

**DELIBERATION DU COMITE SYNDICAL
SEANCE DU VENDREDI 20 MAI 2022**

APPROBATION DU CONTRÔLE DE LA CONCESSION DE L'EXERCICE 2019

L'an deux mille vingt-deux, le vendredi 20 du mois de mai à dix-huit heures, le Comité syndical du Syndicat Mixte d'Electricité de la Guadeloupe, dûment convoqué s'est réuni à la salle des délibérations du syndicat sous la présidence de Monsieur Daniel DULAC, le président, pour délibérer sur les questions inscrites à l'ordre du jour de la présente assemblée syndicale.

	TITULAIRES		Présents		Abs, exc		SUPPLEANTS		Présents		Abs, exc	
1	DAVID	Pierre-Emile			X		HOUBLON	Christine				
2	MERIDAN	Didier			X		CELIGNY	Jean-Luc				
3	DELTA	Edouard			X		BELIA	Georges				
4	BERAL	Olga	X				ELEORE	Jean-Pierre				
5	EUSTACHE	Fred	X				MOUSSE	Tony				
6	CHALUS	Ary			X		BERNADOTTE	Denis				
7	BABEL	Francis	X				LICIUS	Romain				
8	FAIRFORT	Éric			X		BABEL	Fred				
9	ATALLAH	André			X		ISSA	Jean-François				
10	PETRO	Sonia			X		REJON	Philippe				
11	ABELLI	Thierry			X		COÉZY	Georget				
12	ABSALON	Kévin			X		SIBA	Denise				
13	ZOZO	Gaby			X		DORVILLE	Murielle				
14	JOSPITRE	Christian			X		BALON	David				
15	OPET	Ghislaine			X		PHILETAS	Christina				
16	VALLUET	Anselme			X		MOUILA	Gladys				
17	BERCHEL	Jean-Marie			X		PIOCHE	Mireille				
18	LANDRY	David			X		ROSEAU	Fabrice				
19	CORNET	Cédric			X		FRAIR	Jules				
20	DAMO	Jimmy			X		BEAUPERTHUY	Emmery				
21	ERDAN-DESCOTEAUX	Nicole	X				DI RUGGIERO	Patrick				
22	POMPILIUS	Anaïs			X		DI RUGGIERO	Nicole				
23	EMMANUEL	Félix	X				SAHAI	Serge				
24	BROCHANT	Patrick			X		TARER	Philippe				
25	MARICEL	Arthur	X				SAPOTILLE	Jocelyn				
26	COMBES	Yvon	X				BEAUZOR	Lucien				
27	MAES	Jean-Claude			X		ETZOL	Maryse				
28	HEGESIPPE	Jean-Marc			X		TOTO	Joel				
29	MANNE	Éric			X		DANQUIN	Alberte				
30	LUSINE	Jacqueline			X		EMMANUEL	Anaïs				
31	DULAC	Daniel	X				PELAGE	Patrick				
32	ARMOUGOM	Betty			X		LOQUES	Rose-Marie	X			

	TITULAIRES		<i>Présents</i>	<i>Abs, exc</i>	SUPPLEANTS		<i>Présents</i>	<i>Abs, exc</i>
33	DEZAC	Philippe	X		COQUITTE	Richard	X	
34	CHICOT	Eddy		X	LUCE	Fabrice		
35	CHERALDINI	Laurent	X		VERSIN	Rony		
36	KINDEUR	Ornella		X	MORDIER	Rose-Lise		
37	DURIMEL	Harry		X	PELLECUIER	François		
38	GALVANI	Tania		X	LOUIS	Jimmy		
39	ELIZABETH	Camille	X		PHIBEL	Christine		
40	MELANE	Merlin		X	FAMIBELLE	Roselise		
41	MOUNSAMY	Olivier	X		ZEMBAMA	Rodrigue		
42	MOUSTACHE-MAYEKO	Alin		X	BOUDHOU	Dimitri		
43	VERGE-DEPRE	Yves	X		RANCÉ	Rangy		
44	LAVAURY-BOSC	Jean-Pierre	X		BON	Pascal		
45	LATCHOUMANIN	Éric		X	KANDASSAMY	Marcel	X	
46	COUPPE DE K/MARTIN	Georges		X	NARDIN	Georges		
47	CRAIL	Christophe	X		DELOS	Sylvie		
48	REPIR	Jimmy		X	MAURIELLO	Edmée		
49	LORIDON	Eddy	X		ABELA	Jean-Marie		
50	ALBERT	Richard		X	SEJOR	Nelly		
51	EZELIN	Jean-Claude		X	BRUDEY	Philippe		
52	PETIT	André	X		BEAUJOUR	M. Dany		
53	BRUDEY	Hilaire		X	ROGERS	Patrick		
54	FOY	Manon		X	DEHER	Gaëlle		
55	SACILÉ	Serge		X	LOSAT	Albert		
56	SARREAU	Alain	X		LAROCHELLE	Louis		
57	ANDRÉ	Héric		X	DELANNAY MALESPINE	Rosie		
58	MICHINEAU	Magloire		X	RÉNIA	Olivier		
59	LANCASTRE	Joel	X		BOULON	Ernan		
60	TOI	Yvon	X		BRESLAU	Nicolas		

Procurations : M. Joel LANCASTRE à M. Yvon TOI

Secrétaire de séance : M. Fred EUSTACHE

APPROBATION DU CONTRÔLE DE LA CONCESSION DE L'EXERCICE 2019

Le Syndicat Mixte d'Electricité de la Guadeloupe (Sy.MEG) est l'autorité concédante, chargée de l'organisation de la distribution publique d'électricité sur les 32 communes du département de la Guadeloupe. A ce titre, il confie par le biais d'un contrat de concession, l'exécution des missions afférentes à des opérateurs privés. Ainsi, le contrat de concession, dont la durée est fixée à 30 ans, a été signé en janvier 2008 avec EDF/SEI.

Les modalités de contrôle de la délégation de service public prévu à l'article 32 du cahier des charge de concession, ont été renforcées par plusieurs lois successives et jurisprudences, depuis la loi du 10 février 2000.

La réglementation oblige le concessionnaire à fournir les éléments nécessaires au contrôle du service public délégué et impose à l'autorité concédante de contrôler la bonne exécution de ce service public ainsi délégué.

Le Sy.MEG veille à ce que chaque commune ait une visibilité la plus complète de l'état physique et de la valeur financière du patrimoine transféré pour la durée du contrat de concession. Plus que jamais, le renforcement du contrôle exercé par le Sy.MEG, propriétaire du réseau de distribution pour le compte de ses communes membres, s'impose.

Cette année 2019, au vu de la situation sanitaire mondiale liée à la COVID, le contrôle a été réalisé en distanciel.

Le présent rapport ci-joint a pour objet de contrôler les données du compte rendu d'activité du concessionnaire (CRAC), de répondre à cette obligation et de dresser un panorama complet de l'exécution du service rendu par le concessionnaire EDF-SEI en 2019.

Afin de réaliser une analyse objective, le Sy.MEG a fait appel à un organisme extérieur, retenu dans le cadre d'un appel à la concurrence, lancé par le syndicat. C'est le cabinet Audit-Expertise-Conseils (A.E.C), spécialiste de la question, qui a assuré cette mission d'assistance à Maitrise d'ouvrage « en distanciel ».

La mission a été menée à partir de l'analyse croisée des éléments demandés par le Sy.MEG et fournis par le concessionnaire :

- Compte rendu d'activité du concessionnaire (CRAC), remis à titre exceptionnel le 23 août 2020 (situation sanitaire liée à la COVID),
- Courrier de demande de données remises transmis le 19 avril 2021 (Domaine technique, comptable et clientèle)

Ainsi, le Sy.MEG exerce sa mission de contrôle au plus près des intérêts de ses communes membres en s'assurant que les engagements en termes de qualité du produit distribué et de services rendus aux usagers, correspondent au moins aux exigences du cahier des charges de concession.

Le contrôle a porté sur les thèmes suivants :

- Le domaine technique,
- Le domaine comptable,
- Le domaine de la clientèle.

Le contrôle de concession a abouti à l'émission de rapports regroupés sous 3 items :

- L'évaluation de la continuité de fourniture,
- Le tableau de bord de la concession,
- La synthèse du tableau de bord.

Dans un premier temps, il convient de souligner la collaboration constructive des équipes d'EDF-SEI via les échanges en distanciel pour apporter des réponses aux demandes formulées par le Sy.MEG dans le cadre du contrôle de l'exercice 2019.

Toutefois, il existe encore des biais pour lesquels le syndicat attend une amélioration lors des prochains contrôles.

Ainsi, les principaux sujets pour lesquels il est nécessaire de lever des incohérences ou apporter des réponses sont les suivants :

Sur le volet technique :

- Taux de réseaux HTA souterrain des câbles papiers imprégnés (CPI) en légère baisse de 3 Km.
- Le nombre de départs HTA en contrainte avec une chute de tension maximale dépassant les 5 %,
- Le nombre de clients mal alimentés présentant une forte de baisse, point à suivre sur les prochains contrôles.
- Fiabilisation de la collecte des données due aux incidents.
-

Sur le volet comptable :

- Amélioration des ouvrages non localisés (transformateurs, branchements,
- Meilleures précisions dans le fichier CAPEX,
- Suivi des provisions pour toute opération d'investissement.

Enfin, plus globalement, ce rapport a pour objectif de nous donner une vision précise de l'état du patrimoine concédé et de sa gestion. Il a aussi pour vocation à rendre compte de la qualité des services apportés par le concessionnaire sur ses différents champs de compétences et de responsabilités. Mais surtout, d'évaluer la qualité des informations fournies par le concessionnaire dans son compte rendu d'activité (C.R.A.C)

Ce rapport a été présenté au concessionnaire le 31 mars 2022.

Ce rapport a été validé par la commission contrôle de la concession le 12 mai 2022.

ANNEXE :

- Synthèse et tableau de bord de la concession 2019.
- Evaluation de la qualité de la fourniture de tension en 2019.

APPROBATION DU CONTRÔLE DE LA CONCESSION DE L'EXERCICE 2019

Vu l'article L.22224-31 du Code Général des Collectivités Territoriales,

Vu le décret n° 2016-496 du 21 avril 2016 relatif au compte - rendu d'activité du concessionnaire,

Vu la présentation du rapport à la commission contrôle de concession,

Vu le rapport du contrôle de concession de l'exercice 2019,

Vu l'absence d'observation du concessionnaire EDF-SEI,

Vu l'article 10 de la loi n°2021-1465 du 10 novembre 2021 portant diverses dispositions de vigilance sanitaire, les règles dérogatoires propres aux assemblées délibérantes sont prorogées jusqu'au 31 juillet 2022, conformément à l'article 6 de la loi n° 2020-1379 du 14 novembre 2020.

Le comité syndical, après en avoir délibéré par,

Voix pour	23
Abstentions	0
Voix contre	0

DECIDE :

Article 1 : D'approuver le rapport du contrôle de la concession de l'exercice 2019.

Article 2 : D'autoriser le Président à mettre en œuvre les actions nécessaires afin de poursuivre l'amélioration des indicateurs révélés lors du contrôle de la concession 2019.

Article 4 : La présente délibération peut faire l'objet d'un recours pour excès de pouvoir devant le Tribunal Administratif dans un délai de deux mois à compter de sa publication et de sa réception par le représentant de l'Etat.

Signé le mercredi 01 juin 2022

Président

DULAC Daniel



ANNEE 2019

CONTROLE DE LA CONCESSION

Syndicat Mixte d'Electricité de la Guadeloupe



Note de synthèse du tableau de bord de concession

Exercice 2019

13 juillet 2021

Sommaire

Retour sur les échanges avec le concessionnaire	2
Domaine technique	3
Périmètre de la concession.....	3
Le réseau HTA et l'amont.....	4
Le réseau BT et l'aval	5
La continuité d'alimentation.....	7
La qualité de tension sur les réseaux.....	8
Les dépenses d'investissements et d'entretien-maintenance	9
Domaine comptable et financier	10
Le patrimoine comptable de la concession	10
Le résultat d'exploitation de la concession	11
Domaine clientèle.....	12
Les usagers de la concession	12
Qualité des services	12
Les réclamations enregistrées par EDF SEI	12
Les usagers en difficultés financières	13

Retour sur les échanges avec le concessionnaire

Le Sy.MEG a signé le 28 janvier 2008 un contrat de concession pour 30 ans avec EDF SEI. La mission de contrôle du service public de la distribution et de la fourniture d'électricité portant sur l'exercice 2019 n'a pas pu être réalisée sous le format habituel, c'est-à-dire sous la forme d'un audit sur site du concessionnaire et de questions complémentaires *post*-audit. En effet, la situation sanitaire durant l'année 2020 a grandement perturbé les possibilités de rencontres. Aussi, avec l'accord du Sy.MEG, les données de contrôle et les résultats présentés ci-après, le sont en « l'état », c'est-à-dire sans correction éventuelle et sans échange avec le concessionnaire. Il s'agit donc principalement d'une mise à jour des résultats de l'année précédente.

La mission avait pour objectif d'apporter des éclaircissements sur les données fournies par le concessionnaire dans les domaines technique, comptable et services aux usagers.

Pour rappel, cette obligation de communication est au demeurant expressément prévue dans l'article 32 du cahier des charges de la convention de concession aux termes duquel l'AODE peut notamment, à tout moment, prendre connaissance (dans le cadre d'un contrôle sur place ou sur pièce) de tout document technique ou comptable et ce sous peine d'application d'une pénalité.

La suite de la note de synthèse s'attachera à analyser les indicateurs clé de la concession du Sy.MEG, de faire un retour sur le contenu du CRAC du concessionnaire aux enjeux associés et de proposer des pistes d'approfondissement à mener par l'AODE.

Domaine technique

Périmètre de la concession

La concession de distribution électrique du Sy.MEG concerne les 32 communes de la Guadeloupe, avec près de 216 000 usagers, et près de 400 000 habitants. Plus de 91% des usagers sont situés en zone rurale au sens du FACE, ainsi les **2 communes urbaines** (Pointe-à-Pitre et Basse-Terre) rassemblent près de 9% des usagers de la concession.

Pour rappel, l'article 2 du cahier des charges de la concession en vigueur stipule : « *Les ouvrages concédés comprennent l'ensemble des installations affectées à la distribution publique de l'énergie électrique existant au moment de la signature du présent contrat, dans le périmètre de la concession, ainsi que toutes celles de tension strictement inférieure à 63 000 Volts, qui seront établies par le concessionnaire avec l'accord de l'autorité concédante ou par l'autorité concédante avec l'accord du concessionnaire. Ils comprennent aussi les branchements visés à l'article 15 du présent cahier des charges (...)* ».

Les règles de classification des domaines de tension électrique prévoient, en courant alternatif :

- la Basse Tension (BT) est comprise entre 50 et 1 000 V ;
- la Haute Tension A (HTA, dite également Moyenne Tension) est comprise entre 1 000 V et 50 kV ;
- la Haute Tension B (HTB) est supérieure à 50 kV.

En Guadeloupe tout comme en Métropole, les tensions d'usages et de consignes sont en BT de 230 V en monophasé et 400 V en triphasé, de 15 ou 20 kV en HTA, et de 63 kV en HTB.

Cela permet de rappeler les limites du périmètre concessif. Les réseaux BT et HTA appartiennent bien au périmètre de la concession confiée à EDF SEI par le Sy.MEG, mais les réseaux HTB qui ont donc une tension qui dépasse les 63 kV prévus par le cahier des charges, ne sont pas en concession, et sont exploités par un gestionnaire de transport.

En métropole, Enedis exploite les réseaux BT et HTA ce qui correspond au périmètre délégué par les autorités concédantes, et RTE exploite les réseaux de transport HTB, donc hors concession.

Pour la Guadeloupe, la limite est moins marquée car le gestionnaire des réseaux de distribution et de transport est unique à savoir EDF SEI. De plus, ce gestionnaire est également concerné par l'exploitation des sites de productions électriques.

Cela signifie qu'EDF SEI doit uniquement considérer les réseaux de distribution pour produire les résultats présentés dans le CRAC et également pour produire les fichiers du contrôle de concession.

L'AODE n'est pas compétente au sens législatif, pour auditer les activités de production et de transport. En revanche, il est possible à titre informatif que le gestionnaire précise quelques éléments de ses activités hors concession, notamment afin d'expliquer leurs impacts potentiels sur les réseaux de distribution (par exemple : le Critère B, les installations de production, les dépenses d'investissement).

Le réseau HTA et l'amont

Sur l'exercice 2019, **15 postes sources** (PS) alimentent la concession (cela représente une puissance installée totale de 973 MVA) et ils sont bien-entendu tous situés sur la concession (cela est rarement le cas en métropole, car les PS peuvent être situés sur ces concessions limitrophes). Un nouveau poste source est prévu d'ici 2022 sur la commune de Petit-Bourg.

Les postes sources permettent de transformer la tension de 63 kV du réseau de transport (hors concession), au niveau de tension prévue pour les réseaux HTA de 20 kV (en concession), ils jouent ainsi un rôle de points frontières du périmètre concessif.

Les postes sources alimentent les usagers de la concession *via* le **réseau HTA** dont le taux d'enfouissement s'établit à 76% sur le dernier exercice, soit un niveau très supérieur au taux moyen de 49% relevé sur la totalité des départements métropolitains (source Opendata Enedis).

En outre, considérant la densité d'usagers relativement élevée sur le territoire du Sy.MEG (plus de 100 usagers par kilomètre de réseau HTA), le taux d'enfouissement de la concession se positionne 15 points au-dessus de la tendance observée.

Toutefois, ce taux reste à comparer à celui constaté sur d'autres concessions insulaires et il apparaît près de 9 points supérieur à celui de la Martinique et de 5 points supérieurs à celui de La Réunion, périmètres dont les contextes sont très similaires à celui de la Guadeloupe, notamment en ce qui concerne la densité d'usagers et l'exposition aux aléas climatiques.

Les **taux d'enfouissement** les plus élevés sont visibles sur les communes de Pointe-à-Pitre et Terre-de-Bas avec 100% d'enfouissement (avec respectivement 37 km et 11 km de réseau HTA au total), ainsi que sur La Désirade, Basse-Terre, Baie-Mahault et Terre-de-Haut avec plus 97%. Les Linéaires HTA les plus longs par commune sont sur les communes des Abymes avec 213 km dont 88% enfouis, et de Baie-Mahault avec 191 km dont 97% enfouis.

A l'inverse, les communes dont le taux d'enfouissement HTA est le plus faible sont les suivantes :

- Anse Bertrand avec 41% ;
- Capesterre de Marie Galante avec 43% ;
- Baillif avec 44% ;
- Vieux Habitants avec 48%.

Depuis 2014, la croissance moyenne observée du taux enfouissement HTA est de +1,4 points par an. En considérant cette trajectoire sur la concession, le taux d'enfouissement du réseau HTA s'établirait à plus de 85% à l'horizon 2025. L'objectif annoncé lors des précédents audits d'atteindre un taux d'enfouissement HTA de 85% à horizon 2033 serait alors respecté. Ce rythme moyen annuel restant théorique.

A fin 2019, la concession compte encore 150 km de **réseau HTA souterrain qui sont des Câbles Papier Imprégné (CPI)**, en baisse de 3 km en 2019. Il s'agit de la 1^{ère} génération de câbles HTA souterrains posés dans les années 70 (la grande majorité a donc plus de 40 ans) et ces derniers présentent aujourd'hui des fragilités et des défaillances les rendant obsolètes.

Le taux de 6,7% de linéaires **HTA CPI** est important au regard des taux constatés en métropole (moyenne de 3%) et en Martinique (4,6%). Les communes Deshaies, Basse-Terre et Pointe-à-Pitre présentent des taux de CPI HTA élevés avec respectivement 8,4 km de CPI (soit 38% du réseau HTA souterrain), 11,7 km (soit 31% du réseau HTA souterrain) et 10 km soit (27% du réseau HTA souterrain).

Entre 2014 et 2015, le linéaire total de cette typologie de câble avait soudainement baissé (-21%), le concessionnaire avait alors expliqué une mise à jour de ses bases de données techniques. Les résultats des années suivantes 2016 et 2017 semblent confirmer cette correction dans la durée. En raison d'opérations de fiabilisation des bases l'analyse des taux de renouvellement est difficile. Néanmoins sur la période 2015 à 2019, le taux de renouvellement s'établit à près de 2,5 km/an ce qui amène une résorption des 150 km restants, à un horizon très lointain.

Le réseau HTA de la concession est à 24% constitué **de réseau aérien nu**, dont plus aucune **faible section** depuis l'exercice 2017. Cette partie du réseau était particulièrement vulnérable aux aléas climatiques.

En outre, l'âge moyen des réseaux HTA du Sy.MEG est situé très en-dessous de la moyenne nationale calculée par AEC parmi la trentaine de concessions auditées (âge moyen de 21,2 ans contre une moyenne de 29 ans, 13,5% des linéaires ont plus de 40 ans soit 12 points de moins que la moyenne). En particulier, le réseau HTA aérien est en moyenne âgé de 32,2 ans.

Le réseau BT et l'aval

Concernant le **réseau BT**, le taux d'enfouissement (29%, +0,4 point par rapport à 2018) est très en-deçà de la moyenne des valeurs de l'ensemble des départements métropolitains de 45%. En outre, ce taux a augmenté de 5,7 points en 10 ans. De plus, considérant la densité d'usager d'un peu plus de 50 us./km, **le taux d'enfouissement BT se situe largement en dessous de la tendance observée (18 points en-dessous), et est alors très éloignée des autres territoires métropolitains sur cet indicateur.**

Seules 2 communes présentent un taux d'enfouissement BT supérieure à 50% (Pointe à Pitre 63% et Baie Mahault 57%), les communes suivantes présentent des taux d'enfouissement BT les plus bas :

- Capesterre de Marie Galante (9% enfouis sur 90 km) ;
- La Désirade (11% enfouis sur 26 km) ;
- Pointe noire (12% enfouis sur 72 km) ;
- Baillif (13% enfouis sur 56 km).

En outre, ce réseau est constitué de 1% de **lignes BT aériennes nues, dont le taux d'incident est très supérieur aux autres technologies sur la concession (ratio de 41 incidents pour 100 km, cf infra)**. Toutefois, leur présence sur le territoire de la concession est extrêmement faible eu égard à leur proportion qui correspond au minimum observé par AEC (loin de la moyenne de 6,1%, *opendata Enedis 2018*). **Ces lignes sont présentes à 86% en zone rurale.**

La concession compte en outre 70% de **réseau BT torsadé**. Cette technologie torsadée présente en moyenne un taux d'incidents légèrement inférieur à la technologie souterraine : en effet sur les 7 dernières années la concession enregistre 9 incidents pour 100 km de réseau BT torsadé contre 11 incidents pour 100 km de réseau BT souterrain.

Aucun réseau de faible section n'est présenté dans les bases techniques.

Il faut rappeler que dans les inventaires BT du concessionnaire issus du SIG les **typologies des isolants des réseaux BT ne sont pas décrites** (tout comme en métropole), ce qui ne permet pas de connaître sans approximation les linéaires de câbles souterrains présentant des défaillances comme les CPI BT et les BT NP (Neutre Périphérique).

Les taux d'incidents BT survenus sur l'aérien nu sont très variables selon les années, en effet leur faible quantité rend très volatile ce type d'indicateur. Le nombre total d'incidents BT ayant pour siège des réseaux aériens nus sont passés de 21 en 2013, à 30 en 2015, puis à 14 en 2017 et enfin 7 en 2019.

Malgré l'influence de la volatilité, il est important de noter la baisse constante de cette incidentologie de 65 incidents HIX/100 km en 2015 sur des réseaux BT nus, à seulement 16 en 2019, soit 4 fois moins.

Le raccordement des nouveaux usagers et les opérations d'adaptation aux charges ont amené le nombre de **postes HTA/BT** à croître de 15 unités en 2019. Plus de 94% des postes HTA/BT sont en zone ER à fin 2019. Les technologies maçonnées et préfabriquées sont de plus en plus privilégiées dans les mises en services constatées alors que le nombre de postes sur poteau continue de décroître.

Les transformateurs sont à plus de 90% de type 410 V, permettant des réglages de prises à vide plus haut. Ils sont âgés en moyenne d'environ 18 ans, soit plus de 10 ans plus jeunes que les postes qui les abritent.

Les **cabines hautes** sont en cours de suppression, toutefois il n'en reste plus que 4 sur la concession et aucune destruction de ces ouvrages n'a été enregistrée sur ces dernières années. Les cabines hautes représentent environ 0,2% des postes HTA/BT, soit un taux très inférieur à la moyenne observée de près de 3% en métropole.

Sur la concession, 235 000 **compteurs** sont comptabilisés par EDF SEI dont 33% sont des électromécaniques, 40% sont électroniques et 27% sont des compteurs numériques. Ce dernier taux a augmenté de 16 points en une année. Il s'agit de compteurs analogues aux compteurs « Linky » déployés par Enedis en métropole. A fin 2019, une dizaine de communes guadeloupéennes étaient concernées par le déploiement en masse de ce nouveau compteur qui sera également communicant.

