RAPPORT DE CONTRÔLE DE LA CONCESSION DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ *EXERCICE 2019*

Sigeif

SERVICE PUBLIC
DU GAZ, DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DES ÉNERGIES LOCALES
EN ÎLE-DE-FRANCE

SOMMAIRE

LISTE DES COMMUNES ADHÉRENTES DU SIGEIF 5

CHIFFRES CLÉS DE LA CONCESSION EN 2019 6

PRÉAMBULE 8

1_

PATRIMOINE TECHNIQUE ET FINANCIER DE LA CONCESSION 11

Analyse des données physiques

Le réseau de la concession

Les branchements de la concession

Analyse des données financières 28

Informations relatives au patrimoine

Informations relatives aux droits du concédant (bilan de la concession)

2_

CLIENTÈLE DE LA CONCESSION ET ÉNERGIE ACHEMINÉE 41

Évolution des données 42

La clientèle de la concession

L'énergie acheminée

L'enquête annuelle de satisfaction auprès des clients-usagers

Autres indicateurs "fourniture"

3_

QUALITÉ DE L'ÉLECTRICITÉ DISTRIBUÉE 55

Continuité de la fourniture 56

Le temps moyen de coupure (critère B)

Interruption de l'énergie acheminée liée au réseau HTA

Interruption de l'énergie acheminée liée au réseau BT et aux postes de transformation HTA/BT

Indicateurs locaux de la continuité de fourniture

Autres indicateurs "performance"

Tenue de la tension 74

Tenue de la tension HTA

Tenue de la tension BT

Contraintes sur les ouvrages 80

Intensités maximales atteintes

Contraintes sur les départs HTA

Postes HTA/BT pour lesquels au moins un dipôle est en surcharge (Imax et Tmax)

Décret 2007-1826 du 24 décembre 2007

Évolution de ces quatre critères 83

Tenue de la tension sur le réseau

Continuité de l'alimentation électrique sur le réseau en un point particulier

Disposition concernant le réseau public de transport d'électricité

4_

PROGRAMMES D'INVESTISSEMENT 2019 ET PLAN DE MAINTENANCE DU DISTRIBUTEUR 89

Investissements consacrés à la performance du réseau 90

Investissements sur les postes sources et orientations ultérieures

Bilan des investissements 2019 sur les réseaux HTA et BT

Bilan des investissements des cinq dernières années

Le Plan pluriannuel d'investissement 2020-2023

5_

CONTRÔLE CONTINU SUR LES OUVRAGES CONCÉDÉS 97

Les projets de construction d'ouvrages de distribution publique 98

Déclaration des projets à l'autorité concédante

Déclarations de commencement de travaux et certificats de conformité

Les avis sur les dossiers émis par le Sigeif

6_

CONTRÔLE CIBLÉ 105

Analyses particulières et ponctuelles effectuées par le Sigeif 106

Valorisation de la remise gratuite (VRG)

Critère B : les trois départements les plus contraints

Incidents BT aux 100 km : les cinq communes les plus impactées

7_

CONTRÔLE FINANCIER 113

Contrôle financier, veille et actions 114

Le contexte

Les principales zones de risque pour le concédant

Analyse des procédures, méthodes et principes comptables

Contrôles sur pièces, analyse de la piste d'audit, tests d'application des procédures

Conclusion sur les contrôles réalisés

Analyse des données financières présentées dans le Crac 2019 du concessionnaire 128

Compte de résultat de la concession de distribution d'électricité

8_

CONCLUSION 135

Synthèse du contrôle technique 137

Synthèse du contrôle comptable et financier 140

9_

ANNEXES 143

Inventaires des ouvrages, par commune, au 31 décembre 2019 144

Nombre de clients et énergie acheminée en 2019 sur la concession du Sigeif 150

Valorisation 2019 de la remise gratuite par Enedis 154

Répartition, par décennie, du linéaire des lignes et canalisations BT 158

Causes des incidents basse tension et nombre d'incidents aux 100 km 160

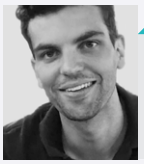
VOS INTERLOCUTEURS POUR LE CONTRÔLE DE LA CONCESSION DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ

CHRISTOPHE PROVOT
DIRECTEUR GÉNÉRAL

GRÉGORY FICHET
DIRECTEUR GÉNÉRAL ADJOINT CONCESSIONS & INNOVATION

LENNY COLLET
DIRECTEUR DES SERVICES TECHNIQUES

OMER GELI
CHARGÉ DE MISSION CONTRÔLE DE LA CONCESSION ÉLECTRICITÉ

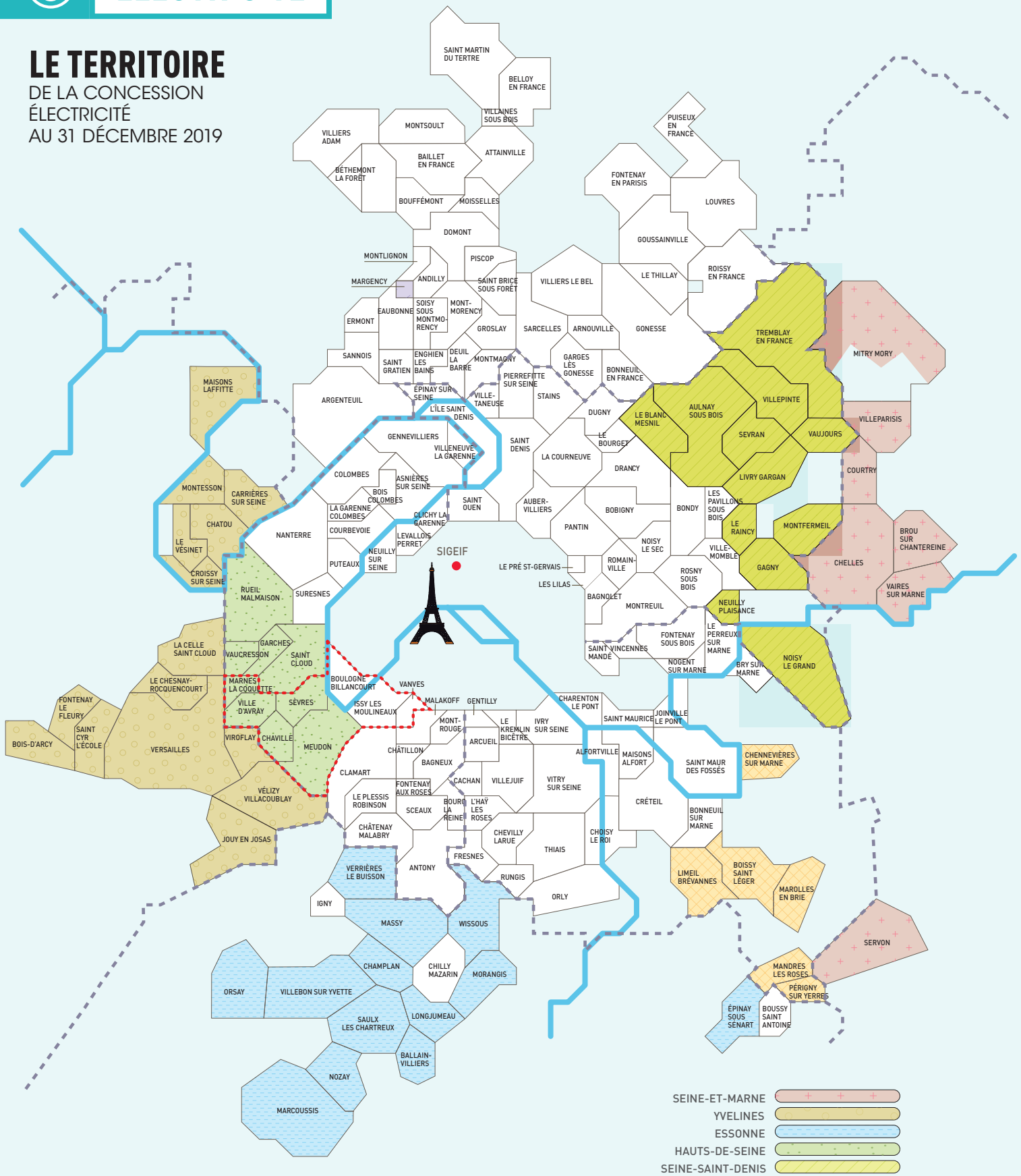


ARNAUD BESSON
CHARGÉ DE MISSION CONTRÔLE DE LA CONCESSION ÉLECTRICITÉ

ÉLECTRICITÉ

LE TERRITOIRE

DE LA CONCESSION
ÉLECTRICITÉ
AU 31 DÉCEMBRE 2019



1 451 540 habitants, 8 903 km de réseau de distribution.

SOIXANTE-TROIS COMMUNES ADHÉRENTES

SEINE-ET-MARNE

Brou-sur-Chantereine
Chelles
Courtry
Mitry-Mory*
Servon
Vaires-sur-Marne
Villeparisis

YVELINES

Bois-d'Arcy
Carrières-sur-Seine
La Celle-Saint-Cloud
Chatou
Le Chesnay-Rocquencourt
Croissy-sur-Seine
Fontenay-le-Fleury
Jouy-en-Josas
Maisons-Laffitte
Montesson
Saint-Cyr-l'École
Vélizy-Villacoublay
Versailles
Le Vésinet
Viroflay

ESSONNE

Ballainvilliers
Champlan
Épinay-sous-Sénart
Longjumeau
Marcoussis
Massy
Morangis
Nozay
Orsay
Saulx-les-Chartreux
Verrières-le-Buisson
Villebon-sur-Yvette
Wissous

HAUTS-DE-SEINE

Chaville
Garches
Marnes-la-Coquette
Meudon
Rueil-Malmaison
Saint-Cloud
Sèvres
Vaucresson
Ville-d'Avray

SEINE-SAINT-DENIS

Aulnay-sous-Bois
Le Blanc-Mesnil
Gagny
Livry-Gargan
Montfermeil
Neuilly-Plaisance
Noisy-le-Grand
Le Raincy
Sevran
Tremblay-en-France
Vaujours
Villepinte

VAL-DE-MARNE

Boissy-Saint-Léger
Chennevières-sur-Marne
Limeil-Brévannes
Mandres-les-Roses
Marolles-en-Brie
Périgny-sur-Yerres

VAL-D'OISE

Margency

** Est exclue la partie du territoire de cette commune exploitée par la régie municipale*

CONCESSION ÉLECTRICITÉ EN 2019 CHIFFRES CLÉS

63
COLLECTIVITÉS

1 451 540 *
HABITANTS
* (Population municipale : 1 434 298 habitants)

700 341
CLIENTS

6,4 TWH
D'ÉLECTRICITÉ ACHEMINÉS *
* (1 TWh = 1 000 000 kWh)

952 M€
VALEUR BRUTE DES OUVRAGES EN CONCESSION

47 %
TAUX D'AMORTISSEMENT

501 M€
VALEUR NETTE COMPTABLE

1 317 M€
VALEUR DE REMPLACEMENT

301 M€
DROIT À RÉCUPÉRER D'ENEDIS

21 M€
CONSACRÉS À LA PERFORMANCE DU RÉSEAU ÉLECTRIQUE, DONT

3 M€
POUR LES POSTES SOURCES

21 M€
CONSACRÉS AU DÉVELOPPEMENT DU RÉSEAU

246,3 M€
RECETTES D'ACHEMINEMENTS

61,8 M€
RÉSULTATS (TOTAL DES PRODUITS – TOTAL DES CHARGES), DONT

40 M€
DE CONTRIBUTION À L'ÉQUILIBRE

388 M€
DROIT DU CONCÉDANT ET

198 M€
DE PROVISION POUR RENOUVELLEMENT

322
CLIENTS AFFECTÉS PAR PLUS DE 6 COUPURES (TOUTES CAUSES CONFONDUES)

43,7 MIN
CRITÈRE "B"

28 436
CLIENTS COUPÉS PENDANT PLUS DE 3 HEURES SUITE À UN INCIDENT

7
INCIDENTS AUX 100 KM SUR LE RÉSEAU HTA, ET

14,3
SUR LE RÉSEAU BT EN CONCESSION

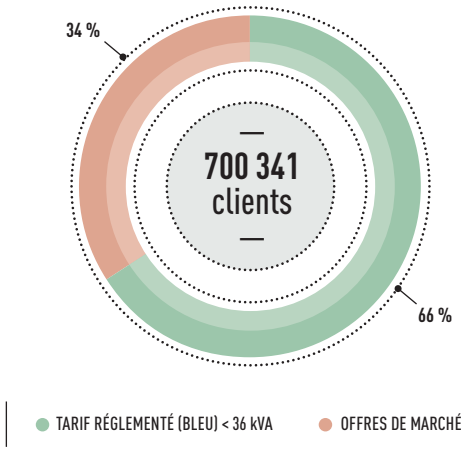
4 385
CLIENTS BT MAL ALIMENTÉS

84 %
DE CLIENTS SATISFAITS DE LA PRESTATION DU CONCESSIONNAIRE ENEDIS

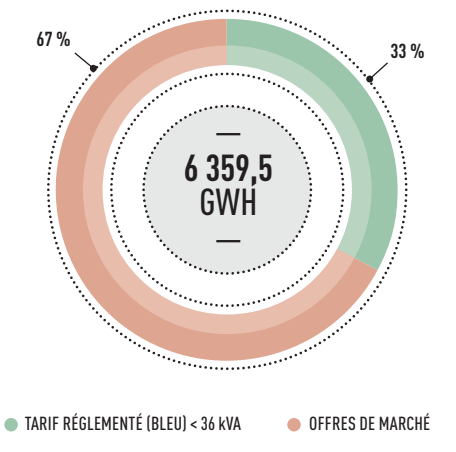
2 020
CLIENTS AIDÉS DANS LE CADRE DU FSL

27 028
CLIENTS CRÉDITÉS DU CHÈQUE ÉNERGIE PAR EDF COMMERCE

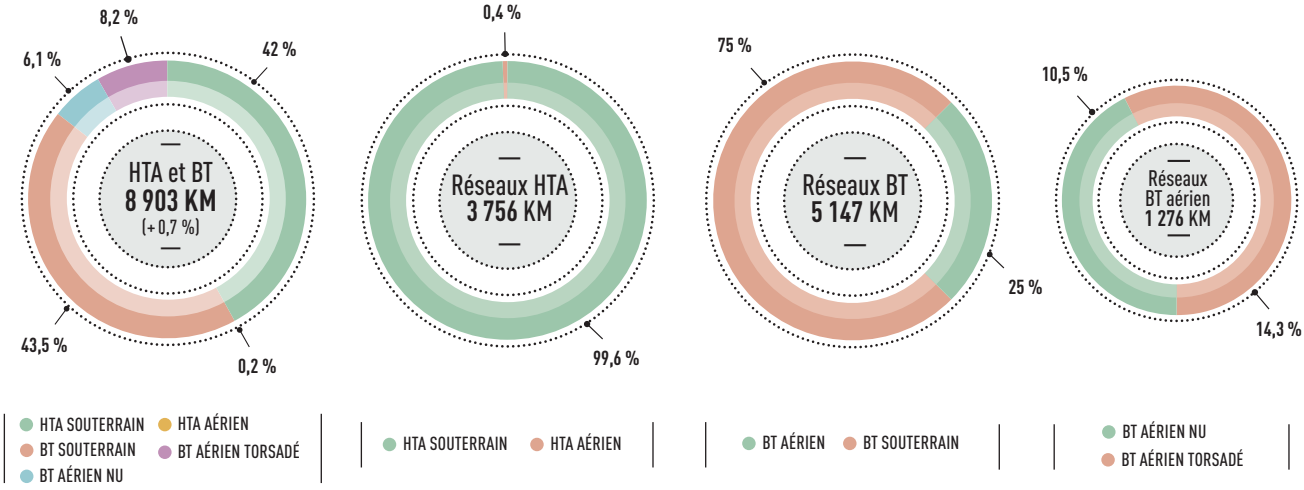
— RÉPARTITION DES CLIENTS —
ENTRE TARIF RÉGLEMENTÉ ET OFFRES DE MARCHÉ



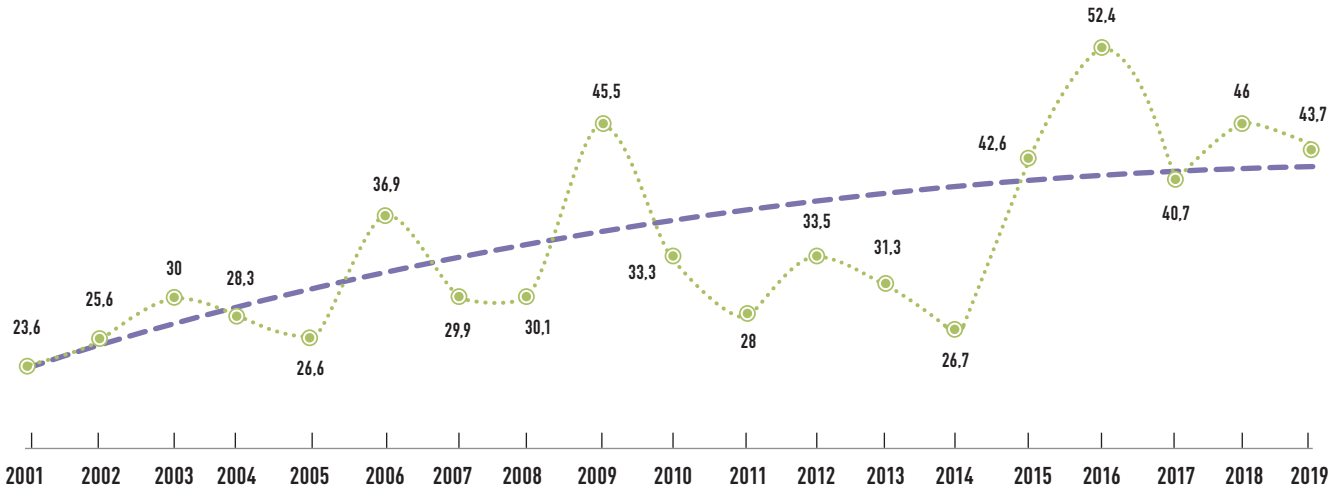
— RÉPARTITION DE LA CONSOMMATION —
ENTRE TARIF RÉGLEMENTÉ ET OFFRES DE MARCHÉ



— NATURE ET LONGUEUR DES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION —



— CRITÈRE B : DURÉE ANNUELLE DE COUPURE PAR CLIENT BASSE TENSION (EN MIN) —



PRÉAMBULE

PRÉAMBULE

Pour ses 63 communes adhérentes, le Sigeif garantit la performance durable des missions de service public confiées au concessionnaire Enedis et EDF Commerce, assure le contrôle technique et financier du patrimoine concédé et agit pour la transition énergétique du territoire.

La transition énergétique se développe sur les territoires amenant le réseau public de distribution d'électricité à évoluer pour faciliter l'intégration de la production décentralisée et le développement des infrastructures de recharge des véhicules électriques. Ces évolutions doivent se réaliser tout en poursuivant l'acheminement sécurisé de l'électricité à ses usagers. Le Sigeif s'inscrit dans cette dynamique de transformation du système énergétique avec un environnement de plus en plus contraint. Par le dialogue permanent que le syndicat entretient avec son concessionnaire pour la fourniture de l'énergie aux bénéficiaires du tarif réglementé de vente, pour le développement et l'exploitation du réseau public de distribution de l'électricité et, plus particulièrement, par ses actions de contrôle, le Sigeif apporte à ses communes adhérentes et à l'ensemble des usagers la garantie de la qualité, dans la durée, du service public délégué.

L'année 2019 a été marquée par la signature, fin octobre, du **nouveau contrat de concession,** qui apporte des évolutions majeures en installant la **gouvernance partagée** des investissements pour mettre en place un schéma directeur des réseaux et contribuer à la transition énergétique. Ces changements favorisent une meilleure écoute pour agir de façon concertée et concrète sur le territoire du Syndicat. Ensemble, nous constaterons les effets de ces transformations à partir de 2020 et des impacts positifs sur les prochains exercices.

Le Sigeif assure le contrôle du service public confié au concessionnaire selon trois axes :
- La performance opérationnelle (raccordement, qualité et continuité de l'acheminement, quantités acheminées), les investissements (renouvellement et développement) et la maintenance du réseau.
- L'inventaire physique et comptable du patrimoine concédé,
- La fourniture d'électricité aux clients bénéficiant des tarifs réglementés et la qualité du service rendu aux clients-usagers.

Le rapport de contrôle s'attache à mettre en évidence les évolutions constatées. Chaque commune aura, sur son territoire et pour la durée du contrat, la visibilité la plus complète des résultats du contrôle effectué.

LES PRINCIPAUX POINTS DU CONTRÔLE PORTANT SUR L'EXERCICE 2019

- l'inventaire, la maintenance et l'évolution des ouvrages concédés ;
- la répartition des clients et l'évolution de l'énergie acheminée ;
- la qualité de la fourniture et des prestations perçue par les clients et leur degré de satisfaction ;
- la qualité du produit distribué (continuité de la fourniture d'énergie, respect des caractéristiques électriques) ;
- l'analyse des incidents et le traitement des différentes contraintes sur le réseau (U, I, T) ;
- le programme d'investissements du concessionnaire en matière d'extension, de renouvellement, de renforcement et de maintenance ;
- l'analyse de la valeur financière et comptable des réseaux et des ouvrages concédés, avec la traçabilité des affectations comptables relatives à l'économie du concessionnaire ;
- la justification des mouvements liés à l'évolution de la provision pour renouvellement ;
- l'équilibre économique du contrat, le droit du concessionnaire et le droit du concédant.

En vertu de la législation en vigueur, la fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés de vente relève de la Direction commerce Île-de-France d'EDF et, pour le service public du développement et de l'exploitation du réseau de distribution d'électricité, d'Enedis, gestionnaire de réseau, qui est, en Île-de-France (hors Paris) :
- La Direction régionale Île-de-France Ouest (DR IDFO).
- La Direction régionale Île-de-France Est (DR IDFE).

— LE CONTRÔLE DU CONCESSIONNAIRE SE DÉROULE DE LA FAÇON SUIVANTE —

#1

PATRIMOINE TECHNIQUE ET FINANCIER DE LA CONCESSION

III

ANALYSE DES DONNÉES PHYSIQUES

ANALYSE DES DONNÉES PHYSIQUES

La qualité du service public dépend de celle du patrimoine concédé. Pour cette raison, le Sigeif attache une grande importance à le contrôler. La gouvernance partagée avec le concessionnaire permettra de le moderniser et de suivre son évolution sur la durée du contrat de concession.

LE RÉSEAU DE LA CONCESSION

Au 31 décembre 2019, la concession du Sigeif s'étend sur 63 communes, contre 64 un an auparavant, suite à la fusion des communes du Chesnay et de Rocquencourt. Son périmètre reste donc inchangé.

L'alimentation électrique des 700 341 utilisateurs de la concession est assurée par 43 postes sources HTB/HTA, dont 12 sont situés sur le territoire du Syndicat.
L'inventaire technique fait apparaître 598 départs HTA desservant la concession, soit 1 171 clients BT et HTA par départ, 4 600 postes de transformation HTA/BT de distribution publique et un linéaire total des réseaux, en grande majorité souterrain (85,5 %), de 8 903 km.

RÉSEAU HAUTE TENSION (HTA)

(Graphiques 1 et 3)

Ossature de la distribution publique de l'énergie électrique, le réseau HTA, dont la tension nominale varie de 10 à 20 kV, est souterrain à 99,6 %, avec une longueur de 3 756 km.

Les zones à risque générées par les câbles souterrains d'ancienne technologie, les zones boisées et les aléas climatiques font de certaines artères principales et antennes aériennes des points de vigilance qu'il convient de surveiller.

La représentation de la part du souterrain, par département, est illustrée par le graphique 3.

Lignes aériennes HTA

La concession totalise 13,5 km de lignes aériennes HTA, de tension nominale quasi homogène (12,4 km de lignes 20 kV), réparties sur onze communes et quatre départements (voir tableau 1).

Eu égard aux dispositions présentes au contrat de concession, ce linéaire ne peut être que constant ou réduit, excepté lors de l'adhésion d'une nouvelle commune. L'actualisation des données du patrimoine a pourtant généré une augmentation d'environ 100 m sur la commune de Saint-Cyr-l'École. Interrogé par le Syndicat, le concessionnaire a justifié ce mouvement par un redressement d'une anomalie cartographique (antenne HTA entre le poste Vaillant et le poste client Labo Mécanique qui avait été par erreur qualifiée en réseau souterrain).

Pour ce type d'ouvrage, les zones dites à risque reposent essentiellement sur leur proximité avec une zone boisée et sur la section "qualifiée faible" de ses conducteurs au regard de la puissance de court-circuit des postes sources.

Lignes souterraines HTA

À fin 2019, la concession totalise un linéaire de 3 756 km (0,7 % de plus qu'en 2018), dont 30 % (1101 km) de câbles à isolation papier imprégné, dits "CPI", considérés aujourd'hui comme désuets (voir tableau 2). Ces câbles, qui constituent avec les accessoires de dérivation et de jonction, les principales zones à risque de la concession, diminuent lentement (- 2 % par rapport à 2018 et - 4 % par rapport à 2016) et se répartissent comme suit :

- 55 km de câbles à ceinture cuivre (1,5 %) issus de technologies datant des périodes allant de 1920 à 1960,
- 47 km de câbles aluminium (1,5 %), issus de technologies datant des périodes allant de 1946 à 1960,
- 999 km de câbles dits "CPI : gaine alu et triplomb" posés entre 1961 et 1980.

La tension nominale de service est variable, 10 kV, 15 kV ou 20 kV, d'une zone géographique à l'autre (voir tableau 3), avec, pour les ouvrages les plus anciens (les "secteurs" sous 10 kV), un réseau long de 307 km (soit 8 % du linéaire souterrain HTA).

Enfin, les départements des Hauts-de-Seine, de la Seine-Saint-Denis et du Val-d'Oise disposent d'un réseau HTA entièrement souterrain.

Analyse des mouvements d'inventaire de faible ampleur

Certains mouvements d'inventaire sont la conséquence des travaux de fiabilisations ou de corrections réalisées par le concessionnaire. Par rapport à l'exercice précédent, le nombre de communes pour lesquelles une faible variation de linéaire a été enregistrée (arbitrairement fixée par l'autorité concédante à plus ou moins 20 m) est en légère augmentation (six, contre quatre en 2018, contre huit en 2017 et dix en 2016).

Un audit pourra donc être mené au cours du prochain exercice, à l'image de celui mené lors du contrôle 2018 (voir rapport de contrôle de l'exercice 2017 page 91).

— RÉSEAU HTA AÉRIEN (EN M) — *TABLEAU 1*

COMMUNES	2016	2017	2018	2019	NIVEAUX DE TENSION (EN KV)	NATURE DE L'OUVRAGE		
						TORSADÉ	NU	DONT FAIBLE SECTION
MITRY-MORY	4 124	4 124	4 124	4 124	20	-	4 124	-
SERVON	588	588	588	588	20	-	588	-
SOUS-TOTAL : SEINE-ET-MARNE	**4 712**	**4 712**	**4 712**	**4 712**	**-**	**-**	**4 712**	**-**
FONTENAY-LE-FLEURY	1 359	1 359	1 359	1 359	20	-	1 359	-
JOUY-EN-JOSAS	804	804	804	804	15	-	804	-
SAINT-CYR-L'ÉCOLE	229	229	229	311	15	-	311	311
SOUS TOTAL : YVELINES	**2 392**	**2 392**	**2 392**	**2 474**	**-**	**-**	**2 474**	**311**
BALLAINVILLIERS	196	196	196	196	20	-	196	-
MARCOUSSIS	4 303	4 303	4 303	4 303	20	-	4 303	-
MASSY	103	103	103	103	20	-	103	-
NOZAY	268	268	268	268	20	-	268	-
SAULX-LES-CHARTREUX	1 325	1 325	1 325	1 325	20	-	1 325	-
SOUS-TOTAL : ESSONNE	**6 195**	**6 195**	**6 195**	**6 195**	**-**	**-**	**6 195**	**-**
LIMEIL-BRÉVANNES	157	157	157	157	20	157	-	-
SOUS-TOTAL : VAL-DE-MARNE	157	157	157	157	-	157	-	-
TOTAL (11 COLLECTIVITÉS) ◢	**13 456**	**13 456**	**13 456**	**13 538**	**-**	**157**	**13 381**	**311**

— ÉVOLUTION DU RÉSEAU HTA SOUTERRAIN (EN M) — *TABLEAU 2*

	SOUTERRAIN			DONT CPI			TENSION NOMINALE DE SERVICE		
COMMUNES	2017	2018	2019	2017	2018	2019	10 kV	15 kV	20 KV
SEINE-ET-MARNE	346 507	349 640	352 013	83 742	79 097	77 433	-	87 831	268 424
YVELINES	808 577	811 313	812 825	261 556	259 372	255 128	86 351	473 080	314 752
ESSONNE	608 673	610 487	626 221	150 294	149 734	138 876	-	20 253	640 584
HAUTS-DE-SEINE	608 352	609 840	611 646	239 795	236 229	233 133	220 582	2 203	423 671
SEINE-SAINT-DENIS	1 126 790	1 131 492	1 135 953	333 437	330 195	326 351	-	293 201	958 285
VAL-DE-MARNE	196 463	197 824	198 931	68 026	67 690	67 400	-	-	201 025
VAL-D'OISE	5 207	5 207	5 194	2 320	2 320	2 283	-	5 194	-
TOTAL * ◢	**3 700 568**	**3 715 804**	**3 742 782**	**1 139 170**	**1 124 636**	**1 100 604**	**306 932**	**881 763**	**2 806 742**

* Correspondance entre fichier technique et représentation géographique en cours d'investigations complémentaires.

POSTES DE TRANSFORMATION HTA/BT DE DISTRIBUTION PUBLIQUE

(Voir tableaux 4 et 5)

Le poste de transformation électrique HTA/BT de distribution publique est l'interface entre les réseaux moyenne tension (HTA) et basse tension (BT). Sur la concession du Sigeif, il est généralement constitué d'une enveloppe mécanique (génie civil), d'interrupteurs HTA, d'un transformateur de courant électrique et d'un tableau basse tension. L'ensemble de ces composantes fait partie des ouvrages concédés.

En moyenne, ce sont 152 clients-usagers par unité.

Inventaire

La concession du Sigeif comptabilise 4 600 postes de transformation HTA/BT de distribution publique répartis comme suit :
- 4 465 postes de transformation de distribution publique,
- 135 postes de transformation mixtes, c'est-à-dire communs avec un transformateur "abonné ou client".

L'autorité concédante souligne, une nouvelle fois, les difficultés à croiser les fichiers communiqués, dans le cadre du contrôle, "fichier OHTA-006 pour la base technique" et "inventaire des biens localisés et non localisés pour la base comptable" qui, faute de code invariant commun aux deux bases, ne lui permet pas de retrouver les valeurs annoncées dans le Crac (voir tableau 4).
Enfin, les quatre principales constructions – cabine basse (génie civil traditionnel), en immeuble, urbain portable (préfabriqué) et urbain compact (préfabriqué) – comptabilisent, à elles seules, plus de 98 % du patrimoine concédé (voir tableau 5). Le Syndicat invite, une nouvelle fois, son concessionnaire à exclure les ouvrages provisoires (11 cabines chantiers) des ouvrages concédés.

Puissance apparente installée

Si, généralement, il est installé un transformateur par enveloppe (4 600 postes de transformation HTA/BT), la densité des zones desservies conduit à l'équipement de deux – voire trois, quatre ou cinq – transformateurs HTA/BT dans la même enceinte (5 042 sources HTA/BT).

La puissance apparente totale installée sur la concession du Sigeif est de 2 597 MVA (+ 1,7 %, par rapport à 2018), soit une puissance moyenne par poste de transformation et par source HTA/BT de, respectivement, 565 kVA et de 515 kVA.

Âge moyen et analyse

L'âge moyen des postes de transformation HTA/BT de distribution publique est de 40 ans, pour une durée d'amortissement de :
- 30 ans pour les transformateurs HTA/BT,
- 40 ans pour l'appareillage électrique (tableau HTA, tableau BT…),
- 45 ans pour le génie civil.

RÉSEAU BASSE TENSION (BT)

Le réseau basse tension (230-400 V) correspond à la partie terminale de la distribution publique de l'énergie électrique. Il a la particularité d'être répertorié par tronçon homogène localisé au plus près des usagers.

Grâce à l'effort et à la volonté des communes et du Syndicat de moderniser par l'effacement des lignes aériennes, conjugué à la participation financière et à quelques interventions d'Enedis, la part des réseaux aériens BT nu et torsadé diminue peu à peu.

Inventaire

(Voir graphique 2 et tableaux 6 et 7)

Le réseau basse tension, long de plus de 5 147 km à fin 2019, est composé de :
- 3 871 km de canalisations souterraines (75 %),
- 542 km de lignes aériennes en conducteurs nus (11 %),
- 734 km de lignes aériennes en conducteurs isolés torsadés (14 %).

Remarque : le linéaire déclaré dans la base technique « Oscar » et dans la base comptable « Iris » diffère, faisant apparaître au niveau de la concession un écart de plus de 41 km, contre 9 km en 2018. Cette situation, qui repose essentiellement sur la date à laquelle sont effectuées les requêtes et également sur l'intervalle de temps entre les deux traitements, suscite des interrogations au regard de l'importance de cet écart entre les deux bases.
En conséquence, un audit spécifique sera mené lors du prochain contrôle.

Âge du réseau BT

(Voir cartes pages 26 et 27)

À fin 2019, l'âge moyen du réseau basse tension de la concession est, avec 41,4 ans[1], en constante augmentation et suggère, dans le prolongement des années précédentes, un vieillissement des ouvrages dû à une insuffisance des investissements apportés par le concessionnaire.

(1) Source SIG Enedis.

La répartition par décennie et par commune du linéaire des lignes et des canalisations BT (sources SIG et Iris) figure en annexe du présent rapport.

Totalisant plus d'un tiers du linéaire de la concession (38 % - 1 931 km), contre 1 920 km en 2018, les ouvrages de plus de cinquante ans se répartissent de la façon suivante (voir tableau 9) :
- 61 % pour les canalisations souterraines,
- 21 % pour les lignes aériennes nues,
- 18 % pour les lignes aériennes torsadées.

Comme cela a été souligné lors des précédents contrôles, le rapport de synthèse sur la mission des commissaires aux comptes, relative au contrôle des opérations d'inventaire de décembre 2003, a identifié les attributs fiables de la GDO BT à prendre en compte, à l'exception, toutefois, de celui afférent à la date de construction. Dans le but de faciliter tout rapprochement ultérieur des fichiers du SIG (ex-GDO) avec les fichiers comptables, ce rapport avait recommandé à EDF (concessionnaire à l'époque) la fiabilisation progressive de l'attribut datation.
Ces recommandations sont donc reprises, d'autant que, lors de sa présentation à la commission de suivi du cahier des charges réunie le 15 novembre 2002, le concessionnaire avait exposé le but de cet inventaire (cf. rapport de contrôle 2010, page 20).
La décision arbitraire du concessionnaire de renseigner le champ "date de pose" par "1946" (voir tableau 8) concerne plus de 1 657 km de réseau BT (-2 km par rapport à l'exercice précédent) et relève de son entière responsabilité.

Enfin, l'autorité concédante souligne l'arrêt, en 1976, de la construction des réseaux aériens BT en conducteurs nus, au profit des conducteurs isolés torsadés. En conséquence, et faute d'éléments précis d'inventaire, il conviendrait donc de poursuivre l'ajustement du SIG, notamment en ce qui concerne la partie "nu" postérieure à 1976 (environ 117 km, variation quasi nulle par rapport à 2018) et le torsadé alu antérieur à 1960 (337 km, contre 338 km en 2018).

RÉSEAU AÉRIEN BT

(Voir carte page 24 et graphique 4)

La carte réseau électrique aérien basse tension illustre, pour chaque commune, la part des lignes aériennes en conducteurs nus, construites, pour les plus récentes, depuis plus de quarante ans.

Ce réseau de 542 km de long, dont 6,6 km sont répertoriés comme "faible section", constitue la principale zone de fragilité des ouvrages aériens.
En 2019, près de 7 km de lignes aériennes ont été déposés : 5 km en conducteurs nus et 2 km en conducteurs isolés torsadés, représentant respectivement 1 % et 0,3 % de leur linéaire 2018.

À périmètre constant de la concession Sigeif (quarante-huit communes adhérentes en 2003), l'importance en volume de ce type d'ouvrage repose – malgré les opérations d'enfouissement réalisées depuis 2001 par le Syndicat, à hauteur de 170 km de lignes aériennes en conducteurs nus (– 27 %) et 113 km de lignes aériennes en conducteurs isolés torsadés (-15 %), sur des investissements insuffisants du concessionnaire. Cette situation a conduit le Syndicat et son concessionnaire à convenir d'engagements fermes et précis inscrits au nouveau contrat de concession pour un meilleur partage de l'effort.

RÉSEAU SOUTERRAIN BT

(Voir carte page 25)

Les nouvelles constructions réalisées sous maîtrise d'ouvrage du concessionnaire et de l'autorité concédante devraient être, pour cet exercice, réalisées sans exception en souterrain. Or, 1 501 m d'aérien torsadé et 120 m d'aérien nu ont été mis en service en 2019 (cf. Crac, page 105). Cette situation est mise sous surveillance de la part de l'autorité concédante qui entend disposer d'un éclairage quant à la réalisation des différentes opérations.
Le réseau souterrain, long de 3 870 km (+1 % par rapport à l'exercice précédent), allie esthétique et sûreté de la desserte électrique. S'il peut être considéré comme la technique la plus robuste, il est important de souligner sa vétusté, notamment au regard de certains de ses câbles d'ancienne technologie.

Les informations transmises par Enedis en 2019 ont permis d'en recenser une partie :
- Câbles à ceinture cuivre : 92 km (2 %) datant des années 1920 à 1971.
- Câbles à ceinture aluminium : 129 km (3 %) datant des années 1946 à 1971.
- Câbles à neutre périphérique : 149 km (4 %) datant des années 1967 à 1980.

Restent néanmoins 970 km de câbles à identifier (année de pose : 1946), ce qui porte à 1 340 km (soit plus d'un tiers du réseau souterrain) le linéaire de câbles nécessitant une attention particulière.

— ÉVOLUTION DU LINÉAIRE DES CÂBLES HTA SOUS 10 KV (EN M) — *TABLEAU 3*

	SOUTERRAIN 10 KV			ÉVOLUTION		
COMMUNES	**2017**	**2018**	**2019**	**2017/2016**	**2018/2017**	**2019/2018**
YVELINES						
CARRIÈRES-SUR-SEINE	23 559	22 450	18 539	304	-1 109	- 3 911
LA CELLE-SAINT-CLOUD	238	238	492	- 568	0	254
CHATOU	28 097	28 069	25 136	- 1 096	- 28	- 2 932
CROISSY-SUR-SEINE	8 962	8 721	7 821	208	- 241	- 900
MONTESSON	13 658	13 313	12 543	2 388	- 344	- 770
VÉLIZY -VILLACOUBLAY	2 358	2 358	1 657	0	0	- 701
LE VÉSINET	24 610	24 624	20 162	3 226	14	- 4 462
TOTAL YVELINES	**101 483**	**99 774**	**86 351**	**4 464**	**- 1 709**	**- 13 424**
HAUTS-DE-SEINE						
CHAVILLE	7 505	7 461	6 563	1 362	- 44	- 898
GARCHES	28 622	28 628	33 216	281	5	4 588
MARNES-LA-COQUETTE	4 341	4 341	2 923	- 612	0	- 1 418
MEUDON	33 175	32 446	31 446	120	- 729	- 1 001
RUEIL-MALMAISON	80 294	77 965	72 758	8 072	- 2 329	- 5 207
SAINT-CLOUD	34 250	34 599	33 798	6 244	349	- 800
SÈVRES	17 487	17 707	16 525	1 484	219	- 1 182
VAUCRESSON	11 747	11 747	20 903	3 100	0	9 156
VILLE-D'AVRAY	3 805	3 814	2 450	1 604	9	- 1 365
TOTAL HAUTS-DE-SEINE	**221 227**	**218 707**	**220 582**	**21 656**	**- 2 520**	**1 875**
TOTAL SIGEIF	**322 710**	**318 481**	**306 932**	**26 119**	**- 4 229**	**- 11 549**
LINÉAIRE DÉCLARÉ PAR LE CONCESSIONNAIRE EN RENOUVELLEMENT				**526**	**-**	**-**

— INVENTAIRE DES POSTES HTA/BT DE DISTRIBUTION PUBLIQUE, Y COMPRIS MIXTES (SYNTHÈSE) — *TABLEAU 4*

	CRAC			ÉCART CRAC	DÉCLARATIFS REÇUS		MISE EN SERVICE		MISE HORS SERVICE	
	2017	**2018**	**2019**	**2018-2019**	**CRÉATION**	**ABANDON**	**SIG**	**BASE COMPTABLE**	**SIG**	**BASE COMPTABLE**
SEINE-ET-MARNE	422	428	438	10	-	-	10	3	1	-
YVELINES	1 115	1 119	1 127	8	2	2	3	4	3	3
ESSONNE	740	741	746	5	-	-	3	3	1	8
HAUTS-DE-SEINE	691	694	697	3	-	-	3	-	2	1
SEINE-SAINT-DENIS	1 301	1 312	1 325	13	-	-	4	5	1	6
VAL-DE-MARNE	254	255	255	0	-	-	1	1	1	1
VAL-D'OISE	12	12	12	0	-	-	-	-	-	-
TOTAL	**4 535**	**4 561**	**4 600**	**39**	**2**	**2**	**24**	**16**	**9**	**19**

LES BRANCHEMENTS DE LA CONCESSION

Au 31 décembre 2019, la concession compte 700 341 points de livraison issus de branchements individuels ou collectifs.

OUVRAGES COLLECTIFS DE BRANCHEMENT (COLONNES MONTANTES)

Par application de l'article 153 de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, le concessionnaire procède progressivement à l'inventaire des branchements de la concession. Issu du rapprochement entre la liste des points de livraison situés à une adresse et la description cadastrale des bâtiments à cette adresse, un premier travail d'inventaire des branchements collectifs a été réalisé.

Ainsi, on dénombre sur le territoire de la concession 21 157 ouvrages collectifs de branchement (OCB) jugés en concession par Enedis, contre 20 239 en 2018.

Selon la nature des matériaux qui la composent, la colonne montante peut être répertoriée suivant plusieurs paliers technologiques, dont les plus « incidentogènes » relèvent des constructions datant de :
- avant 1930 : boîtiers encastrés en fonte. (0 OCB),
- avant 1950 : boîtiers et goulottes en bois, isolants en coton (1 OCB),
- avant 1970 : boîtiers en métal, isolants synthétiques, aussi appelés palier « tôle » (3 544 OCB).

Ces ouvrages faisaient parfois l'objet de contentieux concernant leur régime de propriété. Par son article 176, la loi ELAN y a mis un terme en précisant que les colonnes montantes desservant les immeubles d'habitation seront intégrées automatiquement au réseau public de distribution. Ceci, à l'expiration d'un délai de deux ans à compter du 23 novembre 2018, date de promulgation de la loi.
Comme précisé lors du contrôle 2018, près de la moitié des ouvrages (18 390 en 2018, soit 48 %) sont, selon Enedis, considérés « hors concession », donc de la responsabilité des propriétaires ou copropriétaires d'immeubles, quand bien même la loi prévoit, durant ce délai de deux ans, la possibilité pour ces derniers d'un transfert anticipé de l'ouvrage à titre gracieux et ce quel que soit leur état.

COMPTEUR COMMUNICANT « LINKY »

Trouvant son origine dans une directive européenne, puis décidé par l'État au travers de plusieurs lois successives intégrées dans le Code de l'énergie, le remplacement de l'ensemble des compteurs d'électricité des clients particuliers BT par un nouvel outil de comptage communicant a débuté en décembre 2015 et devrait se conclure en 2021.
La particularité de cet appareil réside dans ses capacités à communiquer et agir à distance. Le gestionnaire du réseau public de distribution peut ainsi recevoir des informations et envoyer des ordres à distance. Les fournisseurs, en ce qui les concerne, sont en mesure de proposer à leurs clients une offre adaptée à leurs consommations.

Afin de répondre aux préoccupations initiales générées par le déploiement du compteur Linky, de nombreux experts sont intervenus, notamment :
- la DGCL (Direction générale des collectivités locales), dans une note d'avril 2016,
- l'ANFR (Agence nationale des fréquences), avec plusieurs rapports techniques et de mesures depuis mai 2016,
- le CGEDD (Conseil général de l'environnement et du développement durable), dans un rapport d'avril 2017,
- la Cour des comptes, dans un rapport de février 2018,
- l'Académie des technologies, ayant plus récemment voté un avis le 12 juin 2019.

— TYPE DE POSTES DE TRANSFORMATION HTA/BT DE DISTRIBUTION PUBLIQUE, Y COMPRIS MIXTES — *TABLEAU 5*

	CB	IM	UP	UC	EN	CH	H61	RS	UIE	RC	CS	SA	SB	CC	PO	DI	TOTAL
SEINE-ET-MARNE	180	91	154	6	-	-	1	1	-	-	-	2	2	-	-	1	**438**
YVELINES	598	364	104	32	13	5	1	3	4	-	-	-	1	1	-	1	**1 127**
ESSONNE	403	163	123	17	1	9	11	7	-	5	1	2	1	2	1	-	**746**
HAUTS-DE-SEINE	290	333	46	11	10	1	-	-	1	-	-	-	-	4	-	1	**697**
SEINE-SAINT-DENIS	644	338	258	64	10	5	-	-	1	-	-	-	-	4	-	1	**1 325**
VAL-DE-MARNE	128	43	67	16	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**255**
VAL-D'OISE	8	2	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**12**
TOTAL	**2 251**	**1 334**	**752**	**148**	**34**	**21**	**13**	**11**	**6**	**5**	**1**	**4**	**4**	**11**	**1**	**4**	**4 600**

CB : cabine basse. IM : en immeuble. UP : urbain portable. UC : urbain compact. EN : enterré. CH : cabine haute. H61 : transformateur sur poteau. RS : rural socle. UIE : urbain intégré dans l'environnement. RC : rural compact. CS : rural compact simplifié. SA : poste au sol de type A (sans coupure HTA). SB : poste au sol de type B (avec coupure HTA). CC : cabine chantier. PO : poste ouvert.

— ÉVOLUTION DU RÉSEAU AÉRIEN BT (EN M) — *TABLEAU 6*

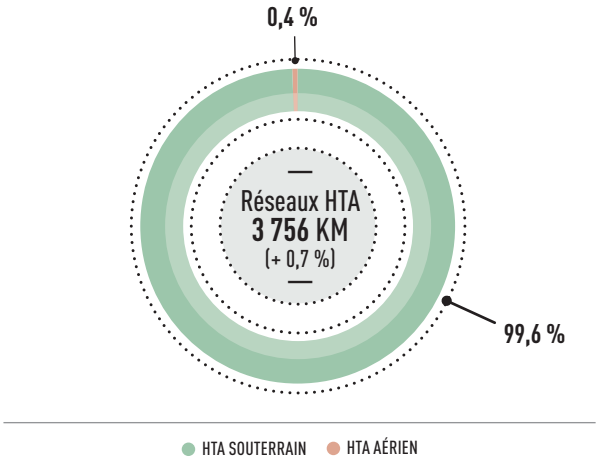
		TOTAL AÉRIEN	RÉSEAU AÉRIEN BT						
			AÉRIEN NU				AÉRIEN TORSADÉ		
			TOTAL	ALU	CU	Dont FS*	TOTAL	ALU	CU
2019	SEINE-ET-MARNE	159 711	50 581	59	50 522	751	109 130	109 130	-
	YVELINES	215 669	103 856	4 149	99 707	1 935	111 813	111 662	151
	ESSONNE	186 868	88 229	4 105	84 124	191	98 639	97 890	749
	HAUTS-DE-SEINE	74 450	30 366	1 452	28 914	2 026	44 084	43 898	186
	SEINE-SAINT-DENIS	585 777	247 485	3 594	243 891	1 698	338 292	337 540	752
	VAL-DE-MARNE	51 523	21 023	-	21 023	-	30 500	30 500	-
	VAL-D'OISE	2 308	502	-	502	-	1 806	1 806	-
	TOTAL	**1 276 306**	**542 042**	**13 359**	**528 683**	**6 601**	**734 264**	**732 426**	**1 838**
2018	SEINE-ET-MARNE	159 705	50 835	59	50 776	751	108 870	108 870	-
	YVELINES	217 699	105 144	4 149	100 995	1 935	112 555	112 404	151
	ESSONNE	187 243	88 832	4 105	84 727	368	98 411	97 662	749
	HAUTS-DE-SEINE	74 645	30 561	1 452	29 109	2 026	44 084	43 898	186
	SEINE-SAINT-DENIS	588 231	249 509	3 594	245 915	1 698	338 722	337 970	752
	VAL-DE-MARNE	53 566	21 665	-	21 665	-	31 901	31 901	-
	VAL-D'OISE	2 308	502	-	502	-	1 806	1 806	-
	TOTAL	**1 283 397**	**547 048**	**13 359**	**533 689**	**6 778**	**736 349**	**734 511**	**1 838**
VARIATION 2018/2019		**- 0,6 %**	**- 0,9 %**	**-**	**- 0,9 %**	**- 2,6 %**	**- 0,3 %**	**- 0,3 %**	**-**

(*) Faible section

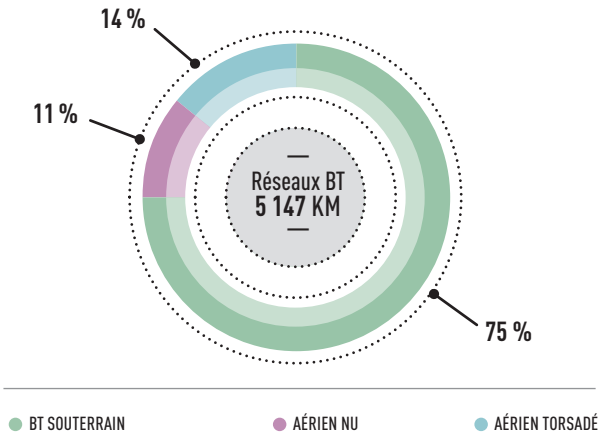
Ces rapports ont très largement confirmé une bonne maîtrise des aspects sanitaires et de protection des données individuelles, tandis que plusieurs d'entre eux ont souligné une approche davantage centrée sur la gestion du réseau qu'orientée vers les clients, dont les bénéfices annoncés en ce qui concerne la maîtrise de la demande d'énergie sont limités en l'état actuel des travaux.
Sur le territoire du Sigeif, plus des deux tiers des usagers concernés en sont désormais équipés (468 188 compteurs installés en 2019, contre 370 016 un an auparavant) tandis que près des trois quarts des communes (47) disposent d'un taux d'équipement de plus de 70 %.
Le déploiement se poursuit donc à un rythme soutenu et, comme lors des années précédentes, se déroule conformément aux attentes :

- Le taux de réclamations est voisin de 1 % avec, toujours comme cause principale, la qualité des interventions (absence d'eau chaude sanitaire et autres dysfonctionnements d'appareils électriques).
- Aucun incident électrique majeur n'a été enregistré sur le territoire du Sigeif.

— RÉPARTITION DU RÉSEAU HTA PAR NATURE —
GRAPHIQUE 1



— RÉPARTITION DU RÉSEAU BT PAR NATURE —
GRAPHIQUE 2



— **ÉVOLUTION DU RÉSEAU SOUTERRAIN BT** (EN M) — *TABLEAU 7*

		RÉSEAU SOUTERRAIN BT				
		TOTAL SOUTERRAIN	**ALU**	**CU**	**CÂBLES ANCIENNE TECHNOLOGIE**	**CÂBLE HN**
2019	SEINE-ET-MARNE	325 902	307 812	18 090	38 133	288 431
	YVELINES	1 048 431	947 684	100 747	477 617	570 307
	ESSONNE	613 050	573 769	39 281	182 305	430 208
	HAUTS-DE-SEINE	651 126	571 036	80 090	217 821	432 088
	SEINE-SAINT-DENIS	954 240	861 900	92 340	341 707	616 541
	VAL-DE-MARNE	267 086	257 463	9 623	77 533	191 481
	VAL-D'OISE	10 686	10 307	379	4 442	7 034
	TOTAL *	**3 870 521**	**3 529 971**	**340 550**	**1 339 558**	**2 536 090**
2018	SEINE-ET-MARNE	320 176	302 000	18 176	ancienne technologie NI**	282 932
	YVELINES	1 037 441	936 445	100 996		562 789
	ESSONNE	606 905	567 177	39 728		471 622
	HAUTS-DE-SEINE	649 014	568 129	80 885		438 848
	SEINE-SAINT-DENIS	942 478	849 425	93 053		625 144
	VAL-DE-MARNE	264 131	254 439	9 692		187 533
	VAL-D'OISE	10 686	10 307	379		6 244
	TOTAL	**3 830 831**	**3 487 922**	**342 909**	**1 255 719**	**2 575 112**
VARIATION 2018/2019		**1 %**	**1,2 %**	**- 0,7 %**	**-**	**-**

(*) Correspondance entre fichier technique et représentation géographique en cours d'investigations complémentaires.
(**) Non identifié (date de mise en service antérieure à 1971).

