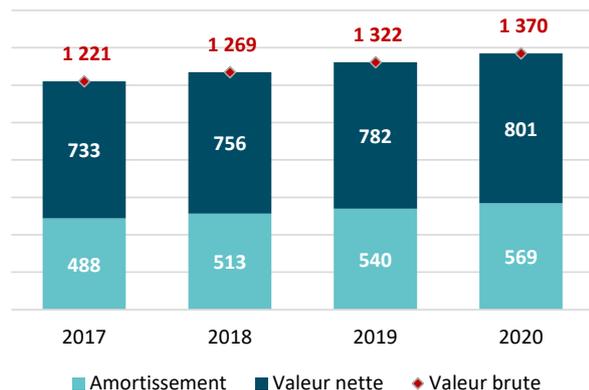


**1 370 M€**

valeur brute des ouvrages concédés



## Evolution des immobilisations en concession (en M€)



Fin 2020, la valeur nette totale des ouvrages non localisés représente 18,7 % 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.

De plus, les compteurs C5 électromécaniques et C5 électroniques sont toujours non localisés, mais le déploiement d'ici fin 2021 des compteurs Linky permet un remplacement progressif de ces compteurs et permet aussi leurs localisations au fil des poses. Les compteurs marchés d'affaires (C1 à C4) ont été également intégralement localisés en 2018.

Sur le plan comptable, le concessionnaire distingue les ouvrages localisés des ouvrages non localisés.

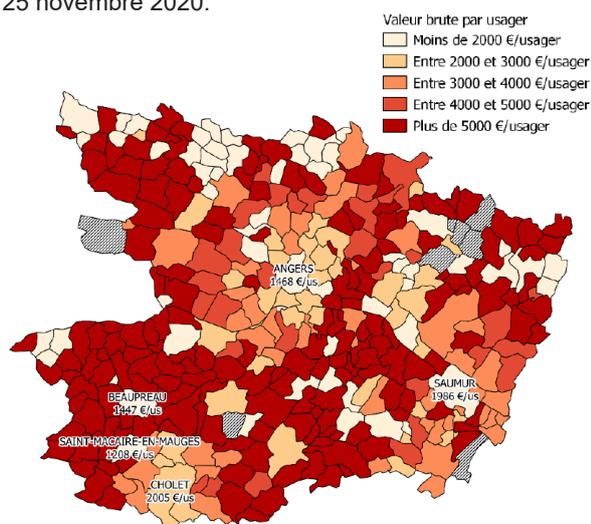
→ **Les ouvrages localisés** : canalisations, postes, transformateurs, compteurs Linky, ouvrages collectifs de branchements ;

→ **Les ouvrages non localisés** : compteurs électriques (hors Linky), ouvrages de branchements, colonnes montantes.

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

Par ailleurs, les impacts comptables de l'article 176 de la loi ELAN, qui prévoit le transfert de l'ensemble des colonnes électriques en exploitation raccordées au réseau public de distribution d'électricité à l'issue d'un délai de 2 ans à compter du 24 novembre 2018, sont visibles depuis l'exercice 2019 avec les premiers « transferts » émanant des propriétaires. Ces transferts concernent pour mémoire certaines colonnes montantes qu'Enedis avait dénombrés lors de son inventaire effectué en 2018 mais qui étaient qualifiées d'« hors concession », c'est-à-dire celles mises en service avant la signature du contrat de concession « modèle 1992 » et non renouvelées entre temps.

Toutes les autres colonnes réputées encore « hors concession » ont intégré l'inventaire comptable et les colonnes montantes y figurant déjà et qualifiées d'« en concession » le 25 novembre 2020.



## LE TAUX D'AMORTISSEMENT

Le taux d'amortissement est le rapport de l'amortissement d'un ouvrage (la somme de toutes les dotations aux amortissements depuis qu'il a été mis en service) sur la valeur brute. Ainsi, plus le taux d'amortissement d'un ouvrage est élevé, plus celui-ci est proche de sa fin de vie.

### Evolution du taux d'amortissement des ouvrages



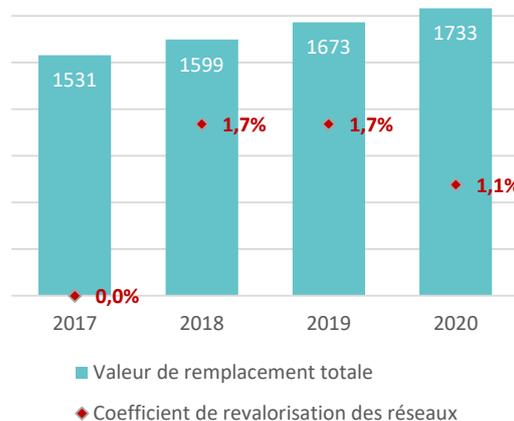
Sur la concession de Maine-et-Loire, le taux d'amortissement des ouvrages continue d'augmenter depuis plusieurs années pour atteindre 41,5 % en 2020 (+ 0,6 points par rapport à l'exercice précédent), ce qui traduit un vieillissement des infrastructures.

## LA VALEUR DE REMPLACEMENT

La valeur de remplacement représente la valeur théorique de renouvellement. Elle est calculée à partir de la valeur brute historique des ouvrages concédés et elle est réévaluée annuellement pour refléter l'évolution des coûts à partir d'un panier d'indices (coûts des travaux publics, de main d'oeuvre et d'ingénierie).

En 2020, la valeur de remplacement de l'intégralité des ouvrages atteint 1 733 M€ (+ 3,6 % par rapport à 2019).

### Evolution de la valeur de remplacement (en M€)



## LES PROVISIONS POUR RENOUVELLEMENT

A partir de la valeur de remplacement, le concessionnaire calcule annuellement la dotation aux 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 :

$$PR = \text{valeur de remplacement à l'identique} - \text{valeur d'origine.}$$

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.

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.

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 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 PR 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.

La FNCCR a acté la fin de ce dispositif en précisant toutefois que le stock de provisions pour renouvellement soit reporté automatiquement sur le nouveau contrat pour être utilisé conformément à son objet initial. Enedis en contre-partie s'est engagé à une optimisation financière de la redevance de concession ainsi qu'à l'établissement d'un schéma di-

## Evolution des provisions pour renouvellement constituées (en M€)



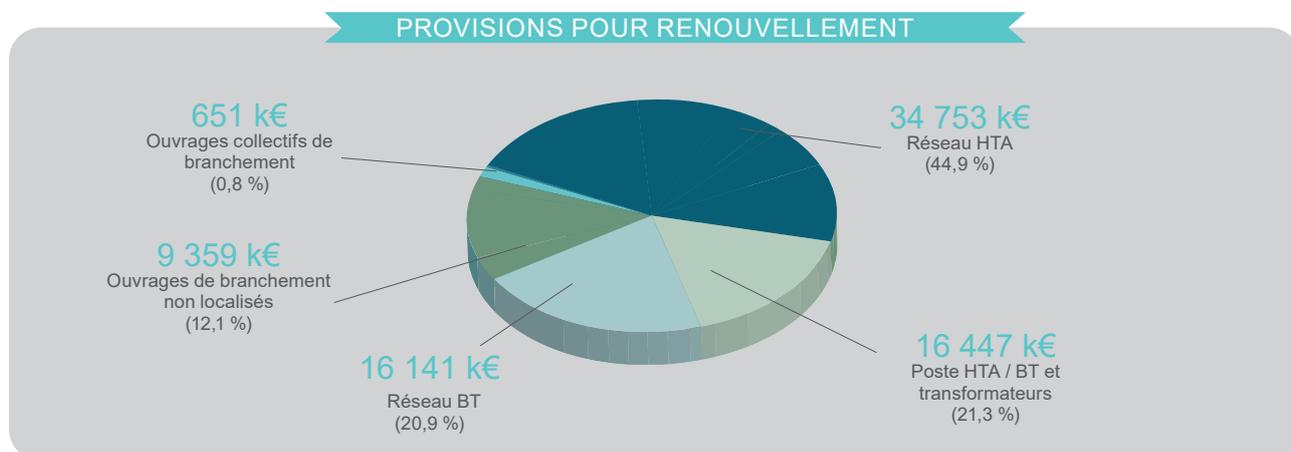
recteur des investissements calé sur la durée du contrat et, décliné en programmes pluriannuels incluant les investissements de renouvellement des ouvrages.

Le nouveau contrat de concession adopté par le Siéml et Enedis acte ainsi la fin de l'obligation de dotation aux provisions pour renouvellement.

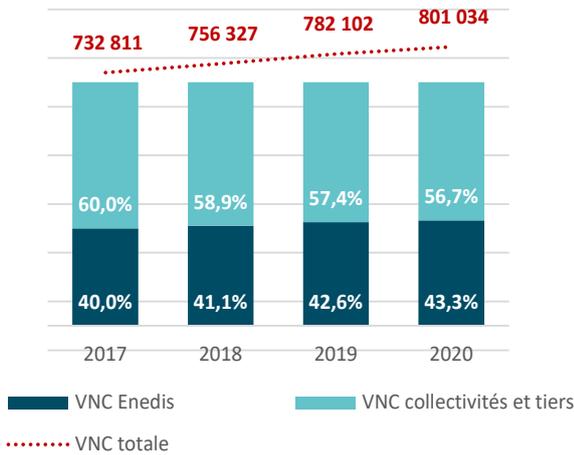
Outre la fin du flux de nouvelles dotations, le nouveau modèle de contrat prévoit un maintien du stock de provisions dans le passif d'Enedis et une affectation progressive de celles-ci lors du renouvellement ultérieur des ouvrages ayant motivé leur constitution au fil des SDI/PPI.

Ce maintien du stock de provisions au passif d'Enedis a évité au concessionnaire une sortie de trésorerie immédiate lors de la signature du nouveau cahier des charges de concession. En parallèle, pour le concédant, cette solution comptable lui permet, a priori, de conserver les droits financiers acquis et de les voir progressivement affectés aux financements des biens lorsqu'ils seront renouvelés au fil du schéma directeur et des programmes pluriannuels d'investissements.

Les provisions pour renouvellement des ouvrages HTA représentent près de 45 % des PR totales du concessionnaire. Le réseau BT représente près de 21 % des PR.