Le CRAC précise : « *EDF SEI a démarré en 2018 le déploiement des compteurs numériques. Ce nouvel outil de comptage remplacera l'ensemble des compteurs d'électricité pour des puissances inférieures ou égales à 36 kVA, au total 1,2 millions, sur la Corse et les DOM d'ici 2024. A fin 2019, au niveau EDF SEI, plus de 300 000 compteurs ont été posés dont plus de 230 000 ouverts aux services.* »

La continuité d'alimentation

La continuité d'alimentation est mesurée principalement par le temps de coupure moyen par usager BT (critère B) et les fréquences moyennes de coupures longues, brèves et très brèves subies par les usagers.

En moyenne sur la période 2010 - 2019, le critère B HIX est de 311 minutes. En 2019 le critère B HIX est inférieur au temps moyen constaté sur la période (223 minutes). Depuis 3 ans, le temps de coupure HIX est stable, et compris entre 209 et 226 minutes, soit 3,5 heures. En 2019, les communes au nord de Basse-Terre ont été les plus concernées par Critère B plus élevé que la moyenne de la concession. *Toutefois, il faut lire et utiliser cette information avec prudence.*

La baisse globale du critère B HIX sur les dernières années est notamment liée aux baisses des temps de coupure sur les parties amont du système électrique : les postes sources et le réseau de transport.

Les incidents sur le réseau HTA sont les premiers contributeurs au temps de coupure. La part du temps de coupure lié aux incidents sur le réseau HTA est de 62%, en 2019.

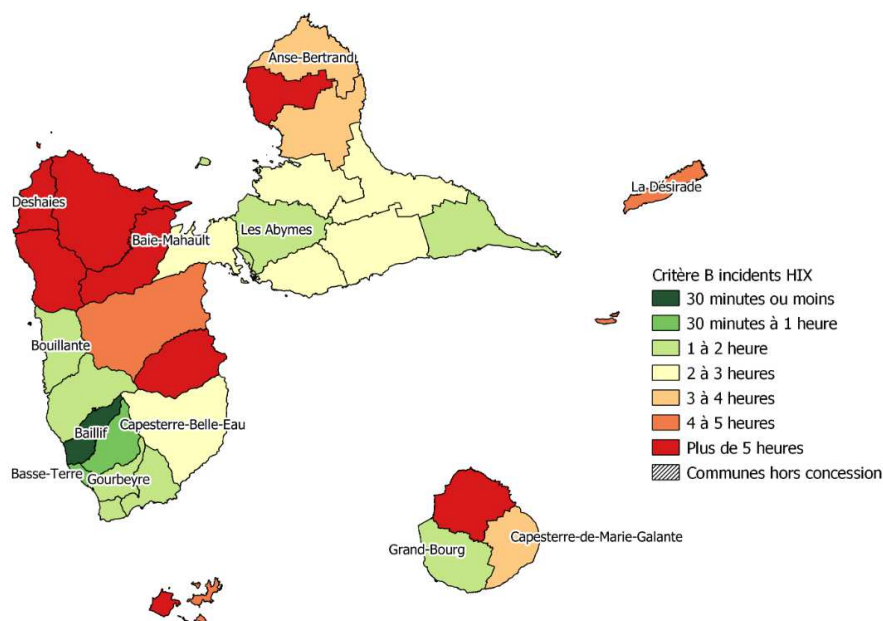
Désormais, les données du CRAC concordent avec les fichiers obtenus dans le cadre du contrôle de concession, notamment en ce qui concerne le critère B incident HIX. **Ce point d'amélioration a donc été maintenu par rapport aux exercices précédents.**

Par ailleurs il reste regrettable qu'il n'y ait pas de distinction dans le CRAC entre le temps de coupure HTA et le temps de coupure BT. Cette distinction existe en métropole.

En 2018 et 2019, le critère B TCC (Toutes Causes Confondues) est identique au critère HIX, car la concession n'a pas été touchée par des événements exceptionnels, notamment climatique. Auparavant, la Guadeloupe avait malheureusement connu notamment en 2017, 2 événements climatiques majeurs IRMA et MARIA, dont seuls les incidents causés par MARIA avaient été considérés comme exceptionnels.

Les coupures pour travaux HTA sont stables entre 2018 et 2019, avec 46 minutes. En 2019, ce type d'interruptions (maîtrisées dans le temps par le concessionnaire, grâce aux préparatifs des chantiers) représente tout de même 21% du critère B HIX de l'année.

Critère B sur incidents HIX par commune - exercice 2019 (comprenant : incidents HTA, incidents BT et incidents Postes Sources)



La carte ci-dessus permet de visualiser les grandes zones qui ont connues des temps de coupure moyens par usager supérieurs au reste du territoire. Les résultats sur une seule année d'une commune ne peuvent être utilisés en absolu pour évaluer la continuité de fourniture. Seules des analyses de moyennes

sur plusieurs années le permettent. Les données permettant de produire ces cartes sont obtenues depuis peu. Les cartes avec des valeurs moyennées seront proposées à l'avenir.

La qualité de tension sur les réseaux

Le nombre de **départs HTA en contrainte** c'est-à-dire avec une chute de tension maximale dépassant les 5% était à fin 2019 de 5 départs HTA (contre 4 en 2018).

A noter que 3 départs présentent une chute de tension importante (supérieure à 6%) en 2019 : le départ PT-CAN alimenté par le poste source de BLANCHET, le départ DESHAI alimenté par le poste source SAINTE ROSE et le départ VELODR du PS de Baie-Mahault. Au-delà de 7% du chute de tension HTA, le concessionnaire doit engager des travaux de restructuration, ou de création, de renforcement.

Départs HTA présentant les chutes de tension HTA les plus importantes en 2019

nom_depart_hta	nom_ps	2017	2018	2019
PT-CAN	Blanchet	7,25%	7,08%	7,08%
BLANCH	Blanchet	9,24%	5,48%	5,72%
DESHAI	Sainte Rose	6,54%	6,68%	6,70%
VELODR	Baie-Mahault	6,63%	4,48%	6,11%
LAMENT	Baie-Mahault	5,13%	5,16%	5,65%
DOYON	Capesterre	5,93%	3,37%	3,64%
MOULE	Blanchet	4,01%	4,05%	4,24%

Selon EDF SEI, des travaux sont toujours en cours pour créer un nouveau départ (ANSE BERTRAND). La mise en exploitation de ce nouveau départ qui permettra de soulager le départ PT-CAN est prévue pour 2020.

En outre, **le taux de départs HTA dont la chute de tension maximale excède 5% se situe dans la fourchette haute des valeurs constatées par ailleurs avec 4,4% contre en moyenne 1,3% selon AEC en métropole.**

Depuis 2014, le nombre de CMA suit une légère tendance à la hausse. En 2018, le taux de CMA est de 5,7% suite à une forte hausse pour atteindre 12 116 clients mal alimentés.

Cette dernière hausse s'explique par une amélioration du taux de rattachement des usagers dans les bases du concessionnaire ce qui a pour effet d'augmenter les charges électriques et donc les chutes de tension associées aux départs BT.

En 2019, le nombre de CMA est de 3 216, soit en forte baisse avec une division par 4. Ces données n'étaient pas prêtes lors de l'édition du CRAC, elles sont donc absentes du document, et aussi cette évolution n'est donc pas commentée.

Le nombre de CMA du graphique a été estimé sur la base des données brutes communiquées par EDF (Crit BT). La justesse de cette information dépend fortement de la qualité du rattachement dans l'outil SIG. En 2019, le concessionnaire présentait un taux de rattachement clients en amélioration et qui s'établit à 98,5% contre 97% l'année précédente.

Les dépenses d'investissements et d'entretien-maintenance

En vue d'améliorer la qualité de la desserte électrique pour le territoire, le concessionnaire a **délibérément investi 18,4 M€** en 2019 pour la concession, auxquels s'ajoutent 8,4 M€ imposés par les opérations de raccordement et 5,6 M€ pour le déploiement des compteurs numériques. Sur les 7 dernières années, les **raccordements** représentent en moyenne plus d'un quart des dépenses totales d'investissements.

Les investissements sur les **postes sources** (déjà intégrés dans les valeurs de chaque catégorie) sont conséquents depuis *a minima* 8 ans, soit près de 7,4 M€ investis en moyenne chaque année.

Entre 2013 et 2016, les investissements du concessionnaire avaient plutôt une tendance à la baisse. Les années 2017 et 2018 ont été marquées par une forte augmentation des investissements en raison de la reconstruction du réseau liée aux tempêtes IRMA et MARIA survenues fin 2017.

Les investissements délibérés, c'est-à-dire les investissements pour la performance du réseau, les investissements de logistique et les investissements liés aux exigences réglementaires, s'établissent à 18,4 M€ en 2019 en hausse de 5 M€ par rapport à 2018.

Au total des 2 dernières années, les investissements pour le déploiement des compteurs numériques sont de 10,2 M€.

En complément, le concessionnaire pratique des **opérations d'entretien et de maintenance**. En particulier, les montants engagés pour l'élagage s'établissent en moyenne depuis 2012 à près de 850 k€ chaque année.

En outre, le concessionnaire avait auparavant indiqué ne pas avoir de politique préventive concernant l'élagage du réseau BT et n'agit que suite à une coupure ou à une plainte d'un usager. EDF n'a d'ailleurs pas été en mesure de transmettre des éléments précis et quantifiés sur les réalisations de l'élagage BT. Ainsi, il est réalisé de façon ponctuelle d'une situation identifiée soit par un tiers soit par les agents terrains d'EDF. Le réseau BT n'est connu (faibles longueurs) et essentiellement dans les bourgs et donc moins sujet à la végétation, il est régulièrement visité des élagages ponctuels étant programmés si nécessaire.

Domaine comptable et financier

Le patrimoine comptable de la concession

Le patrimoine concédé était valorisé à 619 M€ à fin 2019 en valeur brute, **en augmentation de +40 M€ sur un an**. La valeur brute par usager de la concession se situe légèrement au-dessus de la moyenne des ratios constatés par AEC lors de l'exercice précédent sur la métropole.

Les **ouvrages non localisés** (branchements, transformateurs et compteurs sauf les compteurs numériques) représentent le quart de ce patrimoine en valeur brute, soulignant tout l'enjeu d'une plus juste localisation comptable de ces ouvrages. En Métropole, Enedis poursuit un projet (nommé ADELE) ayant pour objectif de localiser les branchements et les colonnes montantes à la maille communale, le CRAC ne semble pas indiquer explicitement que la Guadeloupe soit prochainement concernée.

Le **taux d'amortissement** des ouvrages continue d'augmenter légèrement (43,4% en 2019, en hausse de 0,3 point par rapport à l'exercice précédent) pour s'établir 1 point en-dessous de la moyenne des valeurs constatées par AEC.

Cet indicateur a progressé sur les réseaux HTA, les réseaux BT et les postes HTA/BT. L'amortissement global des **branchements dont les colonnes montantes** est quasiment stable, en effet ces ouvrages sortent automatiquement de l'inventaire dès leur fin de vie comptable de 40 ans, bien que toujours présents sur le terrain.

Le **stock des provisions pour renouvellement (PR)** est de 8,9 M€ à fin 2019, en progression de +0,5 M€ en une année. Sur les 7 dernières années, ce stock a augmenté de plus de 4,8 M€. Le stock de PR a augmenté principalement pour les réseaux HTA et dans des proportions plus faibles sur les branchements.

Contrairement à la métropole, EDF SEI n'a pas appliqué de prolongement de la durée d'amortissement des réseaux BT torsadés et des transformateurs, ni de modification du calcul des dotations aux PR selon des probabilités de retraits. Cela avait eu notamment pour effet d'importantes reprises de PR, ainsi qu'une réduction perpétuelle des dotations annuelles aux PR.

De plus, EDF a rappelé que dans le contrat antérieur (avant 2008), il n'était pas prévu de constitution de PR, c'est pourquoi il n'y a pas eu de transmission du stock de provisions lors la signature du contrat en 2008, **expliquant un niveau de stock de PR relativement bas en comparaison de ce qui peut être observé par ailleurs, ce qui est très clairement défavorable à la collectivité.**

Les **droits du concédant** sont stables par rapport à l'exercice précédent et s'élèvent à 163 M€ depuis 4 ans. Les droits du concédant représentent la valeur cumulée des biens remis gratuitement dans la concession par le concédant.

Les investissements du concessionnaire effectués sur la concession au cours des dernières années (montants peu amortis par définition) a pour effet mécanique de faire augmenter la **dette potentielle du concédant envers le concessionnaire**, de 158 M€ en 2018 à 168 M€ en 2019. A noter que cette dette potentielle du concédant envers EDF SEI s'élevait à 124 M€ à fin 2012.

Le résultat d'exploitation de la concession

Le compte d'exploitation présente une rupture de chronique en 2015 faisant suite à des changements des méthodes d'affectation des produits et des charges. Pour rappel, le CRAC 2015 présentait les résultats pour 2014 et pour 2015 ainsi qu'un pro-forma pour 2014 et précisait cette raison : « *en contradiction avec le domaine concédé, les résultats des années précédentes intégraient des données des réseaux HTB. En 2015 ceci a été corrigé et l'exercice 2014 a été retraité pour en tenir compte* ». Les valeurs du tableau de bord sont celles de 2014 et non celles du pro-forma 2014.

Il existe une maille de gestion supra-concessive en Guadeloupe (intégrant les îles du Nord, Saint-Martin et Saint-Barthélemy), comme c'est d'ailleurs le cas de la plupart des concessions métropolitaines, et notamment la maille « centre ».

A noter toutefois que lorsque les charges de ces différentes sous-rubriques concernent spécifiquement les fonctions centrales (frais au niveau du siège d'EDF, charges nationales, etc.), elles sont réaffectées dans la rubrique « charges centrales ».

En 2019, le **total des produits d'exploitation a augmenté** de +7,6 M€ soit +8,5%, cela est essentiellement dû aux hausses des recettes d'acheminement (+7 M€) alors que les recettes de raccordements et prestations sont en baisse (-1,4 M€)

En parallèle le total des **charges d'exploitation a également augmenté** de +7,9 M€ soit +9%, cela est la résultante de la forte augmentation des consommations en provenance des tiers (+5,4 M€) et d'une hausse des charges centrales (+2,1 M€).

Au final, la concession de la Guadeloupe est de façon alternée bénéficiaire ou déficitaire en termes de contribution à l'équilibre permettant pour EDF SEI d'afficher le même taux de marge pour toutes les concessions pour lesquelles il est le GRD (Guadeloupe, Martinique, Guyane, La Réunion, La Corse et Saint-Pierre-et-Miquelon).

Domaine clientèle

Les usagers de la concession

Le nombre d'usagers de la concession continue de suivre un rythme d'évolution en très légère hausse (+0,04% en 2019), dont 99,2% d'usagers aux tarifs bleus. Parallèlement, la consommation électrique est également en très légère hausse de +0,08%. Notamment les 528 usagers aux tarifs verts représentent le quart de cette consommation totale.

En outre, les producteurs représentent 1 639 installations, en hausse de 4 unités par rapport à l'exercice précédent. Les producteurs photovoltaïques représentent plus de 98,5% de la quantité des installations raccordées au réseau de distribution (HTA ou BT) d'EDF SEI.

La puissance totale des producteurs BT et HTA raccordés s'établit à 144 MVA à fin 2019 (hors les 7 installations de productions thermiques qui sont raccordées au réseau de transport, celles-ci ayant une puissance de 431 MVA).

Qualité des services

Entre 2018 et 2019, le nombre de nouveaux raccordements en soutirage a diminué de 1 817 à 1 465, soit -19%. Selon EDF, en 2019, seules 6 installations de production auraient été raccordées (1 en 2016, 3 en 2017 et 8 en 2018), ce flux annuel avait fortement diminué entre 2012 et 2015 de 225 à 13 unités.

Pour les raccordements en soutirage, le concessionnaire envoie les devis de raccordements en soutirage dans un délai moyen de 8 jours ouvrés en 2019, soit un jour de plus qu'en 2018. En parallèle le taux d'envoi des devis dans les délais prévus par le catalogue de prestations est stable à 98%.

Les réclamations enregistrées par EDF SEI

Le nombre de réclamations des clients faites à EDF SEI est en baisse en 2019 de -19% par rapport à l'exercice 2018, pour atteindre 3 734 réclamations en 2019 (contre 4 575 en 2018). La concession présente un ratio de réclamations par usager de plus du double que celui observé par AEC en métropole l'année précédente.

Les réclamations relatives à la qualité de fourniture ont été multipliées par 5 entre 2018 et 2019 selon les données communiquées, et représentent 42% du total. Avec une proportion de 25%, les réclamations relatives aux raccordements sont la 2^{ème} thématique la plus représentée.

Il devient indispensable que les présentations des volumes de réclamations gagnent en fiabilité dans le CRAC. D'une part, la présentation en proportion par catégorie uniquement n'est pas satisfaisante, il est nécessaire que les données absolues soient visibles. D'autre part, le nombre de catégories est incomparable avec les données de contrôle, ce qui laisse planer le doute sur les exactitudes des analyses et des chroniques. Il est donc nécessaire que le CRAC présente les catégories existantes dans les données de contrôle. A savoir 6 catégories, contre seulement 4 dans le CRAC. Un audit détaillé de la thématique des réclamations apparaît opportun.

Les réponses aux réclamations sont visées sous 15 jours maximum depuis 2016 contre 30 jours auparavant et le concessionnaire y répond dans les délais dans 77% des cas en 2019, soit une diminution de la performance de cette activité de 12 points en une année.

Les usagers en difficultés financières

En 2019, le service de gestion du recouvrement d'EDF SEI a demandé au service de gestion des interventions 13 376 **Demandes d'Interventions pour Impayés (DPI)** qui ont abouti à 4 529 coupures effectives. En effet, l'écart entre les 2 indicateurs correspond aux situations soldées par une remise du paiement ou la présentation d'une preuve de paiement à l'agent d'EDF SEI. A noter qu'en métropole, ce sont les fournisseurs dont EDF qui sollicitent Enedis pour réaliser des DPI.

Le nombre de coupures effectives a diminué de -41% en 2019 par rapport à l'exercice précédent. Contrairement à la métropole, EDF SEI ne pratique pas de **réduction de puissance**, mais directement des suspensions d'alimentation, et précise que l'étape de réduction de puissance n'est pas retenue dans le processus car non adaptée aux spécificités des puissances des usagers de la Guadeloupe (selon notre estimation, la puissance souscrite en moyenne est de l'ordre de 7 kVA par usager bleu en Guadeloupe contre plus de 8 kVA en métropole).

En outre, la **trêve hivernale** n'est pas appliquée en Guadeloupe par SEI, alors que les textes ne prévoient pas d'exclusion de ce territoire dans l'application législative, quand bien même l'hiver n'est pas du tout comparable à celui de la métropole.

Au 31 décembre 2017, 52 104 clients bénéficiaient du **TPN**, le tarif social de l'électricité. Le **Chèque Energie** a remplacé, le 1^{er} janvier 2018, les tarifs sociaux de l'énergie. En l'état actuel des textes, les AODE compétentes pour contrôler les tarifs sociaux ne le sont plus pour le Chèque Energie.

En 2019, le nombre de **chèques énergie** reçus par EDF s'établit à 44 594, contre 32 959 en 2018, soit une hausse de +35%. Par définition, les 2 systèmes sont difficilement comparables, toutefois la baisse de -37% par rapport au TPN de 2017 laissait à penser que pour la 1^{ère} année l'efficacité du nouveau système n'était pas du niveau de son prédécesseur. La hausse de 2019 semble montrer que le système trouve son rythme de croisière, si nous faisons l'hypothèse que le nombre d'ayants-droits inaccessibles, est stable, ce qui est malheureusement peu probables. Le taux de chèques reçus par rapport au nombre de tarifs bleu de la concession s'établit à 25%, en hausse de 10 points.

Selon les gestionnaires, le montant moyen du chèque énergie est de 184 €, contre environ 114 € en moyenne pour les tarifs sociaux de l'époque. En 2018, le plafond du revenu fiscal de référence donnant droit au chèque énergie était par exemple de 7 700 € par an pour une personne vivant seule, et de 16 170 € pour un couple avec deux enfants. Il existait 9 montants de chèques énergie en fonction de la composition familiale et des plafonds de revenus, ces montants variaient entre 48 € et 227 €. Les chèques sont envoyés aux bénéficiaires durant le mois d'avril.

Les pouvoirs publics ont annoncé qu'en 2019, ce bénéfice avait été élargi aux personnes seules avec un RFR (Revenu Fiscal de Référence) inférieur à 10 700 € et inférieur à 22 470 € pour les couples avec deux enfants, et qu'il sera couplé à une **augmentation de 50 € de chaque forfait** (avec désormais 12 montants différents) pour atteindre un montant moyen de 200 €.

Le **Fonds de Solidarité pour le Logement** (FSL) est un montant alloué par EDF SEI à la Collectivité Territoriale de Guadeloupe qui ensuite attribue des aides aux personnes en difficultés financières afin de contribuer aux paiements de factures. Ce montant a été réduit en 2019 à 50 k€ contre 70 k€ l'année précédente. Le CRAC ne donne pas d'explication sur cette diminution.

Le Conseil Départemental est le gestionnaire du FSL pour la Guadeloupe et le décideur des attributions des aides, ainsi EDF SEI a principalement le rôle de financer en partie ce Fonds et de communiquer des informations à la demande des travailleurs sociaux. Ce financement versé par le EDF SEI est compensé par la CSPE (Contribution au Service Public de l'Electricité) prélevée sur les factures de tous les consommateurs.



Syndicat Mixte d'Electricité de la Guadeloupe



Tableau de bord de concession

Exercice 2019

27 août 2021

Une note de synthèse est fournie avec ce tableau de bord afin de commenter certains graphiques et apporter des précisions sur les résultats de l'audit

Sommaire

Distribution publique d'électricité

Caractéristiques générales de la concession et de son alimentation	p.2
Les ouvrages concédés	p.3
Continuité d'alimentation de la concession	p.7
Qualité de l'électricité distribuée	p.10
Les investissements du concessionnaire	p.11
Les éléments patrimoniaux	p.12
Le compte d'exploitation	p.14
Les usagers de la concession	p.16
Les raccordements en soutirage et en injection	p.18
Les services aux usagers	p.19

Fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente

Les usagers aux Tarifs Réglementés de Vente de la concession	p.20
Les services du fournisseur aux usagers aux tarifs réglementés	p.21

Les résultats présentés dans ce tableau de bord sont issus des contrôles du Sy.MEG accompagnés par AEC. En raison des difficultés consécutives à la pandémie, pour les données de l'exercice 2019, le concessionnaire n'a pas été directement questionné, elles sont ainsi présentées en l'état. Par principe, les résultats affichés dans le tableau de bord sont en priorité ceux obtenus à partir des données de contrôle, et en second lieu, ou à défaut, les données inscrites dans le CRAC annuel.