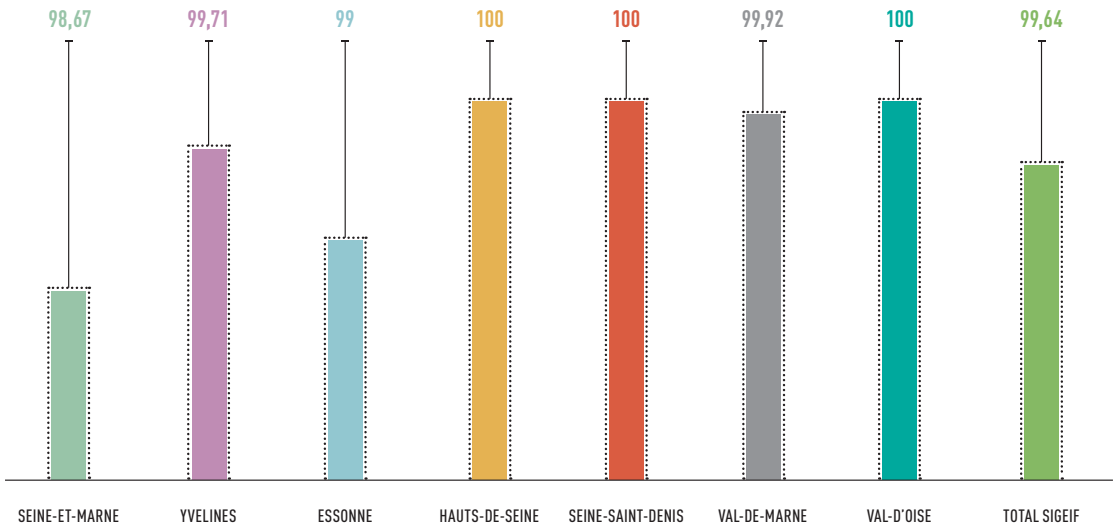
— TYPOLOGIE DU RÉSEAU DATANT DE 1946 (EN M) — *TABLEAU 8*

	ALU	CU	TOTAL	ÉVOLUTION PAR RAPPORT À 2018	PART (EN %)
Aérien nu	5 099	343 808	348 907	-	-
Aérien torsadé	334 620	694	335 314	- 1 888	- 0,6 %
Souterrain	795 994	176 700	972 694	-	-
TOTAL	**1 135 713**	**521 202**	**1 656 915**	**- 1 888**	**- 0,1 %**

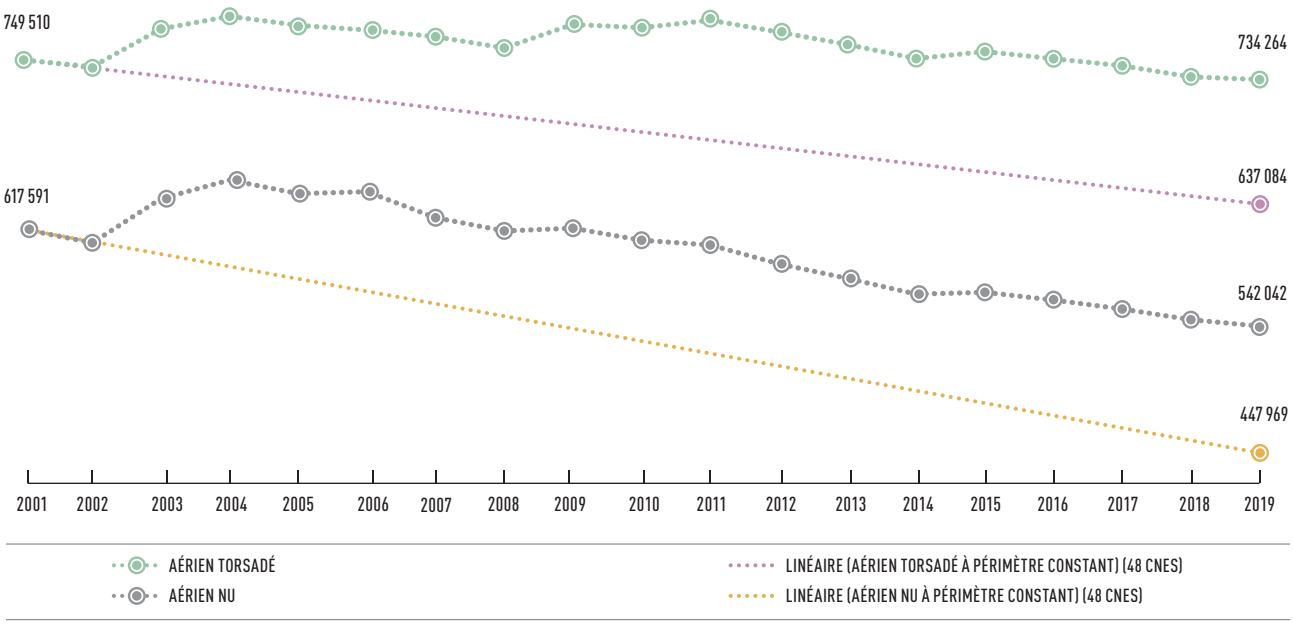
— RÉPARTITION PAR DÉCENNIE DU RÉSEAU BT (EN M) — *TABLEAU 9*

	TOTAL	AÉRIEN NU	AÉRIEN TORSADÉ	SOUTERRAIN
Inférieur ou égal à 11 ans	571 135	45	16 037	555 053
de 11 à 20 ans	569 359	4 328	38 932	526 099
de 21 à 30 ans	1 259 167	54 724	190 517	1 013 926
de 31 à 40 ans	548 062	57 366	81 806	408 890
de 41 à 50 ans	267 679	17 544	57 147	192 988
Plus de 50 ans	1 931 425	408 035	349 825	1 173 565
TOTAL	**5 146 827**	**542 042**	**734 264**	**3 870 521**

— PART DU RÉSEAU SOUTERRAIN HTA PAR DÉPARTEMENT (EN %) — *GRAPHIQUE 3*



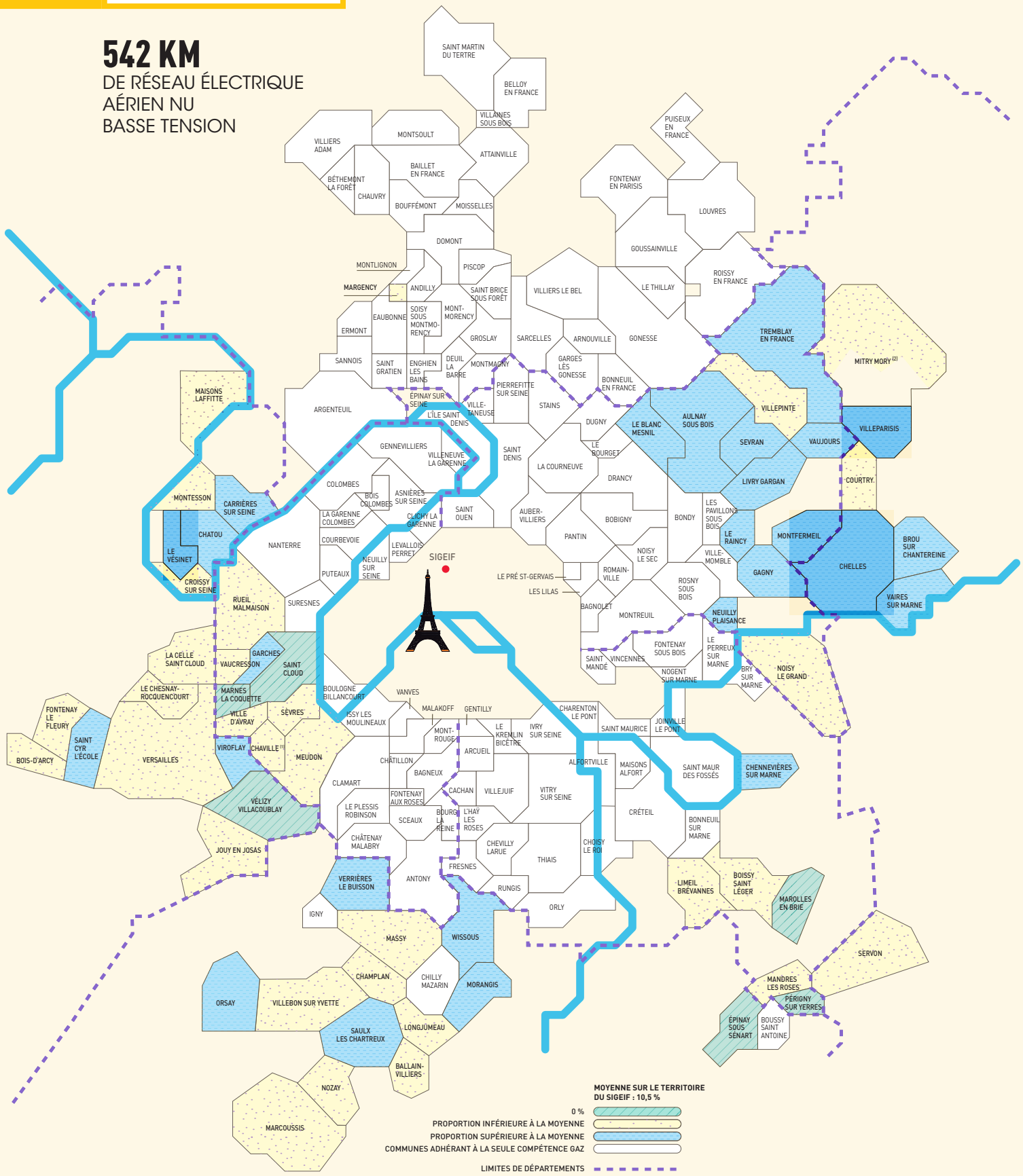
— **ÉVOLUTION DU RÉSEAU AÉRIEN BT** (EN M) — *GRAPHIQUE 4*



ÉLECTRICITÉ

542 KM

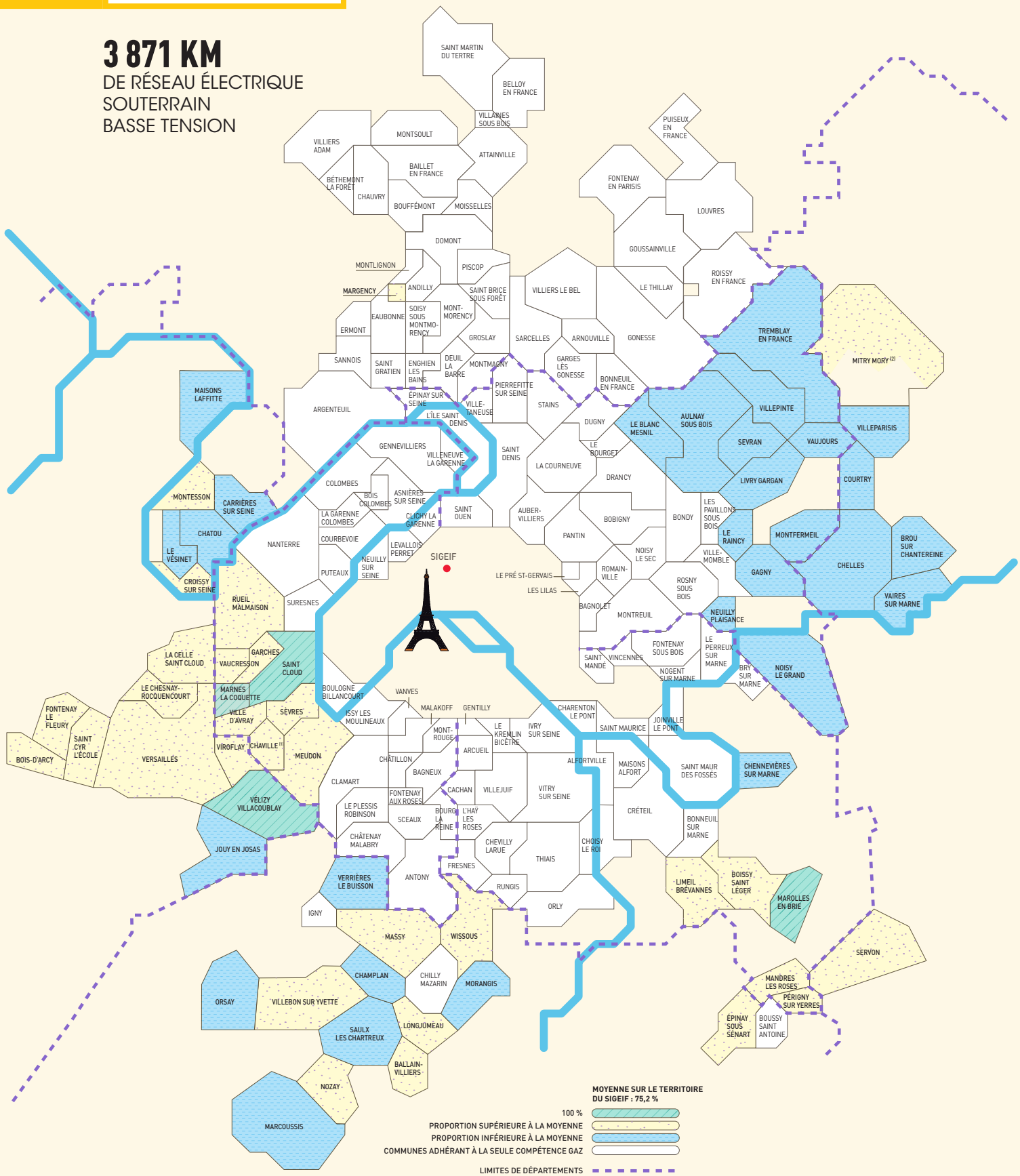
DE RÉSEAU ÉLECTRIQUE
AÉRIEN NU
BASSE TENSION



(1) Depuis le 1er avril 2019, tous les réseaux électriques de la ville de Chaville sont enfouis. L'écart repose sur un retard de mise à jour des bases cartographiques du concessionnaire. (2) Est exclue la partie du territoire de Mitry-Mory exploitée par la régie municipale.

ÉLECTRICITÉ

3 871 KM
DE RÉSEAU ÉLECTRIQUE
SOUTERRAIN
BASSE TENSION



(1) Depuis le 1er avril 2019, tous les réseaux électriques de la ville de Chaville sont enfouis. L'écart repose sur un retard de mise à jour des bases cartographiques du concessionnaire. (2) Est exclue la partie du territoire de Mitry-Mory exploitée par la régie municipale.

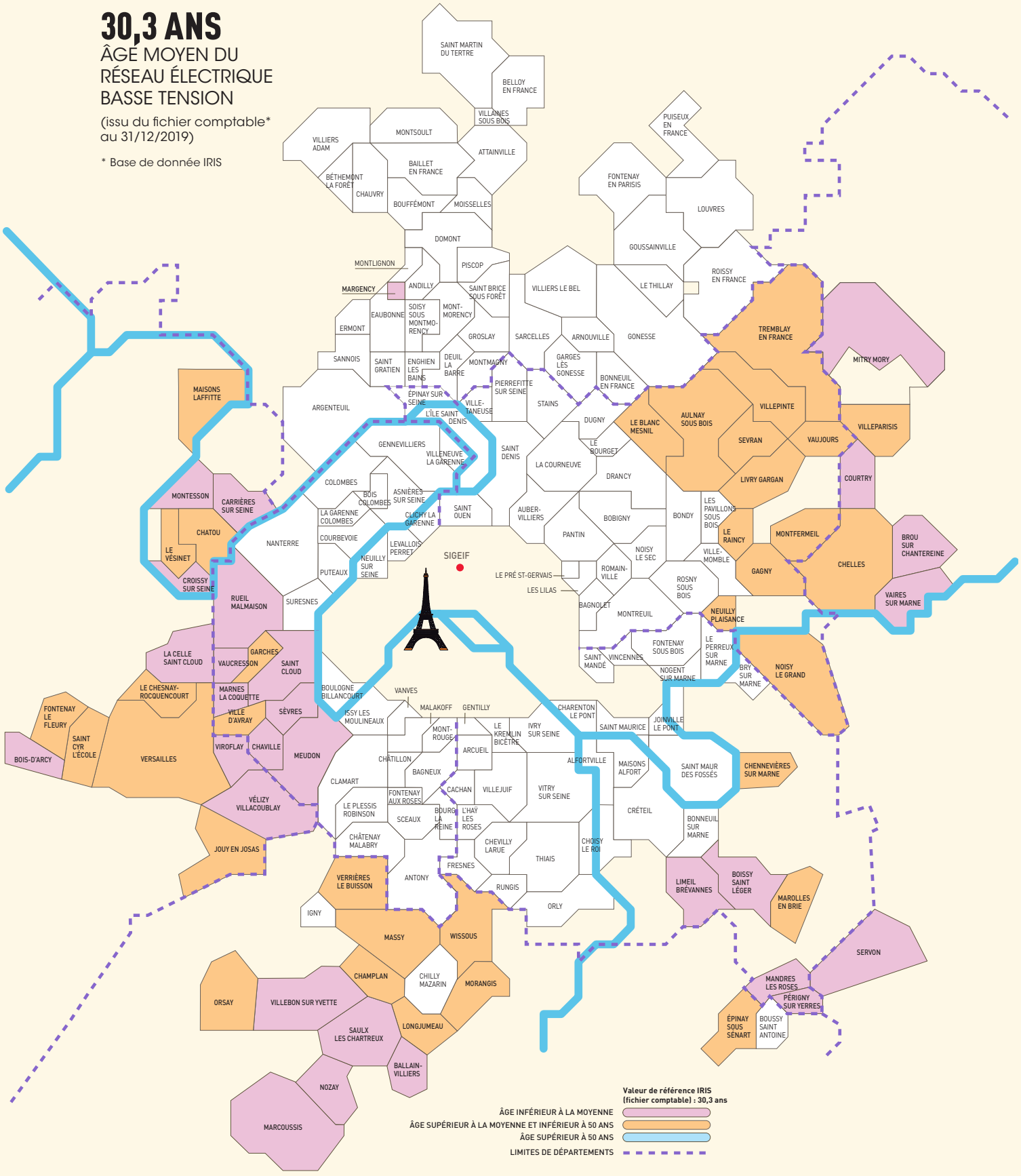
ÉLECTRICITÉ

30,3 ANS

ÂGE MOYEN DU RÉSEAU ÉLECTRIQUE BASSE TENSION

(issu du fichier comptable* au 31/12/2019)

* Base de donnée IRIS



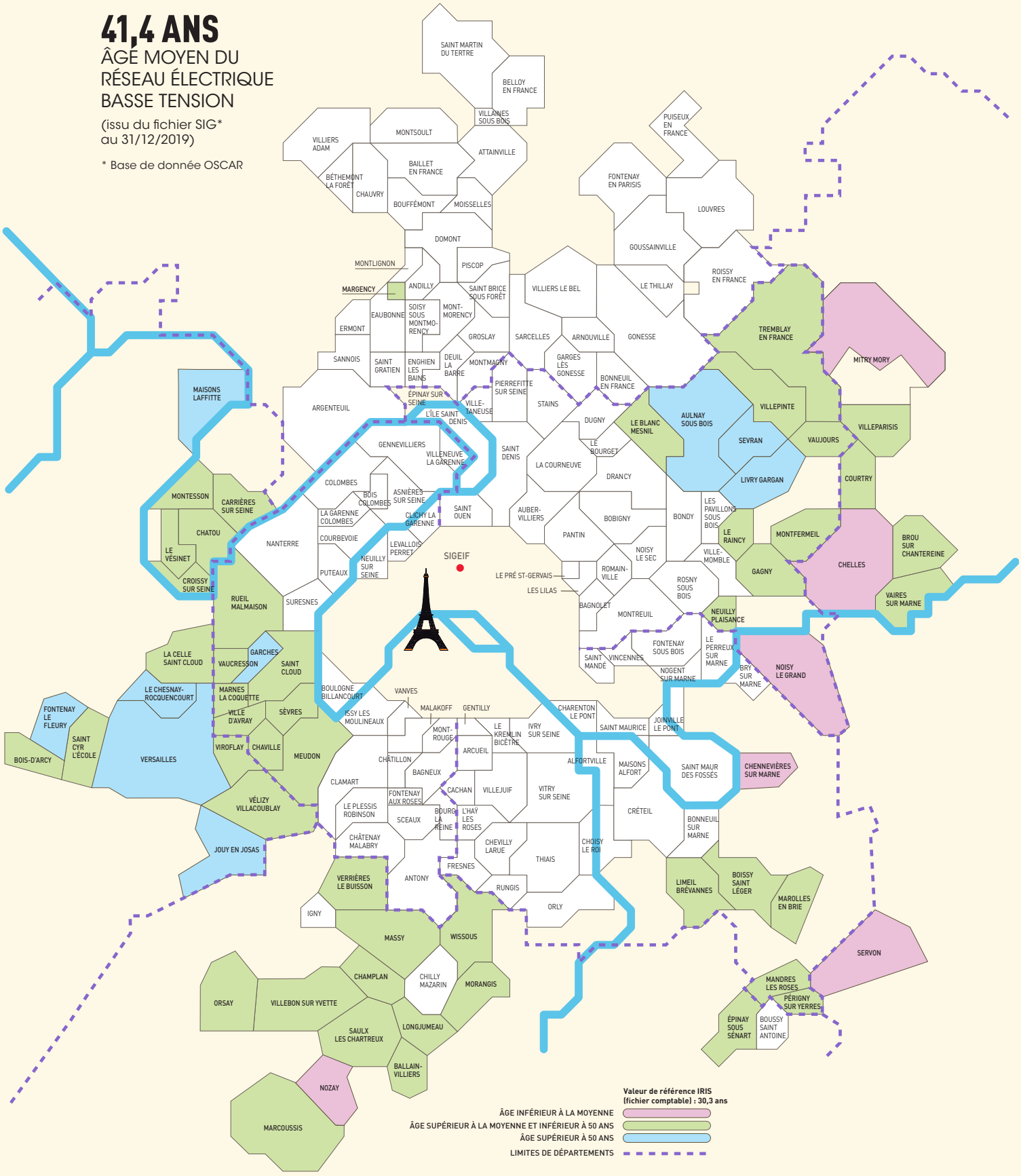
ÉLECTRICITÉ

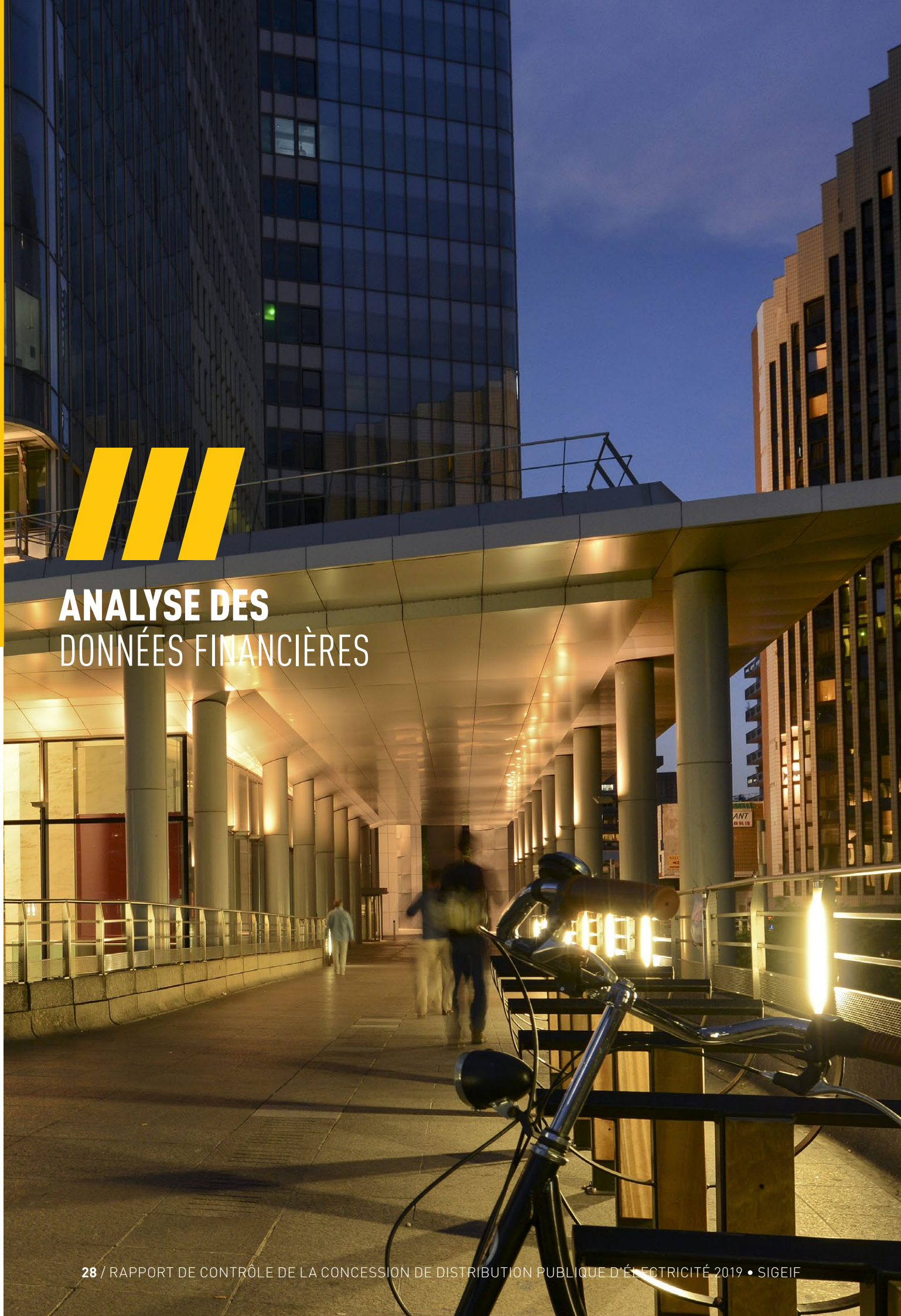
41,4 ANS

ÂGE MOYEN DU RÉSEAU ÉLECTRIQUE BASSE TENSION

(issu du fichier SIG* au 31/12/2019)

* Base de donnée OSCAR





III

ANALYSE DES DONNÉES FINANCIÈRES

ANALYSE DES DONNÉES FINANCIÈRES

Garantir la qualité du service public conduit aussi le Sigeif à apprécier la valeur financière du patrimoine et du bilan de la concession.

INCIDENCES DE LA NOUVELLE CONVENTION DE CONCESSION

Le 18 octobre 2019, Enedis, EDF et le Sigeif ont signé une convention de concession pour le service public du développement et de l'exploitation du réseau de distribution d'électricité et de la fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés de vente. Cette convention est entrée en vigueur le 1er novembre 2019 ; elle remplace la convention de concession pour le service public de la distribution d'énergie électrique sur le territoire desservi par la concession conclue le 21 novembre 1994 pour une durée prévue initialement de 30 ans.

Cette nouvelle convention et le cahier des charges qui y est annexé comportent des évolutions notables – notamment pour ce qui concerne l'obligation faite au concessionnaire de préfinancer l'intégralité des investissements de renouvellement – dont les conséquences seront pleinement commentées et prises en compte dans le prochain *Rapport de contrôle*. Cependant, il convient de noter que l'essentiel de l'exercice 2019 s'est déroulé sous l'égide de la convention conclue en 1994, ce qui explique qu'il y soit encore fait référence dans le présent rapport.

INFORMATIONS RELATIVES AU PATRIMOINE

Patrimoine en concession *(Tableau 10)*

Les bases de données mises à disposition de l'autorité concédante permettent de détailler le patrimoine de la concession – pour ce qui concerne les immobilisations localisées uniquement –, soit 75 % de la valeur historique des immobilisations constituant le patrimoine concédé.

Le taux d'amortissement du réseau est en très légère décroissance, autour de 47 % après avoir été en croissance constante jusqu'en 2017 [2]. Il apparaît donc que les mises en service d'ouvrages réalisées au cours des derniers exercices ont permis de stabiliser le taux d'amortissement.

(2) Le taux d'amortissement était ainsi de 38 % en 2002.

Variation de la valeur des ouvrages en concession *(Tableau 11)*

Les corrections observées en 2015 découlent du processus de localisation des transformateurs HTA/BT qui étaient auparavant affectés à la concession sur une base statistique, comme l'ensemble des "biens non localisés".

En 2018, les travaux de localisation des « ouvrages collectifs de branchement » (cf.*infra*) ont entraîné une diminution de plus de 8 M€ de la valeur brute du patrimoine, soit environ 1% de la valeur brute globale.

Ventilation du patrimoine en concession, par nature d'ouvrages *(Tableau 12)*

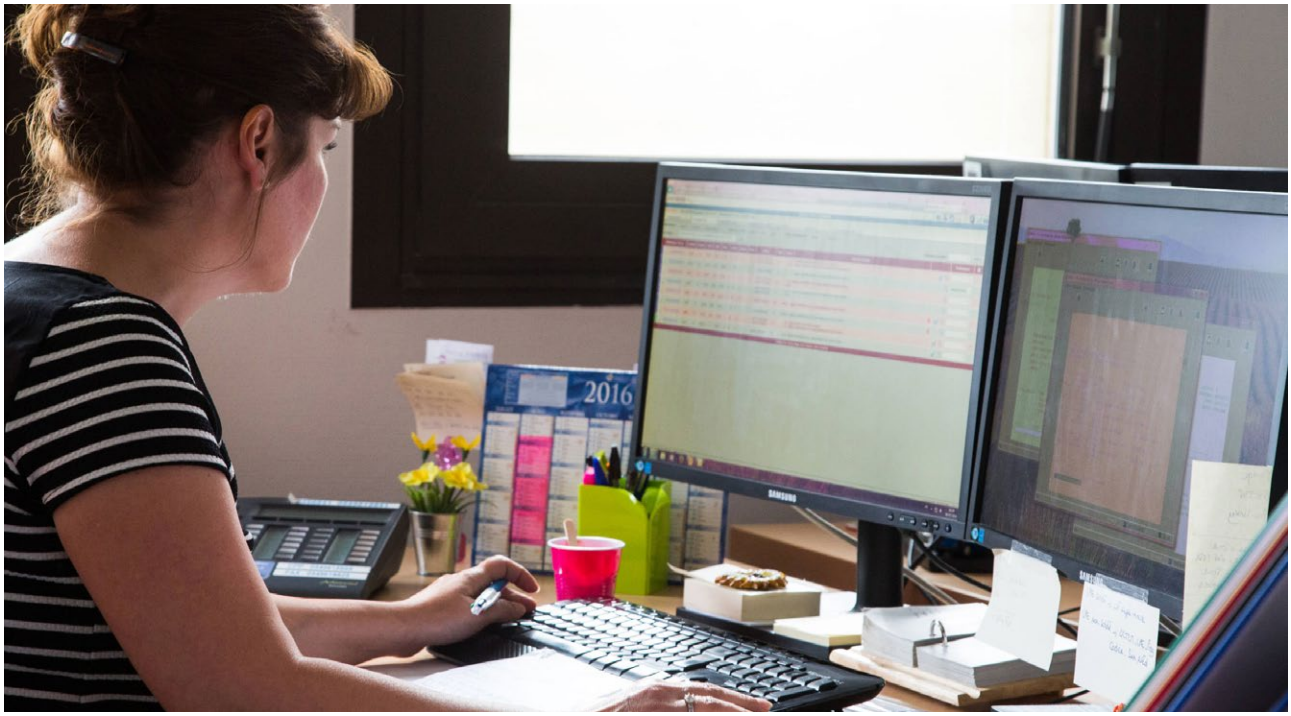
Malgré les travaux de localisation évoquée ci-dessus, une part significative des branchements (76 %) et des comptages (43 %) demeure affectée au domaine concédé, non pas sur la base de leur localisation, mais à partir d'une règle statistique (prorata du nombre de clients).

En effet, le concessionnaire indique que l'inventaire des biens non localisés n'a pas été suivi immobilisation par immobilisation mais en masse par année et type d'ouvrage, au niveau d'une maille supra-concessive.

Rapport entre les immobilisations localisées et non localisées *(Tableau 13)*

La méthode retenue pour rattacher les immobilisations localisées à la concession du Sigeif est totalement statistique, ce qui induit une marge d'erreur non évaluable. Il résulte de cette situation un déficit de traçabilité pour une part toujours significative du patrimoine concédé.

Le concessionnaire indique avoir engagé depuis 2015 des travaux de dénombrement, de datation et de localisation pour produire un inventaire détaillé et localisé des ouvrages de la concession.
Dans ce cadre, l'exercice 2018 a donné lieu à « un inventaire détaillé » et localisé des compteurs, pour les catégories de clients "marché d'affaires", et à une première étape de dénombrement et localisation sur les colonnes électriques.



— **VALEUR DU PATRIMOINE EN CONCESSION** (EN K€) — *TABLEAU 10*

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Immobilisations brutes	666 833	691 192	734 285	756 162	782 041	810 742	835 543	869 083	897 056	951 928
Amortissements	310 861	326 255	347 439	361 362	375 885	392 411	406 777	418 634	430 275	451 379
Valeur nette	355 972	364 938	386 846	394 800	406 156	418 288	428 766	450 448	466 781	500 548
Taux d'amortissement	46,6 %	47,2 %	47,3 %	47,8 %	48,1 %	48,4 %	48,7 %	48,2 %	48 %	47,4 %

— **VARIATION DE LA VALEUR DES OUVRAGES EN CONCESSION** (EN K€) — *TABLEAU 11*

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Immobilisations brutes	666 833	691 194	734 285	756 162	782 041	810 742	835 543	869 083	897 056	951 928
Variations	3,8 %	3,7 %	6,23 %	2,98 %	3,4 %	3,7 %	3,1 %	4 %	3,2 %	6,1 %
Impact adhésions	-	0,8 %	-	-	-	1,4 %	-	-	-	-
Impact corrections	1,2 %	-	2,59 %	-	-	- 0,1 %	-	-	-	-
VARIATION NETTE	**2,6 %**	**2,9 %**	**3,64 %**	**9,4 %**	**3,4 %**	**2,4 %**	**3,1 %**	**4 %**	**3,2 %**	**6,1 %**

— VENTILATION DU PATRIMOINE EN CONCESSION, PAR NATURE D'OUVRAGES (EN K€) — *TABLEAU 12*

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Canalisations HTA	179 326	185 283	190 666	197 576	205 565	211 507	220 101	224 843	233 883	255 930
- Dont aérien	*325*	*281*	*279*	*275*	*275*	*275*	*275*	*275*	*275*	*275*
- Dont souterrain	*179 001*	*185 002*	*190 387*	*197 301*	*205 290*	*211 232*	*219 825*	*224 568*	*233 608*	*255 654*
Canalisations BT	171 967	179 396	186 584	194 388	203 613	210 815	217 540	217 540	223 861	234 707
- Dont aérien	*22 005*	*21 912*	*21 804*	*21 637*	*21 965*	*21 906*	*21 808*	*21 808*	*21 693*	*21 745*
- Dont souterrain	*149 962*	*157 484*	*164 780*	*172 751*	*181 648*	*188 908*	*195 732*	*195 732*	*202 168*	*212 962*
Postes HTA/BT	64 318	65 918	67 476	68 882	72 546	74 744	76 827	83 356	86 580	89 635
Transformateurs HTA/BT	--	--	--	--	23 309	24 041	24 658	25 063	25 385	26 192
Comptages	--	--	--	--	--	4 029	15 410	15 408	30 304	37 679
- Dont compteurs Linky	--	--	--	--	--	4 029	15 410	15 408	27 948	35 229
- Dont compteurs marché d'affaires	--	--	--	--	--	--	--	--	2 356	2 450
OCB*	--	--	--	--	--	--	--	60 702	61 881	65 070
Autres biens localisés	12 588	12 366	12 183	12 223	12 984	13 435	13 768	2 497	3 029	4 197
TOTAL I - LOCALISÉ	**428 199**	**442 963**	**456 909**	**473 069**	**518 017**	**538 571**	**568 304**	**629 409**	**664 923**	**713 410**
Transformateurs HTA/BT	22 505	23 063	23 427	23 976	--	--	--	--	--	--
Branchements/CM	193 036	216 349	223 810	232 757	245 427	252 213	261 378	200 676	199 901	207 349
Comptages	45 262	49 332	49 184	49 245	44 312	41 901	35 941	35 941	29 314	28 200
Autres ouvrages	2 192	2 578	2 821	2 994	2 942	2 858	3 460	3 041	2 917	2 968
TOTAL I – NON LOCALISÉ	**262 995**	**291 332**	**299 242**	**308 972**	**292 681**	**296 972**	**300 779**	**239 658**	**232 132**	**238 517**
TOTAL	**691 194**	**734 285**	**756 151**	**782 041**	**810 698**	**835 543**	**869 083**	**869 067**	**897 056**	**951 928**

(*) OCB : ouvrages collectifs de branchement, comprend également les dérivations individuelles sur ouvrages collectifs de branchement.

Pour réaliser ce travail de localisation, le concessionnaire s'est appuyé sur un algorithme de traitement car, selon lui, un travail d'inventaire physique exhaustif ne pouvait être envisagé. Dès lors, les résultats issus de ce travail de localisation sont sujets à caution puisqu'il n'y a pas de traçabilité entre les flux d'investissements à l'origine de l'immobilisation et la valeur inscrite dans le patrimoine de la concession.
Pour mémoire, les transformateurs HTA/BT avaient également fait l'objet d'un travail de localisation en 2015, et les compteurs communicants « Linky » sont localisés depuis l'origine de leur déploiement en 2016

Suite aux opérations de localisation précitées, le rapport entre immobilisations localisées et non localisées s'est trouvé amélioré puisque la part des ouvrages non localisés a été ramenée de près de 40 %, à environ 25 %.

◢ Canalisations aériennes et souterraines dans le patrimoine *(Graphique 5)*

La valeur des canalisations aériennes reste stable, ce qui induit une diminution continue de leur part relative dans le patrimoine au profit des canalisations souterraines. Les canalisations aériennes représentent ainsi moins de 5% de la valeur globale des canalisations en 2019, contre 8 % en 2005.

◢ Analyse de la variation des immobilisations brutes en concession *(Tableau 14)*

Les investissements inscrits en comptabilité au titre de l'exercice 2019 représentent au total 59,3 M€ – dont 6 M€ de remises gratuites et de participations –, soit 6,6% de la valeur brute du réseau en début de période.
Les retraits d'immobilisations correspondent pour l'essentiel aux immobilisations sorties du patrimoine lors des renouvellements ou des abandons. Cependant, il est apparu que le concessionnaire réalise des sorties automatiques en fin de vie comptable pour ce qui concerne les biens non localisés, y compris lorsque ces biens restent en service.

Cette pratique est contradictoire avec les principes comptables en vigueur. Elle aboutit à une minoration de la valeur brute du patrimoine en concession, telle que présentée dans les documents établis par le concessionnaire.

◢ Décomposition entre renouvellement et extension des investissements (en M€) *(Tableau 15)*

Malgré les demandes réitérées de l'autorité concédante, la part de ces investissements constituant des investissements de renouvellement n'est pas identifiable sur la base des informations communiquées (voir tableau 15). **Cette insuffisance d'information limite fortement la capacité de l'autorité concédante à analyser la politique de renouvellement des ouvrages, qui constitue un enjeu essentiel du contrôle concessif.**

De plus, l'article 10 du cahier des charges, annexé à la précédente convention de concession, formalisait une obligation de préfinancement des renouvellements, à la charge du concessionnaire dont l'application n'a jamais pu être contrôlée pendant toute la durée du contrat du fait de l'absence de toute information comptable relative aux renouvellements. Cette situation est aggravée par la non-communication de la typologie « biens de premier établissement » / « biens renouvelants » des ouvrages figurant à l'inventaire et par l'impossibilité de justifier la variation de la provision pour renouvellement (cf. *infra*). **Cette situation limite très fortement la capacité de l'autorité concédante à vérifier la correcte alimentation des comptes de « droits du concédant ».**

◢ Analyse de la variation des immobilisations nettes en concession *(Tableau 16)*

Les informations nécessaires à la reconstitution de la variation de la valeur nette des immobilisations en concession ne sont pas transmises par le concessionnaire, ce qui limite la capacité de l'autorité concédante à analyser la justification et la signification des mouvements observés.

— RAPPORT ENTRE LES IMMOBILISATIONS LOCALISÉES ET NON LOCALISÉES (EN K€) — *TABLEAU 13*

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2017 (pro-forma)	2018	2019
Immobilisations en concession	666 833	734 285	756 161	782 041	810 698	835 543	869 083	869 083	897 056	951 928
Dont non localisées	*254 689*	*291 322*	*299 242*	*308 972*	*292 681*	*296 972*	*300 779*	*239 658*	*232 132*	*238 517*
PART NON LOCALISÉE	***38,2 %***	***38,05 %***	***39,5 %***	***39,5 %***	***36,1 %***	***35,5 %***	***34,6 %***	***27,6 %***	***25,9 %***	***25,1 %***

— ANALYSE DE LA VARIATION DES IMMOBILISATIONS BRUTES EN CONCESSION (EN M€) — *TABLEAU 14*

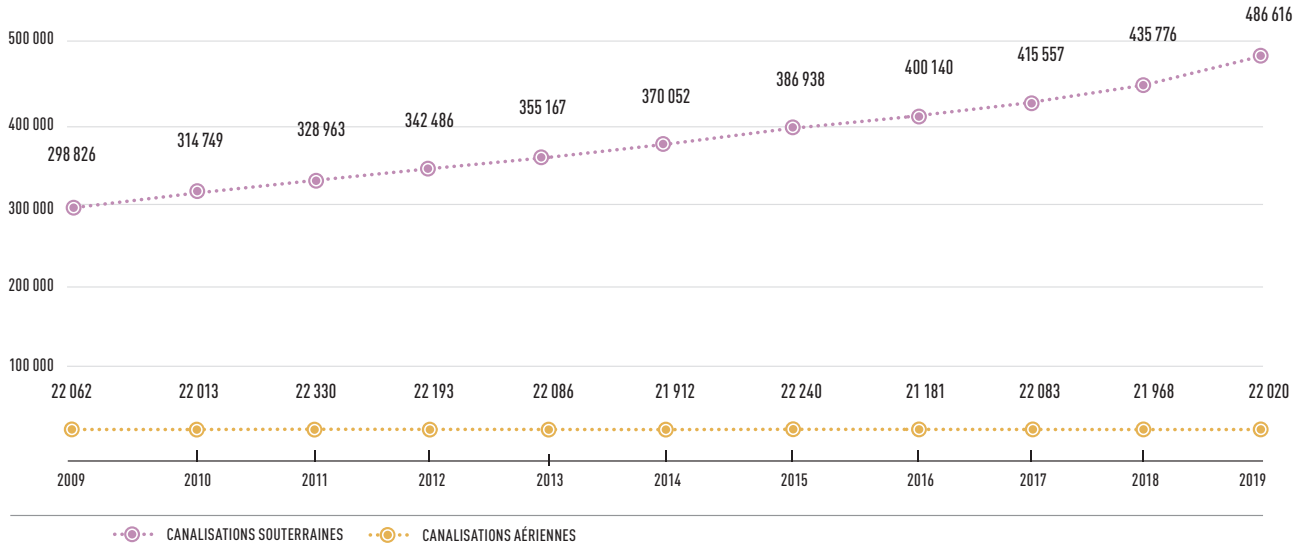
	VALEUR D'ORIGINE 2019	VARIATION DE PÉRIMÈTRE	CORRECTIONS TRANSFORMA-TEURS	INVESTISSEMENTS ENEDIS	REMISES GRATUITES	INCIDENCE DE L'INVENTAIRE PHYSIQUE	SORTIES RETRAITS	VALEUR FINALE 2019
Immobilisa-tions brutes	897,0	--	--	53,3	6	--	-4,4	951,9

— DÉCOMPOSITION ENTRE RENOUVELLEMENT ET EXTENSION DES INVESTISSEMENTS (EN M€) — *TABLEAU 15*

	EXTENSIONS	RENOUVELLEMENTS	TOTAL
Immobilisations localisées	nc	nc	nc
Immobilisations non localisées	nc	nc	nc
Ensemble patrimoine	nc	nc	nc

nc = non communiqué par Enedis.

— CANALISATIONS AÉRIENNES ET SOUTERRAINES HTA ET BT DANS LE PATRIMOINE (EN K€) — *GRAPHIQUE 5*



INFORMATIONS RELATIVES AUX DROITS DU CONCÉDANT (BILAN DE LA CONCESSION)

Traçabilité des chiffres présentés

Les chiffres communiqués à l'autorité concédante au titre du droit du concédant souffrent d'un fort déficit de traçabilité, ce qui les rend sujets à caution.

Pour la première fois au titre de l'exercice 2019, les informations suivantes sont communiquées :
- un montant global de « financements du concédant » pour chaque ligne d'inventaire des biens localisés, sans détailler la nature et la répartition de ces financements ;
- les amortissements des financements du concédant pour chaque ligne figurant à l'inventaire des biens localisés.

Auparavant, le montant des financements reconstitués par amortissement était communiqué à l'autorité concédante, de façon globale ainsi qu'à la maille communale.

La portée de ce progrès est limitée par deux facteurs :

- Les financements du concédant sont communiqués globalement pour chaque immobilisation, sans détailler les différentes origines de financements du concédant, qui sont les suivantes :
  - biens remis à l'origine du contrat de concession,
  - apports en concession réalisés gratuitement par les tiers ou l'autorité concédante,
  - contributions et/ou participation financières de tiers ou de collectivités locales,
  - contre-valeur des ouvrages remplacés financés par la provision pour renouvellement,
  - contre-valeur des ouvrages remplacés financés par l'utilisation de l'amortissement industriel.

- L'information relative aux immobilisations non localisées étant communiquée en masse par année et type d'ouvrage, par éclatement analytique de l'information agrégée au niveau d'une maille supra-concessive, il en est de même pour l'information relative aux « financements du concédant » et à son amortissement.

Du fait du caractère très récent de cette communication, il n'a pas encore été organisé de tests de traçabilité sur ces informations.

Ainsi, et malgré des avancées accueillies favorablement par l'autorité concédante, les chiffres relatifs aux droits du concédant continuent à souffrir d'un important déficit de traçabilité.

À titre illustratif, et sous toutes réserves [3], la revue analytique des droits du concédant, présentée dans le tableau 17, s'inspire de celle présentée par Enedis dans ses comptes annuels [4] pour justifier la valeur de l'agrégat "Comptes spécifiques des concessions" figurant au passif de son bilan.

Signification des agrégats présentés

Selon le schéma de comptabilisation retenu par le concessionnaire, le droit en nature correspond à la valeur nette comptable (VNC) des immobilisations en concession : il matérialise le droit du concédant à récupérer le patrimoine du domaine public concédé pour sa valeur nette comptable. Cet agrégat est intitulé "Contre-valeur des biens" dans l'annexe aux comptes annuels d'Enedis.

Sur la base des explications fournies par le concessionnaire, il apparaît que les montants figurant sur la ligne intitulée "Financement théorique du concessionnaire à récupérer" [5] correspondent à la part des investissements financés par le concessionnaire qu'il considère ne pas avoir récupérés via les dotations aux amortissements prélevées sur le résultat de la concession. Il semble que cet agrégat corresponde à celui présenté dans les comptes annuels d'Enedis sous l'intitulé "Financement du concessionnaire non amorti".

L'agrégat "Dette du concessionnaire vis-à-vis du concédant" semble, quant à lui, correspondre à l'agrégat "Amortissement du financement du concédant" dans les comptes annuels d'Enedis. Il s'agit de la reconstitution pour le compte du concédant des financements que celui-ci a engagés au travers des amortissements constatés.

Selon cette logique, le droit du concédant correspondrait à la valeur nette comptable du patrimoine concédé, duquel sont déduits les financements du concessionnaire non amortis et auxquels sont ajoutés les financements du concédant reconstitués pour son compte par le concessionnaire au travers de l'amortissement.

Cette approche soustractive n'est pas satisfaisante car elle ne permet pas de reconstituer les différentes origines de financement qui concourent à la constitution du droit du concédant :
- financements du concédant stricto sensu (notamment remise de biens en début de contrat) ;
- montant de la provision pour renouvellement affectée au droit du concédant ;
- montant des amortissements du financement du concédant affectés au renouvellement ;
- montant des remises gratuites, participations et contributions des tiers, ...

(3) Eu égard aux limites subies pour réaliser l'analyse de ces données, qui tiennent aussi bien à leur absence de traçabilité qu'aux incertitudes sur la signification précise des agrégats retenus, ainsi qu'au caractère non exhaustif des droits du concédant.
(4) Note 20 de l'annexe : "Comptes spécifiques des concessions".
(5) Cet intitulé a été retenu pour imager ce que semble représenter cet agrégat. Le concessionnaire retient le terme "créance en espèce sur le concédant" dans les documents qu'il transmet, dans le cadre du contrôle de la concession.

— ANALYSE DE LA VARIATION DES IMMOBILISATIONS NETTES EN CONCESSION (EN M€) — *TABLEAU 16*

	VALEUR D'ORIGINE 2019	VARIATION DE PÉRIMÈTRE	INVESTISSEMENTS	RETRAITS NETS*	DOTATION AUX AMORTISSEMENTS	VALEUR FINALE 2019
Immobilisations localisées	466,8	--	59,3	nc	- 24,8	500,5

(*) valeur calculée

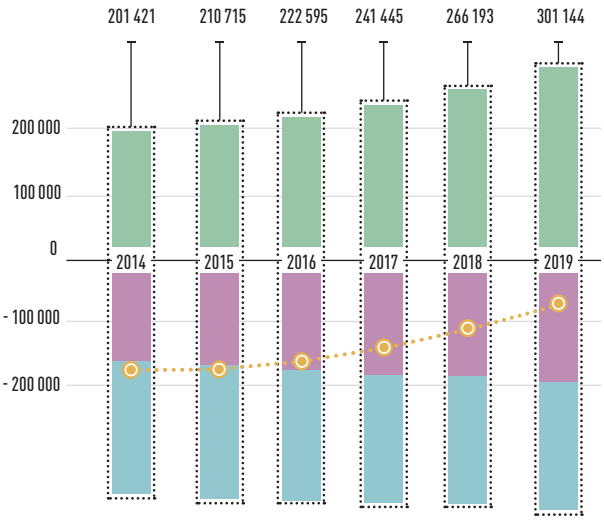
— REVUE ANALYTIQUE DES DROITS DU CONCÉDANT (EN K€) — *TABLEAU 17*

	SENS	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Immobilisations brutes hors réévaluation	+	671 188	715 315	755 468	782 041	810 699	835 543	869 083	897 056	951 928
Réévaluation de 1959 nette	+	5	5	7	2	- 5	- 5	- 5	- 5	- 5
Réévaluation de 1976 nette	+	198	99	687	- 180	- 12	- 11	- 11	- 11	- 6
Dépréciation des immobilisations hors réévaluation	-	306 452	328 573	361 362	375 885	392 411	406 777	418 634	430 275	451 379
Droit en nature du concédant (VNC)	(a)	364 940	386 846	394 800	405 978	418 271	428 750	450 433	466 765	500 548
Financement du concessionnaire à récupérer	(b)	187 708	196 821	197 658	201 421	210 715	222 595	241 445	266 193	301 144
Dette du concessionnaire vis-à-vis du concédant	(c)	130 571	141 669	148 589	155 844	163 852	171 024	177 567	180 873	188 642
Droit du concédant net	(a-b+c)	307 802	331 694	345 731	360 400	371 408	377 179	386 555	381 445	388 046
Financement net du concessionnaire	*(b-c)*	*57 138*	*55 152*	*49 069*	*45 578*	*46 863*	*51 571*	*63 878*	*85 320*	*112 502*

— REVUE ANALYTIQUE DE LA PROVISION POUR RENOUVELLEMENT (EN K€) — *TABLEAU 18*

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Biens localisés	178 158	179 246	173 230	172 418	171 837	181 082	179 919	178 008	184 177	183 962
Biens non localisés	50 479	48 241	44 920	39 992	34 997	26 087	22 526	20 600	13 526	14 162
TOTAL	228 637	227 487	218 150	212 411	206 833	207 169	202 445	198 608	197 703	198 124
Évolution en %	*2,07 %*	*- 0,50 %*	*- 4,10 %*	*- 2 ,63 %*	*- 2,63 %*	*0,16 %*	*- 2,28 %*	*- 1,90 %*	*- 0,46 %*	*0,21 %*
Valeur de remplacement	1 012 954	1 050 243	1 108 870	1 129 097	1 144 775	1 168 369	1 181 389	1 208 963	1 247 263	1 316 963
Taux de couverture	*22,60 %*	*21,70 %*	*19,70 %*	*18,80 %*	*18,10 %*	*17,70 %*	*17,14 %*	*16,43 %*	*15,85 %*	*15,04 %*
Valeur brute	666 833	691 192	734 285	756 162	782 041	810 699	835 543	869 083	897 056	951 928
Taux de couverture	*34,30 %*	*32,90 %*	*29,70 %*	*28,10 %*	*26,40 %*	*25,60 %*	*24,23 %*	*22,85 %*	*22,04 %*	*20,81 %*

— DETTES ET CRÉANCES RÉCIPROQUES —
GRAPHIQUE 6

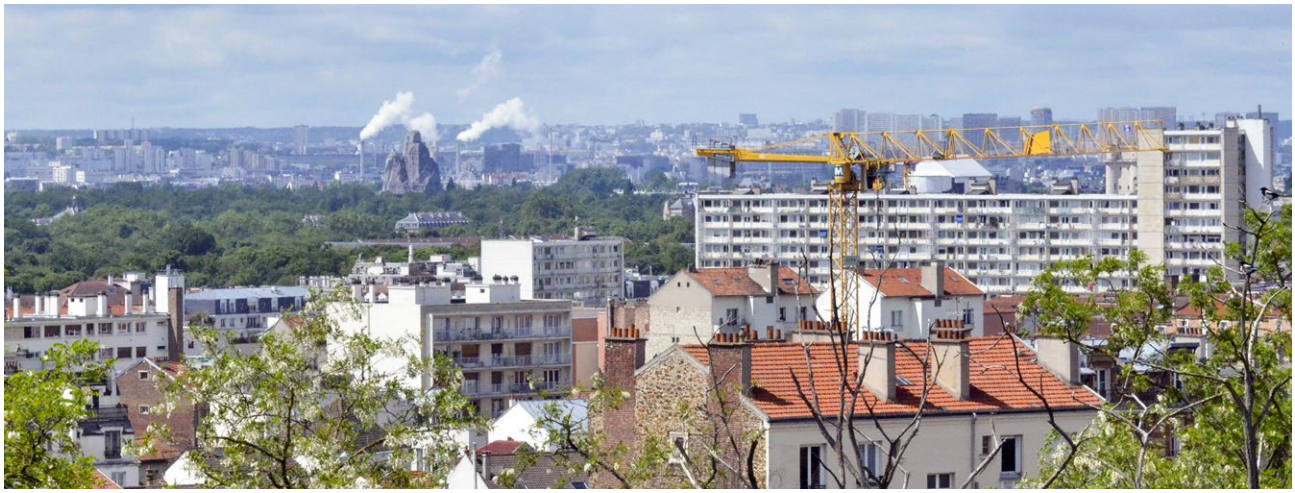


◢ Exhaustivité des données présentées au titre du droit du concédant

Dans la continuité des contrôles précédents, l'autorité concédante souligne à nouveau que les montants présentés par le concessionnaire au titre du droit du concédant ne sont pas exhaustifs :

- Le montant des financements externes reçus pour contribuer à l'établissement des ouvrages en concession, qui ont été obtenus par le concessionnaire au travers des facturations de participations aux usagers et/ou de contributions de la collectivité (CCU), notamment lors de raccordements, n'est pas inscrit en droit du concédant.
- L'analyse des pratiques du concessionnaire a montré que certains investissements de renouvellement ne sont pas intégralement imputés en financement du concédant, en contradiction avec le principe même de la concession et avec l'article 10 du cahier des charges relatif au précédent contrat, mais également avec l'article 11 du cahier des charges annexé à la nouvelle convention signée en 2019.
- Le montant des provisions prélevées sur les recettes issues de l'exploitation du domaine concédé [6] et reprises en produits au compte de résultat de la concession, qui ne sont pas affectés en droit du concédant, ce que l'autorité concédante a toujours contesté.