# DROITS DU CONCÉDANT ET ORIGINES DE FINANCEMENT



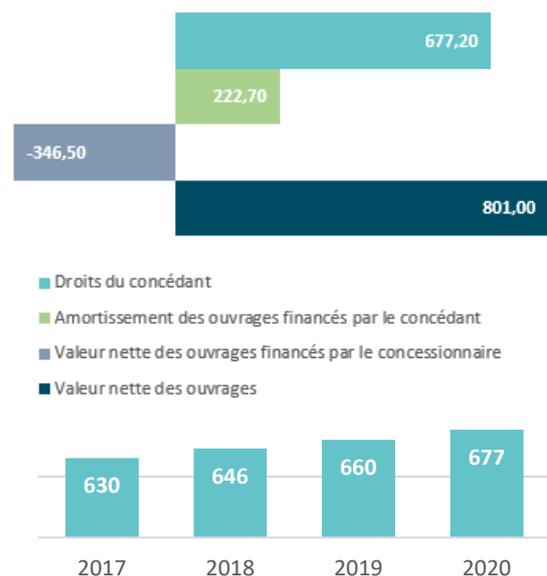
## Evolution de l'origine de financement de la valeur nette comptable des mises en service (en k€)

Les origines de financement de la valeur nette comptable sont réparties entre le concessionnaire (43,3%) et l'AODE (56,7%) en 2020.

## Composition et évolution des droits du concédant (en M€)

Les droits du concédant représentent la valeur des biens mis gratuitement dans la concession par le concessionnaire. Ces droits sont en augmentation depuis 2013 et atteignent en 2020 677 M€ (+ 2,6% par rapport à 2019).

La décomposition des droits sur le dernier exercice découle de la valeur nette des ouvrages financés par le concédant augmentée de leur amortissement.

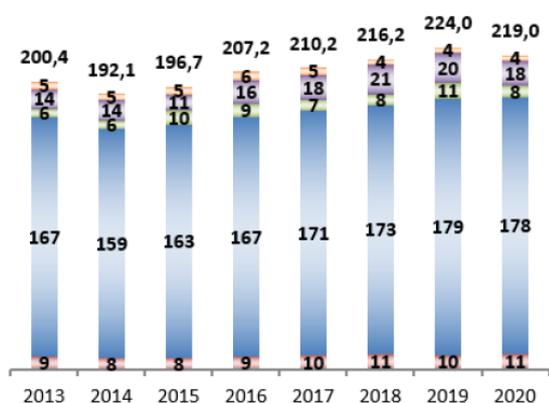


# LE RÉSULTAT D'EXPLOITATION DE LA CONCESSION

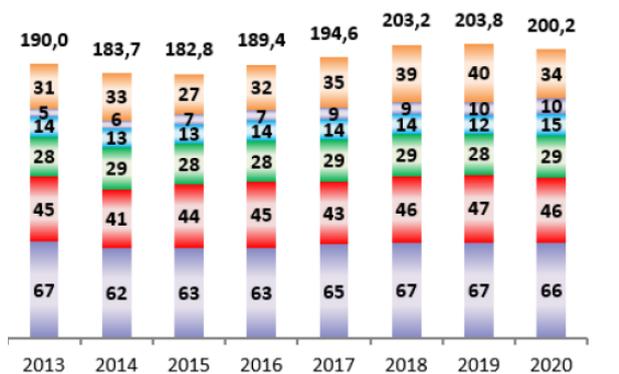
Suite à la restructuration du concessionnaire en direction régionale en 2015, 77 % des charges d'exploitation sont désormais calculées via une clé de répartition appliquée à des montants collectés à un périmètre supraconcessif, soit dorénavant la DR (direction régionale), maille plus resserrée que la DIR (direction inter-régionale) antérieurement.

Au terme de l'exercice 2020, les produits d'exploitation ont baissé de 2,2% pour atteindre 219,0 M€. La plus grande majorité des produits réside dans les recettes d'acheminement (81,2%), et ce de manière historique. Bien que les produits d'exploitation aient diminué, la concession reste bénéficiaire. En effet, les charges d'exploitation s'élèvent à 200,2 M€ en 2020 (-1,8% par rapport à 2019).

Evolution des produits et charges d'exploitations (en M€)



- Autres produits d'exploitation\*
- Production stockée et immobilisée
- Reprises sur amortissements et provisions\*
- Recettes d'acheminement
- Recettes de raccordements et prestations

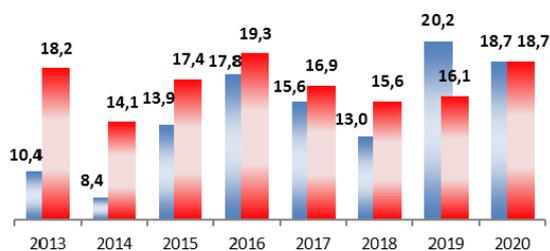


- Autres charges\*
- Charges centrales\*
- Impôts, taxes, redevances, contribution\*
- Charges de personnel\*
- Dotations aux amortissements et provisions
- Accès réseau amont et achats des pertes sur réseau de distribution\*

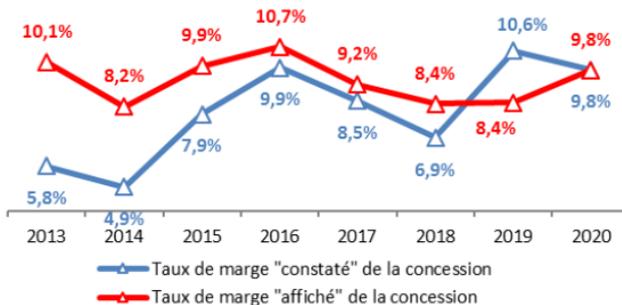
Le résultat « affiché » est un résultat théorique qui correspond à une quote-part du résultat d'Enedis, calculée au prorata du chiffre d'affaires de la concession. Le résultat « constaté » est calculé par différence entre les produits et les charges d'exploitation de la concession.

La concession du SIEML est bénéficiaire depuis 2013. En 2020, le résultat constaté du SIEML atteint 18,7 M€, au même niveau que le résultat affiché après contribution à l'équilibre. Le taux de marge résultant atteint 9,8%.

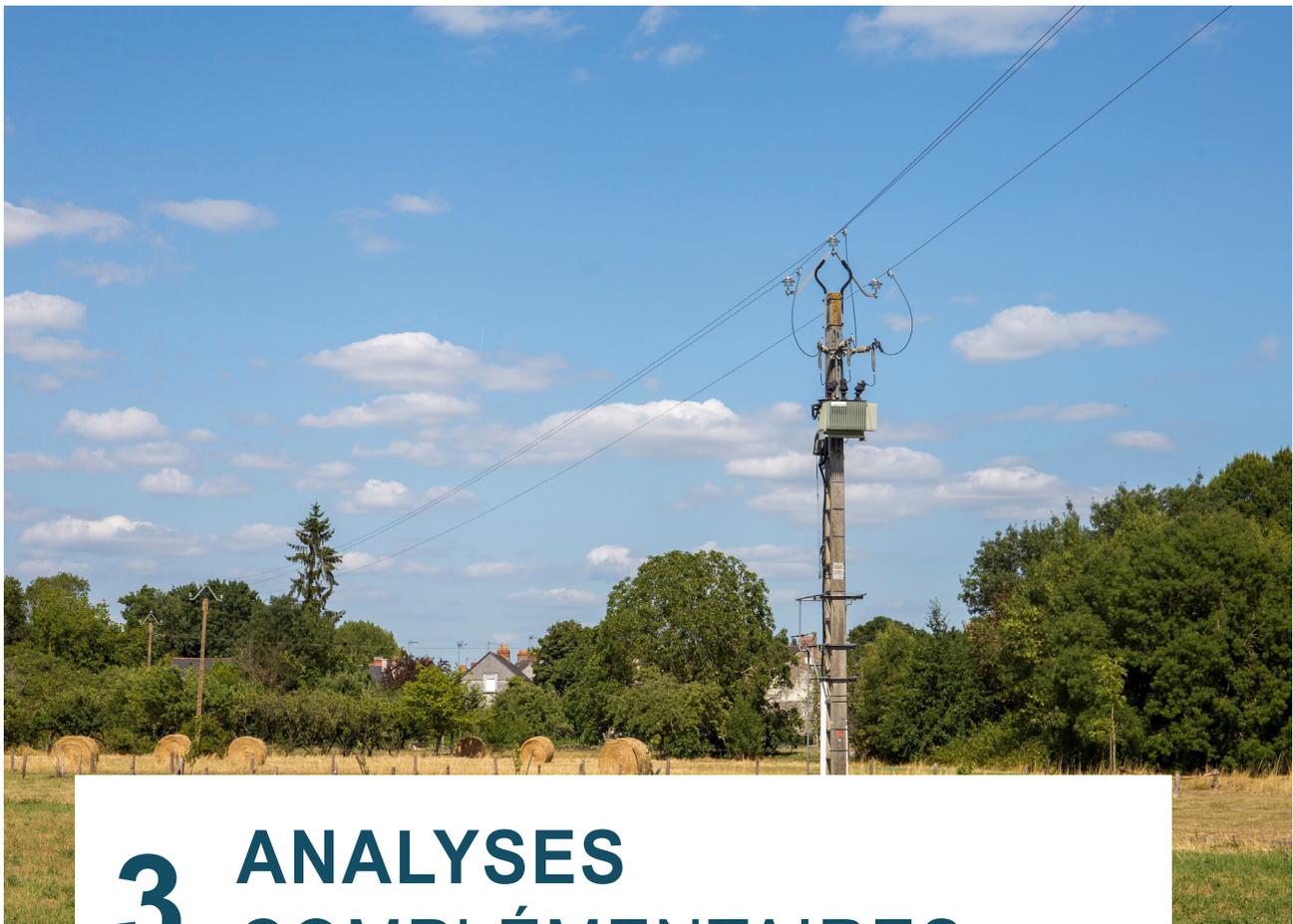
Evolution des résultats et taux de marge « constatés » et « affichés » (en M€)



- Résultat constaté (sans prise en compte de la contribution à l'équilibre)
- Résultat affiché (avec prise en compte de la contribution à l'équilibre)



- Taux de marge "constaté" de la concession
- Taux de marge "affiché" de la concession



# 3 ANALYSES COMPLÉMENTAIRES

Dans le cadre de sa mission de contrôle, le Siéml réalise annuellement un ensemble d'analyses complémentaires permettant de suivre la vie de la concession électrique, de mettre en avant les principaux événements qui ont pu l'impacter sur l'année, et de répondre à certaines questions posées par les collaborateurs.

