

Distribution publique d'électricité

RAPPORT DE CONTRÔLE DE LA CONCESSION DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ

ETAT DES LIEUX au 31 décembre 2019



web

RAPPORT DE CONTRÔLE DE LA CONCESSION DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ

CONTRAT

TRAVAUX

POSTE DE TRANSFORMATION

INVESTISSEMENT

RESEAUX

QUALITE DE L'ENERGIE

CONCESSIONNAIRE

INCIDENT

SERVICE PUBLIC

BIENS DE RETOUR

ELECTRICITE

AUTORITE CONCEDANTE

SECURITE

REDEVANCE

DROIT DU CONCEDANT

SATISFACTION DES USAGERS

CRITERE B

Toute délégation d'un service public nécessite que l'autorité concédante contrôle annuellement le bon accomplissement des missions de service public qu'elle a confiées à un tiers, le concessionnaire.

Ce rapport, dernier pour le contrat de concession signé le 27 juin 1993, s'attache à retranscrire l'état de la concession en cette fin de contrat, ses bons et s'il y en a, ses mauvais points.

*Jean-Yves LACAUGIRAUD
Directeur du SIEM
Agent assermenté*

SOMMAIRE

LE MOT DU PRESIDENT

Préambule

I – LA DISTRIBUTION D'ELECTRICITE DANS LA MARNE

- | | | |
|--|----|----|
| 1 – La concession | P. | 10 |
| 2 – Le contrat de concession SIEM – ENEDIS-EDF | P. | 12 |
| 3 – Le Compte Rendu d'ACTivité des concessionnaires (CRAC) | P. | 15 |
| 4 – Les dépenses du concessionnaire | P. | 22 |

II – LE PATRIMOINE TECHNIQUE

- | | | |
|---|----|----|
| 1 – L'infrastructure électrique | P. | 26 |
| 2 – Le réseau Haute Tension de type A (HTA) | P. | 28 |
| 3 – Les postes de transformation HTA/BT | P. | 30 |
| 4 – Les transformateurs HTA/BT | P. | 32 |
| 5 – Le réseau Basse Tension (BT) | P. | 34 |
| 6 – L'âge des ouvrages | P. | 37 |

IV - LA QUALITE DE FOURNITURE

- | | | |
|---------------------------------|----|----|
| 1 – Le critère B | P. | 40 |
| 2 – Le réseau HTA | P. | 43 |
| 3 – Le réseau BT | P. | 54 |
| 4 – Les contraintes électriques | P. | 61 |

V - LES USAGERS DE LA DISTRIBUTION D'ELECTRICITE

1 – Les producteurs d'électricité	P. 66
2 – Les consommateurs d'électricité	P. 67
3 – Les raccordements des usagers	P. 69
4 – La satisfaction des usagers	P. 70
5 – Les usagers en difficulté	P. 73
6 – La solidarité et la lutte contre l'exclusion	P. 74

VI - LES ELEMENTS FINANCIERS

1 – Les immobilisations en concession	P. 76
2 – La valeur financière du patrimoine	P. 79
3 – Le financement du patrimoine	P. 80
4 – Le droit du concédant (et la fin de concession)	P. 81

CONCLUSION	P. 85
-------------------	-------

SIGNATURE DU NOUVEAU CONTRAT DE CONCESSION pour les années 2020 à 2050



Le 13 novembre 2019 au siège social du SIEM à CHALONS en CHAMPAGNE, Pascal DESAUTELS, Président du SIEM, Bernard DAPOGNY, Directeur territorial ENEDIS MARNE, Jérémie BAUDOU Directeur EDF du développement Territorial de Champagne Ardenne ont signé le nouveau contrat de concession qui lie les trois entités pendant 30 ans.

Le mot du Président



L'électricité est un bien de 1^{ère} nécessité. Rien ne se fait sans elle ! Qu'elle soit d'origine fossile, nucléaire ou verte, elle éclaire, elle chauffe, elle transporte, elle connecte, elle fabrique, elle crée... Elle est indispensable à nos sociétés modernes. Sa consommation augmente avec les nouveaux besoins, IRVE et objets connectés notamment. De nouveaux usages sont aussi apparus comme l'autoconsommation et le service de flexibilité local. Mais l'électricité a deux handicaps, les énergies fossiles et le réchauffement climatique d'une part, les ouvrages électriques et la montée en puissance des énergies renouvelables d'autre part. La transition énergétique souhaitée par tous pour lutter contre le réchauffement climatique repose en France sur la fermeture des centrales à charbon ou au gaz et sur un mix nucléaire et renouvelable. Mais pour injecter cette énergie verte issue des parcs éoliens ou solaires, il faut moderniser, étendre les réseaux et construire de nouveaux ouvrages.

Ces investissements et ces nouveaux usages ont montré une obsolescence certaine des contrats de concession signés dans les années 90 à une époque où l'on ne parlait pas de l'ère du digital. Des négociations ont eu lieu entre la FNCCR, France Urbaine, ENEDIS et EDF. Elles ont signé en 2017 un accord cadre par lequel elles s'engageaient à mettre en œuvre un nouveau modèle de contrat de concession pour une relation contractuelle modernisée entre les autorités concédantes et Enedis-EDF garantissant la qualité du service concédé et adaptée aux enjeux de la transition énergétique. Le SIEM et la Direction territoriale MARNE d'ENEDIS ont entamé en 2018 les négociations pour ce qui était localement négociable. Le 13 novembre 2019, le nouveau contrat de concession pour le territoire marnais a été signé au SIEM. Ce contrat a une durée de 30 ans, bien que nous ne sachions pas vraiment ce que sera la distribution de l'électricité en 2050.

Et pour finir sur ce premier contrat de concession signé par le SIEM avec EDF, voici le dernier rapport de contrôle. Il retrace la concession telle qu'elle était au 31 décembre 2019, son patrimoine, la valeur financière de ces ouvrages, les abonnés marnais, la qualité et la continuité de la fourniture distribuée.

Je vous souhaite une bonne lecture de ce rapport de contrôle.

Le Président du SIEM



Pascal DESAUTELS

Les principales lois pour l'organisation de la distribution publique d'électricité

La loi municipale du 5 avril 1884

attribue aux communes l'organisation du service public de la distribution de l'électricité.

La loi du 15 juin 1906 sur les distributions d'énergie

donne aux communes la responsabilité d'être autorité concédante des réseaux publics de distribution d'électricité et elle leur reconnaît également la propriété de ces réseaux.

La loi du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz

nationalise les entreprises de production, de transport et de distribution d'électricité et crée un établissement public, EDF, chargé d'assurer le service public de l'électricité. Les régies et les entreprises locales de distribution (ELD) existantes subsistent.

La loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité

confirme EDF et les ELD comme gestionnaires des réseaux publics de distribution. Elle redéfinit leurs missions qui vont de l'exploitation et du développement des réseaux aux obligations de transparence dans l'accès des clients à ces réseaux. Cette loi crée la Commission de Régulation de l'énergie (CRE¹) et entame l'ouverture à la concurrence pour la fourniture d'énergie.

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

sépare juridiquement les activités de fourniture et de distribution pour toutes les entreprises ayant plus de 100 000 clients.

Le 1^{er} janvier 2008, la SA ERDF (ENEDIS), filiale à 100 % d'EDF voit le jour. ERDF devient le gestionnaire des réseaux de distribution d'électricité. Les biens, droits et obligations, liés à cette activité notamment les contrats de concession lui sont transférés. EDF garde la production et la fourniture d'électricité.

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

instaure un Accès Régulé à l'Energie Nucléaire Historique (ARENH) pour les fournisseurs alternatifs et elle prévoit la suppression des tarifs réglementés de vente pour les gros et les moyens consommateurs au 1^{er} janvier 2016. Elle instaure les conférences départementales.

La loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (TECV)

précise les données que doivent fournir les gestionnaires de distribution dans le compte rendu annuel d'activités (CRAC). Cette loi fixe les objectifs de la transition énergétique qui vont de la réduction des émissions de gaz à effet de serre et de la consommation énergétique finale au développement des énergies renouvelables.

La loi du 23 novembre 2018 portant évolution du logement, de l'aménagement et du numérique (ELAN)

indique que les colonnes montantes électriques sont des ouvrages électriques et précise qu'elles appartiennent au Réseau Public de Distribution d'électricité sauf décisions contraires des propriétaires.

¹ La CRE est l'autorité administrative indépendante chargée de veiller au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz en France.

PREAMBULE

Les réseaux de distribution publique d'électricité appartiennent aux communes. L'exploitation de ces réseaux est un service public communal qui a pour objet d'assurer à tous les usagers un accès transparent et non discriminatoire aux réseaux de distribution et de fournir à tous une énergie continue et de bonne qualité.

Le service public de la distribution d'électricité est essentiellement géré en France sous le régime juridique de la concession. Celle-ci est une des formes de la Délégation de Service Public (DSP) qui permet à une personne morale de droit public de confier la gestion d'un service public dont elle a la responsabilité à un délégataire, public ou privé, dont la rémunération est liée au résultat d'exploitation du service. Pour la distribution de l'électricité, le délégataire ne peut être que les opérateurs historiques, EDF et ENEDIS ou les Entreprises Locales de Distribution (ELD).

Le Syndicat intercommunal d'Energies de la Marne (SIEM) a été créé le 24 décembre 1948 de la volonté des communes marnaises de se regrouper pour gérer ce service public. Le SIEM est l'Autorité Organisatrice de la Distribution d'Electricité (AODE) pour le compte de ses communes adhérentes. En 1993, il a signé avec EDF, concessionnaire, un contrat de concession d'une durée de 30 ans pour la desserte des consommateurs finals et des producteurs d'électricité raccordés en moyenne et basse tension. Depuis, le 1^{er} janvier 2008, création d'ENEDIS, EDF assure la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente en favorisant la maîtrise de la demande en énergie et ENEDIS, la distribution de l'électricité. Pour cela, le concessionnaire exploite, développe, entretient et renouvelle le patrimoine de la concession afin de permettre le raccordement des usagers et garantir la continuité et la qualité de l'énergie distribuée. EDF se rémunère par les contrats aux tarifs réglementés de vente de l'électricité et ENEDIS auprès de tous les abonnés par le TURPE (Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité).

Le cahier des charges et ses annexes issus du contrat de concession expose les droits et obligations de chacune des parties notamment la répartition de la maîtrise d'ouvrages des travaux, le calcul des redevances et les conditions du contrôle par le SIEM de l'exécution du contrat de service public délégué à EDF et ENEDIS.

Ce contrôle est important puisque l'autorité concédante reste en dernier ressort responsable de l'exécution de ce service public. Chaque année, le SIEM contrôle la qualité et la continuité de la fourniture d'électricité, les inventaires du patrimoine physique et comptable, l'état du patrimoine, les données financières de la concession et les relations du concessionnaire avec les usagers. Le décret n° 2016-496 du 21 avril 2016 pris en application de l'article 153 de la loi n°2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte précise les éléments qui doivent figurer dans le Compte Rendu d'Activité de Concession (CRAC) et met en place un inventaire détaillé et localisé des ouvrages.

I – La distribution d'électricité dans la MARNE

1. La concession

Au 31 décembre 2019, le SIEM est le syndicat départemental de la distribution publique d'électricité de la MARNE. Toutes les communes adhèrent au SIEM pour cette compétence en tant que communes ou par l'intermédiaire d'un groupement de communes (CU ou CC).

Les collectivités adhérentes au SIEM :

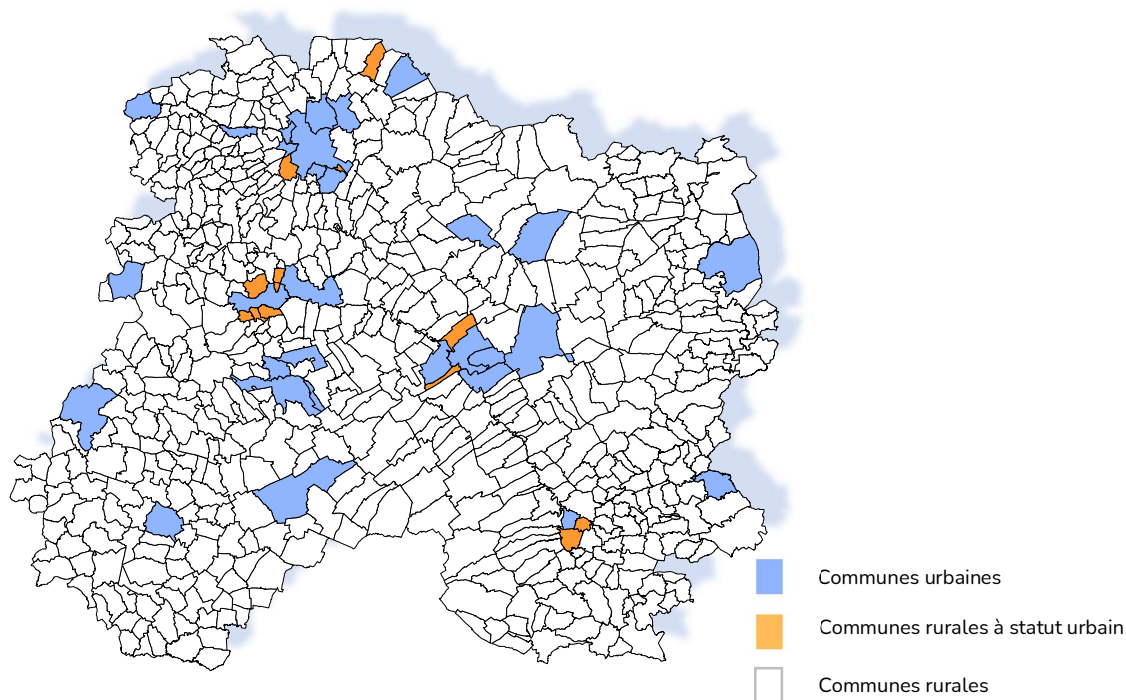
- 456 communes,
- La communauté Urbaine du Grand Reims (143 communes),
- La communauté de communes de la Grande Vallée de la Marne (14 communes).

Le statut des communes : urbaines ou rurales

Pour l'INSEE et jusqu'en 2020, le rural est défini comme l'ensemble des communes n'appartenant pas à une unité urbaine de plus de 2 000 habitants dans un espace présentant une certaine continuité du bâti. [Pour la distribution publique d'électricité](#), les communes sont réparties selon la législation relative aux aides pour l'électrification rurale et sont dites urbaines, rurales ou rurales à statut urbain².

- 573 communes rurales,
- 27 communes urbaines,
- 13 communes rurales à statut urbain au titre de la distribution publique d'électricité.

Statut des communes au 31 décembre 2019



² Décret n°2014-496 du 16 mai 2014, arrêté préfectoral du 30 septembre 2014 et avenant n°10 au contrat de concession du 27 mai 1993.

Cette notion de ruralité électrique concerne quatre domaines :

- **la maîtrise d'ouvrages des travaux,**
Dans les communes urbaines ou rurales à statut urbain, le SIEM effectue seulement les travaux d'enfouissement de réseaux,
- **les recettes du FACE³,**
Elles ne sont utilisables que pour les travaux dans les communes rurales,
- **la perception de la TCCFE⁴**
Le SIEM perçoit de droit la TCCFE dans les communes rurales et par délibérations concordantes d'une commune et du SIEM pour les communes urbaines,
- **l'enregistrement comptable par ENEDIS des ouvrages concédés.**
Tous les ouvrages électriques, de la sortie des postes source aux compteurs, constituent le patrimoine concédé. Ils appartiennent ab initio au SIEM et sont considérés comme des biens de retour qui lui reviendront en fin de contrat. Pendant la durée du contrat de concession, ces ouvrages sont utilisés et entretenus par ENEDIS qui les enregistre dans sa comptabilité suivant des règles précises selon le caractère rural ou urbain des communes (voir partie « les éléments financiers).

Les chiffres 2019 de la concession :

- 613 collectivités,
- 570 883 habitants,
- 327 824 abonnés,
- 2 240 617 TWh d'électricité acheminés,
- 3 250 producteurs,
- 6 875 km de réseau HTA,
- 5 918 postes de transformation HTA/BT,
- 4 942 km de réseau BT,
- 19 361 départs BT,
- 15,15m de réseau BT par abonnés,
- 21,08 m de réseau HTA par abonnés,
- 55 abonnés par poste de transformation HTA/BT,
- 17 abonnés par départ BT,
- 874 627 k€ de valeur brute des ouvrages,
- 41,27 % de taux d'amortissement des ouvrages,
- 42,32 mn de critère B,
- Taux d'incidents par 100 km de réseau HTA : 3,14,
- Taux d'incidents par 100 km de réseau BT : 7,94.

³ CAS FACE : Compte d'Affectation Spéciale pour le Financement des Aides aux Collectivités pour l'Electrification Rurale

⁴ Taxe Communale sur Les Consommations Finales d'Electricité

2. Le contrat de concession SIEM-ENEDIS-EDF

Signé le 27 mai 1993, le contrat de concession organise le service public de la distribution d'électricité pour une durée de 30 ans sur le territoire marnais. Le Cahier des Charges de Concession (CCC) et l'annexe 1 à ce cahier sont conformes au modèle national établi par la FNCCR⁵.

L'annexe 1 au cahier des charges détaille les modalités de calcul de la redevance que le concessionnaire doit verser à l'autorité concédante qui se décompose en deux parties :

- la R1, redevance de fonctionnement, basée sur la durée du contrat, le périmètre, la population et les longueurs des réseaux électriques de la concession,
- la R2, redevance d'investissement, repose essentiellement sur les travaux d'effacement, de renforcement et d'extension de réseaux, réalisés par le SIEM à l'année N-2. Le montant de ces travaux, déduit des aides perçues (subvention), entre dans le calcul de cette redevance. Plus le syndicat investit sur le réseau, plus la redevance est élevée.

2.1. Les modifications du cahier des charges de concession

Au cours des années, des avenants sont venus compléter ou modifier le cahier des charges de concession. Plusieurs de ces actes agrandissaient le périmètre de la concession par l'adhésion au SIEM de plusieurs communes pour arriver en 2008 à une concession regroupant toutes les communes du département. D'autres actes ont eu des impacts plus importants dans les relations entre les deux protagonistes.

L'**avenant n°4** relatif à la maîtrise d'ouvrage indique d'une part le caractère urbain ou rural des communes et d'autre part la répartition de la maîtrise d'ouvrage des travaux. La MARNE compte 62 communes urbaines, les autres sont rurales.

Répartition par catégorie de communes :

Type de travaux	Zone Urbaine		Zone Rurale	
	HTA	BT	HTA	BT
Renforcement de réseau	ENEDIS	ENEDIS	ENEDIS	SIEM
Sécurisation	ENEDIS	ENEDIS	ENEDIS	SIEM
Effacement de réseau	ENEDIS	SIEM	ENEDIS	SIEM
Extension	ENEDIS	ENEDIS	ENEDIS	SIEM
Branchement	ENEDIS	ENEDIS	ENEDIS	ENEDIS*
Déplacement d'ouvrages	ENEDIS	ENEDIS	ENEDIS	ENEDIS

*Exceptionnellement, SIEM lors de travaux

L'**avenant n°7** dit protocole PCT (Part Couverte par le Tarif).

Avant 2009, comme tous les travaux, les extensions, réalisées par le SIEM, entraient dans le calcul de la R2 deux ans après leur réalisation. Pour un retour plus rapide sur investissement, la FNCCR et ENEDIS ont mis au point un mécanisme dénommé Part Couverte par le Tarif (PCT) qui sort les extensions du calcul de la redevance. Le SIEM a ratifié cet accord le 22 juillet 2009 pour les années 2010 à 2012.

Depuis cette date, les contreparties des dépenses du SIEM pour les extensions de réseaux sont remboursées dans l'année des travaux. Sous couvert d'apporter une aisance financière aux AODE, cet avenant a bouleversé l'équilibre des forces. Les redevances perçues par le SIEM, en échange du

⁵ Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies

droit d'utiliser les réseaux de distribution électrique sont des recettes non affectées et elles n'entrent pas dans le calcul des indemnités réciproques en fin de contrat. La PCT, à l'inverse, est une subvention du concessionnaire. Elle est intégrée dans le calcul des indemnités de sortie. Ce protocole PCT est renouvelé depuis plusieurs années.

L'avenant n°9 dit protocole ENEDIS-FNCCR

Ce protocole a suivi le même chemin que l'avenant n°7. Déjà signé par la FNCCR et ENEDIS, le 18 septembre 2013, il a été entériné le 30 janvier 2014 par le SIEM. Principalement positionné sur les années 2014 à 2017, ce protocole imposait :

- La mise en place de programmes pluriannuels coordonnés d'investissement sur les réseaux de distribution d'électricité, à caractère indicatif, en complément des programmes annuels élaborés par les conférences départementales de programmation des investissements prévues par l'article L 2224-31 du CGCT,
- Une modification partielle du calcul de la redevance d'investissement « R2 » conduisant à atténuer l'importance des variations à la hausse ou à la baisse de cette redevance d'une année sur l'autre, de façon à réduire l'importance des aléas financiers pesant sur l'équilibre financier de l'autorité concédante et du concessionnaire.
- Une amélioration des données cartographiques, patrimoniales et comptables transmises par ENEDIS aux autorités concédantes notamment l'augmentation des données à la maille de la concession, la localisation des biens non localisés et le rapprochement des inventaires techniques et comptables.

Comme tout accord, celui-ci a des avantages et des inconvénients. Il est à noter que, bien avant cet avenant, le SIEM et ENEDIS REIMS ont toujours pris en considération l'intérêt des usagers et la réduction des dépenses publiques. Chaque année des opérations sont coordonnées entre les deux maîtres d'ouvrage du réseau public d'électricité. La liste est longue mais pour exemple ci-dessous photos (avant et après) des [travaux d'effacement des réseaux HTA et BT et de la démolition du poste cabine haute remplacée par un poste bas de type UP réalisés entre 2013 et 2014 à GAYE.](#)



Quant à la redevance d'investissement « R2 », elle est toujours obtenue de la même façon principalement par un calcul sur le cumul des investissements effectués à N-2 déduit des aides perçues. Mais par ce protocole, elle est moyennée avec les années précédentes. Ce dispositif a pour but de minimiser les hausses ou les baisses de redevance. Il s'est poursuivi en 2018 et 2019.

Le troisième point a le mérite de supprimer une situation irréaliste. Plusieurs catégories d'ouvrages étaient recensées « en vrac » à la maille de la région Est ENEDIS et ramenées à chaque concession au prorata de ses clients. Il s'agissait notamment des transformateurs, des branchements et des colonnes montantes. Cet avenant permettra à chaque autorité concédante d'avoir, à terme, **un inventaire réel complet de son patrimoine**. En revanche, d'un point de vue financier, cette décision est défavorable aux AODE. Ces biens non localisés étaient réputés être des biens urbains et ils avaient les prérogatives s'y rapportant notamment des provisions pour renouvellement (voir chapitre 6 – les éléments financiers).

L'avenant n°10 dit avenant FACE

Le décret 2014-496 du 16 mai 2014 relatif aux aides à l'électrification rurale a redéfini la ruralité « électrique » pour la faire coïncider à la ruralité « INSEE » où les communes sont rurales si elles ont moins de 2000 habitants ou si elles n'appartiennent pas à une unité urbaine de plus de 5000 habitants. Un arrêté préfectoral a été établi en ce sens le 30 septembre 2014. Il porte à 39 les communes urbaines au sens de la distribution électrique. Néanmoins, le SIEM et ENEDIS, d'un commun accord, ont signé un avenant pour inclure dans cette liste les communes de BEZANNES et de BAZANCOURT. Pour rappel, cette notion de ruralité électrique concerne les AODE dans quatre domaines : la maîtrise d'ouvrages des travaux, les recettes du CAS FACE, la perception de la TCCFE et l'enregistrement comptable par ENEDIS des ouvrages concédés.

Au 1^{er} janvier 2015, la concession compte 41 communes urbaines au sens de la distribution de l'électricité :

- | | | |
|------------------------|----------------------------|-----------------------|
| ▪ AY-CHAMPAGNE | ▪ FRIGNICOURT, | ▪ SAINT MEMMIE, |
| ▪ BAZANCOURT, | ▪ MAGENTA, | ▪ SAINTE MENEHOULD, |
| ▪ BETHENY, | ▪ MAREUIL SUR AY, | ▪ SARRY, |
| ▪ BEZANNES, | ▪ MARDEUIL, | ▪ SERMAIZE LES BAINS, |
| ▪ CHALONS EN CHAMPAGNE | ▪ MAROLLES, | ▪ SEZANNE, |
| ▪ COMPERTRIX, | ▪ MONTMIRAIL, | ▪ SUIPPES, |
| ▪ CORMONTREUIL, | ▪ MOURMELON LE GRAND, | ▪ TAISSY, |
| ▪ COURTISOLS, | ▪ MOUSSY, | ▪ TINQUEUX, |
| ▪ DORMANS, | ▪ MUIZON | ▪ VERTUS, |
| ▪ DIZY, | ▪ PIERRY, | ▪ VINAY, |
| ▪ EPERNAY, | ▪ REIMS, | ▪ VITRY LE FRANCOIS, |
| ▪ FAGNIERES, | ▪ SAINT BRICE COURCELLES, | ▪ WARMERVILLE, |
| ▪ FERRE-CHAMPENOISE, | ▪ SAINT LEONARD, | ▪ WITRY LES REIMS. |
| ▪ FISMES, | ▪ SAINT MARTIN SUR LE PRE, | |

Les 579 autres communes de la MARNE et de la concession sont de statut rural.

L'avenant n°13

La FNCCR, France Urbaine, ENEDIS et EDF ont signé le 21 décembre 2017 un accord cadre par lequel elles s'engagent à mettre en œuvre un nouveau modèle de contrat de concession pour une relation contractuelle modernisée entre les autorités concédantes, ENEDIS et EDF garantissant la qualité du service concédé et adaptée aux enjeux de la transition énergétique. Elles encouragent la renégociation rapide des contrats de concession pour une entrée en vigueur au plus tard le 1^{er} juillet 2021. Elles prolongent également les effets de l'avenant n°9 dit protocole ENEDIS-FNCCR dont certaines dispositions arrivaient à terme fin 2017.

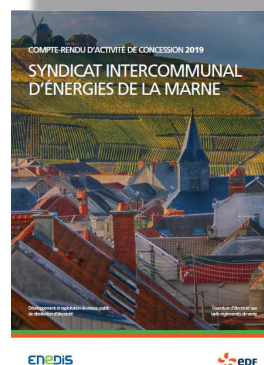
Le SIEM, ENEDIS et EDF ont signé cet avenant le 11 juillet 2018. Ils s'engagent à renégocier et à conclure le nouveau contrat de concession avant le 31 décembre 2019. Pour rappel, le nouveau contrat de concession a été signé entre le SIEM, ENEDIS et EDF, le 13 novembre 2019 pour une prise d'effet au 1^{er} janvier 2020.

3. Le Compte Rendu d'ACTivité (CRAC) du concessionnaire

L'article L 2224-31 du CGCT précise que le concessionnaire tient à la disposition de l'autorité concédante dont il dépend les informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique utiles à l'exercice des compétences de celle-ci. L'article 32 du cahier des charges de concession (CCC) énonce que le compte rendu d'activité du concessionnaire (CRAC) doit contenir des informations relatives aux réseaux, aux travaux neufs, à l'exploitation du réseau dont les incidents, les quantités livrées et les recettes correspondantes ainsi que les consommations des clients aux tarifs réglementés.

Doivent aussi figurer sur ce document :

- des indications sur le degré de satisfaction des usagers,
- des données financières sur la concession, charges et produits d'exploitation,
- des données techniques et comptables du patrimoine concédé dont la valeur brute, la valeur nette comptable, la valeur de remplacement et l'évaluation des provisions constituées pour le renouvellement des ouvrages concédés.



Le compte rendu d'activité est le premier élément de la mission de contrôle de l'autorité concédante. Ses données se retrouvent dans tous les chapitres de ce rapport. Il est à télécharger sur le site du SIEM, www.siem51.fr. Le concessionnaire doit présenter, à l'autorité concédante, ce document dans un délai de six mois suivant l'exercice considéré.

3.1. Les données financières de la concession

Chaque année, ENEDIS doit transmettre dans le CRAC les principales données du compte d'exploitation de la concession SIEM pour l'activité de distribution électrique. Le CCC précise que « *Le compte-rendu annuel comprendra la présentation des principaux éléments du compte d'exploitation au niveau géographique compatible avec l'obtention de données comptables et financières significatives...* ».

3.1.1. Les éléments financiers du compte d'exploitation

Les éléments transmis comprennent les grandes lignes des produits et des charges ainsi que le résultat financier du concessionnaire dans sa mission de distribution publique d'électricité. Ces chiffres, sans être faux, ne sont pas, non plus, le reflet exact des résultats financiers de la concession pour deux raisons principales :

- le tarif péréqué,
- la mutualisation des activités à une maille supérieure à la concession.

Le tarif péréqué

Souvent comparée au timbre poste dont le prix est identique quelle que soit la distance parcourue pour l'acheminement du courrier, la péréquation tarifaire permet à tous les abonnés d'ENEDIS quel que soit leur lieu de résidence de payer le même tarif de distribution d'électricité. Celui-ci, fixé par la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE), doit permettre au gestionnaire de réseaux de couvrir les coûts engagés nationalement pour la distribution d'électricité. Ainsi les recettes d'acheminement perçues par le concessionnaire dans la MARNE correspondent aux tarifs facturés aux abonnés marnais et participent au recouvrement de toutes les dépenses de la S.A. ENEDIS mais ne reflètent pas les véritables charges de la direction territoriale ENEDIS MARNE.

Les charges mutualisées

Parmi les coûts qui empêchent le compte d'exploitation marnais d'être totalement marnais, il y a les charges mutualisées. ENEDIS est une société nationale divisée en directions territoriales qui chacune gère les réseaux de distribution d'une ou plusieurs concessions. Toutes les directions territoriales ont les mêmes outils de travail et les mêmes obligations de résultat : la sécurité et la continuité de fourniture ainsi que le raccordement des clients. Tous les réseaux sont interconnectés et tous les comptes d'exploitation de ces directions territoriales forment le compte d'exploitation de la société ENEDIS. Face à ce constat, la mutualisation tant humaine que technique dans de nombreux domaines apparaît comme une évidence pour maîtriser les coûts d'exploitation et obtenir une cohésion d'ensemble. Afin de répercuter les coûts de ces activités mutualisées, ENEDIS ramène ces charges à chaque concession au prorata, essentiellement, des kWh consommés ou du nombre de clients.