(6) Provisions pour faire face à l'obligation issue des termes de l'article 10 du cahier des charges de la concession.



— **RECONSTITUTION DE LA VARIATION 2017-2018 DE LA PROVISION POUR RENOUVELLEMENT** (EN K€) —
TABLEAU 19

SOLDE 2018	IMPACT ADHÉSION	IMPACT LOCALISATION	DOTATIONS	AFFECTATION DE LA PROVISION AU RENOU-VELLEMENT	REPRISES DE PROVISIONS DEVENUES SANS OBJET	REPRISES EXCEPTIONNELLES (CHANGEMENTS COMPTABLES)	SOLDE THÉORIQUE 2019	SOLDE 2019
197 703	--	nc	2 923	940	385	nc	199 301	198 124

Il est à noter un écart de – 1 177 k€ entre la provision communiquée et la provision théorique.

◢ Financements nets du concessionnaire

Sa détermination souffre des différentes limites évoquées auparavant et, notamment, de la non-exhaustivité des financements du concédant décrite au point précédent. De plus, rien ne permet de garantir que l'ensemble des amortissements dotés en comptabilité depuis l'origine de la concession soit bien pris en compte au titre des financements récupérés par le concessionnaire. En effet, ce dernier a pratiqué l'amortissement de caducité jusqu'en 2004 inclus et a réalisé différents changements comptables (notamment en lien avec la durée d'amortissement), dont les incidences n'ont pas pu être systématiquement tracées.
Sur un plan analytique, pour obtenir une lecture financière du financement net du concessionnaire, il conviendrait, a minima, de retrancher du solde présenté dans le tableau 17 (112,5 M€) les provisions pour renouvellement constituées par prélèvement sur les résultats antérieurs de la concession (198,1 M€), laissant apparaître un excédent de ressources au profit du concessionnaire de 85,6 M€.

◢ Provision pour renouvellement *(Tableaux 18 et 19)*

Pour une valeur brute des immobilisations de 952 M€, la provision pour renouvellement est de 197,7 M€, soit un taux de couverture de 20,8 %.

Il apparaît que le montant moyen des renouvellements à effectuer pour consommer la provision avant le terme de la concession est nettement supérieur aux montants réellement investis à ce titre au cours des derniers exercices [7].
De nouveau, les informations communiquées par le concessionnaire ne correspondent pas à la demande de l'autorité concédante et ne permettent pas de justifier la variation de la provision pour renouvellement puisque, sur la base des données communiquées, le solde de la provision, à fin 2019, devrait être supérieur de 1,2 M€.
Les comptes sociaux de la société Enedis font apparaître un phénomène de nature à renforcer les inquiétudes déjà formulées quant au devenir des stocks de provision existant au bilan de la concession : au niveau national, sur un montant de 209 M€ de reprises de provisions, moins de la moitié ont été affectées au droit du concédant, le solde étant repris en résultat par le concessionnaire.

Cette situation est préjudiciable au contrôle puisque les informations relatives à la constitution et à l'affectation de la provision pour renouvellement sont cruciales, dans la mesure où elles matérialisent les modalités selon lesquelles le concessionnaire met en œuvre les obligations liées aux cahiers des charges, qu'il s'agisse de celui lié au précédent contrat ou encore de celui en vigueur à compter du 1er novembre 2019.

(7) Même si cette analyse est partiellement fragilisée par l'absence de transmission du détail extension/renouvellement des investissements.

◢ Analyse des évolutions

Les changements comptables réalisés entre 2007 et 2012 ont abouti à réduire le stock de provisions, mais aussi le montant des dotations annuelles. Le concessionnaire n'a pas indiqué avoir procédé à de nouveaux changements comptables qui pourraient expliquer la poursuite de la décroissance de la provision depuis lors.
Il apparaît donc que, au-delà des reprises exceptionnelles de provisions liées aux changements comptables opérés, les règles de prise en compte de l'obligation de renouvellement, qui sont appliquées dorénavant par le concessionnaire, aboutissent à une diminution mécanique de la provision pour renouvellement et à une réduction du taux de couverture de la valeur de remplacement, qui est passée, en sept ans, de 30% à 21%.

L'explication apportée par le concessionnaire au cours du contrôle 2015 fait un lien entre la baisse des provisions et le mécanisme de sortie automatique de la part correspondant aux biens non localisés lors de la fin de vie comptable de ces biens (donc au bout de 40 ans), mais aussi avec la diminution de la part du patrimoine susceptible d'être renouvelé avant l'échéance de la concession :
« ... La fin de concession approchant, les besoins de dotation sont moindres, dès lors que le patrimoine susceptible d'être renouvelé diminue et que le mécanisme de sortie automatique de la provision pour immobilisations non localisées réduit mécaniquement la masse des provisions devant être réévaluées. »
En effet, les provisions sorties ne se trouvent pas reconstituées puisque les nouveaux biens non localisés (essentiellement des branchements et des colonnes montantes) entrés en concession ont une date de fin de vie comptable postérieure à la date de fin de contrat de concession (novembre 2024) et ne sont plus concernés par l'obligation de provisionner depuis la loi du 9 août 2004.

Par ailleurs, les contrôles précédents ont montré :
- que la provision pour renouvellement est constituée sur la base d'une méthode statistique grossière qui n'est pas susceptible de produire des résultats précis, particulièrement si on cherche à l'appréhender ouvrage par ouvrage ;
- que les éléments permettant de justifier le solde de la provision pour renouvellement (plan de renouvellement, éléments de revalorisation, probabilités de retrait),, ainsi que le détail des informations permettant de justifier sa variation [8] ne lui sont pas transmis (cf. *supra*).

Ces limitations relatives à l'information transmise ne permettent à l'autorité concédante de se forger une conviction ni sur le caractère satisfaisant de la provision ni sur sa correcte utilisation pour alimenter les droits du concédant.

En tout état de cause, les constats réalisés dans le cadre des contrôles sur pièces tendent à montrer que **les principes retenus sont de nature à minorer de façon inéquitable les droits du concédant.**

(8) Liste des chantiers de renouvellement, valeurs des renouvellements, provision affectée au droit du concédant, provision reprise au compte de résultat...

Les termes du contrat de concession et les montants de provisions disponibles autorisent, selon l'autorité concédante, à considérer que **l'ensemble des besoins de financement liés aux renouvellements réalisés depuis l'origine du contrat a été assuré de fait grâce à la provision pour renouvellement disponible.** Il n'est donc pas envisageable de considérer que, dans le cas où la provision s'avère unitairement insuffisante, l'erreur commise par le concessionnaire aboutisse à une minoration des droits de l'autorité concédante sur le nouvel ouvrage.

Enfin, concernant les provisions devenues sans objet, l'autorité concédante tient à rappeler sa position : ces provisions doivent – au même titre que les provisions affectées au renouvellement – être considérées comme des financements du concédant. Cette position s'applique bien évidemment aux provisions reprises pour cause de changement de méthode ou d'estimation comptable.

◢ Ticket de sortie - Dettes et créances réciproques
(Tableau 20 et graphique 6)

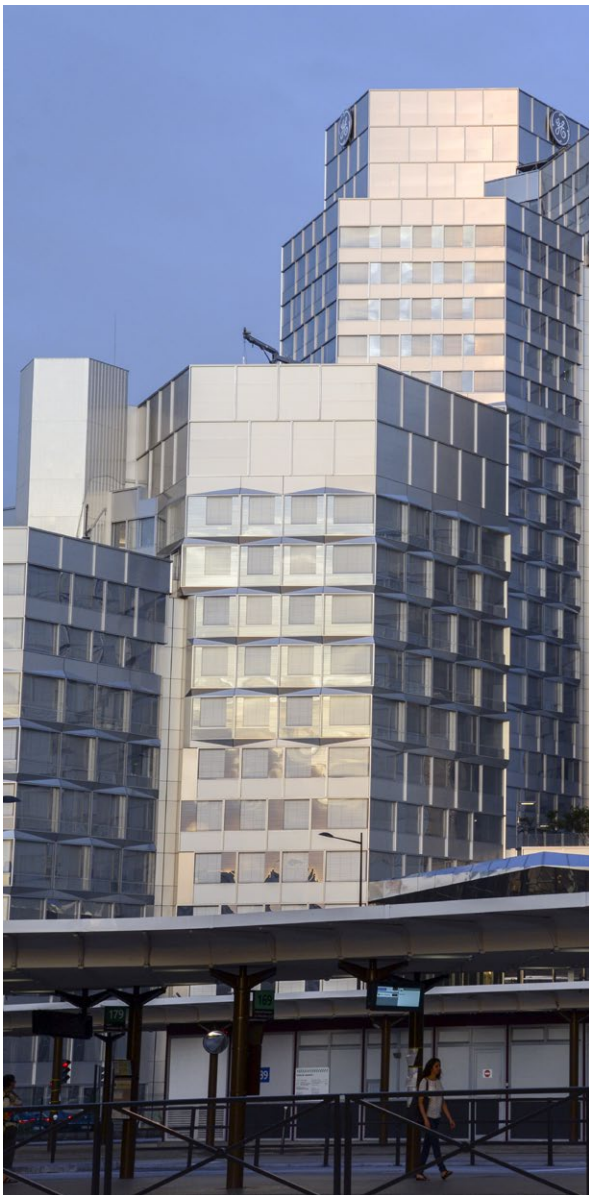
Le solde des dettes et créances réciproques traduit la dette potentielle du concessionnaire envers l'autorité concédante, **avant prise en compte de l'éventuelle réévaluation du financement net du concessionnaire, prévue par le contrat de concession.**
La diminution de ce solde de fin de contrat peut s'expliquer par les changements comptables entrepris ces dernières années. Ces changements, contestés par ailleurs par l'autorité concédante, ont porté, notamment, sur l'allongement de la durée de vie comptable de certains ouvrages avec un impact sur les amortissements, la modification de l'affectation de la participation des tiers et/ou de la contribution des collectivités et des remises gratuites, l'affectation et la reprise des provisions pour renouvellement.
En tout état de cause, l'absence d'inventaire par type d'ouvrage, en lien avec l'origine de leurs financements et la non-traçabilité des montants présentés par le concessionnaire au titre du droit du concédant interdisent à l'autorité concédante tout contrôle sur les montants concernés.

Il convient également de rappeler qu'en cas de non renouvellement ou de résiliation anticipée de la convention, il est prévu contractuellement que le concessionnaire reçoive de l'autorité concédante une indemnité égale à la valeur non amortie réévaluée, « par référence au TMO », des ouvrages faisant partie de la concession, dans la proportion de sa participation à leur établissement.

Il apparaît donc que l'agrégat « Valeur nette comptable des financements d'Enedis » pourrait être sensiblement réévalué en cas d'application de ces clauses. **Il est cependant impossible, sur la base des informations communiquées, de déterminer la valeur de cette réévaluation potentielle, et donc, d'évaluer le risque qu'elle pourrait représenter en cas de non renouvellement ou de résiliation anticipée.**

— TICKET DE SORTIE (EN K€) - DETTES ET CRÉANCES RÉCIPROQUES — *TABLEAU 20*

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Valeur nette comptable des financements Enedis (a)	184 668	187 708	196 821	197 658	201 421	210 715	222 595	241 445	266 193	301 144
Amortissements du concédant (b)	- 121 915	- 130 571	- 141 669	- 148 589	- 155 844	- 163 852	- 171 024	- 177 567	- 180 873	- 188 642
Provisions pour renouvellement non utilisées (c)	- 228 637	- 227 487	- 218 150	- 212 411	- 206 833	- 207 169	- 202 445	- 198 608	- 197 703	- 198 124
Ticket de sortie a-b-c	- 165 884	- 170 350	- 162 998	- 163 342	- 161 256	- 160 306	- 150 874	- 134 730	- 112 383	- 85 622



◢ Conclusion sur l'information financière communiquée au titre du bilan de la concession

L'information financière relative au patrimoine en concession a été enrichie au cours des derniers exercices, notamment pour ce qui concerne la description du patrimoine localisé et la justification de sa variation, d'une année sur l'autre.
L'importance du patrimoine non localisé et l'absence d'éléments permettant de justifier les informations produites à ce titre limitent cependant la portée de ces avancées.
Des progrès restent également à accomplir en ce qui concerne la justification du mode de détermination de la provision pour renouvellement et la justification de son évolution, d'une période à l'autre : détail des opérations de renouvellement réalisées et part de la provision affectée au droit du concédant, justification des montants repris car considérés comme sans objet…

Malgré des progrès enregistrés au titre de l'exercice 2019, l'information relative au droit du concédant reste insuffisamment détaillée et justifiée, ce qui limite le contrôle réalisé par l'autorité concédante, qui émet en conséquence les réserves les plus expresses sur les valorisations communiquées par le concessionnaire à ce titre.

De plus, il est impossible, en l'état, de déterminer le montant de l'indemnité contractuelle qui pourrait devoir être versée au concessionnaire en vertu des dispositions contractuelles en vigueur, sur la base des informations qu'il transmet à l'autorité concédante, ce qui constitue un obstacle majeur au contrôle.

#2

CLIENTÈLE DE LA CONCESSION ET ÉNERGIE ACHEMINÉE

III
ÉVOLUTION DES DONNÉES

ÉVOLUTION DES DONNÉES

Répartis sur sept départements, plus de 700 000 clients profitent du service public concédé par le Sigeif.

LA CLIENTÈLE DE LA CONCESSION

(Tableau 21)

En 2019, la concession du Sigeif totalise 700 341 clients ou PDL raccordés aux réseaux HTA et BT.

Les clients aux tarifs réglementés de vente (TRV)

Depuis le 1er janvier 2016 et la disparition des sites de puissance supérieure à 36 kVA, via l'extinction de leurs tarifs vert et jaune (application de l'article L. 337-9 du Code de l'énergie issu de la loi Nome de 2010), les tarifs réglementés de vente (TRV), dits tarifs « bleu » concernent les consommateurs finals résidentiels et professionnels BT «C5» pour lesquels la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA.

L'année 2019 a été marquée par quatre points importants :
• Le 1er juin : réévaluation tarifaire à la hausse de 7,7 % HT pour les clients au Tarif Bleu résidentiel et les clients au Tarif Bleu non résidentiel.
• Le 1er août : nouveau mouvement tarifaire qui s'est traduit par une hausse moyenne de 1,49 % HT pour les clients au Tarif Bleu résidentiel et de 1,34 % pour les clients au Tarif Bleu non résidentiel.
• Le 8 novembre : loi n° 2019-1147, définition de nouveaux critères d'éligibilités aux TRV, applicables à compter du 1er janvier 2021, avec des effets dès le 1er janvier 2020 pour les clients concernés.
• Le 6 novembre, le Conseil d'État :
– valide la méthodologie retenue par la CRE dans la construction des coûts des TRV,
– rejette les recours formés par des fournisseurs d'électricité contre les TRV applicables à compter du 1er août 2018,
– rejette le recours formé par deux associations de consommateurs contre la décision ayant fixé les TRV applicables à compter du 1er juin 2019.
Pour mémoire : le 31 juillet 2018, arrêt du Conseil d'État confirmant qu'un tarif réglementé de vente en électricité répondait à un motif d'intérêt général, et clarifiant les conditions et critères des clients « grandes entreprises » pour lesquels les TRV sont en extinction.
Au 31 décembre 2019, la concession dénombre 463 489 contrats (clients) de fourniture aux tarifs réglementés de vente (- 5,7 % par rapport à l'exercice précédent), soit près des deux tiers des PDL raccordés aux réseaux HTA et BT de la concession (700 341).

Évolution du nombre de clients en offres de marché *(Graphique 7)*

Chaque client peut faire valoir ses droits à l'éligibilité en quittant les tarifs réglementés et en optant pour une offre dite de marché.
Au 31 décembre 2019, la concession compte 236 852 clients qui ont choisi une offre de marché représentant environ 34 % des points de livraison (PDL). Le graphique 7 illustre l'évolution, tant du point de vue du nombre de clients (en progression de 18,5 % par rapport à l'exercice précédent) que de l'énergie acheminée sur ce segment de clientèle.

L'ÉNERGIE ACHEMINÉE

(Tableau 21)

Après un nouvel hiver particulièrement doux en Île-de-France, l'énergie totale acheminée (6 359 GWh) est en diminution (- 3 %) par rapport à 2018. Il en est de même pour le secteur résidentiel (clients ⩽ 36 kVA), à hauteur de - 6,5 %.

L'indicateur local RTB

Pour les clients relevant du tarif bleu, les plus nombreux, l'indicateur local RTB, portant résultat de la fraction entre l'énergie totale acheminée et le nombre total de clients, est relativement stable depuis 2016.

$$RTB^* = \frac{(\sum \text{énergie acheminée})}{(\text{nombre total de clients})}$$

(EN KWH/CLIENT)	2017	2018	2019
Valeur minimale	3 491	3 451	3 448
Valeur moyenne	4 850	4 901	4 657
Valeur maximale	8 424	8 074	7 864

* Valeurs extrêmes exclues.

Les valeurs extrêmes se situent, à l'image des exercices antérieurs à 2016, sur la commune d'Épinay-sous-Sénart (91), pour la consommation moyenne la plus faible, et sur la commune de Marolles-en-Brie (94), pour la valeur la plus élevée.

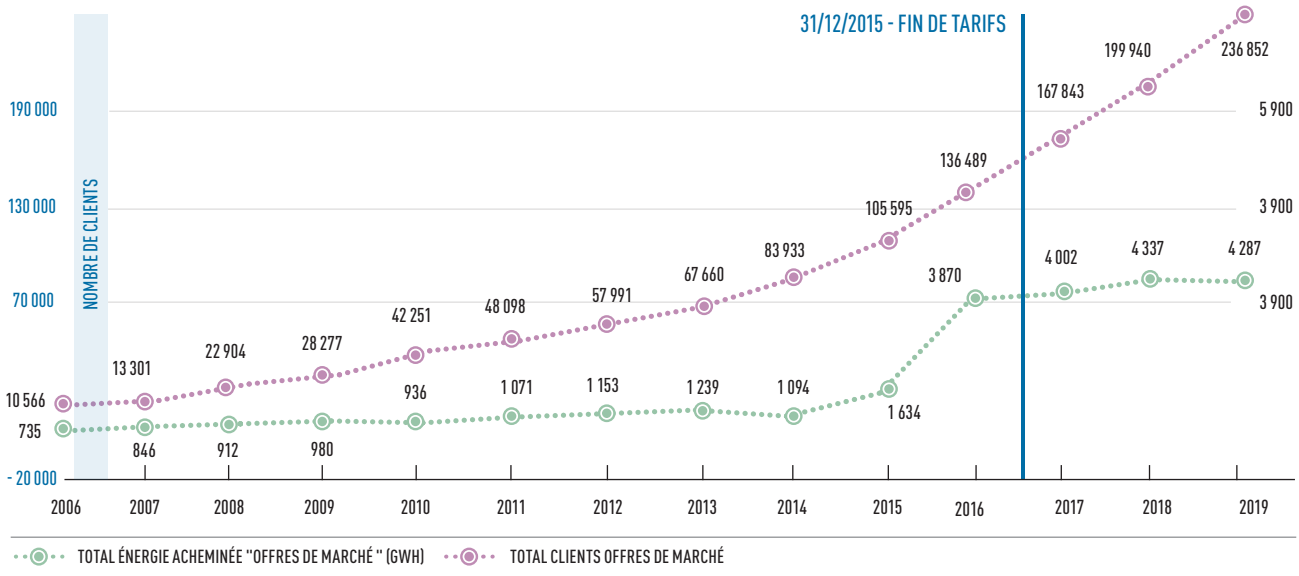
(EN KWH/CLIENT)	2017	2018	2019
Valeur la plus faible (Rocquencourt)	3 136	3 183	-
Épinay-sous-Sénart	-	-	3 308
Valeur la plus forte (Marolles-en-Brie)	12 376	12 948	11 560

— CLIENTÈLE DE LA CONCESSION SIGEIF (TRV ET OFFRES DE MARCHÉ) QUANTITÉ D'ÉNERGIE ACHEMINÉE (EN GWH) — *TABLEAU 21*

CONCESSION SIGEIF	NOMBRE DE CLIENTS			VARIATION 2019/2018		ACHEMINEMENT			VARIATION 2019/2018	
	2017	2018	2019	ÉCART	TAUX	2017	2018	2019	ÉCART	Taux
CLIENTS "TARIF BLEU"										
Seine-et-Marne	39 115	37 105	34 784	- 2 321	- 6,3 %	211	184	171	- 12	- 6,7 %
Yvelines	139 903	132 683	125 465	- 7 218	- 5,4 %	612	539	505	- 34	- 6,3 %
Essonne	63 678	60 122	56 572	- 3 550	- 5,9 %	339	305	284	- 21	- 6,9 %
Hauts-de-Seine	98 936	94 149	89 339	- 4 810	- 5,1 %	436	391	365	- 26	- 6,7 %
Seine-Saint-Denis	150 552	141 913	133 385	- 8 528	- 6 %	746	658	614	- 44	- 6,6 %
Val-de-Marne	25 910	24 658	22 905	- 1 753	- 7,1 %	151	132	124	- 8	- 5,7 %
Val-d'Oise	1 040	998	949	- 49	- 4,9 %	7	6	6	0	- 5,9 %
Total Tarif bleu (a)	519 134	491 628	463 399	- 28 229	- 5,7 %	2 503	2 214	2 069	- 145	- 6,5 %
CLIENTS PARTICULIERS "PS INFÉRIEURS À 36 KVA"*										
Clients BT*	88	77	73	- 4	- 5,2 %	3	3	3	0	- 6,7 %
Clients HTA* (BT≤ 36 KVA)	17	16	17	1	6,3 %	1	1	1	0	- 4,6 %
TOTAL Clients particuliers (b)	105	93	90	- 3	- 3,2 %	4	3	3	0	- 6,3 %
TOTAL SIGEIF Tarifs réglementés de vente (a+b)	519 239	491 721	463 489	- 28 232	- 5,7 %	2 507	2 217	2 072	- 145	- 6,5%
CLIENTS OFFRES DE MARCHÉ										
Clients BT	166 533	198 620	235 512	36 892	18,6 %	780	1 122	1 143	21	1,9 %
Clients HTA	1 310	1 320	1 340	20	1,5 %	3 222	3 215	3 144	- 74	- 2,3 %
TOTAL SIGEIF Offres de marché	167 843	199 940	236 852	36 912	18,5 %	4 002	4 337	4 287	- 53	- 1,2 %

(*) : Cas particuliers de sites bénéficiant d'un tarif jaune et vert (contrat en extinction).

— CLIENTS EN OFFRES DE MARCHÉ : ÉVOLUTION DE LEUR NOMBRE ET DE L'ÉNERGIE ACHEMINÉE — *GRAPHIQUE 7*



◢ Les DJU, degrés-jours unifiés [10]

Les degrés-jours (DJU) sont calculés par les services de la météorologie qui totalisent, en fin de saison de chauffe, la différence entre la température moyenne et 18 °C.

Exemple
Pour une température moyenne de 0 °C, 18 degrés-jours sont comptabilisés. Sur trente ans, la moyenne a été de 2 450 degrés-jours en Île-de-France, pour une saison de sept mois (octobre à avril). Plus l'hiver est doux, moins il y a de DJU, et inversement. Ainsi, une saison est considérée comme douce autour de 200 DJU et très froide autour de 2 700 DJU.

Pour la station de Paris-Bourget, nous obtenons :

(EN KWH/CLIENT)	2017	2018	2019
DJU	1 996	2 000	1 964

* Données Météo Consult.

À l'issue des calculs exposés ci-dessus, l'autorité concédante note, en ce qui concerne le flux d'énergie, une cohérence des données pour l'exercice 2019.

L'ENQUÊTE ANNUELLE DE SATISFACTION AUPRÈS DES CLIENTS-USAGERS

Le baromètre de suivi de la satisfaction des clients-usagers, mis en place depuis plusieurs années par l'autorité concédante, est un des outils d'appréciation, sur le périmètre de sa concession, de la qualité des services apportés par le concessionnaire.
Désormais mise en œuvre tout les deux ans, l'autorité concédante a intégré, dans ce rapport, les résultats de l'enquête 2019.

◢ Les interventions à domicile *(Tableau 22)*

L'accueil téléphonique du gestionnaire de réseau se révèle très "performant", avec un résultat de 94 % de clients "Total satisfaits". De plus, l'amélioration durable du nombre d'interviewés "Pas du tout satisfaits" de la rapidité à obtenir l'interlocuteur demeure encourageante.
Après une intervention du gestionnaire de réseau au domicile des interviewés (12 % de l'échantillon), ces derniers ont déclaré être satisfaits de la ponctualité de l'intervenant (79 %), du délai d'intervention (76 %), des informations fournies (75 %), du rendez-vous proposé (68 %), et de la qualité du travail effectué (84 %).
L'exercice 2019 fait apparaître, dans la continuité des années précédentes, un bon niveau de satisfaction pour l'ensemble des items, qui reste toutefois à surveiller au vu du recul parfois significatif de plusieurs d'entre eux par rapport à la précédente enquête (perte de 9 points pour le délai d'intervention et pour le rendez-vous proposé et perte de 6 points concernant la qualité du travail effectué).

◢ La perception du prix de l'électricité

La perception du prix de l'électricité en Île-de-France, reste quasi stables mais les clients le jugent trop élevé bien qu'il demeure en deçà de la moyenne européenne (prix du kilowattheure moyen pour les particuliers en 2019, de 0,1765 € TTC en France, contre 0,2159 € au sein de l'Union européenne [11]).

(10) DJU = 18 °C – (Tmax + Tmin) / 2.

(11) Source Eurostat au second semestre 2019.

EN % DES RÉPONSES)	2017	2018	2019
Cher	49	-	48
Normal	43	-	42
Bon marché	7	-	8
Ne se prononce pas	1	-	2

◢ Les relations avec un fournisseur d'électricité

Près d'un client interrogé sur deux indique n'avoir jamais eu affaire avec son fournisseur ; et le téléphone apparaît, dans la continuité des exercices passés, comme le canal de communication privilégié.

EN % DES RÉPONSES)	2017	2018	2019
Téléphone	38	-	39
Internet	19	-	17
Courrier	19	-	12
Aucune relation	47	-	48
Ne se prononce pas	1	-	-

Total supérieur à 100 % possible, les interviewés ayant pu donner plusieurs réponses.

En ce qui concerne le motif d'une relation entre le client et son fournisseur, le tableau 23 fait apparaître en majorité une demande d'adaptation de son contrat, des problèmes de mise en services ou encore un besoin d'information sur les économies d'énergie.

◢ Perception de l'enfouissement des lignes électriques

L'initiative des maires consistant à enfouir les lignes électriques situées le long de la voirie communale, répondant ainsi à une finalité esthétique et également de qualité et de sécurisation de la distribution, est appréciée.

EN % DES RÉPONSES)	2017	2018	2019
Oui	77	-	73
Non	22	-	26
Ne se prononce pas	1	-	1

▸ AUTRES INDICATEURS « FOURNITURE » ◂

L'augmentation du coût de l'énergie, la faiblesse des revenus et la mauvaise performance thermique des bâtiments conduisent, au niveau national, près de 7 millions de personnes [12] à la situation de précarité énergétique, malgré l'action publique.

La pauvreté n'est pas seulement monétaire ; elle est aussi énergétique. La question du coût de la facture d'énergie se pose. Il en est de même pour le locataire, "prisonnier" d'un logement ou d'un lieu d'activité dont il peut difficilement maîtriser le coût.

Face à cette situation préoccupante, plusieurs actions sont menées par les pouvoirs publics, parmi lesquelles :
- Le plan de rénovation énergétique des bâtiments, publié en avril 2018, prévoit notamment d'éradiquer en dix ans les 1,5 million de « passoires thermiques » habitées par des ménages propriétaires aux faibles revenus. Pour cela, le budget de l'ANAH (Agence nationale de l'habitat) a été renforcé, ce qui lui a permis de subventionner plus de 117 000 rénovations en 2019 (contre 62 500 logements en 2018), pour un investissement total de près de 650 M€.
- Le chèque énergie a été adressé à 5,8 millions de ménages en 2019, contre 3,6 millions en 2018, pour un montant compris entre 48 et 277 euros, selon le niveau de ressources et la composition du foyer.
- Les certificats d'économies d'énergie "précarité énergétique", dont l'obligation auparavant fixée à 150 TWh cumac pour la période 2016-2017, désormais plus ambitieux avec un objectif de 400 TWh Cumac pour la période 2018-2020.

◢ Rapport du médiateur national de l'énergie

Le nombre de litiges enregistré par les services du médiateur pour l'année 2019 atteint un nouveau record (22 807 dossiers reçus, soit un bond de 35% par rapport à 2018 et de 85% par rapport à 2015).

Sur les 7 197 litiges recevables (soit 30 % de plus qu'en 2018), 6 784 litiges ont fait l'objet d'une recommandation de solution en médiation, sachant que les solutions de type accord amiable sont priorisées (59 % des recommandations).
Enedis est impliqué dans 4 712 cas (+ 41 % par rapport à 2018), quand bien même sa responsabilité n'est pas toujours avérée. En effet, le gestionnaire de réseau peut être impliqué directement dans le litige ou bien être simplement sollicité pour fournir des informations essentielles à la résolution du litige, notamment des données de consommation.
Ce dernier est jugé par le médiateur comme « l'opérateur avec lequel il est le plus difficile d'effectuer des médiations constructives, à cause de ses délais de réponses, de ses réponses souvent trop standardisées et d'un suivi insuffisant des recommandations du médiateur ».

(12) 12 % des ménages selon l'ONPE, statistiques 2018.

— LA SATISFACTION DES USAGERS VIS-À-VIS DES INTERVENTIONS À DOMICILE ET DE L'ACCUEIL TÉLÉPHONIQUE

— TABLEAU 22

À propos de l'accueil téléphonique, diriez-vous que vous êtes très satisfait, assez satisfait, peu satisfait ou pas du tout satisfait ? ...

	2015	2016	2017	2018	2019			
(EN %)	TOTAL SATISFAIT	TOTAL SATISFAIT	TOTAL SATISFAIT	TOTAL SATISFAIT	TOTAL SATISFAIT	TRÈS SATISFAIT	ASSEZ SATISFAIT	TOTAL PAS SATISFAIT
... de l'accueil globalement	93	96	94	-	94	50	44	6
... de l'attention à votre égard	91	91	92	-	91	47	44	9
... de la solution ou de la réponse apportées	89	90	92	-	89	49	40	11
... des horaires	92	91	89	-	90	45	45	8
... de la rapidité à obtenir l'interlocuteur	82	84	86	-	84	38	46	15

Lorsque des interventions d'ENEDIS ont eu lieu à votre domicile, avez-vous été très satisfait, assez satisfait, peu satisfait ou pas du tout satisfait ? ...

	2015	2016	2017	2018	2019			
(EN %)	TOTAL SATISFAIT	TOTAL SATISFAIT	TOTAL SATISFAIT	TOTAL SATISFAIT	TOTAL SATISFAIT	TRÈS SATISFAIT	ASSEZ SATISFAIT	TOTAL PAS SATISFAIT
... de la qualité du travail effectué	92	86	90	-	84	44	40	14
... de la ponctualité au rendez-vous	90	72	74	-	79	40	39	17
... du délai d'intervention	75	89	85	-	76	36	40	20
... du rendez-vous proposé (date et heure)	72	74	77	-	68	30	38	29
... des informations fournies (devis, conseils,...)	92	84	79	-	75	33	42	23

S'agissant des problèmes de qualité de fourniture, ils évoluent peu et concernent toujours la tenue de la tension, les coupures accidentelles ou les microcoupures de l'alimentation, pour lesquelles il appartient aujourd'hui aux consommateurs d'apporter la preuve de la réalité des dommages subis, en établissant le lien de causalité avec une défaillance du réseau, pour lequel le distributeur « manque de transparence et cherche plutôt à se dégager de toute responsabilité », ce qui entraîne parfois des difficultés d'indemnisation.

Les réformes soutenues par le médiateur de l'énergie sont de nature à modifier le paysage de la consommation et de la distribution de l'énergie, comme l'interdiction des régularisations de facturation sur plus de 14 mois ou l'intégration des colonnes montantes au réseau public de distribution d'électricité. Cette dernière mesure, entrée en vigueur le 23 novembre 2018, a fixé le cadre juridique, mais cela n'a pas conduit, comme attendu, à une réduction du nombre de litiges. Au contraire, le médiateur en a reçus plus qu'auparavant (167 litiges reçus, contre 121 en 2018 et 82 en 2017) et a dû intervenir dans une trentaine de litiges opposant des copropriétaires à Enedis. Les difficultés principales portent, d'une part, sur l'absence d'accompagnement et de transparence dans les réponses d'Enedis lorsque lui sont signalés des risques pour la sécurité dus à la vétusté d'une colonne montante, et, d'autre part, sur la prise en charge de la rénovation et de la mise aux normes des colonnes montantes, notamment lors de demandes d'augmentation de puissance ou d'ajout d'un point de livraison.

— LES MOTIFS DE LA RELATION AVEC LE SERVICE CLIENTÈLE D'UN FOURNISSEUR — *TABLEAU 23*

Personnes ayant déclaré avoir été en relation avec le service clientèle (en %)

	2014	2015	2016	2017	2018	2019
... modification de votre abonnement	35	34	35	21	-	26
... contestation d'une facture	25	19	20	20	-	18
... information sur les économies d'énergie	31	32	36	18	-	20
... coupure	18	17	20	14	-	14
... problème de mise en service	20	14	17	12	-	26
... dépannage de l'installation personnelle	17	17	22	9	-	14
... difficultés de paiement	12	8	7	4	-	5
Autres raisons	24	30	25	34	-	22

Enfin, l'intensification de la concurrence (35 fournisseurs d'électricité ont été recensés en 2019, contre 31 en 2018 et 26 en 2017), la recrudescence de mauvaises pratiques de la part de certains fournisseurs (démarchage), la forte hausse des interventions réalisées à la demande du fournisseur pour impayés et l'incertitude portant sur un risque de suppression des tarifs réglementés de vente pour les particuliers sont susceptibles de dégrader la confiance des consommateurs et accroître encore l'activité du médiateur de l'énergie.

◢ Qualité des relations et des services pour les clients relevant des tarifs réglementés de vente

La qualité des relations et des services portant sur la fourniture aux tarifs réglementés de vente (TRV) est mesurée via plusieurs indicateurs pouvant être classés dans trois grandes familles : la satisfaction des clients, le traitement des réclamations et la gestion du contrat.

— QUALITÉ DES RELATIONS ET DES SERVICES POUR LES CLIENTS " RÉSIDENTIELS" RELEVANT DU TARIF RÉGLEMENTÉ DE VENTE (TRV) — *TABLEAU 24-A*

	MAILLE	2016	2017	2018	2019	VARIATION
La satisfaction des clients (%)						
Particuliers	Nationale	90	89	89	91	2 %
Collectivités	Nationale	86	92	92	95	3 %
Le traitement des réclamations (nombre)	Nationale	82	91	90	90	-
Écrites	Sigeif	5 939	8 340	7 947	7 956	-
- Courrier	Sigeif	3 088	3 120	2 451	1 813	- 26 %
- Internet	Sigeif	2 851	5 220	5 496	6 143	12 %
- À l'item « Facturation »	Sigeif	1 960	2 519	2 247	2 320	3 %
- À l'item « Recouvrement »	Sigeif	1 504	1 897	1 586	1 621	2 %
- À l'item « Contrat »	Sigeif	959	1 180	1 163	1 425	23 %
- À l'item « Accueil »	Sigeif	524	810	1 064	1 137	7 %
- À l'item « Conseils et services »	Sigeif	103	435	129	98	- 24 %
Taux de réclamations traités dans les 30 jours	Sigeif	95	93	94,7	95,0	-
Nombre de réclamations en instance d'appel	Sigeif	505	441	426	421	- 1 %
La gestion du contrat						
Nombre de lettres « uniques » de relance envoyées	Sigeif	209 093	186 407	156 150	134 499	- 14 %
Nombre de conseils tarifaires dispensés par EDF	Sigeif	61 073	51 334	41 065	30 728	- 25 %

Satisfaction des clients relevant des TRV
(Tableau 24-a)

Cet indicateur, communiqué à la maille nationale, fait apparaître un **très bon résultat**. Toutefois, et compte tenu du degré d'exigence des clients de son territoire, l'autorité concédante est amenée à émettre quelques réserves quant à sa transposition à l'échelle de la concession.

Traitement des réclamations

Une réclamation correspond, selon la définition d'EDF Commerce, à toute expression explicite ou implicite d'une insatisfaction ou d'une situation considérée comme anormale par un client, et pour laquelle il attend une explication, une solution, ou toute forme de reconnaissance. Pour le traitement des réclamations, le concessionnaire dispose d'un dispositif complet qui permet au client qui ne serait pas satisfait de la réponse apportée par un conseiller de faire appel de sa réponse auprès du service consommateur, dans un premier temps, puis du médiateur EDF, si aucun accord n'a pu être trouvé. Le client a également la possibilité de saisir le médiateur national de l'énergie s'il le souhaite.

Suivi à la maille de la concession, le taux de traitement des réclamations écrites (Internet, courrier) dans les 30 jours est, avec 95 %, toujours à un très bon niveau.

Reprises dans le tableau 24-a, ces réclamations (7 956) sont quasi stables (+ 0,1 % par rapport à l'exercice passé) et reposent, comme les années précédentes, essentiellement sur la facturation (29 %) et le recouvrement (20 %).

Classées sous la responsabilité du distributeur Enedis, les réclamations (voir tableau 24-b) liées aux données de consommation estimées ou réelles, au fonctionnement du comptage, aux relations et à la qualité de fourniture et du réseau génèrent 17 % des saisines.

Enfin, depuis 2016, année de début du déploiement du compteur communicant « Linky », force est de constater que l'année 2019 est la première année de diminution des réclamations en lien avec la relève.

Gestion du contrat
(Tableaux 24-a et 24-b)

Le nombre de lettres "uniques" de relance pour impayés (134 499, soit - 14 % par rapport à 2018) est en constante diminution depuis 2014 (-47 %). Il en est de même pour les coupures* demandées par le fournisseur "historique" (6 546, soit -43 % par rapport à 2018) et les coupures effectives, réalisées par le gestionnaire de réseau (1 216, soit -31 % par rapport à 2018).

— QUALITÉ DES RELATIONS ET DES SERVICES POUR LES CLIENTS "RÉSIDENTIELS" RELEVANT DU GESTIONNAIRE DE RÉSEAU — *TABLEAU 24-B*

	MAILLE	2016	2017	2018	2019	VARIATION
Le traitement des réclamations (nombre)						
- À l'item « Relève »	Sigeif	303	754	1 100	790	- 28 %
- À l'item « Qualité de fourniture et réseau »	Sigeif	385	482	475	379	- 20 %
- À l'item « Relations avec le distributeur »	Sigeif	201	263	183	186	2 %
La gestion du contrat						
Nombre de coupures demandées par EDF à Enedis	Sigeif	12 902	11 122	11 540	6 546	- 43 %
Nombre de coupures effectives	Sigeif	2 704	1 914	1 766	1 216	- 31 %
Taux de coupures effectives par rapport à celles demandées	Sigeif	21,0	17,2	15,3	18,6	22 %
Taux de résiliations de contrat à l'initiative du fournisseur suite à coupures effectives du GRD	Sigeif	40,9	42,5	39,1	34,1	- 5 %

* Selon le fournisseur : « *L'usage du mot coupure est abusif : près de 40 % des demandes mises par le fournisseur sont annulées avant le déplacement du technicien, suite aux actions mises en place par le fournisseur et/ou par le gestionnaire de réseau (SMS, appels sortants) pour inciter le client à régler sa dette. Les déplacements pour impayés n'entraînent pas obligatoirement une coupure : il peut y avoir une prise de paiement par le technicien, une remise d'éléments au technicien prouvant que le client est dans une démarche d'aide avec les services sociaux, ou une réduction de puissance.*

Toutefois, certaines interventions n'aboutissent pas, pour différents motifs. Si tel est le cas, la dette court chez le fournisseur, qui met en place ses propres procédures contentieuses, à savoir la résiliation du contrat du client en situation d'impayé et la remise de la dette à une société de recouvrement. En cas d'échec, la dette est déclarée irrécouvrable et apparaît comme une charge au compte de résultat de l'entreprise. »

Cette baisse importante des coupures constatées en 2019 semble en contradiction avec la forte hausse constatée par le médiateur national de l'énergie (le nombre d'interventions réalisées à la demande des fournisseurs d'énergie pour impayés est passé de 572 440 en 2018 à 672 400 en 2019 sur le territoire national).

Interrogé par le Sigeif sur le sujet, EDF Commerce a tout d'abord confirmé une tendance baissière à l'échelle nationale, en opposition avec les autres fournisseurs, puis a mis en avant l'optimisation de leurs processus visant à trouver une solution plus adaptée (mise en place d'un délai de paiement, accompagnement vers des outils d'aide à la consommation).
Cette baisse soudaine demande néanmoins un suivi dans la durée pour pouvoir tirer des conclusions sur les tendances durables.

◢ Solidarité, précarité énergétique *(Tableau 25)*

En 2019, comme en 2018, près d'un tiers des Français ont restreint leur chauffage pour limiter, autant que se peut, l'importance d'une facture trop élevée, tandis que 15 % d'entre eux ont déclaré avoir souffert du froid dans leur logement au cours du dernier hiver, selon le baromètre 2019 du médiateur national de l'énergie. Chez les jeunes de 18-34 ans, ces chiffres sont encore plus importants : 45 % ont restreint leur chauffage, et ils sont 26 % à déclarer avoir souffert du froid.

Les tarifs sociaux de l'énergie

Le chèque énergie, mis en place depuis le 1er janvier 2018, a remplacé les tarifs sociaux de l'énergie. Attribué en fonction des ressources fiscales (revenu fiscal de référence) et de la composition du ménage, il est envoyé nominativement par courrier à l'adresse connue des services fiscaux. Toute sollicitation ou démarchage (domicile, téléphonique) doit être refusée par le bénéficiaire.

— SOLIDARITÉ, PRÉCARITÉ ÉNERGÉTIQUE — *TABLEAU 25*

FONDS DE SOLIDARITÉ POUR LE LOGEMENT (FSL)	MAILLE	2016	2017	2018	2019	VARIATION
Nombre de dossiers acceptés	Sigeif	2 992	2 745	2 559	2 020	- 21 %
Montant versé par EDF au FSL (k€)	Sigeif	509	498	444	381	- 14 %
Montant versé par EDF au FSL (k€)	Départements Sigeif	3 492	3 492	3 602	3 420	- 5 %
Le chèque énergie (qui remplace le TPN)						
Nombre de clients particuliers pour lesquels un chèque énergie a été pris en compte sur l'exercice	Sigeif	-	n.d.	17 117	27 028	58 %
Nombre de clients particuliers pour lesquels une attestation de droits a été traitée sur l'exercice	Sigeif	-	n.d.	1 383	6 121	343 %
Nombre de contrats résiliés dans l'année	Sigeif	1 107	813	690	415	- 40 %
Service minimum (SMI, 1 kW)						
Nombre d'installations	Sigeif	2 029	2 405	3 058	2 533	-17 %

À l'échelle de la concession du Sigeif, le nombre de clients particuliers pour lesquels un chèque énergie a été pris en compte par le fournisseur historique a bondi de 27 028, soit une augmentation de 58 %. Cette augmentation importante s'explique principalement par la modification, à compter du 1er janvier 2019, de l'assiette fiscale des bénéficiaires ayants droit (éligibles jusqu'à 10 700 € de revenu annuel, contre 7 700 € auparavant). Contrairement à son prédécesseur (le tarif de première nécessité, qui concernait 37 964 bénéficiaires sur le territoire de la concession en 2017), le chèque énergie peut être utilisé pour le règlement d'une dépense autre qu'une facture d'électricité comme notamment une facture de gaz, de fioul domestique, de rénovation énergétique du logement...

Le fonds de solidarité pour le logement (FSL) vise à aider les personnes rencontrant des difficultés financières à accéder au logement ou à s'y maintenir. La contribution allouée par EDF connaît une baisse (3,4 M€, soit - 5 % par rapport à 2018) pour les sept départements de la concession. À l'échelle de la concession, la baisse est de 18 % (0,38 M€ contre 0,44 M€ en 2018).

Enfin, au-delà de la réglementation en vigueur, interdisant toute suspension de la fourniture d'énergie durant la trêve hivernale, EDF Commerce propose, pour éviter la suspension de fourniture d'électricité, la réduction de puissance comme dernier recours. Lorsque le fournisseur "historique" ne peut entrer en contact direct avec un de ses clients en situation d'impayé, une réduction de puissance est opérée pour ne pas interrompre sa fourniture d'électricité. La fourniture maintenue équivaut à une puissance de 1 kW. Cette réduction de puissance évite la suspension d'électricité et permet de laisser au client un délai de huit jours pour se manifester. En l'absence de contact du client, une coupure ferme [13] est alors programmée.

(13) Coupure ferme : coupure réalisée par le GRD, même si le client est absent (un limiteur de puissance a déjà été mis en place chez le client, et celui-ci ne s'est jamais manifesté).

#3

QUALITÉ DE L'ÉLECTRICITÉ DISTRIBUÉE

CONTINUITÉ DE LA FOURNITURE

Un résultat jugé encore insuffisant, malgré une modeste amélioration de plusieurs indicateurs « qualité ».

LE TEMPS MOYEN DE COUPURE (CRITÈRE B)

Évolution du critère B

(Voir graphique 8)

Rappel : le critère B mesure le temps moyen de coupure, en minutes, vu par un client raccordé au réseau basse tension. Cet indicateur est le reflet annuel des interruptions, toutes causes confondues. Sa représentation géographique (voir carte page 61) est, pour chacune des communes membres, à l'échelle de son département. En effet, à l'exception d'une analyse particulière sur plusieurs années, le critère B, très sensible à la moindre variation, s'avère peu significatif sur un petit périmètre.

Marquée notamment par plusieurs tempêtes (Amélie, Elsa, Fabien…), des inondations et un épisode de canicule, l'année 2019 a généré une nette dégradation du résultat national (96,1 min, soit + 16,4 min par rapport à 2018).
Ces aléas climatiques ont, exceptée la canicule de juin, épargné l'Île-de-France, provoquant une nette diminution du niveau régional (36,1 min, soit - 13,1 min par rapport à celui de 2018, lequel se situait au plus mauvais rang de ces dix dernières années).

Sur le territoire du Sigeif, l'amélioration du critère B TCC [14] se montre plus sensible (43,7 min, soit - 2,3 min par rapport à 2018). En dépassant pour la cinquième année consécutive le seuil des 40 min, le résultat 2019 est jugé notoirement insuffisant, notamment au regard du faible impact des interruptions qualifiées « d'exceptionnelles » (1,3 min) et des ambitions fixées au schéma directeur [15].

Origine et causes des coupures

(Graphique 9 et tableau 26)

L'analyse des incidents suivant leurs origines permet de déterminer le rôle joué par les ouvrages structurants, hors concession (postes sources et réseau de transport), et par les ouvrages de la concession (réseau HTA, postes HTA/BT, réseau BT et branchements).

La part prédominante dans la composition du temps de coupure provient, sans surprise, des ouvrages relevant de la concession (40,7 min : 93 %), reflétant un moindre impact des incidents liés aux postes sources HTB/HTA et au réseau de transport (respectivement 2,7 min et 0,2 min en 2019, contre 3,1 min et 0,5 min en 2018).
Les réseaux HTA et BT contribuent respectivement à hauteur de 19,7 min et de 21 min (contre respectivement 17,5 min et 24,8 min en 2018).
Bien qu'en amélioration, le réseau BT a généré près de la moitié (48 %) de la durée moyenne des interruptions de la fourniture, dont une part conséquente est liée aux interruptions pour travaux (8,8 min, soit 20 %).
L'autorité concédante tient par conséquent à souligner cette situation préoccupante, pour laquelle les actions mises en œuvre par le concessionnaire devront incontestablement s'accroître afin d'y remédier durablement, tout en généralisant les travaux sous tension, comme le préconise le cahier des charges.

Les départements les plus impactés

(Graphique 10)

Le critère B de trois départements sur sept voir analyse particulière au chapitre "contrôle ciblé" se situe au-dessus de la valeur moyenne de la concession du Sigeif (43,7 min) :

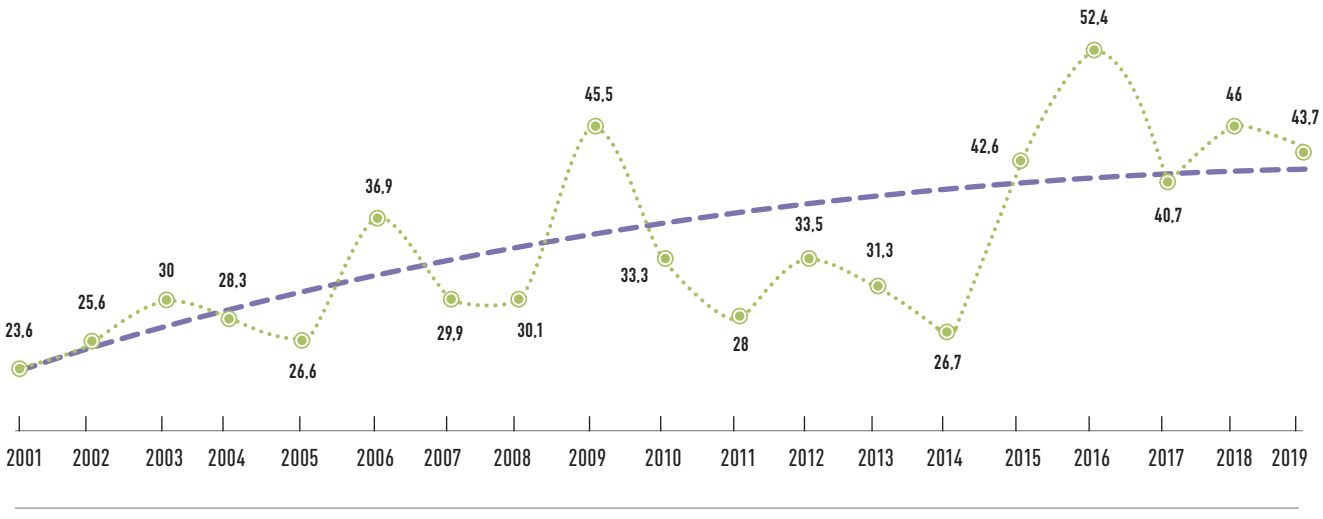
- Les Yvelines (44,6 min, contre 40,3 min en 2018 et 45,6 min en 2017), dépassant depuis quatre ans le seuil des 40 minutes.
- Les Hauts-de-Seine (73,1 min, contre 38,9 min en 2018 et 43,2 min en 2017).
- Le Val-d'Oise (46,4 min, contre 34 min en 2018 et 12,4 min en 2017).

(14) Toutes causes confondues.
(15) Atteindre au plus tôt un critère B, toutes causes confondues (TCC) et hors événements exceptionnels (HIX), inférieur à 25 minutes avec une variation de plus ou moins 20 %.