Cette année, plusieurs sujets ont intéressés les services du syndicat :

## LES PRINCIPAUX DOSSIERS



### Compteurs Linky

Etat des lieux de déploiement et demandes de mesures des ondes



### Fibre optique

Coordination locale pour le déploiement de la fibre



### Raccordements EnR

Expérimentation locale et établissement du schéma régional (S3REnR)



### Tarifs réglementés

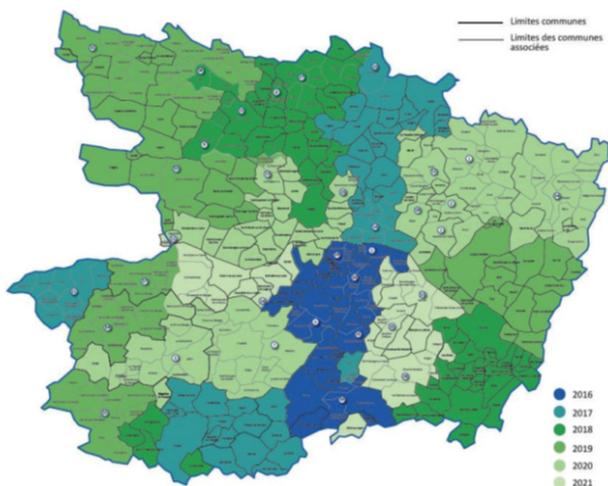
Fin partielle des TRVE et diffusion du chèque énergie

# COMPTEURS LINKY

## OÙ EN EST LE DÉPLOIEMENT ?

### ETAT DES LIEUX DU DÉPLOIEMENT

La pose des compteurs communicants Linky visant à remplacer les compteurs d'électricité d'ancienne génération a démarré en 2015 et doit couvrir le territoire français à hauteur de 35 millions de compteurs d'ici la fin 2021. Ce déploiement a été interrompu sur l'intégralité du territoire national lors du premier confinement, de mi-mars à mi-mai 2020. Malgré cette suspension, la reprise progressive des activités à partir de mai a permis d'atteindre l'objectif de 80% de clients équipés. Ainsi, près de 6,4 millions de compteurs ont été posés en 2020.

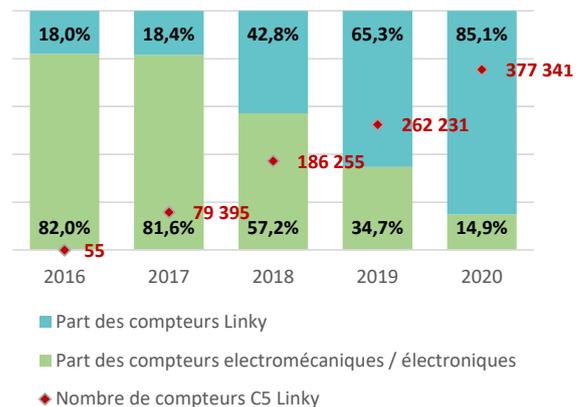


Sur le territoire du Siéml, le déploiement a débuté en 2016. A l'instar de la situation nationale, le calendrier a été jusqu'ici respecté et certaines métropoles sont déjà totalement équipées. C'est le cas d'Angers, Cholet et Saumur.

377 341 compteurs Linky C5 (c'est-à-dire BT ≤ 36 kVA) ont été posés sur le territoire du Siéml en 2020, ce qui représente 85,1% de clients.

Le compteur Linky a montré ses avantages lors de la période de confinement en garantissant la continuité du service, et en permettant certaines interventions techniques à distance (modifications contractuelles, mises en service suite à des déménagements, diagnostics clients...). Ces télé-opérations ont évité de nombreux déplacements chez les clients, garantissant leur sécurité ainsi que celle des prestataires d'Enedis, tout en répondant aux besoins urgents des usagers.

### Evolution de la typologie des appareils de comptage de la concession pour les usagers C5



En plus d'une détection et d'une gestion bien plus efficace des défauts sur le réseau de distribution publique, le compteur Linky fait preuve d'une réelle amélioration de la qualité du service :

- Les clients n'ont plus besoin d'être présents pour attendre le technicien d'Enedis. L'ouverture d'un nouveau contrat est ainsi effective en seulement 24 heures contre 5 jours auparavant.
- Le coût de modification de la puissance d'un contrat d'électricité est considérablement réduit.
- Les factures sont désormais établies sur la base de la consommation réelle et non estimée.

Grâce au compteur Linky, les usagers peuvent également suivre et maîtriser leur consommation d'électricité, et adapter leurs offres à leurs usages.

Enfin, le compteur Linky est un levier de la transition énergétique : en fournissant des données précises et en temps réel sur les flux d'énergie sur les réseaux, les compteurs communicants accélèrent l'intégration des énergies renouvelables et favorisent les opérations d'autoconsommation. En effet, les flux de plus en plus multidirectionnels en raison de l'essor des points de production sur les réseaux BT et HTA sont facilement enregistrés par les compteurs Linky chez les clients, et assurent au gestionnaire les informations nécessaires à l'équilibre des charges sur le réseau.

Linky est aussi un atout pour la mobilité électrique, en permettant aux propriétaires de véhicules électriques d'adapter leurs offres et de suivre leurs consommations pour optimiser les recharges.

Dans un communiqué de juin 2021, la CRE rappelle d'ailleurs que le déploiement du compteur intelligent Linky est un projet industriel ambitieux, indispensable à la réussite de la transition énergétique dans notre pays, en permettant la réduction de notre empreinte écologique par la maîtrise de la demande en énergie.

La CRE souligne également la réussite industrielle de ce projet : 32 millions de compteurs fabriqués en France sont déjà posés sur un total de 35 millions, les coûts sont inférieurs au budget prévu et les délais sont respectés. Son déploiement est financé par Enedis :

- les économies associées au déploiement du compteur évolué Linky compensent les coûts d'investissement du projet ;
- la CRE a mis en place une tarification différée, de façon à ce que les coûts liés au déploiement de Linky (qui ont précédé de quelques années les gains directs en fonctionnement estimés à 1 milliard d'euros d'ici 2024), soient répercutés dans les tarifs en même temps que les bénéfices.

Enfin, la CRE rappelle que Linky ne fait pas augmenter la facture du consommateur d'électricité. Le chiffre évaluant l'impact de Linky à 15 €/an sur la facture du consommateur et qui a pu être repris dans la presse à l'été 2021 est infondé.

La CRE s'est assurée de la réalité des gains et a constaté que les objectifs globaux du plan d'affaires Linky étaient complets pour les économies de charges d'exploitation et partiels sur les pertes non techniques. Ces gains se matérialiseront dès la période du TURPE 6 HTA-BT et réduiront de près de 5 % par rapport à 2019 les charges d'exploitation d'Enedis. Ils sont notamment liés à la diminution des coûts de relève et des petites interventions désormais réalisées à distance. S'y ajoutent les gains liés à la réduction des fraudes et des erreurs de facturation qui pourraient représenter près de 3 % des charges d'exploitation d'Enedis en 2024.

Linky apporte en outre des gains immédiats et concrets pour le consommateur : relève du compteur à distance, réduction des erreurs de comptage, baisse du prix des petites interventions désormais téléopérables, maîtrise de la demande d'énergie grâce à la meilleure connaissance de sa consommation.

## LES REFUS DE POSE DU COMPTEUR

Conformément aux décisions gouvernementales, la pose des compteurs Linky a été suspendue durant le premier confinement national (de mi-mars à mi-mai). Dans le cadre de la reprise progressive des activités d'Enedis à partir du 11 mai et en concertation avec toutes les parties prenantes, le déploiement des compteurs a été relancé et s'est poursuivi dans le strict respect des mesures sanitaires mises en place, afin de préserver la santé des clients et des techniciens.

En fonction des besoins de chaque localité, le dispositif et la communication mis en place autour du déploiement ont été adaptés par les services d'Enedis, afin d'accompagner sereinement les élus locaux et les clients. Des permanences

et/ou des interventions en conseil municipal ont ainsi pu être organisées par Enedis, en collaboration lorsque cela était utile avec le Siéml.

Ainsi, malgré la suspension du déploiement entre mi-mars et mi-mai, les objectifs fixés par les autorités publiques de 80 % de clients équipés en 2020 ont été atteints.

Toutefois, un certain nombre de clients confirme refuser la pose de ce nouveau compteur. Il convient de rappeler que le compteur électrique n'appartient pas à l'occupant du logement. Il est propriété de la concession et constitue un bien de retour. Le concessionnaire est donc tenu de gérer, d'entretenir, de maintenir et de renouveler les compteurs électriques pour le compte de l'autorité concédante.

A partir de 2022, si un problème survient sur un ancien compteur et que l'abonné doit faire appel à Enedis pour changer son compteur, ce changement pourra être facturé par Enedis au client. Par ailleurs, des questions de responsabilité pourront voir le jour en cas d'incident lié à l'usage d'un compteur ancienne génération.

## L'ELECTROSENSIBILITÉ

Depuis le 1er janvier 2014, les communes peuvent recevoir de leurs administrés des demandes de mesures via un formulaire spécifique téléchargeable sur internet.

Aussi, toute personne peut faire mesurer l'exposition aux ondes électromagnétiques, tant dans les locaux d'habitation que dans des lieux accessibles au public (parcs, commerces, gares, établissements d'enseignement...). Il est également possible de demander une mesure de l'exposition associée à des objets communicants fixes comme les compteurs communicants Linky.

Le formulaire de demande de mesure est disponible sur le site [service-public.fr](http://service-public.fr).

Une fois ce formulaire rempli par le particulier, il doit impérativement être signé par la commune (ou tout autre organisme habilité) avant d'être envoyé à l'Agence nationale des fréquences (ANFR).