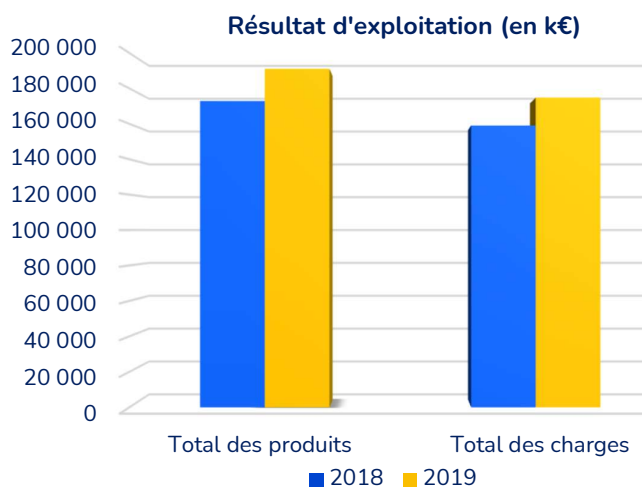
Le tarif péréqué et les charges mutualisées sont inhérents aux concessions de distribution électriques. On ne peut pas faire abstraction de ces données dans l'analyse du compte d'exploitation.

Synthèse des données du compte d'exploitation

Résultat d'exploitation (k€)	2018	2019	ECART	
			Absolu (k€)	Relatif (%)
Total des produits	172 889	190 994	18 105	10,47%
Total des charges	159 041	174 783	15 742	9,90%
Total produit - total charges	13 848	16 211	2 363	17,06%

Le compte d'exploitation de la concession SIEM est bénéficiaire

En 2019, les produits ont augmenté de 10,47 % et les charges de 9,9 % par rapport à l'année 2018. Le résultat net a progressé de 2 363 k€.



La nature des charges et produits

Le tableau ci-dessous donne les charges et les produits selon leur nature dans le compte d'exploitation, à savoir à la maille communale et au tarif péréqué ou répartis par des clés comme le nombre de clients ou de kWh consommés.

Résultat d'exploitation (k€)	2019	2019 - Montant affecté directement à la concession	Montants répartis (Charges mutualisées)
Total des produits	190 994	170 018	20 976
Total des charges	174 783	46 018	128 765

La majorité des produits sont à la maille de la concession alors que l'ensemble des charges sont obtenues logiquement par des calculs de répartition :

- Produits à la maille de la concession : 89,02 %,
- Charges à la maille de la concession : 26,33 %.

Et dans le détail par catégories, les taux à la maille de la concession :

Résultat d'exploitation	Montant affecté directement à la concession (%)
Recettes d'acheminement	98,41 %
Recettes de raccordements et prestations	99,98 %
Autres recettes	7,56 %
Autres produits	47,80 %
Total produit	89,02 %
Consommations de l'exercice en provenance de tiers	18,39 %
Impôt et taxes	66,87
Charges de personnel	15,40
Dotations d'exploitation	55,64
Autres charges	19,48
Charges centrales	0,00
Total des charges	26,33

Et dans ces catégories comptables, on retrouve des sous-catégories avec 100 % des recettes ou des charges issues de l'exploitation des réseaux de la concession. Il s'agit :

Pour les recettes

- des raccordements des clients,
- des reprises sur amortissements des financements du concédant,
- des reprises de provisions pour renouvellement.

Néanmoins, il paraît difficile que les montants des reprises sur amortissements des financements du concédant et des reprises de provisions pour renouvellement soit à 100 % à la maille de la concession puisque dans ces rubriques on doit retrouver les ouvrages localisés et non localisés. Ces derniers n'ayant pas été enregistrés à la maille de la concession, comment les reprises pourraient-elles être à la maille de la concession ?

Les recettes d'acheminement, sans être à 100 % (98,41 %), sont le produit réel de la consommation des clients de la concession. Elles correspondent à la part acheminement payée dans la facture d'électricité.

Pour les charges

- des redevances de concession,
- de la contribution d'ENEDIS au cas FACE,
- des dotations aux amortissements des financements d'ENEDIS et du SIEM,
- des dotations aux provisions pour renouvellement.

Même réflexion pour les dotations pour amortissement et provisions pour renouvellement que pour les reprises sur amortissements et de provisions !

A Contrario, les charges centrales ne sont nullement à la maille de la concession. Elles sont le reflet de l'organisation d'ENEDIS où les activités très spécifiques et à forte technicité sont organisées à une échelle supérieure à la maille de la concession. Il s'agit notamment des Agences d'Interventions Spécialisées (AIS) (postes sources, marché d'affaires et HTA) ou des Agences de Conduite du Réseau (ACR) qui interviennent sur plusieurs départements.

Pour conclure sur les charges mutualisées, on peut dire que les données transmises se sont améliorées au fil des années. Ce mouvement va-t-il continuer ?

3.1.2. Les produits d'exploitation

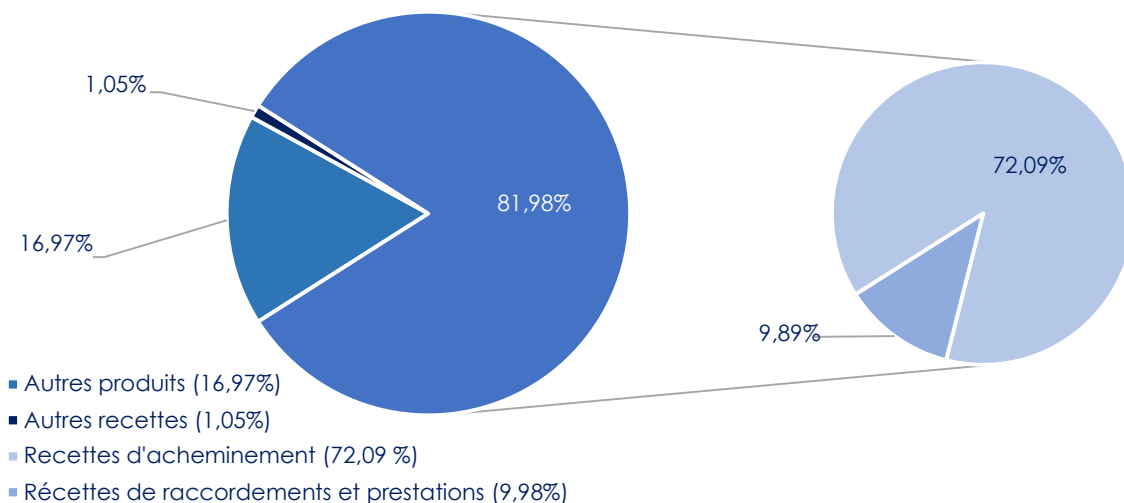
Les produits d'exploitation s'élèvent à 190 994 k€, ils comprennent :

Résultat d'exploitation (k€)	2018	2019	Ecart	
			Absolu	Relatif
Recettes d'acheminement	136 044	137 694	1 650	1,21%
Dont clients HTA	32 843	31 688	-1 155	-3,52%
Dont clients BT ayant une puissance souscrite ≤ 36 kVA	83 412	84 324	912	1,09%
Dont clients BT ayant une puissance souscrite > 36 kVA	20 825	21 239	414	1,99%
Dont autres	-1 036	443	1 479	-142,76%
Recettes de raccordements et prestations	9 853	18 881	9 028	91,63%
Dont raccordements	7 968	17 113	9 145	114,77%
Dont prestations	1 885	1 768	-117	-6,21%
Autres recettes	1 961	2 011	50	2,55%
Chiffre d'affaires	147 858	158 586	10 728	7,26%
Autres produits	25 031	32 408	7 377	29,47%
Production stockée et immobilisée	14 484	19 821	5 337	36,85%
Reprise sur amortissements et provisions	8 100	11 406	3 306	40,81%
Autres produits divers	2 447	1 181	-1 266	-51,74%
Total des produits	172 889	190 994	18 105	10,47%

Analyse des produits d'exploitation

Le chiffre d'affaires s'élève à 158 586 k€ soit une augmentation de 6,76% par rapport à 2018. Les deux activités principales du concessionnaire, l'acheminement de l'électricité et le raccordement des clients, représentent 81,98 % de ses recettes.

Les produits d'exploitation



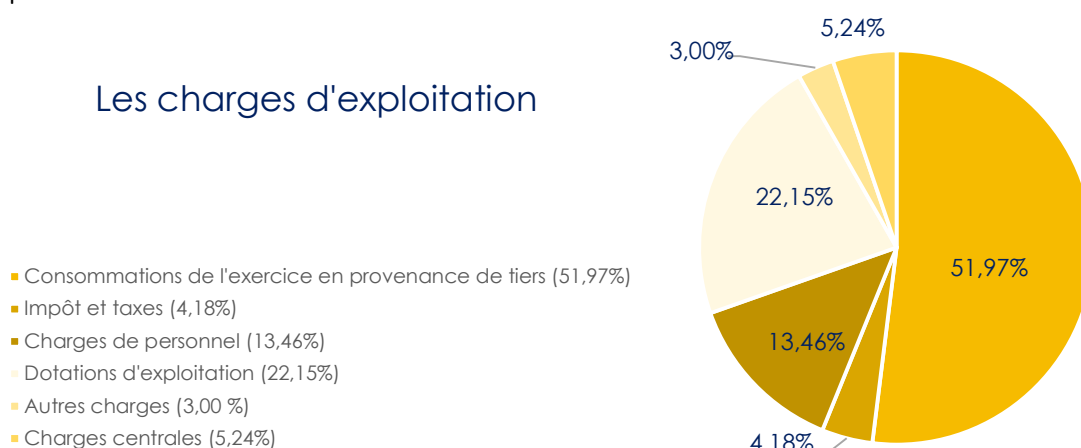
La marge d'acheminement

Les recettes d'acheminement reposent sur le TURPE. La marge d'acheminement représente le résultat du distributeur entre ses recettes d'acheminement et ses coûts d'accès aux réseaux. Avec des recettes d'acheminement qui progressent et des accès aux réseaux qui n'évoluent presque pas, la marge d'acheminement d'ENEDIS augmente de 1,62 % par rapport à 2018.

Résultat d'exploitation (k€)	2018	2019
Recettes d'acheminement	136 044	137 694
- Accès réseau amont	38 345	38 387
= marge d'acheminement	97 699	99 307

3.1.3. Les charges d'exploitation

Les charges d'exploitation s'élèvent à 174 783 k€. Elles sont, comme dit précédemment, mutualisées à plus de 70 %.



Les consommations de l'exercice en provenance des tiers sont les principales dépenses du concessionnaire (51,97%). Elles correspondent à l'accès au réseau amont, les redevances de concession et les autres consommations externes. Cette catégorie a augmenté globalement en 2019 de 13,20 %. Les redevances de concession ont baissé de 2,88 % entre 2018 et 2019.

Dans les impôts et taxes, on retrouve le financement du CAS FACE. Ce compte d'affectation spéciale pour le financement des aides aux collectivités pour l'électrification rurale (CAS FACE) est alimenté par une charge payée par les distributeurs d'électricité (ENEDIS ou les ELD) sur le kWh distribué. Ce compte est redistribué aux autorités concédantes suivant leur nombre de clients et de départs mal alimentés en zone rurale pour la réalisation des travaux d'effacement et de renforcement.

	Contribution au CAS FACÉ versée par ENEDIS (k€) calculé sur les consommations marnaises	Subvention du CAS FACÉ reçue par le SIEM (k€)
2015	2 843	1 610
2016	2 857	1 506
2017	2 747	1 495
2018	2 644	1 509
2019	2 652	1 482

Force est de reconnaître que le département de la MARNE verse toujours plus qu'il ne reçoit du FACE. Il va sans dire que les travaux effectués sur le réseau tant par ENEDIS que le SIEM réduisent les départs et les clients mal alimentés de la concession.

Les charges d'exploitation détaillées

Résultat d'exploitation (k€)	2018	2019	Ecart	
			Absolu	Relatif
Consommations de l'exercice en provenance de tiers	80 235	90 830	10 595	13,20%
Accès réseau amont	38 345	38 387	42	0,11%
Achats d'énergie pour couvrir les pertes sur le réseau	10 118	10 575	457	4,52%
Redevance de concession	4 796	4 658	-138	-2,88%
Autres consommations externes	26 976	37 210	10 234	37,94%
Matériel	9 192	15 533	6 341	68,98%
Travaux	2 428	2 344	-84	-3,46%
Informatique et télécommunications	2 787	3 365	578	20,74%
Tertiaire et prestations	5 970	6 156	186	3,12%
Bâtiments	3 824	3 365	-459	-12,00%
Autres achats	2 775	6 447	3 672	132,32%
Impôt et taxes	7 023	7 302	279	3,97%
Contribution au CAS FACE	2 644	2 652	8	0,30%
Autres impôts et taxe	4 379	4 650	271	6,19%
Charges de personnel	23 329	23 534	205	0,88%
Dotations d'exploitation	36 495	38 712	2 217	6,07%
Dotations aux amortissements DP	18 479	19 780	1 301	7,04%
Dont dotations aux amortissements des financements du concessionnaire	10 261	11 166	905	8,82%
Dont dotations aux amortissements de l'autorité concédante et des tiers	8 218	8 614	396	4,82%
Dotations aux provisions pour renouvellement	744	1 761	1 017	136,69%
Autres dotations d'exploitation	17 272	17 171	-101	-0,58%
Autres charges	4 508	5 251	743	16,48%
Charges centrales	7 451	9 154	1 703	22,86%
Total des charges	159 041	174 783	15 742	9,90%

3.1.4. La contribution à l'équilibre

Dernière donnée du compte d'exploitation, la contribution à l'équilibre n'est pas une notion comptable, ni un flux financier. Elle est le résultat de la particularité des contrats de concession de distribution électrique : un tarif unique sur tout le territoire français qui couvre toutes les dépenses d'ENEDIS liées à l'acheminement de l'électricité et lui permet d'obtenir un équilibre économique global.

Cependant, l'acheminement de l'électricité au même tarif sur tout le territoire amène des écarts financiers entre les concessions. Certaines, notamment les concessions urbaines dont la densité de population est plus élevée, sont plus rentables que d'autres où l'habitat est plus isolé et/ou les conditions de desserte de l'énergie sont plus difficiles. Cette contribution à l'équilibre place toutes les concessions par rapport à

cet équilibre. Il en est déduit la charge ou le produit qui serait nécessaire à chaque concession pour être à ce niveau. Si la concession est au dessus de cet équilibre, on lui attribue une charge. A l'inverse, une concession au-dessous perçoit un produit. Au final, toutes ces contributions à l'équilibre s'annulent entre elles et l'addition des résultats d'exploitation de toutes les concessions donnent le résultat d'exploitation de la société ENEDIS.

La contribution d'équilibre du compte d'exploitation du SIEM est une charge supplémentaire ce qui signifie que le résultat de 2019 est supérieur à l'équilibre économique global d'ENEDIS.

Résultat d'exploitation de la concession SIEM avec la contribution d'équilibre

(en k€)	2018	2019
Total des produits	172 889	190 994
Total des charges	159 041	174 783
Résultat d'exploitation	13 848	16 211
Charge supplémentaire	1 450	2 876
Produit supplémentaire	0	0
Résultat total d'exploitation	12 398	13 335

4. Les dépenses du concessionnaire

Les obligations d'ENEDIS dans sa mission de service public de la distribution d'électricité sont :

- L'entretien, le renouvellement et le développement des ouvrages de la concession,
- Le raccordement de tous les usagers, consommateurs comme producteurs, aux réseaux publics de distribution d'électricité.

4.1. Les investissements du concessionnaire

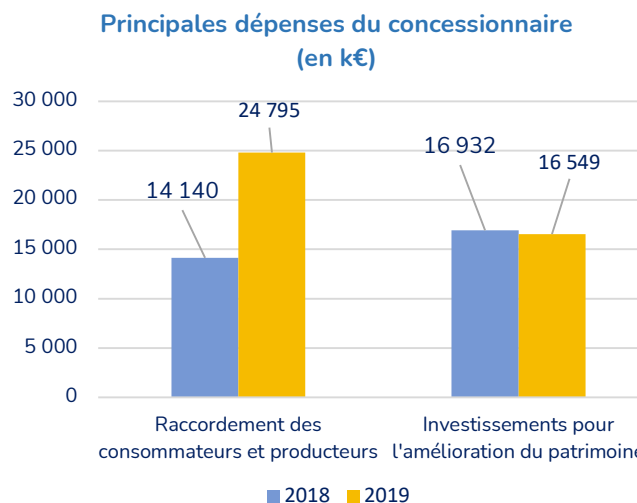
Le tableau ci-dessous reprend les dépenses d'investissement du concessionnaire sur les biens concédés mais également sur ses biens propres comme les postes sources.

INVESTISSEMENT ERDF (en k€)	2018	2019
Raccordements des consommateurs et producteurs	14 140	24 795
Dont raccordements des consommateurs HTA	485	859
Dont raccordements des consommateurs BT	5 701	6 720
Dont raccordements des producteurs HTA	2 098	6 343
Dont raccordements des producteurs HTA	734	1 231
Investissements pour l'amélioration du patrimoine	16 932	16 549
Performance du réseau	14 274	13 071
Dont renforcement BT	16	13
Dont renforcement HTA	498	126
Dont actions visant à améliorer la résilience des réseaux et des postes (capacité des territoires à limiter l'effet des catastrophes et à retrouver un fonctionnement normal rapidement)	451	364
Dont actions visant à améliorer la fiabilité des réseaux et des postes (hors programmes de prolongation de durée de vie)	5 520	5 035
Dont actions visant à améliorer la fiabilité des réseaux et des postes (programmes de prolongation de durée de vie)	483	613
Dont moyens d'exploitation	474	561
Dont smart grids	46	101
Dont compteurs communicants	6 786	6 258
Exigences environnementales et réglementaires	2 656	3 479
Dont intégration d'ouvrages dans l'environnement	441	435
Dont sécurité et obligations réglementaires	1 509	2 081
Dont modifications d'ouvrages à la demande de tiers	706	963
Investissement de logistique (dont immobilier)	250	462
Autres investissements	0	1
Total en (k€)	31 322	41 807
Dont investissements poste-sources	5 703	9 626
Dont création de capacités d'accueil des ENR dans les postes sources	4 230	8 719

Et par catégorie :

	2018	2019
Raccordements des consommateurs et producteurs	14 140	24 795
Investissements pour l'amélioration du patrimoine	16 932	16 549
Investissement de logistique (dont immobilier)	250	462
Autres investissements	0	1
Total en (k€)	31 322	41 806

Les investissements d'ENEDIS ont globalement augmenté entre 2018 et 2019 de 33,47 %. Ils sont largement dominés par les raccordements des clients et les travaux pour l'amélioration du patrimoine. Il est à noter que les dépenses pour les postes sources et pour l'intégration de la production ENR dans les postes sources qui apparaissent à divers stades dans les 4 catégories, représentent 18 345 k€ soit 43,88 % des investissements 2019 du concessionnaire.



4.1.1. Les raccordements des consommateurs et des producteurs

Le raccordement des consommateurs et des producteurs est une obligation du concessionnaire. En 2019, ces travaux de raccordement s'élèvent à 24 795 k€ et représentent 59,31 % des investissements ENEDIS. Ils ont largement augmenté par rapport à 2018.

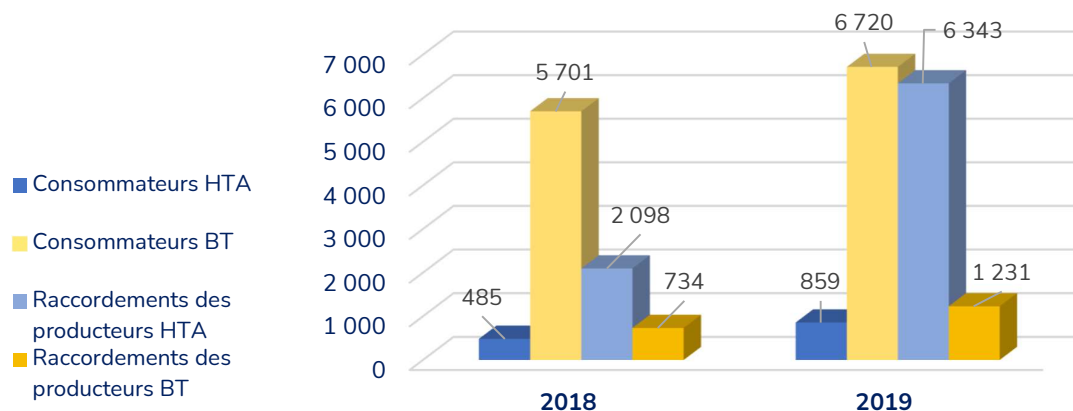
Ci-dessous détail par catégories

Raccordement des consommateurs et producteurs (en k€)	24 795
Dont raccordements des consommateurs HTA	859
Dont raccordements des consommateurs BT	6 720
Dont raccordements des producteurs HTA	6 343
Dont raccordements des producteurs HTA	1 231

Le total des raccordements est supérieur de 9 642 k€ à la somme des 4 sous-catégories ci-dessus. ENEDIS en explique la raison dans son CRAC 2019 « *concernant le total des investissements liés aux raccordements des utilisateurs consommateurs et producteurs, certaines finalités de raccordement telles que le raccordement des ZAC, les achats de transformateurs HTA/BT etc, ne peuvent pas être attribuées exclusivement à l'une des quatre sous-catégories de raccordement figurant dans ce tableau. Ainsi les dépenses engagées sur ces finalités sont bien prises en compte dans le total des investissements de raccordements des utilisateurs consommateurs et producteurs, mais ne sont pas ventilées dans une de ces quatre sous-catégories.* ».

Evolution des raccordements entre 2018 et 2019 (en k€)

	2018	2019
Consommateurs HTA	485	859
Consommateurs BT	5 701	6 720
Raccordements des producteurs HTA	2 098	6 343
Raccordements des producteurs BT	734	1 231



Les raccordements des consommateurs BT et des producteurs HTA sont les plus élevés. Les raccordements des producteurs HTA sont en très forte augmentation. Néanmoins, cette hausse est à relativiser car ces investissements varient aussi beaucoup par les travaux nécessaires en amont (postes sources, départs éolien, etc) qui augmentent le délai de raccordement des sites de production.

4.1.2. L'investissement pour l'amélioration du patrimoine

Ce chapitre correspond aux postes « performance du réseau » et « exigences environnementales et réglementaires ». L'article 10 du Cahier des Charges de Concession précise que « *l'exploitation des ouvrages de la concession est assurée par le concessionnaire, à ses frais et sous sa responsabilité. Ainsi, les travaux de maintenance, y compris ceux d'égavage, et ceux de renouvellement, nécessaires au maintien du réseau en bon état de fonctionnement, ainsi que les travaux de mise en conformité des ouvrages avec les règlements techniques et administratifs, seront financés par le concessionnaire.* »

Investissement pour l'amélioration du patrimoine (en k€)

	2018	2019
Performance du réseau	14 274	13 071
Exigences environnementales et réglementaires	2 656	3 479
TOTAL (en k€)	16 932	16 549

L'investissement pour l'amélioration du patrimoine a légèrement baissé entre 2018 et 2019. Dans le détail, les dépenses pour la performance du réseau ont baissé de 8,4 % alors que les exigences environnementales et réglementaires augmentaient de 31%. Le sous-chapitre « performance du réseau » représente 79 % de ce chapitre. Comme sa dénomination l'indique, il concerne des travaux de renforcement sur les réseaux HTA et BT, d'amélioration de la fiabilité des réseaux et de prolongation de la durée de vie des ouvrages ainsi que le développement des smart grids et des compteurs communicants notamment.

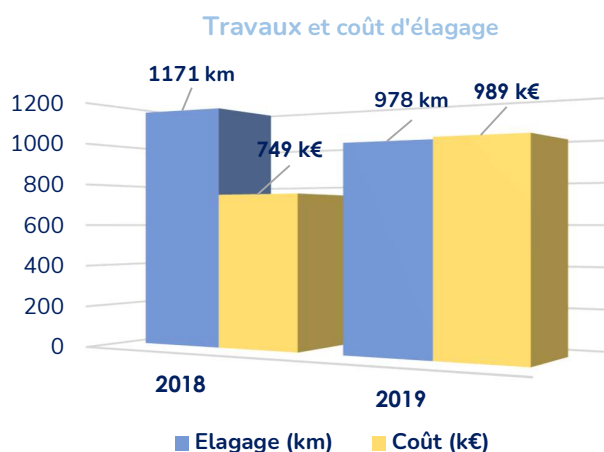
4.2. L'élagage et l'entretien des lignes HTA et BT

Outre les travaux d'investissement et de gros entretien sur les ouvrages, ENEDIS se doit de maintenir en parfait état de fonctionnement le réseau électrique notamment en entretenant les abords des ouvrages et en élagant tout arbre qui pourrait menacer la continuité de fourniture.

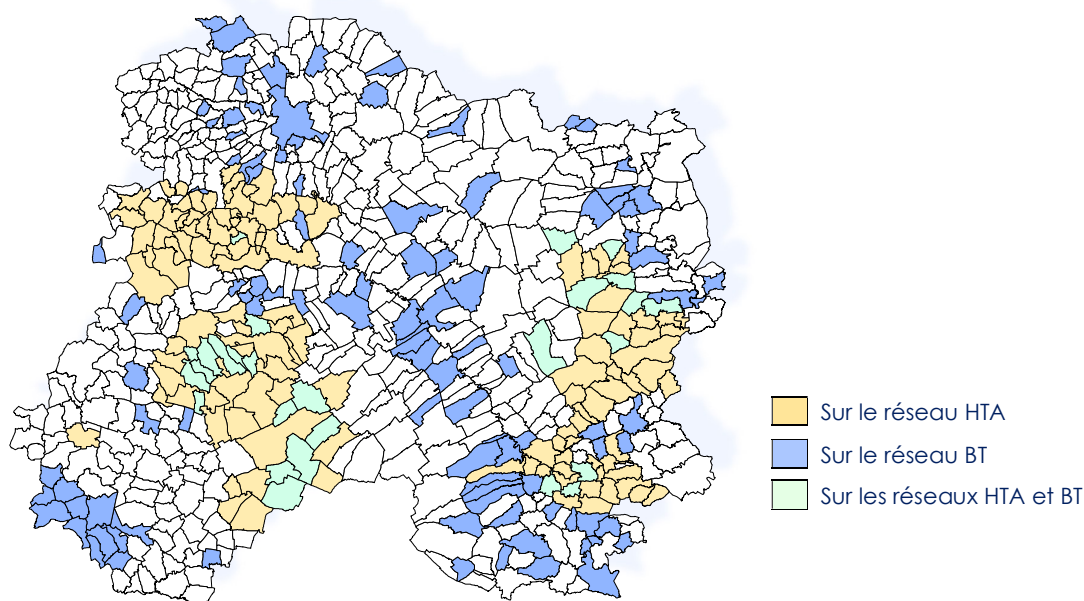
ENEDIS a une politique de maintenance sur l'élagage basée sur un cycle de trois à quatre ans pour le réseau HTA et six ou sept ans pour le réseau BT.

2019	HTA	BT	Total
Réseaux HTA et BT traités (en km)	694	284	978
Montant consacrés à ces travaux (en k€)	785	204	989

En 2019, le programme élagage des réseaux HTA et BT a couvert 193 km de moins que l'année précédente pour un coût plus élevé.



LOCALISATION DES TRAVAUX D'ELAGAGE SUR LA CONCESSION



Le temps moyen de coupures (critère B) dû aux travaux d'élagage est de 6,03 minutes en 2019. Il était de 2,07 mn en 2018.

II – Le patrimoine technique

1. L'infrastructure électrique

Le réseau électrique français est l'ensemble des infrastructures (production, transport et distribution) qui achemine l'énergie électrique des centres de production vers le consommateur final d'électricité. Le réseau de transport est à très haute tension, de 63 000 à 400 000 volt. Il a une structure maillée qui permet le transit de très grandes quantités d'énergie sur de grandes distances avec le minimum de pertes. Ce réseau garantit une sécurité d'alimentation pour tous et une solidarité entre les régions et les états voisins. Il dessert en énergie les grands consommateurs industriels (tarif vert) et les réseaux de distribution.

L'électricité passe des réseaux de transport aux réseaux de distribution par les postes sources.

1.1. Les postes sources

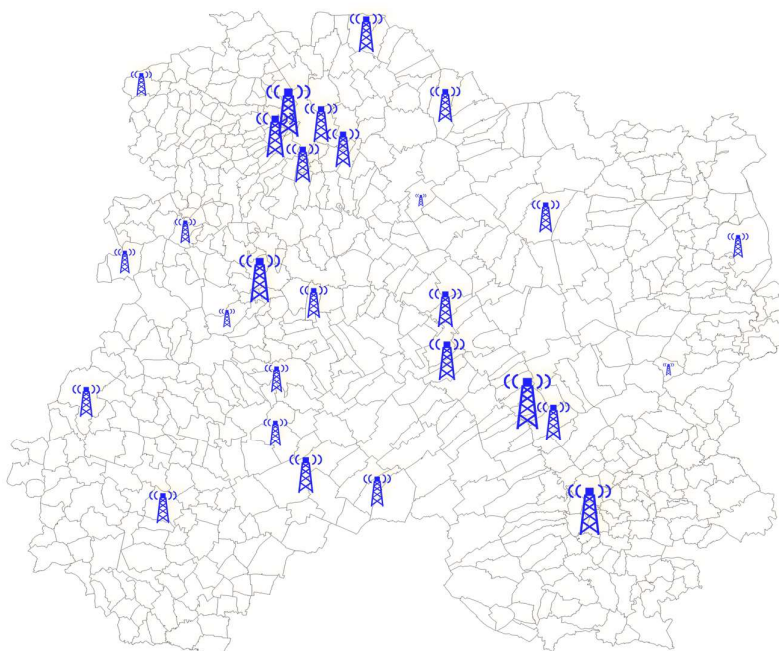
Les postes sources sont des ouvrages électriques qui appartiennent au concessionnaire ENEDIS et/ou au gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE). Dotés de transformateurs qui permettent de modifier les valeurs de tension et d'intensité du courant, les postes sources abaissent la très Haute Tension en Haute Tension (15 000 et 20 000 volts). Cette dernière alimente les canalisations HTA, appelées « départs ».