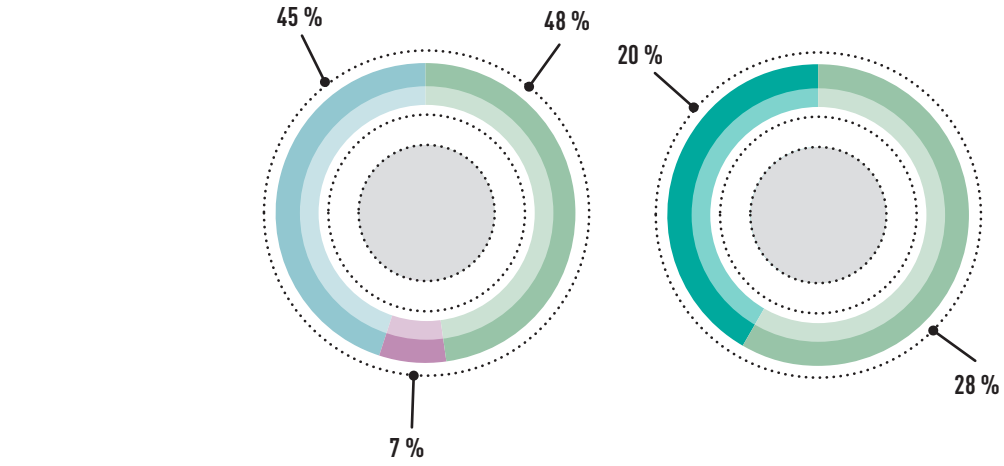
— ORIGINES ET DÉCOMPOSITION DU CRITÈRE B (EN MIN) — *TABLEAU 26*

	RÉSEAU BT		RÉSEAU HTA		TRANSPORT + POSTE SOURCE	B TOTAL TCC	B TOTAL HIX
	INCIDENTS	TRAVAUX	INCIDENTS	TRAVAUX			
Seine-et-Marne	7,5	5,2	16	-	2,1	30,8	30
Yvelines	15,9	7,1	15,2	3,4	3	44,6	43,3
Essonne	11,2	7,1	20,4	1,4	1,8	41,9	40,3
Hauts-de-Seine	12,8	19,5	28,1	4,4	8,3	73,1	71,6
Seine-Saint-Denis	10,3	5,7	14,1	-	0,3	30,5	29,3
Val-de-Marne	12,3	7,4	12,9	-	2,1	34,8	33,1
Val-d'Oise	-	10,9	14,1	-	21,4	46,4	46,4
B Sigeif 2019	12,2	8,8	17,8	1,9	**3**	**43,7**	**42,4**
	21		**19,7**				
B Sigeif 2018	15	9,8	16,6	0,9	3,6	46	43
	24,8		17,5				
B Sigeif 2017	13,5	7,7	16,7	0,6	2,1	40,7	39
	21,2		17,3				
B Sigeif 2016	15,2	8,1	25,3	1,1	2,7	52,4	38,4
	23,3		26,4				
B Sigeif 2015	12	8,5	15,7	0,3	6,1	42,6	41,7
	20,5		16				
B Sigeif 2014	7,3	5,4	10,6	2,3	1,1	26,7	24
	12,7		12,8				
B Sigeif 2013	8,4	5,1	15,2	1,2	1,4	31,3	29,8
	13,5		16,4				

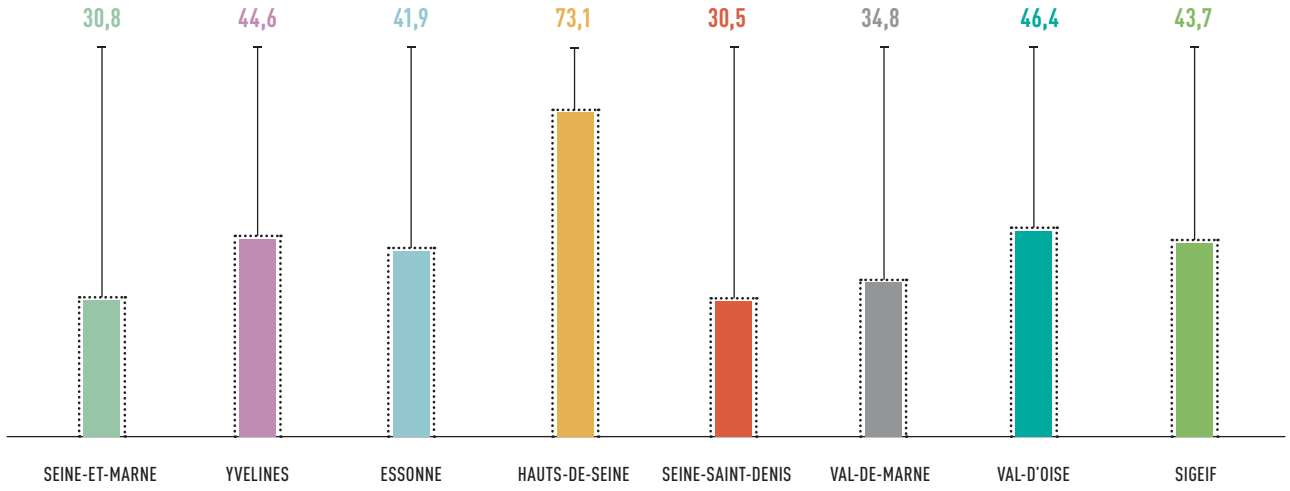
— CRITÈRE B : DURÉE ANNUELLE DE COUPURE PAR CLIENT BASSE TENSION (EN MIN) — *GRAPHIQUE 8*



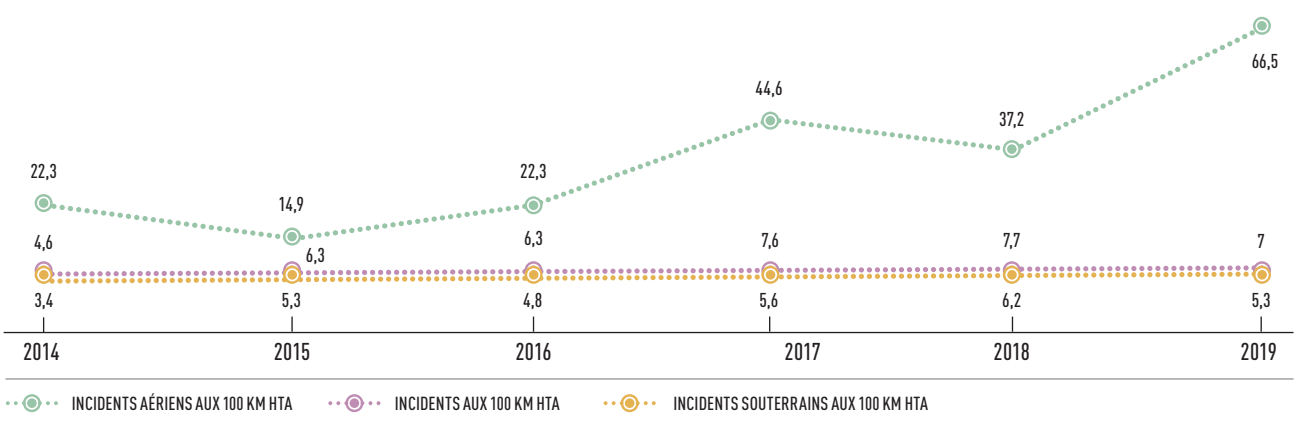
— ORIGINE DES COUPURES — *GRAPHIQUE 9*



— RÉPARTITION GÉOGRAPHIQUE (EN MIN) — *GRAPHIQUE 10*



— INCIDENT AUX 100 KM HTA — *GRAPHIQUE 11*



INTERRUPTION DE L'ÉNERGIE ACHEMINÉE LIÉE AU RÉSEAU HTA

Nombre d'incidents aux 100 km
(Graphique 11)

En rupture avec la tendance haussière des cinq exercices précédents, l'exercice 2019 marque une baisse sensible de cet indicateur (7 incidents aux 100 km en 2019, contre 7,7 incidents aux 100 km en 2018).
Cette baisse devra se confirmer lors des prochains exercices afin de s'assurer que les investissements demandés par l'autorité concédante, et qui ont été consentis, en partie, ces dernières années par Enedis, portent leurs fruits.

Sièges et causes des incidents HTA
(Tableaux 27 et 28)

Les 262 incidents HTA recensés en 2019, répartis sur 191 des 598 départs HTA de la concession, ont généré des impacts accrus malgré un volume plus faible (288 incidents en 2018).
Une analyse particulière a été portée sur les douze départs présentant plus de deux incidents (il y en avait vingt-cinq lors des deux derniers contrôles). Il en ressort une nouvelle fois l'usure naturelle comme cause majoritaire (dans 69 % des incidents) et les technologies les plus anciennes comme siège principal (45 %).
Pour les sept départs listés ci-après, impactés en 2019 (ils étaient douze et onze lors des deux derniers contrôles), ils ont la particularité d'avoir cumulé plus de six incidents sur les trois derniers exercices. La cause principale est l'usure naturelle d'un de leurs composants.

Il s'agit des départs :
- Versa, au poste source de Saint-Aubin (91) - 11 incidents ;

** Ce départ alimente principalement des communes hors concession dans lesquelles plusieurs travaux sont en cours ou prévus sur ce départ (notamment le renouvellement de câbles CPI en 2020 et la création d'un poste télécommandé en 2022).*

- Gratte, au poste source de Jonchère (77) - 8 incidents, déjà pointés lors de l'exercice précédent ;

Travaux de renouvellement de 1,7 km de câbles CPI prévus en 2021.

- Brou, au poste source de Neuilly-sur-Marne (93) - 8 incidents ;

Sur les 8 incidents recensés, 4 sont liés à des travaux de tiers et 2 autres ont été provoqués par des erreurs de manœuvre du gestionnaire de réseau. Au vu du nombre élevé d'incidents et de leurs causes, peu en lien avec la vétusté des ouvrages, ce départ est placé sous surveillance par l'autorité concédante, sachant qu'aucun traitement n'est prévu à ce stade.

- Stnom, au poste source de Saules (78) - 7 incidents, déjà pointés lors de l'exercice précédent ;

** Après une première analyse des incidents n'ayant pas permis d'identifier de zone particulièrement incidentogène, des investigations complémentaires sont en cours (visite de ligne et vérification du fonctionnement des détecteurs de défaut).*

- Sana, au poste source de Montjay (91) - 7 incidents, déjà connus en 2014 ;

** Des travaux ponctuels sur le réseau aérien HTA ont été effectués en 2019, tandis qu'une affaire en cours (2020) prévoit des travaux de maintenance (levée de portée).*

- 2A22, au poste source de Cormeilles (78) - 7 incidents ;

** Deux affaires sont en cours (renouvellement de 1 km de câbles CPI et restructuration du départ).*

- 2C19, au poste source de Rueil (92) - 7 incidents ;

** Travaux de renouvellement de câbles CPI terminés en 2020, tandis que des travaux de restructuration sont en cours.*

Les coupures HTA de plus de 10 h
(Tableau 29)

Selon Enedis, la durée mentionnée dans la restitution transmise à l'autorité concédante est une durée maximale qui correspond à la durée de localisation du défaut (après la dernière manœuvre possible), à laquelle est ajoutée la durée de dépannage. Il convient de souligner, pour la plupart des départs HTA visés, un temps de coupure vu du client BT très inférieur à celui collecté.
En d'autres termes, après avoir réalimenté tous les clients (phases de localisation et de dépannage terminées), le concessionnaire a procédé à certaines manœuvres complémentaires sur des ouvrages ne desservant plus aucun client et qui ont été considérées, par l'outil de collecte, comme des opérations de dépannage.
Concernant les coupures HTA effectives de plus de 10 h, le concessionnaire a apporté les précisions suivantes :
- Le 22 octobre 2019, sur le départ CACTUS22 : hormis les 3 clients du poste BA AZUR dont le transformateur a été en défaut, l'ensemble des 3 550 clients situés sur le territoire du Sigeif ont été réalimentés en 7 min.
- Le 15 juin 2019 sur le départ FORT21 : la majorité des clients du Sigeif (829) a été réalimentée en moins de 23 min, seuls sont restés impactés durablement 265 clients (703 min) et un client HTA (716 min), le temps de la réparation du défaut.
- Le 4 février 2019 sur le départ MONT21 : la majorité des clients du SIGEIF (789) a été réalimentée en moins de 27 min ; seuls sont restés impactés durablement les postes de distribution publique GEMEAUX et client MODULE (642 min), le temps de la réparation du dégât de tiers.

Force est de constater que l'action correctrice annoncée en 2018, auprès des collecteurs des agences de conduite régionale (ACR) pour rappeler les impacts de cette situation, s'avère toujours insuffisante. En effet, si quelques progrès sont constatés lors de cet exercice, l'autorité concédante reste toujours dans l'attente de la création d'un filtre à même de répondre à sa demande (la liste des départs HTA pour lesquels un client ou plus de la concession a été coupé plus de 10 h).

(16) Les câbles « papier imprégné » et ses accessoires, dont les boîtes de transition.
(17) Source Enedis.

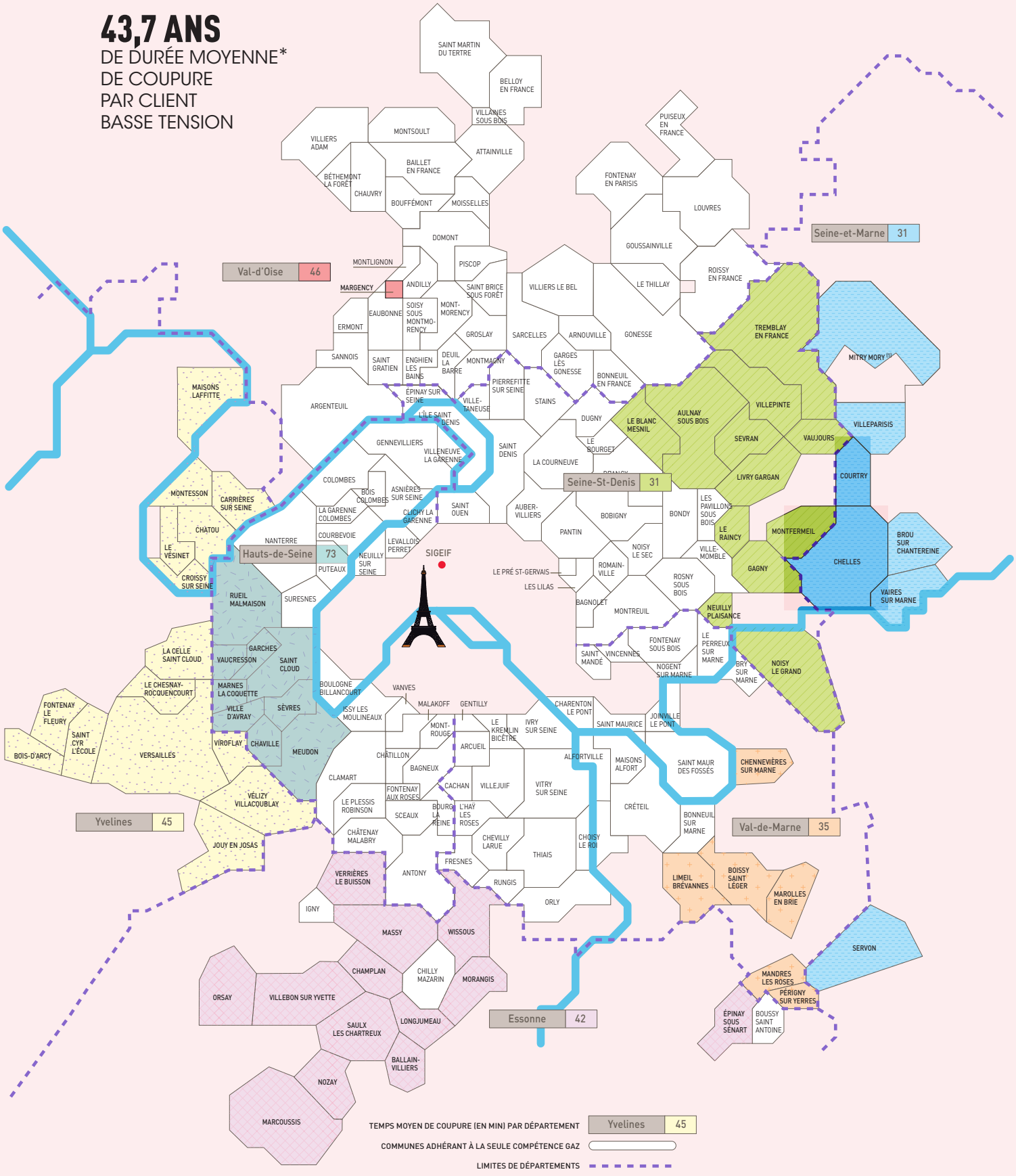
— CAUSES DES INCIDENTS HTA

— TABLEAU 27

NOM DES DÉPARTS HTA	DÉFAILLANCE DU MATÉRIEL	USURE NATURELLE	CHUTE D'ARBRE PAR VENT	TRAVAUX DE TIERS	INSTALLATION DE CLIENTS HTA	TOTAL	NBR DE CLIENTS COUPÉS	NOMBRE D'INCIDENTS 2018	NOMBRE D'INCIDENTS 2017
VERSA au PS Saint-Aubin	1	5	-	-	-	6	36	2	3
FREDO au PS Primevères	-	4	-	1	-	5	6 973	-	1
2C16 au PS Rueil	-	4	-	-	-	4	2 099	-	-
LARZA au PS Clichy-sous-Bois	-	1	-	2	-	3	1 739	-	1
MERLIN au PS Galères	-	3	-	-	-	3	3 387	-	3
AMELOT au PS Mitry-Mory	-	3	-	-	-	3	421	2	-
BREBIS au PS Massy	-	2	-	1	-	3	3 983	3	-
SANA au PS Montjay	-	1	2	-	-	3	2 750	2	2
PECHE au PS Robinson	-	-	-	-	3	3	12 401	-	-
2C19 au PS Rueil	-	2	-	1	-	3	6 094	2	2
SOLO au PS Sausset	2	1	-	-	-	3	2 820	1	-
NEUILL au PS Villeneuve	-	3	-	-	-	3	917	-	2
TOTAL	3	29	2	5	3	42	43 620	12	14
Pourcentage	7 %	69 %	5 %	12 %	7 %				

ÉLECTRICITÉ

43,7 ANS
DE DURÉE MOYENNE*
DE COUPURE
PAR CLIENT
BASSE TENSION



(1) Est exclue la partie du territoire de Mitry-Mory exploitée par la régie municipale.
* Toutes causes confondues : production, réseau de transport, postes sources et réseaux de distribution (HTA et BT).

— SIÈGES DES INCIDENTS HTA — *TABLEAU 28*

NOM DES DÉPARTS HTA	CÂBLE OU ACCESSOIRE SYNTHÉTIQUE	CÂBLE OU ACCES-SOIRE PAPIER	BOÎTE DE TRANSI-TION	AÉRIEN	ACCESSOIRE DE DÉRIVATION	POSTE HTA/ BT	ARMOIRE DE COUPURE	ÉLIMINÉ AVEC	TOTAL
VERSA au PS Saint-Aubin	-	-	-	1	-	3	1	1	6
FREDO au PS Primevères	-	4	1	-	-	-	-	-	5
2C16 au PS Rueil	-	2	1	-	1	-	-	-	4
LARZA au PS Clichy-sous-Bois	2	1	-	-	-	-	-	-	3
MERLIN au PS Galères	1	1	-	-	-	1	-	-	3
AMELOT au PS Mitry-Mory	-	-	-	-	-	3	-	-	3
BREBIS au PS Massy	-	-	3	-	-	-	-	-	3
SANA au PS Montjay	1	-	-	2	-	-	-	-	3
PECHE au PS Robinson	-	-	-	-	-	3	-	-	3
2C19 au PS Rueil	1	1	-	-	-	1	-	-	3
SOLO au PS Sausset	-	1	2	-	-	-	-	-	3
NEUILL au PS Villeneuve	1	1	1	-	-	-	-	-	3
TOTAL	6	11	8	3	1	11	1	1	42
Pourcentage	14 %	26 %	19 %	7 %	2 %	26 %	2 %	2 %	100 %

— LISTE DES DÉPARTS HTA COUPÉS PLUS DE DIX HEURES — *TABLEAU 29*

POSTE SOURCE	DÉPART HTA	DATE	DURÉE MAX DE LA COUPURE (EN MIN)		NI*TI TOTAL DE LA CONCESSION	NOMBRE DE CLIENTS BT COUPÉS SUR LA CONCESSION
			VUE DE L'OUTIL DE COLLECTE	VUE DU CLIENT BT		
SAUSSET	SUCRE	26/09/2019	4 158	70	67 846	980
VILLENEUVE-SAINT-GEORGES	GRIS21	09/09/2019	3 372	67	23 304	348
SAULES	FLEUR	02/06/2019	2 496	106	35 538	801
MONTJAY	SANA	07/06/2019	1 683	55	275	5
ARPAJON	MONTAG	01/07/2019	1 620	78	4 212	54
BILLANCOURT	1D46	17/06/2019	1 499	56	10 920	195
MITRY-MORY	AMELOT	18/04/2019	1 413	56	7 840	140
ROBINSON	PASTI2	23/03/2019	1 206	13	2 660	545
BUZENVAL	1b2x	16/08/2019	1 061	37	9 990	270
SAULES	MOUTO	14/12/2019	961	16	4 272	267
SAULES	CORNO	14/12/2019	941	79	36 881	467
ÉLANCOURT	CACTS2	22/10/2019	865	865	27 445	3 553
PRIMEVÈRES	FORT21	15/06/2019	716	703	201 694	1 094
NEUILLY-SUR-MARNE	MONT21	04/02/2019	642	642	14 447	790

(*) pas de client BT coupé plus de 10 h.

INTERRUPTION DE L'ÉNERGIE ACHEMINÉE LIÉE AU RÉSEAU BT ET AUX POSTES DE TRANSFORMATION HTA/BT

Générées par les incidents sur les ouvrages BT (aux causes diverses) ou programmées pour travaux (maintenance et autres), les interruptions impactant les foyers de la concession sont mesurées et surveillées annuellement via plusieurs critères :

- le siège de l'incident,
- la cause de l'incident,
- le nombre d'incidents aux 100 km,
- la durée moyenne des coupures,
- la persistance via la récurrence des incidents,
- les cinq communes les plus impactées,
- les coupures pour travaux.

Le siège de l'incident
(Tableau 30)

Le nombre d'incidents BT localisés sur la concession du Sigeif (732) marque une baisse de 5 % par rapport à 2018, mais se place néanmoins comme le second plus élevé de la décennie.
La répartition des incidents est dispersée géographiquement, toutes les communes ayant subi au moins un incident BT durant l'année.
Le réseau souterrain, composant les trois quarts du linéaire BT de la concession, a été à l'origine de 30 % des incidents (217, contre 151 en 2018), suivi de près par les appareillages BT (transformateur HTA/BT et tableaux BT) situés dans les postes de transformation HTA/BT (26 %). Viennent ensuite le réseau aérien et les ouvrages de branchements (coffrets et accessoires), à l'origine de respectivement 22 % et 13 % des incidents.

— ORIGINE, PAR DÉPARTEMENT, DES INCIDENTS SUR LE RÉSEAU BT — *TABLEAU 30*

DÉPARTEMENT	NOMBRE TOTAL D'INCIDENTS	POSTE HTA/BT		SOUTERRAIN-CÂBLES		AÉRIEN		BRANCHEMENT	
		NOMBRE D'INCIDENTS	%	NOMBRE D'INCIDENTS	%	NOMBRE D'INCIDENTS	%	NOMBRE D'INCIDENTS	%
Seine-et-Marne	52	18	35 %	6	12 %	13	25 %	2	4 %
Yvelines	208	42	20 %	38	18 %	34	16 %	3	1 %
Essonne	103	33	32 %	16	16 %	24	23 %	3	3 %
Hauts-de-Seine	124	40	32 %	19	15 %	10	8 %	-	-
Seine-Saint-Denis	217	65	30 %	34	16 %	77	35 %	7	3 %
Val-de-Marne	27	7	26 %	9	33 %	3	11 %	1	4 %
Val-d'Oise	1	1	1	-	-	-	-	-	-
TOTAL SIGEIF	732	206	28 %	122	17 %	161	22 %	16	2 %

— ORIGINE, PAR DÉPARTEMENT, DES INCIDENTS SUR LE RÉSEAU BT — *TABLEAU 30 (SUITE)*

DÉPARTEMENT	SOUTERRAIN - BOÎTES OU ACCESSOIRES		COFFRET HORS SOL		ÉLIMINÉ AVEC MANŒUVRE		SIÈGE NON IDENTIFIÉ	
	NOMBRE D'INCIDENTS	%	NOMBRE D'INCIDENTS	%	NOMBRE D'INCIDENTS	%	NOMBRE D'INCIDENTS	%
Seine-et-Marne	7	13 %	5	10 %	-	-	1	2 %
Yvelines	37	18 %	23	11 %	6	3 %	25	12 %
Essonne	15	15 %	8	8 %	-	-	4	4 %
Hauts-de-Seine	25	20 %	19	15 %	1	1 %	10	8 %
Seine-Saint-Denis	8	4 %	23	11 %	-	-	3	1 %
Val-de-Marne	3	11 %	4	15 %	-	-	-	-
Val-d'Oise	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL SIGEIF	95	13 %	82	11 %	7	1 %	43	6 %

La cause de l'incident
(Tableau 31)

Qualifiée « d'usure naturelle » par le concessionnaire, la fragilisation progressive des ouvrages BT, liée à leur utilisation et à leur sollicitation, demeure la cause principale des incidents.
Bien qu'une diminution significative soit enregistrée (340 incidents, soit 46 %, contre 379 incidents – 49 % – en 2018), les incidents en lien avec l'état (souvent vétuste) des ouvrages méritent encore, malgré tout, d'être souligné.

L'item « défaillance du matériel et de protections » (10 % des incidents) et celui, spécifique au réseau aérien, lié au « défaut d'élagage, chutes de branches et d'arbres, fils emmêlés » (3%) restent stables.
Il en est de même pour le « dépassement de la capacité électrique (surcharge), » (21 %), après avoir subi une augmentation importante en 2018 (+68 % par rapport à 2017), laissant suggérer un besoin de renforcer le programme de maintenance du concessionnaire.
Enfin, une augmentation atypique (+52 % par rapport à 2018) du nombre de dégâts de tiers est à souligner (99 incidents, représentant 14 % du volume total).

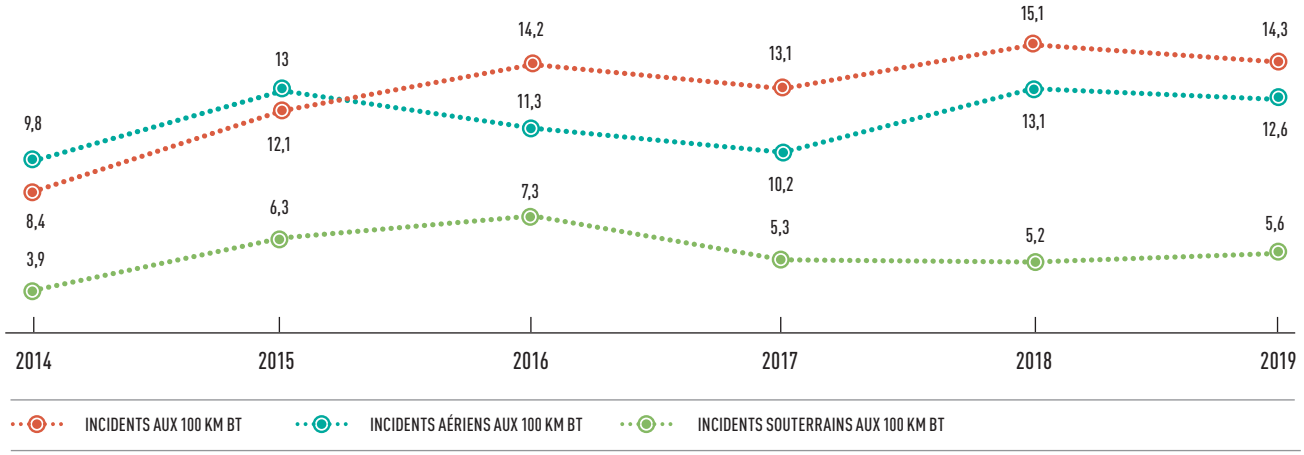
Nombre d'incidents aux 100 km
(Tableau en annexe et carte "Nombre d'incidents aux 100 km", page 73)

Illustrée par le graphique 12, la baisse légère du résultat de l'exercice 2019 (14,3 incidents aux 100 km, contre 15,1 incidents aux 100 km en 2018) ne parvient pas à effacer la tendance à un réseau BT de plus en plus dégradé.

Sa décomposition par type de réseau montre que le souterrain s'avère moins sujet aux incidents que l'aérien (5,6 incidents aux 100 km, contre 12,6 incidents aux 100 km pour le réseau aérien).
Sa répartition par communes révèle, quant à elle, à nouveau de fortes disparités, puisqu'on constate une dégradation pour 28 d'entre elles, un maintien pour 2 autres et une amélioration pour les 33 restantes.

Comparé au seuil de référence (8,8 incidents aux 100 km), moins d'un tiers des communes (18, contre 16 en 2018) se situe dans la tolérance visée. Le nombre de communes peut être ramené à 16 si l'on compare aux ambitions du nouveau contrat (un nombre d'incidents BT aux 100 km < 8).

— INCIDENTS AUX 100 KM BT — *GRAPHIQUE 12*



— CAUSE, PAR DÉPARTEMENT, DES INCIDENTS SUR LE RÉSEAU BT — *TABLEAU 31*

DÉPARTEMENT	NOMBRE TOTAL D'INCIDENTS	USURE NATURELLE		DÉFAILLANCE DE MATÉRIEL ET DE PROTECTION		DÉPASSEMENT CAPACITÉ ÉLECTRIQUE	
		NOMBRE D'INCIDENTS	%	NOMBRE D'INCIDENTS	%	NOMBRE D'INCIDENTS	%
Seine-et-Marne	52	18	35 %	-	-	19	37 %
Yvelines	208	114	55 %	17	8 %	21	10 %
Essonne	103	39	38 %	13	13 %	24	23 %
Hauts-de-Seine	124	54	44 %	26	21 %	23	19 %
Seine-Saint-Denis	217	103	47 %	13	6 %	57	26 %
Val-de-Marne	27	12	44 %	1	4 %	8	30 %
Val-d'Oise	1	-	-	-	-	1	100 %
TOTAL SIGEIF	732	340	46 %	70	10 %	153	21 %

— CAUSE, PAR DÉPARTEMENT, DES INCIDENTS SUR LE RÉSEAU BT — *TABLEAU 31 (SUITE)*

DÉPARTEMENT	ÉLAGAGE, BRANCHES, FILS EMMÊLÉS		TRAVAUX DE TIERS		CLIMATIQUE OU EXTERNE		FAUSSE MANŒUVRE	
	NOMBRE D'INCIDENTS	%	NOMBRE D'INCIDENTS	%	NOMBRE D'INCIDENTS	%	NOMBRE D'INCIDENTS	%
Seine-et-Marne	2	4 %	8	15 %	5	10 %	-	-
Yvelines	5	2 %	40	19 %	11	5 %	-	-
Essonne	5	5 %	13	13 %	8	8 %	1	1 %
Hauts-de-Seine	-	-	16	13 %	5	4 %	-	-
Seine-Saint-Denis	6	3 %	19	9 %	18	8 %	1	-
Val-de-Marne	2	7 %	3	11 %	1	4 %	-	-
Val-d'Oise	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL SIGEIF	20	3 %	99	14 %	48	7 %	2	-

Un regard particulier a été porté sur les communes dépassant 20 incidents aux 100 km, pour cet exercice (9 communes, contre 16 en 2018), et celles qui avaient été repérées lors du contrôle précédent (pointées par un astérisque sur la carte, page 59).
Pour les quatre listées ci-dessous, le résultat récurrent de ces dernières années (plus de 20 incidents aux 100 km) a amené l'autorité concédante à solliciter son concessionnaire pour que des mesures soient prises afin de moderniser le réseau BT :

• Le Blanc-Mesnil (93) : près de 650 k€ ont été investis en 2018 et 2019, et plus de 1330 k€ sont prévus d'ici fin 2021.
• La Celle-Saint-Cloud (78) : plus de 250 k€ ont été investis depuis 2017 et 130 k€ sont prévus d'ici fin 2021.
• Saint-Cyr-l'École (78) : près de 270 k€ ont été investis depuis 2017, et 140 k€ sont prévus d'ici fin 2021.
• Chaville (92) : 145 k€ ont été investis en 2019, et plus de 320 k€ sont prévus d'ici fin 2022.

En ce qui concerne les autres communes (5), dépassant 20 incidents aux 100 km pour cet exercice, elles sont mises sous surveillance, et des investigations complémentaires seront menées dans le cas d'une absence d'amélioration.

◢ La durée moyenne des coupures
(Voir graphique 13)

Après une hausse continue de 2012 à 2016, la durée moyenne des coupures suit, depuis trois exercices, une lente décroissance (243 min en 2019, contre 225 min en 2018).
Une rupture semble également s'observer au niveau des incidents générés par les câbles souterrains BT, dont la durée moyenne diminue de près d'une heure, après avoir considérablement augmenté, les trois années précédentes (383 min en 2019, contre 445 min en moyenne – plus de 7 h –, contre 424 min en 2017 et 365 min en 2016). Un résultat – plus de 6 h –, qui reste néanmoins à surveiller, sachant qu'Enedis avait indiqué *« qu'il s'agit d'une question de fond, dans la mesure où elle porte sur une évolution pluriannuelle pour laquelle une étude approfondie permettra de cibler les causes, nécessairement multifactorielles »*.
Le Sigeif ne manquera pas de revenir vers son concessionnaire afin de disposer d'un éclairage plus précis, si l'amélioration notable observée en 2019 ne se confirme pas dans la durée.

◢ Les cinq communes les plus impactées

L'analyse des incidents, via leur siège et leur cause, a porté (voir chapitre "contrôle ciblé") sur les cinq communes pour lesquelles l'indicateur "nombre d'incidents BT aux 100 km" a été le plus élevé.
• La Celle-Saint-Cloud (32 incidents aux 100 km),
• Saint-Cloud (32 incidents aux 100 km),
• Le Blanc-Mesnil (30 incidents aux 100 km),
• Brou-sur-Chantereine (29 incidents aux 100 km), situation déjà pointée lors de l'exercice précédent,
• Saint-Cyr-l'École (28 incidents aux 100 km), situation déjà pointée lors de l'exercice précédent.

◢ Les coupures pour travaux
(Graphique 14)

Au regard des observations formulées lors des précédents contrôles, le concessionnaire s'était engagé, à compter de l'exercice 2012, à une vigilance particulière, en lien avec ses interventions sur le réseau, pour lesquelles il convient de privilégier les travaux sous tension. En effet, la coupure pour travaux est de sa seule responsabilité et trouve son fondement lorsque l'intervention "sous tension" ne peut pas être exécutée et que l'installation d'une source provisoire (groupe électrogène, poste chantier, reprises BT…) s'avère difficile, voire impossible à concevoir au regard de la situation, de la configuration de la zone de travaux et de la sécurité des intervenants. Une interruption de la fourniture, souvent longue (coupure de plusieurs heures), est alors envisagée. Or, depuis 2014, le temps de coupure pour travaux n'a jamais retrouvé le niveau des années antérieures.

Les travaux sous coupure ont concerné :
• les postes de transformation HTA/BT (142 coupures), pour la réalisation des opérations de raccordement (10), d'élimination du PCB [18] (31), d'adaptation aux charges (7), de maintenance (55), de renouvellement (30) et de travaux divers (9) tels que les travaux de tiers à proximité du poste et ceux dits urgents de mise en sécurité,
• les câbles et accessoires BT (173),
• les lignes aériennes (107) afin de répondre, notamment, à des besoins d'élagage,
• les branchements individuels et/ou collectifs (18).

Concernant les coupures sur le réseau BT d'une durée supérieure à 5 h et pour laquelle le NiTi est supérieur à 30 000 (équivalent à 100 clients coupés pendant 5 h), force est de constater (voir graphique 15) la persistance du phénomène.
De plus, l'autorité concédante se considère toujours insuffisamment informée en ce qui concerne les opérations sur le réseau BT pour lesquelles le maintien de l'alimentation électrique a nécessité une situation provisoire ou la mise en place d'un groupe électrogène (voir page 93 du rapport de contrôle de l'exercice 2018).

La hausse d'activité aperçue sur le territoire du Sigeif en 2019, liée principalement à des chantiers délibérés et de raccordement, a eu un impact disproportionné sur la volumétrie des actes visant à la réalisation de travaux sous tension (+ 23 %) et sur celle des travaux sous coupure (+ 58 %).
Alors que le concessionnaire a limité notablement le NiTi [19] moyen en 2019 (13 711 min, contre 23 525 min en 2018 et 15 117 min en 2017), il est primordial de limiter autant que se peut les coupures afin que le concessionnaire retrouve la performance passée et améliore ainsi le critère B.

(18) Les polychlorobiphényles (PCB), aussi appelés biphényles polychlorés (BPC), ou encore, parfois, improprement, "pyralènes".
(19) Produit du nombre de clients impactés et du temps d'interruption.

INDICATEURS LOCAUX DE LA CONTINUITÉ DE FOURNITURE

Les éléments transmis par le concessionnaire ont permis, pour la concession du Sigeif, de mesurer l'impact des interruptions de la fourniture.

TCl A : taux de clients affectés par une coupure longue (durée supérieure ou égale à 3 min).

$$TCl\ A = \frac{100 * (\text{Somme cumulée des clients affectés})}{(\text{Somme des clients de la zone concernée})}$$

Avec 476 122 clients coupés, toutes causes confondues, le résultat 2019 enregistre un taux de fréquence identique à l'exercice précédent, qui reste le plus dégradé de ces six dernières années.

	2016	2017	2018	2019
TCl A (en %)	68	63	69	69

Source : CF-001.

TCL : taux de coupures longues (≥ 3 min).

$$TCl = \frac{100 * (\text{Somme des coupures longues})}{(\text{Somme des clients de la zone concernée})}$$

Durant l'exercice 2019, il a été enregistré 1 508 coupures longues sur le réseau concédé (contre 1 386 en 2018), toutes causes confondues, c'est-à-dire les interruptions de l'alimentation électrique générées soit par des travaux (514), soit par des incidents (994). Depuis 2014, la tendance de cet indicateur est à la dégradation.

	2016	2017	2018	2019
TCl (en %)	0,19	0,20	0,20	0,22

Source : CF-007 et CF-008.

TCB : taux de clients affectés par les coupures brèves (1 sec ≤ durée < 3 min).

$$TCl = \frac{100 * (\text{Somme des clients affectés})}{(\text{Somme des clients de la zone concernée})}$$

Les coupures brèves (durée inférieure à 3 min) sont plus ou moins perçues par les foyers. De par la composition de son réseau, la concession du Sigeif devrait être quasi "insensibilisée" à ce type de perturbation. Pour l'essentiel, ces coupures proviennent lors d'une permutation d'un réseau double dérivation ou à l'issue d'une manœuvre d'exploitation, suite à un incident, en lien avec l'isolement du défaut.

	2016	2017	2018	2019
Nombre Cb	306	325	467	326
TCl (en %)	0,045	0,047	0,068	0,047

Source : Crac 2019.

Le niveau 2019 s'améliore sensiblement et se rapproche des niveaux précédant l'exercice 2018.
Le départ SANA issu du poste source de MONTJAY a été le plus impacté par les coupures brèves en 2019 (6).
Interrogé par l'autorité concédante, le concessionnaire a précisé que ce départ HTA a subi de nombreuses perturbations fugitives dues à la végétation à proximité de ses lignes aériennes HTA et, possiblement, à l'impact des oiseaux migrants sur certains tronçons.
En réponse, Enedis a réalisé des travaux d'élagage (en 2019) et de levée de portée (en 2020).

◢ Enquête annuelle de satisfaction

Le baromètre du Sigeif, désormais biennal, porte sur la perception des coupures par ses usagers.
Dans la continuité des précédentes enquêtes, la vague 2019 confirme une appréciation plus que satisfaisante de la qualité et l'intérêt des actions menées par l'autorité concédante contre la persistance des "secteurs ou zones" dits de fragilité ou à risque.

À la question : « Dans votre foyer, vous arrive-t-il de constater des coupures longues (de plus de trois minutes) ? », il a été obtenu :

	2016	2017	2018	2019
Jamais	70	72	-	71
Rarement	27	27	-	27
Souvent	3	1	-	2

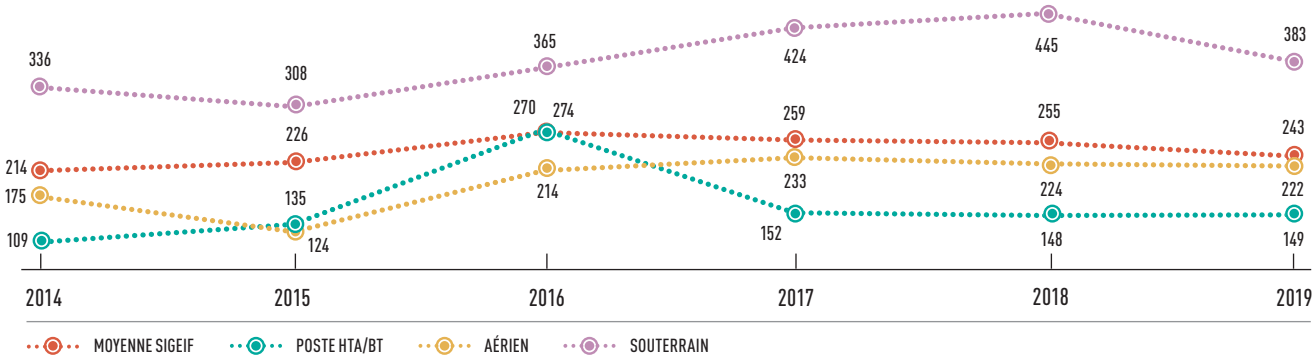
En complément à la question précédente, il a été également demandé, lors du constat d'une coupure : « Ces deux dernières années, diriez-vous que les coupures sont », il a été obtenu :

%	2019
En augmentation	6
En diminution	14
Se maintiennent	29
Inexistantes	50
Ne se prononce pas	1

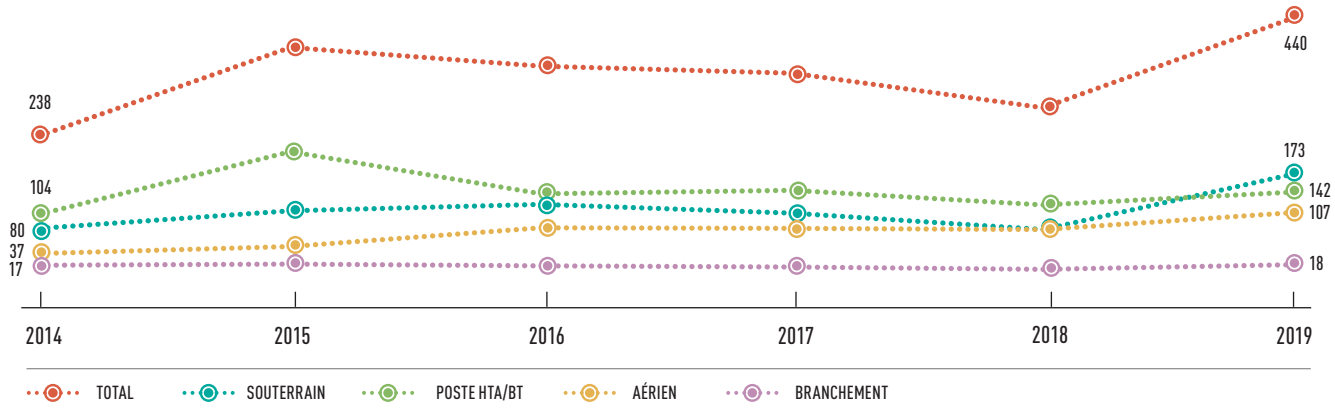
À noter que jusqu'en 2017, l'intitulé exact de la question était : « Et vous diriez qu'en général ce type de coupures se produit, par an, une ou deux fois, trois à cinq fois, plus de cinq fois ? ». Les comparaisons avec les vagues précédentes ne sont pas possibles en raison du changement des libellés sur les items.
À la question : « Dans votre foyer, vous arrive-t-il de constater des coupures brèves (moins de 3 min) ? », il a été obtenu :

	2016	2017	2018	2019
Jamais	62	64	-	67
Rarement	35	34	-	30
Souvent	3	2	-	3

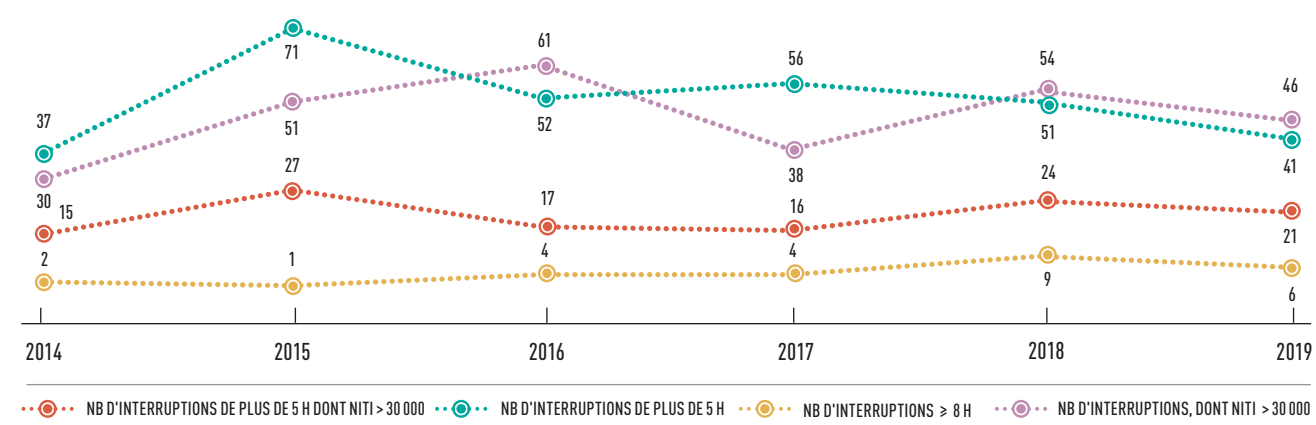
— DURÉE MOYENNE D'UN INCIDENT BT (EN MIN) — *GRAPHIQUE 13*



— ÉVOLUTION DU NOMBRE DE COUPURES POUR TRAVAUX — *GRAPHIQUE 14*



— ÉVOLUTION DU NOMBRE DE COUPURES POUR TRAVAUX D'UNE DURÉE SUPÉRIEURE À 5 HEURES — *GRAPHIQUE 15*



AUTRES INDICATEURS « PERFORMANCE »

Nombre de clients subissant plus de trois heures de coupure annuelle sur incident

(Graphiques 16 et 17)

Avec 28 436 clients impactés en 2019, cet indicateur demeure pour la cinquième année consécutive, au-dessus de 20 000 foyers impactés, situation autrefois exceptionnelle. Représentant un taux de clients supérieur à 4 %, il est toujours jugé trop élevé, d'autant plus que 564 usagers ont été coupés plus de 20 h (ils étaient respectivement 1 008 et 1 082 en 2018 et en 2017). Ces derniers sont principalement situés sur le territoire des Yvelines (174), des Hauts-de-Seine (164) et de Seine-Saint-Denis (112).
Les situations particulières listées ci-dessous, pour lesquelles l'éclairage attendu de la part du concessionnaire est à approfondir, sachant qu'aucune récurrence avec les exercices antérieurs n'a été constatée, reposent sur un seul incident BT :

- Le 16 juillet 2019 à Meudon (92) : de façon exceptionnelle, deux transformateurs se sont trouvés défaillants simultanément sur la même commune et sur le même départ HTA. Il a été engagé des moyens sur le premier poste, et le premier dépannage a été réalisé en 6 h 30. Concernant le second poste, une confusion lors des signalements ultérieurs à cette première réalimentation a entraîné une intervention plus que tardive (près de 30 h) pour 5 clients BT.
- Le 30 juillet à Rueil-Malmaison (92) : 56 clients BT ont été privés d'électricité pendant 29 h après qu'un incident a dégénéré en double fusion fusible. Le concessionnaire a attendu plus d'une journée avant de réaliser une réparation provisoire, préférant attendre de pouvoir accéder à l'un des coffrets électriques d'immeuble permettant de séparer le réseau pour la recherche de défaut (immeuble inaccessible malgré plusieurs tentatives de prise de contact).
- Le 26 juillet à Wissous (91) : un double incident a entraîné une interruption de la fourniture de plus d'une journée pour 23 clients BT, suite aux réalisations successives et distinctes de recherche de défaut, terrassement et de réparation.
- Le 7 juin 2019 à Limeil-Brévannes (94) : cet incident BT, impactant 22 clients BT pendant plus d'une journée, est causé par la chute de branches sur des conducteurs aériens nus. Il intervient au cours d'un épisode climatique venteux important où de nombreux incidents HTA et BT se sont produits et au cours duquel le traitement des incidents HTA a été priorisé.
- Le 9 septembre 2019 à Marolles-en-Brie (94) : cet incident, impactant 7 clients BT pendant plus de 21 h, a concerné un câble souterrain desservant le domaine de Grosbois. Les opérations de localisation du défaut se sont avérées particulièrement longues et complexes à cause de la structure (grandes longueurs et multiples dérivations pour 7 clients) et du type des technologies et sections du départ (plusieurs sections de câble en cuivre d'anciennes générations).
- Le 8 octobre 2019 à Villeparisis (77) : suite à plusieurs défauts souterrains, le concessionnaire a réalisé plusieurs recherches de défaut par lots séparés. Ainsi, 10 clients seulement ont été impactés sur la durée maximale (plus de 20 h), 42 clients ont été rétablis plus tôt (plus de 15 h) et 128 clients du poste ont été interrompus durant 2 h 45 (de 9 h 40 à 10 h 25 puis de 16 h 16 à 18 h 16).
- Le 9 mai à Limeil-Brévannes (94) : faute de possibilité de reprise au vu de la configuration du réseau, une réparation définitive a été engagée, sachant qu'une partie des clients BT a été réalimentée en 3h30 puis, après réparation, en 3 h 55, optimisant ainsi les remises sous tension.

Pour les autres clients coupés plus de 20 h (359), le concessionnaire n'a pas été en mesure de reconstituer le détail des durées cumulées des coupures, liées à plusieurs incidents et travaux BT, associées à des interruptions HTA ou poste source.

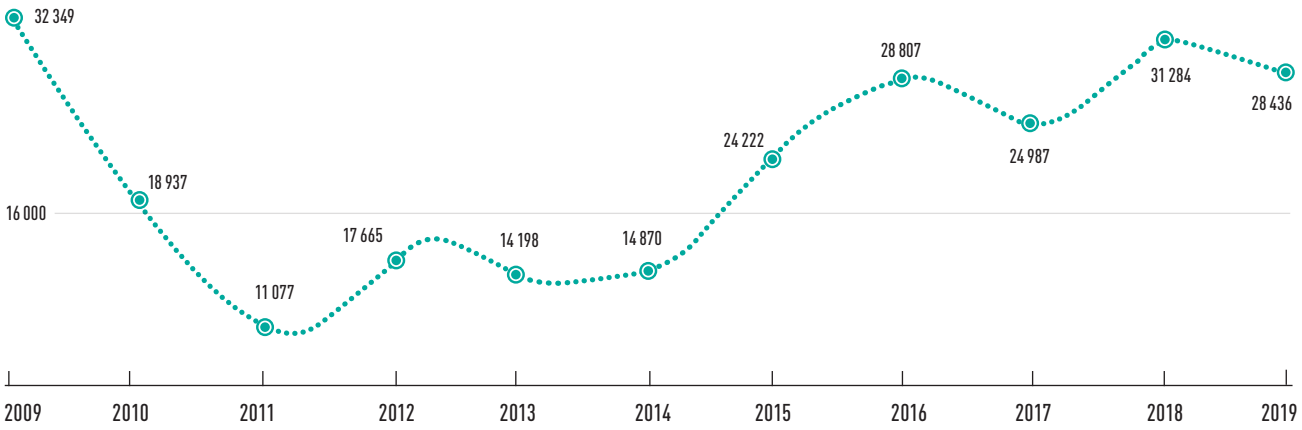
Au vu de ces situations particulière, l'autorité concédante s'étonne que son concessionnaire ait quasi systématiquement privilégié l'identification du défaut avant la réalimentation provisoire, ce qui est de nature à augmenter, parfois considérablement, le temps d'interruption de la fourniture.

Nombre de clients subissant dans l'année plus de six coupures longues (toutes causes confondues)

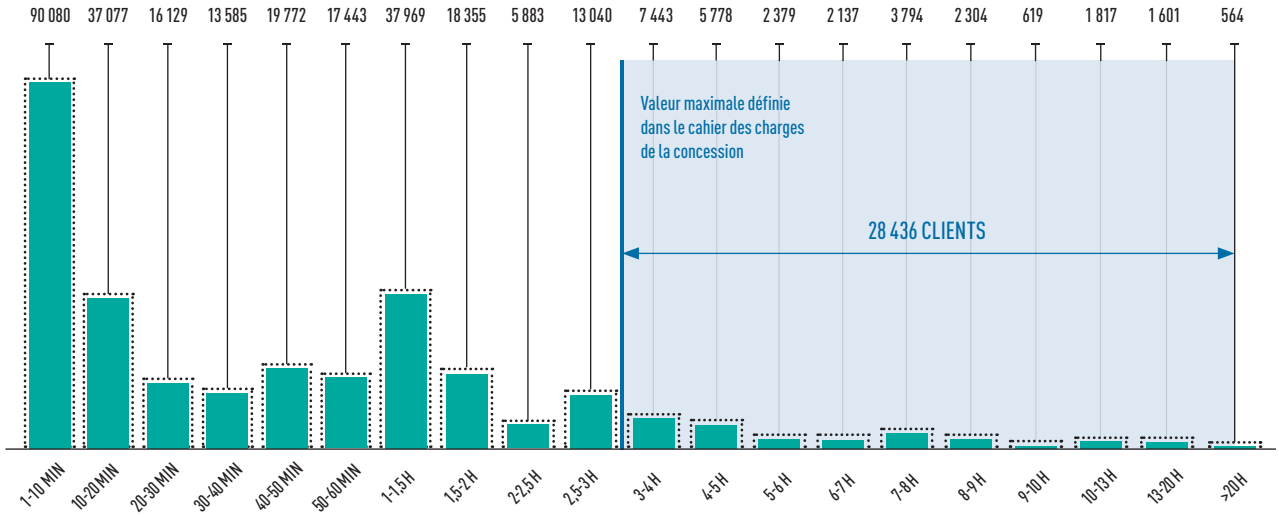
(Graphique 18 et tableau 32)

Le résultat de l'exercice 2019 marque une baisse notable du nombre de clients impactés par plus de six coupures longues (322 usagers en 2019 contre 998 en 2018 et 361 en 2017). Néanmoins, il reste supérieur au niveau attendu puisque la valeur de référence doit tendre vers zéro.
Les usagers impactés sont répartis sur le territoire des Yvelines (29), de l'Essonne (20), des Hauts-de-Seine (109) et de Seine-Saint-Denis (164).
Les précisions apportées par Enedis sont les suivantes :
- Poste HTA/BT « SC SEVIN VINCENT 71 » (Saint-Cloud) : 7 des 8 incidents survenus en 2019 sur ce poste sont situés sur le départ 5, impactant 82 clients BT (2 défauts francs précédés de fusions fusibles en sont à l'origine, entre mi-août et mi-septembre). Eu égard à cette situation particulière, une affaire de renouvellement de câbles d'anciennes générations est en cours sur ce départ BT.