Caractéristiques générales de la concession et de son alimentation

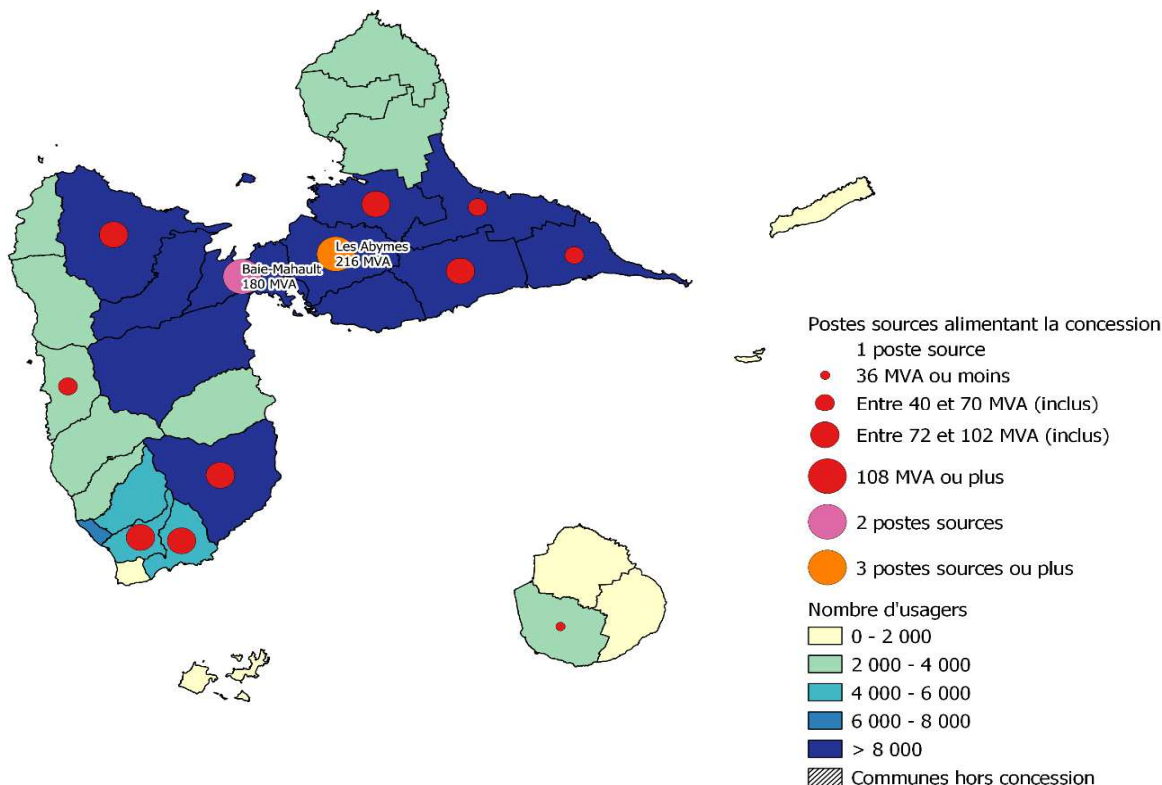
La délégation de service public

Date de signature du contrat de concession 28 janvier 2008

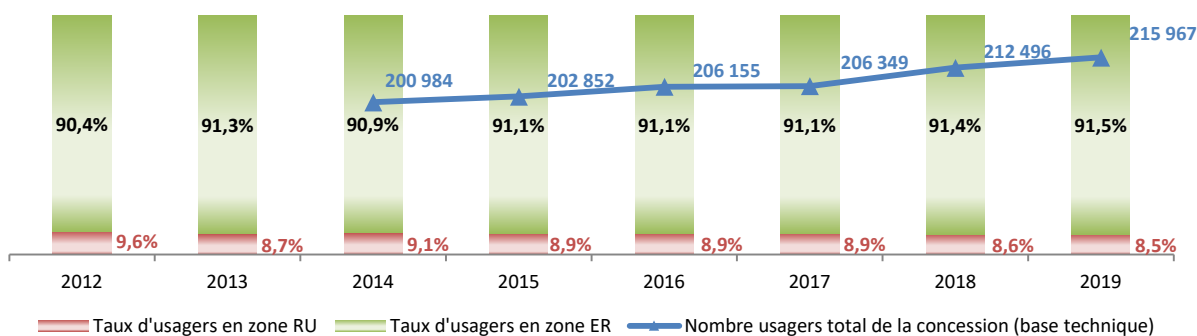
Durée de la concession 30 ans

Service public délégué à EDF SEI

Alimentation électrique et répartition des usagers de la concession



Part des usagers en zones rurale (ER) et urbaine (RU) selon la base technique



L'alimentation amont de la concession

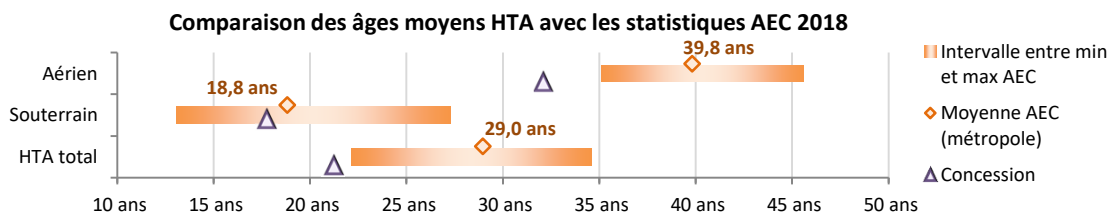
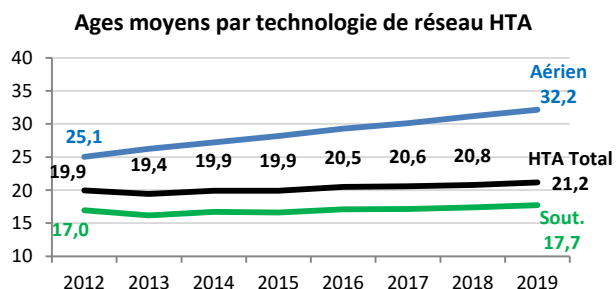
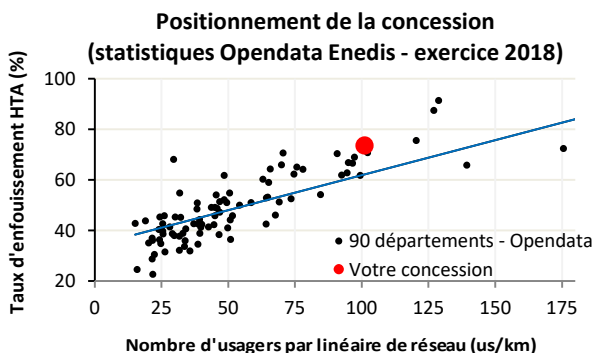
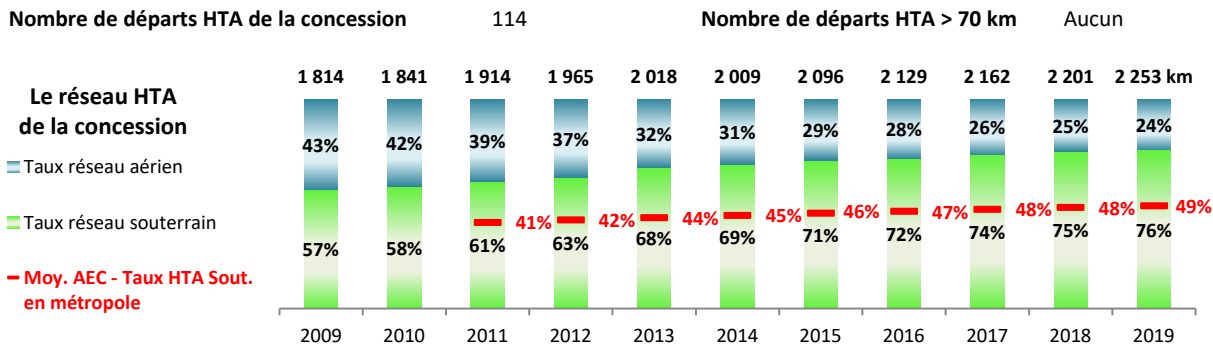
Nombre de postes sources alimentant la concession	15
Nombre de postes sources situés sur le territoire de la concession	15
Puissance installée alimentant la concession	973 MVA

Les caractéristiques de la concession

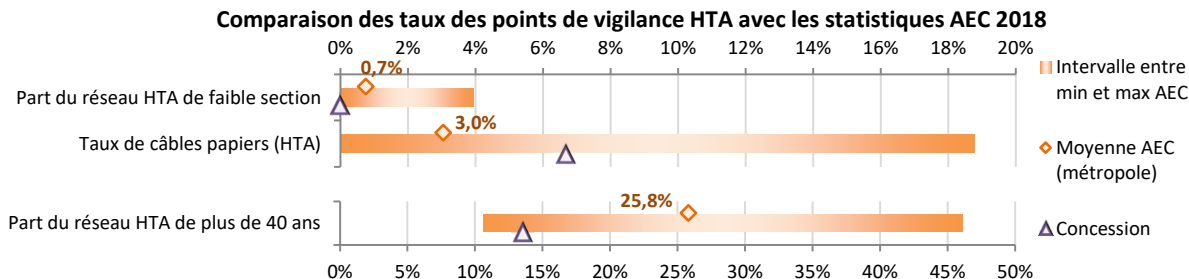
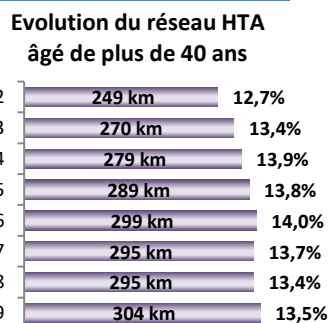
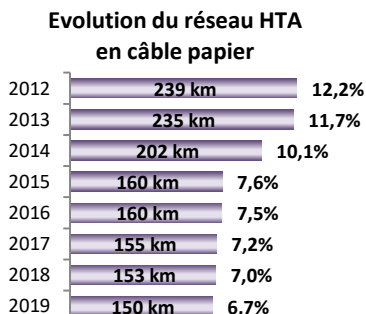
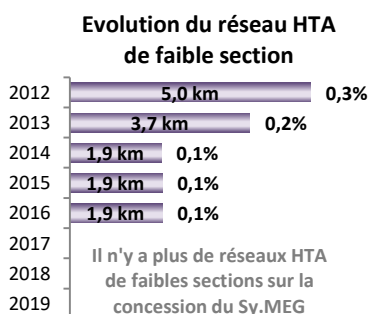
Nombre de communes desservies	32
Population de la concession (population en vigueur au 1 ^{er} janv. 2018, INSEE)	394 110
Nombre d'usagers total de la concession	
selon la base "clientèle"	219 235
selon la base "technique"	215 967

Les ouvrages concédés

Le réseau HTA



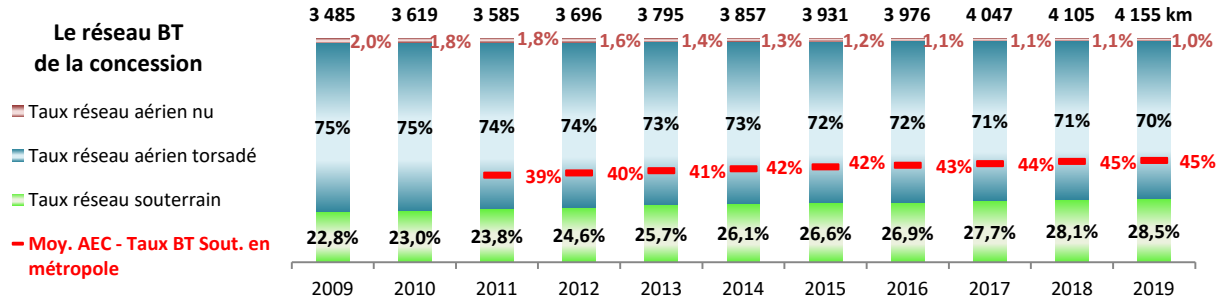
Points de vigilance du réseau HTA



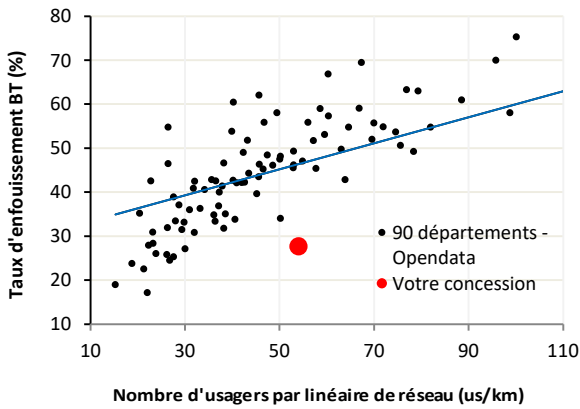
Les ouvrages concédés

Le réseau BT

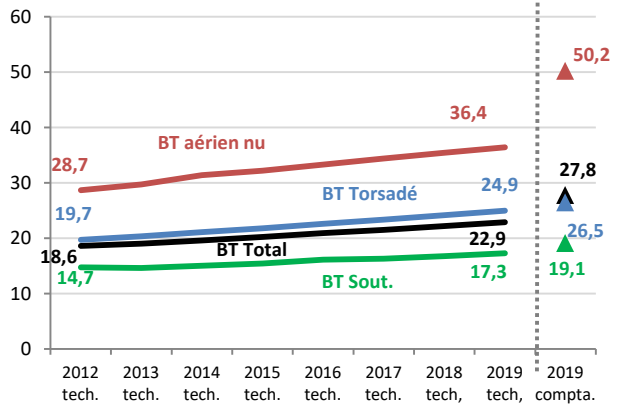
Nombre de départs BT 8 883



Positionnement de la concession
(statistiques Opendata Enedis - exercice 2018)

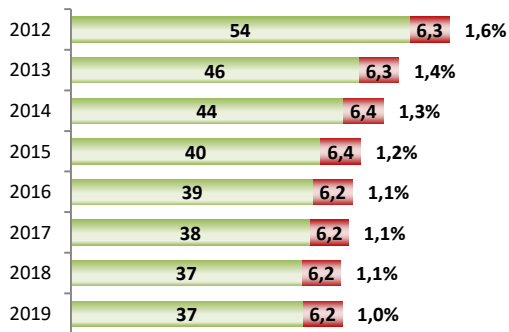


Âges moyens par technologie de réseau BT



— Age moyen (base technique)
▲

Répartition du réseau BT aérien nu (km)

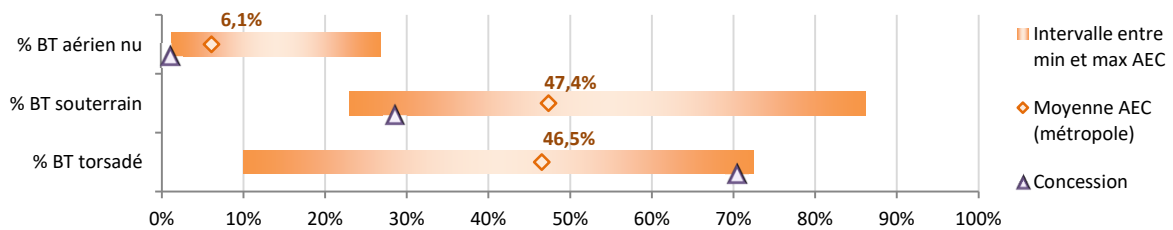


Evolution du réseau BT aérien de faible section (km)

La concession du Sy.MEG n'est pas concernée par la présence de réseaux BT de faibles sections

■ Rural
■ Urbain

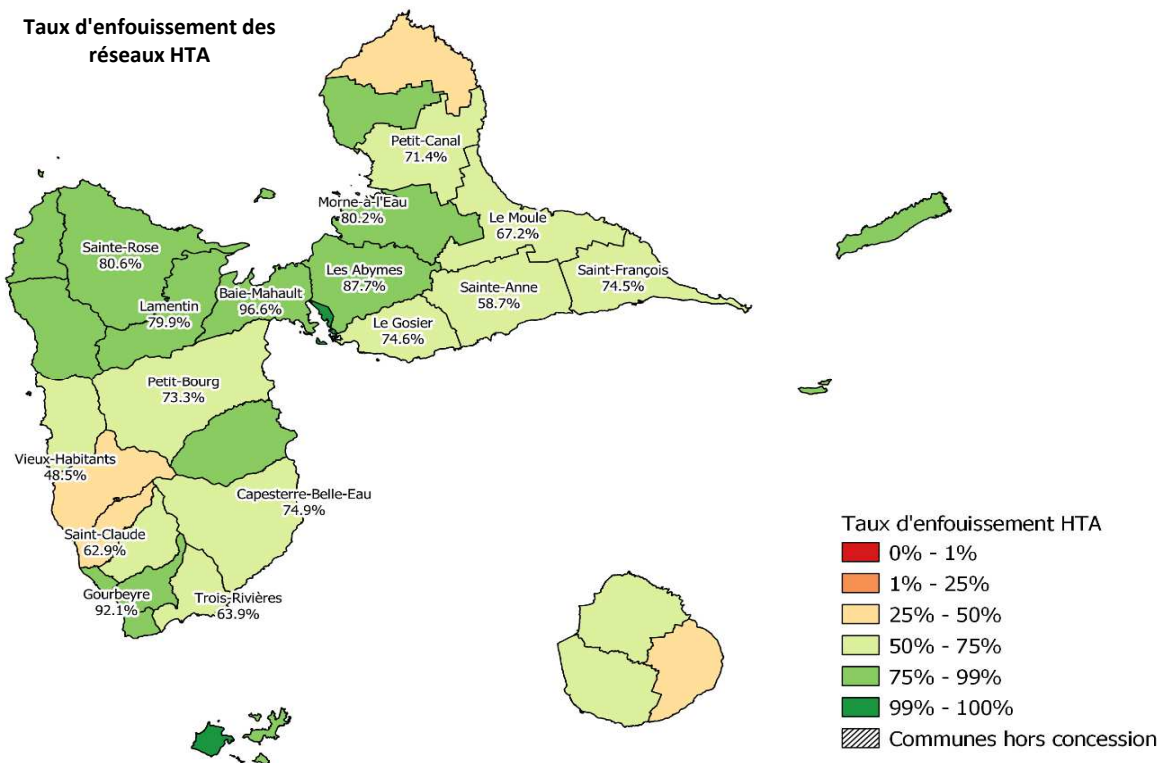
Comparaison des taux par technologie BT avec les statistiques AEC 2018



Les ouvrages concédés

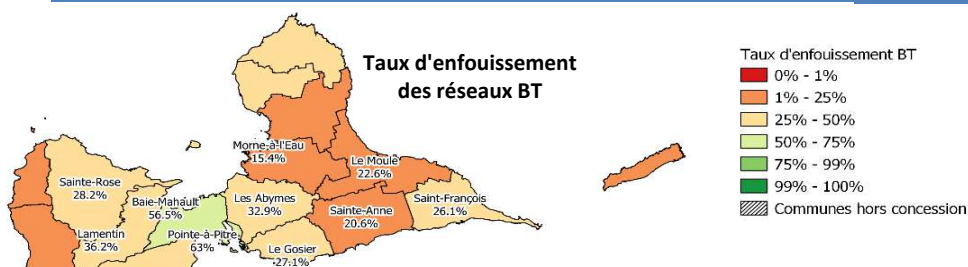
Le réseau HTA

Taux d'enfouissement des réseaux HTA



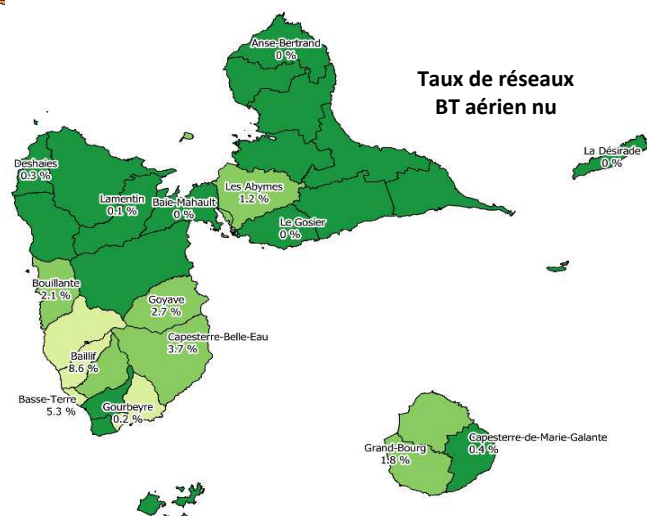
Le réseau BT

Taux d'enfouissement des réseaux BT



Taux de réseaux BT aérien nu

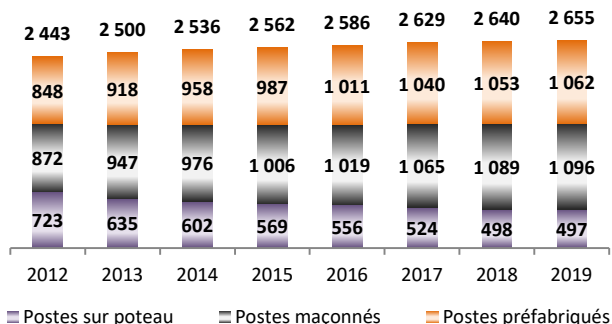
Taux de réseaux BT aérien nu



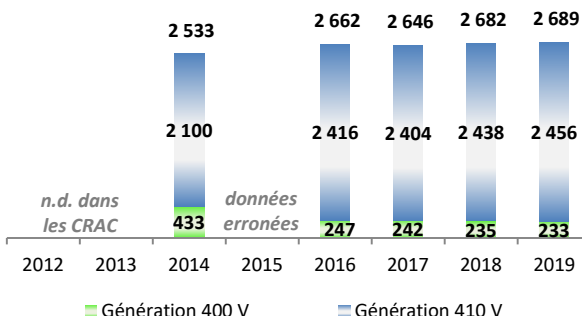
Les ouvrages concédés

Les postes et les transformateurs HTA/BT

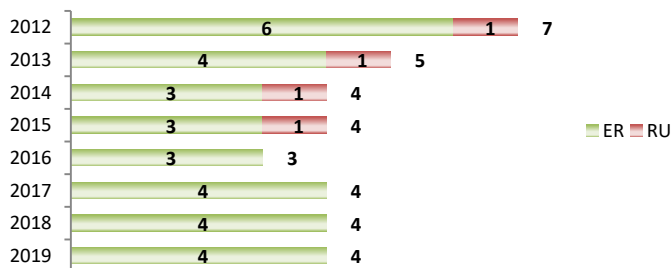
Evolution de la répartition des postes HTA/BT



Répartition des transformateurs par génération



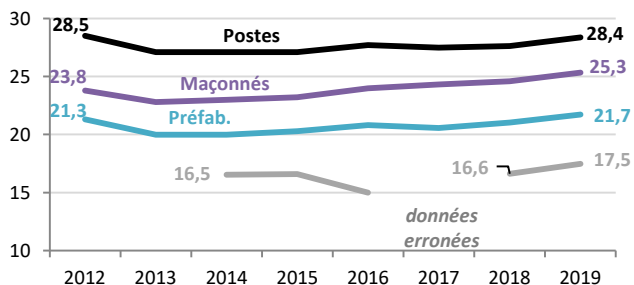
Evolution de la répartition des cabines hautes



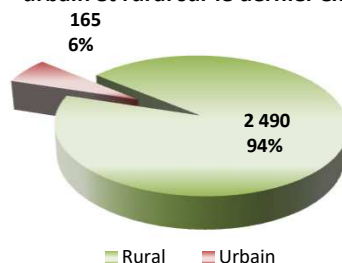
Les transformateurs de type "400 V" ont été fabriqués jusqu'en 1988, puis ils ont été remplacés par les transformateurs de type "410 V" qui autorisent désormais un réglage maximal de +5% de la tension, contre +2,5% pour la génération précédente.

Les cabines hautes sont des postes HTA/BT en forme de tour. Elles sont en cours de suppression.