36 postes sources desservent la concession dont 8 situés hors du département de la MARNE



Le poste source « ORMES » (google EARTH)

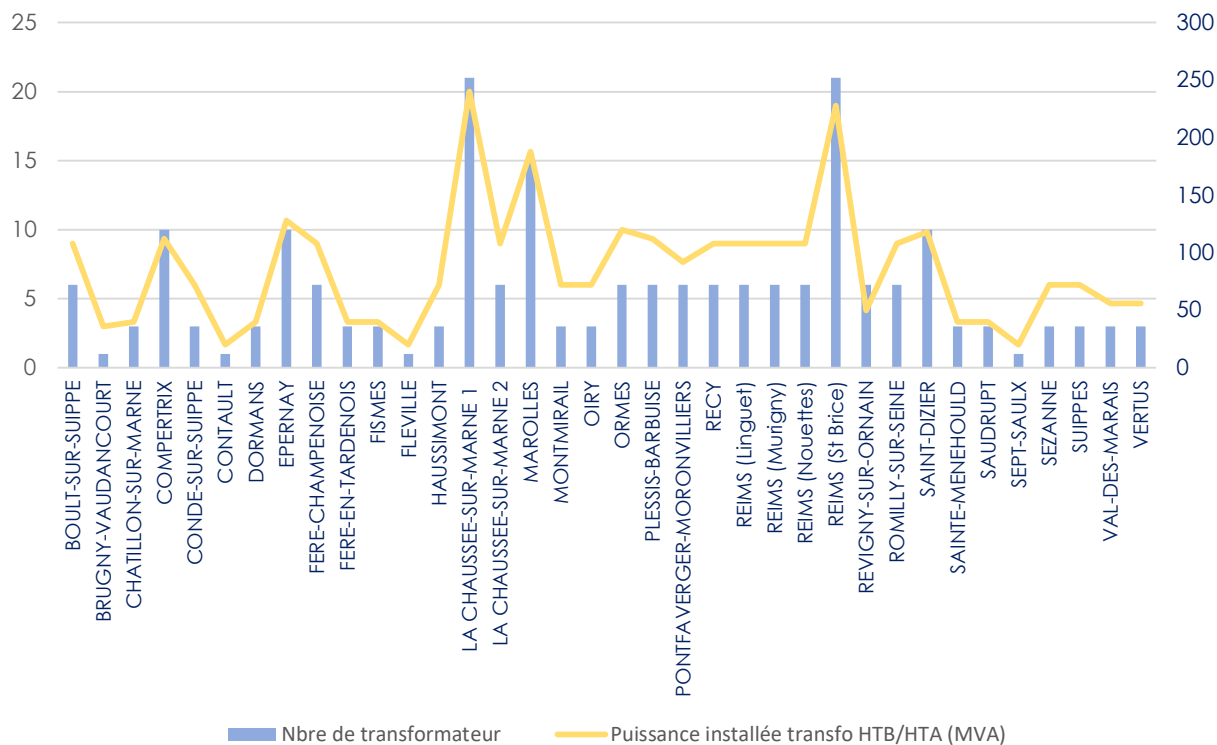
Les postes sources dans la MARNE



1.2. Les postes sources dans le détail

205 transformateurs sont installés dans ces 36 postes sources pour une puissance totale de 3 132 MégaVoltAmpère (MVA).

Transformateurs et puissances par postes



Parmi ces transformateurs,

- 191 ont une tension secondaire HTA de 20 kV,
- 14 ont une tension secondaire HTA de 15 kV.

Ces derniers imposent de recourir à des ouvrages supplémentaires, des auto transformateurs de 15-20 kV qui augmentent le nombre d'ouvrages, leur maintenance et peut multiplier les risques de pannes.

2. Le réseau Haute Tension de type A (HTA)

C'est à la sortie des postes sources que commencent le patrimoine du SIEM et la mission de service public pour ENEDIS. Le réseau HTA est le premier maillon de la distribution de l'énergie vers le client. Dans ses câbles circulent un courant de 20 000 V (15 000 V dans quelques cas).

2.1. Les données générales du réseau HTA (d'après les fichiers d'ENEDIS)

Au 31 décembre 2019, la concession est desservie par **6 874,56 km de réseaux HTA** décomposés comme suit :

- Réseau souterrain : 3 630,16 km,
- Réseau aérien torsadé (Câbles Pré Assemblés) : 24,39 km,
- Réseau aérien (fils nus) : 3 220,01 km,
Dont faible section 9,29 km.

Au cours de l'année 2019, le réseau HTA a augmenté de 72,13 km

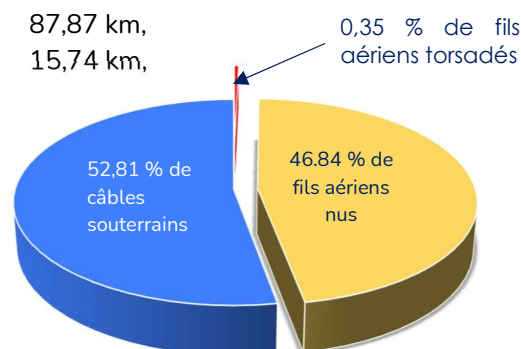
Dans le détail

- Le réseau souterrain s'est allongé de 87,87 km,
- Les réseaux aériens ont diminué de 15,74 km,

Les départs HTA

435 départs composent le réseau HTA marnais :

- 248 sont en réseaux souterrains,
- 185 sont mixtes. Ils comprennent des réseaux aériens et souterrains,
- 2 sont aériens.



2.2. Les caractéristiques du réseau HTA

Selon leur utilisation, les réseaux électriques n'ont ni le même métal, ni la même grosseur.

2.2.1. Par métal

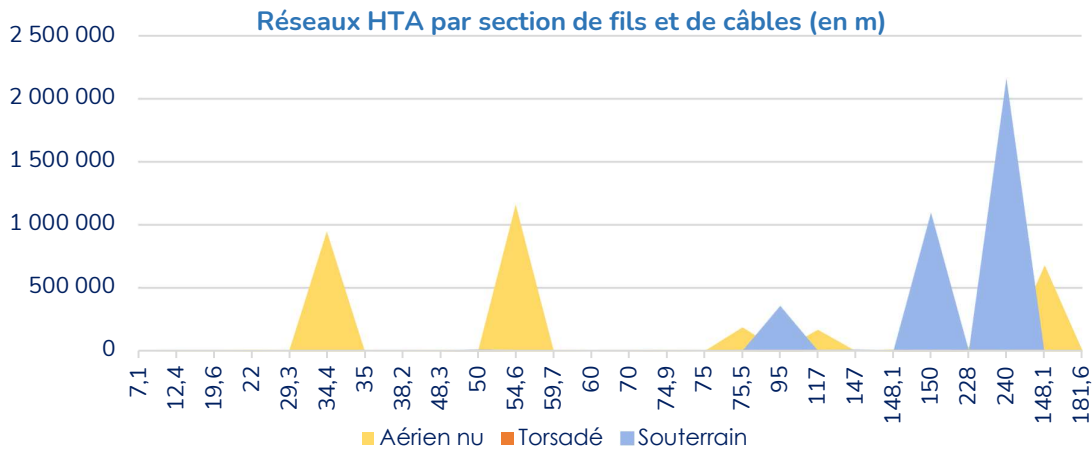
Trois métaux sont essentiellement utilisés pour les réseaux de la concession marnaise, le cuivre, l'aluminium et l'almelec. Ce dernier est un alliage d'aluminium, de magnésium et de silicium. Il est principalement utilisé dans la construction des réseaux électriques aériens car ses caractéristiques mécaniques lui permettent de résister aux contraintes liées à l'environnement (vent, gel, neige et variation de température).

MÉTAL (en m)	Aérien nu	Torsadé	Souterrain
ALUMINIUM	3 881	24 395	3 426 098
ALMELEC	3 199 891	0	0
CUIVRE	16 236	0	204 061
TOTAL	3 220 008	24 395	3 630 159

99,38 % du réseau électrique aérien est réalisé en almelec alors que le réseau souterrain est à 94,38 % en aluminium. Le cuivre, tout réseau confondu, ne représente que 3,20 %.

2.2.2. Par section

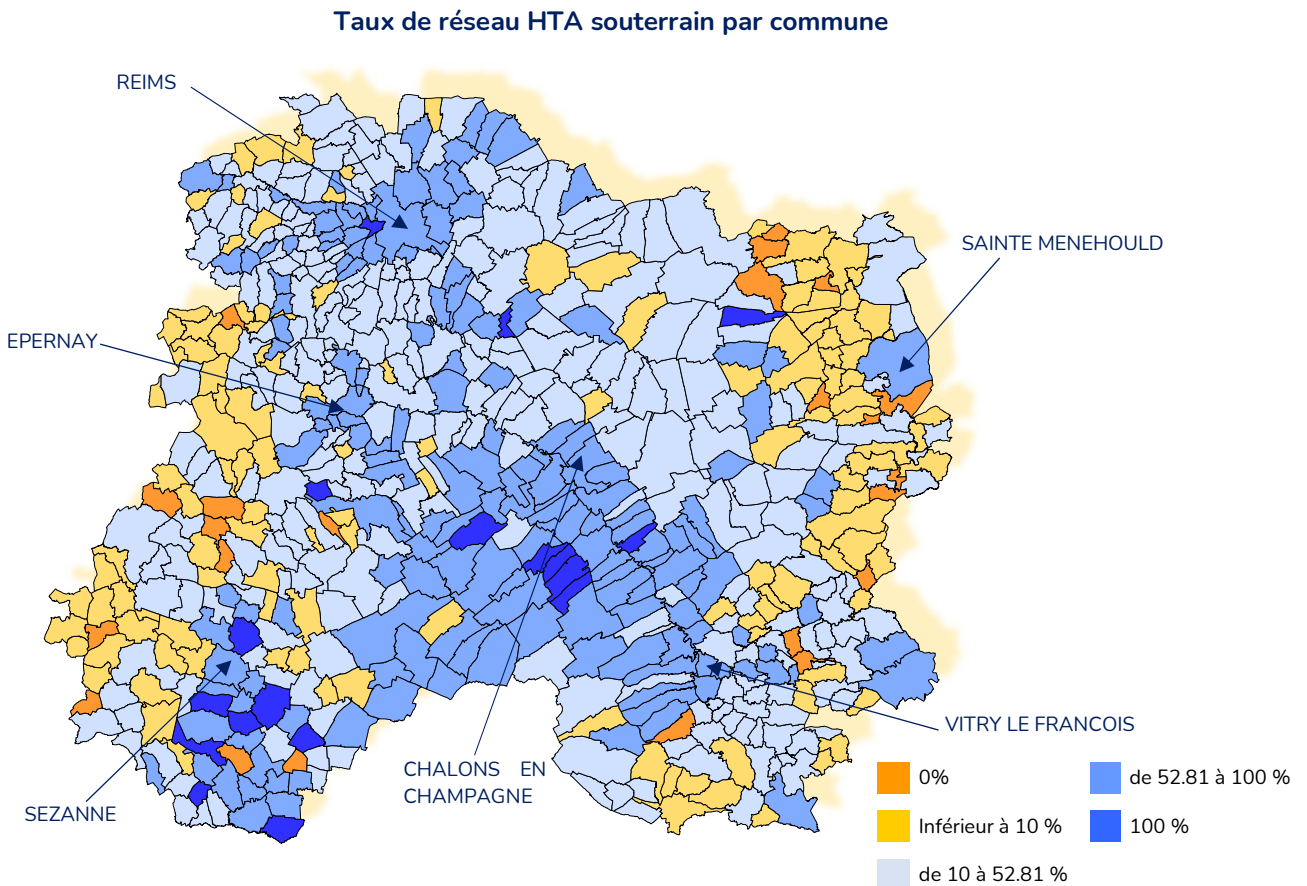
26 sections différentes de fils électriques se retrouvent dans les réseaux électriques marnais. Les réseaux aériens à eux seuls, comptabilisent 15 sections allant d'un diamètre de 7,1 à 181,6². Les câbles souterrains sont plus classiques avec 3 sections importantes ; 95mm², 150mm² et 240mm².



Les réseaux CPA (ou torsadé) sont trop peu nombreux pour apparaître dans ce graphique.

2.3. Le réseau HTA souterrain communal

52,81 % du réseau HTA marnais est en souterrain et ses câbles traversent 592 communes.



3. Les postes de transformation HTA/BT

Le poste de transformation HTA/BT de la distribution publique (DP) est le trait d'union entre les réseaux moyenne tension (HTA) et basse tension (BT). L'énergie électrique arrive du réseau HTA, passe dans un transformateur qui abaisse sa tension. Puis, elle est répartie sur les différents départs BT qui alimentent le client final. L'alimentation du poste de transformation peut être aérienne ou souterraine.

Le poste HTA/BT est composé :

- d'un équipement permettant de le connecter au réseau HTA,
- d'un transformateur dont la puissance peut être comprise entre 50 kVA et 1000 kVA,
- d'un tableau BT permettant la répartition de l'énergie électrique sur les départs BT.

3.1. Les données générales des postes de transformation

La concession compte au 31 décembre 2019, 5 918 postes de transformation HTA/BT dont :

- 5 888 de distribution publique (DP),
- 7 DP-Production,
- 23 mixtes (DP et clients).

Les postes de transformation HTA/BT se répartissent par type de poste, comme suit :

▪ Cabine basse (CB)	661
▪ Cabine de chantier	2
▪ Cabine haute (CH)	153
▪ Poste enterré (EN)	8
▪ Poste sur poteau (H61)	1 318
▪ Poste en immeuble (IM)	579
▪ Poste rural compact simplifié (PRCS)	84
▪ Poste rural compact (RC)	574
▪ Poste rural simplifié (RS)	67
▪ Poste sur sol de type A (PSSA)	290
▪ Poste sur sol de type B (PSSB)	293
▪ Poste urbain compact (UC)	529
▪ Poste urbain portable (UP)	1 360

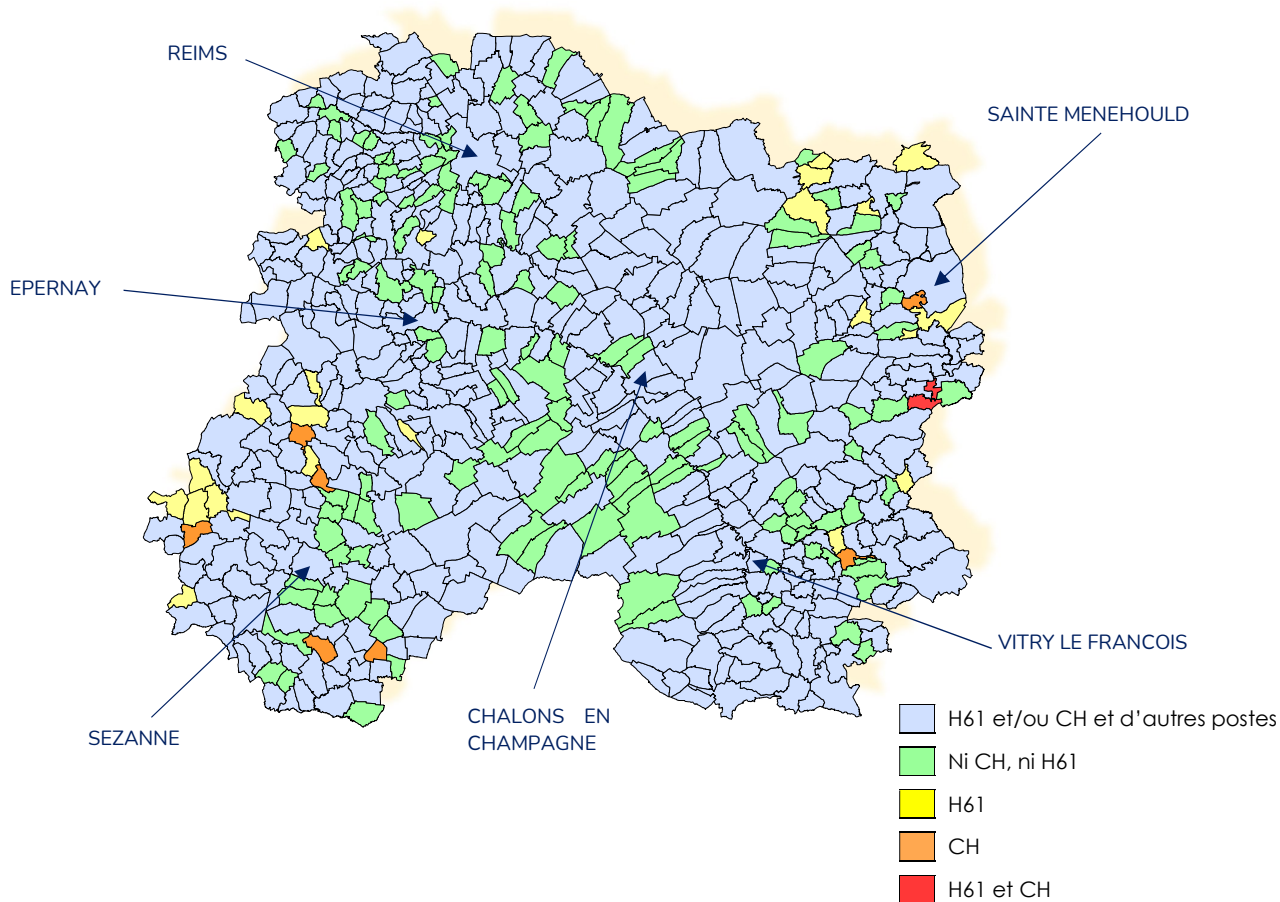
Au 31 décembre 2019, l'enregistrement par ENEDIS de ces ouvrages dans l'inventaire technique est fiable à plus de 99%. Il reste moins d'1% d'erreur soit une dizaine de postes qui sont absents du fichier ou mal renseignés (type de poste).

3.2. Les données particulières sur les postes de transformation

Les postes sur poteau (H61) et les cabines hautes (CH) sont les ouvrages les plus vulnérables et les moins performants. Ils sont essentiellement alimentés par des réseaux aériens.

- 146 communes n'ont ni CH ni H61,
- 29 communes n'ont que des CH et/ou des H61,
 - ✓ 1 n'a que des CH,
 - ✓ 21 n'ont que des H61,
 - ✓ 7 n'ont que des CH et des H61,
- 438 communes ont au moins un H61 ou une CH et un autre poste

Répartition par commune de ces deux types de postes



Les communes concernées par ces postes sont :

H61 :

- ANTHENAY,
- BANNAY,
- BETTANCOURT LA LONGUE,
- BINARVILLE,
- LE BUISSON,
- LA CHAPELLE SOUS ORBAIS,
- CHATRICES,
- CORROBERT,
- COURTAGNON,
- FONTAINE EN DORMOIS,
- GIVRY LES LOISY,
- MALMY,
- MINAUCOURT LE MESNIL LES HURLUS,
- MORSAINS,
- RIEUX,
- ROUVROY RIPONT,

- SAINT BON,
- SUIZY LE FRANC,
- TREFOLS,
- LE VEZIER,
- VOILEMONT,

Cabine haute :

- LE CHATELIER

CH et H61

- BLESME,
- FROMENTIERES,
- JOISELLE,
- MARSANGIS,
- MOIREMENT,
- SAINT QUENTIN LES VERGER,
- TALUS SAINT PRIX,
- VERRIERES.

4. Les transformateurs HTA/BT

Avec la signature de l'avenant n°9 dit protocole ENEDIS-FNCCR en janvier 2014, plusieurs ouvrages intègrent la catégorie des biens localisés. Les transformateurs ont été les premiers à devenir des biens localisés. Ainsi, depuis 2015, ils sont enregistrés dans la commune où ils se trouvent.

La fonction principale des transformateurs consiste à réduire ou élever la tension du courant qui traverse le réseau sans en modifier la fréquence. Il est composé d'un noyau de fer et de deux bobines de cuivre. Le courant s'enroule dans la première bobine où il est converti en énergie magnétique puis dans la seconde pour diminuer sa tension ou le cas échéant l'élever.

4.1. Les données générales des transformateurs

La concession compte au 31 décembre 2019, 5 972 transformateurs installés dans 5 918 postes de transformation HTA/BT dont :

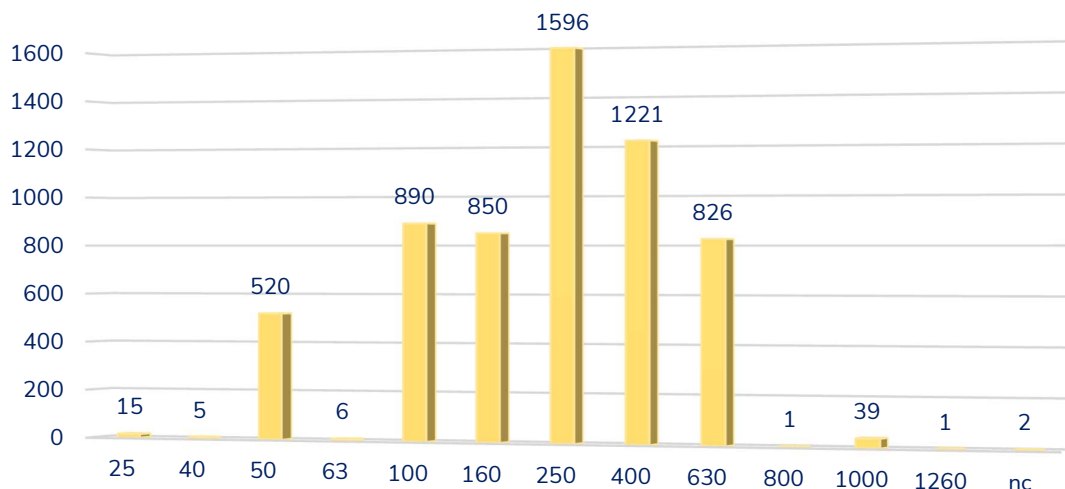
- 5 864 postes avec un seul transformateur,
- 53 postes avec deux transformateurs,
- 1 poste avec 3 transformateurs.

Les transformateurs se répartissent par leur puissance électrique et leur tension.

4.1.1. La puissance des transformateurs

La puissance électrique est mesurée en kilovoltampère (kVA). Elle correspond à la puissance maximale que peut délivrer le transformateur. Les puissances des transformateurs de la concession vont de 25 à 1260 kVA. La puissance totale des transformateurs installés est de 1 700 793 kVA soit une moyenne de 285 kVA par transformateur.

Nombre de transformateurs par puissance



Les transformateurs de puissance 25, 40 et 63 kVA ne sont plus utilisés. On pose encore des 50 et 100 kVA notamment dans les postes préfabriqués tels les PRCS ou les PSS. A l'autre extrémité, les transformateurs de puissance supérieure à 630 kVA sont plutôt exceptionnels, ils représentent moins de 0,7 % de ces ouvrages. Le transformateur le plus utilisé est le « 250kVA ». Il représente un quart des transformateurs posés dans la Marne suivi par les « 400 kVA » avec 20 % des transformateurs.

4.1.2. La tension des transformateurs

Les transformateurs se distinguent également par leur tension primaire (kV) ou secondaire (V). La tension sert à mesurer la force de l'électricité et elle empêche les sur et sous-tension. Dans les transformateurs posés dans la Marne, on retrouve trois niveaux pour la tension primaire 15, 20 ou 33 kV.

La tension secondaire est de 400 ou 410 V.

4.2. Les données particulières des transformateurs

Les transformateurs sont intrinsèquement liés au type de poste de transformation dans lequel ils sont installés.

Les postes sur poteau

	25 kva	40 kVA	50 kVA	63 kVA	100 kVA	160 kVA
H61	15	4	476	6	715	103

Les postes maconnés

	40 kVA	50 kVA	100 kVA	160 kVA	250 kVA	400 kVA	630 kVA
Cabine haute	1	2	13	43	85	7	2

	100 kVA	160 kVA	250 kVA	400 kVA	630 kVA	800 kVA	1000 kVA	1260 kVA
CB	2	55	178	265	159		5	1
EN			1		7			
IM	1	20	121	204	252		15	
RC	11	225	338					
UC	3	42	186	219	76		3	
UP	18	104	384	525	327	1	16	

Les postes préfabriqués

	50 kVA	100 kVA	160 kVA	250 kVA	400 kVA	630 kVA	nc
PRCS	41	25	18				
RS		44	23				
SA		29	106	153			2
SB	1	29	110	150	1	2	

Divers

	160 kVA	630 kVA
CC	1	1

4.3. Le stock de transformateur

La concession possède également un stock de transformateur. Il s'agit des transformateurs déposés lors de travaux d'effacement ou de renforcement et qui peuvent être réutilisés dans d'autres travaux ou en remplacement d'un transformateur défaillant.

Aucun inventaire technique n'est transmis sur ces ouvrages mais ils apparaissent dans l'inventaire financier.

5. Le réseau Basse Tension (BT)

5.1. Les données générales sur le réseau (d'après les fichiers ENEDIS)

Au 31 décembre 2019, la longueur du réseau BT de la concession s'élève à **4 942,13 km répartis en 19 361 départs** :

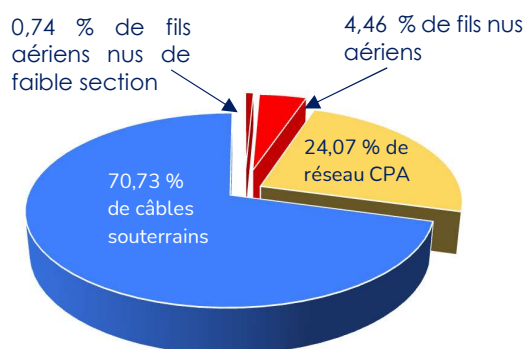
- Réseau souterrain 3 495,53 km,
- Réseau aérien torsadé (CPA) 1 189,35 km,
- Réseau aérien nu 257,25 km,
Dont fils nu faible section : 36,79 km.

Au cours de l'année 2019, le réseau BT a augmenté globalement de 41,63 km.

Dans le détail,

- Le réseau souterrain s'est allongé de 76,13 km,
- Les réseaux aériens ont diminué de - 49,35 km,
 - Le réseau aérien torsadé de - 34,13 km,
 - Le réseau aérien nu - 15,22 km,
Dont fils nu faible section : -4,52 km.

Il ne reste que 5,21 % de réseaux BT aériens de fils nus dont 0,74 % de faible section ce qui fait du réseau BT marnais un réseau très sûr.



5.2. Le réseau BT souterrain communal

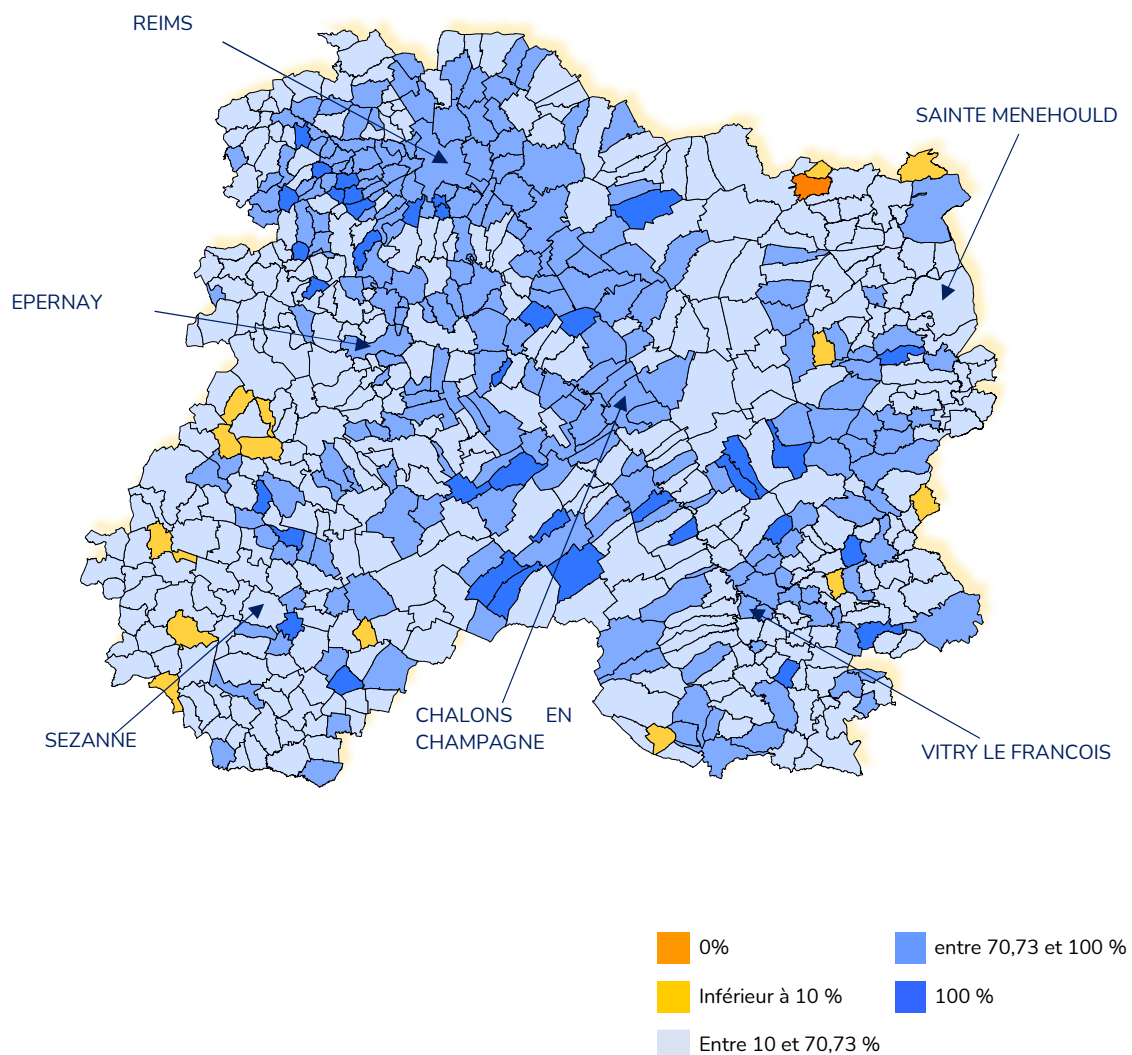
70,73 % du réseau est souterrain. 612 communes possèdent du réseau souterrain sur leur territoire, soit 99,52 % de la concession.

Dans le détail :

- 37 communes ont leur réseau entièrement en souterrain,
 - AUBERIVE,
 - AUBILLY,
 - BANNAY,
 - BOUILLY,
 - BRAUX ST REMY,
 - CHERVILLE,
 - DAMPIERRE/MOIVRE,
 - DOMMARTIN-LETTREE,
 - LE FRESNE,
 - GERMINON,
 - LES GRANDES LOGES,
 - HAUSSIMONT,
 - ISSE,
 - JONQUERY,
 - JUSSECOURT MINECOURT,
 - LHERY,
 - LISSE EN CHAMPAGNE,
 - MERY PREMECY,
 - MONCETZ L'ABBAYE,
 - MONTBRE,
 - OYES,
 - POURCY,
 - St EUPHRAISE & CLARIZET,
 - St JEAN sur MOIVRE,
 - St MARTIN aux CHAMPS,
 - St REMY sous BROYES,
 - St VRAIN,
 - THAAS,
 - TOGNY AUX BŒUFS,
 - TRECON,
 - TRESLON,
 - TROIS-PUITS,
 - VANDEUIL,
 - VASSIMONT & CHAPELAINE,
 - VATRY,
 - VILLERS aux NŒUDS,
 - VILLERS sous CHATILLON.