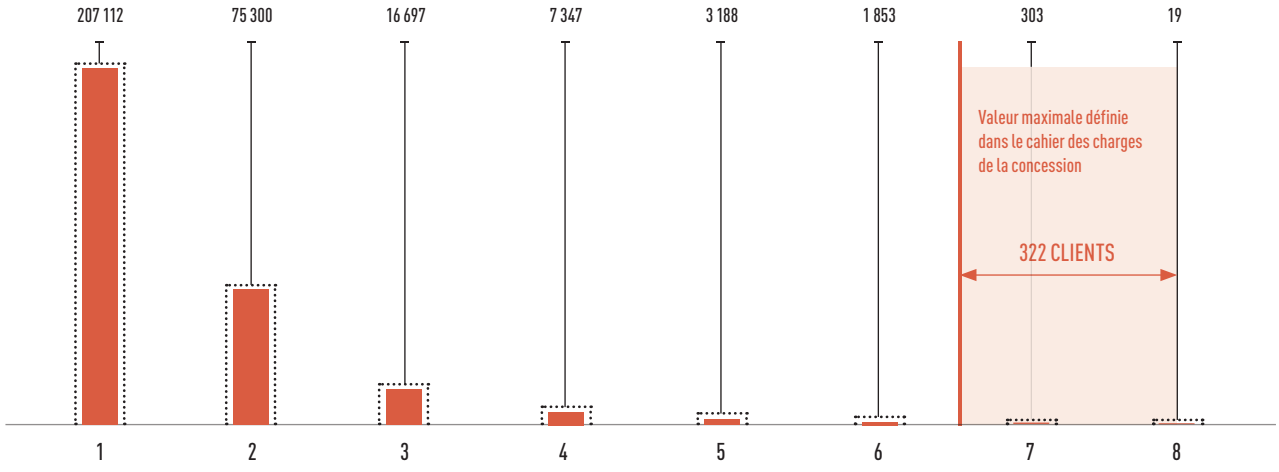
— NOMBRE DE CLIENTS COUPÉS PLUS DE TROIS HEURES SUR INCIDENT — *GRAPHIQUE 16*



— NOMBRE DE CLIENTS COUPÉS SUR INCIDENT EN FONCTION DE LA DURÉE DE L'INTERRUPTION — *GRAPHIQUE 17*



— NOMBRE DE CLIENTS COUPÉS EN FONCTION DU NOMBRE D'INTERRUPTIONS — *GRAPHIQUE 18*

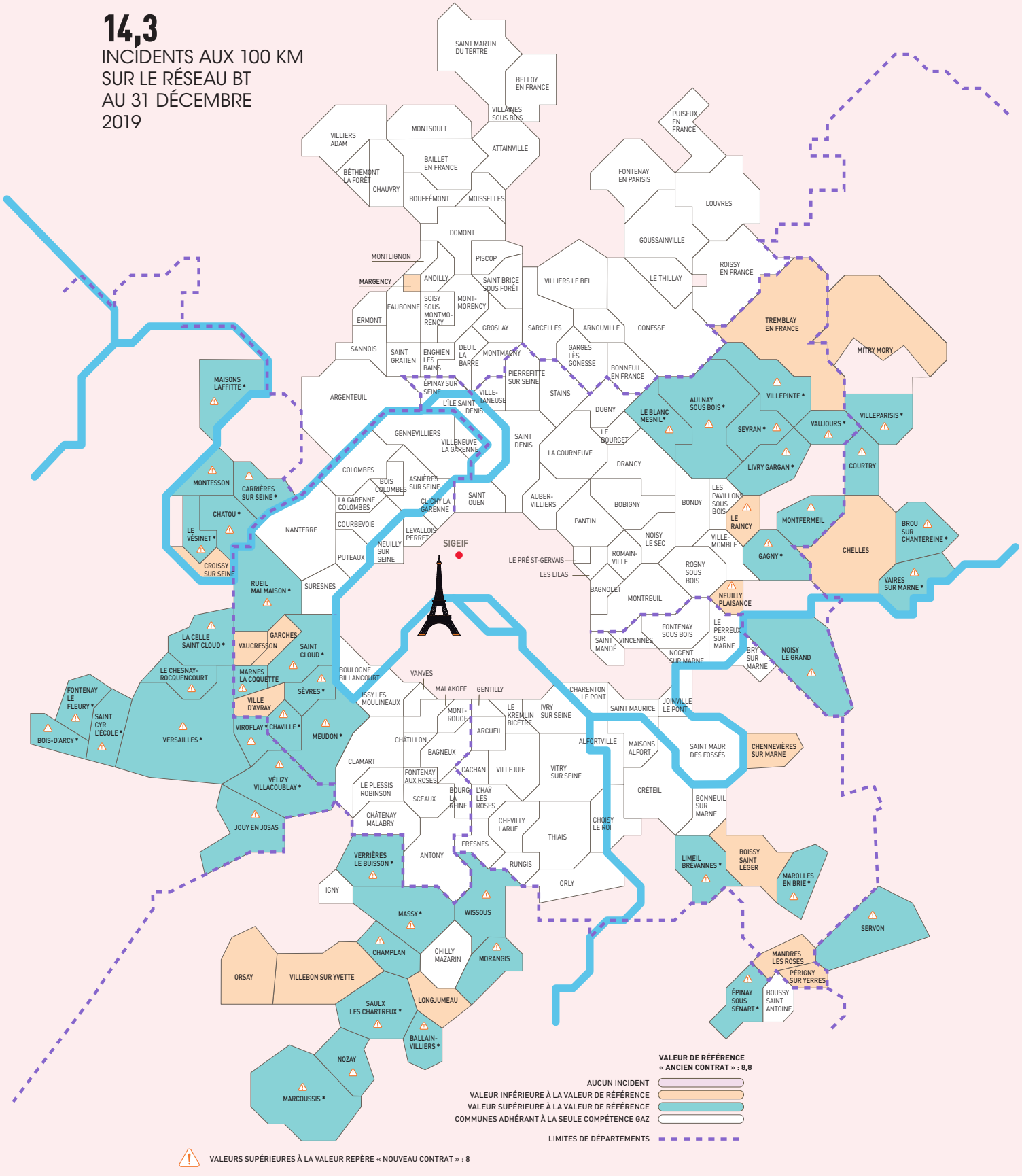


— NOMBRE DE CLIENTS COUPÉS PLUS DE TROIS HEURES OU PLUS DE SIX FOIS
(TOUTES CAUSES CONFONDUES) — *TABLEAU 32*

	PLUS DE 3 HEURES					PLUS DE 6 FOIS				
	2015	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**
Seine-et-Marne (77)	1 618	1 236	2 735	1 721	1 589	-	-	98	-	-
Yvelines (78)	6 779	8 472	8 276	9 868	11 290	46	19	180	262	29
Essonne (91)	5 565	10 254	6 508	6 374	5 142	667	-	-	66	20
Hauts-de-Seine (92)	10 000	8 545	8 244	7 550	13 219	199	-	83	25	109
Seine-Saint-Denis (93)	11 956	11 550	10 967	16 900	10 765	-	-	-	645	164
Val-de-Marne (94)	587	1 538	1 120	999	1 371	-	-	-	-	-
Val-d'Oise (95)	30	117	-	20	46	-	-	-	-	-
TOTAL CONCESSION SIGEIF	36 535	41 712	37 850	43 432	43 422	912	19	361	998	322

ÉLECTRICITÉ

14,3
INCIDENTS AUX 100 KM
SUR LE RÉSEAU BT
AU 31 DÉCEMBRE
2019



* Commune signalée lors de l'exercice précédent.

TENUE DE LA TENSION

Ce contrôle apporte au Sigeif la connaissance et le suivi de situations ponctuelles.

TENUE DE LA TENSION HTA

Caractéristiques électriques des départs HTA

(Tableau 33)

Le cahier des charges de la concession dispose que, pour les valeurs normalisées de la tension (10, 13,2, 15 et 20 kV), la chute de tension sera inférieure à 5 % en régime normal d'exploitation (1er alinéa de l'article 16 de l'annexe 1).

Dix départs HTA (1,7 %) alimentant la concession requièrent une surveillance particulière (contre 11 en 2018 et 12 en 2017) et, pour quatre d'entre eux, une intervention de la part du gestionnaire de réseau est attendue.

Il s'agit des départs :
- Bison 1 au poste source de « Châtillon ».
- Zèbre 1 au poste source de « Châtillon ».

Pour ces deux départs, Enedis indique l'achèvement des travaux nécessaires à la levée de ces contraintes (restructuration et changement de tension).
- Fleuri, au poste source de « Villevaude ».

Enedis annonce une levée de contrainte en deux phases : la première, désormais terminée, consiste à équilibrer les charges avec la création d'OMT sur des départs existants. La seconde, actuellement en cours, concerne la création d'un nouveau départ depuis le poste source « Villevaude ».
- Gratte, au poste source de « Jonchère ».

Enedis indique la poursuite des travaux nécessaires à la levée de cette contrainte (création d'un nouveau départ Noyer depuis le poste source « Jonchère »).

TENUE DE LA TENSION BT

Les clients dits mal alimentés

(Tableau 34)

Outil pour le diagnostic et l'aide à la préparation des programmes d'investissement, l'état "CTBT-005 qualité de tension par transformateur et source HTA/BT" restitue l'image électrique des ouvrages basse tension de distribution publique. La finalité de cet état est, pour le concessionnaire, d'être en mesure d'anticiper ses interventions en identifiant les postes de transformation HTA/BT, également appelés sources HTA/BT, pour lesquels le modèle de calcul fait apparaître une variation de la tension d'alimentation BT supérieure à ± 10 % de la valeur nominale (230 V pour le monophasé et 400 V pour le triphasé).

L'exercice 2018 était marqué par la multiplication du nombre de clients dits « mal alimentés » (4 415, contre 632 en 2017 et 278 en 2016), qui s'expliquait, selon Enedis, par « le nouveau modèle statistique, utilisé en 2018, de façon à prendre en compte, d'une part, la croissance significative de la production décentralisée sur le réseau basse tension et, d'autre part, les données de consommation des compteurs Linky qui permettent de fiabiliser les historiques de consommation et les profils de charge utilisés dans la méthode statistique » (voir rapport de contrôle de l'exercice 2018, page 96).

Avec 4 385 usagers-clients « mal alimentés » répartis autour de 152 sources (196 sources HTA/BT en 2018 et 21 en 2017), l'exercice 2019 confirme ce résultat.
Représentant toujours un taux relativement faible (0,6 %), une intervention du concessionnaire est attendue, notamment sur les 115 sources HTA/BT déjà identifiées par le passé (76 %), dont 35 étaient déjà identifiées avant le précédent changement, en 2010, du mode de calcul statistique.

L'intervention attendue du concessionnaire pour les sources HTA/BT déjà connues a donné lieu :
- au traitement d'une erreur de rattachement pour 8 sources HTA/BT,
- à des travaux programmés pour 36 autres,
- à des travaux en cours ou terminés pour 9 autres,
- à des études particulières ou à des investigations complémentaires pour 45 autres.

L'intervention attendue du concessionnaire pour les sources HTA/BT apparues en 2019 a donné lieu :
- au traitement d'une erreur de rattachement pour une source HTA/BT,
- à des travaux programmés pour une autre,
- à des études particulières ou à des investigations complémentaires pour les 35 sources HTA/BT restantes.

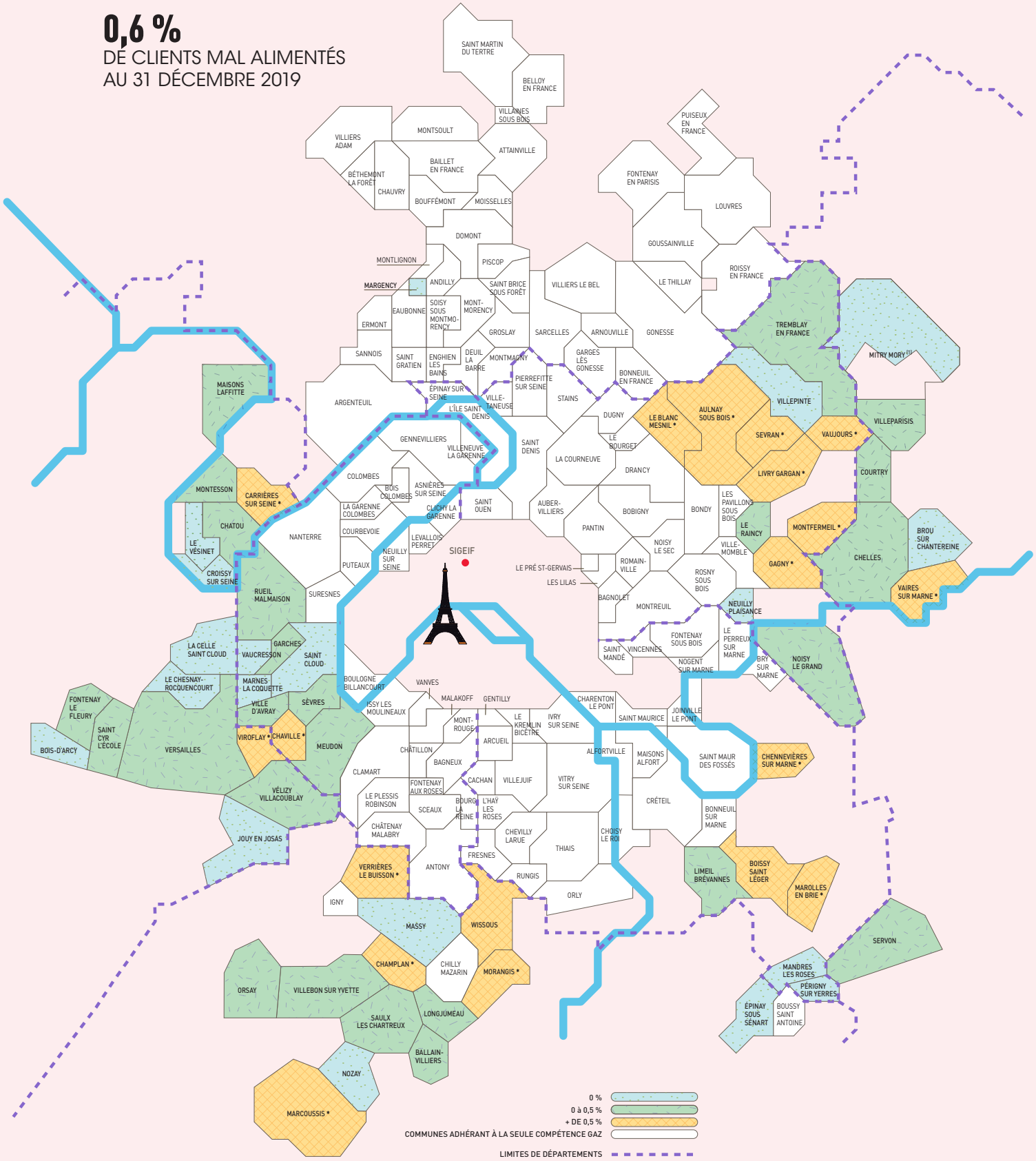
L'autorité concédante tient à souligner que le traitement de ces sources en contrainte fait désormais l'objet d'un engagement inscrit dans le schéma directeur des investissements.

Enfin, depuis plusieurs exercices, l'autorité concédante dresse une liste des sources HTA/BT pour lesquelles une anomalie probable du SIG a été relevée. À partir de ce dernier, elle rappelle et demande au concessionnaire d'effectuer les corrections nécessaires.
À fin 2019, 68 anomalies ont été détectées, dont 10 (voir tableau 35) étaient pointées lors du contrôle précédent.
Selon Enedis, elles feront l'objet d'étude (29), de corrections (6) et de réalisation de travaux effective (6) ou programmée (21).

(21) Voir précédents rapports de contrôle (page 63 du rapport 2017).

ÉLECTRICITÉ

0,6 %
DE CLIENTS MAL ALIMENTÉS
AU 31 DÉCEMBRE 2019



(1) Est exclue la partie du territoire de Mitry-Mory exploitée par la régie municipale.
* Commune signalée lors de l'exercice précédent.

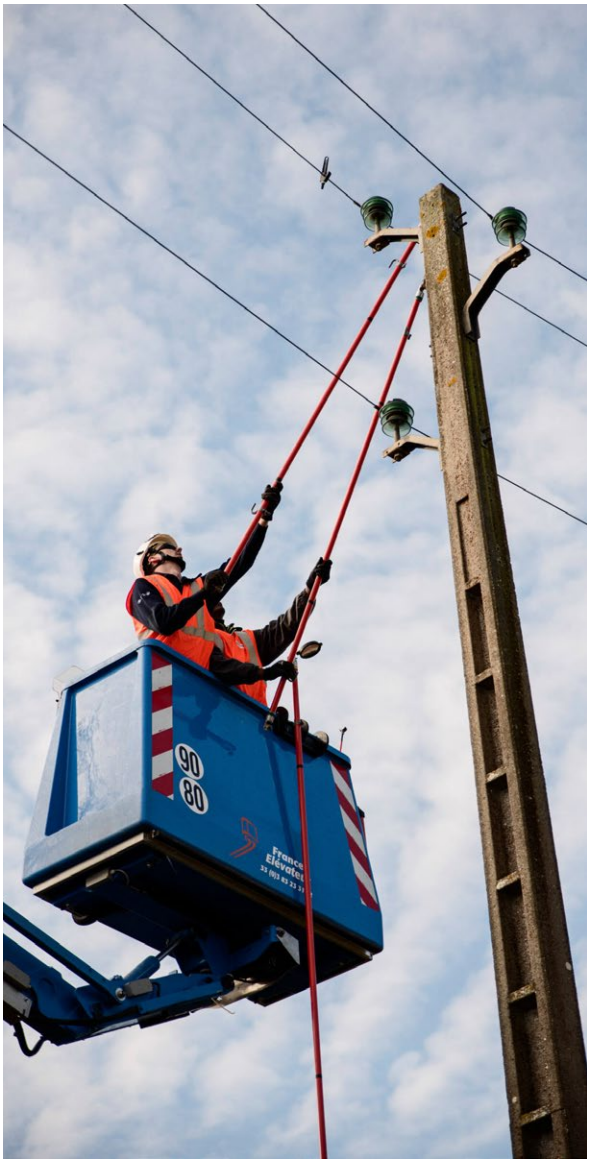
◢ Analyse de la chute de tension par zone géographique

(Carte des clients mal alimentés, page 75)

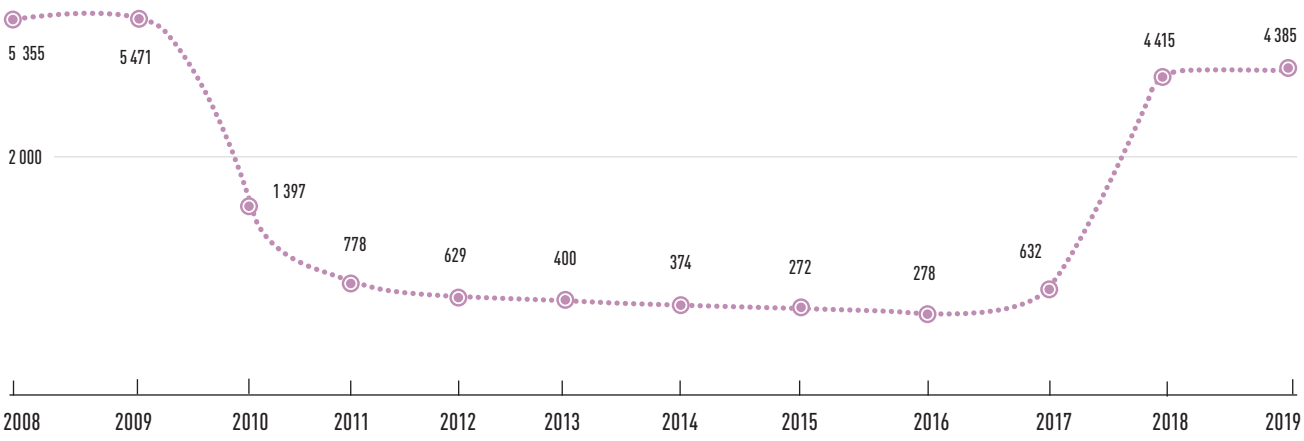
Sur le territoire de la concession, la tenue de la tension, également appelée chute de tension, vue par le client raccordé au réseau basse tension est quasi parfaite au regard des 99,4 % de clients situés dans la tolérance d'une variation inférieure à ± 10 %. Il demeure toutefois des points de livraison (4 385) répartis sur 44 communes auxquels une attention particulière doit être portée (voir graphique 19).

Illustrée par le graphique 20, le tableau 36 et la carte des clients mal alimentés, la qualité sur le territoire est, avec un taux de CMA majoritairement inférieur à 0,5 %, excellente et uniformément répartie. Néanmoins, suite à la nouvelle méthode statistique, on dénombre seulement 19 communes du territoire de la concession ne comptabilisant plus de clients mal alimentés (contre 22 en 2018 et 52 en 2017). Ce résultat contraste avec la réduction du volume des investissements 2019 consentis par le concessionnaire pour traiter les différentes contraintes électriques sur le réseau BT (446 k€, - 5 % par rapport à 2018), le situant une nouvelle fois au niveau le plus bas de ces cinq dernières années.
L'autorité concédante attend par conséquent un niveau d'investissement à même de résorber la hausse soudaine du nombre de clients, observée entre 2016 et 2018.

Enfin, pour être complet, il convient d'interroger les clients de la concession. L'enquête réalisée tous les deux ans par l'autorité concédante (voir tableau 37) montre, pour 96 % d'entre eux une perception de leur alimentation constante et, pour les 4 % restants, à plusieurs reprises, des variations. Ce résultat, relativement constant par rapport aux années précédentes, conforte **la demande faite au concessionnaire d'analyser et de traiter les sources HTA/BT décelées.**



— TENUE DE LA TENSION
ÉVOLUTION DU NOMBRE DE CLIENTS MAL ALIMENTÉS SUR LE RÉSEAU BT — *GRAPHIQUE 19*



— CONTRAINTES ÉLECTRIQUES – TENUE DE LA TENSION SUR LE RÉSEAU HTA — *TABLEAU 33*

DÉPART HTA	POSTE SOURCE	COMMUNE	TENSION DE SERVICE (KV)	CHUTE DE TENSION (EN %)	DÉPART CLASSÉ À SURVEILLER EN 2018	DÉPART CLASSÉ À SURVEILLER EN 2017	DÉPART CLASSÉ À SURVEILLER EN 2016 OU 2015
FLEURI	Villevaude	Villeparisis	20	6,5 %	X	-	-
BISON1	Châtillon	Chaville	20	5,6 %	X	-	-
GRATTE	Jonchère	Servon	20	5,3 %	X	X	-
ZEBRE1	Châtillon	Vélizy-Villacoublay	20	5,2 %	-	-	-
ROYAL	Saules	Versailles	15	4,6 %	X	X	X
FORTRA	Villeneuve-Saint-Georges	Marolles-en-Brie	20	4,6 %	X	X	X
WISSOU	Rungis	Wissous	20	4,5 %	X	X	X
GIRAF1	Châtillon	Sèvres	20	4,4 %	-	-	-
DALTON	Bondy	Aulnay-sous-Bois	15	4,2 %	X	X	-
MUETTE	Cormeilles	Maisons-Laffitte	20	4,2 %	X	X	X

— TENUE DE LA TENSION SUR LE RÉSEAU BT – RÉPARTITION PAR DÉPARTEMENT ET SOURCES HTA/BT EN CONTRAINTE — *TABLEAU 34*

DÉPARTEMENT	2019	TAUX	NOUVELLE CONTRAINTE	CONTRAINTE ≤ 2 ANS	CONTRAINTE > 2 ANS
Seine-et-Marne (77)	11	2,3 %	6	5	-
Yvelines (78)	18	1,5 %	5	11	2
Essonne (91)	32	4 %	5	26	1
Hauts-de-Seine (92)	10	1,3 %	2	7	1
Seine-Saint-Denis (93)	72	4,9 %	14	55	3
Val-de-Marne (94)	9	3,2 %	5	1	3
Val-d'Oise (95)	-	-	-	-	-
TOTAL	152	3 %	37	105	10

— LISTE DES SOURCES HTA/BT AVEC UNE ANOMALIE RÉCURRENTE PROBABLE DU SYSTÈME D'INFORMATION GÉOGRAPHIQUE — *TABLEAU 35*

COMMUNE	LIBELLÉ DU POSTE HTA/BT	ANOMALIE RÉCURRENTE	TAUX CMA	COEFFICIENT IMAX (%)	COEFFICIENT D'UTILISATION TMAX (%)
Marolles-en-Brie	Bignetous	oui	100	-	-
Chaville	Ch Ale Maneyrol 30	oui	96	-	-
Carrières-sur-Seine	Cs M Berteaux 22	oui	82	-	-
Aulnay-sous-Bois	Lebeq	oui	78	-	-
Morangis	Mg Ormeteau	oui	72	-	-
Verrières-le-Buisson	Vr Tournelles	oui	64	-	-
Marcoussis	Rappele	oui	62	-	-
Aulnay-sous-Bois	House Boat	oui	58	-	-
Orsay	Gouttière Or	oui	44	-	-
Tremblay-en-France	Rozanoff	oui	-	-	238
	TOTAL	10	9	-	1

— TENUE DE LA TENSION SUR LE RÉSEAU BT - RÉPARTITION PAR DÉPARTEMENT ET CLIENTS MAL ALIMENTÉS (CMA) — *TABLEAU 36*

	USAGERS BT					
	2017	2018	2019	TAUX 2017	TAUX 2018	TAUX 2019
Seine-et-Marne (77)	-	191	185	-	0,36 %	0,34 %
Yvelines (78)	75	425	334	0,04 %	0,24 %	0,18 %
Essonne (91)	92	845	760	0,11 %	1 %	0,88 %
Hauts-de-Seine (92)	44	617	390	0,03 %	0,49 %	0,30 %
Seine-Saint-Denis (93)	374	2 125	2 560	0,18 %	1,02 %	1,21 %
Val-de-Marne (94)	47	212	156	0,14 %	0,62 %	0,45 %
Val-d'Oise (95)	-	-	-	-	-	-
TOTAL SIGEIF	632	4 415	4 385	0,09 %	0,64 %	0,64 %

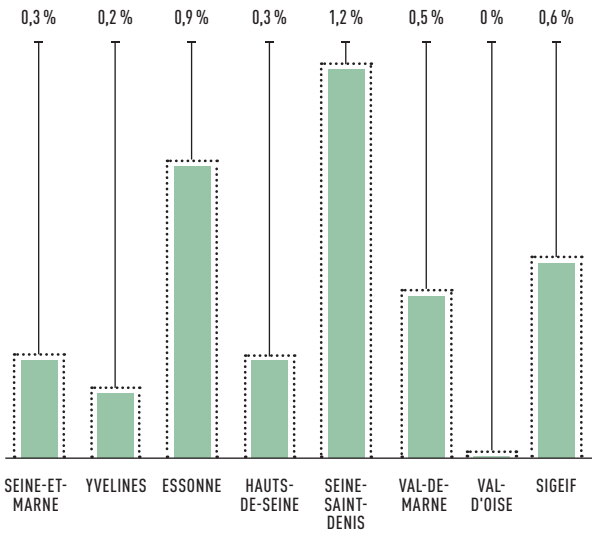
CMA*: client mal alimenté.

— LA PERCEPTION DES CLIENTS VIS-À-VIS DE LA TENUE DE LA TENSION (BAISSE DE L'ÉCLAIRAGE) —
TABLEAU 37

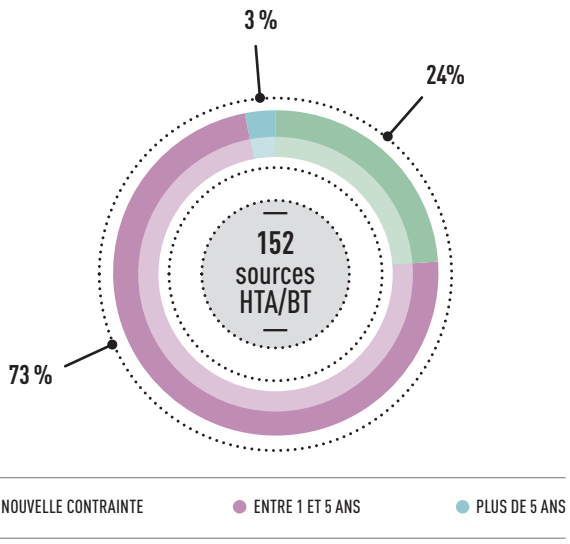
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018*	2019
Souvent	8	8	4	5	4	4	4	3	-	4
Rarement	41	30	34	28	27	29	29	22	-	23
Jamais	51	63	62	67	69	67	67	75	-	73

* : Enquête biennale.

— RÉPARTITION SUR LA CONCESSION DES CLIENTS BT MAL ALIMENTÉS — *GRAPHIQUE 20*



— RÉCURRENCE DU NOMBRE DE SOURCES HTA/BT EN CONTRAINTE DE TENSION — *GRAPHIQUE 21*



CONTRAINTES SUR LES OUVRAGES

Par ce contrôle, le Sigeif veille à la sollicitation de son réseau.

Souvent méconnue, car purement technique, la capacité d'accueil fait partie des composantes qualifiant un réseau en état normal de fonctionnement, pour lequel les ouvrages concédés doivent être utilisés sans dépassement de leur valeur nominale d'utilisation. **Aller au-delà fragilise inévitablement le réseau et accélère son vieillissement.**
Dans certains cas, cela peut aller jusqu'à la destruction du matériel et l'interruption momentanée de la fourniture.

INTENSITÉS MAXIMALES ATTEINTES CONTRAINTES SUR LES DÉPARTS HTA

À fin décembre 2018, un seul départ HTA est en dépassement de capacité de transit (Imax), comme lors du contrôle précédent. Il s'agit du départ « Zèbre 1 », au poste source du « Châtillon » (92), également en contrainte de chute de tension. Il n'était pas pointé lors des contrôles précédents.
Enedis précise que l'achèvement des travaux de restructuration et de changement de tension visant à résoudre la chute de tension réduira également en partie la contrainte d'intensité. Une étude est d'ores et déjà engagée pour lever en totalité cette contrainte résiduelle.

POSTES HTA-BT POUR LESQUELS AU MOINS UN DIPÔLE EST EN SURCHARGE (IMAX ET TMAX)

Les contraintes "intensité (Imax)"
(Graphiques 22 et 23)

Depuis 2016, le nombre de sources HTA/BT devant faire l'objet d'une attention particulière croît de manière inquiétante (180 sources HTA/BT concernées pour cet exercice, contre 122 en 2018, 41 en 2017 et 19 en 2016), rompant la tendance baissière amorcée depuis 2008.
À l'évidence, les actions engagées par le concessionnaire pour réduire le nombre de sources HTA/BT en contrainte sont insuffisantes, notamment au regard de la récurrence des sources décelées (près des trois quarts des sources étaient déjà identifiées par le passé).

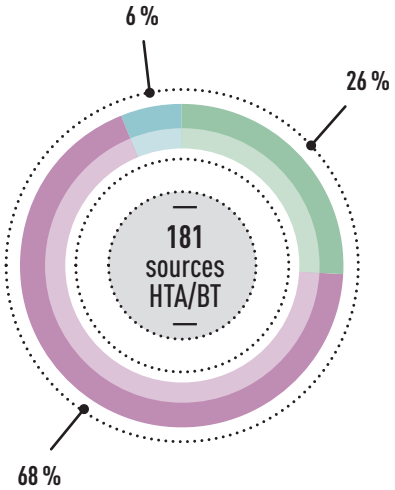
Une analyse approfondie est donc attendue, sachant qu'Enedis a d'ores et déjà précisé :
- le traitement d'une erreur de rattachement pour 20 sources HTA/BT,
- des travaux en cours ou terminés pour 7 autres,
- des travaux programmés pour 11 autres,
- des investigations complémentaires pour 110 autres.

Les contraintes "transformateurs (Tmax)"
(Tableau 39)

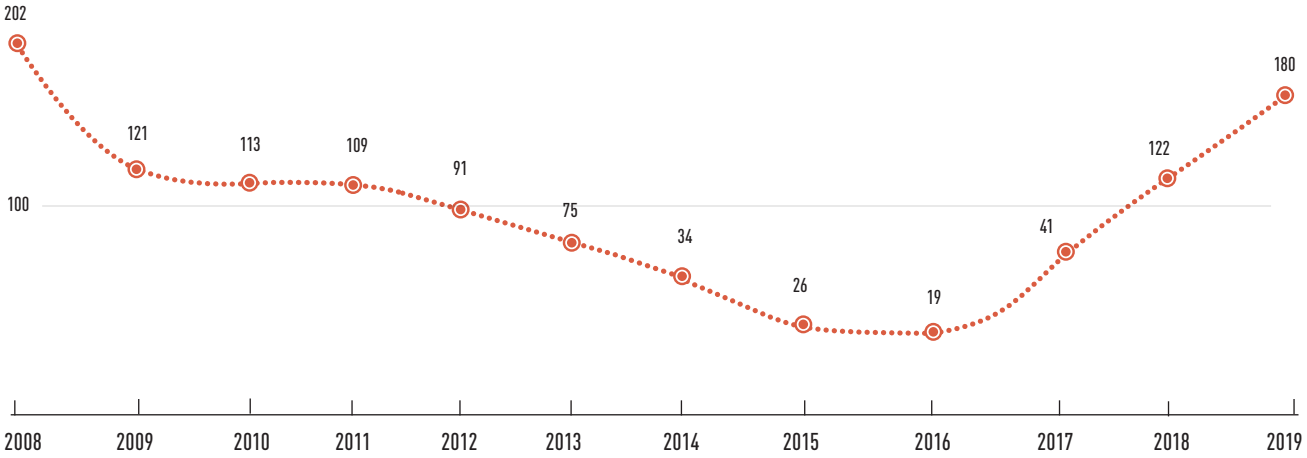
Le transformateur HTA/BT est l'organe du réseau indispensable à la transformation du courant. Le choix de la puissance apparente (kVA) repose sur la charge à alimenter, la tension primaire et également du couple pertes fer / pertes joules.

Sur le territoire de la concession, 492 (10 %) des transformateurs HTA/BT (contre 554 -12,2% - en 2018) ont un taux d'utilisation supérieur à celui défini comme nominal. Le dépassement momentané de ce taux est tout à fait acceptable, à condition, bien évidemment, que la température présente dans l'enceinte du poste de transformation HTA/BT le permette et, comme le préconise l'autorité concédante, d'une mise en œuvre de moyens de contrôle.

— RÉCURRENCE DES SOURCES HTA/BT EN CONTRAINTE INTENSITÉ — *GRAPHIQUE 23*



— ÉVOLUTION DU NOMBRE DE SOURCES HTA/BT EN CONTRAINTE INTENSITÉ (IMAX) — *GRAPHIQUE 22*



— DÉPARTS HTA EN LIMITE DE CAPACITÉ — *TABLEAU 38*

DÉPART HTA	POSTE SOURCE	TENSION DE SERVICE (KV)	IMAX	DÉPART CLASSÉ À SURVEILLER	OBSERVATIONS
Zèbre 1	Châtillon	20	111 %	non	Contrainte levée partiellement en 2020, étude en cours pour traiter la contrainte résiduelle

— CONTRAINTES ÉLECTRIQUES - TMAX ET IMAX BT — *TABLEAU 39*

	TMAX ≥ 100 %				IMAX ≥ 100 %			
	2018	2019	TAUX 2018	TAUX 2019	2018	2019	TAUX 2018	TAUX 2019
Seine-et-Marne (77)	43	40	10,1 %	8,5 %	4	13	0,9 %	2,8 %
Yvelines (78)	85	75	7,6 %	6,1 %	17	31	1,5 %	2,5 %
Essonne (91)	98	81	13,4 %	10,2 %	16	20	2,2 %	2,5 %
Hauts-de-Seine (92)	67	59	9,7 %	7,5 %	45	54	6,5 %	6,9 %
Seine-Saint-Denis (93)	240	222	18,4 %	15,2 %	35	56	2,7 %	3,8 %
Val-de-Marne (94)	21	15	8,2 %	5,3 %	5	7	2 %	2,5 %
Val-d'Oise (95)	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL SIGEIF	554	492	12,2 %	9,8 %	122	181	2,7 %	3,6 %

Lors du contrôle 2012, déjà, le concessionnaire avait qualifié de situation de "pré-alerte" un taux compris entre 100 et 110 %. Cette précision importante aurait dû être suivie d'actions de vérification du SIG et de ses mises à jour, à conjuguer avec une campagne de mesures, avec l'adaptation aux charges par la mutation des transformateurs, si la mesure confirmait un taux de charge supérieur à 110 %.

Pour cet exercice, 279 transformateurs HTA/BT (contre 308 en 2018 et 43 en 2017) dépassant le seuil d'alerte (critique) ont été décelés. Cette hausse importante, par rapport à l'exercice 2017, trouve pour explication :
- un changement du mode de calcul statistique survenu en 2018,
- et, également, une absence de traitement des sources repérées par le passé (89 % des sources HTA/BT sont connues, dont 16 % depuis au moins 3 ans).

Au vu du nombre important de sources décelées, une analyse approfondie est attendue, sachant que le concessionnaire a d'ores et déjà précisé :
- le traitement d'une erreur de rattachement pour 3 sources HTA/BT,
- des travaux en cours ou terminés pour 7 autres,
- des travaux programmés pour 47 autres,
- des études ou investigations complémentaires pour 71 autres.

Devant un tel résultat, la demande de l'autorité concédante (cf. rapport de contrôle 2014, page 38) relative au traitement et à la communication du résultat des campagnes de mesures est reconduite.

DÉCRET 2007-1826 DU 24 DÉCEMBRE 2007 ÉVOLUTION DE CES QUATRE CRITÈRES

Un niveau minimal de qualité fixé inadapté à la concession du Sigeif.

TENUE DE LA TENSION SUR LE RÉSEAU

Critère 1

Tenue globale de la tension

L'évaluation de la tenue globale de la tension sur un réseau public de distribution d'électricité se concrétise dorénavant par la détermination d'un indice local pour chaque département desservi par Enedis. Cet indice local sert, pour le volet "tenue de la tension", à cibler les départements pour lesquels l'indice est supérieur à 8, les rendant éligibles à un programme d'amélioration de la qualité. Aux résultats des clients mal alimentés (CMA[22]) sont donc ajoutés :
- la chute de tension HTA (Uhta), pourcentage de postes HTA/BT du département au droit desquels la chute de tension est supérieure à 5 %,
- les prises des transformateurs HTA/BT (pourcentage de transformateurs HTA/BT du département avec une prise optimisée à 5 % dans le modèle de calcul),
- les résidences secondaires,
- les réclamations (nombre de réclamations avérées en tenue de la tension non identifiées par l'outil GDO-SIG, dans le département pour 1 000 clients).

Les éléments transmis, comme le prévoit la réglementation, sont à la maille de chaque département francilien. Ils ont donné lieu à une valorisation des facteurs d'influence et à une évaluation statistique (voir tableau 40), à partir desquelles l'autorité concédante est amenée à constater, sans aucune surprise, un indice local départemental nettement inférieur à l'indice précédemment défini. En effet, bien que le pourcentage d'utilisateurs mal alimentés (0,63 %) ait été multiplié par 6 (voir tableau 41), depuis le changement du mode de calcul statistique en 2018, et qu'il se situe depuis deux ans au-dessus du résultat régional (hors Paris), il demeure bien en deçà du seuil réglementaire fixé à 3 % (cinq fois plus).

Enfin, comme lors des exercices passés, les éléments communiqués par le concessionnaire portent uniquement sur le seuil négatif de la variation (- 10 % de la valeur nominale).

(22) Variation maximale de ±10 % de la valeur nominale d'alimentation électrique.

Critère 2

Tenue de la tension en un point particulier

Tout utilisateur raccordé au réseau basse tension peut voir sa propre situation, lorsqu'elle est insatisfaisante, analysée et, en tant que de besoin, traitée. Il y a dysfonctionnement, en un point particulier de la distribution basse tension, quand le gradient de tension est supérieur à 2 %.

À partir de la restitution "CTBT-005 – qualité de tension par transformateurs et sources HTA/BT", il apparaît un gradient de tension [23] maximal de 1,68 % (pas de changement par rapport à l'exercice précédent). Le point le plus critique de la concession, tout en étant dans la norme, se situe à l'extrémité du réseau BT du poste HTA/BT « SC Parc B29 », à Saint-Cloud (92). Cette source HTA/ BT, objet d'une attention particulière depuis plusieurs exercices, est la seule dont le gradient de tension maximal est supérieur à 1,5 %.

CONTINUITÉ DE L'ALIMENTATION ÉLECTRIQUE SUR LE RÉSEAU

Critère 3

Continuité globale de l'alimentation électrique

En matière de continuité de l'alimentation, la réglementation prend en compte et lie trois critères pour l'évaluation annuelle de la continuité globale du réseau :
- le nombre de coupures longues (interruption supérieure ou égale à 3 min),
- le nombre de coupures brèves (moins de 3 min),
- la durée cumulée des coupures longues.

Un utilisateur est réputé mal alimenté si l'un au moins de ces trois critères prend une valeur strictement supérieure à la valeur limite fixée à l'arrêté du 24 décembre 2007 modifié en 2013. Les seuils en vigueur à compter du 7 janvier 2013 sont donc les suivants :
- nombre de coupures longues subies dans l'année supérieur à 6 (anciennement 4),
- nombre de coupures brèves subies dans l'année supérieur à 35 (anciennement 12),
- durée, cumulée dans l'année, des coupures longues supérieure à 13 h (anciennement 6 h).

La modification réglementaire de 2013, consistant à étendre les valeurs limites, conduit à une réduction du niveau d'exigence alors que l'exigence des consommateurs, de plus en plus connectés, ne cesse de croître.
Avec un taux d'utilisateurs de la concession mal alimentés quasiment nul (0,59 %), pour un seuil fixé à 5 % par le décret (voir tableau 42), le résultat de la continuité globale de l'alimentation électrique sur le réseau concédé conduit l'autorité concédante à conclure également au respect de la réglementation.

(23) Chute de tension supplémentaire constatée (en %) en un point de connexion lorsqu'une charge additionnelle de 1 kW y est raccordée.

CONTINUITÉ DE L'ALIMENTATION ÉLECTRIQUE SUR LE RÉSEAU EN UN POINT PARTICULIER

◢ Critère 4

Ce quatrième critère prend en compte le dysfonctionnement en un point particulier de connexion de la concession, lorsque le nombre de coupures longues constatées dans l'année, en ce point particulier de connexion, excède la valeur fixée à l'arrêté du 24 décembre 2007. Cette valeur est de 15.

Pour l'ensemble de la concession, le nombre maximal d'interruptions, relevé sur les départements des Yvelines (78) et de l'Essonne (91), a été de 8 (contre 10 en 2018 et 9 en 2017). Elles ont concerné 19 clients (voir graphique 18).
Pour ce critère, le niveau de qualité est donc respecté.

L'autorité concédante tient à faire remarquer qu'en fonction du document de référence, la situation analysée, jugée quasi parfaite, peut s'avérer médiocre, voire insuffisante, et faire l'objet d'une attention particulière. En effet, eu égard au contrat de concession, qui pointe comme extrêmes les situations où l'usager rencontre plus de six coupures longues, 322 usagers ont été dénombrés en 2019, contre 998 usagers en 2018 et 361 en 2017.

DISPOSITION CONCERNANT LE RÉSEAU PUBLIC DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

Le dernier indicateur, hors du champ de la concession, est le nombre de coupures longues générées par le réseau de transport d'électricité (tension HTB) à un poste source alimentant un réseau public de distribution. Il ne doit pas excéder dans l'année (cf. nouvel arrêté) plus de deux coupures longues.

Trois incidents ont été dénombrés en 2019, sur le réseau de transport, qui ont impacté les postes sources d'Épinay (91), de Fanaudes (95) et de Montjay (91).

Au sens réglementaire, la qualité a été respectée.

— VALORISATION DES FACTEURS D'INFLUENCE ET ÉVALUATION STATISTIQUE — *TABLEAU 40*

	MAILLE DÉPARTEMENTALE					
	CMA	UHTA	PRISE TRANSFORMATEUR	RÉSIDENCE SECONDAIRE	RÉCLAMATION	INDICE LOCAL
Seine-et-Marne	0,55 %	3,76%	1,31 %	0,09	0,001	4,78
Yvelines	0,66 %	2,83%	2,44 %	0,05	0,001	5,61
Essonne	0,79 %	0,07%	1,27 %	0,01	0,007	5,59
Hauts-de-Seine	0,17 %	0,15%	0,53 %	0,12	0,002	1,20
Seine-Saint-Denis	0,52 %	-	1,07 %	0,01	0,001	3,36
Val-de-Marne	0,17 %	-	0,60 %	-	-	0,79
Val-d'Oise	0,81 %	1,69 %	2,20 %	0,01	0,002	6,53

— TENUE GLOBALE DE LA TENSION DU RÉSEAU BT — *TABLEAU 41*

	CONCESSION SIGEIF			MAILLE DÉPARTEMENTALE		
	NOMBRE DE CLIENTS	NOMBRE DE CMA	RÉSULTAT	NOMBRE DE CLIENTS	NOMBRE DE CMA	RÉSULTAT
Seine-et-Marne	54 116	185	0,34 %	675 292	3 691	0,55 %
Yvelines	182 601	334	0,18 %	701 619	4 634	0,66 %
Essonne	86 063	760	0,88 %	601 442	4 756	0,79 %
Hauts-de-Seine	128 104	390	0,30 %	892 014	1 510	0,17 %
Seine-Saint-Denis	212 166	2 560	1,21 %	731 344	3 812	0,52 %
Val-de-Marne	34 594	156	0,45 %	683 899	1 182	0,17 %
Val-d'Oise	1 340	-	-	549 041	4 461	0,81 %
Résultat 2019	698 984	4 385	0,63 %	4 834 651	24 046	0,50 %
Résultat 2018	690 325	4415	0,64 %	4 787 682	26 323	0,55 %
Résultat 2017	685 755	632	0,09 %	4 763 404	4 449	0,09 %
Résultat 2016	680 494	278	0,04 %			
Résultat 2015	674 609	272	0,04 %			
Résultat 2014	660 524	374	0,06 %			
Résultat 2013	655 520	400	0,06 %			
Résultat 2012	647 693	629	0,10 %			

— **CONTINUITÉ GLOBALE DE L'ALIMENTATION ÉLECTRIQUE SUR LE RÉSEAU** (DÉTERMINATION SIGEIF) —
TABLEAU 42

	CONCESSION SIGEIF				
	NOMBRE DE CLIENTS	**CL 6**	**CB > 35**	**DURÉE CUMULÉE > 13 H**	**RÉSULTAT SIGEIF**
Seine-et-Marne	54 116	-	-	101	0,19 %
Yvelines	182 601	29	-	1 142	0,64 %
Essonne	86 063	20	-	334	0,41 %
Hauts-de-Seine	128 104	109	-	1 753	1,45 %
Seine-Saint-Denis	212 166	164	-	199	0,17 %
Val-de-Marne	34 594	-	-	239	0,69 %
Val-d'Oise	1 340	-	-	-	-
TOTAL SIGEIF	698 984	322	-*	3 768	0,59 %

(*) Valeur indiquée dans le CRAC (nombre de clients affectés par plus de 30 CB).

CONCLUSION

Loin de stimuler une amélioration de la qualité sur le territoire de la concession du Sigeif, le décret et ses arrêtés la minorent, balayant de fait les besoins et les exigences du consommateur. En effet, concernant la tenue globale de la tension (chute de tension), plusieurs usagers mal alimentés d'une commune pourraient voir leur situation non traitée au prétexte que le seuil global de la concession est respecté.
Comment accepter un seuil de 3 %, quand, sur son territoire, il est inférieur à 0,6 % ? Cela équivaudrait à introduire une dégradation sans commune mesure de la qualité. L'autorité concédante déplore des objectifs fixés sans ambition, en comparaison des valeurs contractuelles de son cahier des charges, et inadaptés à sa concession.

Enfin, comme l'indique l'article 21 dudit décret :
« Les contrats de concession de la distribution d'électricité peuvent contenir des dispositions plus contraignantes que celles fixées par le présent décret sous réserve d'avoir préalablement recueilli, pour ce qui concerne ces gestionnaires, l'avis du gestionnaire du réseau public de transport d'électricité et, le cas échéant, du gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité situé en amont. Les niveaux de qualité contractuellement fixés sont établis en se fondant sur les règles de l'art communément admises par la profession ainsi que sur une évaluation de la qualité de l'électricité constatée sur le réseau public de distribution d'électricité concerné. »

L'autorité concédante (le Sigeif) et le gestionnaire de réseau (Enedis) ont contractualisé, le 18 octobre 2019, un nouveau contrat de concession, qui cible des indicateurs de qualité spécifiques et plus adaptés à la concession.

#4

PROGRAMME D'INVESTISSEMENT 2019 ET PLAN DE MAINTENANCE DU DISTRIBUTEUR

III

INVESTISSEMENTS CONSACRÉS À LA PERFORMANCE DU RÉSEAU

INVESTISSEMENTS CONSACRÉS À LA PERFORMANCE [25] DU RÉSEAU

Vigilant sur le niveau des investissements du concessionnaire, le Sigeif dispose désormais d'un pouvoir d'orientation avec le schéma directeur des investissements.

Au regard de la relation entre investissement et qualité du service, le programme d'investissement repose sur des actions à réaliser à plus ou moins long terme, pour lesquelles l'autorité concédante et son concessionnaire ont convenu d'une gouvernance partagée, au travers d'un schéma directeur des investissements. Ce dernier, qui fixe les objectifs techniques, fera l'objet d'une déclinaison en plans pluriannuels d'investissement (PPI) établis sur quatre années et comprenant des engagements technique et financier chiffrés. Ce schéma directeur des investissements a donc pour ambition majeure d'améliorer durablement la sûreté et la qualité de la distribution d'électricité sur le territoire de la concession.

INVESTISSEMENTS SUR LES POSTES SOURCES ET ORIENTATIONS ULTÉRIEURES

(Voir graphique 24)

Croissance des besoins en électricité

Pour répondre à la croissance des besoins en électricité, le concessionnaire envisage :
- la création de nouveaux postes sources à Saclay (91), à Crosne (91) et à Aubervilliers (93) ;
- le renforcement de la puissance électrique installée sur certains postes sources existants, par mutation (remplacement) ou ajout de nouveaux matériels tels que transformateurs HTB/HTA, cellules HTA, ou contrôle commande associé, notamment aux postes sources de Châtillon (92), de Montjay (91) et de Robinson (92).

Continuité d'alimentation et qualité de la fourniture

Les politiques d'entretien, de maintenance et d'investissement concourent à l'atteinte et au maintien d'un bon niveau de qualité de la distribution d'électricité des postes sources.
L'analyse des incidents, conjuguée avec la connaissance du patrimoine, permet au distributeur d'orienter et de poursuivre ses efforts sur les points suivants :

- Sécurisation par isolation des pièces nues sous tension des transformateurs HTB/HTA. L'objectif est d'éviter un court-circuit provoqué par l'électrocution d'un animal.
- Renouvellement des contrôles commandes obsolètes.
- Renouvellement des matériels vétustes (transformateurs, disjoncteurs…).
- Modernisation (mise à niveau) de l'outil de téléconduite.

Renouvellement, renforcement, environnement

Sont concernés les ajouts ou les remplacements d'ouvrages tels que les jeux de barres HTB, les transformateurs HTB/HTA, les appareils de coupure HTB (disjoncteurs, sectionneurs), les rames HTA (disjoncteurs…).

Bilan des investissements

Le total des dépenses annoncées pour 2019 a été estimé à 33,7 M€ (- 1,7 M€ par rapport à 2018), dont 6,7 M€ concernent les postes sources situés sur le territoire du Sigeif.
Les investissements bruts réalisés se sont élevés à 3 M€ (4,3 € par client), soit - 25 % par rapport à 2018 et - 55 % par rapport à la prévision.
Cet écart conséquent entre la prévision et la réalisation, associé à l'absence d'une vision à court et moyen termes des investissements à réaliser sur ces ouvrages, amène le Syndicat à conclure que l'information communiquée s'avère particulièrement imprécise.
Le poste source étant un ouvrage supra concessif, il appartient donc au concessionnaire d'affiner sa communication en embarquant à la fois le coût total de l'investissement, que ce soit sur la totalité des postes sources alimentant le Sigeif ou sur ceux situés sur le territoire de la concession, et celui ramené à la concession du Sigeif.

BILAN DES INVESTISSEMENTS 2019 SUR LES RÉSEAUX HTA ET BT

(Continuité des actions de maintenance des exercices précédents)

Continuité d'alimentation

Les actions fixées par le distributeur pour atteindre le niveau attendu sont les suivantes :

- Le remplacement des ouvrages les plus générateurs d'incidents. Les câbles souterrains et leurs accessoires de transition sont principalement concernés.

(25) Le Sigeif préfère écrire « investissements de performance » plutôt que « investissements délibérés », selon l'expression du concessionnaire, pour évoquer les actions liées à la continuité et la qualité d'alimentation, au renouvellement, au renforcement, à l'embellissement ou à la résilience aux aléas climatiques. De même, le Syndicat préfère l'expression « investissements de développement » plutôt que « investissements imposés » pour ce qui concerne les raccordements des usagers du réseau public de distribution.
(26) Dépenses d'investissement sur les postes sources implantés sur la concession (données issues du Crac 2019).

▸ L'amélioration de la réactivité du réseau HTA lors de coupures d'alimentation, par la création de nouveaux postes de coupure sur le réseau double dérivation, par la mise en place d'interrupteurs télécommandés supplémentaires et la résolution des contraintes de transit lors d'un fonctionnement en schéma d'exploitation dégradé (situation "n–1") par le renouvellement ou le renforcement des tronçons à risque.
▸ L'augmentation des capacités de réalimentation entre postes sources par la constitution de réseaux HTA en fuseau, c'est-à-dire de poste source à poste source.

◢ Renouvellement, renforcement, environnement

Les travaux, les plus nombreux, relevant de cette finalité se déclinent comme suit :
▸ Des changements de tension en HTA – suppression des poches 10 et 15 kV – permettant de renouveler un réseau vétuste tout en augmentant sa capacité de transit.
▸ Des renforcements pour résoudre les contraintes de capacité et de tension des réseaux en schéma normal d'exploitation.
▸ Le remplacement des équipements dans les postes de transformation HTA/BT afin de garantir la sécurité des intervenants.
▸ Des renouvellements ou renforcements des réseaux liés à une politique volontariste d'élimination de câbles souterrains d'anciennes technologies, travaux qui peuvent se conjuguer avec les opérations de voirie réalisées par les collectivités.

◢ Les risques climatiques

Comme pour l'exercice passé, les caractéristiques environnementales du territoire du Sigeif et, plus globalement, celles de la région Île-de-France, conduisent le concessionnaire à orienter ses investissements suivant trois axes principaux :
▸ La gestion du risque de crue par des actions de "désensibilisation" des postes HTA/BT.
▸ La mise à la terre du neutre : il s'agit de respecter les obligations réglementaires, en maîtrisant durablement, lors d'un défaut monophasé sur le réseau HTA, la montée en potentiel du réseau BT, des réseaux de télécommunications et de la tension "de toucher".
▸ La suppression des ossatures aériennes HTA le long des zones boisées.
Au regard des éléments communiqués dans le Crac 2019 (page 39), le faible niveau d'investissement repose, selon Enedis, sur sa difficulté à ventiler et affecter les dépenses liées à cette thématique.

◢ Bilan des investissements

La prévision annoncée par Enedis des dépenses se décomposait comme suit :
▸ HTA : 8,7 M€ (+ 5 % par rapport aux prévisions 2018 et + 32 % par rapport aux prévisions 2017).
▸ BT : 6,4 M€ (+ 45 % par rapport aux prévisions 2018 et + 137 % par rapport à 2017).
L'investissement prévisionnel sur le réseau concédé se montait ainsi à 21,6 € par client (contre, respectivement, 18,4 €, 13,5 € et 15,2 € par client pour les prévisions 2018, 2017 et 2016).