Les communes peuvent également solliciter directement des mesures auprès de l'ANFR pour leur propre compte, en passant par un télé-service sur [www.mesures.anfr.fr](http://www.mesures.anfr.fr).

L'Agence nationale de fréquences veille ainsi au respect des valeurs limites réglementaires d'exposition du public.

Les résultats des mesures sont consultables sur son site



*cartoradio.fr*. Elle dépêche et rémunère les laboratoires chargés des mesures sur le terrain. Ils répondent à des exigences d'indépendance et de qualité.

Le financement des mesures de radiofréquences repose sur un fonds public alimenté par une taxe gérée par l'ANFR et prélevée principalement sur les opérateurs de téléphonie mobile.

Une opération de mesure dure entre une et trois heures. Plusieurs types de mesures sont possibles, selon que l'on souhaite connaître l'exposition globale résultant de l'ensemble des sources environnantes ou une analyse plus détaillée permettant de voir les contributions de ces différentes sources à l'exposition.

Jusqu'à présent cette action de mesure reste la seule solution fiable pour évaluer le respect des valeurs limites réglementaires d'exposition au public.

#### POUR ALLER PLUS LOIN

En savoir plus sur l'agence nationale des fréquences : [www.anfr.fr](http://www.anfr.fr)

Tout savoir sur les ondes électromagnétiques : [www.radiofrequences.gouv.fr](http://www.radiofrequences.gouv.fr)

Tout savoir sur les mesures et la localisation des antennes-relais : [www.cartoradio.fr](http://www.cartoradio.fr)

Faire une demande de mesures d'exposition aux ondes : [mesures.anfr.fr](http://mesures.anfr.fr)



# CRISE SANITAIRE

## QUELS EFFETS SUR LA CONCESSION ?



### CONTEXTE GÉNÉRAL

La crise du COVID-19 a fortement impacté l'activité économique en France au cours de l'année 2020. Le premier confinement a mis à l'arrêt une grande partie du calendrier d'Enedis et du Siéml.

Au niveau national, un bouleversement des systèmes énergétiques et des activités consommant de l'énergie électrique a été occasionné par le premier confinement (fermeture des commerces non essentiels, et ralentissement de l'activité industrielle). Le gestionnaire du réseau de transport RTE a relevé une baisse de 5 % de la consommation d'électricité en 2020 par rapport à 2019. Dans le détail, lors du premier confinement, une baisse de 27 % des consommations de la grande industrie et de 57 % de l'industrie ferroviaire a été observée, alors qu'une légère hausse du secteur résidentiel (due au confinement des particuliers) s'est fait ressentir.

En ce qui concerne Enedis, l'arrêt total des activités non essentielles de mi-mars à mi-mai 2020 a impacté certains chiffres. Le gestionnaire du réseau de distribution a mis en place une organisation adaptée pour assurer la conduite des réseaux, le dépannage 7j/7 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. C'est pourquoi aucune conséquence sur la qualité ou la continuité de fourniture n'a été observée sur le territoire de la concession au cours de l'exercice 2020. Le critère B a même diminué de 17 % par rapport à 2019. Le nombre de CMA a légèrement augmenté, mais le changement de modèle d'estimation des charges est sans doute plus en cause que la crise sanitaire.

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. Et comme vu précédemment, le compteur Linky a démontré ses bénéfices pendant la crise du Covid-19 en permettant de réaliser à distance un grand nombre d'interventions.

La crise sanitaire liée à l'épidémie de Covid-19 a conduit Enedis à devoir adapter son activité de raccordement tout au long de l'année 2020. Seuls les raccordements demandés par la puissance publique et reconnus de service essentiel pour la nation ont pu être réalisés au cours du premier confinement.

Dans le même temps, Enedis s'est organisée afin de maintenir le traitement des demandes de raccordement. Ainsi, bien que les délais de production de devis de raccordement aient été réduits (l'activité de ce service clientèle ayant été maintenue grâce au travail à distance) pour les usagers BT  $\leq 36$  kVA, la plupart des travaux de raccordement ont vu leurs délais s'allonger considérablement. Le taux de respect des délais pour les devis de raccordement en soutirage a baissé de 7,8 points (72,8% en 2020). Le taux de respect des délais pour les clients en injection a quant à lui augmenté.

### LES IMPACTS AU NIVEAU LOCAL

#### La politique engagée conjointement par le Siéml et Enedis pour faire face à la crise

Dès le premier confinement, Enedis a travaillé avec le Siéml à un plan de reprise progressive des activités afin de contribuer à l'accompagnement du redémarrage des activités économiques sur le département du Maine-et-Loire.

Malgré tout, les travaux sur le réseau de distribution ont été restreints pour préserver la santé et la sécurité des salariés.

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.

Lors du deuxième confinement de novembre 2020, forts de leur expérience et des enseignements acquis depuis le début de la crise sanitaire, Enedis et le Siéml ont su rebondir et maintenir une activité proche de la normale. La généralisation du travail à distance a notamment permis aux salariés et prestataires d'Enedis d'effectuer nombre de leurs missions sur le territoire. Pour les interventions ne pouvant se réaliser à distance, le respect des mesures sanitaires a été minutieusement observé, et la concomitance de tous ces facteurs ont ainsi permis un regain d'activité au second semestre pour atteindre un niveau similaire à 2019.

## Les impacts sur le service public de fourniture d'électricité et sur les activités d'Enedis et de l'autorité concédante

Sur le périmètre de la concession, la crise sanitaire a engendré des conséquences sur la gestion des réseaux et le service public de distribution de l'électricité.

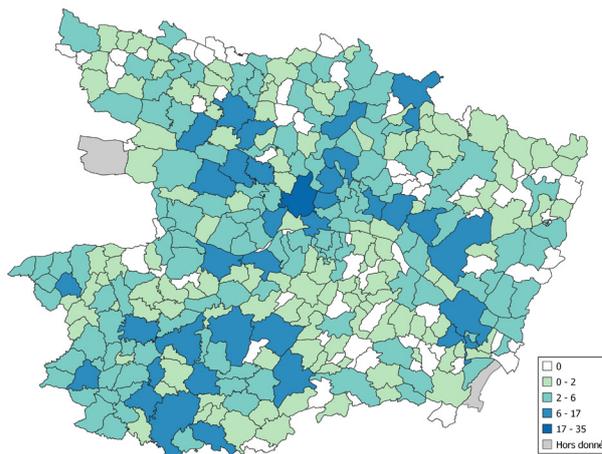
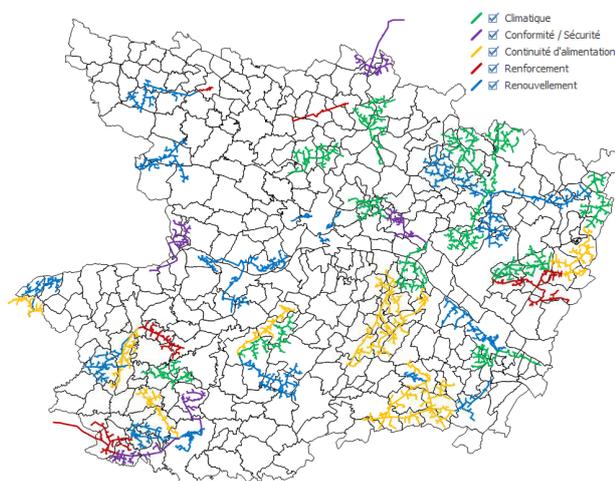
En particulier, les dépenses d'investissements du concessionnaire ont légèrement diminué. Toutefois, ce ralentissement est a priori moins dû aux conséquences des baisses d'activités économiques qu'à la fin du déploiement Linky réduisant les besoins d'investissement dans ce domaine.

**Evolution des investissements par maître d'ouvrage (en M€)**



En parallèle, les dépenses d'investissements pour les raccordements ont augmenté. En revanche, cette fois à cause du ralentissement économique, les travaux de mises en service de lignes HTA et BT ont particulièrement chuté (-44 % pour la HTA, -5 % pour la BT).

Au final, et ce malgré la crise sanitaire, le Siéml et Enedis ont maintenu des niveaux d'investissements similaires aux années précédentes. La quasi-intégralité des communes du département ont connu au cours des deux précédentes années (2019 - 2020) des travaux d'amélioration de leur réseaux HTA et/ou BT.



Du côté des usagers de la concession, les confinements et baisses de régime successives de nombreux secteurs ont engendré une chute de 4,7% de la consommation d'énergie sur le territoire du SIÉML. Sur le plan de la disponibilité du service clientèle d'Enedis, le taux de réponse aux réclamations dans les délais standards (sous 15 jours) a également souffert de la crise, passant de 90,3% en 2019 à 85,0% en 2020.

Le nombre de réclamations lui-même est resté globalement stable : 3 381 en 2020 contre 3 392 en 2019, et se situe à son plus bas niveau depuis 2017. Or des résultats différents mettant en avant une hausse notable des réclamations ont été observés dans d'autres concessions auditées par AEC : les confinements successifs et le recours massif au télétravail ont contraint les usagers à rester chez eux et donc à prendre davantage conscience des aspects de la fourniture de leur électricité.

En définitive, la réactivité et la mise en place coordonnée de dispositifs de gestion de la crise de la part du concessionnaire dès les débuts de la pandémie, ont certainement permis de réduire les impacts sur la fourniture d'énergie. La qualité et la continuité du service n'ont pas souffert du contexte sanitaire, tout comme la disponibilité du service clientèle. Les investissements se sont maintenus à un niveau pré-crise, et seuls les travaux prévus en 2020 ont connu un décalage notable en raison des confinements.

Ces évolutions devront être à nouveau suivies lors du contrôle de l'exercice 2021, qui a connu au premier semestre des situations similaires au début de 2020, avec le troisième confinement (de mi-mars à mi-mai) et les différents couvre-feux.

## L'évolution des recettes de TCCFE

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 de facturation 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, les données 2020 permettent d'observer une légère baisse des recettes de TCCFE par rapport aux périodes des années précédentes, sans qu'il soit possible de déceler si cette baisse résulte davantage de la crise sanitaire que des évolutions climatiques pour 2020.