- 223 communes sont au-dessus du taux moyen souterrain de la concession,
- 359 communes sont en-dessous du taux moyen souterrain de la concession, dont 14 communes ont moins de 10 % de réseau BT souterrain.
 - BINARVILLE,
 - LA CHAPELLE sous ORBAIS,
 - St MARD SUR AUVE,
 - LE BUISSON,
 - MARGNY,
 - SUIZY LE FRANC,
 - CHATILLON SUR MORIN,
 - MORSAINS,
 - LA VILLE SOUS ORBAIS,
 - CORBEIL,
 - NESLE LA REPOSTE,
 - VROIL,
 - FONTAINE EN DORMOIS,
 - OGNES,
- 1 commune n'a pas de réseaux souterrains
 - ROUVROY RIPONT.

LE TAUX DE RESEAU SOUTERRAIN PAR COMMUNE



5.3. Les caractéristiques du réseau BT

Selon leur utilisation, les réseaux électriques n'ont ni le même métal ni la même section.

5.3.1. Par métal

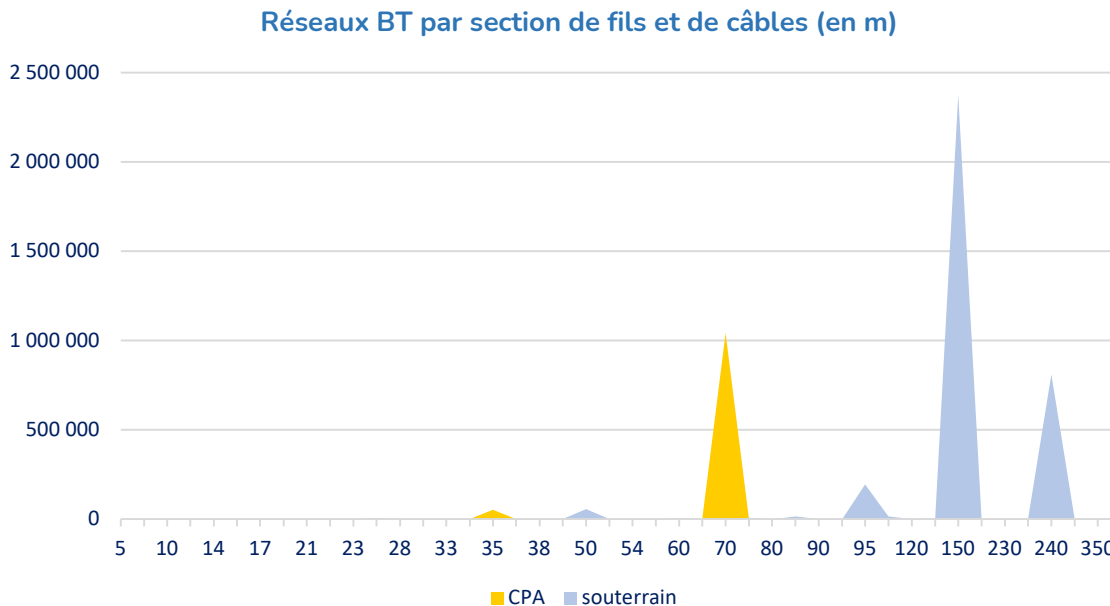
Comme pour les réseaux HTA, trois métaux sont utilisés pour les réseaux BT de la concession marnaise, le cuivre, l'aluminium et l'almelec.

METAL (en m)	Aérien nu	Torsadé	Souterrain
AL	8 060	1 188 784	3 413 207
AM	1 408	0	0
CU	247 783	561	82 324
TOTAL	257 251	1 189 345	3 495 531

96,38 % des fils nus de faible section et 96,32 % des fils nus sont réalisés en cuivre alors que le réseau torsadé et les câbles souterrains sont à 99,95 % et à 97,64 % en aluminium.

5.3.2. Par section

56 sections différentes de fils électriques apparaissent dans les fichiers du concessionnaire pour les réseaux BT. 22 pour les fils nus, 8 pour le réseau torsadé et 26 pour les câbles souterrains. Malgré cette multitude, plusieurs diamètres sont récurrents comme le 70mm² pour le CPA et 95mm², 150mm² et 240mm² pour le réseau souterrain.



Les fils nus sont absents de ce graphique car ils combinent trop de sections de fils (22) et un linéaire trop faible, 5,21 % des réseaux de la concession. On remarque l'omniprésence des réseaux souterrains tout particulièrement de la section de câbles 150mm² qui totalisent à eux seuls, 2 375 069m de réseau soit 48,05 % du réseau total.

6. L'âge des ouvrages

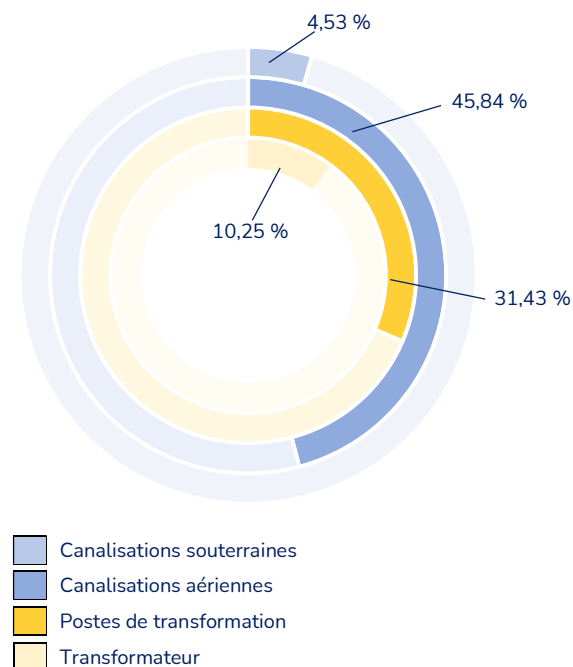
Chaque catégorie de biens a une durée de vie spécifique. Cette période représente le temps durant lequel l'ouvrage remplit en toute sécurité les fonctions pour lesquelles il est installé.

Les durées de vies sont :

- 30 ans ou 40 ans suivant le type de poste pour les postes de transformation HTA/BT,
- 30 ans pour les transformateurs,
- 40 ou 50 ans pour les réseaux HTA et BT

2 473 km de canalisation soit 20,93% des réseaux ont dépassé leur durée de vie. Il s'agit essentiellement des réseaux aériens mais 156 km de réseaux souterrains BT et 166 km HTA ont plus de 40 ans. 1 860 postes ont eux aussi atteint leur âge limite.

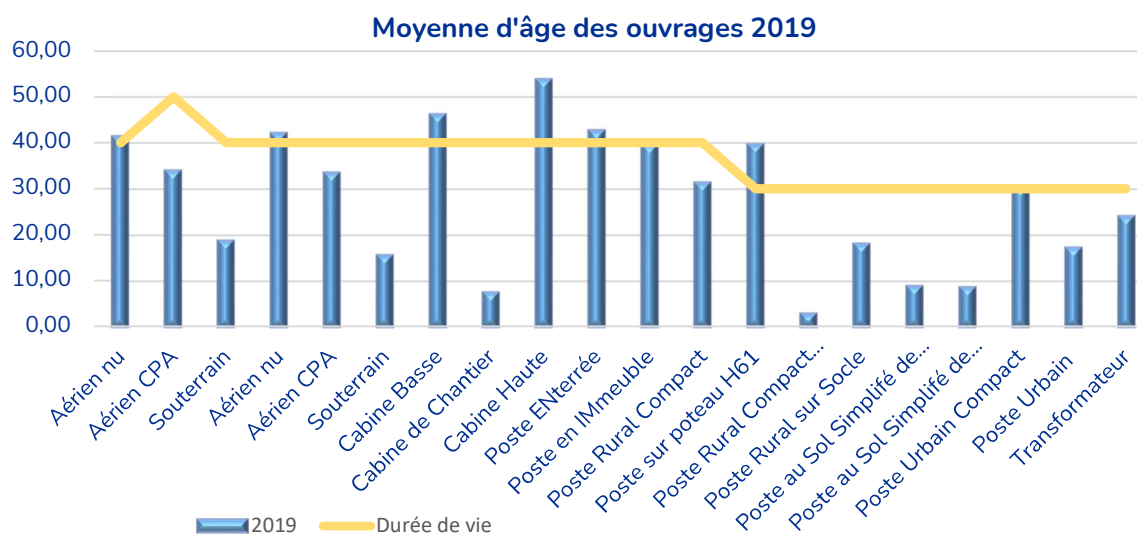
Ouvrages dépassant leur âge limite



L'âge moyen par catégories d'ouvrages de la concession s'élève au 31 décembre 2019 à :

- Postes de transformation HTA/BT 32,15 ans,
- Canalisations aériennes (HTA et BT) 39,89 ans,
- Canalisations souterraines (HTA et BT) 17,14 ans,
- Transformateurs 24,03 ans.

Individuellement par type d'ouvrages posés, les âges moyens sont pour 2019 :

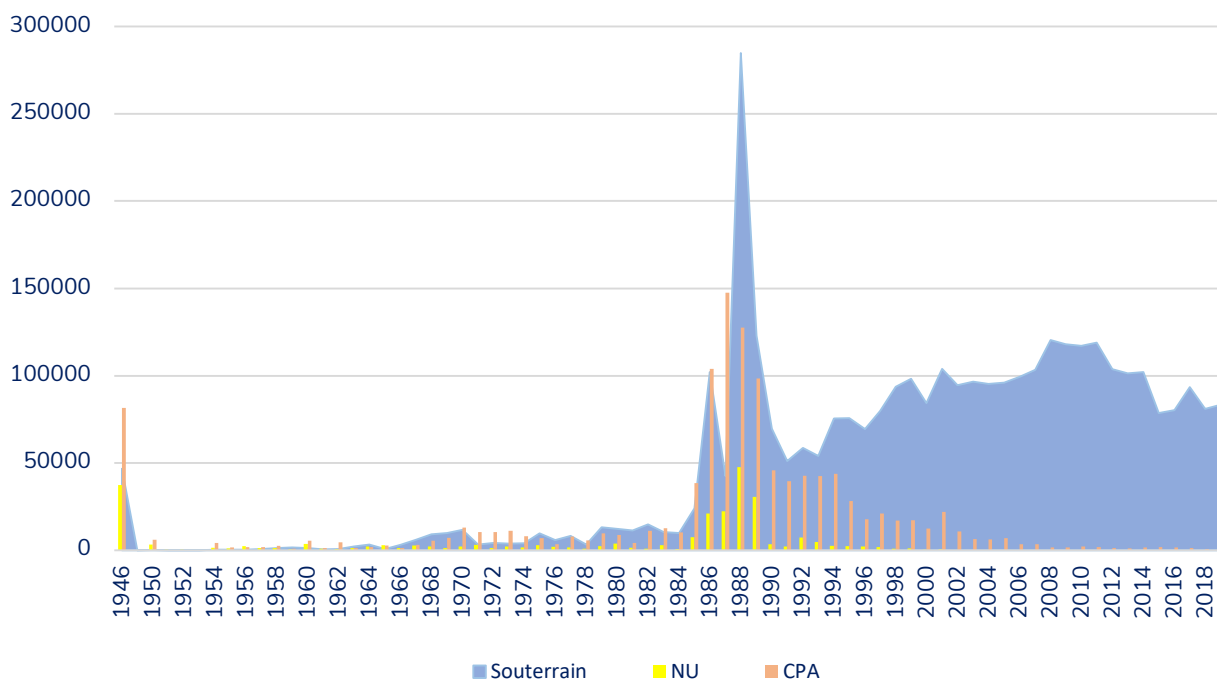


Les âges moyens les plus élevés sont ceux des ouvrages qui ne sont plus posés aujourd'hui. Il s'agit des réseaux aériens nus, des cabines hautes (CH), des cabines basses (CB). Dans une moindre mesure, il y a aussi les postes H61 et les réseaux aériens torsadés (CPA) qui dépassent leur durée de vie moyenne mais celle-ci est quelque peu faussée car ces ouvrages sont encore posés. Les premiers pour alimenter des sites isolés et les seconds dans le cadre de renouvellement de réseaux.

Cependant, la concession marnaise a un patrimoine jeune ce qui n'est pas si visible au regard des âges moyens des ouvrages. Ce phénomène s'explique par deux causes principales, d'une part malgré les investissements annuels effectués, ceux-ci ne sont qu'une goutte d'eau dans l'étendue des ouvrages. Pour exemple, même si 50 à 70 postes de transformation sont changés chaque année cela ne représente qu'1% des postes. D'autre part, les travaux ne sont pas décidés d'un point de vue comptable, premier entré, premier sorti mais d'un point de vue technique. C'est-à-dire pour reprendre l'exemple des postes de transformation, la dépose ne s'effectue pas d'après son âge mais d'après son état, sa puissance et les circonstances des travaux. Ainsi lors d'un enfouissement des réseaux, le poste en place peut ne plus être adapté à la technique souterraine ou pas assez puissant pour la demande électrique à laquelle il est soumis sans pour autant être l'ouvrage le plus vieux de la concession.

Quantité d'ouvrage par type de réseau et date de pose

Le réseau basse tension (BT en km)



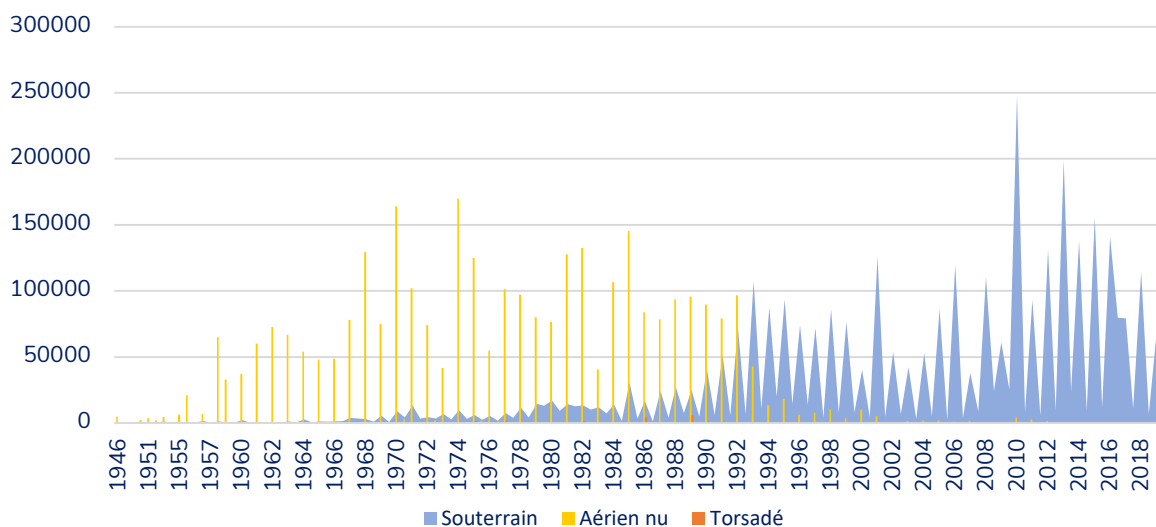
L'âge moyen du réseau BT, tous réseaux confondus est de 23,58 années. Le graphique ci-dessus montre l'importance des réseaux souterrains. Ils représentent 70,73 % des réseaux de la concession et ont un âge moyen de 18,75 années. Les fils nus sont beaucoup moins nombreux et beaucoup plus vieux. Tous les ans, ils reculent en nombre mais avance en âge.

Les réseaux aériens :

- Câbles torsadés (CPA) : 33,93 années,
- Fils nus : 41,35 années.

Mais derrière ces moyennes, il y a aussi de très vieux réseaux, 166km de réseaux ont plus de 70 ans.

Le réseau haute tension de type A (HTA en km)

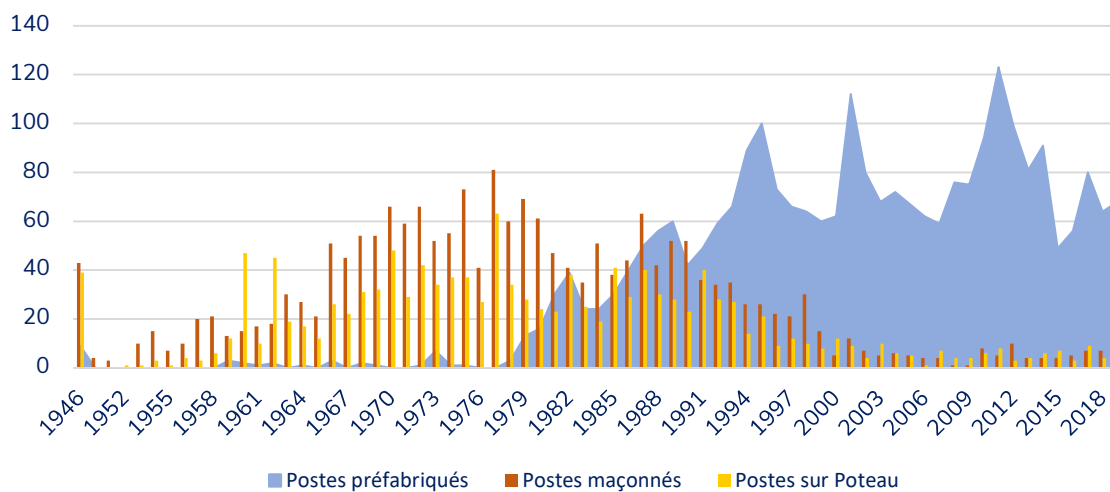


Les caractéristiques de ce réseau sont semblables au réseau BT, 28 années d'âge moyen tous réseaux confondus. Les réseaux souterrains sont un peu plus jeunes, 16 ans, ce qui s'explique par le raccordement des productions éoliennes et photovoltaïques qui nécessitent quelques linéaires de réseaux à chaque raccordement.

Les réseaux aériens :

- Câbles torsadés (CPA) : 33,46 années,
- Fils nus : 42 années.

Les postes de transformation



Comme pour les réseaux HTA et BT, les postes de transformation maçonnés et sur poteau, ouvrages qui ne sont presque plus posés aujourd'hui, dépassent en moyenne leur durée de vie :

- Postes maçonnés : 40,45 années,
- Poste sur poteau : 39,65 années,
- Postes préfabriqués : 17,52 années.

IV – La qualité de fourniture

L'électricité est aujourd'hui un produit de 1^{ère} nécessité. Sa qualité est, de ce fait, primordiale et fait l'objet d'une surveillance toute particulière de la part de notre syndicat.

De plus, le réseau de distribution basse et moyenne tension est l'ossature principale du transport des énergies renouvelables. Ce maillon est aujourd'hui l'outil de base de la transition énergétique.

L'analyse proposée dans ce rapport est réalisée de façon à avoir une image globale de la qualité de l'électricité dans la Marne qui traduit également la qualité intrinsèque du réseau de distribution.

1. Le critère B

Dans un premier temps, il est repris, ci-dessous, les valeurs du critère B (temps moyen de coupure d'alimentation BT par usager). Le critère B se compose des durées de coupure dues :

- aux incidents intervenus sur les réseaux BT et HTA,
- aux travaux effectués sur les réseaux BT et HTA,
- aux réseaux amonts de la concession (réseaux de transport et poste source).

Critère B - Détail (mn)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
- Incident HTA	63,24	15,8	12,87	19,32	35,48	26,26	19,58
- Travaux HTA	5,21	9,87	8,41	8,46	6,79	7,39	10,33
- Incident BT	7,95	6,01	7,92	6,3	8,1	9,49	8,6
- Travaux BT	5,68	5,36	5,83	5,68	5,03	3,4	3,46
- Amont concession							
- Transport	0,36	0,13	0,00	0,10	0,26	1,08	0,30
- Poste source	1,11	0,51	0,35	0,27	1	0,74	0,05
Total B	83,55	37,68	35,38	40,13	56,66	48,36	42,32
- Dont Bclimatique	45,93	3,66	3,08	5,6	19,89	17,12	9,84
Critère B National	81,8	64,0	61,1	64,1	65,1	63,9	64,3
TOTAL B HIX	48,89	37,68	35,38	39,52	56,18	47,12	41,72
B évènements exceptionnels	34,66	0	0	0,61	0,48	1,24	0,6

La valeur du critère B 2019 est de nouveau en baisse à 42,32 mn (-12,5%) alors même que la valeur de ce dernier au national connaît une légère hausse à 64,3 mn (+0,6%). Ces bons résultats sont obtenus malgré une légère hausse des temps de coupure dus aux travaux sur les réseaux HTA, seul item en hausse en 2019.

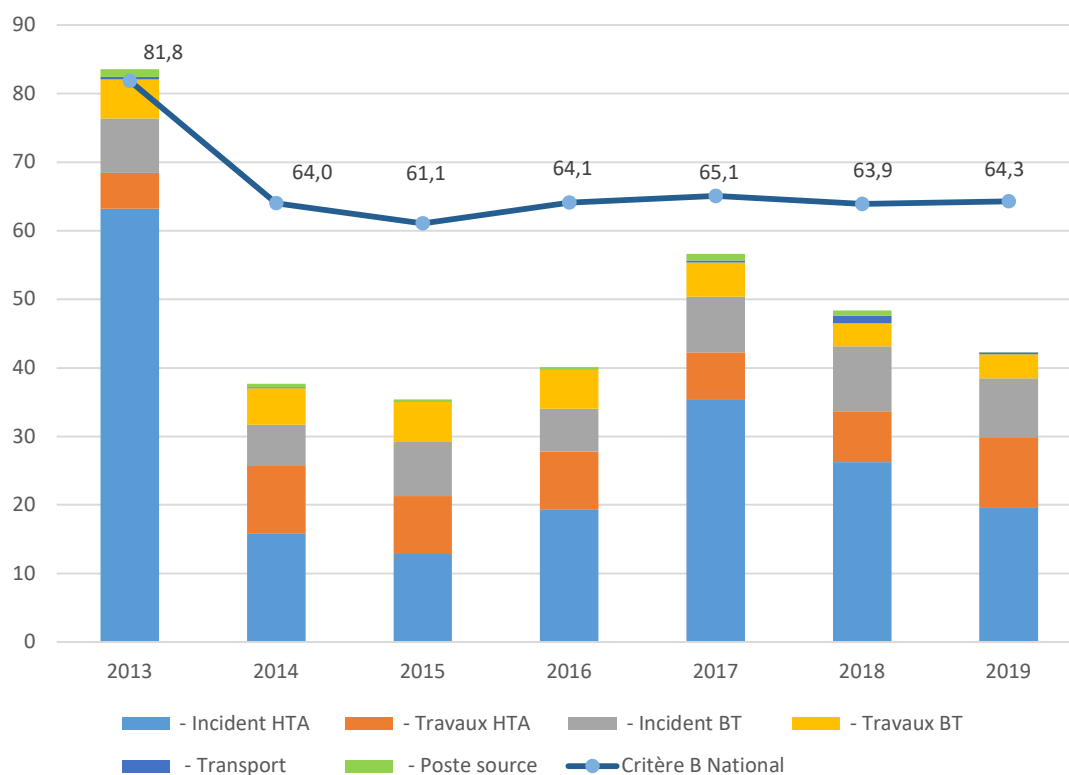
Il est également intéressant de comparer, afin d'avoir une vision décoreller des évènements exceptionnels, le critère B HIX (dit « hors évènement exceptionnel »).

A titre de rappel, sont considérés comme évènements exceptionnels (source CRE) :

- les destructions dues à des actes de guerres, émeutes, pillages, sabotages, attentas, atteintes délictuelles,
- les dommages causés par des faits accidentels et non maîtrisables imputables à des tiers (incendies, explosions, chute d'avion),
- l'indisponibilité soudaine, fortuite et simultanée de plusieurs installations de productions raccordées au réseau de transport,
- les catastrophes naturelles au sens de la loi,
- les mises hors service d'ouvrages décidées par les pouvoirs publics pour des motifs de sécurité publique ou de police dès lors que celles-ci ne résultent pas du comportement ou de l'inaction du GRD,
- les phénomènes atmosphériques d'une ampleur exceptionnelle au regard de leur impact sur les réseaux, caractérisés par une probabilité d'occurrence annuelle inférieure à 5 % pour la zone géographique considérée, dès lors que d'une même journée et avec la même cause, au moins 100 000 utilisateurs finals alimentés par le réseau public de transport et/ou par les réseaux publics de distribution, sont privés d'électricité.

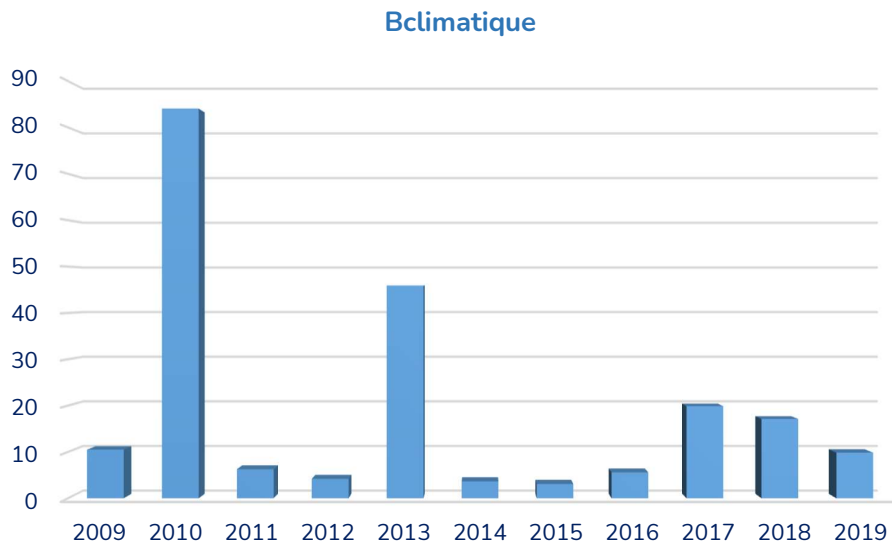
Dans la Marne, seule l'année 2013 a connu d'importants évènements exceptionnels (34,66 mn). De 2014 à 2019, les quatre dernières de la période ont subi ce type d'incidents, mais dans des proportions très faibles (0,6 mn à 1,24 mn).

Répartition du critère B HIX



Si il est oté l'année 2013, il est constaté qu'après une période haussiaire jusqu'en 2017, la tendance de ce « baromètre » est de nouveau à la baisse, restant largement en dessous du critère B national.

Il est également à noter une baisse notable des incidents climatiques pour 2019.



Les durées reprises dans le graphique ci-dessus, sont incluses dans les durées des incidents précédemment présentées.

2. Le réseau HTA

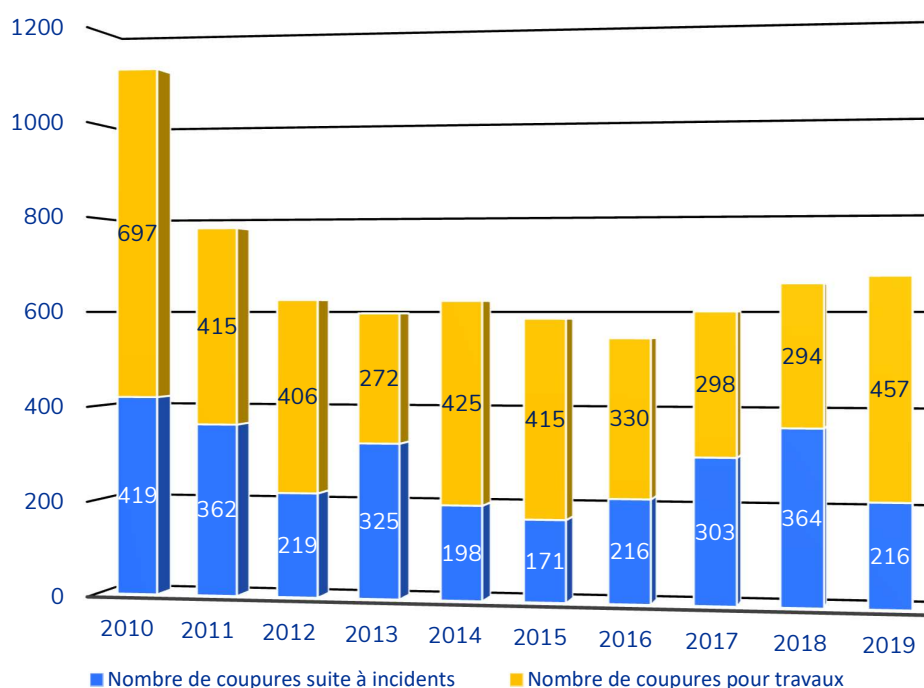
2.2. Les interruptions de fourniture

2.2.1. La surveillance des réseaux

Comme vu dans le détail patrimonial, la concession, en 2019, était alimentée par 435 départs HTA pour une longueur de 6 874,56 km. Ce réseau de structure a été le siège de 673 interruptions (+25 par rapport à 2018 soit +3,79%) de fourniture (dites « coupures longues » car supérieures à 3mn) se décomposant en :

- 216 coupures suite à incidents (-148 par rapport à 2018 soit -40,6%),
- 457 coupures pour travaux (+163 par rapport à 2018 soit +55,4%).