Les investissements bruts [27] réalisés se sont, quant à eux, élevés à (voir graphique 25) :
▸ HTA : 12,1 M€, soit + 44 % par rapport à la prévision et + 4 % par rapport au montant investi en 2018.
> BT[28]: 5,5 M€, soit - 15 % par rapport à la prévision et + 28 % par rapport à 2018.

L'investissement réalisé sur le réseau concédé s'est élevé à 25,7 euros par client (+ 19 % par rapport à la prévision et + 11 % par rapport à 2018).

C'est ainsi le niveau le plus élevé jamais atteint sur la concession, confirmant les alertes de l'autorité concédante d'un important besoin de renouvellement. En effet, se fondant sur une estimation réalisée par ses services (voir tableau 43), avoisinant 517 M€, le Syndicat soulignait l'insuffisance des moyens mis en œuvre par le concessionnaire et le passif qui en résultait.

▸ BILAN DES INVESTISSEMENTS DES CINQ DERNIÈRES ANNÉES ◂

Le graphique 26 illustre les investissements cumulés (postes sources, HTA et BT) de ces cinq dernières années, en lien avec la performance du réseau et reprend la totalité des ouvrages respectifs au 31 décembre 2019.

▸ LE PLAN PLURIANNUEL D'INVESTISSEMENT 2020-2023 ◂

Ce premier PPI, élaboré à l'appui d'un premier diagnostic des réseaux desservant la concession, visera principalement à s'attaquer à la cause même des incidents, c'est-à-dire à l'usure naturelle des ouvrages HTA et BT, et, en parallèle, d'en limiter ses effets en disposant d'un réseau HTA plus réactif via les OMT [29].

◢ Levier 1 – Sécurisation de l'alimentation par le réseau HTA

La finalité principale est de minimiser le nombre de clients BT non réalimentés, en cas de perte d'un poste source HTB/HTA alimentant la concession.
Enedis prévoit d'investir 4,6 M€ sur ce levier en 2020. Les chantiers permettront de sécuriser l'alimentation de 8 postes sources afin d'être en capacité, d'ici la fin du PPI, de réalimenter, lors d'un incident poste source, 58 % des usagers-clients BT en première instance par manœuvre télécommandées puis 80 % d'entre eux par le réseau.

(27) Valeurs du Crac, ramenées à la concession.
(28) Non compris la participation d'Enedis versée dans le cadre des opérations d'enfouissement (cf. article 8 du cahier des charge de la concession).
(29) Organes de manœuvre télécommandés.

— BESOIN EN INVESTISSEMENT AFFECTÉ AU RENOUVELLEMENT — *TABLEAU 43*

	2015		2016		2017	
OUVRAGES	**QUANTITÉ**	**BESOIN EN INVESTISSEMENT (EN M€)**	**QUANTITÉ**	**BESOIN EN INVESTISSEMENT (EN M€)**	**QUANTITÉ**	**BESOIN EN INVESTISSEMENT (EN M€)**
HTA (en km)						
Aérien nu	3	0,4	3	0,36	3	0,36
Câble papier imprégné (CPI)	1 172	141	1 150	138	1 139	137
Postes HTA/BT (unité)						
Génie civil (> 45 ans)	1 586	23,8	1 704	25,6	1 833	27,5
Transformateurs HTA/BT (> 40 ans)	601	6	697	7,0	711	7,1
Appareillage (> 30ans)	1 625	8,1	1 675	8,4	1 718	8,6
BT (en km)						
Aérien nu	568	142	562	141	555	139
Câble à ceinture et gaine alu	1 301	195	1 269	190	1 261	189
Estimation de l'autorité concédante	-	516	-	510	-	508

	2018		2019	
OUVRAGES	**QUANTITÉ**	**BESOIN EN INVESTISSEMENT (EN M€)**	**QUANTITÉ**	**BESOIN EN INVESTISSEMENT (EN M€)**
HTA (en km)				
Aérien nu	3	0,4	3	0,4
Câble papier imprégné (CPI)	1 125	135	1 101	132
Postes HTA/BT (unité)				
Génie civil (> 45 ans)	2 005	30	2 002	30
Transformateurs HTA/BT (> 40 ans)	839	8	836	8
Appareillage (> 30ans)	2 032	10	2 038	10
BT (en km)				
Aérien nu	547	137	542	136
Câble à ceinture et gaine alu	1 256	188	1 340	201
Estimation de l'autorité concédante	-	509	-	517

◢ Levier 2a – Renouvellement des câbles HTA souterrains à risque incidentogène

Le nombre d'incidents qui surviennent annuellement sur les câbles souterrains HTA dépend de leur technologie, mais aussi d'autres paramètres tels que la nature du sous-sol ou les dommages dont ils sont victimes. Une attention particulière sera portée aux différentes technologies de câbles papier imprégné (CPI), en priorisant celles présentant un taux d'incident supérieur à la moyenne.
Enedis prévoit d'investir 4,4 M€ sur ce levier en 2020. Les travaux seront répartis sur 23 communes et contribueront à l'objectif de résorption de 100 km de câbles CPI (9 % du volume identifié) d'ici fin 2023.

◢ Levier 2b – Sécurisation du réseau aérien HTA à risque incidentogène

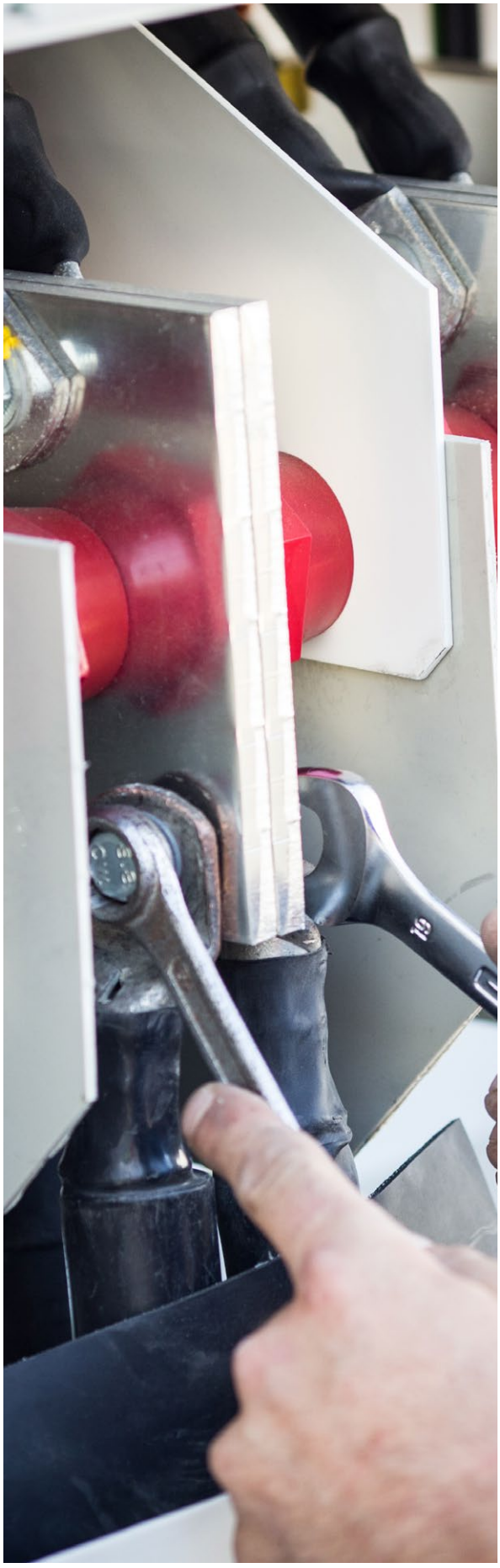
La finalité principale est de traiter les tronçons à risque (aléas climatiques, proximité d'une zone boisée…) puis, par opportunité, les tronçons qu'il est possible de traiter, dans le cadre de la coordination des travaux.
Enedis ne prévoit pas d'investissement en 2020 quant à la sécurisation des 250 m de réseau aérien HTA à risque incidentogène (8 % du volume identifié par le Sigeif) prévue au PPI.

◢ Levier 3 – Automatisation du réseau HTA

L'automatisation du réseau HTA, visant à minimiser la durée d'interruption des clients impactés par un incident HTA, est un levier particulièrement efficace d'amélioration de la qualité.
Le nombre d'OMT à déployer et la priorisation du programme résultent d'une approche technique et économique liée à la structure et à l'incidentologie des départs HTA. Sur le territoire de la concession, l'état des lieux réalisé conduit à retenir un objectif permettant de limiter le nombre de clients impactés entre deux postes télécommandés.
Enedis prévoit d'investir 640 k€ sur ce levier en 2020, permettant d'équiper 31 des 130 postes télécommandés prévus au PPI.

◢ Levier 4 – Maîtrise du risque de crue

Les études d'impact d'une crue, sur les structures de réseaux, conduisent à identifier, pour les différents scénarios hydrographiques :
- les ouvrages « coupés inondés », qui font l'objet d'une mise hors tension de sécurité en phase de montée de la crue,
- les ouvrages « coupés non inondés » : l'eau n'atteint pas ces installations, mais les clients desservis par ces ouvrages voient leur alimentation électrique interrompue par la mise hors tension de sécurité d'ouvrages inondés. Leur quantité dépend donc des structures de réseau existantes, et plus particulièrement des postes HTA/BT de quartier.



La finalité est donc de réduire le nombre de clients coupés en zone non inondée.
Enedis prévoit d'investir 289 k€ sur ce levier en 2020 afin de traiter 3 160 clients situés en zone non inondée au scénario de crue R1.0 [30] (11 % du volume identifié).

◢ Levier 5 – Rénovation des postes HTA/BT

La finalité est d'assurer la sécurité des intervenants et des biens et limiter les temps d'intervention au bénéfice de la continuité d'alimentation.

Enedis prévoit d'investir 749 k€ sur ce levier en 2020. Les travaux, répartis sur 19 communes, serviront à rénover 32 des 60 postes HTA/BT prévus au PPI.

◢ Levier 6a – Renouvellement des canalisations souterraines BT à risque incidentogène

Les investissements consacrés au renouvellement des canalisations souterraines BT à risque incidentogène viseront prioritairement à améliorer durablement sa fiabilité, au travers d'un programme de renouvellement ciblé sur les tronçons présentant le risque incidentogène le plus élevé.

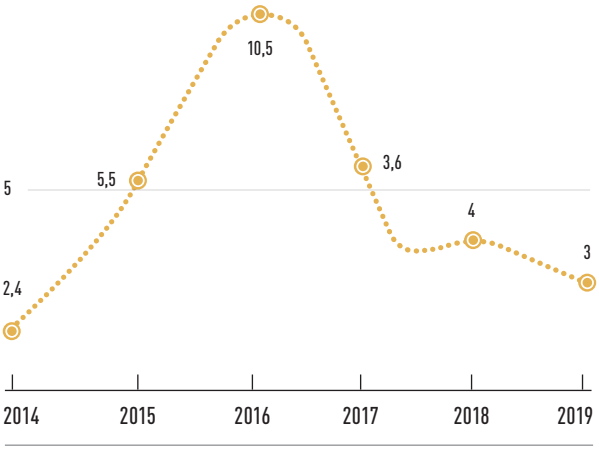
Enedis prévoit d'investir 5,5 M€ sur ce levier en 2020. Les travaux, répartis sur 32 communes, contribueront à l'objectif de résorption de 55 km de câbles BT à risque incidentogène (4 % du volume identifié par le Sigeif) d'ici fin 2023.

◢ Levier 6b – Sécurisation des lignes BT aériennes nues

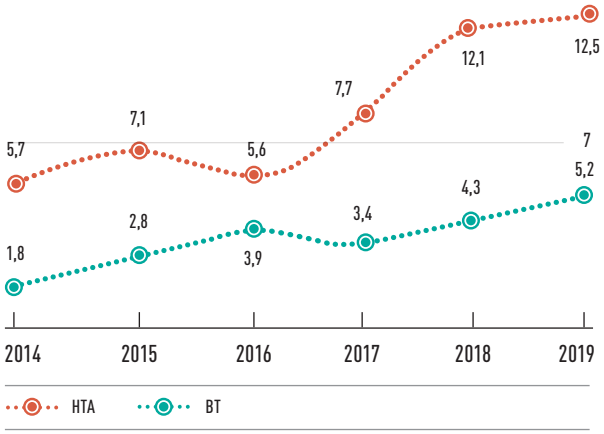
La partie la plus exposée du réseau aérien BT repose sur les lignes en conducteurs nus. Un effort particulier sera donc mené pour sa sécurisation, en agissant :
- sur les réseaux « toiture » à traiter en priorité,
- sur les lignes situées à proximité d'une zone boisée,
- sur la commune de Versailles, de par l'obligation fixée au contrat de concession.

Enedis prévoit d'investir 677 k€ sur ce levier en 2020. Les travaux permettront de sécuriser 2,2 des 10 km de lignes aériennes nues prévus au PPI.

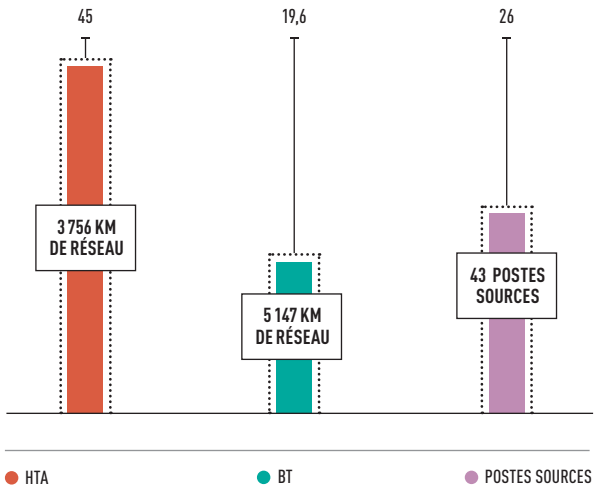
— INVESTISSEMENTS SUR LES POSTES SOURCES IMPLANTÉS SUR LA CONCESSION (EN M€)
— GRAPHIQUE 24



— INVESTISSEMENTS POUR LA « PERFORMANCE RÉSEAU » (EN M€) *— GRAPHIQUE 25*



— INVESTISSEMENTS CUMULÉS SUR LES CINQ DERNIÈRES ANNÉES (EN M€) *— GRAPHIQUE 26*



(30) Le scénario de crue R1.0 modélise et cartographie les conséquences régionales d'une crue similaire à celle de 1910 (probabilité centennale).

MULTITEL

#5

CONTRÔLE CONTINU SUR LES OUVRAGES CONCÉDÉS

III

LES PROJETS DE CONSTRUCTION D'OUVRAGES DE DISTRIBUTION PUBLIQUE

LES PROJETS DE CONSTRUCTION D'OUVRAGES DE DISTRIBUTION PUBLIQUE

Le Sigeif attend de son concessionnaire le respect de l'obligation d'information des projets sur le réseau concédé de distribution publique d'électricité.

DÉCLARATION DES PROJETS À L'AUTORITÉ CONCÉDANTE

(Tableaux 44 et 45)

Les ouvrages électriques de distribution publique sont exécutés sous la responsabilité du maître d'ouvrage [31], dans le respect de la réglementation technique, des normes et des règles de l'art en vigueur, pour les réseaux publics, conformément aux prescriptions complémentaires mentionnées au cahier des charges de la concession. Il existe une obligation d'information du maître d'ouvrage concernant ses projets de construction.

L'autorité concédante dénombre, durant l'année 2019, la réception de 76 projets de construction d'ouvrages électriques de distribution publique. Ces derniers ont été, pour près de 30 % (23 dossiers), en relation avec les travaux réalisés par le concessionnaire et, pour les restants, par l'autorité concédante.

Aucune déclaration de projets de construction en aérien n'a été adressée à l'autorité concédante durant l'année 2019.

Les constructions nouvelles HTA et BT

(Graphiques 27, 28 et tableau 45)

Les opérations soumises pour avis au service « contrôle » de l'autorité concédante et répondant à une demande de tiers relative à une modification (déplacement) d'ouvrage, à une extension de réseau liée à un nouveau raccordement et, enfin, à une opération d'enfouissement réalisée par l'autorité concédante, totalisent un peu plus de 28,4 km (contre 25,7 km en 2018), soit 97,7 % du linéaire projeté en 2019 (29,1 km, contre 44,4 km en 2018 et 24,1 km en 2017).

De la responsabilité exclusive du concessionnaire, les travaux de renforcement et de renouvellement des ouvrages de la concession sont, avec 0,7 km, en nette diminution par rapport à 2018. Engagée courant 2018, la dématérialisation des envois de projets, par Enedis, génère une rupture de l'information utile au suivi, dans le temps, des travaux. Force est de constater que l'information 2019 est insuffisante et n'est pas de nature à permettre au Syndicat d'émettre un quelconque avis, ni même de présenter pour cet exercice un bilan. Cette situation fera donc l'objet d'un contrôle ciblé de la part de l'AODE courant 2021, en raison des conditions sanitaires de 2020.
Devant l'importance du "stock" relatif aux ouvrages BT de la concession, construits il y a plus de 50 ans (1 931 km), force est de constater l'insuffisance des projets de renouvellement et l'effort qu'il conviendra de faire, dans les années à venir, pour remédier à un vieillissement avéré des ouvrages.

Les postes de transformation HTA/BT

Comme pour les exercices passés, le nombre de postes de transformation déclarés "en création", via le Crac (39) ,représente plus de dix-neuf fois celui issu du « déclaratif » de travaux (2).
Comme pour les exercices passés, l'autorité concédante est forcée de constater l'information lacunaire du concessionnaire.

DÉCLARATIONS DE COMMENCEMENT DE TRAVAUX ET CERTIFICATS DE CONFORMITÉ

(Tableau 46 et graphique 29)

Les informations relatives au commencement et à l'achèvement des travaux, informations transmises par le concessionnaire, sont complémentaires et indispensables à l'examen des projets émis. Dans la continuité des exercices passés, elles sont jugées insuffisantes, notamment pour le nombre d'attestations d'achèvement de travaux, jugé anormalement bas. Elles sont pourtant nécessaires à la mise en exploitation en toute sécurité des ouvrages.

(31) Le concessionnaire ou l'autorité concédante.

Une amélioration est attendue lors du prochain contrôle, suite au travail de fiabilisation engagé en juillet 2020 permettant une consultation dématérialisée.

LES AVIS SUR LES DOSSIERS ÉMIS PAR LE SIGEIF

Avis favorables

87 % des dossiers reçus ont fait l'objet d'un avis favorable de l'autorité concédante.

Avis favorables avec observation

L'avis "favorable avec observation" est émis par l'autorité concédante lorsque :

- Il est constaté une absence :
- de plans à moyenne échelle avant et après travaux,
- de déclaration de linéaire,
- de plans matérialisant les ouvrages abandonnés ou déposés pour lesquels l'autorité concédante (propriétaire de l'ouvrage) entend être consultée.

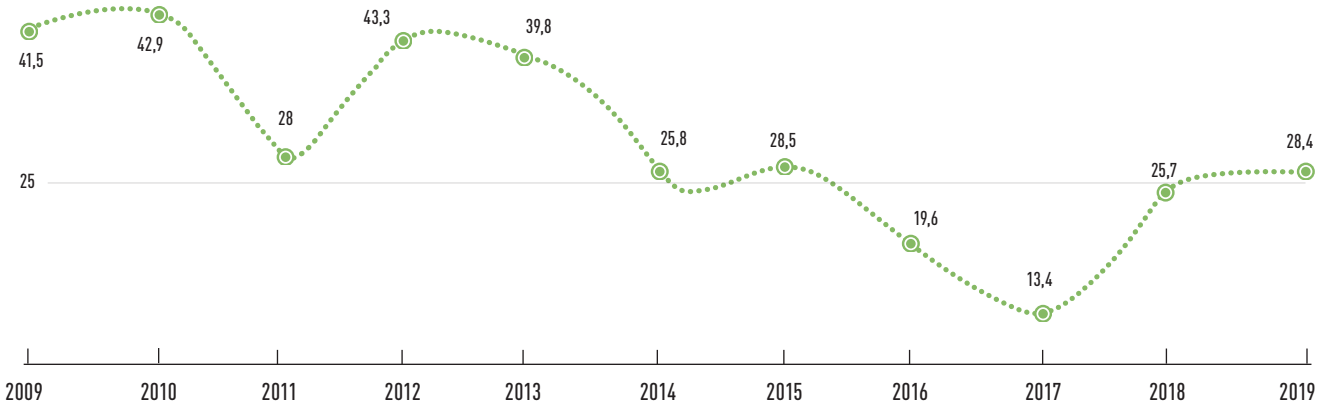
- La solution technique proposée suscite une interrogation ou un complément d'information, compte tenu de l'intitulé de l'affaire et des informations portées sur la fiche des renseignements techniques (1 sur 2).

- Pour la compréhension d'un projet conséquent, réalisé sur plusieurs années, l'autorité concédante a été conduite à solliciter le concessionnaire pour une présentation de l'opération dans son ensemble et de ses différentes phases de réalisation.
- La solution technique proposée a donné lieu au renouvellement d'une partie du câble en défaut, en lieu et place d'un renouvellement du départ BT, compte tenu de son état de vétusté (1 sur 2).

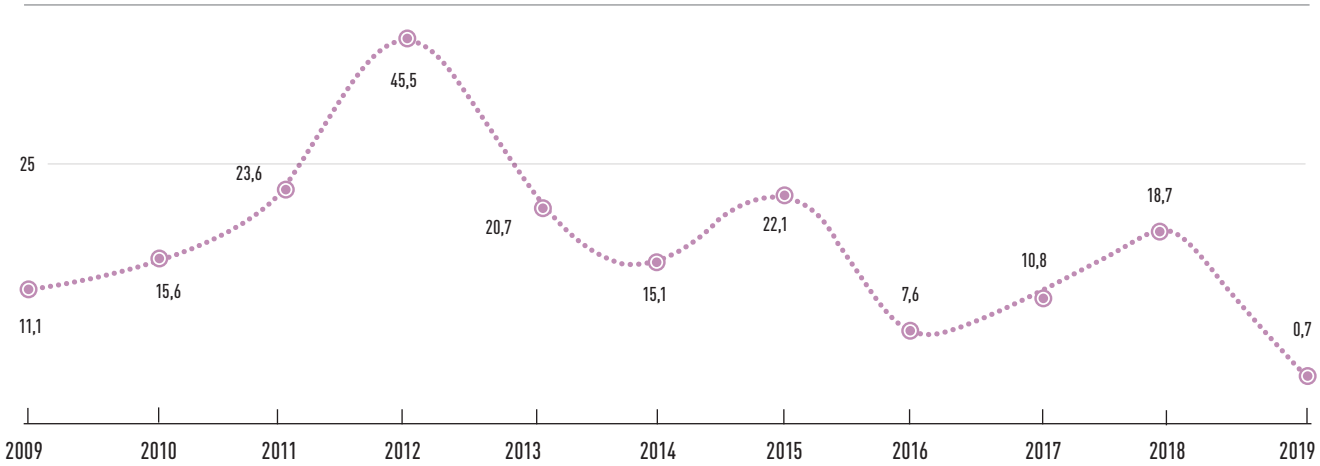
Avis défavorables

Aucun avis défavorable n'a été émis.

PROJETS DE TRAVAUX DU CONCESSIONNAIRE À LA DEMANDE DE TIERS (EN KM) — *GRAPHIQUE 27*



PROJETS DE TRAVAUX DU CONCESSIONNAIRE CONSACRÉS À LA PERFORMANCE DU RÉSEAU (EN KM)
GRAPHIQUE 28



TIS 2166-2848 FIBERHOME
Wire (1.2)
PTTX 1C - XK OF 0.652D 12C DROP
TCC

— PROJETS DE CONSTRUCTION D'OUVRAGE, PAR DÉPARTEMENT (NOMBRE) — *TABLEAU 44*

	NOMBRE DE PROJETS REÇUS			
	2016	2017	2018	2019
Seine-et-Marne	3	7	3	5
Yvelines	38	26	28	25
Essonne	11	10	9	4
Hauts-de-Seine	24	23	18	23
Seine-Saint-Denis	41	16	14	9
Val-de-Marne	6	5	12	9
Val-d'Oise	0	0	0	1
Total concession	123	87	84	76
MO Sigeif	51	44	58	53
MO Enedis	72	43	26	23

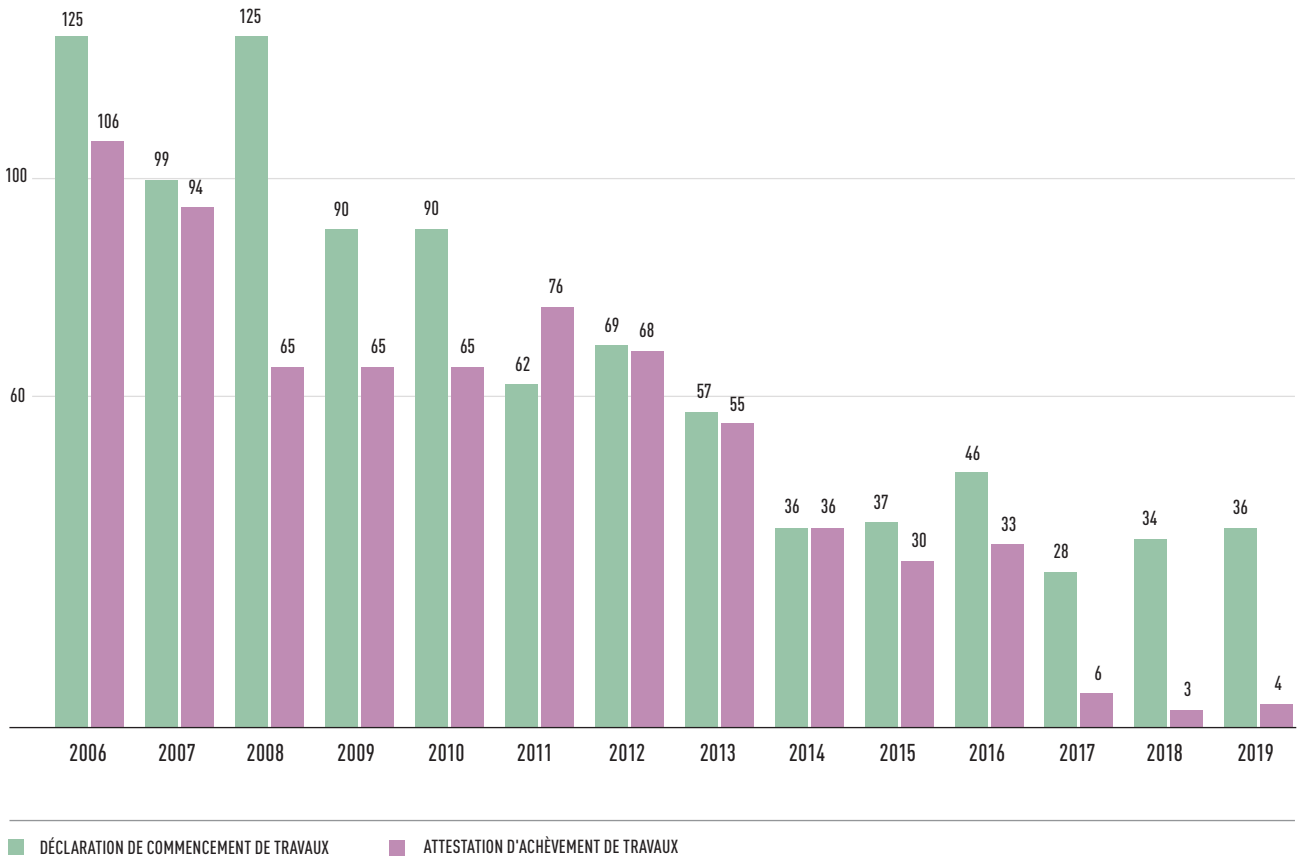
— PROJETS DE CONSTRUCTION D'OUVRAGE, PAR NATURE DE TRAVAUX (EN M) — *TABLEAU 45*

		HTA					BT				
NATURE DES DÉCLARATIONS	NOMBRE DE DOSSIERS	CONSTRUCTION		DÉP. OU ABANDON		% CONSTR. EN SOUT.	CONSTRUCTION		DÉP. OU ABANDON		% CONSTR. EN SOUT.
		SOUT.	A.	SOUT.	A.		SOUT.	A.	SOUT.	A.	
2018											
Extension	14	1 507	-	122	-	100 %	3 489	-	20	-	100 %
Renforcement	-	-	-	-	-	100 %	2	-	0	-	1,3 %
Renouvellement	6	17 229	-	7 051	-	100 %	1 340	-	1 314	-	100 %
Déplacement d'ouvrage	2	180	-	170	-	100 %	72	-	0	-	44,7 %
Enfouissement	58	-	-	-	-	-	19 913	-	-		100 %
Divers	3	-	-	-	-	100 %	425	-	-	520	100 %
Total 2018	84	18 916	-	7 343	-	100 %	25 241	-	1 334		99,1 %
2019											
Extension	15	9 400	-	-	-	100 %	1 590	-	-	35	100 %
Renforcement	-	-	-	-	-	100 %	-	-	-	-	-
Renouvellement	3	-	-	-	-	100 %	670	-	667	-	100 %
Déplacement d'ouvrage	4	629	-	431	-	100 %	496	-	752	248	100 %
Enfouissement	53	-	-	-	-	-	16 111	-	-		100 %
Divers	1	-	-	-	-	100 %	100	-	70	-	100 %
Total 2019	76	10 029	-	431	-	100 %	18 967	-	1 489		100 %

— DÉCLARATIONS ADRESSÉES À L'AUTORITÉ CONCÉDANTE (NOMBRE) — *TABLEAU 46*

	DÉCLARATION COMMENCEMENT DE TRAVAUX						ATTESTATION ACHÈVEMENT DE TRAVAUX					
	2018	%	2018 PROFORMA	%	2019	%	2018	%	2018 PROFORMA	%	2019	%
Seine-et-Marne	1	33 %	1	33 %	2	40 %	-	-	-	-	-	-
Yvelines	11	39 %	13	46 %	11	44 %	1	4 %	14	50 %	1	4 %
Essonne	2	22 %	2	22 %	2	50 %	-	-	1	-	-	-
Hauts-de-Seine	11	61 %	14	78 %	12	52 %	-	-	12	-	2	9 %
Seine-Saint-Denis	5	36 %	6	43 %	3	33 %	-	-	6	-	1	11 %
Val-de-Marne	4	33 %	8	67 %	6	67 %	2	17 %	5	42 %	-	-
Val-d'Oise	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total concession	34	40 %	44	52 %	36	47 %	3	4 %	38	45 %	4	5 %
MO Sigeif	33	57 %	43	74 %	36	68 %	3	5 %	38	66 %	4	8 %
MO Enedis	1	4 %	1	4 %	-	-	-	-	-	-	-	-

— DÉCLARATIONS DE COMMENCEMENT DE TRAVAUX ET CERTIFICATS DE CONFORMITÉ — *GRAPHIQUE 29*



#6

CONTRÔLE CIBLÉ

III

ANALYSES PARTICULIÈRES ET PONCTUELLES
EFFECTUÉES PAR LE SIGEIF

ANALYSES PARTICULIÈRES ET PONCTUELLES EFFECTUÉES PAR LE SIGEIF

Contrôle en réaction à un événement ou mené au plus près des actions du terrain, pour leur compréhension et leur suivi.

VALORISATION DE LA REMISE GRATUITE (VRG)

Préambule

Lors de ses précédents rapports de contrôle, l'autorité concédante a eu l'occasion de mettre en évidence la différence entre la valorisation (coût réel ou coût exposé) des travaux d'enfouissement qu'elle réalise (remise gratuite) et le coût estimé par son concessionnaire, à l'aide d'un barème qui, il est utile de le préciser, lui est spécifique.
Cette valorisation est d'autant plus inquiétante qu'elle est utilisée lors de l'entrée en immobilisation du bien au chapitre "droit du concédant".

Protocole d'accord FNCCR/Enedis

Le déséquilibre, souvent en défaveur du concédant, était, au demeurant, un problème national. Il avait conduit la Fédération nationale des collectivités concédantes et régies (FNCCR) et Enedis à engager une réflexion qui s'était conclue, en 2009, par la signature d'un protocole d'accord. Ce protocole, qui invitait le concessionnaire à se rapprocher "systématiquement" de l'autorité concédante lorsque la valorisation s'écarte du coût exposé, a été prorogé en 2011 pour une durée de trois ans.

Faute d'un nouvel accord, c'est la prorogation de 2011 qui est, tacitement, utilisée par le concessionnaire.
Trois seuils d'alerte ont été définis :
- 1 000 euros pour une opération inférieure ou égale à 10 000 euros.
- ± 8 % pour une opération comprise entre 10 000 et 80 000 euros.
- ± 5 % pour une opération supérieure ou égale à 80 000 euros.

Audit sur les opérations soldées en 2019
(Tableaux 47 et 48)

Trente et une opérations d'enfouissement réalisées sous la maîtrise d'ouvrage du Sigeif ont donné lieu, durant l'année 2019, à l'établissement d'un bilan général des dépenses et des recettes. Ce dernier retrace l'ensemble des dépenses réelles et fixe respectivement la participation d'Enedis et l'assiette du financement du concédant éligible à la redevance d'investissement (R2).

La liste des opérations figure en annexe. Plus des deux tiers des dossiers (68 %) entrent dans la tolérance définie par l'accord précité. Il en résulte cependant, pour la valeur vénale du bien financé par l'autorité concédante, une minoration de :
- 1,7 % de la valeur d'entrée en patrimoine,
- 3 % (-38 944,23 euros) de la valeur du financement net du concédant.

Les opérations pour lesquelles un des seuils d'alerte a été atteint ont donné lieu, à la demande des services du Sigeif, à un rapprochement, c'est-à-dire à une analyse contradictoire – portant sur les quantités réellement exécutées, la prise en compte de la particularité de l'opération (difficulté d'accès, réfection définitive, voie étroite…) et, enfin, sur la valorisation à retenir par Enedis. Force est de constater une réduction minime des écarts.

Reconnaître un canevas utilisé inadapté aux opérations réalisées notamment par le Sigeif est une chose, et persister à maintenir une valorisation erronée en est une autre. Le Syndicat rappelle donc ses conclusions portées, à la connaissance d'Enedis, lors des derniers rapports de contrôle, conclusions reconnues, par ailleurs, par la chambre régionale des comptes :
« Pour l'autorité concédante, la valeur vénale d'un bien reçu à titre gratuit correspond au prix qu'il a été acquitté dans des conditions normales de marché. Il n'y a donc – a priori – aucune raison de retenir une autre valeur d'entrée en patrimoine et, par là même, de valider la pratique d'un concessionnaire qui s'autorise à appliquer, sans autorisation préalable de l'autorité concédante (le maître d'ouvrage), une "minoration" ou une "majoration" de la valeur de l'ouvrage construit. »

Face à ce constat récurrent depuis la mise en œuvre de l'application « VRG » par Enedis, le Sigeif rejette à nouveau l'ensemble des valorisations effectuées par son concessionnaire. Le Syndicat demande donc à Enedis de remédier à ces inexactitudes et de respecter la valeur créée par son autorité concédante.

Corrections apportées sur les opérations

Depuis 2010, et pour un financement net du concédant de plus de 19 M€, la procédure de valorisation conduit à une minoration de 2,2 % du financement net du concédant, soit -420011,22 €.

CRITÈRE B : LES TROIS DÉPARTEMENTS LES PLUS CONTRAINTS

Le critère B de trois départements se situe au-dessus de la valeur moyenne de la concession du Sigeif (43,7 min) :

Les Hauts-de-Seine (73,1 min, contre 38,9 min en 2018, 43,2 min en 2017 et 43,4 min en 2016).

Avec 73,1 min, le critère B 2019 est, de loin, le plus mauvais résultat enregistré sur le périmètre de la concession Sigeif dans les Hauts de Seine.
Il a quasiment doublé par rapport à 2018 (38,9 min), dû principalement à la hausse de trois facteurs :
- Les incidents « poste source » (8,3 min en 2019, contre 0,8 min en 2018), causés principalement par l'incident du 6 avril, consécutif à un défaut sur une tête de câble au PS CHÂTILLON, et celui du 7 novembre, consécutif à un défaut interne sur un transformateur du PS MOULINEAUX.
- Les incidents « HTA » (28,1 min en 2019, contre 7,8 min en 2018) : parmi les plus significatifs, 3 sont liés à une défaillance récurrente au sein d'un poste client sur le départ PECHE, qui survenait et s'affranchissait, et 2 sont liés à des défaillances sur le réseau souterrain de type CPI des départs ZEBRE 1 et 2.
- Les travaux « BT » (19,5 min en 2019, contre 9,7 min en 2018) : interrogé à ce sujet, le concessionnaire a souligné l'impact de nombreuses opérations de raccordement (23, contre 8 en 2018) et d'un accroissement des chantiers de maintenance lourde et d'élagage (32 au total ; contre 19 en 2018) qui n'ont pas pu se faire sous tension. Cela confirme ainsi les préoccupations de l'autorité concédante sur les difficultés souvent rencontrées pour la conservation, durant les travaux, de l'alimentation électrique.

Le Val-d'Oise (46,4 min, contre 34 min en 2018, 12,4 min en 2017 et 66,2 min en 2016).

Le temps de coupure correspond à la seule commune de Margency.
La hausse enregistrée en 2019 est principalement causée par un incident sur le réseau de transport (hors concession) – 22 % (10 min en 2019) du critère B – et de deux incidents au poste source HTB/HTA de « Fanaudes » – 24 % (11,3 min).
Le reste du temps d'interruption de fourniture est à mettre à l'actif de :
- deux incidents HTA (14,1 min) liés à la vétusté d'accessoires d'ancienne technologie,
- un incident BT lié au dépassement de capacité électrique au poste HTA/BT Lisière et 2 coupures travaux pour élagage.

Les Yvelines (44,6 min, contre 40,3 min en 2018, 45,6 min en 2017 et 40,1 min en 2016).

Dépassant pour la quatrième année consécutive le seuil des 40 min, la composante "ouvrage en concession" (HTA + BT) totalise 93 % du temps de coupure :
- 51 % (22,9 min) générés par le réseau BT. Les causes principales de ce résultat sont la vétusté des ouvrages (68 % des incidents BT, soit 15,9 min) et les travaux effectués par le concessionnaire (7 min).
- 42 % (18,6 min) générés par le réseau HTA, dont la principale cause est aussi l'usure naturelle des câbles BT et de ses accessoires.

Enfin, les ouvrages « poste source (hors concession) » totalisent 7 % (3 min) du temps d'interruption, causé principalement par un incident survenu le 2 juillet 2019, d'une durée maximale de 55 min, pour près de 8 400 usagers BT, suite à la défaillance d'une protection au poste source HTB/HTA de Saules.

ATTENTION
JST transformateurs
TRANSFORMATEUR

INCIDENTS BT AUX 100 KM : LES CINQ COMMUNES LES PLUS IMPACTÉES

L'analyse des incidents, via leur siège et leur cause, a porté sur les cinq communes pour lesquelles l'indicateur "nombre d'incidents BT aux 100 km" est le plus élevé.

La Celle-Saint-Cloud (32 incidents aux 100 km).

L'impact des incidents, suite à des travaux de tiers, ayant causé 9 des 27 (un tiers) incidents BT sur la commune, est à souligner. Le reste des incidents est en lien avec la vétusté (13 incidents, soit 48 %) ou le dépassement de capacité électrique (5 incidents, soit 18 %) des ouvrages. Par ailleurs, 4 incidents ont impacté en 2019 le poste de transformation HTA/BT « LC Andrée 52 », portant à 10 le nombre d'incidents survenus sur ce poste lors des trois dernières années. Le renouvellement des cellules HTA du poste de près de 400 m de câbles souterrains d'anciennes générations est en cours.

Saint-Cloud (32 incidents aux 100 km).

La cause principale des incidents est le dépassement de capacité, suivi de près par l'usure naturelle des ouvrages.
Plus de la moitié (16 sur 27, soit 59 %) d'entre eux sont répartis sur quatre postes de transformation HTA/BT :
- SC SEVIN VINCENT 71 : 8 incidents survenus en 2019 sur le post, dont 7 sur le départ 5 (2 défauts francs précédés de fusions de fusibles en sont à l'origine, entre mi-août et mi-septembre). Un dossier de renouvellement est en cours sur le départ 5 et concerne le remplacement de 131 m de câbles d'anciennes générations.
- SC TENNEROLLES 3 : 6 incidents survenus en 2019 sur le départ 1, dont 4 incidents directement liés, le 4 avril (3 fusions de fusibles puis un incident réseau en plein câble souterrain synthétique), et 2 autres le 19 mai, liés à un défaut sur un accessoire de branchement. À ce jour, aucune action particulière n'est en cours.
- SC GOUNOD 27 : à ce jour, aucune affaire particulière n'est en cours sur ce poste.
- SC BUZENVAL 100 : plusieurs départs du poste ont été concernés par des défauts en 2018 et avant. Une affaire est en cours d'achèvement pour le renouvellement de la quasi-totalité des départs BT du poste, soit un linéaire cumulé de 760 m de câbles souterrains d'anciennes générations.

Le Blanc-Mesnil (30 incidents aux 100 km).

Régulièrement impactée par des incidents lors de ces dernières années (25 incidents BT aux 100 km en moyenne sur les cinq derniers exercices), une grande majorité des incidents survenus sur la commune sont une fois encore à mettre à l'actif du dépassement de capacité électrique (20 incidents, soit 44 %) ou de l'usure naturelle du réseau BT (16 incidents, soit 35 %).
Sans aucune récurrence avec les exercices passés, un incident notable a impacté le poste HTA/BT « Fournier ». Le 16 juillet 2019, un incident d'une durée de 17 h 20 a impacté 22 clients BT,suite aux difficultés de localisation du défaut ayant entraîné deux recherches de défaut et deux terrassement, successifs.

— **VALORISATION DE LA REMISE GRATUITE 2019 (VRG – 31 DOSSIERS)** — *TABLEAU 47*

	DÉCLARATION COMMENCEMENT DE TRAVAUX	
EN EUROS		
Coût réel des opérations (HT)	2 306 120,67	-
Coût valorisé (Enedis) HT	2 267 176,44	-
Écart (VRG – Sigeif)	-38 944,23	- 1,7 %
Coût réel (HT) résultant du concédant	1 295 796,91	-
Minoration du financement du concédant	- 3 %	-

— **SITUATION DES OPÉRATIONS VRG PAR RAPPORT À LA TOLÉRANCE** — *TABLEAU 48*

INFÉRIEURE (DÉCOTE)	COMPRISE	SUPÉRIEURE (SURCOTE)
5	21	5
16 %	68 %	16 %

▸ Brou-sur-Chantereine (29 incidents aux 100 km).

Les cinq incidents ayant impacté la commune en 2019 se répartissent autour de quatre postes HTA/BT et ont pour cause le dépassement de capacité électrique (3) ou l'usure naturelle d'accessoires de lignes aériennes (2).
Le Syndicat a interrogé son concessionnaire suite aux incidents récurrents depuis trois ans au poste HTA/BT « Nationale », pour cause de dépassement de capacité électrique, qui n'apparaît pas en contrainte dans les états de contrôle.
Ce dernier a répondu : la cause du *« dépassement de capacités électriques » est utilisée lorsqu'après des mesures au poste suite à un constat de « fusion fusible », aucune anomalie particulière n'est détectée et que la remise d'un fusible permet la réalimentation des clients. Plusieurs causes peuvent être à l'origine du « dépassement de capacité » :*

- *une surcharge ponctuelle non statistiquement représentative ou un profil de consommation insuffisamment modélisé par nos outils de calcul ;*
- *un défaut qui ne s'affranchit qu'ultérieurement (cas des incidents des 29 mars et 31 mai 2018) ;*
- *des branchements nouveaux non encore mis à jour dans notre système d'information, voire des branchements illicites non modélisés dans nos outils ».*

Un plan d'action est donc attendu afin de traiter ces incidents à répétition.

▸ Saint-Cyr-l'École (28 incidents aux 100 km).

Pour la quatrième année consécutive, l'indicateur de cette commune dépasse 20 incidents BT aux 100 km.
Comme pour les années passées, l'usure naturelle des ouvrages est la principale cause (59 %) des incidents survenant sur cette commune.
Les deux postes les plus impactés, avec respectivement 4 et 3 incidents, sont SE FARGES et SE C. DESMOULINS, portant à respectivement 6 et 9 le nombre d'incidents survenus sur ces postes lors des trois dernières années.
Un plan d'action est donc attendu pour le premier, tandis que le deuxième verra un renouvellement de plus de 700 m de ses câbles à risque incidentogène.

#7

CONTRÔLE FINANCIER

CONTRÔLE FINANCIER : VEILLE ET ACTIONS

CONTRÔLE FINANCIER : VEILLE ET ACTIONS

Un contrôle sur les flux financiers par le biais d'une expertise comptable qui relève de la responsabilité du concédant.

LE CONTEXTE

Contexte légal et réglementaire

Tout service public délégué par contrat se doit d'être contrôlé par l'autorité concédante, qui demeure responsable en dernier ressort du bon fonctionnement du service public.

La loi TECV de 2015 a modifié l'article L. 2234-31 du CGCT relatif aux informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique, utiles à l'exercice des compétences des autorités concédantes. Ainsi, le compte rendu annuel transmis par le concessionnaire *« ... comporte, notamment, la valeur brute et la valeur nette comptables, la valeur de remplacement des ouvrages concédés (...). Un inventaire détaillé et localisé de ces ouvrages est également mis, à leur demande, à la disposition de chacune des autorités concédantes précitées, pour ce qui concerne la distribution d'électricité. Cet inventaire distingue les biens de retour, les biens de reprise et les biens propres ».*

Il précise également : *« Chaque organisme de distribution d'électricité et de gaz transmet à chacune des autorités concédantes (...) un compte rendu de la politique d'investissement et de développement des réseaux (...). Sur la base de ce compte rendu, les autorités organisatrices établissent un bilan détaillé de la mise en œuvre du programme prévisionnel de tous les investissements envisagés sur le réseau de distribution. »*
Cet article a été complété par le décret n° 2016-496 du 21 avril 2016 relatif au compte rendu annuel d'activité de la concession d'électricité, et par l'arrêté du 10 février 2020 [32] qui précise le contenu et les délais de production de l'inventaire détaillé et localisé des ouvrages des concessions de distribution d'électricité.

L'article L. 2234-31 du CGCT indique notamment que *« Les autorités concédantes de la distribution publique d'électricité (...) négocient et concluent les contrats de concession et exercent le contrôle du bon accomplissement des missions de service public fixées, pour ce qui concerne les autorités concédantes, par les cahiers des charges de ces concessions ».*

Le rôle du cahier des charges, dans la détermination des objectifs à atteindre par le concessionnaire et la démarche de contrôle, se trouve ainsi affirmé ici de façon claire : celui-ci vient compléter les dispositions législatives et réglementaires évoquées ci-dessus.

La convention de concession pour le service public de la distribution d'électricité

Le 18 octobre 2019, Enedis, EDF et le Sigeif ont signé une convention de concession pour le service public du développement et de l'exploitation du réseau de distribution d'électricité et de la fourniture d'énergie électrique aux tarifs règlementés de vente. Cette convention est entrée en vigueur le 1er novembre 2019, elle remplace la convention de concession pour le service public de la distribution d'énergie électrique, sur le territoire desservi par la concession conclue le 21 novembre 1994 pour une durée prévue initialement de 30 ans.

En ce qui concerne le contrôle de la concession et le compte rendu annuel d'activité, l'article 32 du cahier de charges annexé à la convention de 1994 prévoyait notamment, *« Le concessionnaire présentera, pour chaque année civile, à l'autorité concédante, dans le délai de six mois qui suit l'exercice considéré, un compte rendu d'activité (...). »*
Ce compte rendu doit, notamment, faire apparaître les éléments suivants :
- les principaux éléments du compte d'exploitation ;
- l'évaluation des provisions constituées pour le renouvellement des ouvrages, ainsi que la valeur des ouvrages concédés, dont la partie non amortie ;
- les extensions, renforcements, branchements et renouvellements effectués, ainsi que les synthèses des conditions économiques de leur réalisation ;
- des indications sur la qualité du service et les principaux incidents ayant affecté l'exploitation, ainsi que sur le degré de satisfaction de la clientèle.

Il était également prévu que *« les agents de contrôle désignés par l'autorité concédante peuvent à tout moment procéder à toutes vérifications utiles (...) et (...) prendre connaissance (...) de tous documents techniques ou comptables ».*

Les dispositions prises en matière de contrôle et compte rendu annuel d'activité par le nouveau cahier des charges [33] en vigueur ne remettent en cause ni l'esprit ni le fond de ce qui préexistait.

(32) L'article 5 de l'arrêté pose le principe de l'exigibilité de l'inventaire par les autorités concédantes dès la date de publication.

(33) Article 44.

LES PRINCIPALES ZONES DE RISQUE POUR LE CONCÉDANT

Les risques de portée générale encourus par la collectivité délégante sont les suivants :

- Le risque lié à une mauvaise exécution du service public par le concessionnaire, qui obligerait alors la collectivité à prendre les mesures nécessaires pour garantir la continuité du service public, en reprenant, notamment, les engagements souscrits par ledit concessionnaire, dans le cadre de l'exécution de sa mission.
- Le risque lié à l'imprévision en cas de bouleversement des conditions économiques tel que l'équilibre de l'exploitation du service public ne puisse plus être assuré ; le concessionnaire serait alors en droit d'obtenir une indemnisation financière, faute de quoi il pourrait demander au juge la résiliation du contrat [34].

Le tarif de distribution de l'électricité étant rajusté au niveau national, ce second risque ne pourrait a priori résulter que d'un déséquilibre au niveau de l'exploitation globale des concessions rajustées.

Au-delà de ces risques généraux, et dans le cas particulier d'une concession de distribution publique d'énergie, les risques particuliers les plus manifestes sont :

- Les risques liés à l'insuffisance des efforts de maintenance, aussi bien du point de vue de la qualité de service que sur le plan de la valeur du patrimoine.
- Les risques liés à une identification incorrecte ou non exhaustive du patrimoine mis en concession.
- Les risques liés à l'insuffisance de l'information financière communiquée pour anticiper et évaluer les conséquences de fin de contrat (origine des financements, récupération des financements, droits du concédant…).

ANALYSE DES PROCÉDURES, MÉTHODES ET PRINCIPES COMPTABLES

Documentation relative aux procédures appliquées

D'une façon générale, si les principes comptables appliqués ont fait l'objet d'un effort de description de la part du concessionnaire, ils n'ont pas pu donner lieu systématiquement à des tests d'application. Il subsiste donc des incertitudes quant à la compréhension des procédures appliquées par le concessionnaire.

Ces incertitudes sont renforcées par l'absence de communication des manuels de procédures en vigueur. À cet égard, l'autorité concédante rappelle qu'elle considère devoir être destinataire de l'ensemble des notes de procédures émises par le concessionnaire, dès lors qu'elles sont en lien avec le domaine concédé (suivi comptable du patrimoine, des droits du concédant, des provisions pour renouvellement et de la rentabilité du domaine concédé).
Pour ce qui concerne les changements comptables opérés depuis l'origine de la concession, l'autorité concédante réitère sa demande de disposer de leur impact sur les comptes de la concession, de l'analyse étayée de la justification de ces changements, et rappelle les termes de la motion votée le 16 décembre 2013 par son comité d'administration :

« Le comité :

- émet le souhait d'être informé le plus en amont possible – et, notamment, à la faveur de la commission de suivi du cahier des charges – des éléments justifiant tout projet d'Enedis de modification des règles comptables affectant la durée de vie des ouvrages, ainsi que des conséquences financières que ce type de décision est susceptible d'entraîner, dans le cadre spécifique de la concession du Sigeif ;
- proteste contre les modifications comptables et la logique financière enclenchée par le concessionnaire, qui remettent en cause, sans aucune concertation ni compensation, l'économie générale de l'accord trouvé entre les parties en 1994 ;
- met en demeure Enedis de produire, lors de chaque changement de méthode comptable, à compter de la notification de la présente motion, un état comparatif "dettes et créances réciproques" permettant d'évaluer jusqu'au terme du contrat (2024) les conséquences pour le Sigeif et pour le concessionnaire de ce changement de méthode ;
- demande à Enedis, à compter de la présente motion, la production d'un "état dettes et créances réciproques" remis annuellement avec le compte rendu d'activité permettant de tracer ces dernières jusqu'au terme du contrat ».

Enfin, l'autorité concédante précise qu'elle ne se considère pas engagée par des changements comptables qui sont réalisés unilatéralement par le concessionnaire, particulièrement s'ils sont susceptibles d'avoir un impact sur l'économie du contrat de concession et les droits réciproques du concessionnaire et du concédant.

Changements comptables

Les exercices précédents ont enregistré des changements comptables.

- **En 2008 :** une diminution de la provision relative aux biens non localisés [35] avait été observée à la suite d'un changement comptable relatif au matériel de comptage (impact : 5,8 M€).

(34) Du fait de la péréquation tarifaire en vigueur, l'équilibre du service public semble devoir être appréhendé au niveau national, dans le cas de la distribution publique d'électricité.

(35) Transformateurs, branchements, comptages et "autres ouvrages", cf. *infra*. Ces ouvrages représentent environ 40 % de la valeur brute du patrimoine en concession.

Le montant de la minoration des dotations ultérieures n'a pas été communiqué à l'autorité concédante.

▸ **En 2012 :** changement d'estimation concernant la durée de vie des transformateurs HTA/BT à quarante ans, au lieu de trente précédemment. Ce changement d'estimation avait entraîné une reprise de provision par le crédit du compte « autres produits exceptionnels », pour 2,34 M€ [36], et une diminution de la dotation qui aurait été constituée, à méthode constante, pour 222 k€.

▸ **En 2011 :** changement d'estimation de la durée de vie des canalisations basse tension aériennes torsadées à cinquante ans, au lieu de quarante. Il avait été constaté une diminution de 4,4 M€ de la provision afférente à ces canalisations : 3,9 M€ au titre des reprises exceptionnelles et 0,5 M€ de minoration de la dotation annuelle.

Par ailleurs, le concessionnaire a indiqué avoir *« affiné en 2011 les modalités de calcul de la dotation à la provision, afin de traduire au mieux les probabilités de renouvellement des ouvrages faisant l'objet d'une dotation, d'ici à la fin des contrats de concession. (…) Cette approche statistique a permis une meilleure appréciation de la probabilité de renouvellement des ouvrages, en fonction de leur âge actuel, avant la date d'échéance des contrats auxquels ils sont rattachés ».* Les modalités opérationnelles de ce changement comptable n'ont pas été communiquées à l'autorité concédante, et les conséquences sur le stock et le montant des dotations annuelles aux provisions ne sont pas chiffrées.