Âges moyens par technologie de postes et de transformateurs

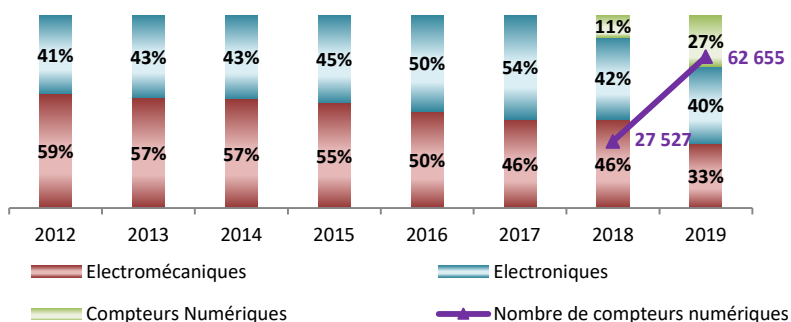


Répartition des postes selon les régimes urbain et rural sur le dernier exercice

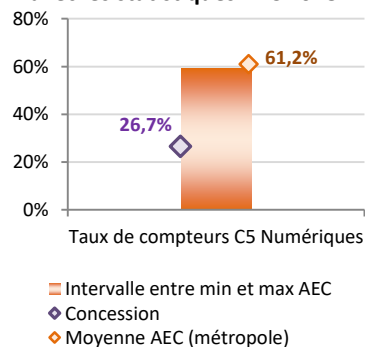


Les appareils de comptage

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



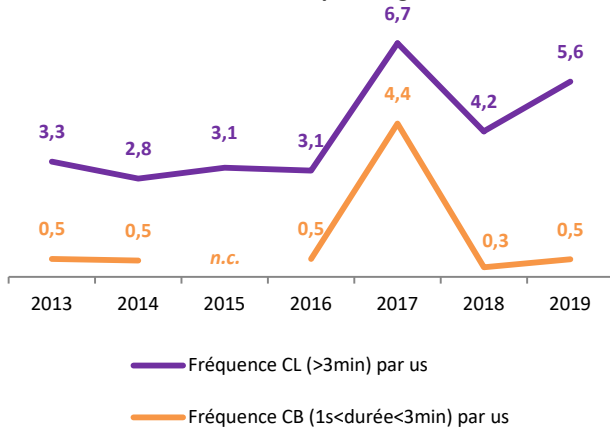
Comparaison de la part de Compteurs Numériques C5 avec les statistiques AEC 2018



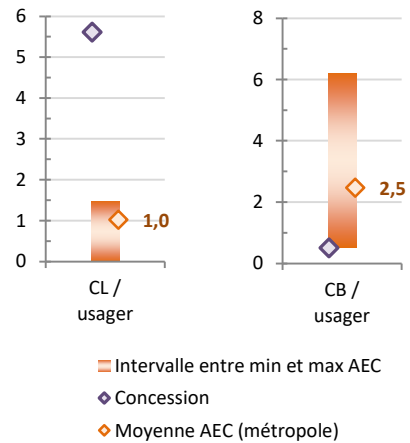
Continuité d'alimentation de la concession

Les fréquences de coupure (HIX)

Fréquence de coupures longues, brèves et très brèves HTA par usager

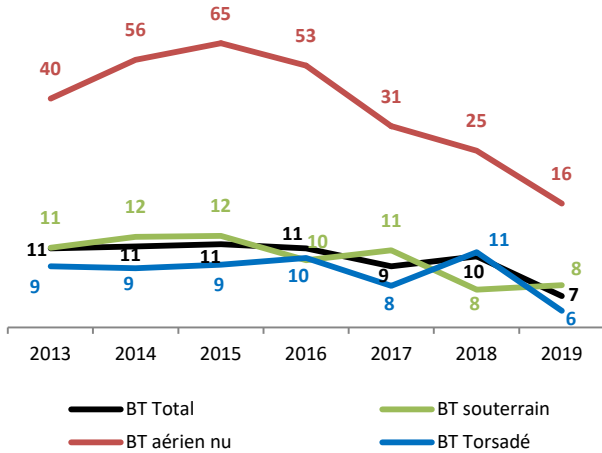


Comparaison des fréquences de coupure avec les statistiques AEC 2018

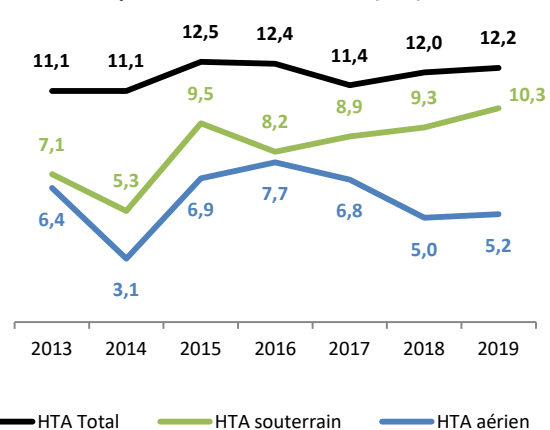


Les taux d'incidents pour 100 km de réseau (HIX)

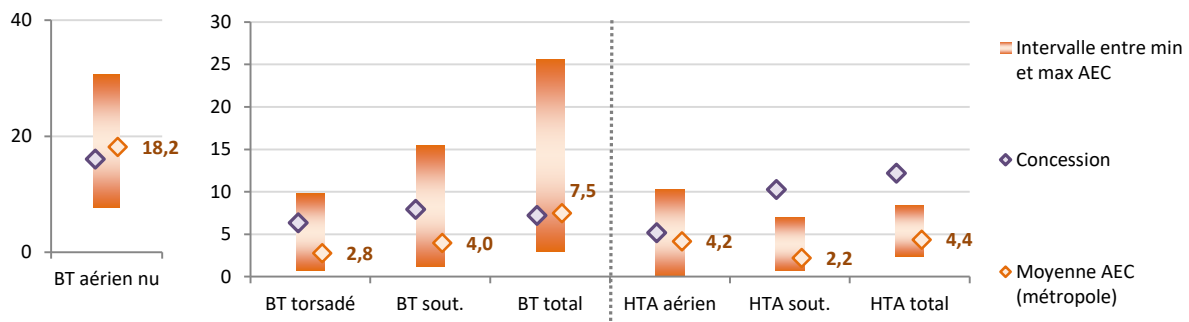
Evolution du nombre d'incidents BT pour 100 km de réseaux (HIX)



Evolution du nombre d'incidents HTA pour 100 km de réseaux (HIX)



Comparaison des taux d'incidents par technologie avec les statistiques AEC 2018

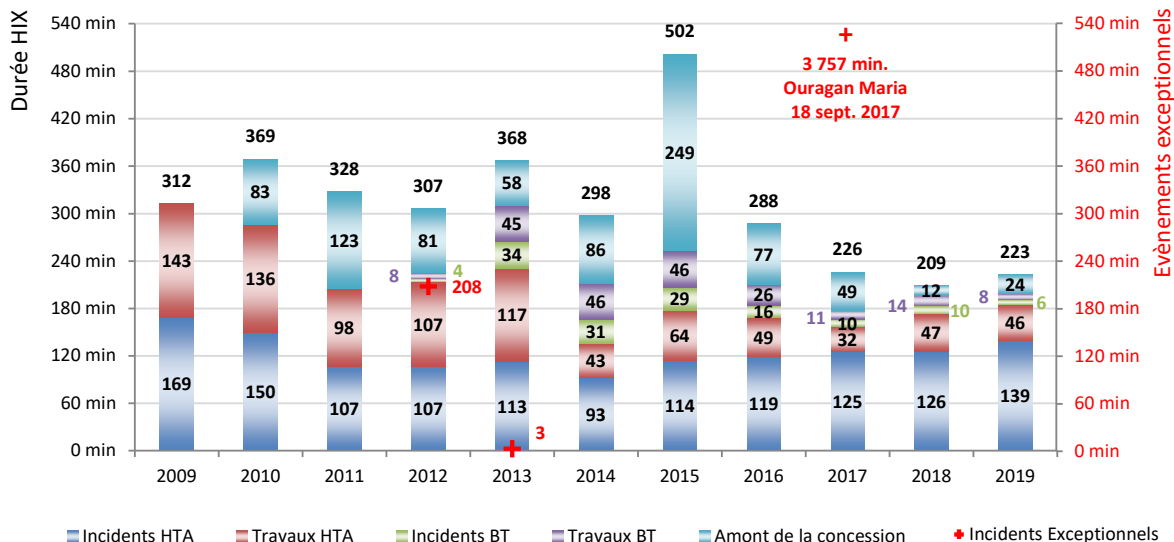


Continuité d'alimentation de la concession

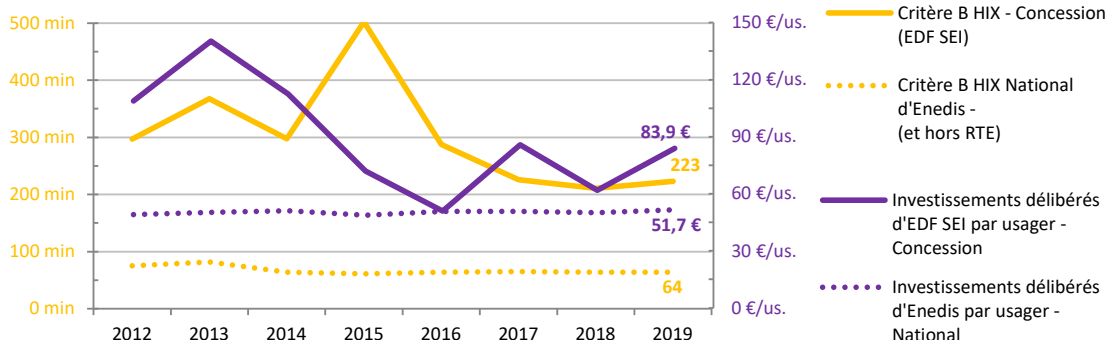
La durée moyenne de coupure

Les événements exceptionnels sont notamment des incidents ayant affecté plus de 100 000 clients sur des territoires contigus et dont la probabilité d'occurrence est supérieure à 20 ans. Le critère B TCC (toutes causes confondues) prend en compte ces aléas, a contrario du critère B HIX (hors événements exceptionnels). Le temps moyen de coupure par usager, ou critère B, se décompose selon les deux causes d'interruption (incidents et travaux) et les trois réseaux concernés (HTA, BT et amont).

Evolution et décomposition du critère B de la concession

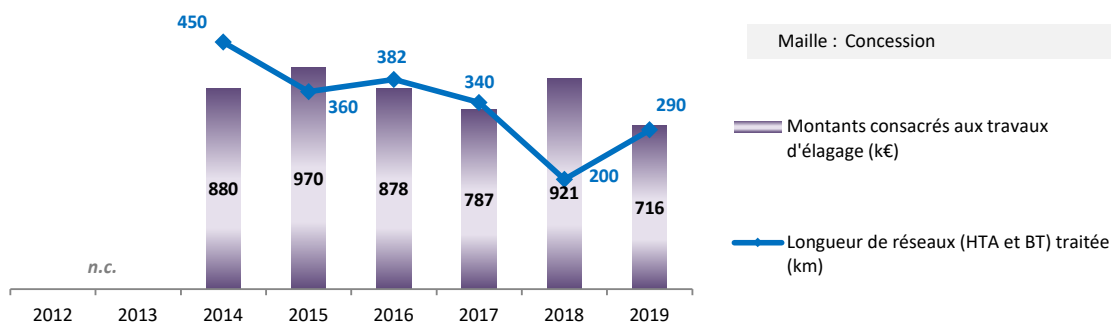


Croisement du critère B HIX et des investissements délibérés d'EDF SEI (hors raccordements)



Elagage

Evolution des travaux et des dépenses pour l'élagage (réseaux HTA et BT)



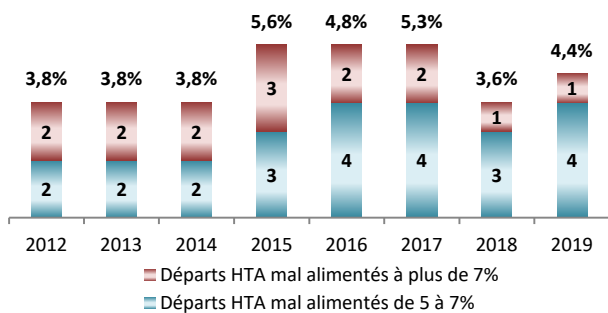
Qualité de l'électricité distribuée

Les contraintes de tension sur les réseaux HTA et BT

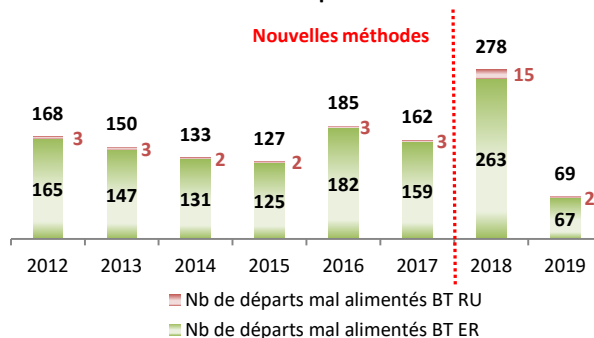
Afin de répartir la maîtrise d'ouvrage du renforcement entre les réseaux HTA et BT, le seuil de dimensionnement du réseau HTA a été déterminé à 5% de chute de tension (CT) dans le nouveau plan de tension.

Un départ BT est en contrainte de tension lorsque le niveau de tension sort de la fourchette [-10%, +10%] de la tension nominale de 230 V, c'est-à-dire entre 207 V et 253 V.

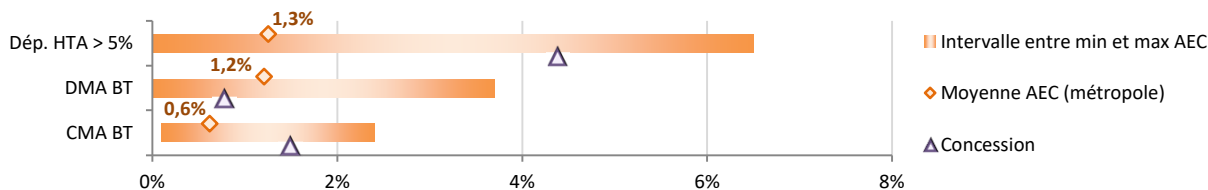
Evolution du nombre et du taux de départs HTA avec une CT supérieure à 5%



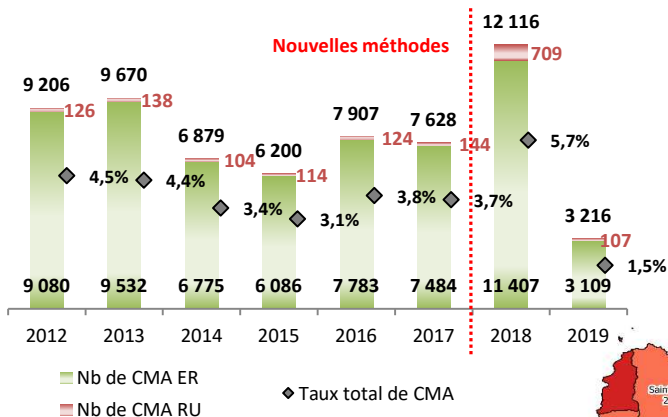
Evolution du nombre de départs BT mal alimentés par zone



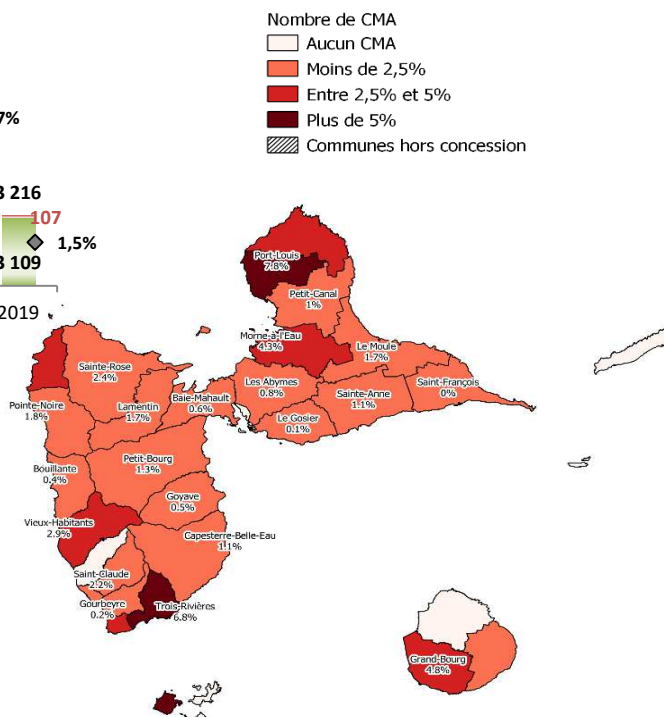
Comparaison avec les statistiques AEC 2018



Evolution du nombre et du taux de CMA selon les zones



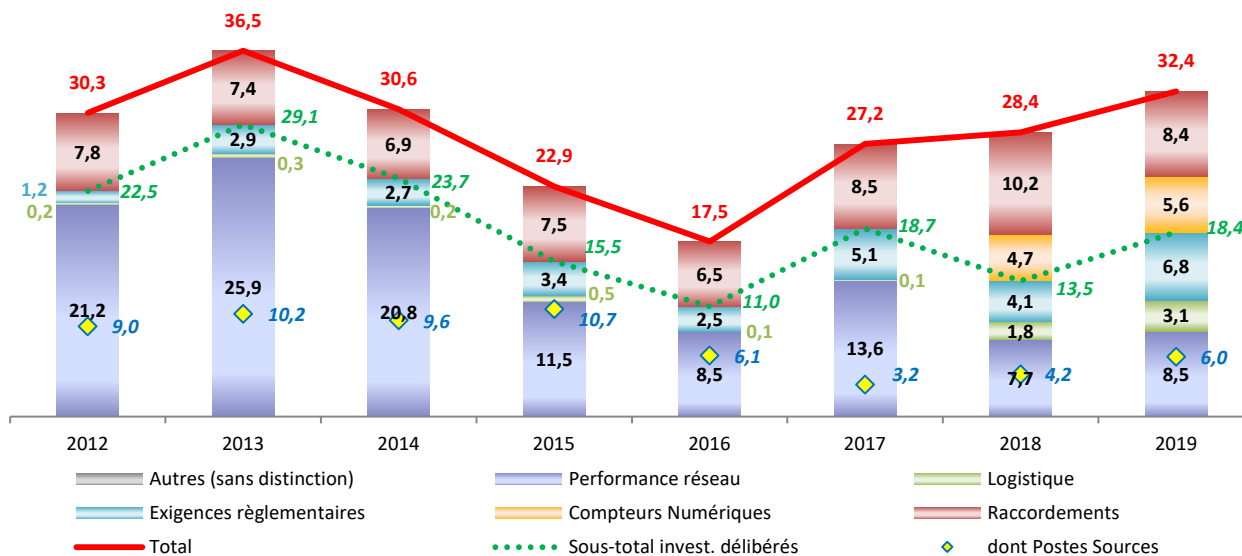
Taux de clients mal alimentés sur la concession en 2019



Les investissements du concessionnaire

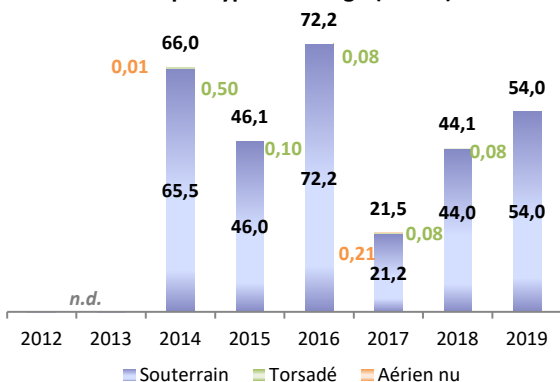
Montants des investissements du concessionnaire

Montants des investissements du concessionnaire (en M€)

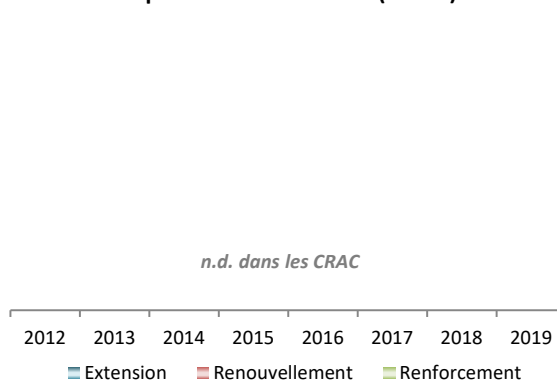


Réseaux HTA mis en service sous maîtrise d'ouvrage du concessionnaire

Longueurs HTA mises en service par type d'ouvrage (en km)

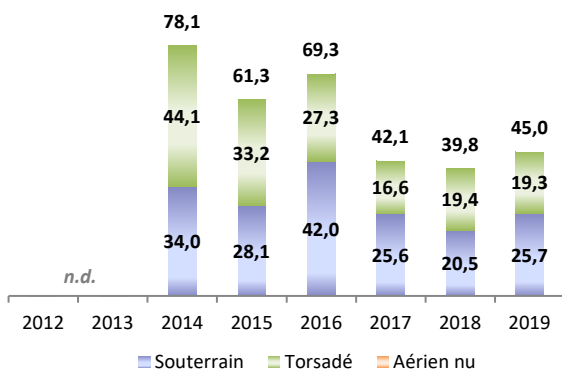


Longueurs HTA mises en service par nature de travaux (en km)

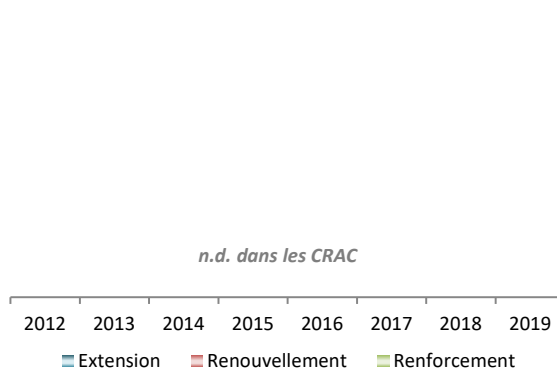


Réseaux BT mis en service sous maîtrise d'ouvrage du concessionnaire

Longueurs BT mises en service par type d'ouvrage (en km)



Longueurs BT mises en service par nature de travaux (en km)



Les éléments patrimoniaux

La valorisation du patrimoine concédé

VB : Valeur brute ;

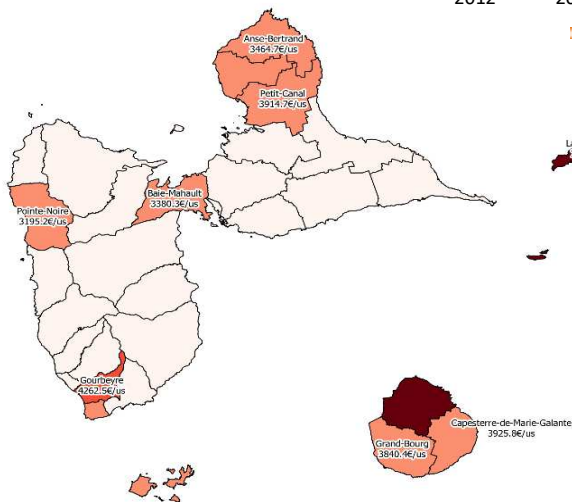
AMORT : Amortissement. Il est linéaire et sa durée varie en fonction de la nature des ouvrages ;

VN : Valeur nette comptable des immobilisations en concession correspondant à la valeur brute diminuée des amortissements.

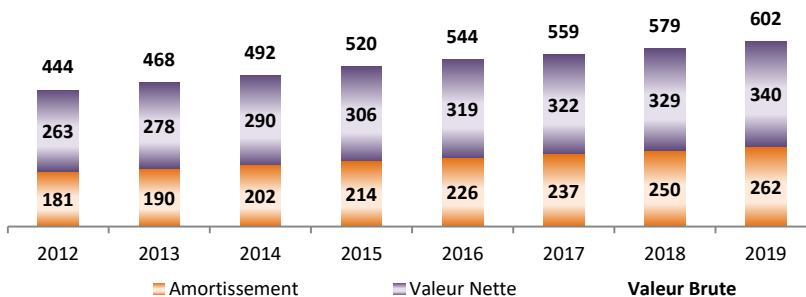
Valeur brute par usager sur la concession

Valeur brute par usager

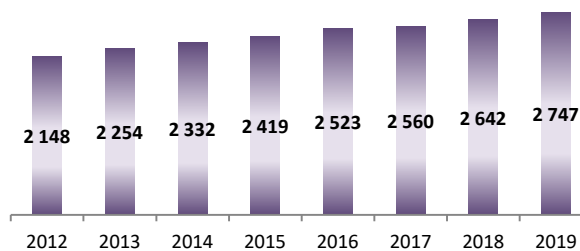
- Moins de 2000 €/usager
- Entre 2000 et 3000 €/usager
- Entre 3000 et 4000 €/usager
- Entre 4000 et 5000 €/usager
- Plus de 5000 €/usager



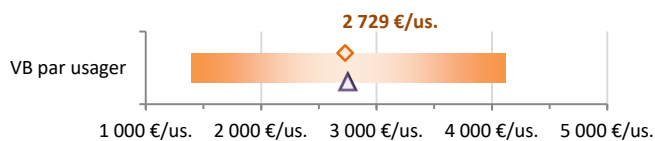
Evolution des immobilisations en concession (en M€)



Evolution de la valeur brute par usager (en €/usager)

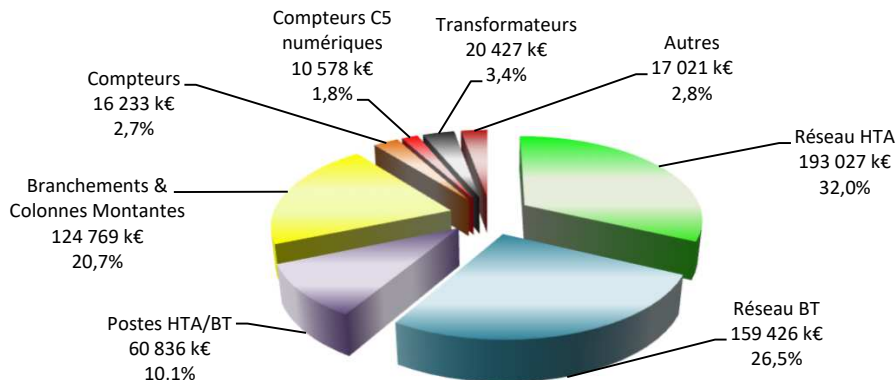


Comparaison du ratio de VB/us. avec les statistiques AEC 2018



■ Intervalle entre min et max AEC ◆ Moyenne AEC (métropole) ▲ Concession

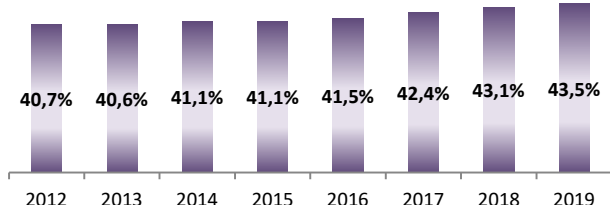
Répartition de la valeur brute par type d'ouvrage



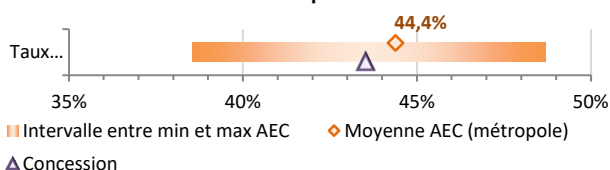
Les éléments patrimoniaux

Le taux d'amortissement des ouvrages

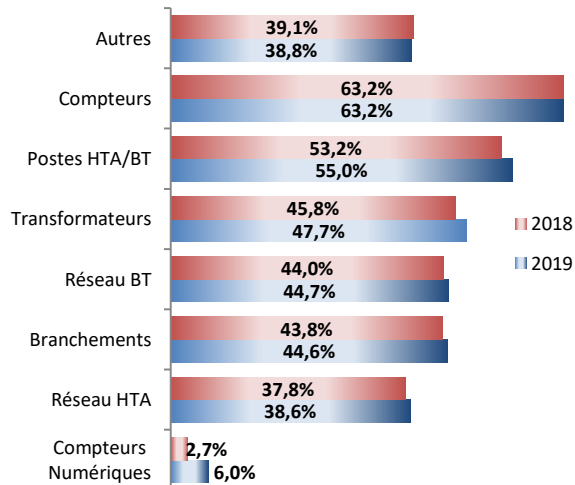
Evolution du taux d'amortissement des ouvrages



Comparaison du taux d'amortissement avec les statistiques AEC 2018



Taux d'amortissement par type d'ouvrage

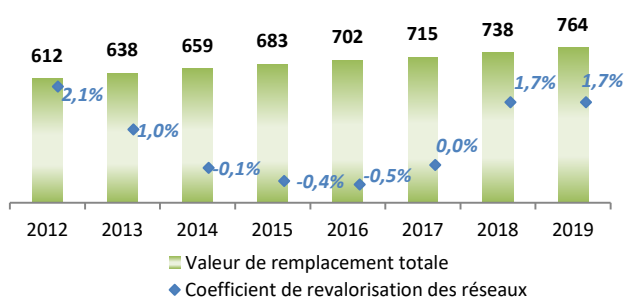


La valeur de remplacement

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

A partir de la valeur de remplacement, le concessionnaire calcule annuellement la dotation aux provisions pour renouvellement.