## Evolution des recettes de TCCFE pour le Siéml par trimestre (en M€)



# FIBRE OPTIQUE POUR UN DÉPLOIEMENT CONCERTÉ

## RÉVISION DU CADRE DE DÉPLOIEMENT

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 : croissance forte voire généralisation du télétravail, accroissement de l'école à la maison, développement des échanges 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 de favoriser 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 en tant que support 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). Le gestionnaire de réseaux 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. Hors zone AMI, cet accompagnement s'est matérialisé par la signature d'une convention quadripartite le 11 juillet 2018.

Cependant, de nombreuses problématiques sont aujourd'hui rencontrées dans la phase de déploiement opérationnel de la fibre sur les territoires. Certains freins doivent ainsi être levés : adressage, élagage, renouvellement des poteaux en surcharge avant la pose pour éviter le doublement des supports, etc...

Ce dernier point de plus en plus prégnant sur les territoires a été remonté aux instances nationales qui commencent également à se saisir du sujet. Notamment, le modèle de

convention tripartite pour le déploiement de la fibre optique sur les territoires, qui avait été élaboré par la FNCCR et les opérateurs nationaux, est actuellement en cours de révision par ces mêmes instances.

L'objectif de cette révision sera de re-clarifier les modalités de déploiement de la fibre optique sur les territoires, pour tenir compte des difficultés rencontrées par les acteurs depuis la signature initiale de la convention en 2015.

A noter d'ailleurs que grâce aux négociations engagées en la FNCCR, les opérateurs télécoms et le gestionnaire de réseau Enedis, un caractère réglementaire est désormais conféré à la convention régissant l'accès aux ouvrages du réseau public de distribution d'électricité par les opérateurs de communications électroniques.

La révision de cette convention devrait donc permettre de tenir compte de l'ensemble des simplifications techniques et opérationnelles au bénéfice du déploiement et de l'exploitation des réseaux fibre optique. Cette révision doit également fournir aux AODE les moyens de mieux référencer et gérer leurs infrastructures.

## SIMPLIFICATION POUR LE RACCORDEMENT

A l'échelle nationale, près de cinq millions de prises à très haut débit en fibre optique (dites FTTH) restent à construire d'ici à 2025 et pourront être concernées par le recours aux supports aériens BT du réseau public de distribution électrique. Compte tenu des problématiques généralisées de déploiement rencontrées par les communes sur tout le territoire national, le sujet est logiquement arrivé jusqu'aux instances nationales qui ont finalement trouvé un accord pour faciliter le raccordement des clients à la fibre optique.

Sous l'impulsion de la FNCCR, les discussions entre le représentant les opérateurs de communications électroniques Infranum, le distributeur Enedis exploitant le réseau de distribution d'électricité et l'État ont abouti à un nouvel arrêté technique qui facilitera la construction du raccordement final FTTH s'il emprunte les supports électriques.

La FNCCR a proposé et soutenu les mesures de simplification attendues par les opérateurs publics et privés, exemptant d'études de calcul de charge (i.e. des études permettant de vérifier si l'ajout d'une ligne supplémentaire peut déstabiliser un poteau existant) l'utilisation desdits supports dans les configurations les plus fréquentes du raccordement final FTTH. Cela concerne notamment les supports électriques qui ne servent qu'au raccordement client et non à la distribution publique d'électricité au sens large. Cette solution va permettre une accélération de la dynamique de déploiement au profit de l'ensemble des usagers.

# EXPÉRIMENTATION NATIONALE EN ANJOU

## OPTIMISER LES TRAVAUX SUR LE RÉSEAU POUR FAVORISER LES ENR



Dans le cadre de la transition énergétique, le raccordement des producteurs d'énergie renouvelable (EnR) s'impose comme un enjeu de taille pour le Siéml et pour Enedis. Du côté du syndicat, l'accompagnement des porteurs de projets EnR nécessite notamment le développement d'une expertise au sein du Siéml afin de faciliter l'intégration des énergies renouvelables au réseau de distribution publique. Ainsi, dans le cadre de son plan stratégique EnR adopté en février 2018, le Siéml a engagé plusieurs actions :

→ La convention d'accompagnement avec l'association Hespul signée en 2018 pour mettre en place des solutions d'optimisation du renforcement et de l'extension du réseau afin d'intégrer les EnR ;

→ La convention transition énergétique signée en 2019 avec Enedis visant à faire émerger des réflexions communes sur la maîtrise de la consommation et de la pointe électrique, les nouveaux usages (autoconsommation, véhicules électriques...), et l'intégration des EnR ;

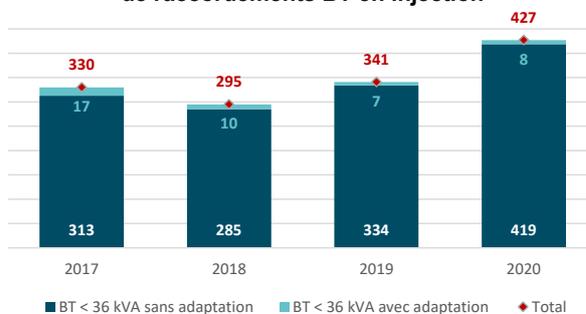
→ Le renforcement de son actionnariat au sein de la société d'économie mixte (SEM) Alter Energie en 2020, concomitamment à l'entrée des 9 établissements publics de coopération intercommunale (EPCI) du Maine-et-Loire. Le Siéml bénéficie ainsi d'un levier lui permettant de démultiplier les capacités d'investissement public dans les énergies renouvelables.

### LA HAUSSE DES RACCORDEMENT

Sur le plan national, en 2020 et du fait de la crise sanitaire, l'activité raccordement a baissé de 10% (20% lors du premier semestre en raison du premier confinement, puis un fort dynamisme a marqué le second semestre).

A la maille de la concession, les raccordements de producteurs sur le réseau BT sont au nombre de 427, dont 419 sans adaptation du réseau et 8 avec adaptation du réseau. Le nombre de raccordements en injection a ainsi augmenté de 25 % en un an, en dépit de la crise sanitaire et de la tendance nationale.

Evolution du nombre de raccordements BT en injection



En parallèle, les délais de production d'un devis de raccordement pour des producteurs sur le réseau BT ≤ 36 kVA sont passés en moyenne de 31 jours en 2019 à 18 jours, soit une baisse de 42%. Au niveau national, ce délai moyen ressort à 6 jours, soit deux fois moins qu'en 2019.

Evolution du délai moyen de production d'un devis de raccordement pour injection BT < 36 kVA (en jours)



Contrairement aux raccordements des consommateurs (en soutirage) qui ont connu une augmentation des délais en 2020, le taux de respect du délai de production d'un devis de raccordement producteur (BT ≤ 36 kVA) a augmenté de 10,1 points pour atteindre 91,7 %. Ce taux est au plus haut depuis 2015. Les délais de raccordement ont donc été peu impactés par la crise sanitaire. Au niveau national, en revanche, ce taux est passé de 92,2 % à 89,3 % sur la même période.

## VERS UNE EXPÉRIMENTATION EN ANJOU

Le 6 septembre 2019, une convention cadre de partenariat entre l'association Hespul et Enedis a été signée pour 3 ans. L'objectif est de rechercher des solutions permettant de favoriser une insertion harmonieuse de la production photovoltaïque BT sur le réseau public de distribution. L'axe 2 de cette convention est ainsi spécifiquement dédié à la recherche de solutions pouvant permettre une mutualisation des coûts de raccordement producteurs entre porteurs de projets photovoltaïque (PV) concomitants en BT sur un territoire défini.

Pour la mise en oeuvre de cet axe de travail, Enedis et Hespul ont sollicité le Siéml qui a accepté de faire partie de cette expérimentation nationale.

La problématique identifiée actuellement sur le sujet est la suivante : dans le cas où le raccordement d'un producteur EnR occasionne des contraintes sur le réseau, même si plusieurs projets photovoltaïques sont en développement sur ce même territoire, seul le premier producteur qui fera sa demande de raccordement devra financer l'intégralité des travaux d'adaptation du réseau permettant de lever la contrainte. Cette adaptation supportée par un seul producteur pourrait par la suite profiter à tous les producteurs qui entreraient en file d'attente a posteriori.

L'objectif de l'expérimentation est ainsi d'analyser les situations dans lesquelles une mutualisation des coûts et/ou des travaux serait globalement bénéfique pour les différentes parties et les porteurs de projet PV BT. Par la suite et sur cette base, le Siéml, Enedis Hespul pourraient mettre en oeuvre à titre expérimental une solution organisationnelle et/ou méthodologique permettant d'organiser un partage entre les producteurs des coûts de raccordement de projets concomitants en BT sur un territoire défini, dans le respect des barèmes de raccordement, de la documentation technique de référence d'Enedis, et de l'ensemble des dispositions légales contractuelles et réglementaires en vigueur.

## VERS UN NOUVEAU S3REN

Le schéma régional de raccordement aux réseaux des énergies renouvelables (S3REN) est encadré par le code de l'énergie. Ce schéma est élaboré par le gestionnaire du réseau de transport RTE, en accord avec les gestionnaires des réseaux de distribution. Il permet de définir les quantités d'ouvrages (postes et lignes électriques) à créer ou à renforcer pour mettre à disposition de la production EnR

une « capacité globale de raccordement » pour 10 ans, qui sera fixée par le préfet de région en « tenant compte » de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), du schéma régionale d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires (SRADDET) et « de la dynamique de développement des énergies renouvelables dans la région » après consultation des divers acteurs territoires.

Le S3REN des Pays de la Loire, actuellement en vigueur, a été approuvé par arrêté du préfet de région du 6 novembre 2015. Il a été élaboré par RTE gestionnaire du réseau public de transport d'électricité, en accord avec les gestionnaires des réseaux publics de distribution d'électricité et en collaboration avec divers acteurs locaux.

Fin 2019, le seuil des deux tiers d'attribution des capacités d'accueil du schéma régional (soit 852 MW de capacités affectées sur les 1278 MW qu'offrait le schéma à sa mise en application) a été franchi entraînant la mise en oeuvre de la procédure de révision du S3REN, actuellement en cours.