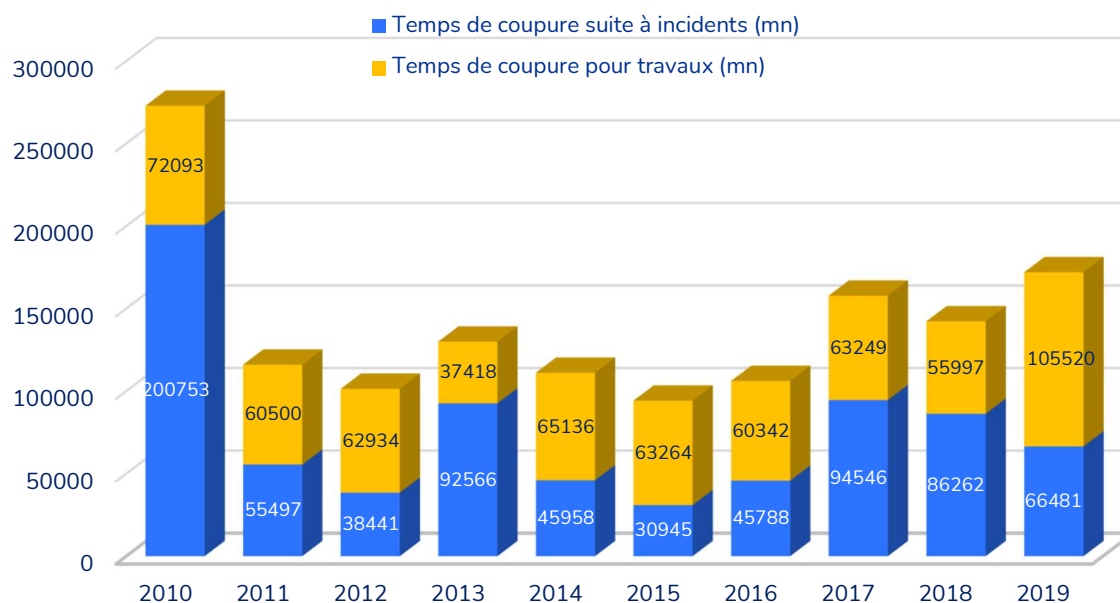
Les interruptions de fourniture en nombre



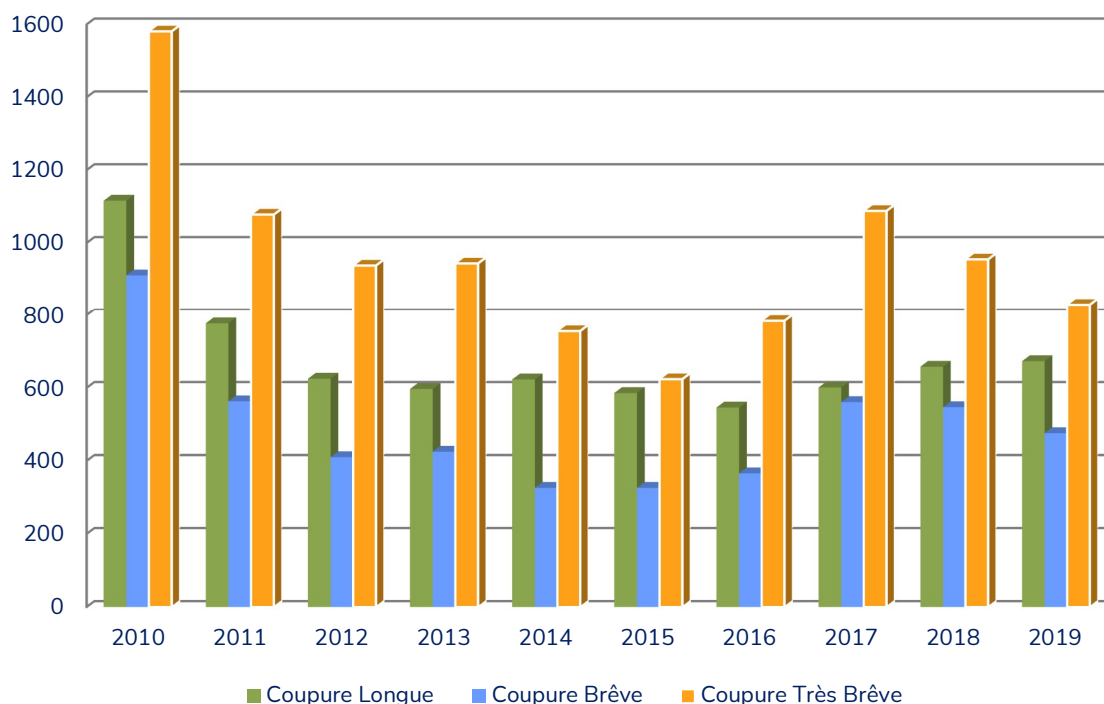
Depuis 8 ans, il peut-être constaté un maintien du nombre de coupure aux alentours de 600. Même si cette valeur peut sembler élevée, il est nécessaire de scinder ce chiffre en deux types d'évènements afin de mieux l'appréhender. En effet, 67,9 % de ce volume de coupure correspond à des arrêts d'alimentation suite à des travaux du concessionnaire ou du SIEM dans le cadre de maintenance lourde et d'opérations d'investissement programmées, celles-ci n'ayant pu être réalisées sous tension ou évitées par la mise en place de groupes électrogènes.

De ce principe, il ressort que le nombre de coupures dues à des incidents est très fortement en baisse (- 148 coupures soit - 40,6%). En corrélation directe avec leur nombre, les durées de temps de coupure sont en baisse pour les incidents (-22,9%) et en très forte hausse pour les travaux (+88,4%).

Les interruptions de fourniture en temps

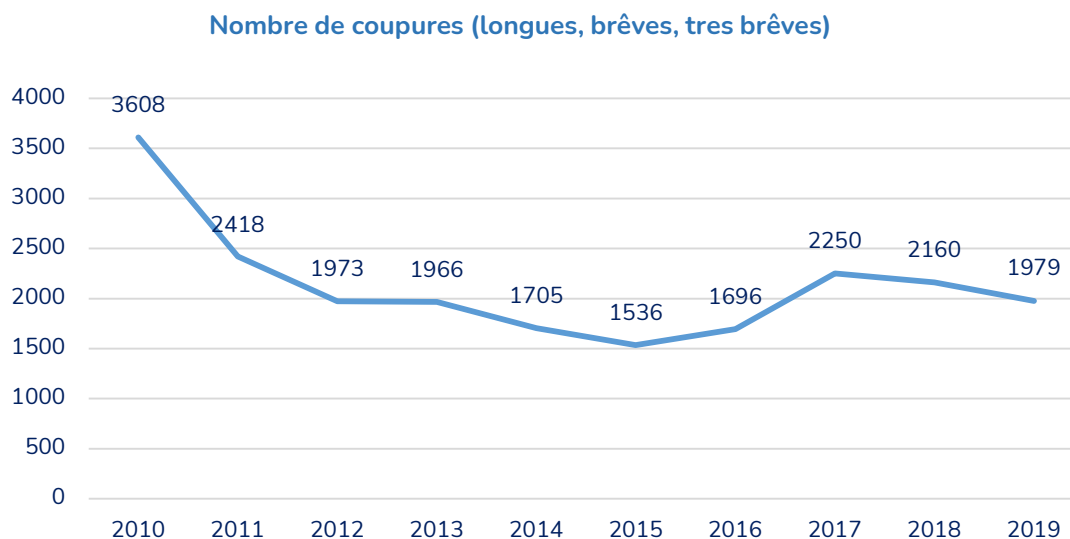


Deux autres types de coupure surviennent régulièrement sur les réseaux HTA. Il s'agit des coupures dites « brèves » si leur durée est inférieure à 3mn et « très brèves » (ou « microcoupure ») si elles ont une durée inférieure à 1 seconde.



Comme l'indique le graphique ci-dessus, leur nombre est une nouvelle fois en baisse en 2019. Il est rappelé, comme chaque année, que même si les coupures « très brèves » n'entrent pas dans l'évaluation de la qualité de la tension, ces dernières peuvent être très perturbatrices pour les particuliers et les petites entreprises ne disposant pas d'onduleur (par exemple). C'est pourquoi, la baisse de ce type d'interruption est toujours à signaler.

Comme le graphe ci-dessous l'indique, sans atteindre le niveau bas de 2015, le nombre total de coupure impactant le réseau HTA en 2019 reste en deçà de la moyenne de la décade présentée.



2.2.2. Analyse des coupures longues

2.2.2.1. Généralités

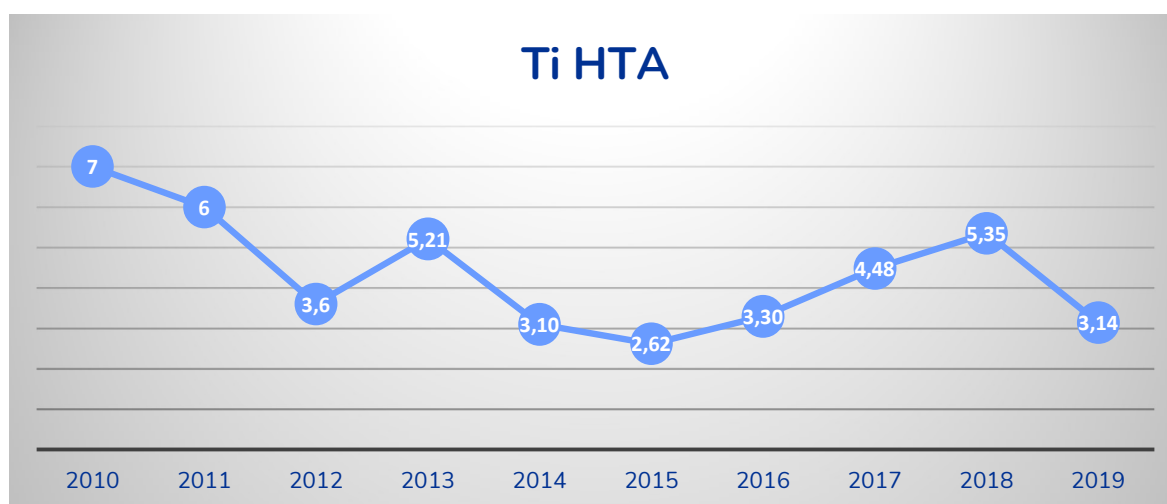
Comme exposé ci-avant, et même si leur nombre est en baisse, la concession marnaise a été le siège de 673 interruptions de fourniture d'électricité générant un total de 172 001 mn de coupure cumulées (soit environ 2 866 heures ou encore 119 jours).

2.2.2.2. Coupures suite à incidents

a) Taux d'incident par 100 km de réseau

Les 6 874,56 km de réseau HTA ont subi 216 coupures suite à incident ce qui permet d'en déduire un taux d'incident (Ti) pour 100 km de :

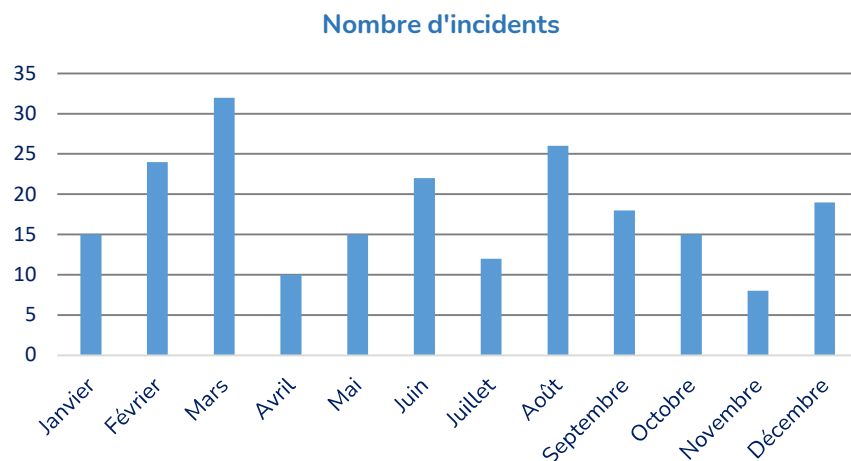
$$TI = (216 \cdot 100) / 6874,56 = 3,14$$



Le Ti_{2019} est le troisième plus faible rencontré sur les dix dernières années.

b) Répartition mensuelle des incidents

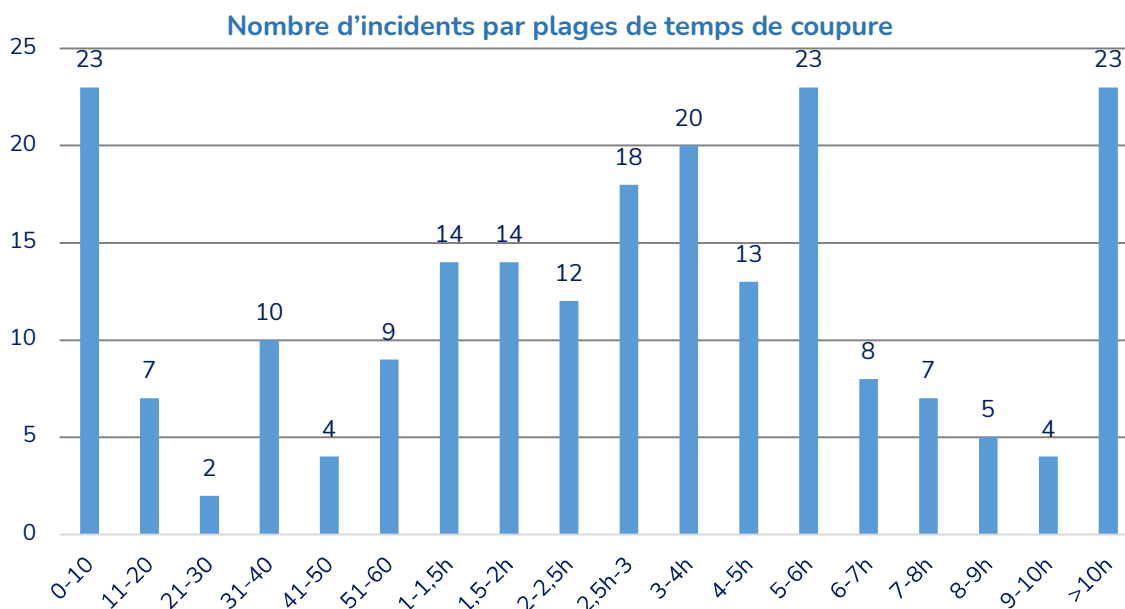
Mois	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre
Incidents	15	24	32	10	15	22	12	26	18	15	8	19



La moyenne d'incidents par mois étant de 18, il est à dénombrer 5 mois au dessus de celle-ci. Le nombre d'incidents, plus marqué durant ces 5 mois, est intrinsèque au réseau et de ce fait décorré d'une potentielle « agression extérieure ». Néanmoins, il est à souligner que si il est retiré les 38 incidents situés en amont de la concession (postes sources, réseau de transport...) seuls deux mois (mars et août) sont au dessus de la moyenne.

c) Durées des coupures pour incidents

La durée moyenne de coupure par incident est de 307 mn soit 5 heures avec une durée mini de 4 mn et maxi de 3 004 mn. Le graphique ci-dessous reprend le nombre d'incidents par plage de temps de coupure.



Sur les 216 incidents subis en 2019, 47 ont une durée supérieure à 6 h et ont impacté 26 135 abonnés.

Sur ces 47 incidents, 23 ont une durée supérieure à 10 h et font subir une interruption de fourniture à 8 702 abonnés.

Les 23 incidents sont les suivants :

Nom du poste source	Date	Durée maximale (mn)	Nombre total de clients coupés	Siège	Cause
ORMES	14/12/2019	601	1166	Conducteurs nus rompus, hors faibles sections	Effort anormal par tempête de vent ou de
ST-BRICE	10/12/2019	709	59	Raccordement matériel - Extrémité HTA type EUI	Usure naturelle
PRIEURE (LE)	10/07/2019	842	387	Transformateur HTA/BT	Usure naturelle
SAUDRUPT	21/02/2019	878	1	Poste HTA/BT: partie HTA	Usure naturelle
MAROLLES	10/12/2019	939	61	Conducteurs nus rompus, hors faibles sections	Chute d'arbre par vent
ST-BRICE	23/01/2019	944	384	Conducteurs nus rompus, hors faibles sections	Effort anormal par tempête de neige ou de
STE-MENEHOULD	05/11/2019	1020	1	Interrupteur manuel : IACM, ISP	Malveillance
DORMANS	23/11/2019	1023	247	Transformateur HTA/BT	Défaillance protection
CHAUSSEE (LA)	19/12/2019	1090	1	Poste HTA/BT: partie HTA	Installation de clients HTA
ROMILLY	09/08/2019	1119	69	Ligne à conducteurs isolés	Chute d'arbre par vent
EPERNAY	25/07/2019	1171	242	Jonction HTA câble synthétique/câble	Usure naturelle
GUIGNICOURT	04/06/2019	1233	39	Conducteurs nus rompus, hors faibles sections	Chute d'arbre par vent
FERE(-EN-TARDENOIS)	04/06/2019	1253	843	Conducteurs nus rompus, hors faibles sections	Chute d'arbre par vent
MAUPAS (A CONTEAULT)	09/08/2019	1321	553	Isolateur	Effort anormal par tempête de vent ou de
STE-MENEHOULD	09/08/2019	1323	445	Conducteurs nus rompus, hors faibles sections	Effort anormal par tempête de vent ou de
MAROLLES	10/02/2019	1366	1111	Conducteurs nus rompus, hors faibles sections	Effort anormal par tempête de vent ou de
FERE-CHAMPENOISE	09/08/2019	1455	93	Support béton	Chute de branche par vent
EPERNAY	17/07/2019	1569	996	Raccord, pont, bretelle	Usure naturelle
COMPETRIX	04/03/2019	1766	769	Transformateur HTA/BT	Usure naturelle
ST-BRICE	23/01/2019	1844	525	Accessoire de dérivation HTA ou BT	Défaillance protection
BAZANCOURT	11/02/2019	2275	28	Poste HTA/BT: partie HTA	Usure naturelle
SEPT-SAULX	15/06/2019	2953	461	Plein câble synthétique	Défaut de conception
PONTFAVERGER	13/12/2019	3004	221	Contact entre conducteurs	Chute d'arbre par vent

Sur ces 23 incidents :

- 4 ont une durée comprise entre 6h et 15h (1613 abonnés impactés),
- 7 ont une durée comprise entre 15h et 20h (1005 abonnés impactés),
- 12 ont une durée supérieure à 20h (6084 abonnés impactés).

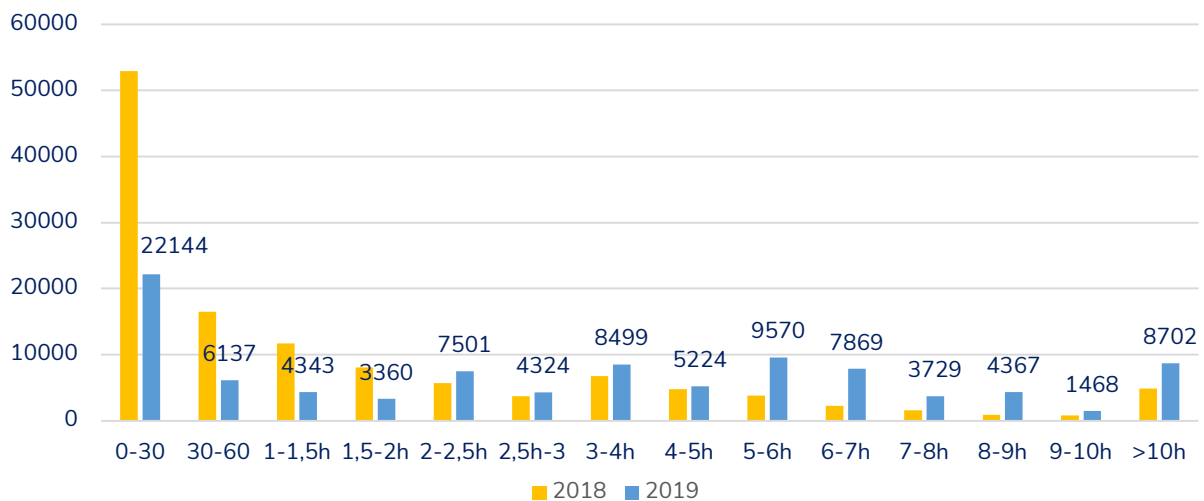
Sur les 12 incidents ayant une durée de plus de 20 heures, 8 impactent le réseau aérien, 2 des postes de transformation et 2 concernent le réseau souterrain.

d) Impact des coupures sur les abonnés

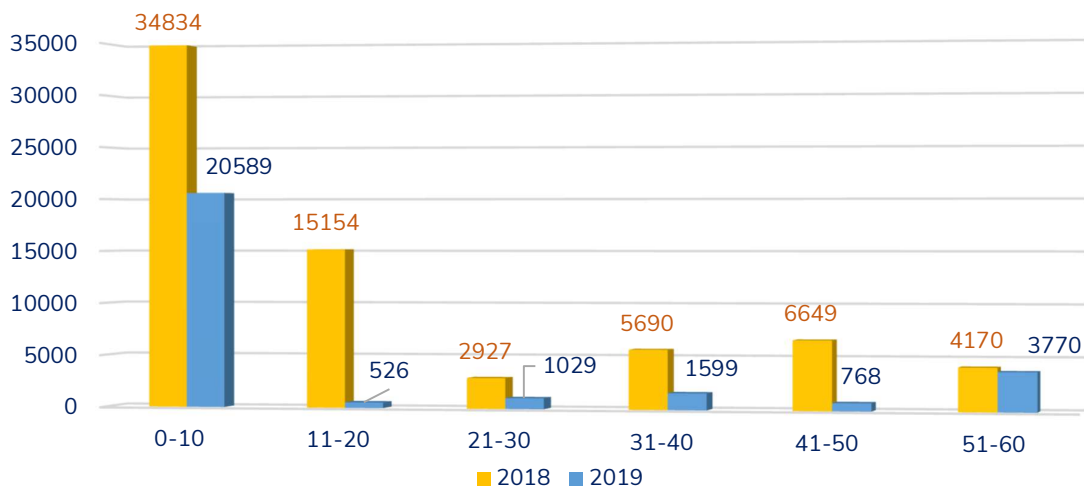
Il ressort des tableaux fournis par ENEDIS que les coupures suite à incidents sur le réseau HTA ont causé une interruption de fourniture chez 97 237 abonnés (-21,8% par rapport à 2018).

Même si le nombre d'abonnés coupés est en nette baisse, il est toutefois à remarquer le glissement des temps de coupure. En effet, comme le montre le graphe ci-dessous, le nombre de clients impactés par des plages de temps de coupure courtes (0-50 mn) est en forte baisse, alors que celles de plus longues durées (supérieures à 4h) connaissent une hausse des clients coupés très importante (présence d'un nombre jamais atteint de coupures supérieures à 20h).

Nombre d'abonnés impactés par plage de temps de coupure



La 1^{ère} heure est, de loin, la plus impactante. 28 281 abonnés ont subi une interruption de fourniture.

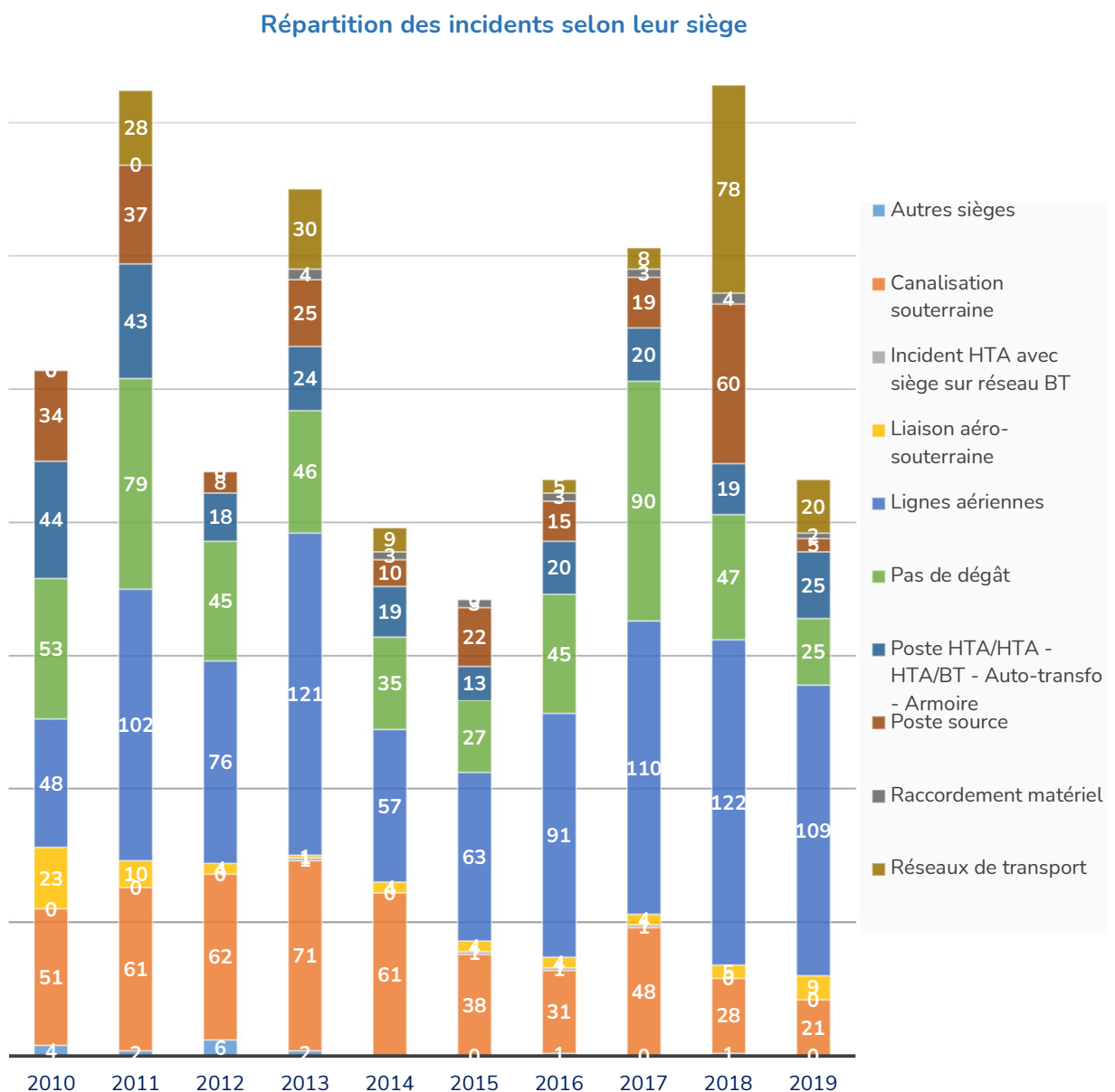


e) Répartition des incidents selon leur siège

Afin de mieux appréhender les incidents ci-dessus présentés, il est détaillé dans ce paragraphe le siège des incidents HTA.

ENEDIS repertorie le siège des incidents suivants de nombreuses catégories (environ 30). Afin de faciliter leur compréhension, elles sont ici regroupées en 10 grands postes :

- Autres sièges
- ligne aérienne
- Canalisation souterraine
- Incident HTA avec siège sur réseau BT
- Liaison aéro-souterraine
- Pas de dégât
- Poste HTA/BT - Auto-transfo – Armoire
- Poste source
- Raccordement matériel
- Réseaux de transport



Evolution des incidents suivant leur siège

Sièges des dégats constatés	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Autres sièges	4	2	6	2		0	1	0	1	0
Canalisation souterraine	51	61	62	71	61	38	31	48	28	21
Incident HTA avec siège sur réseau BT	0	0	0	1	0	1	1	1	0	0
Liaison aéro-souterraine	23	10	4	1	4	4	4	4	5	9
Lignes aériennes	48	102	76	121	57	63	91	110	122	109
Pas de dégât	53	79	45	46	35	27	45	90	47	25
Poste HTA/BT - Auto-transfo - Armoire	44	43	18	24	19	13	20	20	19	25
Poste source	34	37	8	25	10	22	15	19	60	5
Raccordement matériel	0	0	0	4	3	3	3	3	4	2
Réseaux de transport	0	28	0	30	9	0	5	8	78	20
Total	257	334	219	325	198	171	216	303	364	216

Siège des dégats constatés	Nombre	Part dans le total des incidents	Temps de coupure	% du total de temps de coupure	Nbre de clients BT impactés	% du total de clients impactés
Autres sièges	0	0	0	0	0	0
Canalisation souterraine	21	9,72%	8 697	13,08%	8 823	9,07%
Incident HTA avec siège sur réseau BT	0	0	0	0	0	0
Liaison aéro-souterraine	9	4,17%	2 400	3,61%	4 633	4,76%
Lignes aériennes	109	50,46%	38 923	58,55%	47 058	48,40%
Pas de dégât	25	11,57%	2 688	4,04%	11 638	11,97%
Poste HTA/BT - Auto-transfo - Armoire	25	11,57%	11 572	17,41%	11 517	11,84%
Poste source	5	2,31%	241	0,36%	246	0,25%
Raccordement matériel	2	0,93%	815	1,23%	63	0,06%
Réseaux de transport	20	9,26%	1 145	1,72%	13 259	13,64%
TOTAL	216	100,00%	66 481	100,00%	97 237	100,00%

Le nombre d'incidents sur le réseau HTA est en très nette baisse en 2019. Seul le nombre d'incident ayant impacté les postes HTA/BT sont en hausse (+6 incidents soit une hausse de 30%).

Il peut être remarqué que les incidents sur les lignes aériennes conservent un impact important dans le nombre de coupure (109 soit 50,5% du nombre total de coupure) avec un impact non négligeable sur les abonnés (38 923 abonés soit 48,4% du nombre total d'abonnés coupés et 58,55% du temps

total de coupure). De plus, comme il l'est rappelé quasiment chaque année, les coupures les plus longues sont constatées, en majorité, sur ce type de réseau.

A contrario, le nombre d'incident sur les réseaux souterrains poursuit sa baisse pour atteindre le niveau le plus bas de la période 2006-2019 (21 incidents soit 9,7% du nombre de coupure, 13,1% du temps total de coupure et 9,1% du nombre de clients impactés).

f) Répartition des incidents selon leur cause

Comme pour le siège des incidents, il a été regroupé les causes en différents postes afin de mieux les appréhender :

Cause des dégâts constatés	Nombre	Part dans le total des incidents	Temps de coupure (mn)	% du total de temps de coupure	Nbre de clients BT impactés	% du total de clients impactés
Animaux	8	3,70%	2 527	5,52%	4 392	3,57%
Arbres et dérivés	23	10,65%	9 733	21,26%	11 951	9,72%
Cause inconnue	24	11,11%	1 962	4,28%	12 251	9,96%
Fausse manoeuvre	2	0,93%	92	0,20%	3 037	2,47%
Installation de clients HTA	5	2,31%	663	1,45%	1 774	1,44%
Travaux de tiers	22	10,19%	5 725	12,50%	7 661	6,23%
Usure naturelle	67	31,02%	14 712	32,13%	38 647	31,42%
Défaut de conception	5	2,31%	457	1,00%	4 273	3,47%
Aléas climatique	17	7,87%	5 753	12,56%	9 736	7,92%
Défaillance de matériel	27	12,50%	440	0,96%	17 853	14,51%
Véhicule - corps étranger	9	4,17%	3 388	7,40%	5 619	4,57%
Condensation, inondation	1	0,46%	73	0,16%	118	0,10%
Autres causes	5	2,31%	28	0,06%	5 411	4,40%
Malveillance	1	0,46%	235	0,51%	274	0,22%
TOTAL	216	100,00%	45 788	100,00%	122 997	100,00%

Dans un premier temps et comme depuis plusieurs années, il est constaté que la cause la plus importante des incidents est l' « usure naturelle ». Elle représente à elle seule 31% des incidents, 32% du temps de coupure et 31% du nombre d'abonnés coupés.

Les autres causes principales de coupure sont les défaillances de matériel, les causes inconnues et les arbres et dérivés.