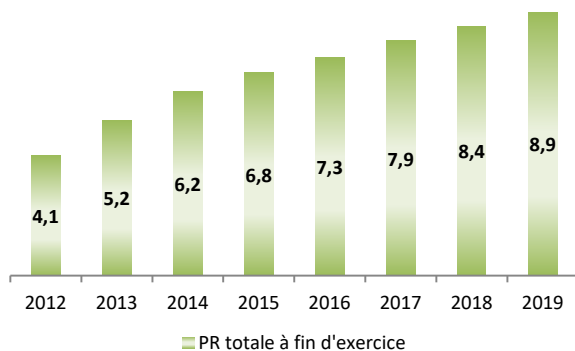
Evolution de la valeur de remplacement (en M€)



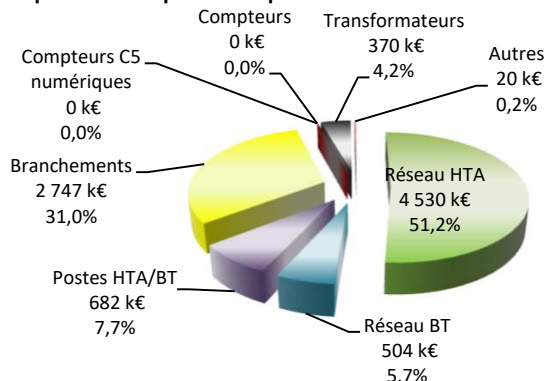
Les provisions pour renouvellement

Les provisions pour renouvellement sont constituées par le concessionnaire pour les ouvrages renouvelables avant la fin de la concession. Elles doivent couvrir la différence entre la valeur d'origine du bien et son coût futur de remplacement à l'identique. Elles ne peuvent être utilisées que pour renouveler l'ouvrage pour lequel elles ont été constituées.

Evolution des provisions pour renouvellement constituées (en M€)



Répartition des provisions pour renouvellement constituées

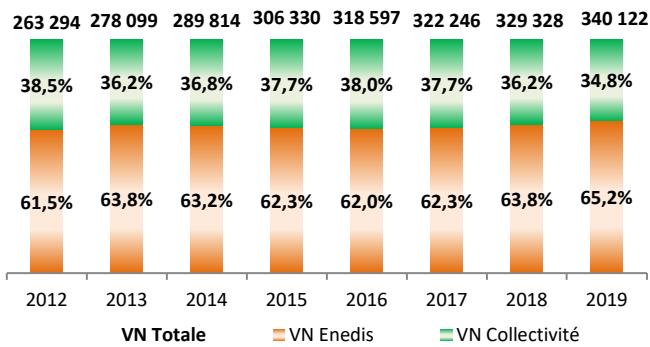


Contrairement aux concessions de la métropole, la Guadeloupe n'a pas été concernée par les prolongements de durée de vie comptable des réseaux BT Torsadés et des transformateurs, et donc il n'y a pas eu de reprises de PR. Elle n'a pas non plus été concernée par la modification du calcul des dotations annuelles des PR.

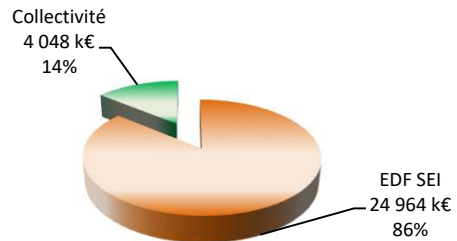
Les éléments patrimoniaux

La répartition de l'origine de financement des immobilisations

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



Origine de financement des ouvrages mis en concession sur le dernier exercice



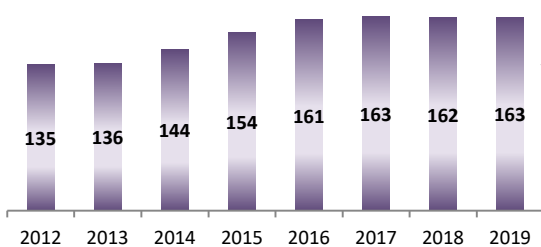
Statistiques AEC 2018

	Financement Enedis (métropole)	Financement Collectivité	Financement Tiers
Minimum	56%	11%	0%
Moyenne	74%	26%	0%
Maximum	89%	44%	0%

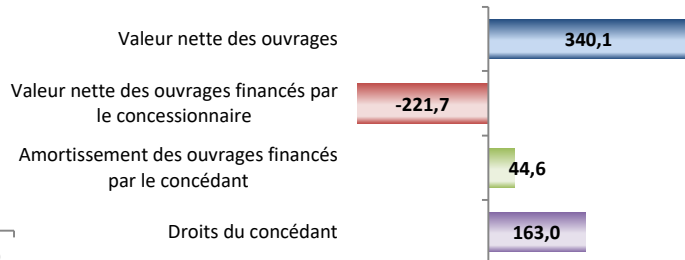
Les droits du concédant

Les droits du concédant représentent la valeur des biens mis gratuitement dans la concession par le concédant.

Evolution des droits du concédant (en M€)

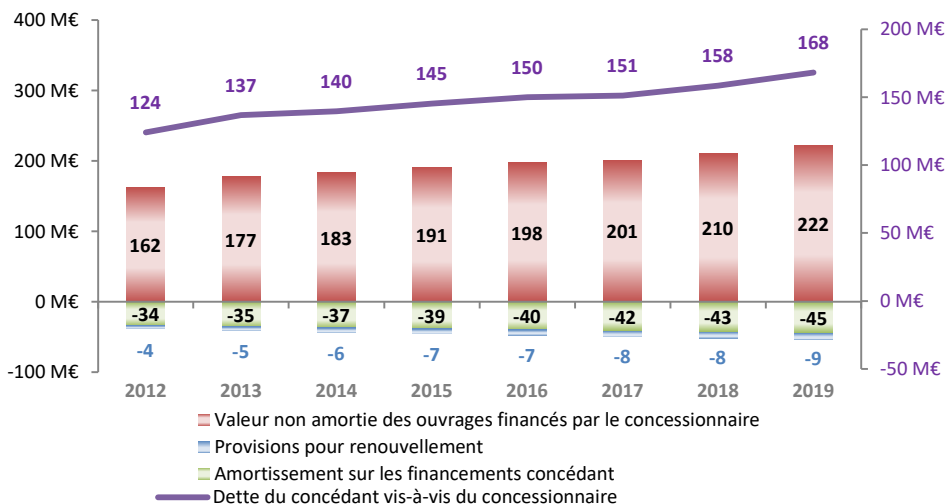


Décomposition des droits du concédant sur le dernier exercice (en M€)



Les dettes et créances réciproques

Evolution des dettes et créances réciproques



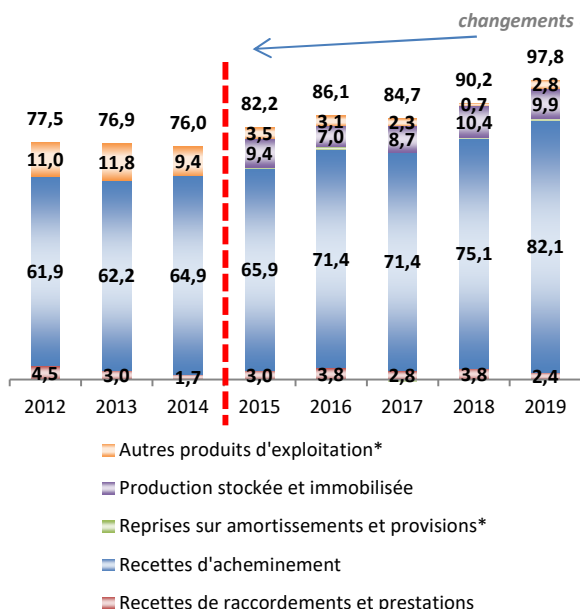
Un solde des dettes et créances réciproques **positif** traduit une position de dette de la Collectivité envers le concessionnaire.

Un solde des dettes et créances réciproques **négligé** traduit une position de dette du concessionnaire envers la Collectivité.

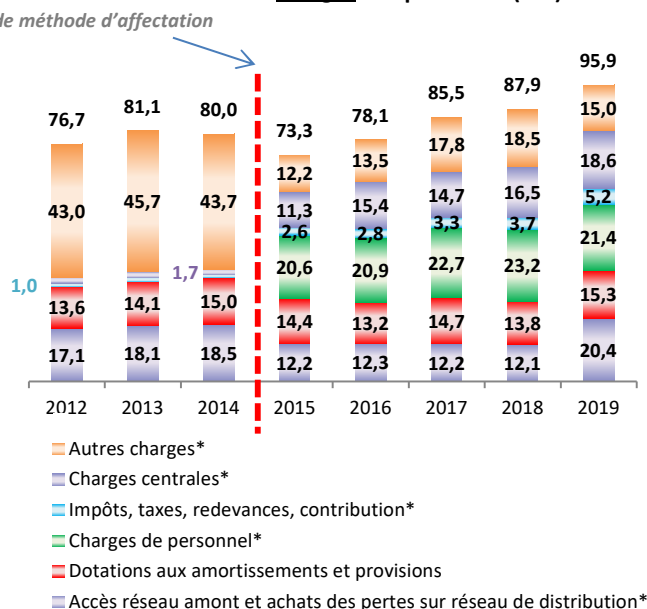
Le compte d'exploitation

Montants des produits et charges d'exploitation du concessionnaire

Evolution des produits d'exploitation (M€)



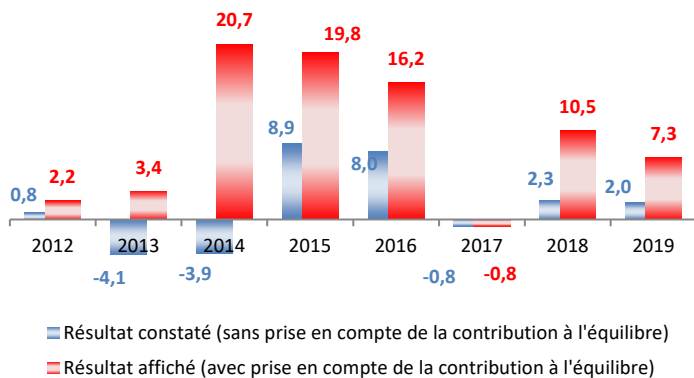
Evolution des charges d'exploitation (M€)



*Ces données sont issues d'une clé de répartition appliquée à des montants collectés à un périmètre supraconcessionnaire.

Résultats d'exploitation "constaté" et "affiché" de la concession

Evolution des résultats "constaté" et "affiché" de la concession (M€)

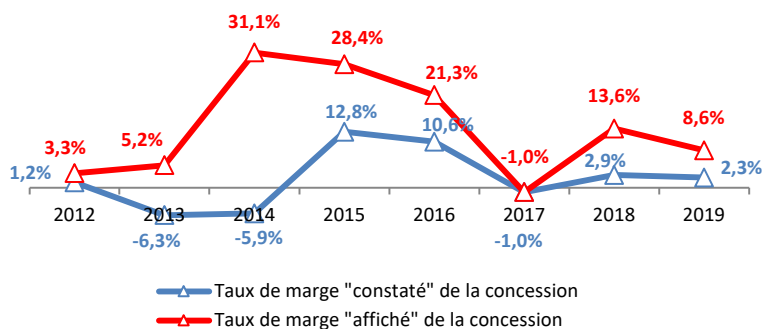


Le résultat « affiché » est un résultat théorique qui correspond à une quote-part du résultat d'EDF SEI, calculée au prorata du chiffre d'affaires de la concession.

Le résultat « constaté » est calculé par différence entre les produits et les charges d'exploitation de la concession.

Evolution des taux de marge d'exploitation "constaté et "affiché" de la concession

Evolution des taux de marge "constaté" et "affiché" de la concession



Le taux de marge "affiché" est identique quelque soit la concession considérée (et concédée à EDF SEI).

Ce taux de marge "affiché" est également identique à celui de la direction EDF SEI.

Le taux de marge "constaté" donne une indication sur la rentabilité de la concession (rapport entre le résultat "constaté" et le chiffre d'affaires de la concession).

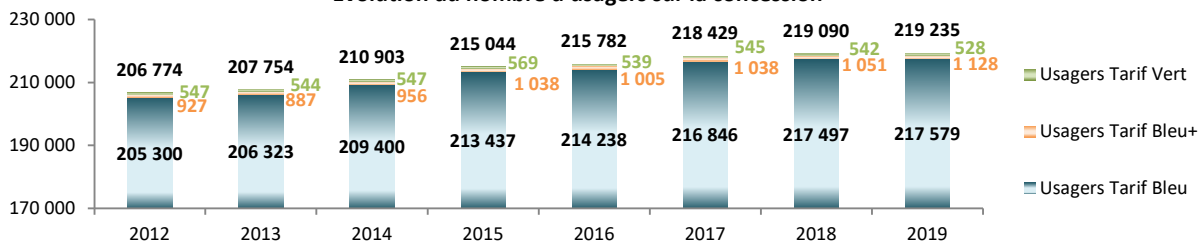
Les usagers de la concession

Les usagers sont répartis selon les niveaux de puissance et segments mentionnés dans le tableau ci-contre.

Segment	Bleu	Bleu+	Vert	
Tension	BT		HTA	
Niveau de puissance	≤ 36 kVA	> 36 kVA	< 250 kW	> 250 kW

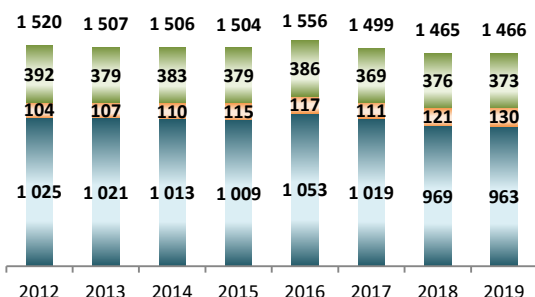
La répartition des usagers

Evolution du nombre d'usagers sur la concession

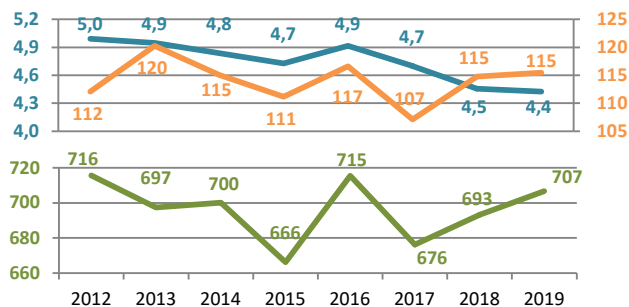


La répartition des consommations des usagers

Evolution des consommations des usagers de la concession (en GWh)

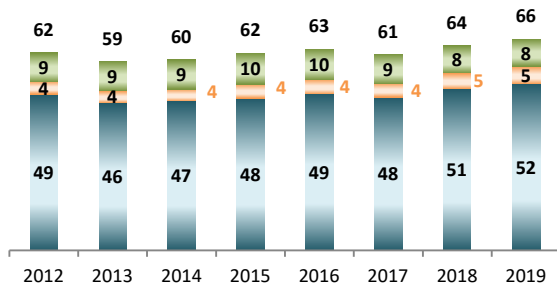


Evolution de la consommation moyenne des usagers de la concession (en MWh)

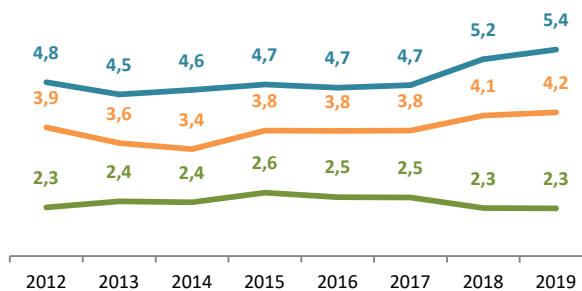


La répartition des recettes d'acheminement

Evolution des recettes sur la concession (en M€)

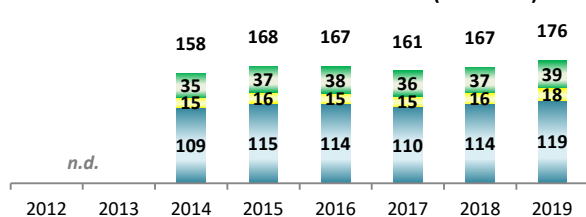


Evolution du prix moyen du kWh sur la concession (en €/kWh)

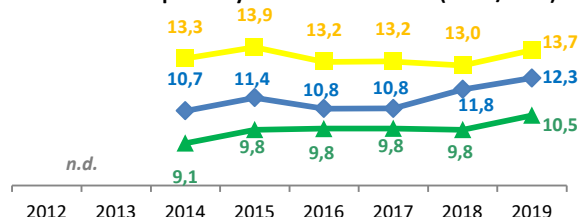


La répartition des recettes de fourniture

Evolution des recettes sur la concession (en M€ HT)



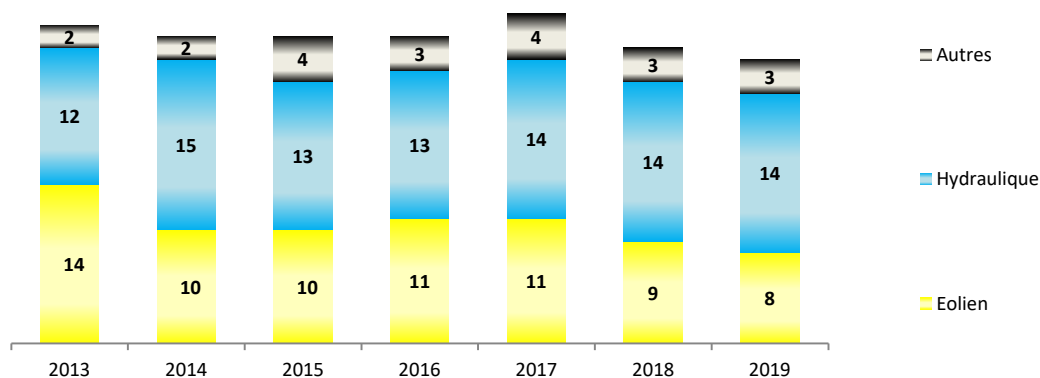
Evolution du prix moyen sur la concession (en €/kWh)



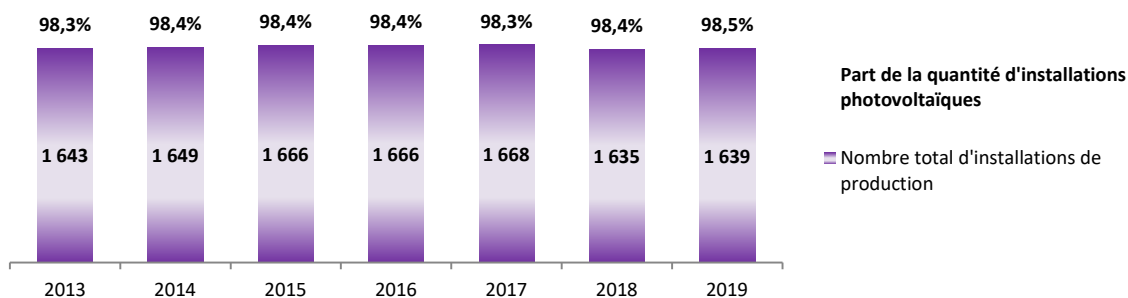
Les usagers de la concession

La répartition des producteurs

Evolution de la répartition du nombre d'installations de production par type d'énergie (hors installations photovoltaïques)

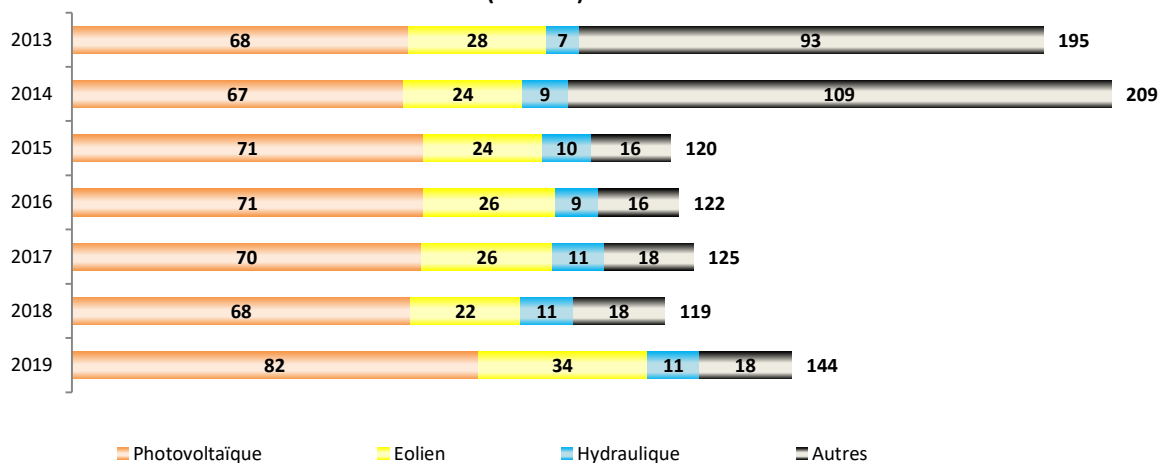


Evolution du nombre total d'installations de production et évolution de la part des installations photovoltaïques



La répartition des puissances de production

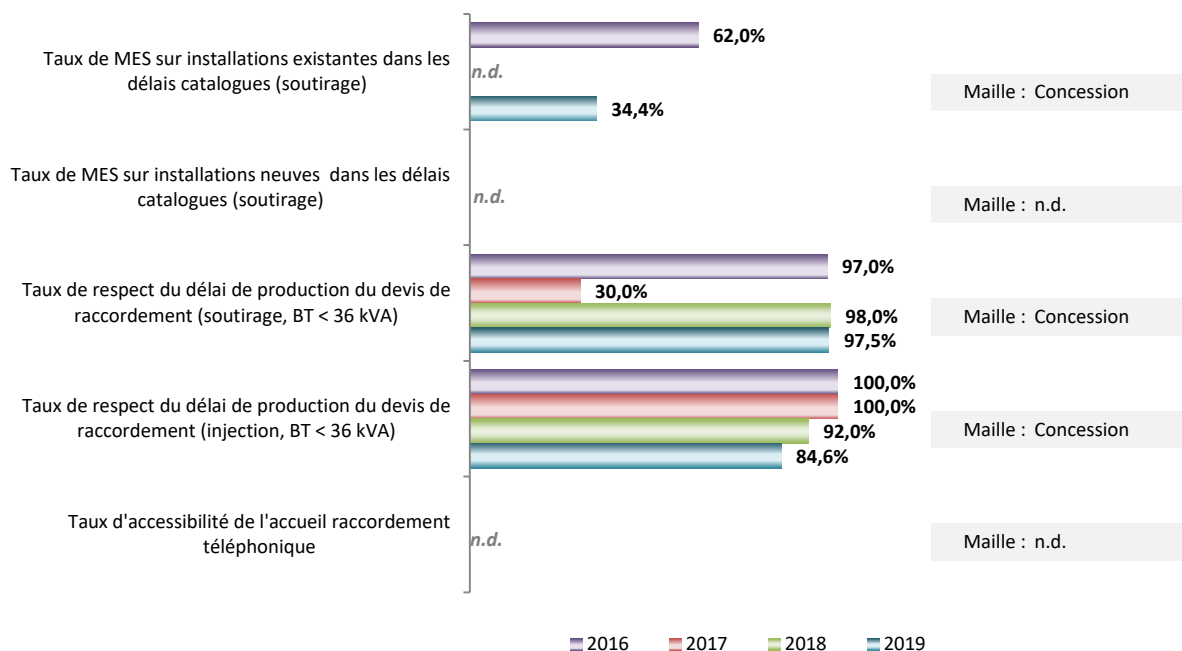
Evolution des puissances totales des installations de productions (en MVA)



Dans le CRAC 2019 de la concession, EDF SEI présente également les 7 installations thermiques d'une puissance globale de 431 MVA, mais ces dernières sont connectées au réseau de transport et non au réseau de distribution. Elles ne sont donc pas dans le périmètre concessif.