A ce titre, le Siéml a été sollicité par les services de RTE pour participer à la révision du S3REN des Pays de la Loire. Le comité technique en charge de cette révision est à l'heure actuelle composé de la DREAL, de la région, du secrétariat général pour les affaires régionales des Pays de la Loire (SGAR), des gestionnaires de réseaux dont notamment RTE et Enedis, des organisations professionnelles de production d'électricité dont notamment le syndicat des énergies renouvelables (SER) et Atlansun, de l'ADEME, et de l'entente régionale des syndicats d'énergies Territoire d'énergie Pays de la Loire. Il sera réunira tous les deux mois avec pour missions :

- Valider les hypothèses de gisement de production ;
- Partager sur les résultats des études techniques: analyse des contraintes, levée des contraintes et solutions (impact environnemental) ;
- Etablir un projet de S3REN qui sera mis en consultation courant 2022.

### POUR ALLER PLUS LOIN

Plus d'infos sur le S3REN sur le site de RTE :

[www.rte-france.com](http://www.rte-france.com)

et sur le site de la DREAL des Pays de la Loire :

<http://www.pays-de-la-loire.developpement-durable.gouv.fr>



# RÉSEAUX ET ÉLEVAGE

## QUELS IMPACTS ?



Depuis plusieurs années, le développement des énergies renouvelables électriques s'accompagne de divers questionnements autour notamment des impacts de ces nouvelles technologies sur la santé humaine et animale. Afin d'en savoir un peu plus sur les impacts des champs électromagnétiques sur la santé des animaux d'élevage, la commission du développement durable et de l'aménagement du territoire de l'Assemblée nationale a saisi l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques pour organiser, le 18 février 2021, une audition publique sur ce thème.

### La thématique de champs électromagnétiques regroupe des notions diverses qu'il convient de définir

**1) Les champs électromagnétiques ont des fréquences variables en fonction de leur source d'émission :** une antenne relais de télécommunication ne génère pas les mêmes champs qu'une ligne haute tension par exemple.

**2) Les interactions des champs électromagnétiques avec l'environnement varie en fonction de leur fréquence :** selon qu'on soit en présence de champs hautes fréquences (cas des antenne radio FM, 100 MHz, ou des réseaux 4G, 2,6 GHz) ou de champs basse fréquence (cas des lignes haute tension, 50 Hz), les conséquences sur l'environnement ne seront pas les mêmes.

**3) Les champs électromagnétiques peuvent avoir à la fois des effets directs et indirects :**

- effets directs : effets thermiques, phénomènes d'induction... toutefois, au-delà de ces éléments, aucune étude scientifique n'a établi un lien de causalité direct entre la proximité d'une ligne électrique et la santé des animaux ;
- effets indirects : courants électriques induits, dits « courants parasites » qui peuvent se propager dans les structures métalliques lorsque la mise à la terre n'est pas optimale. Des études sur les modifications comportementales des animaux en réponse à des courants électriques induits ont en effet conclu à des réponses de stress, modérées à sévères, qui varient selon les espèces.

Aussi, la notion de champs électromagnétiques regroupent une grande diversité de cas d'application et de situations. Une réponse unique et globale est bien souvent impossible à formuler.

### Un relatif consensus scientifique...

La sensibilité des animaux d'élevage aux champs électromagnétiques (dans toute leur diversité comme expliqué précédemment) est un fait consensuel au sein de la communauté scientifique. Cette sensibilité varie selon les espèces mais est globalement supérieure à celle des humains.

### ... mais des niveaux d'exposition en réalité bien en-dessous des seuils limites

Les études commanditées par l'Agence nationale de sécurité sanitaire de l'alimentation, de l'environnement et du travail (ANSES) pour caractériser l'exposition des animaux d'élevage aux champs électromagnétiques ont conclu à des niveaux d'exposition largement en-dessous des valeurs limites d'exposition :

	Seuils UE	Mesure sous la ligne	Mesure à 30m	Mesure à 100m
Champ magnétique	100 $\mu$ T	10 $\mu$ T	1 $\mu$ T	0,1 $\mu$ T
Champ électrique	5 kv/m	1 kv/m	0,1 kv/m	0,01 kv/m

### Les préconisations de l'Office parlementaire

A la suite des différentes auditions, l'Office parlementaire en charge de cette étude a réalisé une série de préconisations pour aller plus loin sur ce sujet de l'impact des champs électromagnétiques sur les animaux d'élevage, notamment :

→ **Améliorer la connaissance des phénomènes et leurs origines :** définir d'un cadre de recherche permettant de palier aux manques de connaissance sur les sujets identifiés, réaliser des expérimentations locales avec les agriculteurs concernés, développer un observatoire national à ce sujet ;

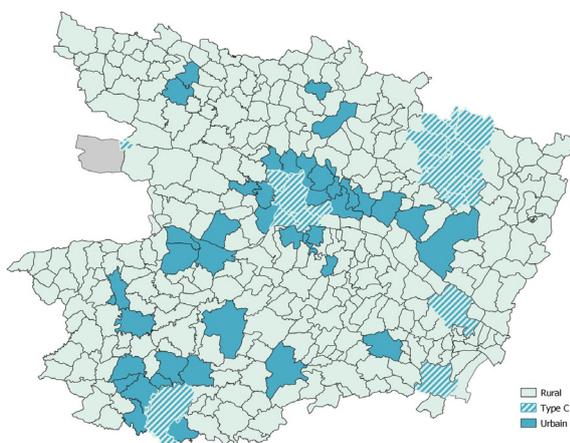
→ **Anticiper et prévenir de manière systématique les difficultés et risques éventuels :** généraliser la réalisation de diagnostics géologiques et électriques avant la construction ou le réaménagement des sites agricoles, sensibiliser les chambres d'agriculture et renforcer leurs compétences.

# DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ

## QUELQUES ÉVOLUTIONS MARQUANTES

### LE NOUVEAU DÉCRET FACE

Le Préfet de Maine-et-Loire a fixé par arrêté du 30 décembre 2020 la liste des communes relevant de l'électrification rurale. Plusieurs textes législatifs et réglementaires parus en fin d'année 2020 ont ainsi permis de maintenir les communes nouvelles dans le champ des aides du Facé, protégeant certaines communes ligériennes des effets de seuil de population apparus du fait de leur transformation en commune nouvelle.



### LE PROJET DE RESTRUCTURATION D'EDF

Elaboré par la direction d'EDF à la demande de l'Etat, le projet « Hercule » prévoit la séparation des activités d'EDF en deux voire trois entités :

- « EDF bleu », détenu à 100 % par l'Etat, regrouperait l'ensemble des activités nucléaires et le gestionnaire de réseau de transport d'électricité RTE ;
- « EDF azur », en statut de quasi-régie, regrouperait l'ensemble des activités hydrauliques ;
- « EDF vert », ouvert aux capitaux privés et éventuellement en bourse, comprendrait quant à lui l'ensemble des activités commerciales et de services du groupe, le gestionnaire du réseau de distribution Enedis, et les énergies renouvelables.

S'il ne s'agit pour le moment « que » d'une ouverture au capital de la maison-mère EDF, cette restructuration pose toutefois la question de l'ouverture à terme du capital d'Enedis et de la place des collectivités et des autorités organisatrices de la distribution d'électricité (AODE) demain dans l'organisation du système électrique français.

De plus, et alors même que la distribution d'électricité est une compétence attribuée par la loi aux communes et à leurs groupements, les AODE et leurs représentants nationaux n'ont à aucun moment été ni associés par les autorités de l'Etat à son élaboration, ni même informés de la teneur de ce projet.

Diverses tribunes et auditions ont eu lieu en 2020 et début 2021 pour interroger EDF sur les conséquences d'une telle réorganisation et sur les raisons de l'absence de concertation engagée avec les nombreuses parties impactées par ce dossier. Au printemps, EDF a annoncé l'abandon du projet Hercule, ce qui ne signifie pas l'abandon du projet de restructuration du groupe.

### LE PROJET DE GÉORÉFÉRENCEMENT ADELE

L'article 153 de la loi de transition énergétique pour la croissance verte, alinéa III, a introduit une obligation de mise à disposition par le gestionnaire de réseau de la distribution publique d'électricité d'un inventaire détaillé et localisé des ouvrages à l'autorité concédante.

L'arrêté du 10 février 2020 a par la suite fixé le contenu et les délais de production de l'inventaire détaillé et localisé des ouvrages des concessions de distribution d'électricité. Aussi, le gestionnaire de réseau doit assurer la mise à jour des inventaires pour les concessions dont il est titulaire et peut, pour cela, demander à l'autorité concédante de lui communiquer toute information utile relative aux ouvrages construits ou modifiés sous la maîtrise d'ouvrage de cette autorité.

La gestion d'un inventaire nécessite en effet de mettre en place un suivi de chaque ouvrage depuis sa mise en service jusqu'à sa mise au rebut, en passant par le suivi des modifications de ses caractéristiques intrinsèques. La localisation et le géoréférencement permet ensuite de connaître la position géoréférencée des ouvrages techniques, d'affecter leurs valeurs patrimoniales associées à leur propriétaire et de fiabiliser la comptabilité des concessions.

Afin de répondre à ces obligations réglementaires, Enedis a donc engagé le projet ADELE (actif détaillé et localisé), visant à géoréférencer l'ensemble des ouvrages « non localisés », à savoir les ouvrages de branchements et les compteurs hors Linky.

Dans ce cadre, un certain nombre de demandes ont été formalisées par Enedis au Siéml pour permettre la réalisation de cet inventaire détaillé et localisé des branchements :

- une identification par les deux maîtres d'ouvrage, sur les plans travaux, de chaque branchement par un identifiant spécifique, en précisant le type de branchement et le type de coffret ;

→ la mise en œuvre d'un tableau de pose et de dépose des conducteurs de branchements, recensant notamment : longueur de câble, section, date de mise en service, code INSEE, etc.

Ce projet de géoréférencement étant impulsé à l'échelle nationale, les échanges entre le Siéml et Enedis nourrissent les discussions au niveau de l'entente régionale Territoire d'énergie, qui elles-mêmes alimentent le groupe de travail qui a été mis en place par la FNCCR à ce sujet.