Ces quatre causes représentent, à elles seules, près des deux tiers du nombre total d'incidents, 66% du temps de coupure et du nombre de clients coupés.

La cause « usure naturelle » a impacté les éléments du réseau suivants :

	Nombre	Temps de coupure (mn)	Nombre de clients coupés
Usure naturelle dont :	67	14712	37806
▪ Canalisations souterraines	12	1305	6771
▪ Lignes aériennes	28	7332	11665
▪ Pas de siège	1	65	266
▪ Poste HTA/BT	11	4065	4974
▪ Poste source	8	37	9613
▪ Raccordement matériel	3	755	1141
▪ Remontée aéro-souterraine	4	1153	3376

Et dans le détail :

	Nombre	Temps de coupure (mn)	Nombre de clients coupés
Usure naturelle dont :			
Canalisations souterraines	12	1305	6771
Jonction de transition HTA Rétractable à Froid (synthétique/papier) - JTRF - Hors 3M	2	103	1993
Jonction HTA câble papier/câble papier	2	97	1270
Jonction HTA câble synthétique/câble synthétique	4	447	2410
Plein câble papier	3	494	1048
Plein câble synthétique	1	164	50
Lignes aériennes	28	7332	11665
Attache	7	1757	2483
Conducteurs nus rompus, hors faibles sections	6	1327	2502
Interrupteur manuel : IACM, ISP	2	625	714
Isolateur	4	852	2208
Raccord, pont, bretelle	9	2771	3758
Pas de siège	1	65	266
Siège en attente d'identification ou non identifié	1	65	266
Poste HTA/BT	11	4065	4974
Poste HTA/BT: partie HTA	6	1883	3357
Transformateur HTA/BT	5	2182	1617
Poste source	8	37	9613
Poste source : transformateur de puissance	8	37	9613
Raccordement matériel	3	755	1141
Raccordement matériel - Connecteurs séparables HTA	2	692	1069
Raccordement matériel - Extrémité HTA type EUI (C ou N)	1	63	72
Remontée aéro-souterraine	4	1153	3376
Remontée aéro-souterraine HTA - Extrémités (EUEP,...)	2	372	2200
Remontée aéro-souterraine : câble	2	781	1176

Dans le cas où le concessionnaire souhaiterait augmenter la durée d'amortissement de certains ouvrages HTA comme cela s'est produit pour les réseaux construits en câbles pré-assemblés basse tension, il sera souhaitable qu'il nous soit expliqué le pourquoi de l'augmentation, année après année de cette cause d'incident.

Pour les canalisations souterraines, l'impact du vieillissement des câbles papier devrait s'estomper rapidement vu le taux de renouvellement entrepris chaque année par le concessionnaire.

Pour le réseau aérien, qui reste le réseau le plus impacté par cette cause, d'importants chantiers d'entretien lourd dénommés Prolongation de Durée de Vie (PDV) sont réalisés chaque année.

Souhaitons que ces investissements perdurent dans le temps et portent leurs fruits rapidement.

Concernant la seconde cause la plus représentée durant l'année 2019, les défaillances de matériel, la majeure partie (17 incidents sur 27) concerne des incidents sans dégat ayant été éliminés avec une manœuvre d'OMT et des incidents sur postes sources (7) soit des incidents sur des ouvrages en amont de la concession.

2.2.2.3. Coupures pour travaux

Les coupures pour travaux sont des interruptions de fourniture volontaires réalisées dans le cadre d'opérations d'entretien, de réparation ou de travaux neufs entrepris par ENEDIS ou le SIEM lorsqu'il n'est pas été possible de les réaliser sous tension.

Cause	Nombre	Durée (mn)	Nombre de clients coupés
Adaptation aux charges	6	716	332
Arbres et dérivés	60	11246	3899
Coupure à la demande des autorités (ou de GRDF)	1	75	175
Maintenance lourde (prolongation durée de vie des	4	922	64
Réparation définitive	55	6038	5997
Traitement PCB	40	5884	1658
Travaux courants	50	7966	2522
Travaux de tiers	18	4874	817
Travaux délibérés (ERDF)	48	13151	1831
Travaux délibérés (SIEM)	35	8542	2531
Travaux urgents	12	866	1778
Usure naturelle	1	62	0
Total	330	60342	21604

Le nombre de coupures pour travaux est fluctuant d'année en année et est fonction en grande partie de deux causes principales :

- Les travaux entrepris par le concessionnaire et le concédant qui ont généré 83 coupures à eux seuls,
- Les travaux d'élagage qui sont un mal nécessaire et représentent 60 coupures.

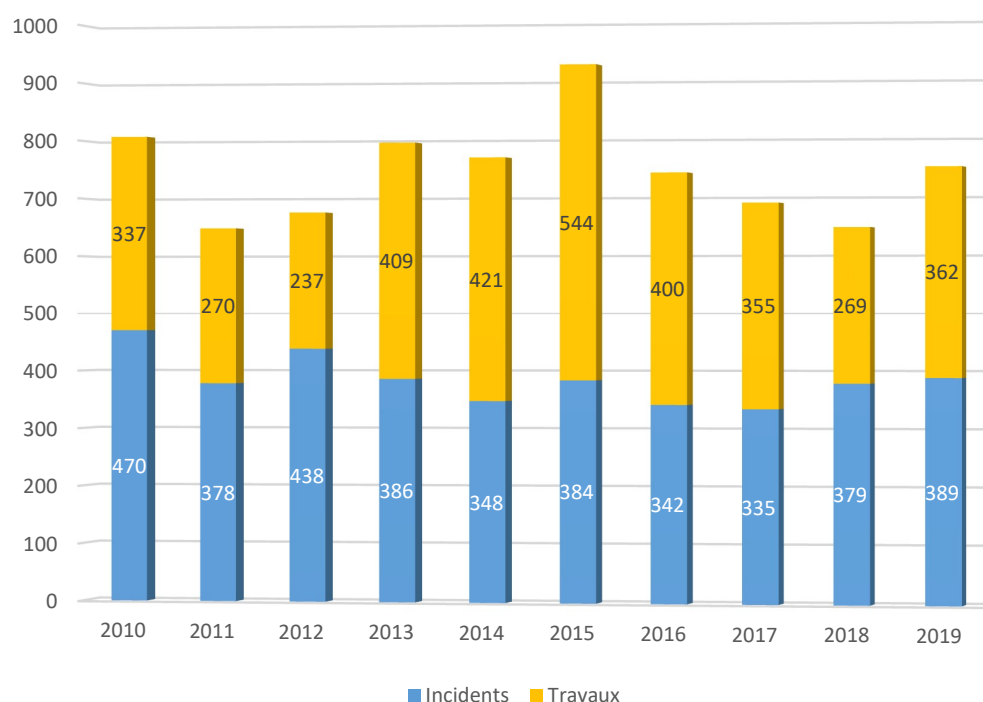
Les autres grandes causes de coupures pour travaux sont les réparations définitives (55), les travaux courants (50) et le traitement des PCB (40).

3. Le réseau BT

3.1. Les interruptions de fourniture

Le réseau basse tension de la concession a été le siège de 751 coupures basse tension répertoriées dans les bases statistiques du concessionnaire en 2019 pour une durée totale de 111 809 minutes (environ 1 863 h). Ces coupures se répartissent en deux groupes, les coupures suite à incidents (389 pour une durée de 76 136 minutes) et les coupures pour travaux (362 pour une durée de 35 673 minutes).

Comme présenté ci-dessous, ce nombre est en augmentation par rapport à 2018 et se trouve être très légèrement supérieur à la moyenne de la décade présentée (745 de moyenne pour 751 incidents en 2019).



3.1.1. L'analyse des coupures longues suite à incident

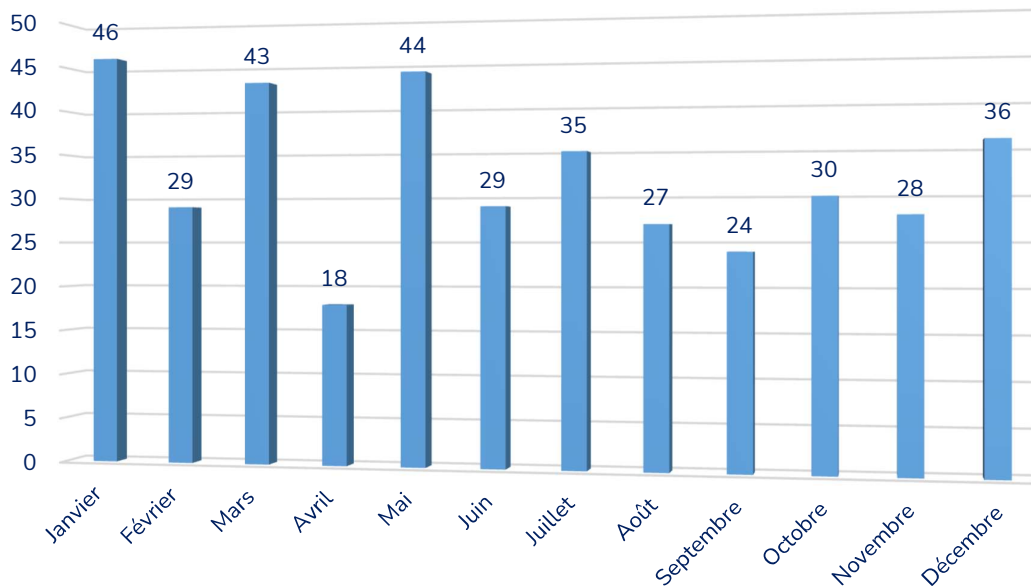
L'analyse suivante porte sur les 389 coupures suite à incident répertoriées par ENEDIS.

3.1.1.1. Répartition mensuelle des coupures

Mois	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre
Incidents	46	29	43	18	44	29	35	27	24	30	28	36

On constate une moyenne mensuelle de 32 incidents avec 5 mois au dessus de cette valeur. 3 pics d'incidents en janvier, mars et mai sans faire ressortir de cause particulière. La seule remarque est la présence plus importante de la cause d'incident « usure naturelle » durant ces trois mois, respectivement 18, 20 et 21 incidents.

Coupages longues mensuelles



3.1.1.2. Durée des coupures

La durée moyenne d'une interruption de fourniture est de 196 mn en 2019 avec :

- une durée minimale de 4 mn pour un incident sur un câble souterrain (???),
- une durée maximale de 1 656 mn pour un incident avec siège sur un accessoire de branchement BT.

Comme chaque année, plusieurs questions peuvent se poser en début d'analyse :

- la cause « usure naturelle » est très présente comme cause d'incident (195 sur les 389 incidents répertoriés soit 50 % du total des coupures) et fait apparaître un vieillissement préoccupant des ouvrages basse tension.
Si ces incidents sont identifiés sous la cause usure naturelle, la partie de réseau impacté auraient pu être identifiée à priori comme vieille ou vétuste et faire éventuellement partie d'un renouvellement préventif évitant ainsi une interruption de fourniture à 7 931 abonnés.
- Certaines durées de coupure semblent quelque peu « fantaisistes ». En effet, chaque année nous nous interrogeons sur les temps de coupure inférieurs à 60mn (127 en 2019).

Comment justifier une réparation sur une boîte de raccordement souterraine, sur un coffret hors sol, sur un raccordement aéro souterrain, sur un réseau aérien sectionné ou un câble souterrain en 4, 7 voir 20 mn.

Des groupes électrogènes en panne que l'on répare en 22mn ou dont ont fait le plein en 25 mn après la signalisation de la panne.

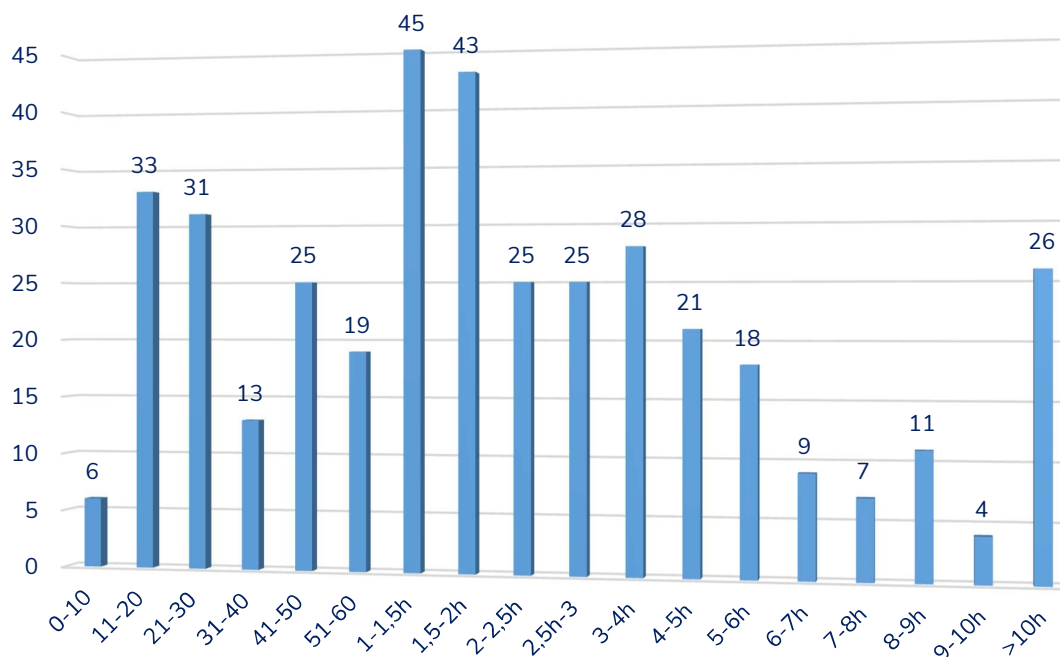
Des supports bétons mis au sol par un véhicule avec une réalimentation en 11 mn...

Le seul temps de déplacement d'un agent sur place met bien plus de temps que cela.

Il est totalement incompréhensible et incohérent de voir ces types d'incidents avec des temps de coupure sans aucune mesure avec la réalité de l'incident lui-même !!!

Dans le cas présent, que doit-on penser de la véracité du critère B...

Le graphique ci-après reprend le nombre d'incidents par plage de temps de coupure :



Il est à noter que 215 incidents ont une durée inférieure ou égale à 2 heures (et peuvent, pour partie, entrer dans le questionnaire précédent relatif aux durées de coupures annoncées dans le bilan transmis par ENEDIS). Sur les 174 événements restants, 26 ont une durée supérieure à 10 heures :

Date	Durée (Min)	Commune	Siège de l'interruption	Cause de l'interruption	Nb Total Clients coupés
15/03/2019	602	REIMS	Accessoire de branchement BT	Défaut de conception	17
11/10/2019	635	ORBAIS-L'ABBAYE	Accessoire de jonction BT	Usure naturelle	21
17/05/2019	643	REIMS	Accessoire de jonction BT	Usure naturelle	7
24/06/2019	643	TINQUEUX	Autres accessoires BT	Usure naturelle	39
17/12/2019	672	EPERNAY	Accessoire de jonction BT	Usure naturelle	13
04/12/2019	685	REIMS	Accessoire de jonction BT	Usure naturelle	46
07/06/2019	717	LE THOULT-TROSNAY	Ligne à conducteurs isolés	Chute de branche par vent	6
30/08/2019	738	REIMS	Accessoire de branchement BT	Usure naturelle	23
27/03/2019	764	REIMS	Accessoire de jonction BT	Usure naturelle	25
04/12/2019	772	REIMS	Accessoire de jonction BT	Usure naturelle	94
25/07/2019	780	REIMS	Accessoire de jonction BT	Usure naturelle	105
04/03/2019	786	FAVRESSE	Plein câble synthétique	Autres travaux de tiers	3

Date	Durée (Min)	Commune	Siège de l'interruption	Cause de l'interruption	Nb Total Clients coupés
26/04/2019	787	SERMAIZE-LES-BAINS	Ligne à conducteurs isolés	Véhicule	7
05/06/2019	908	REIMS	RAS BT - Extrémités	Coup de foudre	13
24/06/2019	939	TINQUEUX	Autres accessoires BT	Usure naturelle	63
09/08/2019	941	POUILLON	Accessoire de branchement BT	Usure naturelle	9
20/12/2019	996	VILLERS-ALLERAND	Accessoire de jonction BT	Défaut de conception	24
18/10/2019	1044	REIMS	Accessoire de jonction BT	Usure naturelle	215
15/11/2019	1048	MOUSSY	Incidents BT avec siège sur branchement BT	Usure naturelle	19
18/09/2019	1064	BISSEUIL	Pas de siège	Panne de groupe électrogène (défaillance)	70
24/06/2019	1170	TINQUEUX	Autres accessoires BT	Usure naturelle	57
20/05/2019	1299	MUIZON	Accessoire de jonction BT	Usure naturelle	15
09/08/2019	1301	LOISY-SUR-MARNE	Ligne à conducteurs isolés	Chute d'arbre par vent	31
16/10/2019	1462	VITRY-LE-FRANCOIS	Accessoire de jonction BT	Usure naturelle	79
24/07/2019	1496	REIMS	Accessoire de jonction BT	Usure naturelle	32
09/06/2019	1656	CHENAY	Accessoire de branchement BT	Usure naturelle	37

Sur ces 26 incidents :

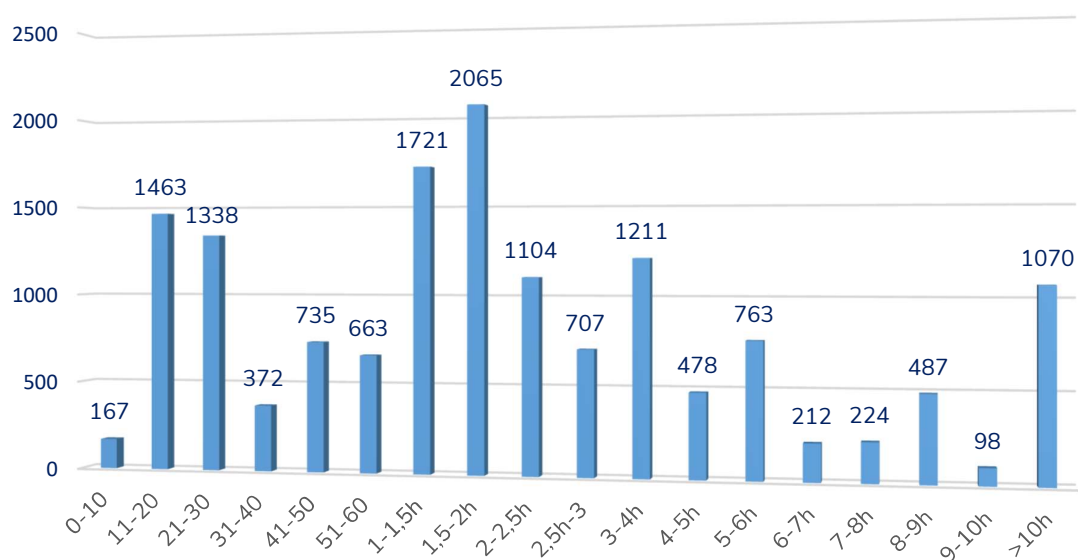
- **18** se sont produits en milieu urbain dont **9** à REIMS,
- **17** ont pour cause « usure naturelle ».

Il est assez impressionnant de voir l'écart de temps pour solutionner deux pannes similaires :

- sur un groupe électrogène avec 22 mn à Pontfaverger (23/07/2019) et plus de 17 h à Bisseuil (18/09/2019),
- sur une ligne à conducteur isolé avec 20 mn à Bouchy saint Genest (24/07/2019) et plus de 20h à Loisy sur Marne (9/08/2019),
- sur une remontée aéro souterraine avec 15 mn à Cormontreuil (23/04/2019) et 15 h à Reims (5/06/2019),
- ...

Des explications complémentaires seront demandées au concessionnaire.

La répartition du nombre d'abonnés impactés par plage de temps de coupure est la suivante :



La plage de temps de coupure comprise entre 1mn et 2 heures impacte le plus avec 8 524 usagers coupés (soit 57,3 % des usagers coupés suite à incident). Néanmoins, 1 070 abonnés ont subi une coupure d'électricité d'une durée supérieure à 6 h (hors décret qualité) dont :

- 876 avec une coupure comprise entre 10 et 20 h,
- 194 avec une coupure supérieure à 20h, dont 148 coupés plus de 24 h (Vitry le François, Reims et Chenay) avec le même siège d'incident (accessoire BT) et la même cause (usure naturelle).

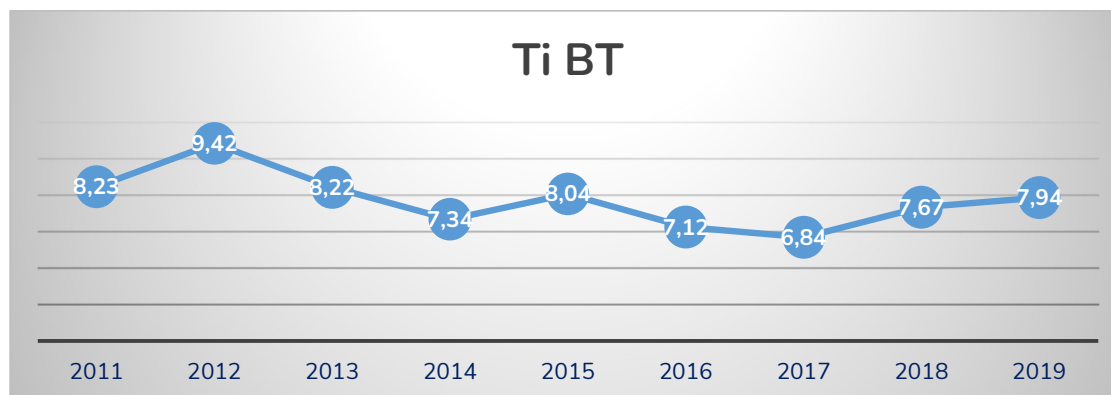
3.1.1.3. Taux d'incident par 100 km de réseau BT

En 2019, il a été dénombré 389 incidents pour une longueur de réseau BT de 4 900,50 km.

Soit un taux d'incident T, aux 100 km de :

$$T_i = (389 \cdot 100) / 4\,900,50 = 7,94$$

On peut donc estimer une probabilité de 7,94 incidents pour 100 km de réseau.



La probabilité d'incident au 100 km de réseau BT reste dans la moyenne de la décade présentée soit 8,04.

3.1.1.4. Analyse des incidents

a) Répartition des incidents selon leur siège

Siège synthèse	Nombre	% du nombre d'incidents	Durée (Min)	% du temps de coupure	Nombre Total Clients coupés
Incidents BT avec siège sur branchement BT	31	7,97%	3166	4,42%	415
Pas de dégats	29	7,46%	2598	3,63%	1602
Pas de siège	25	6,43%	4830	6,74%	161
Poste HTA/BT	30	7,71%	3728	5,20%	1378
Remontée aéro-souterraine	7	1,80%	1523	2,13%	4248
Réseau aérien	71	18,25%	11959	16,69%	1753
Réseau Souterrain	191	49,10%	47315	66,04%	598
Siège en attente d'identification ou non identifié	5	1,29%	1017	1,42%	1282
Total général	389	100,00%	71642	100,00%	11437

Une nouvelle fois, les réseaux souterrains et leurs composants restent les plus sensibles aux incidents avec 191 incidents soit près de 50 % du nombre total d'incidents.

Cependant, il est à rappeler la présence prédominante de réseau souterrain en concession (70,7 %). Si il est calculé la probabilité d'incident pour 100 km de reseau souterrain et aérien :

- le Ti_{sout} est de 5,46 alors que le Ti_{aerien} est de 5,39.

Il ressort donc que le réseau souterrain est quasiment autant « agressé » que le réseau aérien.

b) Répartition des incidents selon leur cause

Cause synthèse	Nombre	% du nombre d'incidents	Durée (Min)	% du temps de coupure	Nombre Total Clients coupés
Aléas climatique	12	3,08%	2675	3,73%	237
Arbres et dérivés	11	2,83%	3246	4,53%	141
Cause inconnue	9	2,31%	859	1,20%	284
Condensation, inondation	1	0,26%	15	0,02%	52
Corps étranger	7	1,80%	1085	1,51%	484
Défaut (conception, montage, protection)	30	7,71%	4423	6,17%	1217
Dépassement de capacités électriques	3	0,77%	281	0,39%	49
Fausse manoeuvre	3	0,77%	36	0,05%	143
Incendie d'origine externe	15	3,86%	1554	2,17%	1060
Malveillance	7	1,80%	549	0,77%	206
Oiseaux	3	0,77%	622	0,87%	78

Cause synthèse	Nombre	% du nombre d'incidents	Durée (Min)	% du temps de coupure	Nombre Total Clients coupés
Panne de groupe électrogène	12	3,08%	2801	3,91%	517
Travaux de tiers (arrachage,...)	64	16,45%	6828	9,53%	2153
Usure naturelle	195	50,13%	48314	67,44%	7931
Véhicule	17	4,37%	2848	3,98%	326
Total général	389	100,00%	71642	100,00%	14878

La cause principale d'incident est l'usure naturelle. Elle représente à elle seule, 195 incidents soit 50,13 % du nombre total d'incidents, 67,44 % du temps global de coupure et 53,31 % du nombre total de clients coupés. A noter également une présence importante du nombre d'incidents dus à des travaux de tiers qui sont en hausse de plus de 20 % par rapport à ceux rencontrés en 2018.

A la vue de ces résultats, il est aisé de déduire que notre concession vieillit et cela malgré les efforts de renouvellement que fait le SIEM sur ses réseaux et notamment sur les réseaux les plus anciens. Il serait bon que le concessionnaire prenne acte de ces résultats qui impactent la qualité de la distribution BT et donc le service rendu aux abonnés.

Il serait intéressant de regarder comment le concessionnaire perçoit ces résultats et comment il les analyse. En effet, très régulièrement, le concessionnaire décide d'augmenter la durée de vie de certains ouvrages qui, même si ces décisions lui permettent de bénéficier d'avantages financiers au titre de la comptabilité concessive, nuisent durablement à la qualité de desserte électrique en décalant les dates de renouvellement des ouvrages.

4. Les contraintes électriques

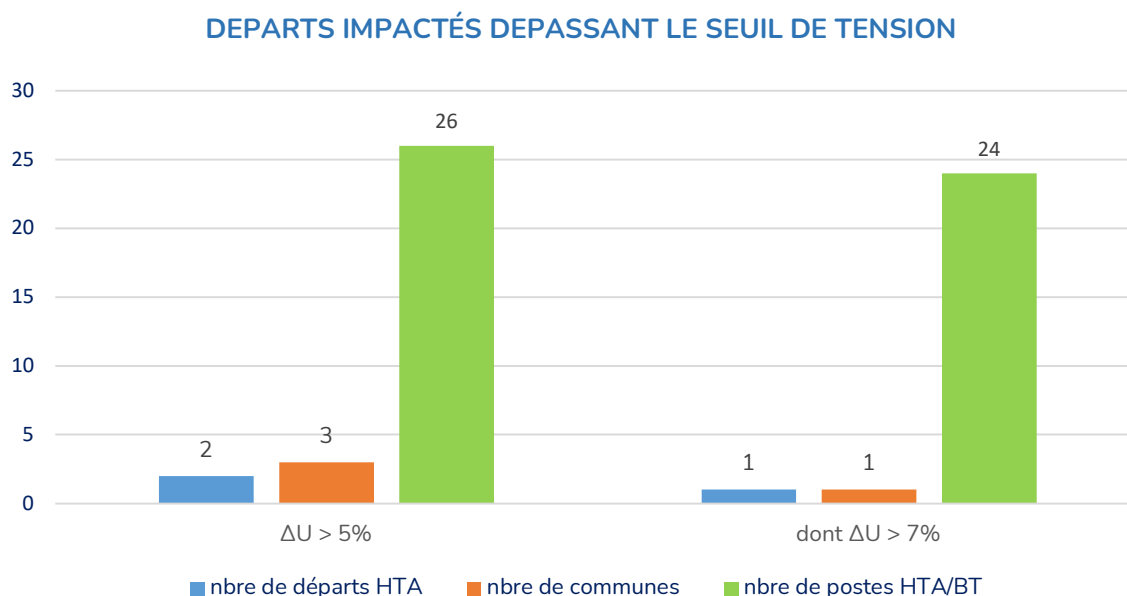
4.1. Le réseau haute tension (HTA)

L'article 35 du cahier des charges de concession stipule que la tension de fourniture dans les conditions normales d'exploitation, mesurée au point de livraison, ne doit pas s'écarter de plus de 5 %, en plus ou en moins de la valeur de la tension contractuelle soit 20 000 V.

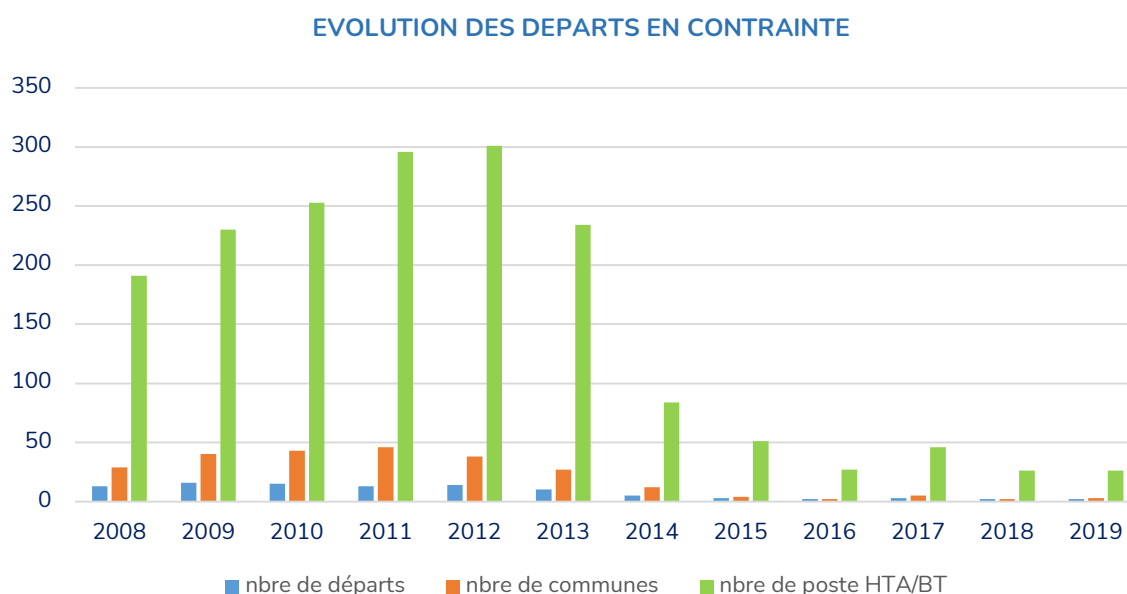
Sur le territoire de la concession, 99,54% des départs HTA entrent dans ces tolérances.