Les raccordements en soutirage et en injection

Indicateurs - Raccordements



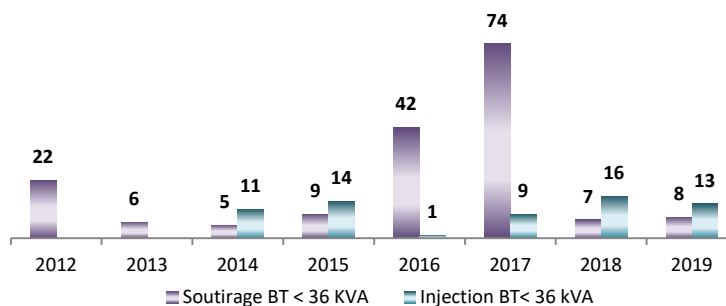
Délai moyen de production de devis pour raccordements

Evolution du délai moyen de production d'un devis de raccordement (en jours)

Mailles :

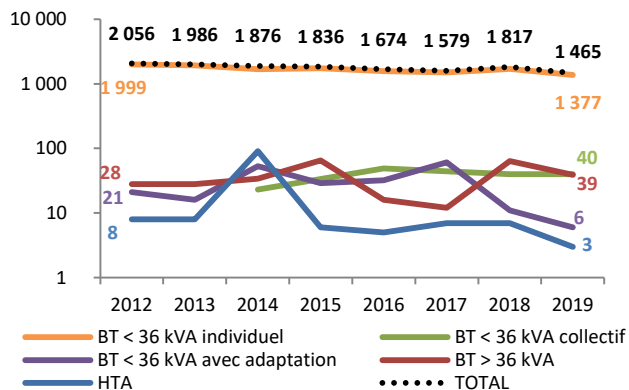
Soutirage : Concession

Injection : Concession



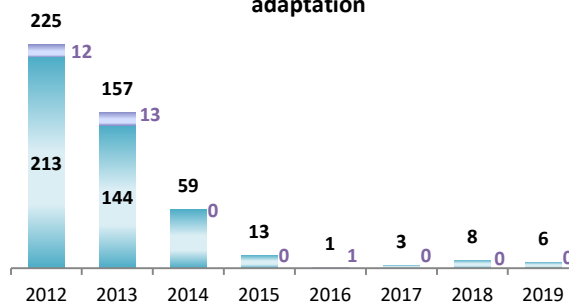
Volume annuel des raccordements

Evolution du nombre de raccordements (HTA et BT) en soutirage



Maille Soutirage : Concession

Evolution du nombre de raccordements (BT) en injection - BT < 36 kVA sans adaptation

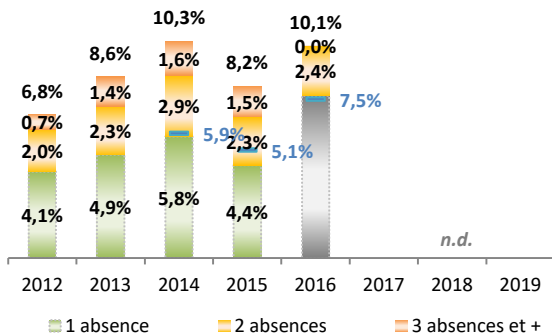


Maille Injection : Concession

Les services aux usagers

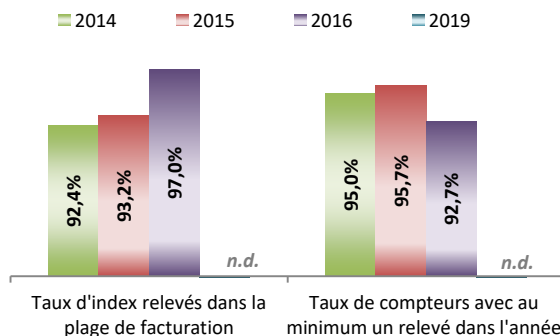
La relève

Evolution du taux d'absence à la relève



Maille : Concession

Evolution des taux relatifs à la relève

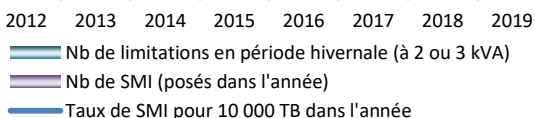


Maille : Concession

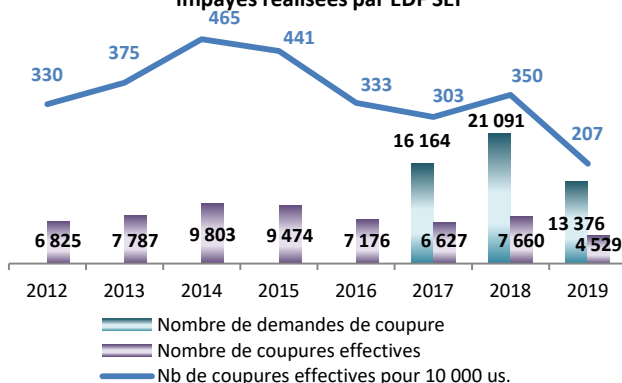
Les coupures pour impayés

Evolution des réductions de puissance enregistrées par le fournisseur

EDF SEI applique des suspensions de fourniture immédiate, l'étape de réduction de puissance n'est pas retenue, car moins efficace selon le fournisseur

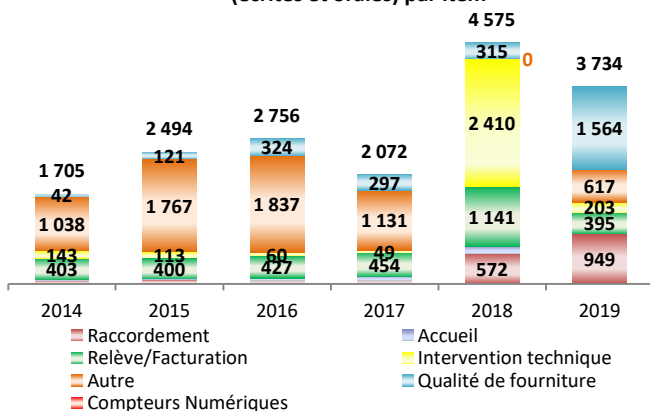


Evolution du nombre de coupures effectives pour impayés réalisées par EDF SEI

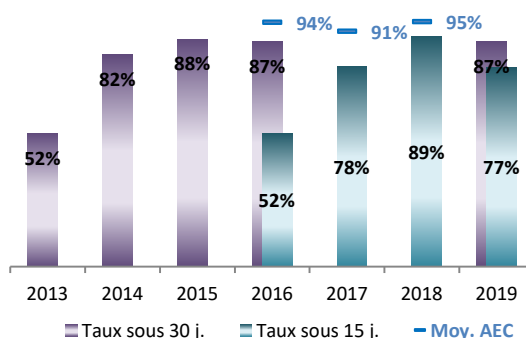


Les réclamations

Evolution de la répartition des réclamations (écrites et orales) par item

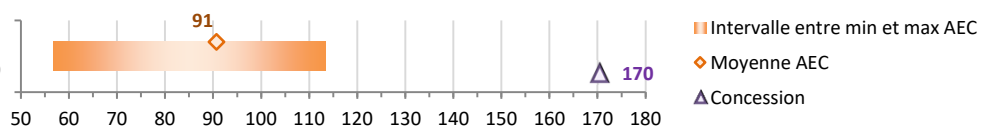


Evolution du taux de réponse aux réclamations sous 30 jours et sous 15 jours depuis 2017



Maille : Concession

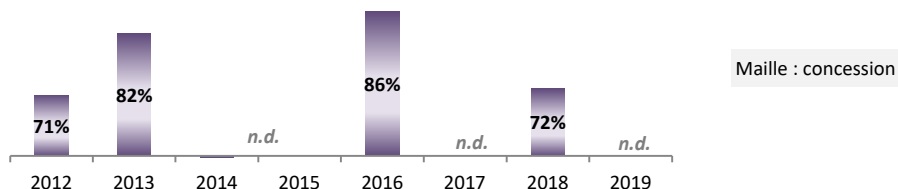
Taux de réclamations distributeur (/10 000 us)



Les services du fournisseur aux usagers aux tarifs réglementés

L'accueil des usagers

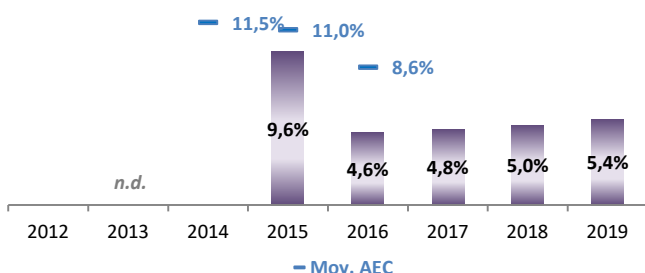
Taux de réussite aux appels téléphoniques



Le taux de réussite des appels téléphoniques est le nombre d'appels traités par EDF SEI rapporté au nombre d'appels reçus.

Les services aux usagers

Pourcentage de contrats optimisés (CTS) dans l'année



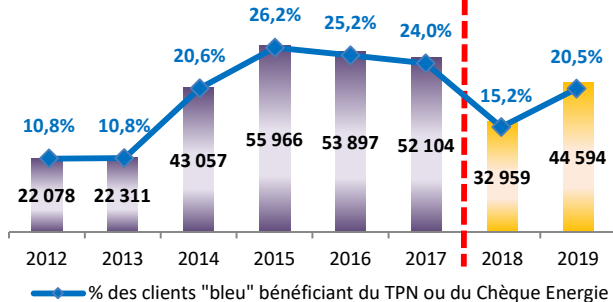
Taux de factures basées sur un auto-relevé

n.d. dans les CRAC

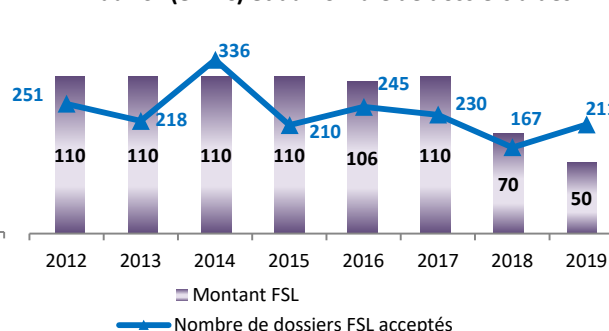
Les usagers en difficultés financières

Le Tarif de Première Nécessité (TPN) est attribué sous conditions de ressources. Le Fonds Solidarité Logement (FSL), qui traite des difficultés de paiement liées au logement, à l'eau, à l'énergie et au téléphone, est cofinancé par EDF SEI.

Evolution du nombre de bénéficiaires du TPN, puis du chèque énergie à partir de 2018



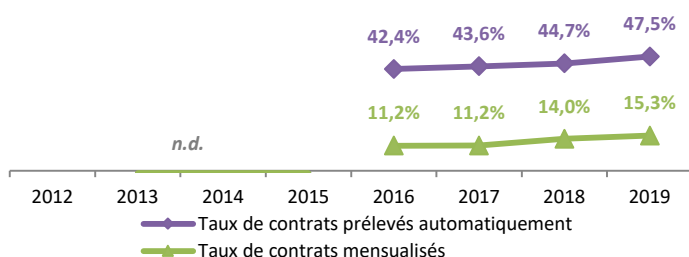
Evolution du montant alloué par EDF au FSL (en k€) et du nombre de dossiers aidés



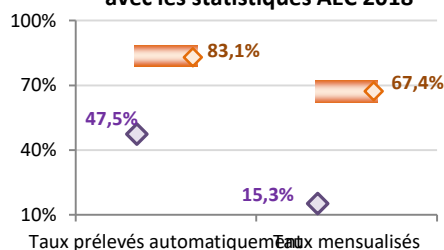
Au 1^{er} janvier 2018 le TPN a été supprimé et remplacé par le Chèque Energie.

Les facilités de règlement des factures

Evolution des taux de contrats au tarif Bleu mensualisés et prélevés automatiquement



Comparaison des taux avec les statistiques AEC 2018



Syndicat Mixte d'Electricité de la Guadeloupe



Analyse de la continuité de fourniture de l'électricité distribuée

Exercice 2019

Juillet 2021

Sommaire

1.	Introduction.....	2
2.	Principales caractéristiques techniques de la concession	3
2.1	Périmètre de la concession.....	3
2.2	Le réseau HTA	4
2.3	Le réseau BT.....	11
3.	Continuité d'alimentation sur la concession	16
3.1	Continuité de fourniture sur l'ensemble du réseau	16
3.2	Continuité de fourniture sur le réseau HTA (HIX)	19
3.3	Continuité de fourniture sur le réseau BT	26
3.4	Analyse des coupures brèves et très brèves	32
3.5	Bilan forces faiblesses sur la continuité.....	34
4.	Actions du concessionnaire pour l'amélioration de la qualité de desserte	35
4.1	Investissements du concessionnaire	35
4.2	Programme travaux du concessionnaire moyen terme	35
4.3	Programme PDV (Prolongation de Durée de Vie)	37
4.4	Plan de déploiement d'OMT.....	38
4.5	Actions à mener pour l'amélioration de la continuité BT	39
5.	Conclusion	40

1. Introduction

Le concessionnaire est tenu par son cahier des charges annexé à la convention de concession ainsi que par ses engagements auprès de l'Etat à une continuité de service minimum auprès des usagers sur les réseaux moyenne et basse tension.

Le présent rapport a pour objectif d'analyser les thèmes suivants :

- Le diagnostic des ouvrages concédés et l'identification des fragilités ;
- L'évaluation de la continuité de fourniture sur le périmètre de la concession en HTA et en BT ;

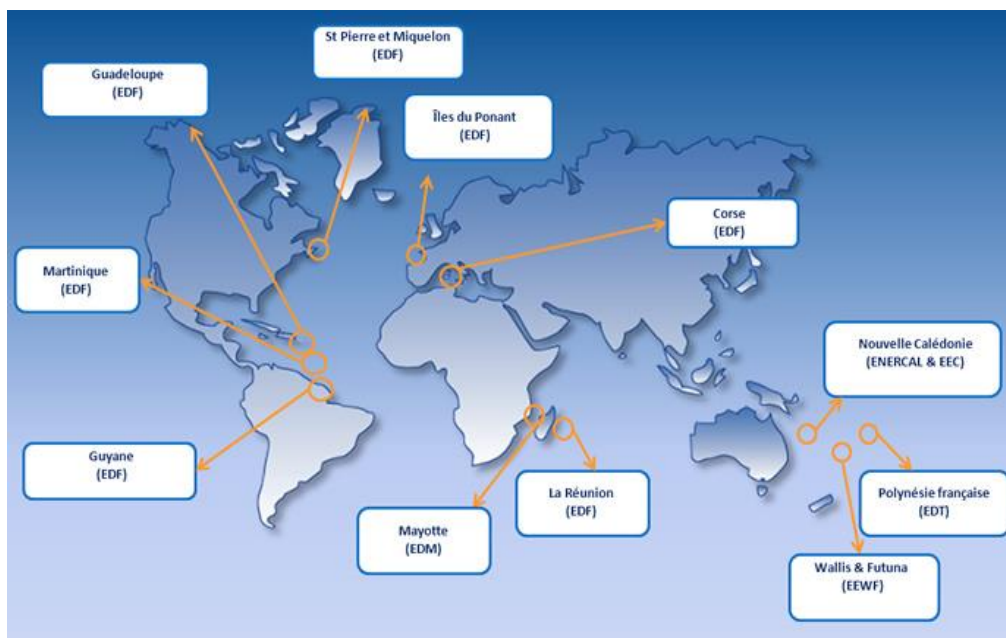
Cette étude propose une vision correspondant à la continuité de fourniture réellement perçue par un usager de la concession, c'est-à-dire intégrant les résultats de continuité de fourniture du réseau amont (production et transport), du réseau HTA et du réseau BT.

L'analyse des sièges, des causes et de la chronologie des interruptions permettra de relever les ouvrages et les événements contribuant le plus à la discontinuité d'alimentation de la concession. Des indicateurs par commune et par département permettront de localiser les zones les plus défavorisées à ce sujet.

L'ensemble de cette étude sera ensuite croisé avec les actions futures ou en cours du concessionnaire visant à améliorer la desserte.

Dans la limite des données disponibles, les caractéristiques de la concession du Sy.MEG seront comparées aux autres concessions de distribution d'électricité française. Une attention particulière sera apportée aux comparaisons avec les autres systèmes insulaires électriques (SEI) présentés sur la carte ci-dessous :

Carte des SEI françaises – Source EDF-SEI

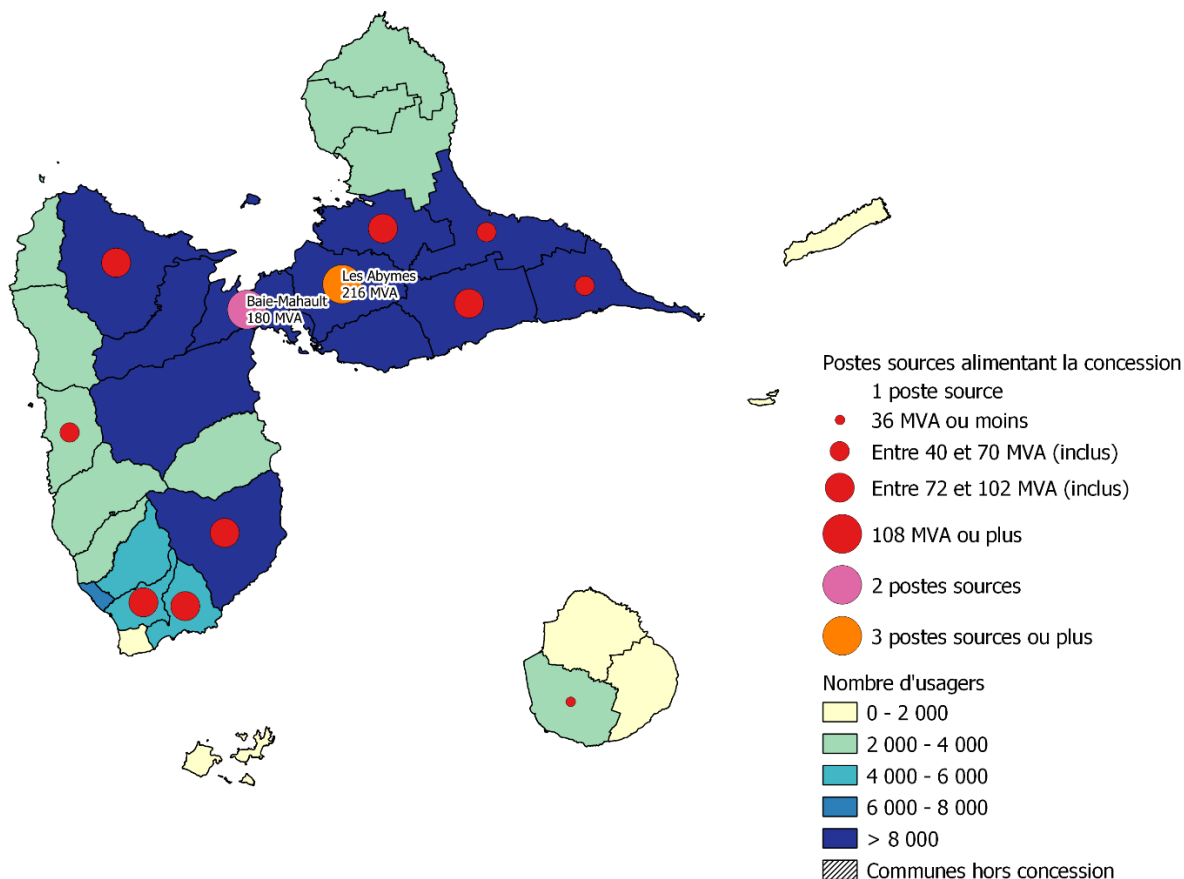


2. Principales caractéristiques techniques de la concession

2.1 Périmètre de la concession

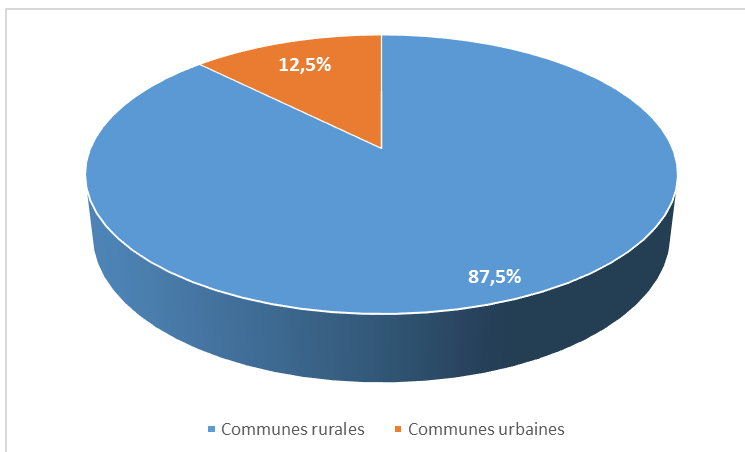
En préambule, il convient de préciser que, selon la base technique, le périmètre de la concession qui est resté inchangé par rapport à l'exercice précédent, est composé de 32 communes présentées sur la carte suivante.

Répartition du nombre d'usagers par commune selon la base technique à fin 2019



Sur la concession, les 5 communes comptant le plus d'usagers sont Les Abymes (30 190 usagers soit 14,0% de la concession), Baie-Mahault (17 630 usagers, soit 8,2% de la concession), Le Gosier (15 956 usagers, soit 7,4% de la concession), Saint-Anne (11 963 usagers, soit 5,5% de la concession) et Petit-Bourg (11 859 usagers, soit 5,5% de la concession). La valeur médiane du nombre d'usagers par commune est de 3 941 usagers. Selon le code du régime FACE, la concession est majoritairement rurale avec 28 communes identifiées comme telles, soit 88% des communes de la concession.

Répartition des communes selon le régime **FACE (urbain ou rural)** selon la base technique à fin 2019



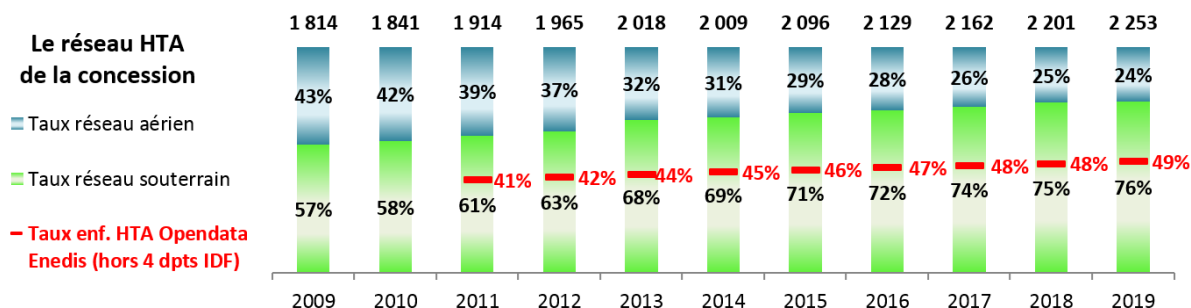
La concession est alimentée par 15 postes source, qui sont à la frontière entre la très haute tension (réseau HTB) et le réseau de distribution (HTA et BT). Un nouveau poste a été mis en service en 2019 : il s'agit du poste source « M GALLANTE », sur la commune de GRAND-BOURG sur l'île de Marie Galante, augmentant la puissance installée sur la concession de 25 MVA (qui atteint 973 MVA à fin 2019).

2.2 Le réseau HTA

Le réseau HTA est constitué de deux principales typologies : aérienne et souterraine.

A fin 2019, le taux d'enfouissement du réseau HTA s'établit à 76,0%, soit un taux bien supérieur à la moyenne constatée par AEC sur une trentaine de concessions (49,0% en 2019).

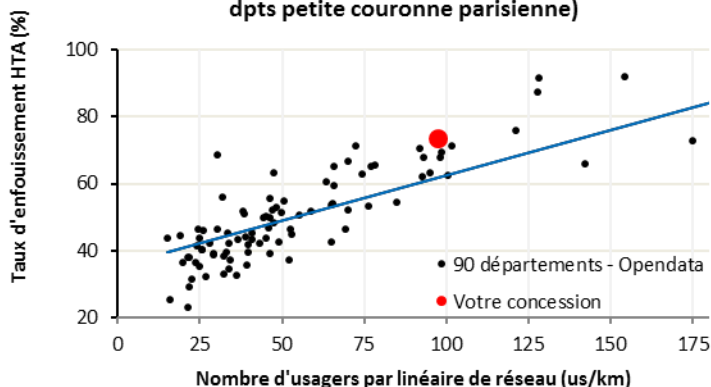
Le réseau HTA de la concession



Toutefois, ce taux reste à comparer à celui constaté sur d'autres concessions insulaires et il apparaît près 9 points supérieur à celui de la Martinique en 2018 (donnée non disponible en 2019), périmètre dont le contexte est très similaire à celui de la Guadeloupe, notamment en ce qui concerne la densité d'usagers et l'exposition aux aléas climatiques.