▸ **En 2019 :** le concessionnaire a procédé à un changement d'estimation pour l'ensemble des colonnes montantes dont la durée de vie a été réestimée à 60 ans, contre 40 ans précédemment. Ce changement a généré des reprises de provisions pour renouvellement, pour les biens devenant renouvelables après la fin du contrat de concession en vigueur, suite à l'allongement de la durée de vie.
Contrairement à ce qui est indiqué dans le CRAC à la page 83, les impacts de cette opération sur la concession **ne sont pas précisés dans les rubriques de produits et charges correspondantes.**
En ce qui concerne les dotations aux amortissements, le changement d'estimation mis en œuvre fin 2019 est appliqué de façon prospective, conformément aux règles comptables. Il n'a donc pas d'impact sur les dotations en 2019.
À compter de 2020, les dotations seront calculées sur la durée de vie résiduelle des ouvrages sur la base d'une durée totale de 60 ans. À parc constant, les dotations sur les ouvrages collectifs de branchement seront donc moins importantes qu'en 2019.

L'autorité concédante constate de nouveau l'absence de concertation et de communication, préalables à un changement de méthode, et l'insuffisance de la communication financière relative aux conséquences de ce changement comptable.

(36) Source : Crac 2012, page 101.

Elle réitère en conséquence les protestations et mise en demeure du concessionnaire, formulées dans la motion votée le 16 décembre 2013 et rappelée ci-dessus. En cohérence avec la conclusion de cette motion elle indique à nouveau **qu'elle ne se considère pas engagée par des changements comptables qui sont réalisés unilatéralement par le concessionnaire, particulièrement s'ils sont susceptibles d'avoir un impact sur l'économie du contrat de concession et les droits réciproques du concessionnaire et du concédant.**

En l'occurrence, le changement comptable aboutissant à une reprise de provision pour renouvellement, l'autorité concédante considère – en cohérence avec sa position constante exprimée dans ses rapports de contrôle annuels successifs – que les montants concernés doivent être inscrits en droits du concédant.

Les différents changements comptables rappelés ci-dessus continuent à produire leurs effets depuis lors, puisque les dotations aux provisions, qui sont pratiquées dorénavant, se trouvent minorées :
- au niveau des provisions pour renouvellement, soit 0,7 M€/an [37],
- au niveau des dotations aux amortissements : impact non communiqué.

De plus, il convient de prendre en compte les effets cumulatifs de ces changements comptables, comme l'illustre le tableau 49.

Il apparaît ainsi que ces changements comptables ont une incidence sur le montant de la provision pour renouvellement disponible au bilan de la concession, mais également sur la valeur non amortie des ouvrages, qui figurera au bilan en fin de concession. Dès lors, selon la position unilatérale du concessionnaire [38], qui consiste à considérer que l'indemnité qui pourrait lui être versée devrait s'appuyer sur la valeur nette comptable des ouvrages qu'il présente dans son compte rendu d'activité, ces changements comptables viendraient augmenter mécaniquement la valeur de cette indemnité.

Naturellement, l'autorité concédante ne peut accepter qu'une révision unilatérale des méthodes comptables retenues par le concessionnaire aboutisse à une minoration de ses droits ou une augmentation de ceux du concessionnaire.

En tout état de cause, la détermination d'une éventuelle indemnité serait soumise aux règles et à la jurisprudence en vigueur et ne pourrait pas s'appuyer uniquement sur la valeur nette comptable présentée par le concessionnaire, mais devrait tenir compte des conditions réelles de financement initial des ouvrages et des récupérations réelles du financement, dont on peut estimer qu'elles ne sont pas correctement retracées dans les comptes de la concession transmis aujourd'hui, comme le montrent les développements du présent rapport.

(37) Hors effet de l'allongement à 60 ans de la durée des OCB en 2019, non évalué.
(38) Position évoquée oralement depuis l'abandon, au 1er janvier 2005, de l'amortissement de caducité.

◢ Abandon de l'amortissement de caducité

Les analyses de procédures réalisées au cours des précédents contrôles ont mis en évidence l'abandon de la notion d'amortissement de caducité, qui a été acté unilatéralement par EDF au 1er janvier 2005. Ni la justification du changement comptable opéré ni ses modalités de traitement, ni son impact au niveau de la concession n'ont été communiqués à l'autorité concédante.
L'amortissement de caducité garantissait une récupération intégrale du financement du concessionnaire sur la durée de la concession. En contrepartie, le concédant obtenait, en principe, la remise gratuite des biens du domaine public concédé en fin de contrat, et ce quelle que soit leur "durée de vie comptable" résiduelle. Dans ce cadre, la clause d'indemnisation prévue à l'article 31 du cahier des charges [39] ne jouait pas si l'autorité concédante n'interrompait pas le contrat de concession avant son terme.

En abandonnant unilatéralement la notion de caducité et en retenant uniquement un amortissement de dépréciation calculé sur la durée de vie comptable du bien, le concessionnaire a enclenché, sans aucune négociation avec l'autorité concédante, une logique de nature à remettre en cause l'économie générale du contrat.

En effet, la position dorénavant retenue par le concessionnaire consiste à considérer que les financements qu'il a engagés – et qui ne seront pas intégralement amortis en dépréciation [40] en fin de contrat – sont susceptibles de donner lieu à indemnisation.
La position évoquée par le concessionnaire paraît d'autant plus discutable que le financement non récupéré est le seul élément pour lequel une réévaluation est prévue lors de la mise en œuvre des dispositions relatives à la fin de contrat [41]. En effet, il n'est pas prévu de traitement équivalent de réévaluation pour la "dette en espèce vis-à-vis du concédant" (cf. *infra*).

L'autorité concédante ne peut se satisfaire de ce déséquilibre et souhaite qu'il soit remédié à cette anomalie.

Au-delà de cette divergence sur le principe de calcul d'une éventuelle indemnité, l'autorité concédante regrette que les conséquences des changements de méthode, survenus en 2005 sur les agrégats constitutifs du droit du concédant, ne lui aient pas été communiquées.

Il n'est notamment pas possible, sur la base des éléments communiqués par le concessionnaire, de déterminer quel a été le sort des amortissements de caducité pratiqués jusqu'en 2004 inclus. Or, s'agissant d'un changement d'estimation, celui-ci aurait dû être traité de façon prospective : les amortissements pratiqués à la date du changement d'estimation auraient dû être maintenus au bilan, et la valeur comptable résiduelle aurait dû être amortie sur la nouvelle durée d'amortissement.

En pratique, les tests réalisés sur les amortissements apparaissant en diminution de l'actif [42] montrent que ceux-ci correspondent à l'application d'un amortissement linéaire depuis l'origine. Il reste envisageable que l'écart entre l'amortissement recalculé selon la nouvelle estimation et l'amortissement de caducité figurant au bilan, au 31 décembre 2004 soit inscrit dans un compte de passif dans le bilan du concessionnaire. Cependant, l'existence d'un tel compte de passif n'a jamais été portée à la connaissance de l'autorité concédante.
Dès lors – en l'absence d'informations sur le traitement comptable du changement comptable opéré –, on peut craindre que le financement récupéré via l'amortissement de caducité ait été transféré dans le compte de résultat du concessionnaire.

Il existe donc, ici, un sujet de préoccupation portant sur les financements effectivement récupérés par le concessionnaire, au travers de l'amortissement de caducité, qui pourraient ne pas être pris en compte dans l'agrégat "valeur nette comptable des financements Enedis", communiqué dans le CRAC.

◢ Correction de données patrimoniales opérée en 2012 sur les biens non localisés
(Tableau 50)

Au cours des contrôles précédents, Enedis a indiqué avoir « procédé à la correction de données patrimoniales sur certains biens non localisés (branchements et compteurs) sur l'exercice 2012 ».
Pour justifier cette correction, le concessionnaire a indiqué que la quote-part des biens non localisés [43] relative aux communes ayant adhéré au Sigeif depuis 2004 n'avait pas été intégrée dans les tableaux présentant le patrimoine en concession, dans les Crac édités depuis cette époque.

(39) Cahier des charges du contrat de concession signé en 1994, article 49 de la nouvelle convention signée en 2019.
(40) Ce qui concerne les biens dont la durée de vie comptable porte au-delà de la date d'échéance du contrat de concession, pour la part financée par le concessionnaire.
(41) Cette clause a été déclarée irrégulière par la cour administrative d'appel de Nancy, 1re chambre, formation à trois, 12/05/2014, 13NC01303.

(42) L'inventaire des biens non localisés n'étant pas transmis, il n'est donc pas possible de suivre l'amortissement des biens concernés.
(43) Il est rappelé ici, comme cela est développé plus loin, que le patrimoine dit "non localisé" ne fait pas l'objet d'une affectation au patrimoine présenté comme celui de la concession, sur la base de sa localisation réelle, mais est rattaché statistiquement à celle-ci, sur la base d'un calcul proportionnel.

— EFFETS DES CHANGEMENTS COMPTABLES — *TABLEAU 49*

EN K€	2008	... / ...	2011	2012	2013	2014	... / ...	2023	2024
Compteurs									
Reprise de provision	5 800	-	-	-	-	-		-	-
Minoration des dotations ultérieures	?	?	?	?	?	?		?	?
Canalisations BT aériennes torsadées									
Reprise de provision	-	-	3 900	--	-	-		-	-
Minoration des dotations ultérieures	-	-	500	500	500	500		500	500
Transformateurs HTA/BT									
Reprise de provision	-	-	-	2 340	-	-		-	-
Minoration des dotations ultérieures	-	-	-	222	222	222		222	222
Total annuel	5 800	-	4 400	3 062	722	722		722	722
Total cumulé	5 800	-	10 200	13 262	13 984	14 708		21 204	21 926

— CORRECTION DE DONNÉES PATRIMONIALES SUR LES BRANCHEMENTS ET LES COMPTAGES OPÉRÉE EN 2012 — *TABLEAU 50*

EN K€	VALEUR BRUTE	AMORTISSEMENTS	VALEUR NETTE COMPTABLE	PROVISION POUR RENOUVELLEMENT
Branchements / CM	14 100 844	6 064 793	8 036 051	2 895 991
Comptages	3 822 376	2 465 503	1 356 873	-
Total	17 923 220	8 530 296	9 392 924	2 895 991

— CORRECTION DE DONNÉES PATRIMONIALES SUR LES TRANSFORMATEURS EN 2015 — *TABLEAU 51*

EN K€	CRAC 2014	CORRECTIONS	NOUVELLES VALEURS	VARIATION
Valeur brute	23 975 647	- 1 522 261	22 453 386	- 6 %
Amortissements	13 395 249	- 566 448	12 828 801	- 4 %
Valeur nette comptable (VNC)	10 580 398	- 1 616 462	8 963 936	- 15 %
VNC des financements d'Enedis	6 597 116	- 773 644	5 823 472	- 12 %
Droits sur les futurs ouvrages	5 742 591	- 155 545	5 587 046	- 3 %
Provision pour renouvellement	5 136 438	2 222 320	7 358 758	43 %

Corrections de données patrimoniales opérées en 2015 en lien avec la localisation des transformateurs HTA/BT

(Tableau 51)

La localisation "comptable" des transformateurs HTA/BT réalisée par le concessionnaire au cours de l'exercice 2015 a fait apparaître des écarts significatifs découlant de trois sources combinées :
> Des écarts de quantité entre l'inventaire comptable [44] et l'inventaire technique [45].
> Des écarts de valorisation entre la valeur historique des transformateurs et la valeur moyenne unitaire retenue par Enedis pour valoriser les transformateurs localisés.
> Des écarts entre l'année de mise en service des immobilisations, retenue dans l'inventaire comptable, et l'âge retenu dans l'inventaire technique.
> Des écarts entre la puissance retenue dans l'inventaire comptable et celle observée dans l'inventaire technique.

Corrections de données patrimoniales opérées en 2018 en lien avec la localisation partielle des compteurs et des colonnes électriques

Dans son compte rendu d'activité pour l'exercice 2018 (page 101), le concessionnaire a indiqué avoir *« engagé des travaux de dénombrement et d'individualisation des ouvrages de branchement, qui ont permis d'aboutir, au cours de l'exercice 2018, à un inventaire détaillé et localisé des compteurs pour les catégories de clients du "marché d'affaires" et à une première étape de dénombrement et localisation sur les colonnes électriques ».*

L'impact de ces travaux sur la valeur du patrimoine en concession, présentée au titre de l'exercice 2018 a constitué en une minoration de 8,2 M€ de la valeur brute du patrimoine, et de 2,7 M€ pour la valeur nette, essentiellement au titre des ouvrages collectifs de branchement.
En contrepartie de cette diminution du patrimoine, le concessionnaire a enregistré des mouvements, non mentionnés dans le Crac, conduisant à une réduction des droits du concédant pour 9,7 M€ ainsi qu'à une reprise de provisions pour renouvellement pour 1,5 M€.

Interrogé dans le cadre du contrôle sur le nombre d'ouvrages ayant été réaffectés d'une concession à une autre et sur les variations de coûts unitaires qui avaient résulté des opérations de localisation, le concessionnaire a indiqué être dans l'incapacité de répondre à ces questions, faute de disposer des informations nécessaires. Il a indiqué à l'Autorité Concédante que l'inventaire des biens non localisés est suivi en valeur globale par année et type d'ouvrage agrégés au niveau d'une maille supra-concessive.

Il apparaît donc qu'il n'y a pas de dénombrement et de suivi des quantités en inventaire pour les biens non localisés, ce qui est contradictoire avec les règles en vigueur.

Ces constats, comme ceux formalisés dans les deux paragraphes précédents, militent en faveur d'une localisation rapide de l'intégralité du patrimoine en concession. En effet, le même degré d'imprécision est à craindre pour le reste du patrimoine non localisé.

CONTRÔLES SUR PIÈCES, ANALYSE DE LA PISTE D'AUDIT, TESTS D'APPLICATION DES PROCÉDURES

Objectifs visés par les contrôles sur pièces

Dans le cadre des travaux de contrôle, le patrimoine concédé fait l'objet de travaux d'analyse dans le but de valider la cohérence et la fidélité des informations financières présentées par le concessionnaire, vis-à-vis des données techniques et pour vérifier leur traçabilité. Dans cet objectif, des tests de validation de la piste d'audit sont réalisés. Ils consistent à rapprocher les mouvements comptables figurant dans les fichiers du concessionnaire des données réelles et physiques collectées lors de rencontres avec la direction régionale Île-de-France d'Enedis.

Les contrôles sur pièces sont réalisés en présence :
- du responsable concession électricité du Sigeif, pour la validation de la cohérence technique de la restitution comptable ;
- de représentants du concessionnaire ;
- d'un expert-comptable mandaté par le concédant pour l'assister dans ses travaux de contrôle.

Les chantiers ou travaux objets de ces études sont sélectionnés par le concédant en fonction de leurs caractéristiques intrinsèques. La sélection de ces opérations n'est donc pas effectuée selon une approche statistique mais selon la nature, l'importance et l'intérêt du chantier concerné.
Dès lors, ces travaux doivent être considérés comme des tests de compréhension et non comme une démarche statistique permettant d'extrapoler les écarts détectés à l'ensemble du patrimoine.

Principales observations relatives aux contrôles réalisés

Les tests réalisés au cours des missions successives ont mis en évidence les informations significatives suivantes :

(44) Dénommé Iris.
(45) Système d'information géographique.

— **RAPPROCHEMENT ENTRE LES INVESTISSEMENTS (CRAC) ET CEUX INSCRITS À L'INVENTAIRE COMPTABLE**
(EN M€) — *TABLEAU 52*

EN M€	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Dépenses d'investissements Crac	31,6	36,5	47,4	49,2	55,7	57,6
Dépenses d'investissements hors postes sources	29,2	31	36,9	45,6	51,7	54,6
Mises en service comptable	25,8	27	33	33,5	42,7	59,3
Écart	3,4	4	3,9	12,1	9,1	- 4,7
Écart cumulé	3,7	7,7	11,6	23,7	32,8	28,1

Rapprochement entre les investissements du concessionnaire présentés au Crac et ceux inscrits dans l'inventaire comptable transmis au Sigeif

Au cours du contrôle 2015, le concessionnaire avait été sollicité pour fournir les éléments de réconciliation expliquant les écarts apparaissant entre le tableau "Investissements du concessionnaire sur la concession du Sigeif" figurant dans les Crac et les chiffres présentés au titre des investissements du concessionnaire, pour la justification de la variation de la valeur du patrimoine immobilisé à l'actif du bilan de la concession (cf. tableau 52 *supra*). Le concessionnaire avait indiqué que des travaux de réconciliation entre les deux montants seraient trop lourds à réaliser.
Au titre de l'exercice 2014, un rapprochement sur un segment réduit du patrimoine – les renforcements du réseau BT, pour leur part "canalisation souterraine", représentant 0,3 M€ – avait été présenté.

Il apparaît donc qu'il existe une absence d'intégration entre le système de suivi des chantiers-affaires et l'application de suivi des immobilisations en comptabilité (Iris). Cette situation est difficilement compréhensible, dans la mesure où le concessionnaire avait indiqué avoir déployé un progiciel de gestion intégré en 2007 : la caractéristique de base d'une telle solution informatique est, en théorie, de permettre la traçabilité des informations à chaque stade du processus d'alimentation et de traitement du système d'information.

Ce constat est préoccupant car la traçabilité des informations figurant dans l'inventaire comptable du patrimoine en concession est un élément clé du contrôle concessif.

Valorisation de l'entrée en inventaire des opérations réalisées sous maîtrise d'ouvrage du concédant

Les contrôles sur pièces ont mis en évidence, depuis plusieurs exercices, des anomalies et/ou un niveau d'information insuffisant sur certaines opérations et notamment, pour les opérations réalisées sous maîtrise d'ouvrage du concédant.

Pour ces opérations, les coûts de revient sont maîtrisés par le Sigeif, et il s'avère que les valeurs mises en inventaire par le concessionnaire ne correspondent pas aux coûts réels engagés et supportés par l'autorité concédante, mais à des estimations [46].
En annexe de ce rapport figurent la synthèse des exercices 2010 à 2018 et, pour 2019, la liste des opérations pour lesquelles un bilan général des dépenses a été adressé au concessionnaire.

Cette situation n'est pas satisfaisante, dans la mesure où le principe de la comptabilisation en coûts historiques induit que la valeur d'entrée au bilan ne peut, en principe, être constituée que par le coût réel. Cependant, dans le cadre du protocole FNCCR/Enedis datant de 2009, une procédure de rapprochement lorsque des écarts significatifs apparaissent est prévue. Cette procédure, imposée à l'autorité concédante, devait permettre, d'identifier les causes à l'origine de la distorsion entre le coût réel engagé par l'autorité concédante et le coût standard évalué par le concessionnaire et, d'autre part, de rechercher une position commune sur la valorisation à retenir. Le résultat est une situation contrainte depuis sa mise en œuvre.

Traçabilité des patrimoines non localisé [47] et ancien

Si des tests de traçabilité ont pu être réalisés, depuis l'inventaire jusqu'aux pièces justificatives, ils n'ont pas pu concerner les immobilisations non localisées puisqu'aucun inventaire de ces immobilisations n'a été communiqué à l'autorité concédante.

Il convient également de prendre en compte que les tests de traçabilité réalisés ces dernières années n'ont pu concerner que le patrimoine localisé immobilisé après 2007.

(46) Estimations faites "au canevas" : il s'agit d'une méthode de valorisation au coût standard dont la méthodologie d'élaboration et la procédure de mise en œuvre n'ont pas été communiquées à l'autorité concédante.
(47) Transformateurs, branchements, comptages et "autres ouvrages", cf. *infra*. Ces ouvrages représentent environ 25,86 % de la valeur brute du patrimoine en concession.

En effet, il semble que l'ancien système d'information qui prévalait avant cette date ne permettait pas de conserver l'historique et la justification des mouvements.
Cependant, aucun test d'une envergure suffisante, réalisé en retenant une méthodologie permettant de conclure statistiquement sur le caractère satisfaisant des quantités et valeurs mises à l'inventaire ainsi que de leurs contreparties en termes de financement, n'a été réalisé.

Dès lors, il existe une forte incertitude quant à l'inventaire et à la valorisation du patrimoine ancien qui se trouve confortée par les incohérences apparaissant lors des renouvellements, lorsqu'il s'agit de retrouver les immobilisations qui sont retirées du patrimoine. Les incohérences apparues récemment lors de la localisation des transformateurs vont également dans le même sens.

Sortie de l'inventaire d'éléments d'actif encore en usage

La sortie automatique en fin de vie comptable pour ce qui concerne les biens non localisés, alors que ces derniers demeurent en usage, est une pratique contradictoire avec les règles comptables en vigueur [48]. Elle aboutit de facto à une minoration de la valeur brute du patrimoine en concession telle que présentée dans les documents établis par le concessionnaire.

L'autorité concédante, qui ne dispose d'aucun moyen pour évaluer l'impact de cette pratique, attire l'attention de son concessionnaire sur la nécessité de remédier à cette anomalie.

(48) Les normes comptables prévoient qu'une immobilisation corporelle est sortie du bilan lorsque l'organisme n'en a plus le contrôle ou lorsque l'actif est hors d'usage de façon permanente.

Modalités de mise en œuvre du préfinancement des renouvellements prévu par l'article 10 de l'ancien cahier des charges

L'article 10 du cahier des charges, annexé à la convention de concession du service public de distribution d'énergie électrique signée en 1994, indiquait :
« 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. »

Au cours des contrôles portant sur les exercices précédents, les tests réalisés sur les renouvellements d'ouvrages (uniquement localisés) et le traitement des ouvrages abandonnés ont permis de confirmer ou de mettre en évidence les informations suivantes :

◢ Constitution et utilisation de la provision pour renouvellement

La réglementation comptable en vigueur, relative à la constitution des provisions pour renouvellement, suppose – pour que les dépenses soient considérées comme prévisibles, avec une certitude suffisante pour justifier la constitution d'une provision – qu'un plan de renouvellement soit établi. Ce document doit déterminer les échéances de renouvellement des différents éléments d'actif à remplacer et leur coût prévisionnel de renouvellement.
En pratique, et malgré les demandes réitérées, aucun plan de renouvellement n'a été présenté à l'autorité concédante.

Sur la base des indications données par le concessionnaire, il apparaît que les provisions pour renouvellement sont calculées :
- à partir de l'application de probabilités de retraits, d'ici à la fin du contrat pour les canalisations HTA et BT, et pour les postes de transformation HTA/BT, depuis 2011 ;
- sur la base d'un renouvellement prévu à la date de fin de vie comptable pour les autres immobilisations (aérien BT nu et biens non localisés). Cette règle prévalait également pour les biens cités à l'alinéa précédent jusqu'en 2011 ;
- en revalorisant annuellement les valeurs historiques à l'aide de deux indices (un pour le réseau, un pour les transformateurs).

Lors du contrôle sur pièces réalisé en 2017 au titre de l'exercice 2016, Enedis a été interrogée au sujet d'une sélection de fiches d'immobilisation pour lesquelles la provision ne couvrait pas intégralement l'écart entre valeur de remplacement et valeur brute historique, alors que la date de renouvellement théorique était atteinte. Le concessionnaire a indiqué que le montant de la provision « tient compte depuis 2011 de la probabilité de retrait de l'ouvrage jusqu'à la fin du contrat ».

— AFFECTATION DE LA PROVISION AFFÉRENTE AUX BRANCHEMENTS — *TABLEAU 53*

EN €	31/12/2014	.../...	31/12/2011
Coût effectif des nouveaux ouvrages	11 689 272	.../...	8 991 867
Financement du concédant sur les nouveaux ouvrages	2 571 504	.../...	2 863 418
Besoin de financement net	9 117 768	.../...	6 128 449
Amortissement du financement du concédant constitué sur les ouvrages sortis de l'inventaire	1 436 474	.../...	828 502
Provision pour renouvellement constituée sur les ouvrages sortis de l'inventaire	7 169 768	.../...	5 494 161
Préfinancements constitués pour le compte du concédant (article 10 du CdC)	8 606 242	.../...	6 322 663
Financement net du concessionnaire	511 526	.../...	- 194 214
Provision réellement affectée au droit du concédant	6 896 255	.../...	4 826 280
	96,2 %	.../...	87,8 %
Financement revendiqué par le concessionnaire	785 039	.../...	473 667
Ecart avec le besoin de financement réel	273 513	.../...	667 881

— ÉVOLUTION DES RECETTES DE RACCORDEMENTS (EN M€) — *TABLEAU 54*

EN M€	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Recettes de raccordements	2,6	3,9	5,9	6,6	6,7	5,6	6,2	6,2	5,9	9,9
Variation (%)	-	50 %	51,3 %	11,9 %	1,5 %	- 16,4 %	10,7 %	-	- 4,8 %	67,5 %
Total cumulé	2,6	6,5	12,4	19,0	25,7	31,3	37,5	43,7	49,6	59,5

En pratique, cette nouvelle méthode semble donc aboutir à ce que le montant de provision disponible, au titre d'un ouvrage pris isolément, soit inférieur au besoin théorique calculé par différence entre la valeur historique de cet ouvrage et sa valeur estimée de renouvellement.

Il est également apparu, lors des contrôles successifs, que la méthode d'évaluation des provisions pour renouvellement ne tient donc pas compte des caractéristiques spécifiques des ouvrages à renouveler ni pour évaluer le coût prévisionnel de renouvellement, ni pour planifier la date estimée de renouvellement. Cette méthode est donc une méthode statistique très grossière, qui aboutit en pratique – sur la base des cas observés – à des valeurs de renouvellement estimées qui s'écartent sensiblement des valeurs réelles.

Le cumul de ces deux constats fragilise fortement le calcul de la provision disponible pour une immobilisation donnée puisque la valeur de renouvellement calculée est peu fiable et que de surcroit elle ne donne pas lieu à une couverture intégrale du besoin par la provision constituée.
Or, lors du renouvellement, seule la provision calculée statistiquement, au titre de l'ouvrage concerné, est retenue [49] par le concessionnaire pour être affectée en financement du concédant, au titre du bien remplaçant. Ainsi, le montant de la valeur de renouvellement qui excède le montant anticipé statistiquement n'est pas considéré comme un financement du concédant.
Dans le cas où la provision calculée statistiquement au titre d'un bien est excédentaire par rapport au besoin réel, elle est reprise par le concessionnaire en produits dans le compte de résultat de la concession. Le montant ainsi soustrait à la provision pour renouvellement n'est donc pas inscrit en financement du concédant et vient compléter le résultat du concessionnaire.

Ces principes ne sont pas acceptables du point de vue du concédant. En effet, les inévitables et significatives erreurs de prévisions, qui découlent d'une méthode statistique dérogatoire aux principes comptables en vigueur et beaucoup trop grossière pour espérer être précise, ne peuvent pas être soldées au détriment de l'autorité concédante. Le fait que les provisions ne soient pas constituées en fonction du besoin estimé mais sur la base d'une espérance mathématique de coût de renouvellement vient aggraver ce phénomène.

En conséquence, et eu égard au caractère très peu performant de l'évaluation des valeurs probables de renouvellement, qui se traduit par une très faible corrélation observée entre les montants disponibles et les montants réellement nécessaires, il apparaît logique, d'un point de vue financier et dans l'esprit de l'article 10 du cahier des charges, de considérer la provision pour renouvellement comme une masse statistique devant faire face aux besoins globaux.

Dès lors, le concessionnaire devrait, au choix :
- pratiquer des dotations complémentaires lors du renouvellement en cas d'insuffisance, la charge correspondante se compensant statistiquement avec les reprises pour provisions excessives ;

- Considérer la provision comme une masse statistique devant faire face aux besoins globaux et reprendre la provision en fonction des besoins réels, sans se limiter à un calcul statistique par définition imprécis.

Par ailleurs, il est apparu, lors du contrôle sur pièce réalisé en 2017 au titre de l'exercice 2016, que des fiches d'immobilisations, au titre desquelles figurait une provision en 2015, avait fait l'objet d'une reprise intégrale en produit dans le compte de résultat, au profit du concessionnaire. Ce phénomène a été justifié par le concessionnaire comme résultant de la correction d'erreurs sur la date de renouvellement qui s'avèrerait être en réalité postérieure à la date de fin de contrat, ce qui impliquerait que les provisions ne soient plus justifiées.

Interrogé au sujet de diminutions unitaires de provisions apparaissant sur certaines lignes d'immobilisations, le concessionnaire a indiqué avoir procédé *« particulièrement en 2016, (à) des traitements comptables massifs, par exemple le passage de l'amortissement au jour près, (qui) ont conduit à recalculer l'ensemble des fiches immobilisations. Cela a conduit à corriger des anomalies, dont certaines dataient, et à ajuster le cas échéant le montant du stock de provision pour renouvellement ».*

Ces constats montrent que les chiffres présentés par le concessionnaire durant des années étaient manifestement erronés. **Ces anomalies justifient les demandes récurrentes de l'autorité concédante pour disposer de l'intégralité des paramètres permettant de déterminer les montants de la provision pour renouvellement inscrits au passif du bilan de la concession, demandes que le concessionnaire persiste à ne pas prendre en compte.**

◢ Cas particulier des provisions pour renouvellement des biens non localisés

Il est apparu au cours des contrôles réalisés que la provision constituée au titre des immobilisations non localisées fasse l'objet d'une reprise à l'issue de leur vie comptable, soit quarante ans après la mise en service, puis d'une affectation au cours de l'année suivant sa reprise.

En 2011, l'analyse du processus d'affectation des droits du concédant portant sur l'affectation de la provision afférente aux branchements avait montré que seuls 4,8 M€ sur les 5,5 M€ de provisions "sorties" en 2011 avaient été affectés aux droits du concédant.

(49) Ainsi que l'amortissement du financement du concédant, cf. *infra*.

La même analyse, présentée par le concessionnaire au titre de 2014, a abouti à des conclusions similaires (voir tableau 53). Ce mécanisme, conçu par le concessionnaire, est donc de nature à générer, d'ici la fin du contrat (2024), plusieurs millions d'euros de financements dits "du concessionnaire" non justifiés, en sus de ceux déjà constitués jusqu'alors.

Ici également, la solution retenue par le concessionnaire – qui aboutit à affecter en droit du concédant un montant inférieur aux besoins réels, alors qu'une provision excédentaire existe globalement – ne peut être admise par l'autorité concédante.

Par ailleurs, et alors que l'autorité concédante souhaitait procéder à la même analyse pour les exercices postérieurs à 2014, le concessionnaire n'a pas transmis les données correspondantes sur la période de 2015 à 2019. Interrogé de nouveau, dans le cadre du contrôle portant sur les exercices 2018 et 2019, sur le devenir des provisions relatives aux ouvrages non localisés parvenus en fin de vie entre 2015 et 2018, les indications suivantes ont été apportées :
« Une partie de la provision relative aux ouvrages de branchement (...) a été conservée dans un compte de provision dédié. À l'issue de la complète finalisation des travaux d'individualisation et de localisation des branchements, ces provisions en attente seront réaffectées aux ouvrages de branchements (...). À noter que le processus de sortie automatique de l'actif des branchements à la fin de leur durée de vie a été arrêté en 2018 et les stocks de PR associés à ces ouvrages maintenus au passif du bilan en vue de leur renouvellement. Le montant de provision en attente (...) est actuellement estimé à 11 M€ sur le périmètre de votre concession. »

L'Autorité Concédante peut difficilement comprendre quelles sont les raisons qui ont conduit le concessionnaire à passer sous silence ce changement comptable pendant quatre ans. Elle s'interroge sur le sort final des provisions concernées et souhaite obtenir des informations suffisamment précises pour vérifier que la nouvelle méthode ne conduise pas à la priver d'une partie des affectations au droit du concédant qu'elle aurait pu attendre à méthode constante.

Par ailleurs, dans le cadre du contrôle 2019, il a été demandé au concessionnaire de communiquer à l'Autorité Concédante le montant de la provision pour renouvellement qui a été portée par les ouvrages ayant fait l'objet d'une réaffectation à d'autres concessions, dans le cadre du processus de localisation présenté plus haut. **Cette demande n'a pas été satisfaite et reste donc en attente.**

◢ Reconstitution par amortissement des financements du concédant

Le concessionnaire indique pratiquer un amortissement, pour le compte du concédant, qui est générateur de charges et constitutif d'un droit du concédant (créance du concédant). Ce droit se calcule en appliquant la quote-part du financement du concédant à la valeur de la dotation aux "dotations aux amortissements annuels". Les contrôles réalisés ont permis de vérifier l'affectation des montants existants, comme financement du concédant lors des renouvellements, lors des contrôles portant sur des opérations récentes [50].

(50) Postérieures à 2007.

Conclusion sur les modalités de mise en œuvre par le concessionnaire de son obligation de préfinancer les renouvellements

À la lecture de l'article 10 du cahier des charges annexé au contrat de concession en vigueur jusqu'au 31 octobre 2019, il apparaît clairement que l'obligation contractuelle de préfinancement des biens remplaçants, pesant sur le concessionnaire, s'applique à l'intégralité de la valeur de remplacement, que ce soit via l'amortissement dit industriel ou via la provision pour renouvellement.

Dès lors, l'autorité concédante ne peut accepter les pratiques du concessionnaire en matière d'affectation de la provision pour renouvellement qu'elle juge contradictoires avec l'esprit et la lettre du cahier des charges en vigueur.

En effet :

- Il ne peut être admis que les erreurs statistiques, qui aboutissent dans certains cas à une sous-dotation des provisions, se soldent par une minoration des provisions affectées au droit du concédant, d'autant plus que les montants de provisions dotées sont globalement excédentaires, par rapport aux renouvellements réellement opérés, et qu'il apparaît dorénavant que le mécanisme de calcul retenu intègre une approche probabiliste qui conduit mécaniquement à minorer le montant des provisions unitaires.
- Le contrat de concession prévoit une obligation intégrale de préfinancement qui induit que les sommes consacrées au renouvellement, dans leur intégralité, constituent de fait des financements du concédant.
- En tout état de cause, la provision pour renouvellement constitue une ressource affectée, et toute reprise pratiquée sur celle-ci doit être enregistrée comme un financement du concédant.

Modification des modalités de prise en compte des remises gratuites

Il est mentionné, dans le Crac 2014 : « *La variation des recettes de raccordement, en augmentation de 0,7 M€ à la maille de la concession, est notamment motivée par les transferts opérés suite à la mise en œuvre des dispositions de la loi SRU.* » Cette indication survient dans un contexte où les recettes de raccordement ont très fortement augmenté au cours des derniers exercices : +154 % depuis 2010.
C'est pourquoi il a été demandé au concessionnaire d'illustrer les évolutions évoquées dans le Crac à partir de cas concrets. Il est ainsi apparu que des travaux réalisés par des tiers, qui faisaient auparavant l'objet de « remises gratuites », font désormais l'objet d'une facturation à Enedis par le promoteur, puis sont refacturées au promoteur – via le barème de raccordement – et alors enregistrées en produits d'exploitation dans le résultat de l'exercice.
Les choix ainsi faits par Enedis aboutissent à la disparition de l'inscription au passif d'un droit du concédant issu de la remise gratuite.

Pourtant, y compris dans le cadre d'un mécanisme d'aller-retour dont la justification reste à démontrer à ce stade, rien ne s'oppose à ce que la facturation donne lieu à une inscription aux droits du concédant de ce qui demeure, de fait, une remise gratuite (voir tableau 54).
En tout état de cause, et comme pour l'ensemble des recettes de raccordement, il ne fait aucun doute pour l'autorité concédante – quels que soient les choix comptables opérés unilatéralement par le concessionnaire – que les sommes facturées aux tiers pour contribuer au financement des ouvrages du domaine public ne peuvent pas être considérées comme des financements du concessionnaire. En effet, ces dernières constituent et demeurent des droits du concédant.

CONCLUSION SUR LES CONTRÔLES RÉALISÉS

Du fait de la difficulté à mettre en place des tests d'application probants, l'autorité concédante ne peut pas conclure sur la correcte valorisation du patrimoine en concession et sur la pertinence des mouvements comptabilisés, notamment parce que le patrimoine non localisé ne fait pas l'objet d'une communication détaillée, mais aussi parce que les valeurs comptabilisées au titre du patrimoine ancien [51] ne peuvent être étayées par la production de pièces justificatives.
Or, il convient de rappeler qu'Enedis ne fournissait aucun état détaillé du patrimoine jusqu'en 2008 et qu'il n'a ainsi été possible de réaliser aucun test sur le patrimoine ancien au cours des contrôles s'étalant de l'origine du contrat jusqu'en 2008.
Ces difficultés sont aggravées par les modalités de suivi des biens non localisés qui conduisent à sortir du patrimoine des éléments encore en exploitation, ce qui est en contradiction avec les règles comptables applicables.

Le contrôle du patrimoine en concession subit ainsi une limitation importante.

Cette limitation concerne également les comptes en rapport avec les droits du concédant (affectation de la provision pour renouvellement et des amortissements des financements du concédant, comptabilisation des participations de tiers et/ou du concédant, prise en compte des remises gratuites…).

De plus, l'absence de communication du statut de biens de premier établissement ou de biens remplaçants dans l'inventaire **limite l'analyse des modalités de mise en œuvre de l'obligation faite au concessionnaire de préfinancer les renouvellements** pour le compte du concédant [52].

(51) Patrimoine établi avant 2008.
(52) Obligation liée à l'article 10 du contrat conclu en 1994.

III

ANALYSE DES DONNÉES FINANCIÈRES PRÉSENTÉES DANS LE CRAC 2019 DU CONCESSIONNAIRE

ANALYSE DES DONNÉES FINANCIÈRES PRÉSENTÉES DANS LE CRAC 2019 DU CONCESSIONNAIRE

Un compte d'exploitation de la concession qui souffre de l'insuffisance et/ou de l'absence de détail des informations.

COMPTE DE RÉSULTAT DE LA CONCESSION DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ

(Tableau 55)

Principes d'élaboration du compte d'exploitation (produits – charges)

Deux principes ont été retenus par le concessionnaire :

Les affectations directes à la maille locale [53]

- Les recettes d'acheminement.
- Les prestations et les facturations de raccordement.
- La production stockée et immobilisée.
- Les achats de travaux (depuis 2015).
- Les redevances de concession.
- Les impôts fonciers (TF, CFE).
- Les dotations aux amortissements et aux provisions relatives au domaine concédé.

Les affectations indirectes via la maille supra-concessive (à la clé)

Elles concernent les autres produits et charges, qui sont collectés au niveau supra-concessif puis répartis sur les différentes concessions composant la maille de collecte. Pour l'essentiel, la maille comptable retenue pour le suivi des charges d'exploitation est la maille régionale (DR).
La répartition du niveau régional vers la concession se fait au prorata du nombre de clients, sauf pour les charges d'accès au réseau amont et les achats d'énergie qui sont répartis au prorata des kilowattheures consommés.

En ce qui concerne les charges « contribution au CAS Facé [54] », dues par les gestionnaires de réseaux publics de distribution pour le financement des aides aux collectivités pour l'électrification rurale, elles sont assises sur le nombre de kilowatt-heures distribués à partir des ouvrages exploités en basse tension auquel est appliqué un coefficient fixé par arrêté après proposition du Conseil du Facé.
En pratique, la répartition des charges indirectes repose donc pour l'essentiel sur la clé « clients ». Ce choix de clé est défavorable aux concessions dont la densité de population est importante, telles que le Sigeif.

Les affectations indirectes de « charges centrales »

Comme pour les sept exercices précédents, des "charges centrales" sont imputées à la concession pour un montant total, en 2019, de 13,8 M€ (+ 6,7 %). Ces charges sont présentées par le concessionnaire comme regroupant les charges nationales affectées à la concession et ne correspondent donc pas à une nature de comptes comptables normalisée [55] . Ces charges ont augmenté de 84 % depuis 2014, sans qu'aucune indication ne soit fournie à l'autorité concédante pour expliquer le comportement largement supra-inflationniste de ces charges.

Significativité des chiffres présentés au titre de la rentabilité de la concession

Au regard de ce qui précède, il est donc très délicat de réaliser une analyse sur des comptes qui ont subi des évolutions importantes ces dernières années et qui ne présentent qu'un lien souvent indirect – particulièrement en ce qui concerne les charges – avec le domaine concédé.

Par ailleurs, il faut rappeler que l'analyse est également limitée par l'absence complète de traçabilité des charges et produits agrégés dans le compte de résultat, y compris ceux en lien direct avec le patrimoine concédé et son financement (dotations et reprises d'amortissements et de provisions).

Principales évolutions du compte d'exploitation

On constate une très légère hausse du résultat apparent de la concession après deux années de baisse consécutive. Cette évolution est cependant à relativiser puisqu'elle résulte de la forte diminution de la péréquation [56] prélevée qui retrouve un niveau proche de celui des années antérieures à 2018, après une forte hausse inexpliquée au cours de l'exercice précédent.

(53) Concession ou communale.
(54) Compte d'affectation spéciale financement des aides aux collectivités territoriales pour l'électrification rurale, créé par la loi de finances de décembre 1936.

(55) L'autorité concédante est dans l'impossibilité d'évaluer précisément la nature des charges qui peuvent ainsi être regroupées.
(56) Dénommée « contribution à l'équilibre » par le concessionnaire.

— COMPARAISON DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION DU RÉSEAU CONCÉDÉ (EN K€) — *TABLEAU 55*

EN K€		2014 pro-forma	2015	2016	2017	2018	2019
Recettes d'acheminement	a	225 806	233 173	240 010	240 400	245 537	246 373
Coût accès au réseau amont	b	44 826	48 810	49 805	52 094	54 983	54 004
Achats énergie couverture pertes	c	16 345	15 773	15 193	14 849	15 143	14 972
Marge acheminement	(a-b-c)	164 635	168 590	175 012	173 457	175 411	177 397
Recettes de raccordement	d	6 678	5 596	6 201	6 167	5 961	9 881
Recettes de prestations	e	3 638	3 787	3 617	3 491	3 245	3 187
Autres recettes	f	6 407	6 804	6 711	6 045	5 538	4 286
Production stockée et immobilisée	g	11 385	13 482	18 392	19 217	21 877	23 341
Reprises sur amortissements et provisions	h	9 685	11 869	13 057	9 991	16 964	13 710
dont amortissement du financement du concédant		nc	nc	52	96	4 662	126
dont provision pour renouvellement		nc	nc	943	338	1 712	385
Autres produits	i	1 453	1 557	3 096	1 851	8 179	1 733
Total des produits	(a+d+e+f+g+h+i)	265 052	276 268	291 084	287 162	307 301	302 511
Autres consommations externes		37 205	34 474	37 346	36 053	41 401	44 525
Redevance de concession (R1+R2)		3 474	3 914	3 707	3 619	3 814	3 509
Contribution au FACÉ		8 076	8 087	8 167	8 196	8 068	7 883
Impôts, taxes, versements assimilés		6 464	6 642	7 680	6 694	7 107	6 872
Charges de personnel		33 867	34 729	34 293	34 061	34 695	33 125
Autres charges		7 893	7 027	7 968	7 347	8 558	8 329
Charges centrales		7 465	10 263	11 375	11 479	12 907	13 765
Dotation aux amortissements		20 373	21 458	22 121	23 002	24 073	24 784
Dotation aux provisions pour renouvellement		4 109	2 980	3 354	2 308	2 428	2 923
Autres dotations d'exploitation		18 635	20 079	26 102	22 422	25 226	26 007
Total des charges		208 732	214 236	227 111	222 124	238 403	240 698
Contribution à l'équilibre		36 408	37 316	36 572	41 674	47 253	39 715
Résultat		19 912	24 716	27 401	23 364	21 645	22 098

Si l'on neutralise l'effet de l'évolution de la péréquation, le résultat est en baisse de 7,1 M€ sur la période. Cette diminution de la rentabilité s'explique principalement par la diminution des produits relatifs aux postes suivants :
- reprises de financements du concédant : baisse de 4,7 M€ à 0,1 M€ ;
- reprises de provisions pour renouvellement : baisse de 1,7 M€ à 0,4 M€ ;
- autres produits divers : baisse de 8,2 M€ à 1,7 M€

Bien que le CRAC 2018 soit muet au sujet des deux premiers points ci-dessus, il semble qu'ils soient liés aux opérations d'inventaire réalisées au cours de cet exercice et qui sont rappelées plus haut dans le présent rapport, comme le montant très important des « autres produits » inscrits au compte de résultat 2018 au sujet duquel le CRAC indiquait *« Cette rubrique intègre l'impact de la variation à la hausse de la valeur nette comptable du patrimoine de la concession liée aux opérations d'inventaire réalisées en 2018 ».*

Les autres éléments significatifs à l'origine de l'évolution du résultat sont les suivants :
- une légère hausse des recettes d'acheminement, malgré la baisse de 3 % des volumes acheminés mentionnée dans le CRAC, liée probablement à la hausse du TURPE de 3,04 % au 1er août 2019 ;
Il semble très surprenant que le CRAC ne propose aucune explication concernant l'évolution de ces recettes ;
- une forte hausse des recettes de raccordement : + 66 % à 9,9 M€ ;
- une hausse conjoncturelle de 3,1 M€ des "autres dotations d'exploitation" liée au paiement du rattrapage effectué au titre de la contribution d'Enedis au fonds de péréquation de l'électricité pour les années 2012 à 2018 ;
- une diminution de 1,5 M€ non commentée dans le CRAC des charges de personnel ;
- une nouvelle hausse de 6,7 % des charges centrales, qui porte la croissance de celles-ci à 84 % sur 5 ans.

Points particuliers relatifs aux recettes hors acheminement

Depuis 2012, les recettes de raccordement sont imputées en proportion des dépenses de construction des branchements. Cette nouvelle clé de répartition semble économiquement plus pertinente que la clé « nombre de clients ». **Toutefois, l'autorité concédante demande que le montant réel des recettes de financement des ouvrages, facturées sur le périmètre de la concession, lui soit présenté.**

Après une forte croissance en 2011, liée à la « modification des modalités de prise en compte des remises gratuites », traitée précédemment dans le présent rapport, puis une stabilisation de cette catégorie de recettes, l'exercice 2019 enregistre une hausse de 66 %, qui n'est pas commentée dans le CRAC.

L'autorité concédante tient à rappeler sa position constante : ces facturations constituent des financements externes contribuant à l'édification du domaine public et ont donc – in fine – le caractère de financement du concédant.

La forte croissance des recettes de production immobilisée [57], observée à partir de 2008, se poursuit, aboutissant à un triplement en 10 ans et à un doublement en 5 ans. Les charges qui se trouvent ainsi immobilisées représentent désormais près de 44 % des sommes investies dans le domaine public par le concessionnaire : 23,3 M€ pour 53,3 M€.
Le concessionnaire considère que ce ratio doit être calculé par rapport à l'ensemble des investissements qu'il revendique, soit 57,3 M€ y compris postes sources. Le ratio est alors de 40 % comme en 2017 et 2018, ce qui demeure important.

(57) Mécanisme qui permet de convertir des charges du concessionnaire (main-d'œuvre, achats de matériel) en immobilisations en concession.

◢ Éléments exceptionnels

Pour la seconde fois, le concessionnaire communique au sujet du résultat exceptionnel qui s'établit à – 0,5 M€ (perte). L'autorité concédante souligne l'absence d'indication sur l'origine et la nature des charges et produits exceptionnels, qui s'élèvent respectivement à 4,3 M€ et 3,8 M€, et qui interdit toute analyse. En conséquence, il est demandé au concessionnaire de compléter l'information communiquée en veillant notamment à y intégrer les données relatives aux éventuelles reprises de provisions pour renouvellement considérées comme des produits exceptionnels.

◢ Contribution du domaine concédé aux résultats et à la trésorerie d'Enedis

(Tableau 56)

Résultat avant péréquation

Pour la première fois, le résultat avant péréquation est en baisse. Comme cela a été expliqué plus haut, cette baisse de 7 M€ est liée à l'enregistrement de recettes non récurrentes en 2018, liées aux opérations d'inventaire.
Si l'on neutralise les 3,5 M€ de charges de rattrapage au fond de péréquation de l'électricité, le résultat avant péréquation est proche de celui affiché en 2017. Il atteint près de 65 M€, soit plus de 26 % des recettes d'acheminement.

Par ailleurs, il convient de rappeler que le domaine concédé contribue également au résultat de la maison-mère EDF, au travers des facturations de prestations de services du siège, qui sont réparties sur l'ensemble des concessions, notamment au travers de l'agrégat « charges centrales » qui a augmenté de 84 % en 5 ans.

Capacité d'autofinancement

La neutralisation des éléments n'ayant pas de traduction en termes de flux de trésorerie, aboutit à la constatation d'une capacité d'autofinancement (c'est-à-dire un flux de trésorerie disponible avant investissements et péréquation) représentant environ 102 M€ et 41 % des recettes d'acheminement.

Ce montant étant affecté, à hauteur de 40 M€, à la péréquation et pour 53 M€, à la part des investissements financée par le concessionnaire, il apparaît que, malgré la hausse de ces derniers, l'exploitation dégage un solde net de trésorerie disponible pour le concessionnaire de 9 M€.

◢ Charges d'entretien et de maintenance

Dans son compte rendu d'activité 2019, le concessionnaire ventile par domaine ses dépenses de maintenance et d'entretien du réseau de distribution de la concession (cf. tableau 57). Dans la mesure où ces dernières ne sont pas justifiées par la production d'états de réconciliation avec la comptabilité d'Enedis, il est difficile d'exprimer un avis sur leur signification.

◢ Conclusion sur les informations financières relatives au compte d'exploitation de la concession

L'autorité concédante souligne qu'une majorité des charges sont encore réparties dans le compte d'exploitation de la concession, sur la base de règles statistiques plutôt que sur la base d'une affectation directe ou d'une imputation analytique affinée.

Elle renouvelle son souhait de pouvoir mettre en œuvre des tests afin de garantir la piste d'audit entre les comptes établis au titre du domaine concédé et les comptes globaux d'Enedis. Elle tient également à rappeler sa position constante en ce qui concerne les recettes de raccordement, qui ne constituent pas des produits d'exploitation, mais une contribution au financement des immobilisations mises en concession et donc, in fine, un financement du concédant.

Dans le même esprit, les reprises de provisions pour renouvellement devenues sans objet sont également à considérer comme des financements du concédant, compte tenu qu'elles ont été prélevées sur l'exploitation (et donc l'usager) pour permettre le renouvellement du réseau, dans le cadre notamment des dispositions prévues par les articles 10 (ancien) et 11 (nouveau) des cahiers des charges annexés aux conventions de concession successivement en vigueur.

— ANALYSE DE LA CONTRIBUTION DU DOMAINE CONCÉDÉ AUX RÉSULTATS D'ENEDIS ET À L'AUTOFINANCEMENT (EN M€) — *TABLEAU 56*

EN M€		2014 pro-forma	2015	2016	2017	2018	2019
Résultat apparent (produits-charges)		19,9	24,7	27,4	23,4	21,7	22,1
Péréquation prélevée		36,4	37,3	36,6	41,7	47,3	39,7
Résultat avant péréquation	a	56,3	62	64	65	68,9	61,8
% recettes acheminement		25 %	27 %	27 %	27 %	28 %	25 %
Charges non décaissées (amortissements et provisions)	b	43,1	44,5	51,6	41,8	51,7	53,7
Produits non encaissés (reprises de provisions)	c	9,7	11,9	13,1	10	17	13,7
Capacité d'autofinancement théorique	a+b-c	89,7	94,6	102,5	96,9	103,7	101,8
% recettes acheminement		40 %	41 %	43 %	40 %	42 %	41 %

— CHARGES D'EXPLOITATION ET DE MAINTENANCE (EN K€) — *TABLEAU 57*

EN K€	2014	2015 (pro-forma)	2016	2017	2018	2019
Postes sources	1 239	1 017	957	1 011	994	1 002
Réseau HTA	653	467	455	397	356	403
Postes DP	572	442	402	456	482	441
Réseau BT	458	382	403	436	789	834
Total	2 922	2 308	2 217	2 300	2 621	2 680

#8

CONCLUSION

CONCLUSION

SYNTHÈSE DU CONTRÔLE TECHNIQUE

Fin 2019, le Sigeif compte soixante-trois communes ayant délégué la compétence de distribution publique d'électricité. Le territoire représente une population totale de 1 451 540 habitants (+ 0,4 %).
Le contrat de concession a été renouvelé fin octobre 2019. La nouvelle version renforce le partenariat entre le Syndicat et le concessionnaire en lançant la gouvernance partagée des investissements à réaliser sur le territoire. L'autorité concédante entend ainsi mobiliser tous les leviers à sa disposition pour remédier à la vétusté et à l'obsolescence des ouvrages responsables des incidents, pour apporter au réseau la flexibilité, l'adaptabilité et la sûreté que les consommateurs franciliens attendent, et pour accélérer la transition écologique.

◢ Patrimoine technique de la concession

Le réseau moyenne tension (HTA) constitue la colonne vertébrale de la distribution publique de l'électricité, et s'étend sur le territoire du Sigeif avec une longueur de 3 756 km. Il est quasiment souterrain (99,6 %) et fonctionne sous une tension nominale hétérogène (10, 15 et 20 kV). Ses principales zones à risque reposent sur la fragilité, la vétusté et l'obsolescence d'une partie de son réseau souterrain (1 101 km, 29 %) et, pour les lignes aériennes, sur leur proximité avec une zone boisée (2,7 km, 20 %). L'importance de ce patrimoine a conduit le Sigeif à co-construire, avec le concessionnaire, une programmation pluriannuelle des investissements visant à maintenir, voire à accroître son programme de maintenance et de renouvellement pour remédier au retard cumulé de ces dernières années (cf. les rapports de contrôle des années précédentes). Nécessaires à l'alimentation du réseau BT, les 4 600 postes de transformation HTA/BT de distribution publique font l'objet de programmes de modernisation et de sécurisation des transformateurs et des matériels électriques, tant HTA que BT. Concernant ces programmes, l'autorité concédante se considère insuffisamment informée et, faute d'inventaire, rappelle qu'elle n'est pas en capacité d'en apprécier l'intensité. Le réseau basse tension (230-400 V) et ses branchements individuels et collectifs représentent les derniers kilomètres de la distribution publique d'électricité. Longue de 5 147 km, sa partie aérienne (1 276 km, 25,1 %) regroupe une structure en torsadé isolé et une structure en conducteurs nus (542 km, 42,5 %), pour laquelle l'autorité concédante et son concessionnaire œuvrent pour une sécurisation via sa suppression. Concernant la partie souterraine, l'autorité concédante souligne les difficultés en lien avec l'inventaire des câbles d'ancienne technologie (datant, pour certains, des années 1920).
Les informations transmises par Enedis en 2019 indiquent qu'il reste 970 km de câbles à identifier, portant ainsi à 1 340 km (plus du tiers du réseau souterrain) le linéaire de câbles nécessitant une attention particulière. Cela oriente fortement la dynamique à installer avec le nouveau contrat afin de limiter leur impact sur la qualité de l'alimentation. Concernant, enfin, les branchements individuels et collectifs, dont l'inventaire se poursuit, l'autorité concédante rappelle qu'elle se considère insuffisamment informée, notamment en ce qui concerne les investissements réalisés et à réaliser.