Il persiste uniquement 2 départs (435 au total) qui ont atteint ou dépassé le seuil des 5% de chute de tension.

Ces 2 départs impactent 3 communes et 26 postes de transformation HTA/BT :



La chute de tension maximum constatée est de 7,91 %.



Depuis 2012, il est constaté une forte chute du nombre de départ en contrainte de tension (-12 départs) qui influe directement sur le nombre de poste HTA/BT en contrainte (-275) et donc de communes impactées (-35).

Cette baisse du nombre d'installation en contrainte s'explique par le décret qualité et son arrêté d'application datant de 2007 qui a fixé à 10 % la surtension maximale autorisée dans les réseaux HTA. Ce taux de 10 % auparavant fixé à 6 % a permis à ENEDIS d'augmenter la tension nominale ayant pour effet de limiter les chutes de tension dues aux pertes de transport et de transformation.

De façon exhaustive, les départs HTA en contrainte ($\Delta U/U > 5\%$) sont les suivants :

Nom du départ/commune impactée	Nombre de poste HTA/BT	Chute de tension maxi.
BOURG	1	5,80%
FISMES	1	5,80%
LINTHES	25	7,91%
CONNANTRE	24	7,91%
LINTHES	1	5,22%

Le départ LINTHES apparait en chute de tension depuis 2007 de façon intermittente et cela malgré des travaux en 2016.

Le départ BOURG apparait en chute de tension depuis l'année 2018.

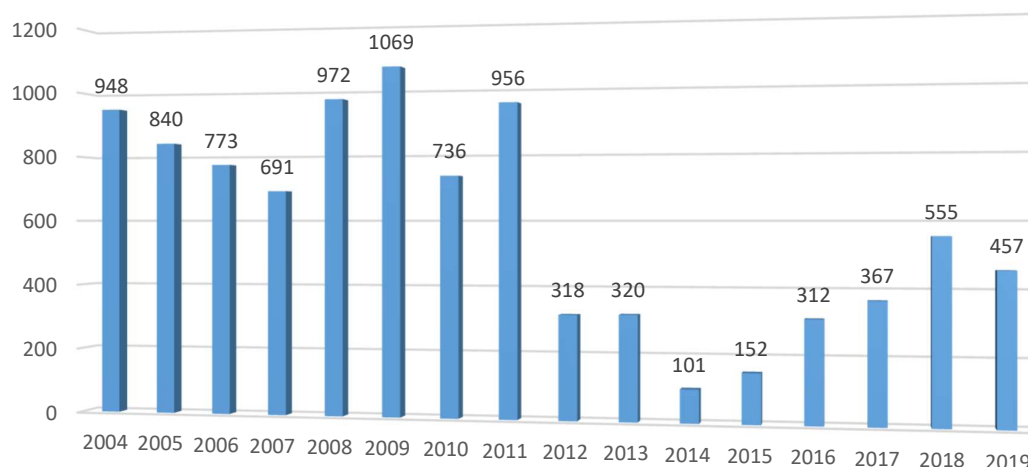
4.2. Le réseau basse tension (BT)

En 2019, dans la Marne, seuls 457 abonnés (327 824 abonnés au total) subissent des perturbations dues aux contraintes de chutes de tension. Cela veut donc dire que 99,86 % des abonnés marnais sont desservis en énergie électrique dans des conditions satisfaisantes au sens de l'arrêté du 24 décembre 2007 relatif à la qualité de l'électricité.

Ce dernier fixe la tension à 230 volts pour le courant monophasé et à 400 volts pour le courant triphasé, étant entendu que les tensions au point de livraison doivent être comprises entre 207 et 253 volts pour le monophasé ($-10\% < \Delta < +10\%$) et entre 360 et 440 volts pour le triphasé.

Le graphique ci-après, reprend le total des clients mal alimentés (CMA) depuis 2004 :

CLIENTS MAL ALIMENTES SUIVANT PLAGES DE TENSION



Il est constaté une baisse du nombre de clients mal alimentés (-98 par rapport à 2018).

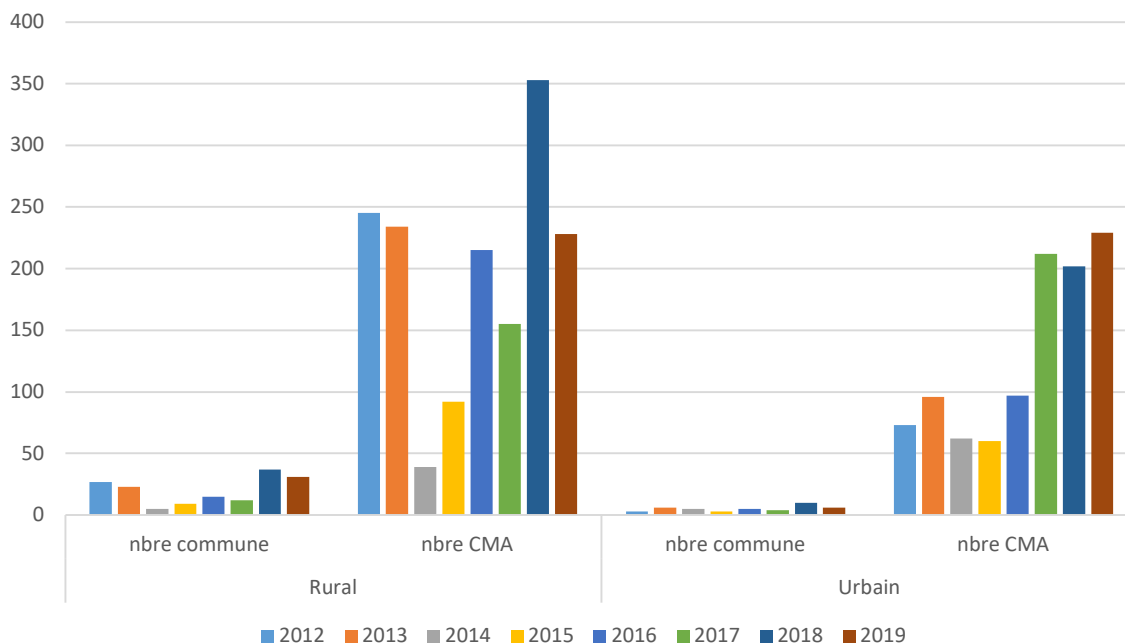
Les communes où sont situées les contraintes sont les suivantes :

Libellé Commune	Nom du poste	Chute de tension totale (%)	Code GDO du départ BT	Nombre de CMA (clients mal alimentés)	Nombre d'abonnés du départ
AY	BLONDEAUX	-9,43	5103002501	7	51
AY	LES EAUX	-12,06	5103008101	14	36
AY	LES EAUX	-11,12	5103008201	23	65
BASSU	nc	nc	nc	nc	nc
BOUCHY-SAINT-GENEST	LA SOUCIERE	-14,32	5107103100	2	7
BREUIL	ECHLETTE	-13,30	5108604300	14	37
BROUILLET	MAIRIE	-12,11	5108901300	1	17
CERNAY-LES-REIMS	LUXEMBOURG	-15,18	5110501500	14	73
CERNAY-LES-REIMS	LUXEMBOURG	-14,28	5110501300	3	32
CHAINTRIX-BIERGES	R.N.33	-16,01	5110703100	9	21
CONNANTRE	HEURTEBISE	-10,98	5116524100	20	71
CONNANTRE	L'HERMITTAGE	-11,11	5116506200	5	17
COOLE	VILLAGE	-11,16	5116701701	2	13
CORMICY	LES PISSOTEES	-11,67	5117108200	14	40
COURTEMONT	LE PONCELET	-14,98	5119102101	2	20
COURTISOLS	RUE DE PLAIN	-12,91	5119306301	12	36
COURTISOLS	VIGNOTTE	-10,75	5119329201	1	17
EPERNAY	BLOCQUAUX	-15,51	5123001160	107	261
ESTERNAY	VIVIER	-13,31	5123704101	18	55
FESTIGNY	LE FLAGEOT	-18,53	5124901101	1	14
FISMES	DESOTHEZ	-16,77	5125003100	16	65
FISMES	DESOTHEZ	-13,43	5125003300	5	45
FISMES	RTE DE SOISSONS	-16,39	5125028200	1	18
HEILTZ-LE-HUTIER	EGLISE	-11,22	5128803101	5	41
HERMONVILLE	MARZILLY	-14,30	5129107001	1	11
LA FORESTIERE	FOSSE AUX FEES	-13,31	5125805100	1	33
LA NOUE	BOURG	-11,17	5140701300	1	22
LAVANNES	COMME	-12,86	5131800015	7	52
LE BAIZIL	LE BAS BAIZIL	-12,54	5103304200	3	22
LEUVRIGNY	LE CLOS DAVAUX	-14,27	5132002200	8	31
LOIVRE	POMPAGE	-12,01	5132904001	8	28
LOIVRE	PTT	-14,52	5132903400	12	33

Libellé Commune	Nom du poste	Chute de tension totale (%)	Code GDO du départ BT	Nombre de CMA (clients mal alimentés)	Nombre d'abonnés du départ
SAINT-EULIEN	LE PARC	-10,74	5147802100	27	78
SAINT-OUEN-DOMPROT	LA PELLE	-11,77	5150801600	1	11
SAVIGNY-SUR-ARDRES	DE BURY	nc	nc	nc	nc
SERMAIZE-LES-BAINS	CENTRE DE SECOURS*	-16,98	5153100002	7	23
SOMMESOUS	LES OUCHES	-15,42	5154506200	12	30
SOMMESOUS	SOURCE DE LA SOMME	-14,36	5154510101	9	37
SOUAIN-PERTHES-LES-HURLUS	MAIRIE	-18,45	5155300041	1	12
SOUDRON	LE PONT ROUPPE	-10,92	5155604300	4	29
SUIPPES	PERTHES	-15,28	5155912501	20	62
SUIPPES	ROUTE DE BUSSY	-16,61	5155907401	16	35
TILLOY-ET-BELLAY	AU DESSUS DES GOULOT	-20,20	5157207201	3	6
VERDON	FRANSAUGES	-13,60	5160702100	1	16
VERNEUIL	RUE DES SAUSSAIES	-12,83	5160909201	2	9
VOILEMONT	VOILEMONT	-12,24	5165001100	2	29
VOUILLERS	VILLAGE	-13,07	5165401401	15	50
Total général				457	1711

Sur ces 37 communes, 31 dépendent du régime rural de distribution et 6 du milieu urbain.

CLIENTS MAL ALIMENTES SUIVANT LE REGIME DE DISTRIBUTION



Le graphique ci-dessus permet de voir la répartition des CMA en fonction de la maîtrise d'ouvrage ENEDIS/SIEM soit URBAIN/RURAL.

Les communes, relevant du régime rural et donc de la compétence du SIEM, ont été destinataires d'un avant projet sommaire expliquant la situation et les travaux à entreprendre. Dès l'acceptation des travaux par la communes, ceux-ci sont programmés et bénéficient des financements du fonds d'amortissement des charges d'électrification (FACE).

L'outil statistique GDO, à la base construit par ENEDIS pour être un outil de programmation et de gestion du réseau, utilise des algorithmes qui ne sont pas compatibles avec la nécessité de détail dans laquelle se situe le réseau de notre département.

En d'autres termes, les mailles du filet de l'outil GDO d'ENEDIS sont trop larges pour restituer une image fidèle de la situation marnaise.

La mise en place du compteur LINKY devrait nous permettre, grâce aux données journalières enregistrées, d'obtenir des données plus précises et donc plus fiables.

Nous attendons la fin de son déploiement ainsi que les premiers retours de données avec grande impatience...

V – Les usagers de la distribution d'électricité

L'électricité est un bien de 1^{ère} nécessité. Elle est indispensable aux sociétés modernes, ultra connectées

L'année 2019 en chiffres :

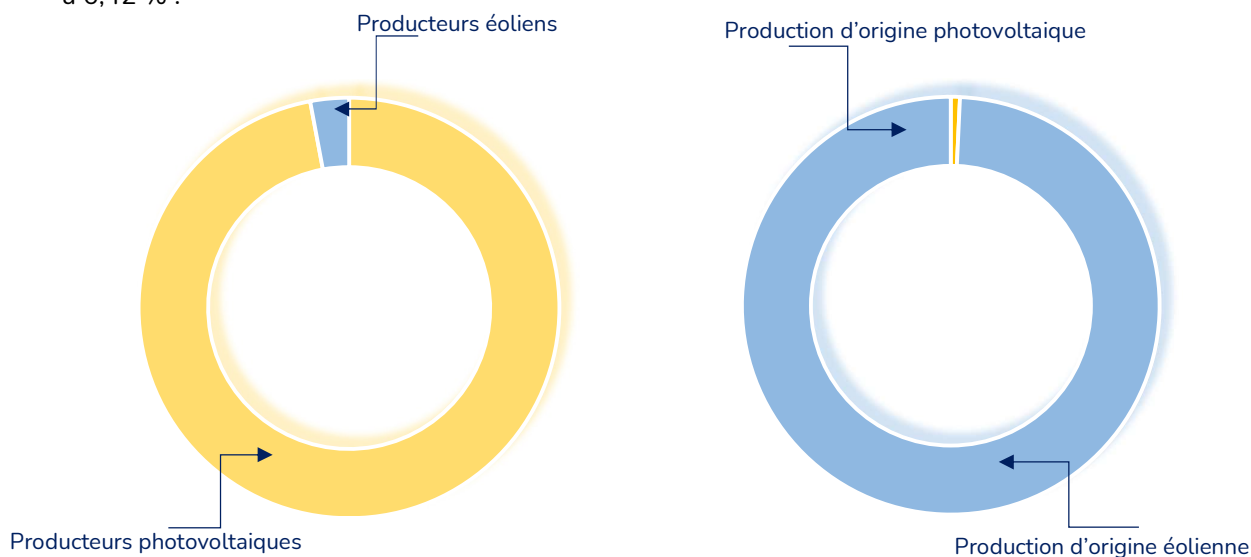
- 3 250 producteurs,
- 327 824 consommateurs BT dont 208 436 aux Tarifs Réglementés de Vente (TRV),
- 2 240 616 809 kWh consommés,
- 104 568 964 € de recettes d'acheminement,
- 127 509 990 € de recettes d'énergie facturée aux TRV.

1. Les producteurs d'électricité

La concession marnaise compte 3 250 clients en injection qui produisent de l'électricité à partir d'énergies renouvelables. Ils se répartissent comme suit :

Installations de production (pour 2015)	Nombre d'unité	Puissance délivrée	Ratio nombre d'unité/puissance délivrée
Producteurs d'énergie d'origine photovoltaïque	3 116	6 132	1,97
Producteurs d'énergie d'origine éolienne	95	869 731	9155,06
Producteurs d'énergie d'origine hydraulique	12	1 537	128,08
dont autres (biomasse, biogaz, cogénération ...)	27	60 242	2231,19
TOTAL	3 250	937 642	288,51

Les producteurs d'énergie d'origine photovoltaïque représentent près 96 % des installations de production dans la MARNE, loin devant les 3 autres productions d'origine éolienne, hydraulique et dérivée des déchets. Pour la production d'électricité, l'échelle est inversée. L'énergie éolienne est la plus productive avec 92,76 % de la production totale loin devant l'énergie produite avec les déchets à 6,42 % .



2. Les consommateurs BT

Les usagers de la concession sont les particuliers ou les entreprises (TPE, PME et PMI) qui possèdent un contrat de distribution auprès d'ENEDIS. Au 31 décembre 2019, le Compte Rendu d'ACTivité (CRAC) fait état de 327 824 abonnés BT, c'est-à-dire avec une puissance souscrite inférieure à 250 kVA. Le nombre de consommateur a augmenté de 0,94 % en 2019 par rapport à 2018. On note une progression légèrement plus élevée pour les consommateurs avec une puissance souscrite > 36 kVA de 1,12 %.

2.1. Les différents contrats d'électricité

Les consommateurs sont répartis selon leurs contrat d'acheminement et de fourniture d'électricité.

Pour l'acheminement, il correspond à la puissance souscrite dans le contrat, à savoir une puissance souscrite inférieure ou supérieure à 36 Kva :

- consommateurs avec une puissance souscrite \leq 36 kVA (C5) 323 573,
- consommateurs avec une puissance souscrite > 36 kVA (C4) 4 251.

Pour la fourniture, quelque soit le contrat d'acheminement, l'utilisateur peut choisir une offre aux Tarifs Réglementés de Vente (TRV) fournie par EDF ou opter pour une offre de marchés vendue par un fournisseur alternatif (Alterna, Total énergies, EDF branche commerce, ENGIE, ENERCOOP etc....). Les moyens et gros clients C4, depuis la loi NOME du 7 décembre 2010 sont sortis des TRV le 1^{er} janvier 2016.

Pour rappel, le tarif réglementé est fixé nationalement (article 337-6 du code de l'énergie). Il est construit sur la méthode dite « par empilement » c'est à dire par l'addition de plusieurs composantes :

- Le coût d'approvisionnement en énergie, lequel se décompose en :
 - Un coût d'approvisionnement de la part relevant de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (arenh),
 - Un coût d'approvisionnement du complément de fourniture, relevant des achats sur les marchés de gros de l'électricité,
- Le coût d'approvisionnement en capacité, établi à partir des références de prix qui sont fournies par le mécanisme d'obligation de capacité prévu aux articles L 335-1 et suivants du code de l'énergie,
- Le coût d'acheminement, qui traduit l'utilisation des réseaux de transport et de la distribution d'électricité,
- Le coût de commercialisation,
- La rémunération de l'activité de fourniture.

Les consommateurs aux tarifs réglementés de vente représentent 63,61% des usagers de l'électricité en basse tension. Mais par type de contrat, les TRV sont toujours majoritaires chez les contrats C5 avec plus de 63 % alors qu'ils disparaissent peu à peu des contrats C4, 1,41 %, les consommateurs étant poussés vers les offres de marchés par les lois successives. Entre 2018 et 2019, les nouveaux consommateurs ont largement choisi les tarifs aux offres de marché. De plus, 15 188 ont quitté le TRV pour des offres de marchés.

Année	Clients régulés		Clients dérégulés	
	C5 (puissance souscrite ≤ 36 kVA)	C4 (puissance souscrite > 36 kVA)	C5 (puissance souscrite ≤ 36 kVA)	C4 (puissance souscrite > 36 kVA)
2019	208 376	60	115 197	4 191
2018	223 562	62	97 008	4 142
Ecart	-15 186	-2	18 189	49

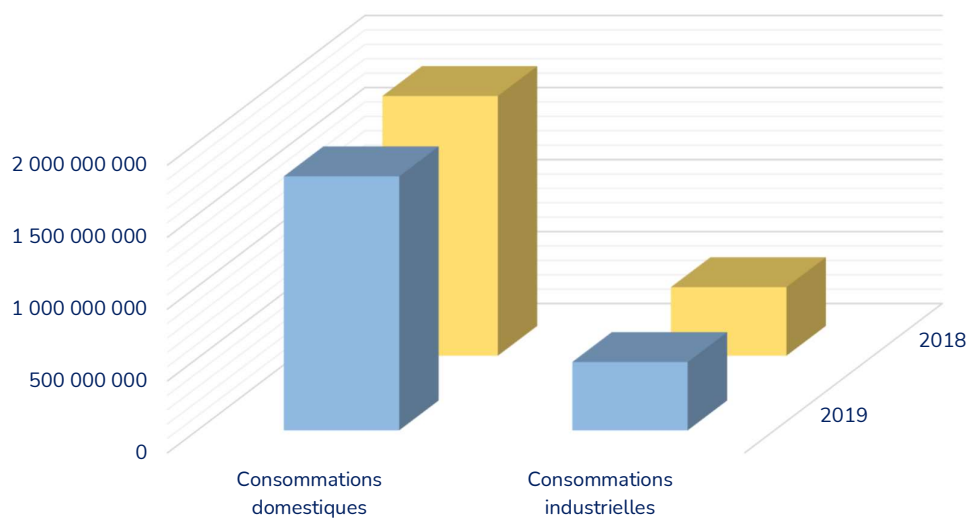
2.2. La consommation d'électricité

La consommation d'électricité en 2019 représente 2 240 616 809 kWh dont :

- consommations domestiques (puissance souscrite ≤ 36 Kva) 1 765 481 332 kWh,
- consommations industriels (puissance souscrite > 36 Kva) 475 135 477 kWh.

La consommation d'électricité a baissé en 2019 de 1,79 % soit 40 873 031 kWh.

Evolution de la consommation d'électricité (kWh)



3. Le raccordement des usagers

ENEDIS, dans sa mission de service public, doit à tous un accès transparent et non discriminatoire aux réseaux de distribution. Le raccordement électrique consiste à raccorder un réseau privé (installation électrique, maison, immeuble) à un réseau de distribution publique d'électricité. Au périmètre de la concession, cette activité s'est caractérisée par le nombre de raccordements.

3.1. Le raccordement des consommateurs

Les demandes de raccordement ont légèrement baissé en 2019.

Nombre de raccordements neufs réalisés	2018	2019
En BT et de puissance \leq à 36 kVA	1713	1668
▪ Dont raccordements BT individuels sans adaptation de réseau	1333	1302
▪ Dont raccordements BT collectifs sans adaptation de réseau	62	46
▪ Dont raccordements BT individuels et collectifs avec adaptation de réseau	318	320
En BT et de puissance comprise entre 36 et 250 kVA	133	170
En HTA	20	21
Nombre total de raccordements neuf réalisés	1866	1859

Délai moyen de raccordement d'installations de consommation de puissance inférieure ou égale à 36 kVA (en jours calendaires)

Délai moyen de raccordement d'installation de consommation de puissance \leq à 36 kVA	2018	2019
Concernant les branchements simples	76	77

3.2. Le raccordement des producteurs

A l'inverse des consommateurs, les raccordements des producteurs ont légèrement augmenté en 2019.

Raccordements d'installations de production individuelles neuves réalisées	2018	2019
Raccordements \leq à 36 kVA sans adaptation de réseau	200	214
Raccordements \leq à 36 kVA sans adaptation de réseau	7	9
Raccordements BT compris entre 36 kVA et 250 kVA	54	68
Raccordements HTA \geq 250 kVA	10	19

3.3. L'envoi des devis de raccordement

En 2019, les délais moyens ont baissé.

Pour les consommateurs BT individuels de puissance inférieure ou égale à 36 kVA (sans adaptation de réseau)	2018	2019
Taux de devis envoyés dans les délais	91,8 %	90,3 %
Délai moyen d'envoi du devis (en jours ouvrés)	10	9
Pour les producteurs BT de puissance inférieure ou égale à 36 kVA (sans adaptation de réseau)	2018	2019
Taux de devis envoyés dans les délais	94,3%	95,5 %
Délai moyen d'envoi du devis (en jours calendaires)	7	0

4. La satisfaction des usagers

4.1. Les enquêtes de satisfaction

4.1.1. ENEDIS

ENEDIS évalue chaque année la satisfaction globale des usagers, particuliers et professionnels raccordés en basse tension vis-à-vis de son action en matière de qualité de fourniture, de raccordement au réseau de distribution d'électricité, mise en service et intervention technique. Les résultats 2019 sont nationaux et à l'échelle de la concession :

Indicateur de satisfaction	National	Concession
Raccordements		
▪ Clients « particuliers »	89,7%	88,2%
▪ Clients « professionnels » (≤ à 36 kVA)	82,7%	85,6%
▪ Clients « Entreprises » (>à 36 kVA) C1-C4	87,5%	94,2%
Qualité de fourniture		
▪ Clients « particuliers »	90,6%	91,1%
▪ Clients « professionnels » (≤ à 36 Kva)	91,2%	98,3%
▪ Clients « entreprises » (>à 36 kVA) C1-C4	88,2%	80,8%

4.1.2. EDF

Les enquêtes de satisfaction relatives à la mission de fourniture aux Tarifs Réglementés de Vente ne sont pas exploitables car EDF les fournit à la maille nationale ou de la région EST⁶.

4.2. Les réclamations

4.2.1. ENEDIS

Aucun chiffre n'est transmis en matière de réclamations des clients par ENEDIS. Mais, des taux de réussite pour le délai de traitement des réclamations ou des taux de répartition par type de protestation sont donnés à la maille de la concession.

Réponse aux réclamations

	2018	2019
▪ Taux de réponse sous 15 jours	86,7 %	96,5 %

Les réclamations se décomposent de la manière suivante :

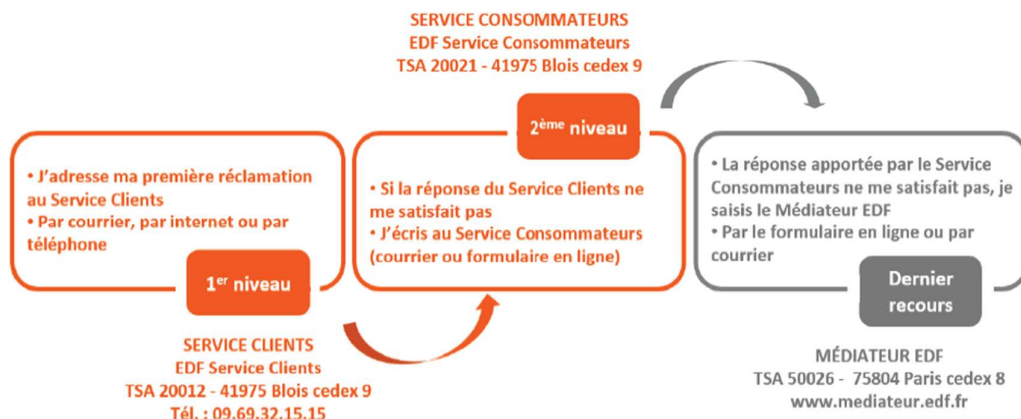
	2018	2019
▪ Raccordements	6,1%	7,3%
▪ Relève et facturation	28,7%	47,3%
▪ Accueil	0,7%	1,2%
▪ Interventions techniques	47,6%	18,4%
▪ Qualité de la fourniture	16,9%	29,1%
Total	100,0%	100,0%

⁶ La région EDF EST comprend l'Alsace, la Bourgogne, la Champagne-Ardenne, la Franche-Comté et la Lorraine.

4.2.2. EDF

Dans le modèle électrique français, le fournisseur reste l'interlocuteur privilégié des usagers pour toutes ses démarches. Pour sa mission de service public de fourniture de l'électricité aux Tarifs Réglementés de Vente (TRV), EDF a la charge des 208 436 clients BT. Il transmet des données à la maille de la concession.

Les réclamations sont effectuées par téléphone, courrier, via les boutiques et les réseaux internet.



Source : CRAC 2019

Les réclamations écrites

EDF transmet des données à la maille de la concession.

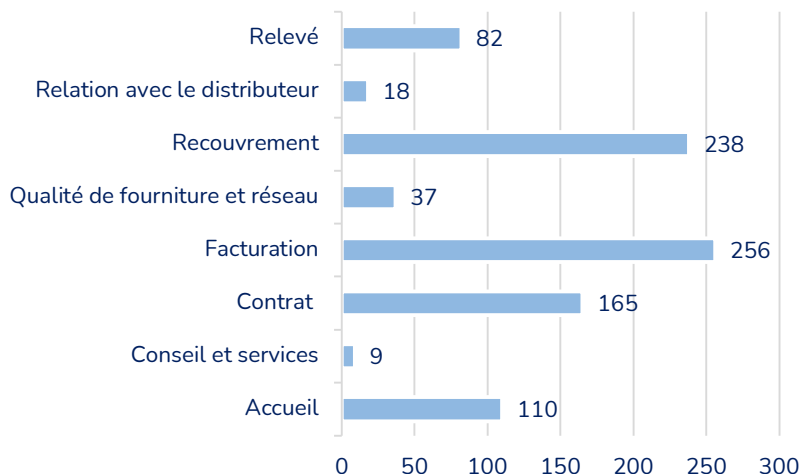
Réclamations écrites	2018	2019	Variation
Courrier	1 135	915	-19,4 %
Internet	2 280	2756	20,9 %

Elles représentent une réclamation pour 57 clients.

Réponse aux réclamations écrites

	2018	2019
Taux de réponse sous 30 jours maximum	95,20 %	95,8%

Répartition par motif des réclamations écrites pour l'année 2019



Les points sur lesquels le client formule le plus de réclamations sont la facturation, le recouvrement et le contrat.

4.3. Informations sur la facturation

La facturation est établie par le fournisseur. Les données qui suivent concernent les clients aux TRV dont la puissance souscrite est inférieure au égale à 36 Kva.

4.3.1. Les clients au tarif bleu dit « résidentiels »

La fréquence de facturation	2018	2019
Nombre de clients facturés annuellement*	138 950	129 939
Nombre de clients facturés bimestriellement	49 949	45 099

*Les clients facturés annuellement sont des clients mensualisés et prélevés

L'établissement des factures	2018	2019
Nombre total de factures émises	538 007	482 125
Nombre de factures établies sur la base du relevé effectué par le client	34 871	20 714
Nombre de factures établies sur la base d'une télé-opération sur compteur Linky*	234 464	295 700
Nombres de factures rectificatives	5 707	3 525

*Il s'agit du nombre de factures établies depuis un point de livraison (PDL) équipé d'un compteur communicant LINKY.

La facturation électronique	2018	2019
Concession	56 421	59 070

EDF, sur demande, propose également l'édition de facture en braille ou en caractères agrandis.

4.3.1. Les clients au tarif bleu dit « non résidentiels »

La fréquence de facturation	2018	2019
Nombre de clients facturés annuellement*	3 218	2 951
Nombre de clients facturés bimestriellement	22 051	20 800

*Les clients facturés annuellement sont des clients mensualisés et prélevés

L'établissement des factures	2018	2019
Nombre total de factures émises	125 967	103 977
Nombre de factures établies sur la base du relevé effectué par le client	994	655
Nombre de factures établies sur la base d'une télé-opération sur compteur Linky	58 169	62 240

*Il s'agit du nombre de factures établies depuis un point de livraison (PDL) équipé d'un compteur communicant LINKY.

La facturation électronique	2018	2019
Concession	11 407	15 106

5. Les usagers en difficulté

5.1. Les difficultés de paiement

5.1.1. Information de l'utilisateur

Le « service accompagnement énergie » a été lancé par EDF en 2010. Il apporte aux clients qui font part de leur difficulté de paiement des solutions adaptées à leur situation et permet pour chaque client :

- d'étudier des solutions immédiates pour régler le problème de paiement (vérification du tarif et de la consommation),
- de mettre en place une prévention (proposition de mode de paiement adapté, conseils pour réaliser des économies d'énergie),
- d'informer sur le chèque énergie et d'orienter, le cas échéant, vers les dispositifs sociaux

Accompagnement Energie	2018	2019
Concession	3 837	5 865

L'article 3 du décret n°2008-780 du 13 août 2008 précise qu'à compter de la date de dépôt du dossier de demande d'aide par les services sociaux, le client bénéficie du maintien de son alimentation électrique à la puissance souscrite.