De plus, la concession du Sy.MEG est une concession dense avec une moyenne de 97 usagers par kilomètre de réseau HTA (moyenne AEC de 64 us/km). Elle présente un taux d'enfouissement bien supérieur à celui constaté dans d'autres concessions aux densités comparables.

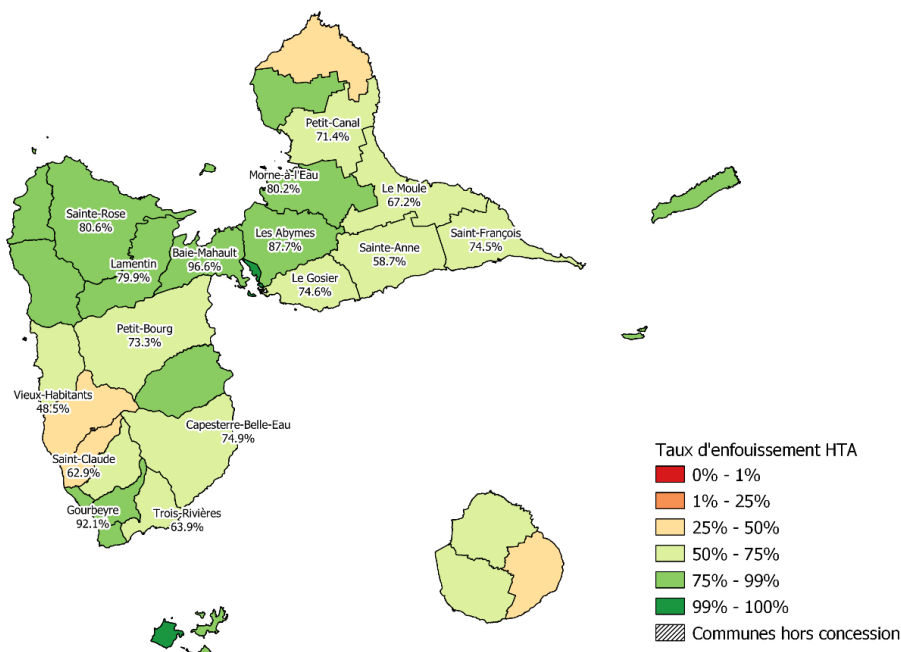
Positionnement de la concession
(statistiques Opendata Enedis - exercice 2019 - hors 4 dpts petite couronne parisienne)



Depuis 2014, la croissance moyenne observée du taux d’enfouissement HTA est de +1,76 point par an. En considérant cette trajectoire sur la concession, le taux d’enfouissement du réseau HTA s’établirait à plus de 85% à l’horizon 2025. L’objectif annoncé lors des précédents audits d’atteindre un taux d’enfouissement HTA de 85% à horizon 2033 serait donc respecté.

La carte suivante présente le taux d’enfouissement HTA par commune et permet d’identifier les zones les moins enfouies de la concession.

Taux d’enfouissement HTA par commune



Les communes présentent pour la majorité des taux d’enfouissement élevés. En effet, les communes dont le taux d’enfouissement HTA est le plus faible sont les suivantes :

- Anse Bertrand avec 41% ;
- Capesterre Marie Galante avec 43% ;
- Baillif avec 44%
- Vieux Habitants avec 48%.

2.2.1 Le réseau HTA aérien nu

Le réseau aérien nu est, par nature, sujet à des défauts fugitifs qui induisent des coupures brèves, ainsi que des micro-coupures. Il est davantage touché par les incidents liés à la végétation et aux aléas climatiques que le réseau aérien torsadé.

Le réseau HTA de la concession est composé à 24,0% de tronçons aérien nu, soit 540 km. Le linéaire de réseaux aériens HTA a diminué de 0,1% par rapport à l'exercice 2018, soit 0,5 km en moins, et suit un rythme de décroissance de -2,9%/ an.

2.2.2 Le linéaire HTA aérien nu de faible section

La concession du Sy.MEG n'a plus aucun linéaire HTA de faible section. Le concessionnaire a résorbé les 1,9 km de HTA de faible section qui étaient encore présents en 2017. Cette partie du réseau était très vulnérable aux aléas climatiques. **Ce point souligne les efforts du concessionnaire pour améliorer la continuité de fourniture.**

2.2.3 Le réseau HTA souterrain

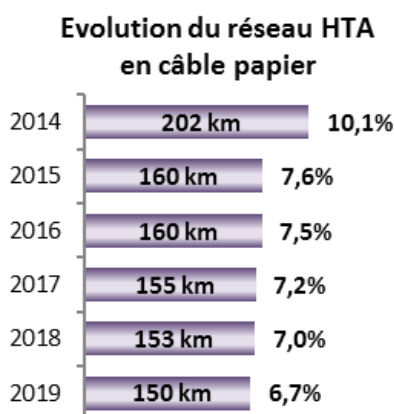
Le taux d'enfouissement HTA du Sy.MEG, de 76,0% à fin 2019, a augmenté de 0,7 point par rapport à l'exercice précédent.

Le linéaire souterrain a augmenté de 3,3% par rapport à 2018, soit 55 km en plus. Depuis les dix dernières années, le réseau HTA souterrain a progressé de +5,9%/ an en moyenne, soit 64 km/ an.

2.2.4 Le linéaire HTA à isolation papier

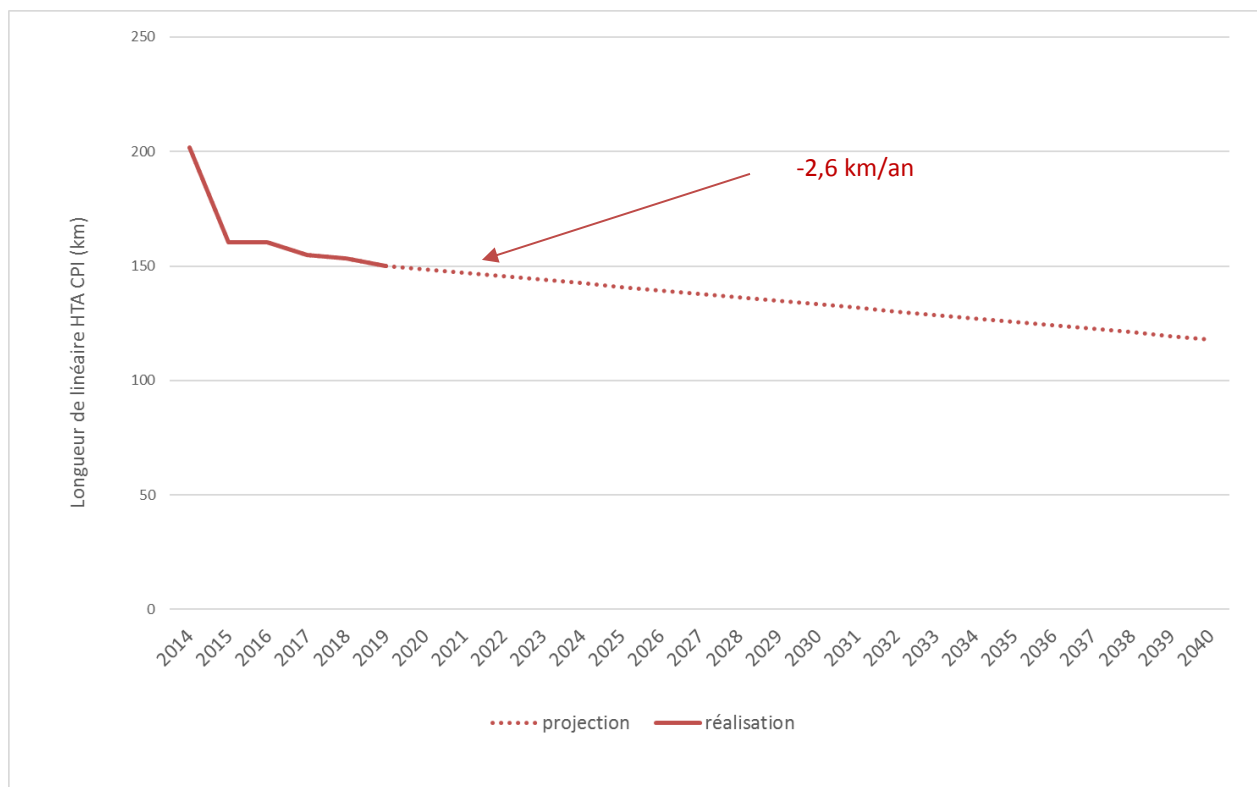
150 km de réseau souterrain sont encore à isolation papier, soit un taux de 6,7%, important au regard des taux constatés en métropole (moyenne de 3,0%) et en Martinique (4,6%, 2018).

Ces ouvrages constituent une fragilité importante du réseau HTA et présentent des taux de pannes importants. Avec le temps, l'isolant électrique constitutif de ce réseau présente des dégradations majeures (acidité des sols, assèchement des huiles). En perdant ces caractéristiques isolantes, ces câbles supportent mal les phénomènes vibratoires (tranchées à proximité) ou les surcharges électriques (courant de court-circuit) et sont plus sensibles aux fortes chaleurs.



En raison d'opérations de fiabilisation des bases, l'analyse des taux de renouvellement est difficile. En 2014 et 2015, une forte baisse est constatée, mais cette diminution est essentiellement due à des corrections d'inventaire. Sur la période 2015 à 2019, le taux de renouvellement s'établit à seulement 2,5 km/an ce qui amène une résorption théorique à horizon 2078.

Evolution du linéaire HTA CPI et tendance de résorption

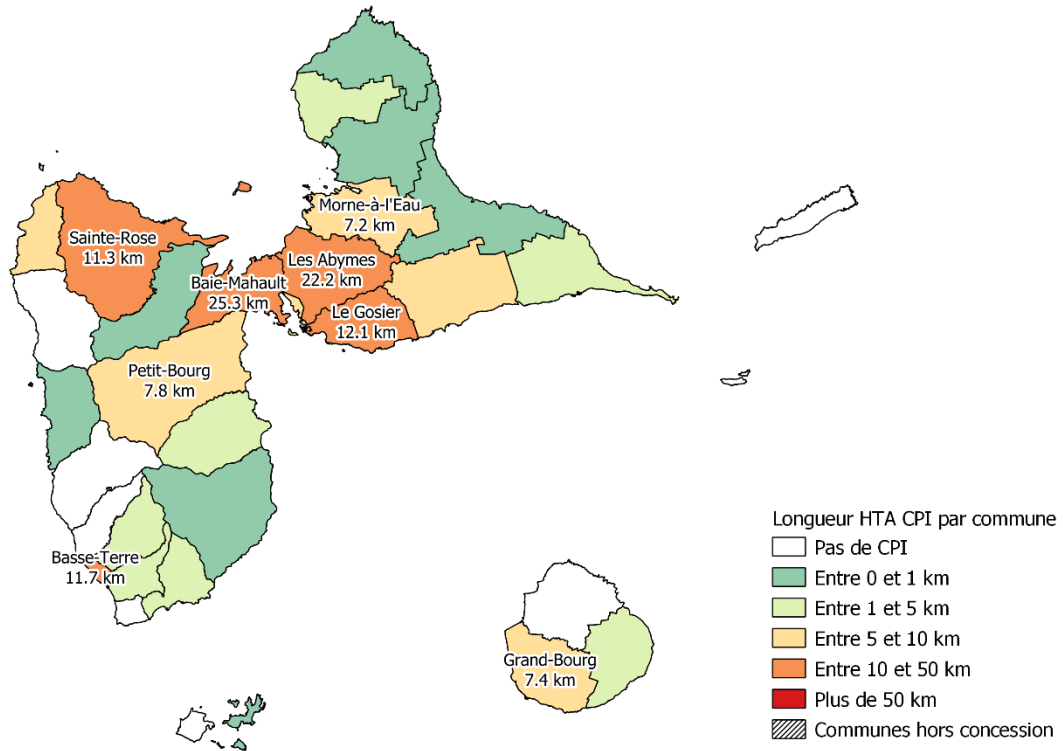


Le concessionnaire a confirmé l'objectif ambitieux de renouveler 68 km de CPI à horizon 2023 avec un démarrage significatif des travaux sur l'exercice 2019 soit en moyenne un taux de renouvellement de 13 km/an.

Or, l'objectif annoncé du concessionnaire n'a pas été réalisé entre 2019, avec seulement 3 km de CPI HTA résorbés. Ce rythme de résorption sera à contrôler lors des prochains contrôles.

La carte suivante, présente le taux de réseau CPI HTA par commune.

Taux de CPI HTA par commune



Linéaire HTA à isolation papier par commune 2019

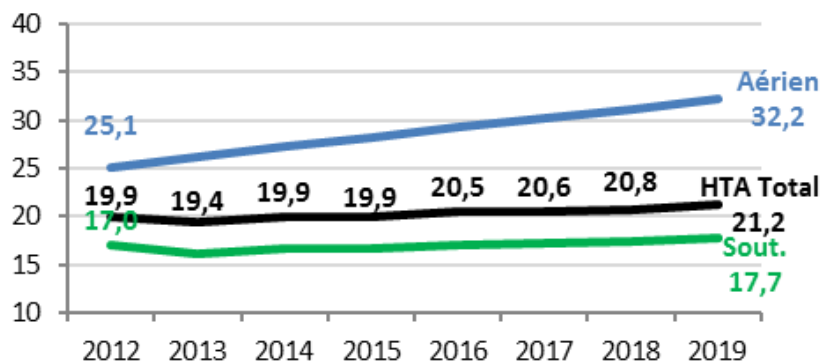
Nom commune	L tot HTA (m)	L sout HTA	Taux enfouissement HTA (m)	L HTA CPI (m)	Taux HTA CPI
Basse-Terre	38 527	37 339	97%	11 664	30%
Deshaies	27 719	22 127	80%	8 365	30%
Pointe-à-Pitre	36 588	36 588	100%	9 969	27%
Baie-Mahault	190 685	184 254	97%	25 340	13%
Le Gosier	99 194	73 993	75%	12 146	12%
Grand-Bourg	71 128	52 441	74%	7 405	10%
Les Abymes	213 310	187 105	88%	22 206	10%
Sainte-Rose	119 153	96 088	81%	11 263	9%
Goyave	39 293	31 839	81%	3 246	8%
Morne-à-l'Eau	91 251	73 204	80%	7 166	8%
Trois-Rivières	44 423	28 392	64%	3 394	8%
Petit-Bourg	108 984	79 902	73%	7 845	7%
Sainte-Anne	114 592	67 284	59%	6 411	6%
Capesterre-de-Marie-Galante	51 411	21 956	43%	2 721	5%
Saint-Claude	39 150	24 616	63%	1 659	4%
Saint-François	114 382	85 270	75%	3 881	3%
Port-Louis	38 029	29 151	77%	1 160	3%
Gourbeyre	59 973	55 236	92%	1 649	3%
Terre-de-Haut	21 779	21 167	97%	412	2%
Lamentin	67 962	54 334	80%	983	1%
Petit-Canal	79 187	56 570	71%	959	1%
Capesterre-Belle-Eau	125 238	93 789	75%	110	0%
Bouillante	34 301	18 101	53%	29	0%
Le Moule	161 823	108 726	67%	101	0%
Anse-Bertrand	46 962	19 257	41%	22	0%
Baillif	30 175	13 139	44%	-	0%
La Désirade	32 948	32 203	98%	-	0%
Pointe-Noire	36 070	30 565	85%	-	0%
Saint-Louis	64 739	42 881	66%	-	0%
Terre-de-Bas	10 587	10 587	100%	-	0%
Vieux-Fort	8 847	8 099	92%	-	0%
Vieux-Habitants	34 508	16 724	48%	-	0%

Les communes Basse-Terre, Deshaies et Pointe à Pitre présentent des taux de CPI HTA élevés avec respectivement 11,7 km de CPI (soit 30% du réseau HTA de la commune), 8,4 km (30%) et 10,0 km soit (27%).

2.2.5 Analyse des âges du linéaire HTA

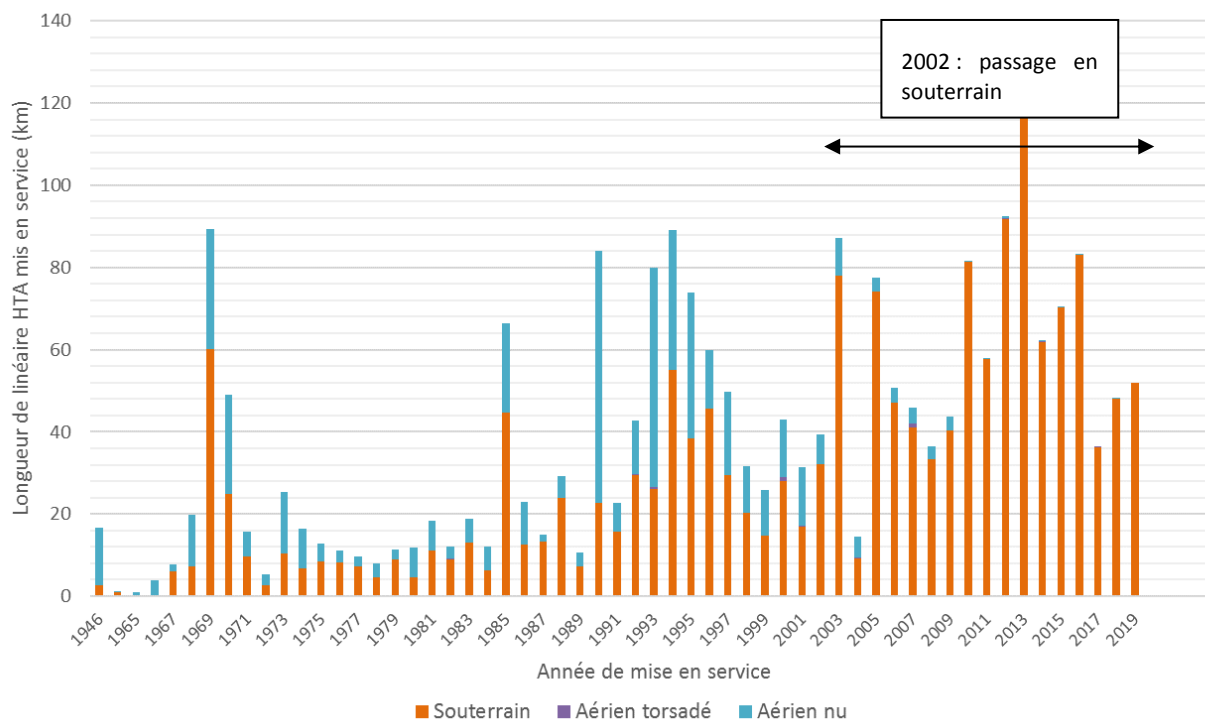
Enfin, le réseau HTA présente un âge encore jeune (21,2 ans). A titre de comparaison, l'âge moyen du réseau HTA s'établit à 29,0 ans sur un panel d'une trentaine de concessions en 2018, le SyMEG se situant au niveau de la fourchette basse (l'âge du réseau en Martinique se situe à 25 ans en moyenne en 2018).

Evolution de l'âge moyen du réseau HTA par typologie sur la concession



En particulier, le réseau HTA souterrain est jeune (17,7 ans en moyenne) alors que les lignes HTA aériennes sont en moyenne âgées de 32,2 ans. Cet écart s'explique notamment par une politique de développement HTA qui favorise presque exclusivement les constructions en souterrain depuis 2002 (voir pyramide des âges ci-dessous).

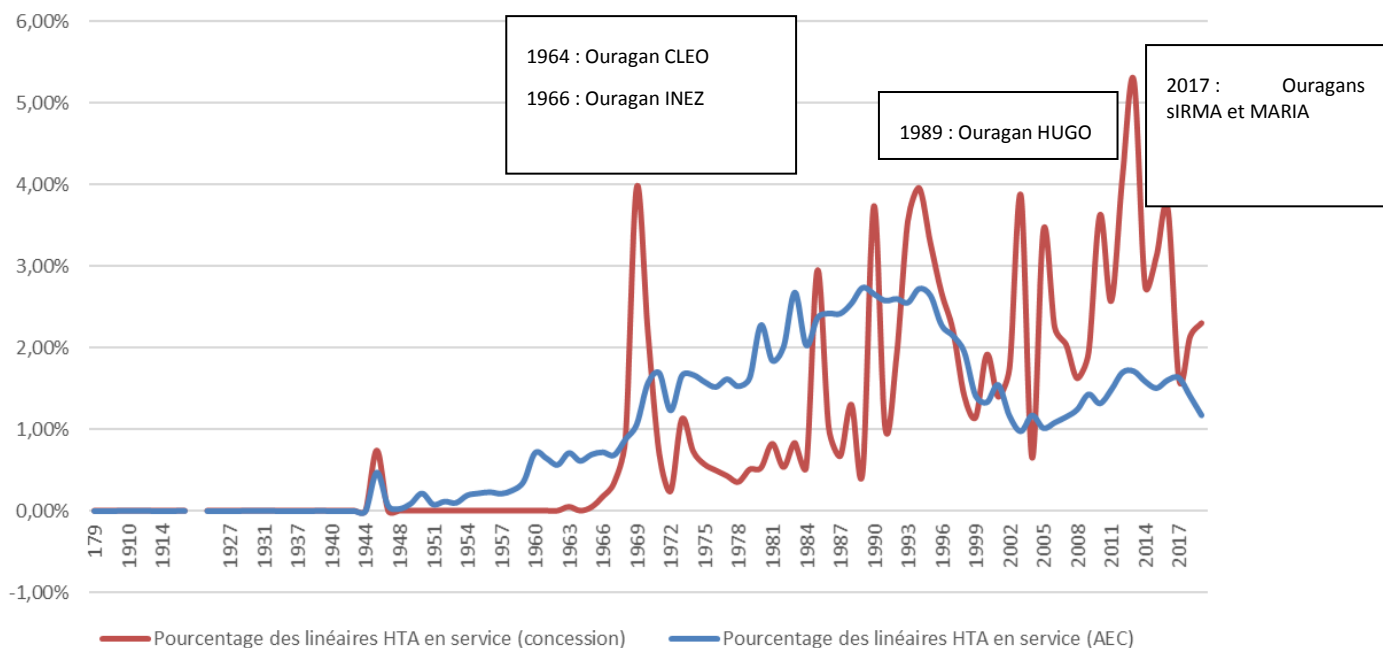
Pyramide des âges du réseau HTA par typologie



La pyramide des âges montre que sur la période 1946 à la fin des années 1990, les réseaux étaient partagés entre les technologies aériennes et souterraines. C'est à partir des années 2003, que les mises en services se font majoritairement en technique souterraine.

Le graphique suivant compare la pyramide des âges des linéaires HTA de la concession avec le national.

Pyramide des âges du réseau HTA – comparaison concession vs national



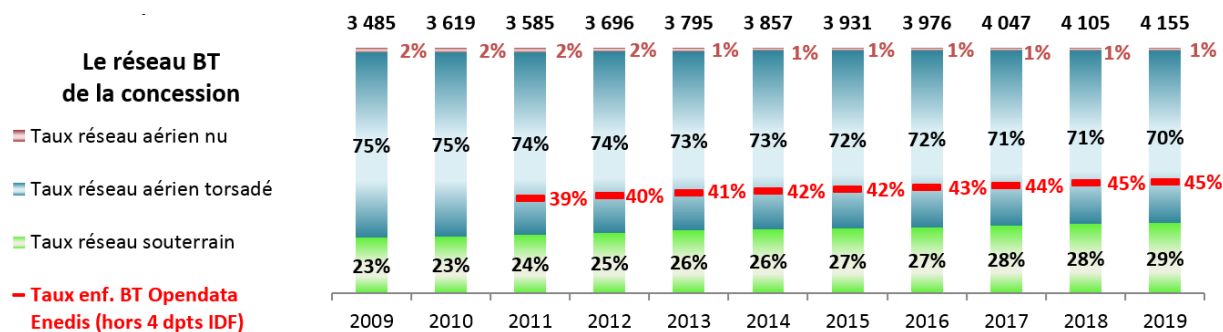
Les pics de mises en services illustrent notamment la reconstruction des réseaux après la survenue d'ouragans ou des tempêtes qui ravagent les réseaux aériens. (Pic de construction après l'ouragan HUGO en 1989 et les ouragans IRMA et MARIA en 2017 par exemple). Ainsi nous pouvons observer que le réseau HTA de la concession est plus jeune que ce qui est constaté en moyenne dans des concessions de la métropole, notamment suite aux différentes reconstructions dues aux cyclones.