## EVOLUTION DES PRIX DES TRAVAUX

Dans une note publiée pendant l'été 2021, la FNCCR alerte ses adhérents sur deux événements concomitants survenus au premier semestre 2021 et risquant d'avoir un impact sur les prix de fournitures et d'équipements nécessaires à la réalisation des travaux : la crise des matières premières et l'entrée en vigueur de nouvelles exigences d'éco-conception pour les postes HTA/BT.

### La crise des matières premières

Le GIMELEC, représentant des fabricants de matériel électrique qui fournissent 70 % des équipements du secteur des réseaux électriques, a en effet alerté récemment sur la crise des matières premières rencontrée actuellement :

*« Selon les statistiques, le cuivre a augmenté en un an de plus de 60 % et l'aluminium de plus de 25 %. Les matières plastiques, dont le cours suit celui du pétrole, connaissent une évolution similaire, augmentant de 15 à 30 %. Sont aussi concernés l'acier, l'argent, le nickel, l'étain, les résines isolantes, les matières plastiques, les semi-conducteurs et composants électroniques. »*

### L'entrée en vigueur de nouvelles exigences relatives à l'éco-conception des postes HTA/BT

La directive Ecodesign et le règlement CE 548/2014 du 21 mai 2014 imposent une amélioration de l'efficacité énergétique des postes de transformation. Un nouveau niveau de pertes par puissance est défini pour chaque palier pour les transformateurs de puissance inférieure ou égale à 3 150 kVA.

Les textes réglementaires entrent en vigueur par étapes afin de laisser aux fabricants le temps nécessaire pour revoir la conception de leurs produits :

→ 1er juillet 2015 - Tiers 1 (T1) : les spécifications ont peu changé car les transformateurs homologués par Enedis dans la période 2010 à 2015 avaient des performances proches. L'application du T1 s'est donc fait sans heurts, d'autant que les postes sur poteaux ont pu à ce moment garder un poids compatible avec leur installation ;

→ 1er juillet 2021 - Tiers 2 (T2) : les spécifications évoluent significativement et entraînent des impacts forts sur le design pour la première fois. Pour les postes sur poteaux, cette nouvelle gamme de transformateurs T2 est ainsi beaucoup plus lourde que la précédente T1 et

n'est pas compatible avec les contraintes imposées par les supports électriques.

En conséquence, à partir de juillet 2021 :

→ Pour le remplacement de transformateurs poteaux existants et pour tout travaux neufs, seule la mise en place de transformateurs T2 est autorisée ;

→ Pour le stock de transformateurs T1 déjà livrés, ces derniers peuvent être installés en remplacement de matériels équivalents. La production de transformateurs T1 est maintenant arrêtée et les nouveaux transformateurs T2 sont en production et livrés depuis début mai 2021.

### Les impacts de ces deux évolutions

L'amélioration de rendement des transformateurs a été obtenue grâce à des développements de R&D, de modification de design et du recours à l'utilisation de matières premières supplémentaires (cuivre, aluminium...), qui conjuguées à l'augmentation du cours de ces dernières entraînent des augmentations du coût des équipements. Cette hausse de prix pourrait se situer entre 10 % et 30 %.

Face à ces risques, la FNCCR précise à ses adhérents qu'il convient de ne pas auto-alimenter le phénomène en déclenchant des mécanismes d'anticipation et de constitution de stocks, mais au contraire de trouver des parades pour lisser les impacts. Il est ainsi proposé aux acteurs de la filière d'entamer un dialogue pour évaluer les mesures possibles pour tenir compte de ces évolutions, telles que les formules de révision de prix, les conditions d'activation de clauses de sauvegarde ou l'adaptation des pénalités de retard.

## CAMPAGNE VÉRIFICATION DES DISJONCTEURS

L'un des fournisseurs de disjoncteurs de branchement d'Enedis l'a récemment informé de l'existence d'un défaut potentiel sur certains modèles. Dans ce cadre et par mesure de précaution, Enedis a pris la décision de remplacement systématiquement et gratuitement l'ensemble des disjoncteurs potentiellement concernés.

Pour cela, des courriers ont été envoyés aux clients pour lesquels une intervention a été identifiée par Enedis sur la période de pose indiquée par le fournisseur. Il est ainsi demandé aux clients de renseigner sur une plateforme informatique un ensemble de données recensant les principales caractéristiques de leur disjoncteur de branchement.

Si à l'issue du diagnostic en ligne il est indiqué que le disjoncteur doit être remplacé, alors Enedis déclenchera une intervention à ses propres frais.

Le Siéml regrette le manque de concertation du concessionnaire dans la mise en œuvre de cette campagne. Désormais connu, les services du syndicat ne manqueront pas de demander les résultats de cette campagne en Maine-et-Loire à Enedis, ceci afin de disposer d'un retour sur les taux de clients concernés sur le territoire de la concession.

# FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ

## QUELQUES ÉVOLUTIONS MARQUANTES

### LA FIN PARTIELLE DES TARIFS RÉGLEMENTÉS

#### Quelques rappels sur les tarifs réglementés

Les tarifs réglementés de vente d'énergie sont fixés par les pouvoirs publics. Ils sont commercialisés par les fournisseurs dits « historiques » (EDF en électricité, ENGIE en gaz, et les entreprises locales de distribution sur 5 % du territoire).

Les tarifs réglementés de vente d'électricité (TRVE) évoluent une à deux fois par an en électricité. En complément de ces tarifs, il existe des offres à prix de marché proposées par l'ensemble des fournisseurs. Le prix des offres de marché n'est pas déterminé par les pouvoirs publics mais est défini par contrat, par les fournisseurs.

#### Une nouvelle échéance pour la fin partielle des tarifs réglementés fixée au 1<sup>er</sup> janvier 2021

Les tarifs réglementés de vente d'électricité (TRVE) avaient déjà été supprimés pour les consommateurs professionnels ayant une puissance souscrite maximale strictement supérieure à 36 kVA depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2016.

Aussi, depuis la loi n°2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat, et notamment son article 64, cette fin des TRVE s'étend au 1<sup>er</sup> janvier 2021 aux « petits sites professionnels », c'est-à-dire aux sites de puissances de soutirage inférieure à 36 kVA, qui emploient 10 personnes ou plus ou dont le chiffre d'affaires, les recettes ou le bilan annuel excèdent 2 millions d'euros.

#### Un nombre de fournisseurs alternatifs de plus en plus important offrant une diversité accrue des offres de fourniture d'électricité

Selon l'identification menée par EDF, 1,4 million de sites bénéficiant de tarifs réglementés au début de l'année 2020 ne respectaient pas les critères leur permettant de les conserver après la date butoir du 1<sup>er</sup> janvier 2021. Parmi ces clients, on estime qu'il y a :

- 108 000 sites pour lesquels les consommateurs ont demandé une mise hors service au cours de l'année 2020 ;
- 127 000 sites pour lesquels les consommateurs ont attesté sur l'honneur de leur éligibilité au TRVE ;
- 509 000 sites qui ont été basculés automatiquement au dans l'offre d'EDF dite « de bascule » ;
- 657 000 sites pour lesquels les consommateurs ont souscrit librement à une offre de marché chez un fournisseur alternatif ou historique.

Parmi cette dernière tranche de consommateurs qui ont souscrit librement à une offre de marché (657 000 sites), on estime que les fournisseurs alternatifs ont réussi à capter 47 % des sites. En somme :

→ 510 000 sites sur près d'1,4 million ont été basculés automatiquement dans une offre de bascule chez EDF au 1<sup>er</sup> janvier 2021 sans avoir exercé leur choix d'une éventuelle autre offre de fourniture ;

→ forte progression malgré tout de la concurrence sur le marché de la fourniture d'électricité, preuve d'un dynamisme certain de ce marché en France, offrant aux consommateurs un large choix d'offre de fourniture d'électricité et améliorant de fait la « contestabilité des tarifs ».

### CALENDRIER DE LA FIN DES TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE D'ÉLECTRICITÉ



Date de fin :      Type de consommateurs :

31 décembre 2015	Consommateurs <b>professionnels</b> ayant une puissance souscrite maximale strictement supérieure à 36 kVA
31 décembre 2020	Tous les consommateurs <b>professionnels</b> , à l'exception des microentreprises *

Maintien des tarifs réglementés pour les consommateurs **particuliers**, les microentreprises\*, et les immeubles d'habitation (copropriétés) en métropole et pour l'ensemble des consommateurs, hors métropole, dans les zones non interconnectées (Corse et Outre-mer).

\* Entreprise, collectivité, association ou administration avec un effectif inférieur à 10 personnes et avec un CA/recettes/bilan annuel inférieur à 2 millions €

# MASSIFICATION DES ENR ET DE LA MOBILITÉ ÉLECTRIQUE LE RÉSEAU PEUT-IL ENCAISSER ?



## RÉSEAUX ET ENR ÉLECTRIQUE

RTE et l'Agence internationale de l'énergie (AIE) ont publié début 2021 un rapport sur les « conditions et prérequis en matière de faisabilité technique pour un système électrique avec une forte proportion d'énergies renouvelables à horizon 2050 ». Pour contrer les arguments sur l'intermittence des énergies renouvelables et les risques qu'elles font peser sur les systèmes électriques, RTE et AIE rappellent que, si des adaptations du réseau et des évolutions techniques sont certes nécessaires, des technologies sont d'ores et déjà disponibles ou en cours d'expérimentation avancée pour permettre le fonctionnement d'un système électrique français à fort taux de pénétration d'EnR.

D'après la synthèse (disponible à ce lien), quatre ensembles de conditions strictes devront être remplies pour permettre, sur le plan technique et avec une sécurité d'approvisionnement assurée, l'intégration d'une proportion très élevée d'énergies renouvelables dans un système électrique de grande échelle comme celui de la France :

1. Même si elles doivent encore faire l'objet d'une démonstration à grande échelle, il existe un consensus scientifique sur l'existence de solutions technologiques permettant de maintenir la stabilité du système électrique sans production conventionnelle. Des difficultés spécifiques pourraient concerner les systèmes comportant une part importante de photovoltaïque distribué pour lesquels il est nécessaire de poursuivre l'évaluation des impacts sur le réseau de distribution et la sûreté du système électrique.