◢ La clientèle de la concession

Au 31 décembre 2019, la concession du Sigeif totalise 700 341 clients ou PDL [58] raccordés aux réseaux HTA et BT, parmi lesquels 463 489 peuvent et ont souhaité conserver un contrat de fourniture aux tarifs réglementés de vente (TRV).

Les offres de marché (236 852), quant à elles, représentent 34 % des points de livraison (PDL). Elles enregistrent une progression continue de 19 % par rapport à l'exercice passé.

L'énergie totale acheminée (6 359 GWh), est en baisse (3 %) par rapport à 2018, conséquence de la thermosensibilité du territoire et, plus globalement, de la France pour laquelle la consommation d'électricité dépend fortement de la température, notamment pendant les mois d'hiver, en raison du parc important de chauffages électriques.

Le nombre de lettres uniques de relance pour impayés poursuit sa baisse (- 47 % par rapport à 2014), tout comme le nombre de coupures effectives réalisées par le gestionnaire de réseau (1 216 coupures en 2019, contre 1 766 en 2018), pour un nombre de coupures demandées par le fournisseur historique en forte diminution (- 43 % par rapport à 2018). Le taux de traitement des réclamations dans les 30 jours se situe, quant à lui, à un haut et bon niveau il en est de même de l'indicateur de satisfaction, communiqué à la maille nationale.

Le baromètre réalisé par l'autorité concédante situe à un bon niveau la satisfaction des usagers de la concession, et ce, sur la plupart des items. L'accueil téléphonique du gestionnaire de réseau se révèle très "performant", avec un résultat de 94 % de clients "Total satisfaits". De plus, l'amélioration durable du nombre d'interviewés "Pas du tout satisfaits" de la rapidité à obtenir un interlocuteur est encourageante.

Au niveau national, il n'en est pas de même, notam-ment si l'on se réfère au rapport du médiateur de l'énergie, qui souligne de plus en plus de litiges (+ 35 % par rapport à l'exercice précédent). Enedis est impliqué dans 4 712 cas (+ 41 % par rapport à 2018), quand bien même sa responsabilité n'est pas toujours avérée. Le distributeur est jugé par le médiateur comme « l'opérateur avec lequel il est le plus difficile d'effectuer des médiations constructives à cause de ses délais de réponses, de ses réponses souvent trop standardisées et d'un suivi insuffisant des recommandations du médiateur ».

(58) Points de livraison.

Enfin, concernant la précarité énergétique - et toujours selon le médiateur de l'énergie, près d'un tiers des Français ont restreint, en 2019, leur chauffage pour limiter l'importance d'une facture trop élevée, tandis que 15 % d'entre eux ont déclaré avoir souffert du froid dans leur logement au cours du dernier hiver. À l'échelle de la concession du Sigeif, le nombre de clients, pour lesquels un chèque énergie a été pris en compte par le fournisseur historique, atteint 27028 (+ 58 % par rapport à 2018), et sur les sept départements du territoire de la concession, le montant alloué par EDF au fonds de solidarité pour le logement (FSL) a été augmenté, pour atteindre 3,4 M€.

◢ Qualité de l'alimentation électrique

Dépassant pour la cinquième année consécutive le seuil des 40 min, le critère B TCC [59] du Sigeif se situe bien au-delà du niveau attendu. Malgré une légère amélioration, il s'élève à 43,7 min et reste donc décevant et insuffisant. Rappelé à chaque rapport de contrôle, « il appartient au concessionnaire de stabiliser de manière satisfaisante ce critère par des investissements appropriés nécessaires à la réactivité du réseau et par des travaux curatifs de renouvellement des accessoires et des ouvrages aujourd'hui obsolètes, tels que les câbles désuets ».
À l'appui d'un schéma directeur d'investissement, le Sigeif et Enedis ont convenu de s'attaquer à la cause même des incidents, c'est-à-dire à l'usure naturelle des ouvrages HTA et BT, et, en parallèle, de disposer d'un réseau HTA plus réactif, via les OMT [60], pour limiter les durées d'interruption.
Représentant toujours un taux relativement faible (0,6 %), les usagers-clients « mal alimentés » sont répartis autour de 152 sources HTA/BT (contre 196 en 2018). Leur nombre a été multiplié par sept par rapport à l'exercice 2017. Un résultat surprenant qui repose essentiellement sur les données de consommation transmises par les compteurs Linky. En fiabilisant les historiques de consommation et les profils de charge utilisés dans la méthode statistique, la généralisation du compteur Linky permet d'identifier les sources HTA/BT à traiter, une situation sous surveillance du concessionnaire et de l'autorité concédante.

Enfin, l'enquête réalisée tous les deux ans par l'autorité concédante montre que 96 % des clients ont une perception de leur alimentation constante et que, pour les 4 % restants, ils subissent des variations à plusieurs reprises. Ce résultat, relativement constant par rapport aux années précédentes, conforte la demande faite au concessionnaire d'analyser et de traiter les sources HTA/BT décelées.

(59) Toutes causes confondues.
(60) Organes de manœuvre télécommandés.

◢ Décret qualité

Rappel de la conclusion des exercices précédents : l'effet novateur des critères d'appréciation, définis par le décret de 2007 modifié, réside dans l'obligation d'analyse du concessionnaire et dans le résultat lié à son traitement.
Sur le territoire de la concession, les objectifs ont été atteints sans grande surprise, tant ils sont inadaptés à une concession urbaine telle que celle du Sigeif. Le nouveau contrat de concession définit des indicateurs de qualité spécifiques et plus adaptés au territoire et feront l'objet d'un suivi particulier pour les prochains exercices.

◢ Investissements consacrés à la performance du réseau

Jugé insuffisant, le niveau d'investissement des années précédentes pour garantir un état normal de service des ouvrages et du matériel de la concession à moyen et long termes conduit actuellement Enedis à redoubler d'effort. Pour la deuxième année consécutive, on constate que le concessionnaire maintient les investissements pour la performance du réseau à un niveau élevé, atteignant 17,7 M€ en 2019 (+ 8 % par rapport à 2018).

◢ Construction d'ouvrages de distribution publique

Dans le prolongement des contrôles passés, l'examen continu par l'autorité concédante de l'ensemble des projets de création ou de modification d'ouvrages réalisés sur son territoire se conclut par une absence notoire de dossiers transmis. Il en est de même en ce qui concerne la communication des déclarations de commencement de travaux et d'achèvement de travaux, toutes deux complémentaires et indispensables à l'examen desdits projets.
Une amélioration est attendue lors du prochain contrôle, suite au travail de fiabilisation engagé en juillet 2020, permettant une consultation dématérialisée.
Enfin, au regard des dossiers reçus, les nouvelles constructions (extensions) ont été, sans exception, réalisées en souterrain.

◢ Contrôle ciblé

Valorisation des ouvrages

Reconnaître un canevas utilisé inadapté aux opérations réalisées, notamment, par le Sigeif est une choses et persister à maintenir une valorisation erronée en est une autre. Le Syndicat rappelle donc ses conclusions portées à la connaissance du concessionnaire, lors des derniers rapports de contrôle, conclusions reconnues, par ailleurs, par la chambre régionale des comptes : « Pour l'autorité concédante, la valeur vénale d'un bien reçu à titre gratuit correspond au prix qu'il a été acquitté sdans des conditions normales de marché.

Il n'y a donc – a priori – aucune raison de retenir une autre valeur d'entrée en patrimoine et, par là même de valider la pratique d'un concessionnaire qui s'autorise à appliquer, sans autorisation préalable de l'autorité concédante (le maître d'ouvrage) une "minoration" ou une "majoration" de la valeur de l'ouvrage construit ».

Récurrent depuis la mise en œuvre de l'application « VRG », ce constat conduit l'autorité concédante à rejeter, une nouvelle fois, l'ensemble des valorisations effectuées par son concessionnaire. Il appartient à Enedis de faire en sorte de « coller » au plus près de la réalité, en lieu et place d'une réponse d'impuissance qui ne peut satisfaire ni le concessionnaire ni l'autorité concédante.

Critère B : les départements les plus contraints

En 2019, trois départements ont connu un critère B bien au-dessus de la valeur moyenne de la concession : 73,1 min pour les Hauts-de-Seine, 46,4 min pour le Val-d'Oise et 44,6 min pour les Yvelines.
L'autorité concédante appelle le concessionnaire à tout mettre en œuvre pour réduire ces temps moyens de coupure, en particulier pour les travaux qui représentent 19,5 min sur le département des Hauts-de-Seine.

Incidents BT aux 100 km : les cinq communes les plus impactées

Au regard du niveau élevé des indicateurs, un effort particulier est attendu pour traiter les zones de fragilité, matérialisées par l'usure naturelle des ouvrages de ces communes. Si la plupart des communes sont différentes des constats faits pour l'exercice 2018, Saint-Cyr-l'École apparaît pour la quatrième année consécutive à un niveau préoccupant, rendant nécessaire la poursuite des actions du concessionnaire sur cette commune comme sur celles les plus impactées.

SYNTHÈSE DU CONTRÔLE COMPTABLE ET FINANCIER

Le présent rapport étant le dernier rédigé au titre d'un exercice régi principalement par le contrat de concession signé en 1994, il permet de faire un bilan de l'information comptable et financière communiquée par le concessionnaire au cours de la période concernée.
Les effets du nouveau contrat et ses conséquences sur l'information financière transmise à l'Autorité Concédante, dont il est espéré qu'ils soient favorables, seront évalués dans le prochain rapport de contrôle.

Les efforts consentis par le concessionnaire ont permis d'améliorer la lisibilité et la compréhension des enjeux financiers du domaine concédé, notamment pour ce qui concerne la description du patrimoine en concession et la justification de la valorisation des investissements récents.
Il est attendu que ces avancées soient complétées en ce qui concerne les autres points de progrès mis en avant dans cette conclusion. Cette nécessité concerne particulièrement les points suivants :

- la justification des valeurs comptables du patrimoine non localisé affecté au domaine concédé et des financements associés,
- la classification des biens immobilisés comme « biens de premier établissement » ou « biens remplaçants »,
- la communication et la justification des différentes composantes ayant permis la constitution du droit du concédant (biens en concession à l'origine, remises gratuites, affectation de la provision pour renouvellement et des amortissements du concédant, participations versées…),
- la justification que l'ensemble des dotations aux amortissements, prélevées sur les comptes de résultats successifs depuis l'origine de la concession, ait bien été affecté à la diminution du financement du concessionnaire restant à récupérer et aux amortissements du financement du concédant,
- la justification et la mise en cohérence des produits enregistrés au compte d'exploitation (reprises) et des

affectations de provisions pour renouvellement et d'amortissements du financement du concédant, avec l'évolution des postes de bilan associés,

▸ La justification du montant de la provision pour renouvellement figurant au passif du bilan du concessionnaire au titre du domaine concédé, ainsi que ses modalités d'affectation.

Il est également important de rappeler que l'autorité concédante est en droit de se voir communiquer une documentation à jour, pour ce qui concerne les procédures comptables appliquées, et de pouvoir accéder aux documents comptables probants permettant de valider leur correcte application.

L'autorité concédante souligne ses critiques sur certains éléments clés du contrôle et rappelle qu'elle ne peut se satisfaire d'un traitement qui est contradictoire avec l'esprit et la lettre du contrat de concession :

▸ La valorisation des éléments de patrimoine relatifs aux opérations réalisées sous sa maîtrise d'ouvrage doit être conforme aux coûts réels engagés.

> Les participations versées aux coûts de raccordement par les tiers et les collectivités constituent des financements du concédant, et – quel que soit le traitement comptable et fiscal retenu par le concessionnaire – le concessionnaire doit mettre en place un suivi des montants concernés. Il en est de même pour les subventions d'équipement versées pour contribuer au financement des ouvrages en concession.

▸ Les provisions pour renouvellement sont prélevées sur les facturations payées par les usagers et constituent des financements affectés. Quel que soit leur sort, affectation au renouvellement ou reprise, elles constituent des financements du concédant et doivent être identifiées comme tels.

▸ Sur la base des tests réalisés au cours des dernières missions de contrôle, il est apparu que les procédures, appliquées par Enedis, ne garantissent pas que la valeur d'entrée en concession des immobilisations remplaçantes soit intégralement imputée au financement du concédant, ce qui apparaît contraire aux dispositions des cahiers des charges annexés aux conventions de concession successivement en vigueur au cours de l'exercice 2019.

Enfin, l'autorité concédante rappelle également qu'elle se considère insuffisamment informée quant aux conséquences des importants changements de méthode survenus depuis le 1er janvier 2005, notamment pour ce qui concerne le sort réservé aux financements récupérés par le concessionnaire à cette date, que ce soit pour son propre compte ou pour celui de l'autorité concédante.

En conséquence, le contrôle financier du domaine concédé continue à subir une limitation certaine, liée, en particulier :

▸ à la méthodologie d'élaboration du compte de résultat de la concession, qui ne garantit pas systématiquement le lien entre les valeurs présentées et l'exploitation de la concession ;

▸ à l'impossibilité de remonter la piste d'audit permettant la justification des valeurs inscrites à l'inventaire antérieurement à 2008 pour le patrimoine localisé et pour l'intégralité du patrimoine non localisé ;

▸ à l'impossibilité de justifier les financements réciproques du concessionnaire et du concédant ainsi que le montant de la réévaluation potentielle du financement du concessionnaire restant à récupérer, qui constituent pourtant des paramètres essentiels à maîtriser pour anticiper les conséquences potentielles de la fin de concession ;

▸ à l'impossibilité de vérifier les modalités de mise en œuvre des obligations de préfinancement des ouvrages remplaçants, prévues par le contrat de concession signé en 1994.

AMSTEL
BIERE
Florentin
Bar Brasserie
BOUCHERIE DU PAVILLON
Viande de qualité
MULTI SERVICES

#9
ANNEXES

— INVENTAIRE DES OUVRAGES / PAR COMMUNE / AU 31 DÉCEMBRE 2019 —

	RÉSEAU HTA (EN M)		
	AÉRIEN	SOUTERRAIN	TOTAL
SEINE-ET-MARNE			
Brou-sur-Chantereine	-	7 255	7 255
Chelles	-	140 631	140 631
Courtry	-	19 022	19 022
Mitry-Mory	4 124	84 999	89 123
Servon	588	29 452	30 040
Vaires-sur-Marne	-	21 866	21 866
Villeparisis	-	48 788	48 788
YVELINES			
Bois-d'Arcy	-	27 782	27 782
Carrières-sur-Seine	-	46 999	46 999
La Celle-Saint-Cloud	-	44 485	44 485
Chatou	-	67 065	67 065
Le Chesnay-Rocquencourt	-	63 286	63 286
Croissy-sur-Seine	-	22 804	22 804
Fontenay-le-Fleury	1 359	21 967	23 326
Jouy-en-Josas	804	29 271	30 075
Maisons-Laffitte	-	39 484	39 484
Montesson	-	35 875	35 875
Saint-Cyr-l'École	311	58 432	58 743
Vélizy-Villacoublay	-	101 079	101 079
Versailles	-	197 602	197 602
Le Vésinet	-	32 915	32 915
Viroflay	-	23 777	23 777

NOMBRE DE POSTES DP+MIXTES	RÉSEAU BT (EN M)				TOTAL (HTA - BT)	RÉSEAU BT SOUTERRAIN
	AÉRIEN NU	AÉRIEN TORS	SOUTERRAIN	TOTAL		%
15	2 772	2 407	12 159	17 338	24 593	70,1 %
172	24 625	48 487	132 841	205 953	346 584	64,5 %
29	501	11 071	25 658	37 230	56 252	68,9 %
59	3 053	5 435	40 040	48 528	137 651	82,5 %
35	1 616	2 489	30 752	34 857	64 897	88,2 %
38	8 283	9 518	32 633	50 434	72 300	64,7 %
90	9 731	29 723	51 819	91 273	140 061	56,8 %
47	2 090	6 630	47 235	55 955	83 737	84,4 %
47	10 662	7 112	48 671	66 445	113 444	73,3 %
61	5 005	6 912	72 215	84 132	128 617	85,8 %
85	20 969	9 636	81 985	112 590	179 655	72,8 %
100	6 548	8 347	80 838	95 733	159 019	84,4 %
38	5 830	2 690	48 804	57 324	80 128	85,1 %
37	75	1 387	35 585	37 047	60 373	96,1 %
43	2 406	9 337	29 498	41 241	71 316	71,5 %
82	2 600	31 442	72 833	106 875	146 359	68,1 %
53	5 245	6 183	62 568	73 996	109 871	84,6 %
63	8 169	3 456	49 497	61 122	119 865	81 %
92	-	-	73 942	73 942	175 021	100 %
279	7 147	8 105	236 040	251 292	448 894	93,9 %
51	19 113	6 734	68 152	93 999	126 914	72,5 %
49	7 997	3 842	40 568	52 407	76 184	77,4 %

— INVENTAIRE DES OUVRAGES / PAR COMMUNE / AU 31 DÉCEMBRE 2019 (SUITE) —

	RÉSEAU HTA (EN M)		
	AÉRIEN	SOUTERRAIN	TOTAL
ESSONNE			
Ballainvilliers	196	26 140	26 336
Champlan	-	26 704	26 704
Épinay-sous-Sénart	-	30 795	30 795
Longjumeau	-	43 522	43 522
Marcoussis	4 303	38 867	43 170
Massy	103	197 645	197 748
Morangis	-	35 444	35 444
Nozay	268	14 716	14 984
Orsay	-	64 043	64 043
Saulx-les-Chartreux	1 325	19 439	20 764
Verrières-le-Buisson	-	33 286	33 286
Villebon-sur-Yvette	-	50 950	50 950
HAUTS-DE-SEINE			
Chaville	-	29 492	29 492
Garches	-	53 948	53 948
Marnes-la-Coquette	-	9 148	9 148
Meudon	-	118 403	118 403
Rueil-Malmaison	-	221 268	221 268
Saint-Cloud	-	88 194	88 194
Sèvres	-	43 022	43 022
Vaucresson	-	29 769	29 769
Ville d'avray	-	18 401	18 401

NOMBRE DE POSTES DP+MIXTES	RÉSEAU BT (EN M)				TOTAL (HTA - BT)	RÉSEAU BT SOUTERRAIN
	AÉRIEN NU	AÉRIEN TORS	SOUTERRAIN	TOTAL		%
24	784	3 615	25 808	30 207	56 543	85,4%
25	1 558	7 008	14 608	23 174	49 878	63 %
32	-	340	30 271	30 611	61 406	98,9 %
69	3 721	4 317	72 608	80 646	124 168	90 %
57	3 380	18 302	42 456	64 138	107 308	66,2 %
163	8 263	5 890	121 997	136 150	333 898	89,6 %
56	26 309	5 258	45 660	77 227	112 671	59,1 %
24	237	2 335	23 509	26 081	41 065	90,1 %
68	16 584	17 536	55 085	89 205	153 248	61,8 %
39	3 934	10 276	20 815	35 025	55 789	59,4 %
58	13 120	11 054	60 146	84 320	117 606	71,3 %
82	4 157	7 590	63 784	75 531	126 481	84,4 %
47	220	927	54 544	55 691	85 183	97,9 %
61	6 032	4 620	43 845	54 497	108 445	80,5 %
10	-	-	10 953	10 953	20 101	100 %
123	3 797	8 798	102 251	114 846	233 249	89 %
227	16 380	25 741	217 487	259 608	480 876	83,8 %
98	-	-	85 514	85 514	173 708	100 %
66	1 095	1 688	64 972	67 755	110 777	95,9 %
32	2 226	1 484	40 399	44 109	73 878	91,6 %
33	616	826	31 161	32 603	51 004	95,6 %

— INVENTAIRE DES OUVRAGES / PAR COMMUNE / AU 31 DÉCEMBRE 2019 (SUITE) —

	RÉSEAU HTA (EN M)		
	AÉRIEN	SOUTERRAIN	TOTAL
SEINE-SAINT-DENIS			
Aulnay-sous-Bois	-	200 264	200 264
Le Blanc-Mesnil	-	88 221	88 221
Gagny	-	46 021	46 021
Livry-Gargan	-	69 902	69 902
Montfermeil	-	44 080	44 080
Neuilly-Plaisance	-	60 628	60 628
Noisy-le-Grand	-	196 164	196 164
Le Raincy	-	20 904	20 904
Sevran	-	78 819	78 819
Tremblay-en-France	-	205 442	205 442
Vaujours	-	20 824	20 824
Villepinte	-	104 683	104 683
VAL-DE-MARNE			
Boissy-Saint-Léger	-	26 495	26 495
Chennevières-sur-Marne		63 734	63 734
Limeil-Brévannes	157	61 295	61 452
Mandres-les-Roses	-	16 547	16 547
Marolles-en-Brie	-	20 240	20 240
Périgny-sur-Yerres	-	10 620	10 620
VAL-D'OISE			
Margency	-	5 194	5 194
TOTAL	**13 538**	**3 742 782**	**3 756 319**

NOMBRE DE POSTES DP+MIXTES	RÉSEAU BT (EN M)				TOTAL (HTA - BT)	RÉSEAU BT SOUTERRAIN
	AÉRIEN NU	AÉRIEN TORS	SOUTERRAIN	TOTAL		%
209	46 813	44 972	148 397	240 182	440 446	61,8 %
113	25 968	27 043	102 824	155 835	244 056	66 %
102	26 746	41 976	63 101	131 823	177 844	47,9 %
103	28 941	38 735	74 408	142 084	211 986	52,4 %
75	21 251	26 515	49 478	97 244	141 324	50,9 %
68	9 970	20 695	42 408	73 073	133 701	58 %
213	17 979	41 199	145 755	204 933	401 097	71,1 %
53	8 775	13 146	35 093	57 014	77 918	61,6 %
99	17 511	21 212	90 256	128 979	207 798	70 %
152	28 815	33 711	93 111	155 637	361 079	59,8 %
21	4 047	7 297	17 758	29 102	49 926	61 %
117	10 669	21 791	91 651	124 111	228 794	73,8 %
48	4 140	4 951	51 396	60 487	86 982	85 %
72	9 150	11 315	60 594	81 059	144 793	74,8 %
70	6 984	8 089	68 623	83 696	145 148	82 %
22	749	5 306	29 078	35 133	51 680	82,8 %
30	-	-	39 298	39 298	59 538	100 %
13	-	839	18 097	18 936	29 556	95,6 %
12	502	1 806	10 686	12 994	18 188	82,2 %
4 600	**542 042**	**734 264**	**3 870 521**	**5 146 827**	**8 903 146**	**75,2 %**

— NOMBRE DE CLIENTS ET ÉNERGIE ACHEMINÉE SUR LA CONCESSION SIGEIF EN 2019 —

	NOMBRE DE CLIENTS			
	BT ≤ 36 KVA	BT > 36 KVA	HTA	TOTAL
Aulnay-sous-Bois	33 710	427	66	34 203
Ballainvilliers	1 993	41	6	2 040
Le Blanc-Mesnil	22 519	264	45	22 828
Bois-d'Arcy	7 108	89	12	7 209
Boissy-Saint-Léger	7 818	98	9	7 925
Brou-sur-Chantereine	2 233	16	2	2 251
Carrières-sur-Seine	6 820	68	11	6 899
La Celle-Saint-Cloud	10 039	73	9	10 121
Champlan	1 275	44	8	1 327
Chatou	15 556	111	6	15 673
Chaville	10 931	93	6	11 030
Chelles	25 132	249	44	25 425
Chennevières-sur-Marne	9 303	118	20	9 441
Le Chesnay-Rocquencourt	18 047	156	39	18 242
Courtry	2 766	32	4	2 802
Croissy-sur-Seine	5 507	41	10	5 558
Épinay-sous-Sénart	4 876	39	6	4 921
Fontenay-le-Fleury	6 885	32	9	6 926
Gagny	17 710	83	10	17 803
Garches	9 722	75	7	9 804
Jouy-en-Josas	3 318	50	10	3 378
Limeil-Brévannes	11 807	75	13	11 895
Livry-Gargan	21 157	151	14	21 322
Longjumeau	10 520	77	18	10 615
Maisons-Laffitte	13 086	130	16	13 232
Mandres-les-Roses	2 099	28	3	2 130
Marcoussis	3 848	58	9	3 915
Margency	1 335	5	1	1 341
Marnes-la-Coquette	834	16	4	854
Marolles-en-Brie	2 070	22	5	2 097
Massy	25 644	427	91	26 162
Meudon	24 418	270	35	24 723
Mitry-Mory	3 547	130	54	3 731

ÉNERGIE ACHEMINÉE (EN GWH)				RECETTES D'ACHEMINEMENT (EN K€)
BT ≤ 36 KVA	BT > 36 KVA	HTA	TOTAL	TOTAL
151,6	54,4	103,5	309,5	11 755
12	5,3	5,4	22,6	895
99,2	26,1	49,3	174,6	7 082
30,8	8,8	29,4	69,1	2 523
35,3	9,7	12,1	57,1	2 456
9,2	1,1	1,4	11,7	547
37,4	7	6,9	51,3	2 232
36,7	7,4	5,7	49,7	2 323
9	3,8	18,1	30,8	914
62,9	14,5	14,3	91,6	4 088
42,4	10,6	4,4	57,4	2 709
120,9	30,8	48,2	200	8 316
44,6	15,2	22,8	82,6	3 324
66,4	20,8	52	139,2	5 456
18,8	3,1	0,7	22,6	1 022
31,8	4,4	28,6	64,9	2 233
16,1	5,5	3,7	25,3	1 148
23,9	3,4	2,1	29,4	1 492
82,2	8,6	4,4	95,1	4 551
44,1	9,7	9,9	63,8	2 789
22,9	6,6	27,1	56,6	1 874
57,2	8,2	25,8	91,2	3 634
100,4	18,9	11,4	130,6	5 956
49,9	9,5	22,5	82	3 255
61,1	12,4	16,7	90,2	3 953
16,1	3	2	21,1	910
27,9	7,7	35,3	70,9	2 235
8,5	0,6	0,9	10	441
5,1	1,6	4,2	10,9	399
23,9	2,3	4,3	30,6	1 211
88,4	51	157	296,4	10 195
85,3	31,9	56,5	173,7	6 947
20,2	14,4	92,7	127,3	3 341

— NOMBRE DE CLIENTS ET ÉNERGIE ACHEMINÉE SUR LA CONCESSION SIGEIF EN 2019 (SUITE) —

	NOMBRE DE CLIENTS			
	BT ≤ 36 KVA	BT > 36 KVA	HTA	TOTAL
Montesson	6 819	88	8	6 915
Montfermeil	10 503	79	11	10 593
Morangis	6 409	141	21	6 571
Neuilly-Plaisance	10 376	110	6	10 492
Noisy-le-Grand	32 388	516	82	32 986
Nozay	2 019	24	1	2 044
Orsay	8 607	108	19	8 734
Périgny-sur-Yerres	1 146	10	3	1 159
Le Raincy	8 349	84	6	8 439
Rueil-Malmaison	41 522	612	79	42 213
Saint-Cloud	16 499	260	28	16 787
Saint-Cyr-l'École	10 250	108	13	10 371
Saulx-les-Chartreux	3 056	38	5	3 099
Servon	1 587	90	8	1 685
Sevran	19 670	166	22	19 858
Sèvres	11 859	204	16	12 079
Tremblay-en-France	15 781	328	63	16 172
Vaires-sur-Marne	6 172	40	10	6 222
Vaucresson	4 528	50	3	4 581
Vaujours	3 243	29	6	3 278
Vélizy -Villacoublay	11 180	355	96	11 631
Verrières-le-Buisson	7 284	94	7	7 385
Versailles	49 033	514	98	49 645
Le Vésinet	8 433	72	6	8 511
Ville-d'Avray	6 175	36	2	6 213
Villebon-sur-Yvette	5 371	225	32	5 628
Villeparisis	12 016	106	12	12 134
Villepinte	14 258	265	47	14 570
Viroflay	8 558	75	13	8 646
Wissous	3 726	119	32	3 877
TOTAL	**690 450**	**8 534**	**1 357**	**700 341**

ÉNERGIE ACHEMINÉE (EN GWH)				RECETTES D'ACHEMINEMENT (EN K€)
BT ≤ 36 KVA	BT > 36 KVA	HTA	TOTAL	TOTAL
40,7	10,7	16	67,3	2 639
56,7	6,6	14	77,3	3 355
36,4	19,8	18,9	75,1	2 999
51,1	11,3	7,2	69,6	3 125
163,3	66,5	159,4	389,1	14 008
11,9	2	0,6	14,5	671
46,9	13,2	80,2	140,3	4 502
9	2,1	0,8	11,9	501
41,2	9,1	2,7	53	2 512
191,2	62,2	160	413,4	15 359
75,7	31	54,2	160,9	6 179
42,4	9,6	46,2	98,3	3 585
20,1	5,6	4,8	30,6	1 275
11,6	8,5	3,1	23,2	973
83,9	19,1	17,4	120,4	5 359
52,5	23,5	11,1	87,2	3 879
83,6	42,2	105,3	231,1	7 938
28,2	7,4	6,1	41,7	1 902
21,9	7,4	3,3	32,5	1 442
18,7	2,3	54,6	75,5	1 890
44,1	43,3	234,8	322,2	8 699
48,3	14,3	3,3	65,9	2 949
193,3	58,6	90,5	342,4	14 628
42,8	6,9	8,1	57,7	2 546
23,1	5,1	1,7	29,9	1 432
31,3	28,2	33,9	93,4	3 430
64,1	15,4	11,6	91,1	3 887
79,1	30	60,8	169,9	6 553
36,3	7,6	6	49,9	2 335
24,1	13	47,4	84,4	2 567
3 215,6	**1 000,6**	**2 143,3**	**6 359,5**	**245 326**

— VALORISATION 2019 DE LA REMISE GRATUITE PAR ENEDIS —

	LIBELLÉ DES TRAVAUX
Aulnay-sous-Bois	Enf. BT avenue Jean-Jacques Rousseau
Aulnay-sous-Bois	Enf. BT rue Jules Princet
Brou-sur-Chantereine**	Enf. BT rue Pasteur
Carrières-sur-Seine	Enf. rue Claude Monet et rue de Seine
Chaville	Enf. BT rue Père Komitas
Chennevières-sur-Marne	Enf. BT rue des Fusillés de Châteaubriand
Chennevières-sur-Marne	Enf. BT rue de l'Alma et sentier de la Basse Hutte
Chennevières-sur-Marne	Enf. BT avenue du Moulin à Vent T2
Gagny	Enf. BT rue Florien
Gagny	Enf. rue Jules Guesde
Jouy-en-Josas	Enf. BT rue Albert Calmette
Le Blanc-Mesnil	En. BT avenue de la République
Le Blanc-Mesnil	Enf. BT avenue Robespierre et rue Transversale
Le Blanc-Mesnil	Enf. BT rue Yves Cariou
Limeil-Brévannes	Enf. BT rue Émile Zola
Maisons-Laffitte	Enf. BT rue du Maréchal Foch T1
Massy	Enf. BT rue et impasse de la Saussaye et RD 920
Meudon	Enf. BT rue des Clos-Moreaux
Meudon	Enf. BT rue de Paris Tr.2
Meudon	Enf. BT rue Claude Dalsème

(*) Valorisation par Enedis de la Remise Gratuite
(**) valorisation corrigée après l'audit réalisé par le Sigeif

VRG *				COÛT RÉEL (SIGEIF) DES TRAVAUX(€)	PARTICIPATION ENEDIS (€)	MONTANT RÉSULTANT CONCÉDANT (€)
VALORISATION ENEDIS (€)	VALEUR ÉCART VRG-SIGEIF	ÉCART TAUX	SEUIL D'ALERTE			
155 594	- 6 578,51	- 4,1 %	-	162 172,51	64 869	97 303,51
19 613	- 13 065,16	- 40 %	Bas	32 678,16	16 339,08	16 339,08
34 740,72	2 604,47	8,1 %	Bas	32 136,25	12 854,50	19 281,75
13 855,04	- 8 449,77	- 37,9 %	Bas	22 304,81	11 152,41	11 152,40
120 870	- 1 901,82	- 1,5 %	-	122 771,82	61 385,91	61 385,91
61 369,17	- 3 426,90	- 5,3 %	-	64 796,07	32 398,04	32 398,03
68 494	- 3 218,25	- 4,5 %	-	71 712,25	35 856,13	35 856,12
49 957	- 4 002,55	- 7,4 %	-	53 959,55	21 583,82	32 375,73
58 121	6 760,48	13,2 %	Haut	51 360,52	20 544,21	30 816,31
110 515	7 476,80	7,3 %	Haut	103 038,20	41 215,28	61 822,92
83 640	- 4 313,53	- 4,9 %	-	87 953,53	43 976,77	43 976,76
30 978	- 2 178,78	- 6,6 %	-	33 156,78	13 262,71	19 894,07
118 592	- 5 971,63	- 4,8 %	-	124 563,63	49 825,45	74 738,18
91 667	- 1 966,78	- 2,1 %	-	93 633,78	37 453,51	56 180,27
47 419	- 1 984,17	- 4 %	-	49 403,17	19 761,27	29 641,90
137 373	- 6 379	- 4,4 %	-	143 752	57 500,80	86 251,20
182 957	7 807,43	4,5 %	-	175 149,57	70 059,83	105 089,74
44 098	3 842,18	9,5 %	Haut	40 255,82	20 127,91	20 127,91
70 058	- 39,51	- 0,1 %	-	70 097,51	35 048,76	35 048,75
34 476	6 287,27	22,3 %	Haut	28 188,73	14 094,37	14 094,36

— VALORISATION 2019 DE LA REMISE GRATUITE PAR ENEDIS (SUITE) —

	LIBELLÉ DES TRAVAUX
Montesson	Enf. BT rue Martial Marigné
Noisy-le-Grand	Enf. BT Rue des Mastraits
Noisy-le-Grand**	Enf. BT carrefour Médéric/Paul Serelle
Rueil-Malmaison	Enf. BT rue Henri Regnault
Sèvres	Enf. BT rue Ernest Morlet
Sèvres	Enf. BT avenue Gambetta
Verrières-le-Buisson	Enf. BT chemin de Paron
Versailles	Enf. BT rue Mansart
Ville-d'Avray	Enf. BT route de Jardy
Ville-d'Avray	Enf. BT avenue Gambetta
Viroflay	Enf. BT rue Gabriel Péri

VALORISATION 2019 DE LA REMISE GRATUITE PAR ENEDIS

VALORISATION 2018 DE LA REMISE GRATUITE PAR ENEDIS

VALORISATION 2017 DE LA REMISE GRATUITE PAR ENEDIS

VALORISATION 2016 DE LA REMISE GRATUITE PAR ENEDIS

VALORISATION 2015 DE LA REMISE GRATUITE PAR ENEDIS

VALORISATION 2014 DE LA REMISE GRATUITE PAR ERDF

VALORISATION 2013 CORRIGÉE DE LA REMISE GRATUITE PAR ERDF

VALORISATION 2012 CORRIGÉE DE LA REMISE GRATUITE PAR ERDF

VALORISATION 2011 DE LA REMISE GRATUITE PAR ERDF

VALORISATION 2010 DE LA REMISE GRATUITE PAR ERDF

(*) Valorisation par Enedis de la remise gratuite.
(**) Valorisation corrigée après l'audit réalisé par le Sigeif.

VRG *				COÛT RÉEL (SIGEIF) DES TRAVAUX(€)	PARTICIPATION ENEDIS (€)	MONTANT RÉSULTANT CONCÉDANT (€)
VALORISATION ENEDIS (€)	VALEUR ÉCART VRG-SIGEIF	ÉCART TAUX	SEUIL D'ALERTE			
91 299	- 4 051,53	- 4,2 %	-	95 350,53	38 140,21	57 210,32
59 183	- 2 563,13	- 4,2 %	-	61 746,13	30 873,06	30 873,07
73 324,51	- 8 822,68	- 10,7 %	Bas	82 147,19	32 858,88	49 288,31
151 203	6 992,18	4,8 %	-	144 210,82	57 684,33	86 526,49
34 442	- 2 286,35	- 6,2 %	-	36 728,35	18 364,18	18 364,17
32 195	- 2 389,75	- 6,9 %	-	34 584,75	17 292,38	17 292,37
97 578	14 246,21	17,1 %	Haut	83 331,79	33 332,72	49 999,07
78 677	- 3 782,34	- 4,6 %	-	82 459,34	41 229,67	41 229,67
14 713	- 3 384,83	- 18,7 %	Bas	18 097,83	9 048,92	9 048,91
26 911	- 2 019,07	- 7 %	-	28 930,07	14 465,04	14 465,03
73 264	- 2 185,21	- 2,9 %	-	75 449,21	37 724,61	37 724,60
2 267 176,44	**- 38 944,23**	**- 1,7 %**	**-**	**2 306 120,67**	**1 010 323,76**	**1 295 796,91**
3 962 943,35	**- 141 935,27**	**-3,46 %**	**-**	**4 104 888,62**	**1 891 109,08**	**2 213 779,54**
3 423 741,20	**- 34 777,59**	**-1 %**	**-**	**3 458 518,79**	**1 543 644,96**	**1 914 873,83**
3 458 378,89	**- 53 590,44**	**-1,5 %**	**-**	**3 511 969,33**	**1 610 492,48**	**1 901 476,85**
4 567 139,14	**138 045,86**	**3,1 %**	**-**	**4 429 093,28**	**1 999 432,31**	**2 429 660,97**
4 747 942,27	**49 675,68**	**1,1 %**	**-**	**4 698 266,59**	**2 123 355,71**	**2 574 910,88**
3 246 354	**- 65 345,62**	**- 2 %**	**-**	**3 311 699,62**	**1 502 705,56**	**1 808 994,06**
3 195 455,97	**- 57 042,22**	**- 1,8 %**	**-**	**3 252 498,19**	**1 495 513,03**	**1 756 985,16**
2 832 869	**- 20 577,99**	**- 0,7 %**	**-**	**2 853 446,99**	**1 263 858,93**	**1 589 588,06**
3 111 383,02	**- 195 519,40**	**- 5,9 %**	**-**	**3 306 902,42**	**1 501 286,93**	**1 805 615,49**

— RÉPARTITION PAR DÉCENIE DU LINÉAIRE DES LIGNES ET CANALISATIONS BT —

	SIG : OSCAR						
	< 11 ANS	DE 11 À 20 ANS	DE 21 À 30 ANS	DE 31 À 40 ANS	DE 41 À 50 ANS	> 50 ANS	ÂGE MOYEN
Aulnay-sous-Bois	23 887	17 410	26 789	9 652	2 194	160 250	54,8
Ballainvilliers	4 184	7 563	7 924	2 048	-	8 488	34,3
Le Blanc-Mesnil	18 947	12 872	27 323	12 460	25 282	58 951	38,3
Bois-d'Arcy	13 803	6 108	7 200	4 615	668	23 561	40,5
Boissy-Saint-Léger	7 317	6 939	17 006	5 111	-	24 114	41,7
Brou-sur-Chantereine	4 635	782	5 981	-	-	5 940	36,2
Carrières-sur-Seine	5 321	11 327	18 557	12 425	322	18 493	37,5
La Celle-Saint-Cloud	12 216	9 716	18 582	24 325	106	19 187	34,3
Champlan	1 247	3 608	7 062	2 125	1 330	7 802	40,3
Chatou	7 657	9 479	26 222	21 064	700	47 468	44,9
Chaville	15 596	11 397	9 537	2 934	1 316	14 911	31
Chelles	16 519	26 162	161 098	372	328	1 474	24,4
Chennevières-sur-Marne	11 934	6 075	30 228	27 076	310	5 436	28,1
Le Chesnay-Rocquencourt	7 085	9 388	7 579	2 956	29	68 696	57,4
Courtry	3 185	1 866	13 538	-	336	18 305	47
Croissy-sur-Seine	6 507	4 400	17 998	15 420	226	12 773	35,5
Épinay-sous-Sénart	3 905	3 259	2 060	1 151	6 339	13 897	43,8
Fontenay-le-Fleury	5 346	5 184	3 196	410	75	22 836	51,1
Gagny	11 272	9 745	45 758	9 978	39 392	15 678	35,5
Garches	4 969	5 089	7 584	2 884	665	33 306	52,3
Jouy-en-Josas	3 871	3 551	7 095	330	230	26 164	53,4
Limeil-Brévannes	16 915	11 082	16 747	5 457	-	33 495	39,6
Livry-Gargan	10 762	11 651	22 339	3 835	38	93 459	54,8
Longjumeau	6 138	6 852	7 895	18 941	18 554	22 266	39,2
Maisons-Laffitte	7 593	9 610	10 492	1 707	971	76 502	57,6
Mandres-les-Roses	1 858	4 239	14 104	4 211	-	10 721	39,3
Marcoussis	5 818	10 157	17 732	10 854	5 942	13 635	33,5
Margency	823	2 461	1 120	2 035	961	5 594	45,8
Marnes-la-Coquette	328	2 343	4 566	923	-	2 680	35,1
Marolles-en-Brie	926	2 357	9 899	11 394	-	14 722	45
Massy	23 712	13 360	22 515	18 056	13 956	44 551	35,7
Meudon	18 609	12 282	20 347	11 923	9 511	42 174	38,2
Mitry-Mory	9 788	10 132	18 852	-	-	9 691	29,2
Montesson	6 786	10 643	23 598	21 545	-	11 424	31,8

RÉPARTITION PAR DÉCENIE DU LINÉAIRE DES LIGNES ET CANALISATIONS BT (SUITE)

	SIG : OSCAR						
	< 11 ANS	DE 11 À 20 ANS	DE 21 À 30 ANS	DE 31 À 40 ANS	DE 41 À 50 ANS	> 50 ANS	ÂGE MOYEN
Montfermeil	11 003	18 579	16 750	16 761	8 912	25 239	33,2
Morangis	4 968	9 469	9 294	6 738	11 946	34 812	46,7
Neuilly-Plaisance	5 586	4 962	13 014	23 196	20 062	6 253	36,7
Noisy-le-Grand	22 200	19 415	81 971	43 402	22 649	15 296	30,1
Nozay	1 973	3 120	13 245	2 675	3 890	1 178	28,5
Orsay	6 227	13 226	21 955	4 634	4 157	39 006	44,1
Périgny-sur-Yerres	1 632	3 413	4 947	924	-	8 020	42
Le Raincy	5 968	3 545	9 125	1 616	30 265	6 495	39,2
Rueil-Malmaison	27 025	29 459	86 376	52 071	1 317	63 360	35,4
Saint-Cloud	6 761	22 722	12 587	4 931	2 618	35 895	41,2
Saint-Cyr-l'École	11 728	5 415	7 348	3 566	246	32 819	46,5
Saulx-les-Chartreux	5 756	4 133	7 483	5 773	898	10 982	37,4
Servon	10 861	3 708	11 420	6 000	1 193	1 675	21,4
Sevran	14 814	6 879	24 184	5 729	631	76 742	51,6
Sèvres	11 120	10 464	14 391	3 495	654	27 631	40,3
Tremblay-en-France	14 605	13 817	34 679	7 674	169	84 693	49,2
Vaires-sur-Marne	5 392	6 239	16 804	10	-	21 982	43,3
Vaucresson	10 212	9 107	6 887	1 288	337	16 278	35,9
Vaujours	3 959	2 030	5 018	1 819	-	16 276	49,3
Vélizy -Villacoublay	10 138	4 246	24 702	519	101	34 236	44,8
Verrières-le-Buisson	3 855	5 598	10 074	23 555	10 648	30 590	44,2
Versailles	27 684	29 178	22 488	3 272	1 546	167 124	53,8
Le Vésinet	6 438	12 492	24 226	17 303	846	32 694	41,2
Ville-d'Avray	3 848	2 289	14 175	819	759	10 713	38,4
Villebon-sur-Yvette	9 328	16 947	14 093	18 359	5 437	11 367	30,8
Villeparisis	4 282	9 343	45 454	741	49	31 404	40,4
Villepinte	10 646	10 718	31 373	9 817	512	61 045	47,4
Viroflay	7 818	5 813	9 305	2 085	-	27 386	46,6
Wissous	5 849	3 944	7 276	11 008	7 936	11 590	38,8
TOTAL	**571 135**	**569 359**	**1 259 167**	**548 062**	**267 679**	**1 931 425**	**41,4**

CAUSES DES INCIDENTS BASSE TENSION ET NOMBRE D'INCIDENTS AUX 100 KM

	USURE NATURELLE	DÉFAILLANCE DU MATÉRIEL	DÉPASSEMENT DE CAPACITÉ	ÉLAGAGE	CLIMATIQUE OU EXTERNE	TRAVAUX DE TIERS
Aulnay-sous-Bois	18	1	8	2	4	1
Ballainvilliers	1	-	2	-	-	1
Le Blanc-Mesnil	16	2	20		4	4
Bois-d'Arcy	2	-	-	-	-	7
Boissy-Saint-Léger	1	-	1	-	-	2
Brou-sur-Chantereine	2	-	3	-	-	-
Carrières-sur-Seine	3	-	- 1	-	2	2
La Celle-Saint-Cloud	7	6	5	-	-	9
Champlan	-	-	-	-	2	1
Chatou	4	6	3	2	3	2
Chaville	7	1	4	-	-	3
Chelles	6	-	2	-	2	-
Chennevières-sur-Marne	1	-	2	-	-	-
Le Chesnay-Rocquencourt	4	-	1	-	-	1
Courtry	1	-	3	-	-	2
Croissy-sur-Seine		-	-	-	-	2
Épinay-sous-Sénart	1	1	1	-	-	-
Fontenay-le-Fleury	4	-	-	-	-	2
Gagny	9	1	7	1		1
Garches	2	1	-	-	-	-
Jouy-en-Josas	1	-	-	-	1	2
Limeil-Brévannes	6	-	4	2	-	1
Livry-Gargan	20	5	5	2	1	2
Longjumeau	3	-	2	-	-	-
Maisons-Laffitte	6		4	1	1	2
Mandres-les-Roses	-	1	-	-	-	-
Marcoussis	3		1	1	1	1
Margency	-	-	1	-	-	-
Marnes-la-Coquette	-	-	1	-	-	1
Marolles-en-Brie	4	-	1	-	-	-
Massy	10	4	5	-	1	7
Meudon	12	3	2	-	-	5
Mitry-Mory	-	-	-	-	1	-
Montesson	4	1	1	1	1	2

FAUSSE MANŒUVRE	NOMBRE DE CLIENTS COUPÉS	NITITOT (MIN)	NOMBRE D'INCIDENTS	NOMBRE D'INCIDENTS AUX 100 KM	ÉVOLUTION 2018-2019 (1)	NIVEAU MOYEN SIGEIF (2)
-	2 571	580 909	34	14,2	↘	-
-	177	24 963	4	13,2	↘	-
-	2 144	339 826	46	29,5	↗	+
-	933	183 540	9	16,1	↗	+
-	193	73 045	4	6,6	↘	-
-	233	22 519	5	28,8	↘	+
-	353	67 986	8	12,0	↘	-
-	1 072	203 606	27	32,1	↗	+
-	62	6 416	3	12,9	↗	-
-	874	154 126	20	17,8	↗	+
-	824	229 326	15	26,9	↘	+
-	464	136 074	10	4,9	↘	-
-	150	10 470	3	3,7	↘	-
-	95	24 632	6	9,4	↗	-
-	84	9 276	6	16,1	↗	+
-	41	6 946	2	3,5	↘	-
-	161	14 967	3	9,8	↘	-
-	357	162 055	6	16,2	↘	+
-	979	125 356	19	14,4	↘	+
-	170	11 933	3	5,5	↘	-
-	127	21 635	4	9,7	↗	-
-	641	269 570	13	15,5	↗	+
-	2 239	631 788	35	24,6	↗	+
-	143	25 974	5	6,2	↘	-
-	658	184 853	14	13,1	↘	-
-	38	1 634	1	2,8	↘	-
1	307	54 048	8	12,5	↘	-
-	18	882	1	7,7	↘	-
-	59	11 480	2	18,3	↗	+
-	86	22 985	5	12,7	↗	-
-	1 286	272 929	27	19,8	↘	+
-	1 197	272 119	22	19,2	↘	+
-	5	1 320	1	2,1	→	-
-	391	80 127	10	13,5	↗	-

↘ AMÉLIORATION	→ MAINTIEN	↗ DÉGRADATION

CAUSES DES INCIDENTS BASSE TENSION ET NOMBRE D'INCIDENTS AUX 100 KM (SUITE)

	USURE NATURELLE	DÉFAILLANCE DU MATÉRIEL	DÉPASSEMENT DE CAPACITÉ	ÉLAGAGE	CLIMATIQUE OU EXTERNE	TRAVAUX DE TIERS
Montfermeil	3	-	2	-	3	1
Morangis	4	4	2	-	-	-
Neuilly-Plaisance	2	1	1	-	1	1
Noisy-le-Grand	10	1	3	-	2	4
Nozay	1	1	1	1	-	1
Orsay	2	-	1	1	1	-
Périgny-sur-Yerres	-	-	-	-	1	-
Le Raincy	2	1	1	-	-	1
Rueil-Malmaison	18	14	4		4	2
Saint-Cloud	9	6	11	-	-	1
Saint-Cyr-l'École	10	1	1	-	-	5
Saulx-les-Chartreux	1	-	6	1	-	-
Servon	1	-	-	2	-	3
Sevran	8	1	6		1	2
Sèvres	5	1	-	-	1	3
Tremblay-en-France	7	-	1	-	1	1
Vaires-sur-Marne	3	-	1	-	-	1
Vaucresson	1	-	1	-	-	-
Vaujours	1	-	-	1	1	-
Vélizy -Villacoublay	8	-	1	-	-	1
Verrières-le-Buisson	7	1	1	1	1	1
Versailles	40	-	3	-	3	2
Le Vésinet	8	3	1	-	-	2
Ville-d'Avray	-	-	-	-	-	1
Villebon-sur-Yvette	3	-	1	-	1	1
Villeparisis	5	-	10	-	2	2
Villepinte	7	-	3	-	-	1
Viroflay	9	-	-	1	-	-
Wissous	3	2	1	--	1	-
TOTAL GÉNÉRAL	**340**	**70**	**153**	**20**	**48**	**99**

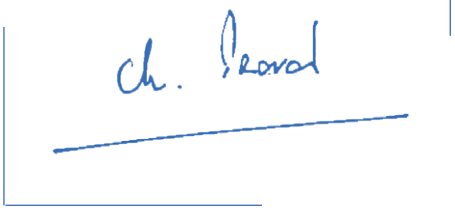
FAUSSE MANŒUVRE	NOMBRE DE CLIENTS COUPÉS	NITITOT (MIN)	NOMBRE D'INCIDENTS	NOMBRE D'INCIDENTS AUX 100 KM	ÉVOLUTION 2018-2019 (1)	NIVEAU MOYEN SIGEIF (2)
-	354	60 779	9	9,3	↗	-
-	367	62 179	10	12,9	↗	-
-	349	94 132	6	8,2	↗	-
-	843	132 155	20	9,8	↗	-
-	221	58 121	5	19,2	↗	+
-	194	48 287	5	5,6	↘	-
-	53	56 975	1	5,3	↗	-
-	238	52 012	5	8,8	↘	-
-	2 716	577 114	42	16,2	↗	+
-	1 540	374 836	27	31,6	↗	+
-	590	217 088	17	27,8	↘	+
-	172	32 447	8	22,8	↗	+
-	177	35 776	6	17,2	↗	+
-	915	174 778	18	14	↘	-
-	523	140 289	10	14,8	↘	+
-	462	83 357	10	6,4	↘	-
-	261	61 882	5	9,9	↘	-
-	79	11 520	2	4,5	↘	-
1	213	64 722	4	13,7	↘	-
-	625	173 541	10	13,5	↗	-
-	363	113 671	12	14,2	↗	-
-	2 926	907 710	48	19,1	↗	+
-	507	129 261	14	14,9	→	+
-	9	1 647	1	3,1	↘	-
-	333	136 833	6	7,9	↘	-
-	923	138 163	19	20,8	↗	+
-	458	75 575	11	8,9	↘	-
-	598	151 243	10	19,1	↘	+
-	267	98 212	7	14,7	↗	+
2	**36 653**	**8 571 696**	**732**	**14,3**	↘	-

↘ AMÉLIORATION	→ MAINTIEN	↗ DÉGRADATION

Rapport présenté à la commission de suivi
du cahier des charges de distribution publique d'électricité du Sigeif
du 17 décembre 2020
et au comité du 8 février 2021.

Le responsable chargé du contrôle des concessions,

Christophe Provot
Directeur général du Sigeif



Conception graphique : Kazoar - Réalisation, typographie : Sigeif.

Crédits photos : Patrice Diaz/Sigeif, DR/Sigeif, Shutterstock
Enedis : P.8, 32, 72, 79 : Gouhier Nicolas - P.10, 11, 32 : Lelu Jean-Christophe - P.12, 18, 54, 55 : Pitinome Julien - P.23 : Leroy Anne
P.29, 48, 53, 56, 82 : Allavoine Louise - P.30 : Firon Raphaël - P.35, 40, 41, 51 : Dias Jean-Lionel - P.42, 84 : SYSPEO - P.52 : Vautrin Laurent
P.62 : Fèvre François - P.86, 96, 97, 104, 105 : Beaucardet William - P.87 : Entzmann Cyril - P.88, 89 : Goldstein Julien - P.90 : Murat Guillaume
P.94 : Cornut Cyrus - P.98, 106 : Robin Paul - P.112, 113 : Melin Joseph - P.123 : Brandstrom Sophie

ISSN 2647-445X

Imprimé en France sur papier provenant
de forêts gérées selon des principes conformes aux normes environnementales.

Sigeif

SERVICE PUBLIC
DU GAZ, DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DES ÉNERGIES LOCALES
EN ÎLE-DE-FRANCE

64 bis, rue de Monceau
75008 Paris
Téléphone + 33 (0)1 44 13 92 44

www.sigeif.fr