5.1.2. Absence de paiement

Le même décret, ci-dessus mentionné, précise qu'à défaut de paiement de sa facture dans le délai prescrit, le fournisseur d'électricité informe l'utilisateur qu'à défaut de règlement dans un délai supplémentaire de 15 jours sa fourniture pourra être réduite ou interrompue.

Relance des clients particuliers	2018	2019
Nombre de lettres uniques de relance envoyées	53 705	43 123

5.2. Les réductions de puissance

Cette disposition concerne les clients n'ayant pas réglé leur facture et ayant déjà fait l'objet d'une lettre de relance de la part d'EDF.

Réductions de puissance	2018	2019
Nombre de clients en situation de réduction de puissance à fin d'année	1 227	413
Nombre de réduction de puissance effectuées au cours de l'exercice	2 194	1 904
Nombre de réduction de puissance effectuées pendant la période hivernale	1 241	1 124

5.3. Les coupures pour impayés

Coupure pour impayés	2018	2019
Nombre de coupures demandées par le fournisseur au gestionnaire de réseau	4 069	3 007
Nombre de coupures effectives réalisées par le gestionnaire de réseau	1 005	1 071
Taux de coupures effectives par rapport à celles demandées	24,7%	35,6%

Dans le cadre de la protection hivernale (article L 115-3 du code de l'action sociale et des familles), EDF rétablit l'alimentation et la puissance des clients protégés.

Réalimentation au titre de la période hivernale	2018	2019
Nombre de clients dont l'alimentation est rétablie	489	474

Résiliations de contrat à l'initiative du fournisseur suite à coupure	2018	2019
Nombre de résiliations	420	509

6. La solidarité et la lutte contre l'exclusion

Le concessionnaire a aussi pour mission la solidarité nationale et la lutte contre l'exclusion par la prévention. Il développe ces missions à travers trois volets :

- l'aide au paiement,
- l'accompagnement,
- la prévention.

6.1. L'aide au paiement

Le chèque énergie

EDF promeut le chèque énergie. Celui-ci est une aide versée, sous conditions de ressources pour payer les factures d'énergie, l'achat de combustibles et certains travaux énergétiques. Il est nominatif et son montant oscille entre 48 € et 277 € par an.

Chèque énergie	2018	2019
Nombre de clients pour lesquels un chèque énergie a été pris en compte au cours de l'exercice	9 436	14 008

Les fonds de solidarité pour le logement (FSL)

Gérés essentiellement par les départements, ces fonds traitent l'ensemble des difficultés de paiement associées au logement, à l'eau, l'énergie et au téléphone. EDF co-finance ces fonds dans le cadre de conventions signées dans chaque département par un ensemble de partenaires.

EDF contribue au Fonds de Solidarité pour le Logement (FSL) mais n'est pas décisionnaire pour l'attribution des aides.

Participation EDF au FSL	2018	2019
Département	75 000	57 000

La participation d'EDF au FSL est en baisse. Les causes de cette diminution sont multiples parmi lesquelles, on retiendra la baisse des clients aux Tarifs Réglementés de Vente et le non recours aux aides sociales des personnes les plus fragiles financières mais aussi souvent en exclusion numérique.

6.2. L'accompagnement

Outre, les démarches liées au service « accompagnement énergie », les équipes solidarité EDF, correspondants et conseillers solidarité, travaillent en collaboration avec les travailleurs sociaux et les associations caritatives telles que le Secours Catholique, la Croix-Rouge Française, SOS Familles Emmaüs, le Secours Populaire Français, la Fondation Abbé Pierre et son programme « Toits d'abord »

et le tout nouveau don d'énergie, Unis Cité et sa mission « Check' Energie ». L'équipe solidarité de la région EST est basée à REIMS. Elle travaille avec les acteurs locaux de la solidarité pour apporter des solutions aux personnes en difficultés. Elle met en œuvre la politique de solidarité d'EDF envers les clients démunis.

Le don d'énergie est une initiative d'EDF qui permet à chaque client, s'il le souhaite, d'agir aux côtés de la Fondation Abbé Pierre en faisant un don sur l'application EDF et moi. Pour chaque euro donné, EDF verse un euro complémentaire. Ces sommes (défiscalisées à 75 %) sont destinées à financer des actions de prévention portées par la fondation Abbé Pierre.

EDF a 5 correspondants solidarité d'EDF EST⁷ qui travaillent en étroite collaboration avec les 16 conseillers solidarité d'EDF basés à REIMS.

6.3. La prévention

La prévention par des actions en faveur de la maîtrise de l'énergie et de l'amélioration de l'habitat sont dans les obligations d'EDF dans le contrat de concession.

EDF pour cette mission s'appuie sur les associations telles Unis-Cité pour promouvoir les économies d'énergies. EDF s'engage aussi dans des programmes pour l'amélioration de l'habitat avec l'ANAH ou des associations comme la Fondation Abbé Pierre.

EDF ne communique pas de données à l'échelle départementale.

⁷La région EDF EST comprend l'Alsace, la Bourgogne, la Champagne-Ardenne, la Franche-Comté et la Lorraine.

VI – Les éléments financiers

1. Les immobilisations en concession

Pour appréhender l'économie d'une concession électrique, il faut connaître quelques principes. Au commencement, il y a les ouvrages de la distribution d'électricité. Ils sont des biens propres, de reprise ou de retour. Tous ces biens sont enregistrés dans les comptes comptables du concessionnaire mais avec des règles différentes. Les biens propres appartiennent au concessionnaire. Ils resteront sa propriété en fin de concession. Les biens de reprise sont des ouvrages qui, sans être indispensables à la distribution d'électricité, peuvent être utiles. L'autorité concédante peut choisir au terme de la concession de les reprendre. Un accord financier se fera alors avec le concessionnaire. Et puis, il y a les **biens de retour. Ils sont essentiels à la distribution publique d'électricité.**

Ce sont :

- les réseaux BT et HTA,
- les postes de transformation HTA/BT,
- les comptages,
- les branchements,
- les transformateurs,
- les colonnes montantes (à l'exception des colonnes restées la propriété des propriétaires),
- les autres ouvrages (cellules, IACM, etc....).

Ces ouvrages sont construits par le SIEM ou ENEDIS. Ils appartiennent ab initio au SIEM. Ils lui reviendront à la fin du contrat. ENEDIS, au titre de la distribution publique, les exploite à ses risques et périls. Les biens sont inscrits à l'actif immobilisé « immobilisations corporelles du domaine concédé » au bilan du groupe EDF pendant toute la durée du contrat de concession. De même, ils apparaissent au passif de ce bilan dans les comptes spécifiques des concessions et dans les provisions pour renouvellement.

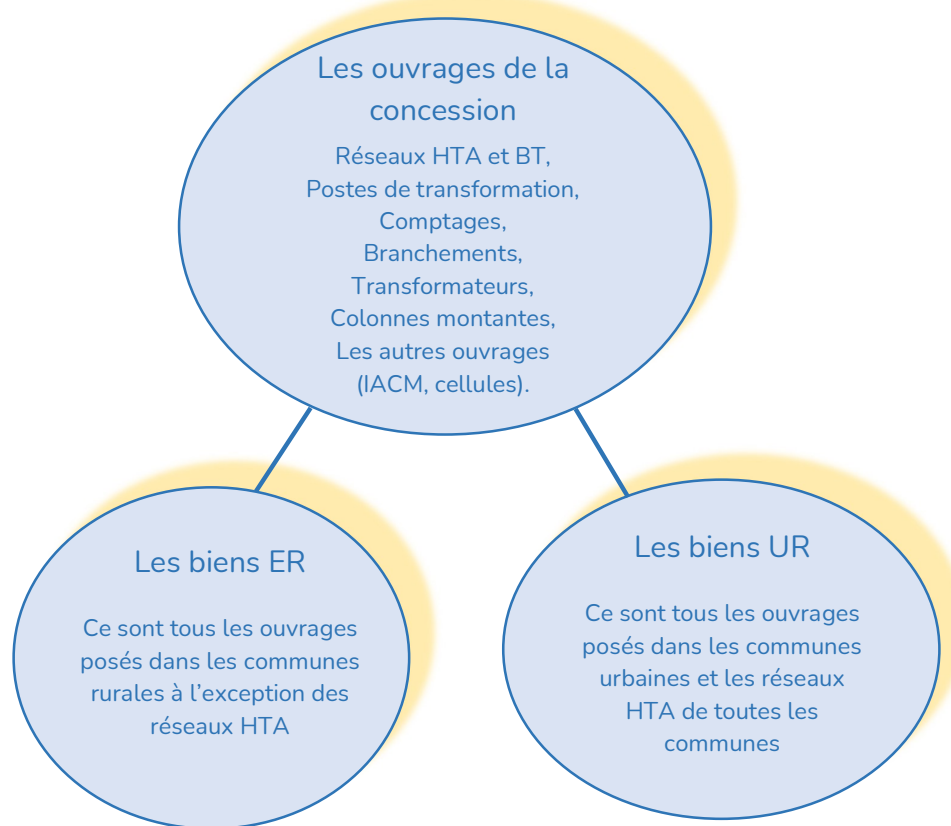
1.1. Les biens de retour dans la comptabilité du concessionnaire

Comme précisé ci-dessus, les biens de retour sont les ouvrages qui permettent la distribution de l'électricité jusqu'à l'abonné. Ces biens sont dits urbains (UR) ou d'électrification rurale (ER). Ils sont classés selon leur type d'ouvrage et la commune où ils sont implantés.

A la signature du contrat de concession en 1993, il y avait également une catégorie qui classait les ouvrages en bien localisés ou non localisés. Dans les biens localisés, on trouvait tous les réseaux et les postes de transformation. Dans les biens non localisés, il y avait les transformateurs, les branchements et les compteurs. Depuis la mise en application de l'avenant n°9 au CCC en 2014 (page 13 de ce rapport) les biens non localisés sont appelés à devenir des ouvrages localisés. C'est déjà le cas pour les transformateurs et le compteur LINKY.

Répartition des ouvrages (voir graphique ci contre)

Répartition des ouvrages



Cette classification reprend la répartition de la maîtrise d'ouvrage telle qu'elle est décrite dans l'avenant n°4 (page 12 de ce rapport) où ENEDIS doit travailler sur le réseau HTA dans toutes les communes de la concession et sur le réseau BT dans les communes urbaines à l'exception des travaux d'effacement BT qui sont réalisés par le SIEM. Les travaux sur le réseau BT dans les communes rurales sont effectués par le SIEM.

Dans la comptabilité d'ENEDIS, les travaux du SIEM sur son patrimoine et dans la zone de desserte qui lui a été attribuée sont enregistrés en remise gratuite. A contrario, les travaux du SIEM sur les biens urbains en particulier les travaux d'effacement sont enregistrés au coût qu'aurait supporté l'entreprise si elle les avait construits elle-même. Leur amortissements constituent la dette d'ENEDIS envers le SIEM au bilan du passif d'ENEDIS.

Pour tous les ouvrages, ENEDIS pratique un amortissement industriel sur le mode linéaire avec les durées d'amortissement suivantes :

- | | |
|----------------------------|----------------------------|
| ▪ Génie civil des postes | 45 ans, |
| ▪ Canalisations HTA et BT | 40 ans ou 50 ans, |
| ▪ Postes de transformation | 30 ou 40 ans, |
| ▪ Installation de comptage | 20 à 30 ans ⁸ , |
| ▪ Branchements | 40 à 60 ans. |

Et pour les biens dits urbains seulement, le concessionnaire constitue des provisions pour renouvellement.

⁸ Certaines installations de comptage sont actuellement l'objet d'un amortissement accéléré.

1.2. Les provisions pour renouvellement

Spécificités des concessions, les provisions pour renouvellement ont pour but de pallier au surcoût dû à l'inflation d'une immobilisation destinée à être renouvelée par un concessionnaire qui n'est pas le propriétaire des ouvrages. Pour peu qu'il ait à effectuer ces renouvellements en fin de contrat, il subit une moins value patrimoniale que les provisions pour renouvellement lui permettent d'anticiper. Elles sont annuellement passées en charge en supplément de l'amortissement du bien par le concessionnaire. Elles sont financées par l'utilisateur au travers du TURPE et permettent à ENEDIS de réduire ses impôts sur les bénéfices. Elles sont inscrites dans le Cahier des Charges de Concession (CCC).

L'article 10 du CCC précise « ... En vue de pourvoir au financement des travaux de renouvellement de l'ensemble des biens concédés, tels qu'ils figurent au bilan sous la rubrique « immobilisations du domaine concédé » et devant faire l'objet d'un renouvellement avant ou après le terme normal de la concession, le concessionnaire sera tenu de pratiquer des amortissements industriels et de constituer des provisions pour renouvellement prenant en considération le coût de remplacement des immobilisations concernées. ». **Par la loi n°2004-803 du 9 août 2004, cette obligation a été ramenée aux seuls ouvrages renouvelables avant la fin de la concession.**

Les provisions pour renouvellement sont assises sur la différence entre la valeur d'origine des ouvrages et leur valeur de remplacement. Elles ont deux utilisations possibles :

- Pendant la durée du contrat de concession, elles sont utilisées par ENEDIS pour le financement des travaux de renouvellement des ouvrages de la concession. Elles sont considérées pour les biens réputés financés par le SIEM comme un financement de l'autorité concédante sur le nouveau bien. L'exédent éventuel de provision est repris en résultat exceptionnel du concessionnaire.
- Au terme de la concession, les provisions non utilisées doivent revenir au SIEM suivant l'article 31 du CCC : « En cas de renouvellement de la concession, l'exédent éventuel des provisions constituées par le concessionnaire pour le renouvellement ultérieur des ouvrages concédés par rapport aux sommes nécessaires pour ces opérations sera remis à l'autorité concédante qui aura l'obligation de l'affecter à des travaux sur le réseau concédé, à l'exclusion de toute autre dépense. ».

Les provisions pour renouvellement (évolution sur six ans)

Montants en k€	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Total	92 662	87 693	84 899	82 356	80 214	79 480
Ecart		-4 969	-2 794	-2 543	-2 142	-734

D'années en années, les provisions baissent. Logiquement, puisque les ouvrages anciens qui les portaient sont peu à peu renouvelés. Artificiellement, par l'allongement des durées de vie de certains ouvrages et par la disparition des ouvrages non localisés qui étaient considérés comme des biens urbains quelque soit l'endroit où ils étaient installés.

2. La valeur financière du patrimoine (d'après les données ENEDIS- fichier 2901)

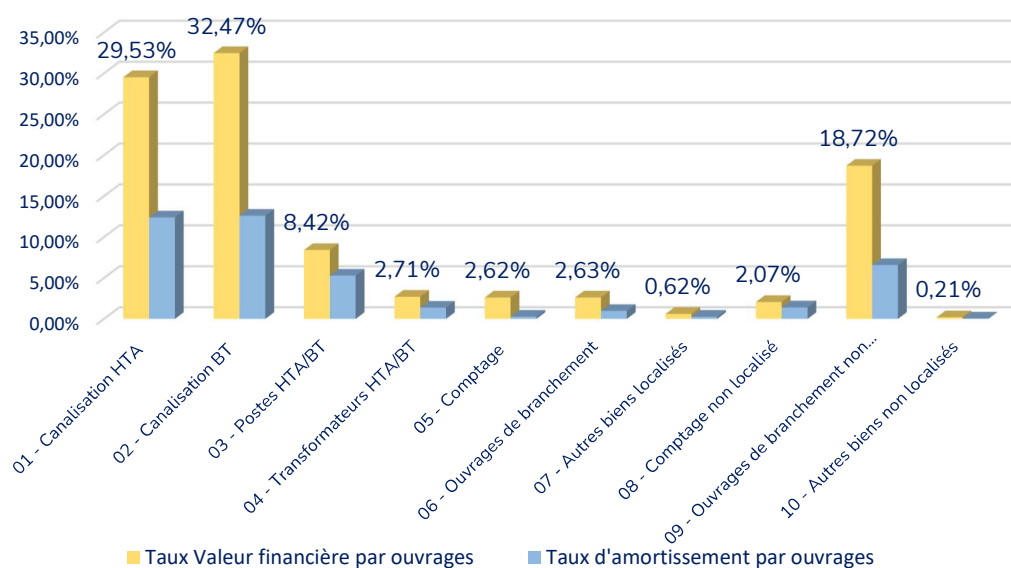
La valeur financière du patrimoine de la distribution publique d'électricité arrêtée au 31 décembre 2019.

	Valeur Brute d'Actif	Amortissement	Valeur Nette Comptable	Provisions	Valeur de remplacement
2019 (en k€)	874 627	360 999	513 627	79 480	1 122 246

Et dans le détail par ouvrages :

Montant en k€	Valeur Brute d'Actif	Amortissement	Valeur Nette Comptable	Provisions	Valeur de remplacement
01 - Canalisation HTA	258 284	108 464	149 821	41 276	348 924
02 - Canalisation BT	284 016	110 286	173 730	18 439	366 926
03 - Postes HTA/BT	73 667	46 336	27 330	9 240	100 009
04 - Transformateurs HTA/BT	23 723	12 100	11 623	2 769	31 575
05 - Comptage	22 951	2 421	20 530	0,00	22 951
06 - Ouvrages de branchement	22 961	8 523	14 438	0,00	27 772
07 - Autres biens localisés	5 410	2 392	3 018	180	5 713
08 - Comptage non localisé	18 083	12 343	5 740	0,00	18 083
09 - Ouvrages de branchement non localisés	163 705	57 606	106 099	7 573	198 449
10 - Autres biens non localisés	1 827	529	1 298	3	1 844
TOTAL	874 627	360 999	513 627	79 480	1 122 246

La valeur financière des canalisations représente plus de la moitié du patrimoine financier (62 %) suivi par la valeur des postes de transformation à 8,42 %.



Le patrimoine est amorti à 41,27 % avec un amortissement de 10,55 % pour la catégorie 05-comptage qui correspond aux compteurs Linky et de 68,26 % pour les comptages non localisés (08). Cette donnée reprend les derniers compteurs non encore re-localisés et qui ne sont peut être pas le reflet de la réalité compte tenu de leur enregistrement initial.

3. Le financement du patrimoine

Le patrimoine est constitué d'ouvrages construits sous la maîtrise d'ouvrage et le financement du SIEM ou d'ENEDIS, avec des participations financières de personnes morales ou physiques. Tous les ans, ENEDIS transmet un fichier qui reprend tous les travaux enregistrés par ENEDIS dans l'année. Ce fichier précise le financeur des opérations.

Sont considérés comme financement :

- **d'ENEDIS :**
 - ✓ les travaux que le concessionnaire finance,
 - ✓ les contributions des tiers aux travaux d'extension,
 - ✓ dans le cadre de ses travaux de renouvellement (article 10 du CCC), les amortissements et provisions pour renouvellement dans la proportion de sa participation,
 - ✓ la Part Couverte par le Tarif (PCT) versée au SIEM,
 - ✓ l'article 8 du Cahier des Charges de Concession qui précise que le concessionnaire verse à l'autorité concédante, une participation au financement des travaux de celle-ci en zone urbaine.
- **du SIEM,**
 - ✓ les travaux que l'autorité concédante finance,
 - ✓ dans le cadre de travaux de renouvellement du concessionnaire (article 10 du CCC), les amortissements et provisions pour renouvellement dans la proportion de sa participation.
 - ✓ les participations des tiers sur les travaux de modification de branchement ou de déplacement d'ouvrages par ENEDIS.

Les investissements enregistrés en 2019 (en €)

Année	Financement ENEDIS	Financement SIEM	TOTAL
Avant 2000*	1 057 269,15	2 385 243,18	3 442 512,33
2002*	1 608,45	11 725,82	13 334,27
2004*	9 405,39	-6 659,23	2 746,16
2006*	143,01	1 107,23	1 250,24
2008*	168,77	4 963,35	5 132,12
2009*	285,00	2 755,51	3 040,51
2011*	2 958,28	2 219,63	5 177,91
2013*	0,00	5 421,07	5 421,07
2014*	253 288,50	13 321,48	266 609,98
2015*	683,83	14 561,58	15 245,41
2016*	23 140,30	-10 181,95	12 958,35
2017*	233 077,98	-18 093,43	214 984,55
2018*	5 198 012,00	2 089 241,96	7 287 253,96
2019	19 892 349,07	12 352 805,15	32 245 154,21
TOTAL	26 672 389,73	16 848 431,35	43 520 821,07

* Régularisation enregistrement travaux années antérieures

Pour information, on retrouve dans ce tableau sur les 4 dernières années des investissements du concessionnaire pour linky s'élevant à 5 457 519 €.

4. Le droit du concédant (et la fin de concession)

Le droit du concédant correspond aux droits et obligations des deux signataires du contrat au terme de la concession et notamment de remettre les biens de retour à l'autorité concédante. Il est inscrit au passif du bilan du concessionnaire.

Passif du bilan du concessionnaire pour les biens SIEM (en k€)

Compte spécifique des concessions	2019
dont contrevalueur des biens	513 627
dont financement du concessionnaire non amorti	-229 568
dont amortissement du financement du concédant	132 848
Provision pour renouvellement	79 480

Pour rappel, les amortissements du financement de l'autorité concédante ne concernent que les investissements du SIEM sur les biens urbains (voir page 77). Tous les travaux du concessionnaire apparaissent dans le financement non amorti du concessionnaire.

Biens amortis ou remise gratuite

Type de travaux	Commune Urbaine		Commune Rurale	
	Travaux ENEDIS	Travaux SIEM	Travaux ENEDIS	Travaux SIEM
Réseau BT	Biens amortis	Biens amortis	Biens amortis	Remise gratuite
Réseau HTA	Biens amortis	Biens amortis	Biens amortis	Remise gratuite
Poste de transformation	Biens amortis	Biens amortis	Biens amortis	Remise gratuite
Cellules, IACM	Biens amortis	Biens amortis	Biens amortis	Remise gratuite
Transformateur	Biens amortis	Biens amortis	Biens amortis	Remise gratuite
Compteur	Biens amortis	Biens amortis	Biens amortis	Sans objet
Branchements	Biens amortis	Biens amortis	Biens amortis	Remise gratuite

Calcul du droit du concédant (en k€):

$$\text{Le total « droit du concédant »} = \text{Valeur nette comptable – des ouvrages (VNC)} - \text{VNC des ouvrages financés par ENEDIS} + \text{Cumul des amortissements des ouvrages urbains financés par le SIEM}$$

Droit du concédant	Valeur nette comptable – des ouvrages (VNC)	VNC des ouvrages financés par ENEDIS Amortissement	Cumul des amortissements des ouvrages urbains financés par le SIEM
416 907	513 627	-229 568	132 848

4.2. Le ticket de « sortie »

Il découle de l'article 31 du CCC qui prévoit la fin du contrat de concession.

Article 31 du CCC

- **Le renouvellement de la concession :** l'excédent éventuel des provisions constituées par rapport aux sommes nécessaires pour ces opérations sera remis à l'autorité concédante, qui aura l'obligation de l'affecter à des travaux sur le réseau concédé, à l'exclusion de toute autre dépense.
- **Le non renouvellement de la concession :**
 - ✓ Le concessionnaire sera tenu de remettre à l'autorité concédante les ouvrages et le matériel de la concession en état normal de service.
 - ✓ Le concessionnaire recevra de l'autorité concédante une indemnité égale à la valeur nette comptable (VNC) des ouvrages faisant partie de la concession dans la proportion de sa participation à leur établissement. Cette indemnité sera réévaluée au taux moyen des financements à long terme du concessionnaire.
 - ✓ Le concessionnaire reversera à l'autorité concédante le solde des provisions constituées complété des amortissements industriels constitués dans la proportion de la participation du concédant.

Le ticket de sortie se calcule comme suit :

$$\text{Ticket de sortie} = \text{Financement ENEDIS} - (\text{Financement SIEM} + \text{Provisions pour renouvellement non utilisées})$$

Si le ticket est :

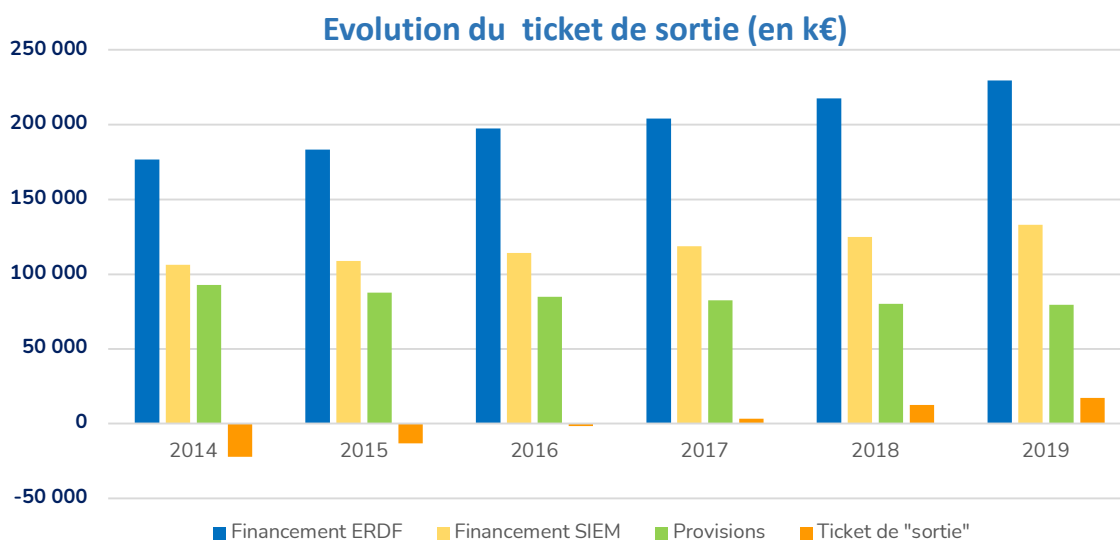
- positif, c'est une dette du SIEM vis-à-vis d'ENEDIS,
- négatif, c'est une dette d'ENEDIS vis-à-vis du SIEM.

K€	TOTAL
Financement ENEDIS	229 568
Financement SIEM	-132 848
Provisions	-79 480
Ticket de « sortie »	17 240

Evolution du ticket de sortie

Montants en k€	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Financement ERDF	176 584	183 172	197 438	204 225	217 641	229 568
Financement SIEM	106 199	108 684	114 145	118 628	124 801	132 848
Provisions	92 662	87 693	84 899	82 356	80 214	79 480
Ticket de "sortie"	-22 278	-13 205	-1 606	3 241	12 626	17 240

En 2010, le ticket de sortie était de -32 356 k€ en faveur du SIEM. En 2019, il est de 17 240 k€ en faveur d'ENEDIS. En 9 ans, il y a un écart de 49 596 k€ entre les deux tickets de sortie, soit une variation de 153,28 %.



La raison de cette inversion rapide réside uniquement dans les évolutions des règles. Qu'elles soient législatives ou issues de décisions unilatérales d'ENEDIS, elles ont changé la donne. Parmi celles - ci, on notera :

- la loi n°2004-803 du 9 août 2004,
- les décrets comme le décret n °2014-496 du 16 mai 2014 relative à la ruralité,
- Les protocoles FNCCR-ENEDIS qui s'imposent de fait au SIEM comme les avenants n°7 pour la PCT, n°9 pour les ouvrages localisés et n°10 pour entériner le décret FACÉ
- les décisions d'ENEDIS comme les rallongements des durées de vie de certaines catégories d'ouvrages.

Mais au risque de se répéter, il est utile de rappeler que le ticket de sortie n'est que l'aboutissement des normes propres à une comptabilité concessive. Il ne reflète en rien les investissements d'ENEDIS et du SIEM sur le patrimoine marnais. Pour preuve :

la valeur financière de ce patrimoine par ouvrages et par financeurs : le SIEM ou ENEDIS.

Immobilisation en k€	VBA	Ecart de réévaluation (1959 -1976)	Financement SIEM	Financement ENEDIS
01 - Canalisation HTA	258 284	1 620	97 137	159 528
02 - Canalisation BT	284 016	2 200	194 609	87 207
03 - Postes HTA/BT	73 666	1 087	32 910	39 670
04 - Transformateurs HTA/BT	23 723	0	13 404	10 319
05 - Comptage	22 951	0	5 245	17 706
06 - Ouvrages de branchement	22 961	0	12 776	10 185
07 - Autres biens localisés	5 410	24	294	5 091
08 - Comptage non localisé	18 083	0	7 533	10 550
09 - Ouvrages de branchement non localisés	163 705	0	110 691	53 014
10 - Autres biens non localisés	1 827	0	3	1 824
TOTAL	874 627	4 932	474 600	395 095

La répartition par investisseurs donne 54,26 % pour le SIEM et 45,17 % pour ENEDIS. La différence 0,54 % correspond aux écarts de réévaluation de 1959 et 1976.

CONCLUSION

Et voilà clap de fin pour ce 1^{er} contrat de concession de la distribution publique d'électricité.

Que reste t'il de ses 26 années de collaboration avec ENEDIS ?

Notre concession est atypique pour beaucoup de raison. Mais la principale repose sur la très bonne entente avec les femmes et les hommes de notre concessionnaire durant toutes ces années. Nous avons su travailler ensemble pour l'intérêt des usagers de l'électricité et pour réduire les coûts. Bien avant la création, dans la loi NOME, des conférences départementales du même nom, ENEDIS et le SIEM se réunissaient régulièrement pour discuter, réfléchir à la meilleure solution économique pour une meilleure qualité de l'énergie et dans l'intérêt des usagers.

L'énergie desservie aux abonnés marnais est continue et de très bonne qualité. Le critère B⁹ est en baisse. Mais là encore, cette excellence est le fruit d'un travail en bonne intelligence du SIEM et d'ENEDIS.

Les données fournies pour le contrôle de cette mission de service public ont été l'un des seuls éléments discordants entre nos deux entités. Il faut reconnaître que faire bouger une direction régionale qui se retranche derrière son national n'est pas facile et prend du temps, beaucoup de temps. Aujourd'hui les données sont de meilleures qualités, en plus grand nombre, voire en très grand nombre !

⁹ Voir page 40



votre Collectivité

ÉNERGÉTIQUE



Syndicat Intercommunal d'Énergies de la Marne

2 place de la Libération - BP 352

51022 CHÂLONS-EN-CHAMPAGNE Cedex

Tél : 03.26.64.13.22

siem@siem51.fr / www.siem51.fr



web