2. La sécurité d'alimentation en électricité (adéquation des ressources) — la capacité d'un système électrique à approvisionner la consommation en permanence — peut être garantie, même dans un système reposant en majorité sur des énergies à profil de production variable comme l'éolien et le photovoltaïque, si les sources de flexibilité sont développées de manière importante, notamment le pilotage de la demande, le stockage à grande échelle, les centrales de pointe, et avec des réseaux de transport d'interconnexion transfrontalière bien développés. La maturité, la disponibilité et le coût de ces flexibilités doivent être pris en compte dans les choix publics.

3. Le dimensionnement des réserves opérationnelles et le cadre réglementaire définissant les responsabilités d'équilibrage et la constitution des réserves opérationnelles devront être sensiblement révisés, et les méthodes de prévision de la production renouvelable variable continuellement améliorées.

4. Des efforts substantiels devront être consacrés au développement des réseaux d'électricité à compter de 2030, tant au niveau du transport que de la distribution. Cela nécessite une forte anticipation et un engagement public en matière de planification à long terme, d'évaluation des coûts et de concertation avec les citoyens pour favoriser l'acceptation des nouvelles infrastructures. Ces efforts peuvent néanmoins être partiellement intégrés au renouvellement des actifs de réseau vieillissants.

L'évaluation économique de ces différentes conditions dépasse le cadre du présent rapport. Toutefois, celui-ci souligne que les coûts peuvent être substantiels et que l'atteinte de ces exigences a des implications techniques et sociales profondes. Pour évaluer les différentes alternatives qui permettront d'atteindre la neutralité carbone en France d'ici à 2050, d'autres études socioéconomiques sont donc nécessaires, en s'appuyant sur les conclusions du présent rapport. A ce titre, RTE publiera en 2021 une évaluation complète des différents scénarios électriques permettant d'atteindre la neutralité carbone.

### POUR ALLER PLUS LOIN

L'étude complète est disponible sur le site de RTE :  
[www.rte-france.com](http://www.rte-france.com)



## RÉSEAUX ET MOBILITÉ ÉLECTRIQUE

D'après la dernière étude publiée par RTE et Enedis, plus de 500 000 véhicules légers électriques (VE) et hybrides rechargeables (VHR) sont en circulation en France. En 2020 et malgré la crise sanitaire, les ventes de VE et VHR ont été multipliées par 3. Le déploiement des infrastructures de recharge rapide pour les longues distances est une condition essentielle au développement à grande échelle de la mobilité électrique. Enedis et RTE ont étudié les impacts techniques et économiques des besoins d'infrastructures de recharge sur autoroute pour les 15 prochaines années : les appels de puissance, les extensions et adaptations des réseaux ne présentent pas de défis techniques particuliers ni d'enjeux financiers importants au regard de ceux dédiés à la transition énergétique dans les territoires.

Aujourd'hui, l'équipement des 415 aires de service des autoroutes (réseaux concédé et non concédé) en stations de recharge haute puissance est en cours de déploiement et il doit encore s'accélérer. Pour l'heure, la loi exige que l'ensemble des aires de services soit équipé en chargeurs de haute puissance pour le 1er janvier 2023.

Pour continuer à accompagner le développement exponentiel de la mobilité électrique, Enedis et RTE ont mené conjointement une étude consacrée à l'équipement des autoroutes en infrastructures de recharge nécessaires dans les 15 prochaines années. L'objectif était d'évaluer le dimensionnement des stations de recharge pour les véhicules légers ainsi que les coûts de raccordement et d'adaptation des réseaux pour permettre d'alimenter ces stations de recharge.

### Une étude fondée sur deux scénarios de besoins de recharge et deux horizons de temps

En analysant deux scénarios de développement de l'électromobilité (scénario de référence et scénario haut) suivant deux horizons de temps (2028 et 2035), Enedis et RTE ont évalué les besoins en puissance électrique des infrastructures de recharge haute puissance à développer sur les aires d'autoroutes. Ces estimations, sont fondées sur un parc automobile de près de 5,3 millions de véhicules électriques en 2028 et 15,6 millions en 2035 cohérent avec les ambitions publiques définies dans la Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE) et la Stratégie Nationale Bas Carbone (SNBC).

Trois points fondamentaux démontrent que, du point de vue du système électrique, le déploiement des infrastructures permettant l'accueil de la mobilité longue distance sur l'ensemble du territoire français ne présente pas de défis majeurs, techniques ou financier, y compris à moyen et long terme :

### 1. En termes de besoins électriques, la recharge de forte puissance s'intègre sans difficulté dans les réseaux électriques

Les besoins en puissance engendrée par la recharge sur autoroute interviennent sur les axes les plus fréquentés (A6, A7, A9) et au moment des chassés croisés estivaux ou de certains longs week-ends. Ces appels de puissance sont décorrélés des pointes de consommation électrique nationale qui se produisent en hiver (par exemple, en 2020, la pointe a atteint 83 GW le 22 janvier). L'étude évalue que la somme des puissances appelées sur l'ensemble des aires atteindrait en 2035 entre 2 GW et 5 GW à l'échelle nationale, soit entre 4 MW et 12 MW en moyenne par aire. La demande de puissance en recharge rapide est donc marginale à l'échelle nationale et ne se cumule pas avec la pointe nationale. Pour les années à venir, les stations de recharge les plus puissantes actuellement installées devraient suffire à accueillir le trafic autoroutier.

### 2. Les extensions et adaptations des réseaux électriques ne présentent pas de défis techniques particuliers ni d'enjeux financiers importants

Le raccordement des stations de recharge ne pose pas de difficulté technique. Les coûts sont minimes par rapport à ceux pris en compte dans les trajectoires d'investissements des deux gestionnaires permettant la transformation des réseaux au service de l'ensemble de la transition énergétique. Les coûts de développement des réseaux de transport et de distribution pour l'alimentation des stations de recharge sur autoroute sont estimés entre 300 M€ et 600 M€ d'ici 2035 (soit entre 20 et 40 M€/an), ce qui représente entre 0,3 et 0,6 % des investissements planifiés par les gestionnaires des réseaux de distribution et de transport sur la période. 80 % des coûts correspondent à des investissements sur le réseau de distribution qui accueillera 95% des bornes de recharge.

### 3. L'anticipation par les porteurs de projets est un facteur déterminant pour le bon développement des équipements de l'ensemble des aires de service

Des délais de 12 à 24 mois sont à prendre en compte pour permettre la réalisation des études, l'obtention des autorisations administratives et la réalisation des travaux d'adaptation requis. Les demandes de raccordement doivent être anticipées le plus en amont possible par les porteurs de projets pour permettre une bonne adéquation entre les besoins des utilisateurs et le dimensionnement des infrastructures.

#### POUR ALLER PLUS LOIN

L'étude complète est disponible sur le site de RTE :  
[www.rte-france.com](http://www.rte-france.com)





# SYNTHÈSE

Le contrôle de l'exercice 2020, bien que marqué par la crise sanitaire liée à l'épidémie de Covid-19, fait globalement ressortir de nombreux points positifs concernant la qualité du service public, ainsi que quelques pistes d'amélioration.



Les raccordements d'installations de production se maintiennent à une tendance progressive en 2020, avec un nombre croissant de raccordements. Ces travaux ont été priorités pendant la crise sanitaire, ce qui a permis de conserver la dynamique acquise au cours des dernières années. Les délais de production de devis ont même baissé par rapport à 2019.

Les réseaux de distribution publique d'électricité présentent des caractéristiques satisfaisantes, avec des parts de linéaires sensibles (aériens nus de faible section, isolation papier et réseaux âgés de plus de 40 ans) faibles comparées au reste des concessions auditées par AEC. De plus, la qualité et la continuité de fourniture suivent une bonne dynamique, générée par les investissements progressifs de renouvellement des réseaux HTA depuis 5 ans notamment.

Sur le plan financier, la localisation des ouvrages se poursuit, et l'échéance de la loi ELAN en novembre 2020 a fait entrer en concession l'intégralité des colonnes montantes qui n'ont pas été revendiquées par les co-propriétaires. Par ailleurs, malgré le contexte sanitaire, le résultat d'exploitation et le taux de marge de la concession restent positifs.

La crise sanitaire, bien qu'ayant induit une baisse des activités non essentielles, n'a pas eu de conséquence notable sur la qualité de fourniture du service public, et ce grâce à la réactivité conjointe du concessionnaire, du Siéml, ainsi que des différents acteurs impliqués. Un retard dans les délais de travaux a toutefois été enregistré du fait notamment des confinements successifs.

Enfin, le déploiement du compteur Linky sur le territoire de la concession touche à sa fin et devrait atteindre son terme fin 2021. Le calendrier n'a pas été impacté par le contexte sanitaire, et 85,1 % des clients C5 sont équipés du compteur au 31 décembre 2020. Le compteur Linky a fortement participé à la réactivité et au maintien des activités d'Enedis lors des confinements.



Toutefois, certains aspects de la concession se démarquent, notamment sur les plans patrimonial et financier. Le réseau HTA reste peu enfoui (36%, soit 13 points en-deçà de la moyenne des concessions auditées par AEC), ce qui fait du réseau HTA aérien le principal siège des incidents. De plus, la crise sanitaire a engendré un ralentissement important des investissements sur le réseau, en particulier le réseau HTA, qu'il conviendra de suivre attentivement dans les prochains exercices.

Sur le plan financier, le taux d'amortissement des ouvrages de la concession continue d'augmenter, ce qui traduit un vieillissement global des infrastructures.

Le contrôle de l'exercice 2021 devra également être mis au reflet du contexte sanitaire puisque le premier semestre a fait l'objet de situations similaires au début de 2020, avec le troisième confinement (de mi-mars à mi-mai) et les différents couvre-feux.

Enfin, l'autorité concédante regrette de manière globale le manque de concertation des concessionnaires Enedis et EDF et les méthodes « industrielles » qui sont mises en œuvre dans les différents grands projets engagés sur la concession : campagne de vérification des disjoncteurs, campagne d'adaptation des puissances souscrites du parc d'éclairage public des collectivités, etc...