2.3 Le réseau BT

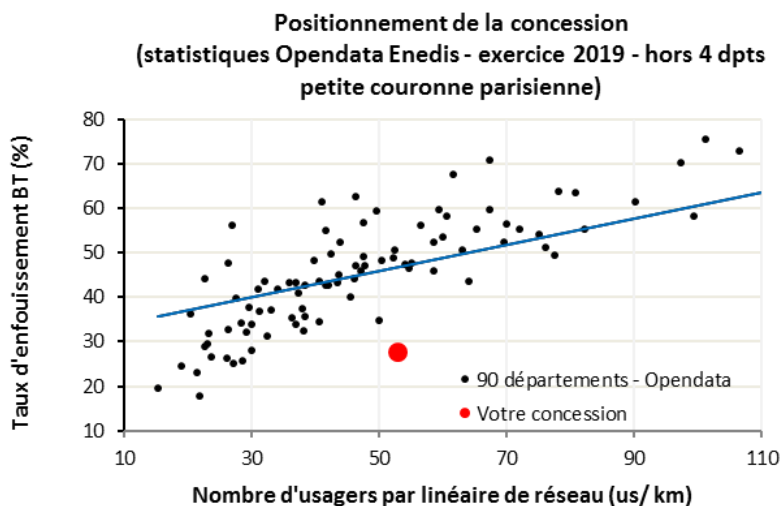
Le réseau BT est constitué de trois principales typologies : les réseaux aériens nus, aériens torsadés et souterrains. Le réseau torsadé continue de représenter la grande majorité des lignes BT.

Les efforts conjoints du syndicat et du concessionnaire ont amené le taux d'enfouissement du réseau BT à augmenter de 3 points entre 2014 et 2019, pour s'établir à 28,5%.

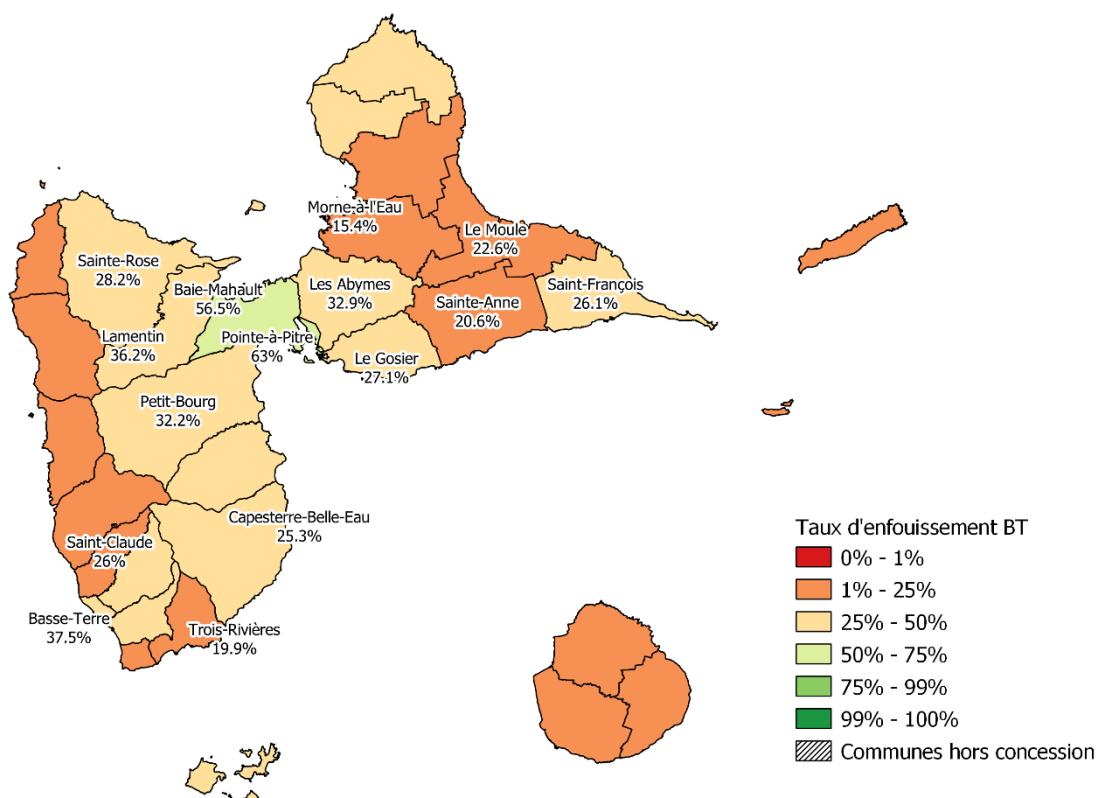
Le réseau BT de la concession



Ce taux d'enfouissement reste très faible (28,5%), largement inférieur à des concessions présentant une densité équivalente sur leur réseau BT (53 us/ km) : 20 points en dessous de la moyenne constatée sur des territoires comparables. Ce taux reste au-dessus du taux d'enfouissement du réseau BT de la Martinique de 23% en 2018.



La carte suivante présente le taux d'enfouissement BT par commune et permet de constater que seules 2 communes présentent un taux d'enfouissement BT supérieur à 50% (Pointe à Pitre avec 63% et Baie Mahault avec 57%).

Taux d'enfouissement BT par commune en 2019

Les communes suivantes présentent des taux d'enfouissement BT les plus bas :

- Capesterre de Marie Galante (9%) ;
- La Désirade (11%) ;
- Pointe noire (12%) ;
- Baillif (13%).

2.3.1 Le réseau BT aérien torsadé

Le linéaire BT torsadé constitue la part la plus importante du réseau BT de la concession, bien que cette part soit en diminution depuis 2009. Cette typologie présente généralement une bonne tenue aux incidents, amoindrie sur le territoire du SyMEG du fait des nombreuses sollicitations climatiques et de la forte exposition à la végétation.

En 2019, le réseau BT est composé à 70,4% de lignes torsadées, soit 2 927 km. Au cours des dix dernières années, le réseau torsadé a augmenté en moyenne de 0,8%/ an, soit 20,6 km/ an.

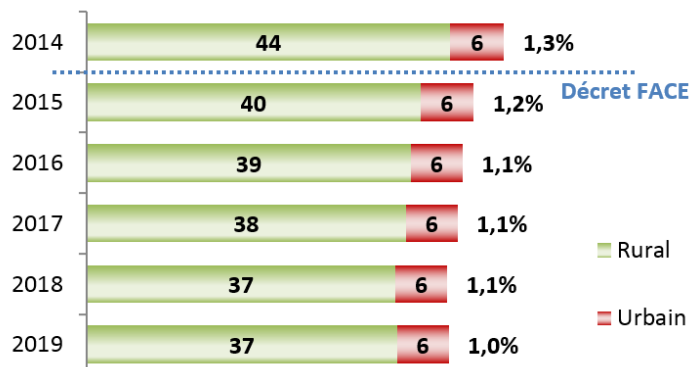
2.3.2 Le réseau BT aérien nu

L'aérien nu est la technologie la plus ancienne, qui fut à l'origine de la construction du réseau basse tension. Ce type de réseau est le plus vulnérable et le plus sensible aux agressions extérieures. Il est en voie de résorption sur l'ensemble du territoire national.

Le réseau BT est composé à 1,0% de tronçons aériens nus en 2019 (soit 43,5 km), en diminution de 0,1 point par rapport à 2018. Ce taux très faible est inférieur à la moyenne constatée par AEC sur une trentaine de concessions auditées (de 7,8% en métropole et de 0,8% pour la Martinique). Depuis 2009, le réseau aérien nu a diminué de 3,8%/ an en moyenne, soit 2,7 km/ an.

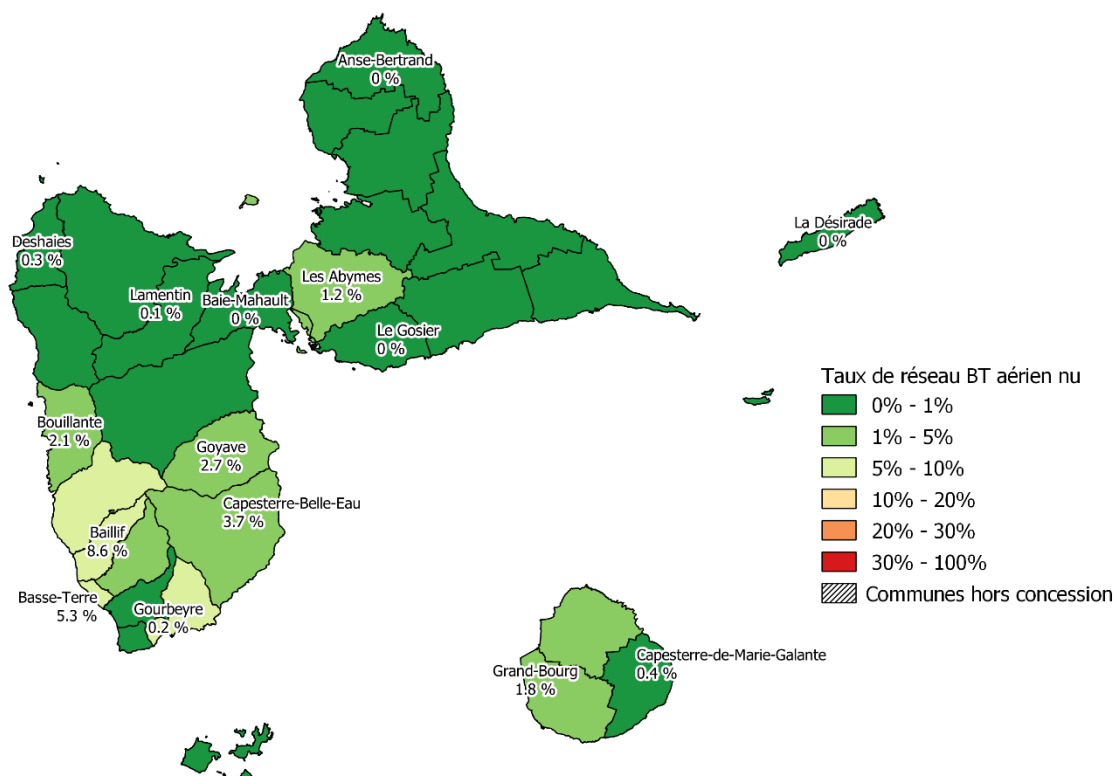
Ces lignes sont présentes à plus de 86% en zone rurale où le concessionnaire ne semble pas engager d'opérations de sécurisation par du renouvellement en torsadé ou par de l'enfouissement. En effet, seuls 7 km de fil nu ont été traités par EDF-SEI depuis 2014.

Répartition du réseau BT aérien nu (km)



La carte suivante présente la localisation des fils nus de la concession et indique une concentration forte sur les communes de Baillif et Trois rivières qui représentent respectivement 4,8 km du fil nu, et 5,1 km soit 23% du stock concessif.

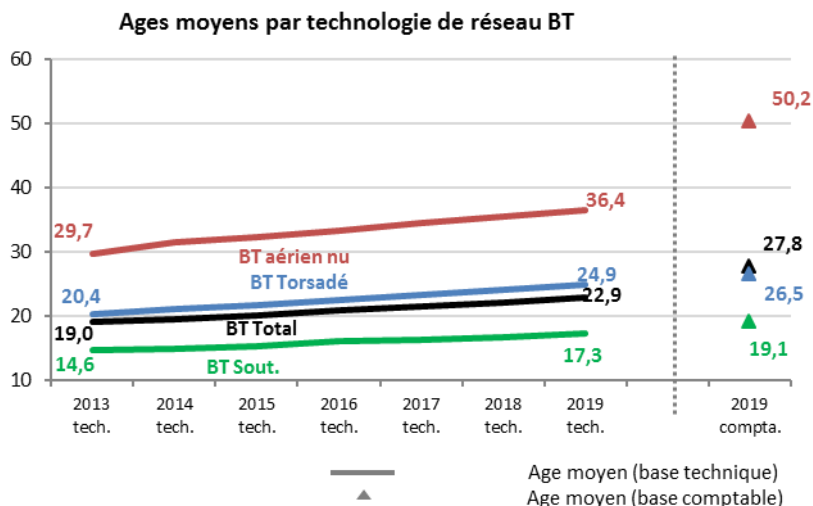
Taux de réseau BT aérien nu par commune en 2019



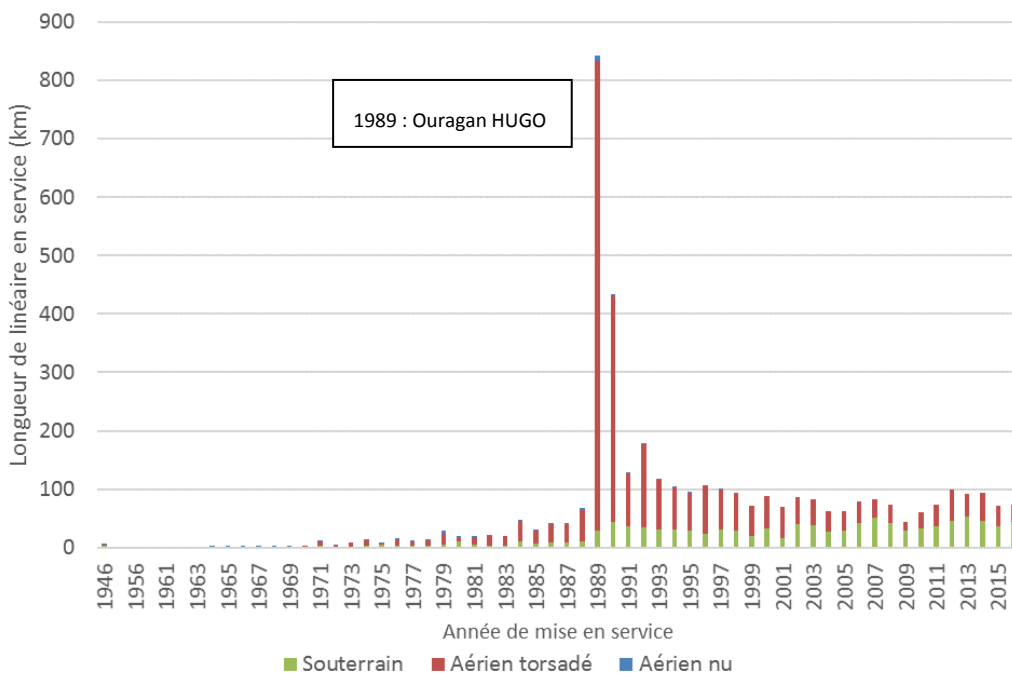
Le réseau BT de la concession ne comporte aucun linéaire de faible section, ce qui est particulièrement satisfaisant dans une optique de qualité et de continuité de fourniture.

2.3.3 L'âge moyen du réseau BT

Le réseau BT concédé par le Sy.MEG est âgé en moyenne de 27,8 ans à fin 2019. Le réseau BT torsadé est âgé de 26,5 ans, et le réseau souterrain de 19,1 ans. Le réseau BT aérien nu est bien plus âgé que les autres technologies, à 50,2 ans. Rappelons que l'âge comptable des tronçons avant amortissement complet est de 40 ans.



Pyramide des âges des réseaux BT par typologie



Au regard des données fournies par le concessionnaire, un pic de mise en service de linéaires BT s'est produit à partir de 1989 et au début des années 1990. Environ 27% du réseau BT torsadé présent sur la concession a notamment été mis en service en 1989. Ces travaux en masse ont pour origine l'ouragan HUGO qui a engendré des dommages matériels conséquents.

3. Continuité d'alimentation sur la concession

3.1 Continuité de fourniture sur l'ensemble du réseau

3.1.1 Définition du critère B

Le critère B, représentant le temps de coupure moyen par usager, est l'indicateur le plus utilisé pour caractériser la continuité de fourniture. Il permet principalement de mettre en évidence la sensibilité des réseaux aux agressions extérieures ainsi que la réactivité déployée par le concessionnaire pour réalimenter les usagers coupés (notamment *via* les organes de manœuvre permettant de tronçonner le réseau et de passer en schéma d'exploitation de secours) et pour réparer les dégâts sur le réseau.

Ce temps de coupure moyen présente plusieurs niveaux de décomposition :

- Par nature d'interruptions : suite à un incident sur le réseau ou à une intervention nécessitant de couper l'alimentation (travaux) ;
- Par type de réseau : selon la localisation le plus en amont de la cause de la coupure (réseau de transport, poste source, réseau HTA, réseau BT). Il est à noter ici que les interruptions sur branchement uniquement ne sont pas comptabilisées dans cet indicateur. **En outre, les temps de coupure consécutifs à une interruption sur le réseau BT ne sont comptabilisés que depuis le début de l'année 2014 ;**
- Par type d'évènement : exceptionnel (IX) ou non (HIX). Un évènement climatique est considéré comme exceptionnel lorsque les conditions suivantes sont vérifiées :
 - Plus de 100 000 usagers affectés sur des territoires contigus ;
 - Probabilité d'occurrence supérieure à 20 ans.

Le CRAC rappelle cette définition :

² Conformément à la proposition de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) du 13/11/2015, sont notamment considérés comme des évènements exceptionnels « les phénomènes atmosphériques d'une ampleur exceptionnelle au regard de leur impact sur les réseaux, caractérisés par une probabilité d'occurrence annuelle inférieure à 5% pour la zone géographique considérée dès que, lors d'une même journée et pour la même cause, au moins 100 000 consommateurs finals alimentés par le réseau public de transport et/ou par les réseaux publics de distribution sont privés d'électricité ». Les incidents entrant dans le champ de la proposition précitée sont exclus des statistiques de coupure de façon à produire le critère B hors évènements exceptionnels (critère B HIX).

3.1.2 Rappel des objectifs présentés par la CRE pour EDF SEI

Dans le cadre de la régulation incitative, le TURPE 5 fixe une valeur de référence sur la période 2018 – 2021 pour EDF SEI à **329 minutes /an de temps de coupure HIX hors coupures liées à la production**. La force de l'incitation sur la période correspondante est de 173 k€/min.

Ce qui signifie que si EDF SEI présente un temps de coupure inférieur à 329 minute il percevra un bonus de 173 k€/min en moins, et s'il présente un temps de coupure HIX supérieur à la valeur de référence, il sera pénalisé de 173 k€/min supplémentaires.

Extrait de la CRE sur la régulation incitative du TURPE 5

Le cadre de la régulation incitative : Le TURPE 5

- Valeur de référence à la maille SEI pour la période [2018-2021] cible calculée sur la moyenne de la performance sur la période [2014-2016], HIX et hors coupures liées à la production

Critère BHIX	
Valeur de référence sur la période 2018-2021	329 minutes/an

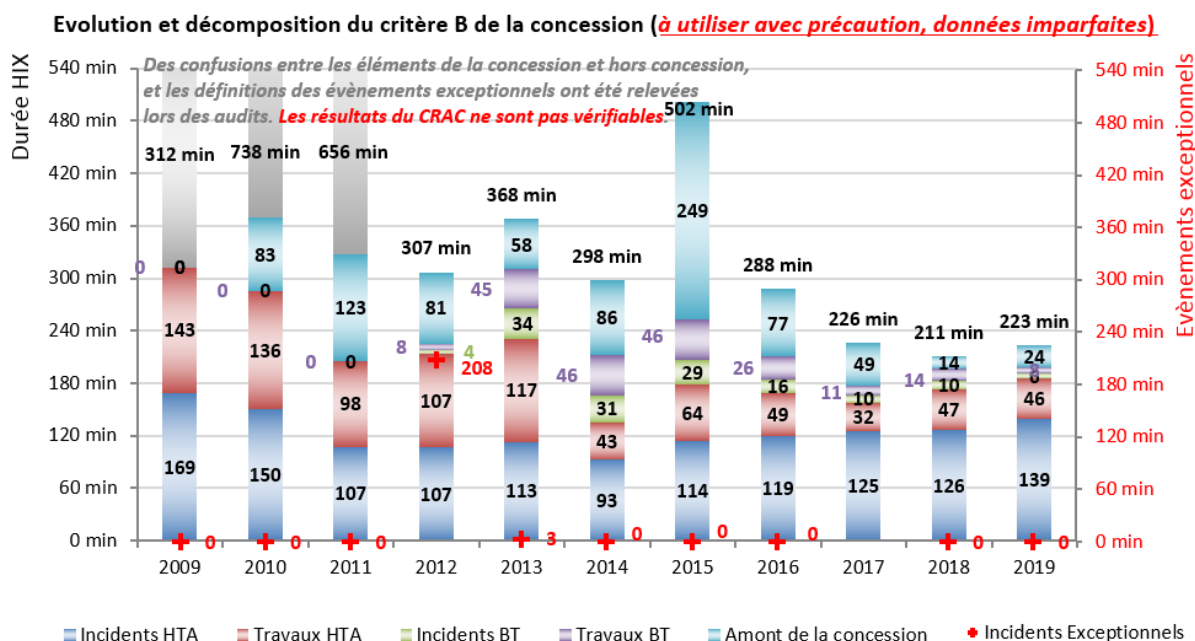
- Incitation financière calquée sur le mécanisme retenu pour Enedis

Critère BHIX	
Force de l'incitation sur la période 2018-2021	173 k€/min

- Système de plafond/plancher au périmètre SEI pour limiter le risque financier

3.1.3 Evolution du critère B HIX

Le critère B HIX de la concession est illustré sur le graphique suivant. Il présente également le complément relatif aux incidents classés comme exceptionnels, identifiés comme tel en 2017 avec le cyclone MARIA ayant élevé le critère B TCC à 3 983 minutes. En 2019, il n'y a pas d'évènements exceptionnels à relever (idem en 2018).

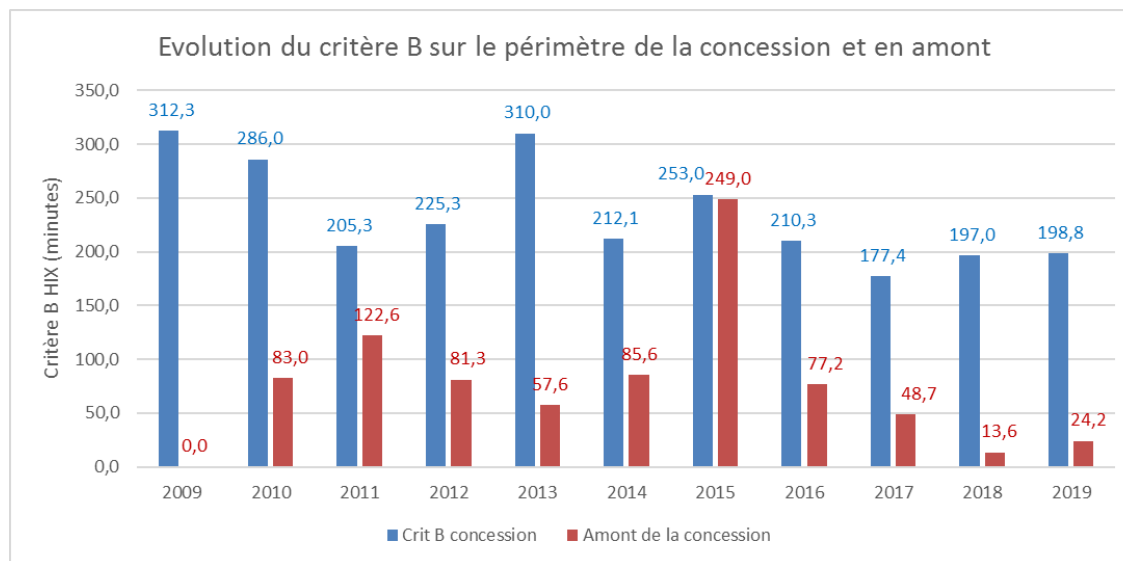


En moyenne sur la période 2009 - 2019, le critère B HIX est de 375,2 minutes. En 2019 le critère B HIX est inférieur au temps moyen constaté sur la période (223,0 minutes). De 2015 à 2018, le temps de coupure HIX est en amélioration passant de 502,0 minutes à 210,6 minutes, avec une légère dégradation en 2019 (+12,4 minutes).

Toutefois, d'après le graphe suivant, les diminutions du critère B sur les cinq dernières années sont principalement dues à de nettes améliorations en amont de la concession. Le critère B « sur la concession » augmente même depuis 2017, passant de 177,4 minutes à 198,8 minutes, et démontrant une dégradation de la continuité de fourniture sur la concession.

Les incidents sur le réseau HTA sont les premiers contributeurs au temps de coupure. En moyenne sur la période 2009-2019, le temps de coupure lié aux incidents sur le réseau HTA est de 38%. En 2019, les incidents sur le réseau HTA contribuent à 62%. *Les incidents HTA contribuent en moyenne sur 5 ans de 48% en Guadeloupe contre 52% pour la Martinique.*

Notons enfin que le critère B travaux (HTA et BT) est en diminution par rapport à 2018, passant de 60,5 à 53,5 (-11,6%), et marquant un effort d'efficacité des interventions de la part du concessionnaire.



3.1.4 Fiabilité du temps de coupure

Le tableau ci-dessous présente les valeurs du Critère B entre les différentes requêtes techniques transmises par EDF-SEI dans le cadre du contrôle de concession (c'est à dire le fichier ETINC18 détaillant les coupure HTA, le fichier ETINC28 détaillant les coupures sur les réseaux BT, le fichier ETINC05 détaillant la continuité, et les chiffres du CRAC).

Exercice 2019

Décomposition Critère B HIX	ETINC02 (coupure amont)	ETINC 18 (coupure HTA)	ETINC 28 (coupure BT)	ETINC 05	CRAC
Crit B amont (transport + PS)	24,3			24,2	24,2
Crit B inc HTA		140,4		139,2	145,2
Crit B inc BT			6,1	6,1	
Crit B travaux HTA		46,0		45,9	53,5
Crit B travaux BT			7,7	7,7	
Crit B HIX		224,4		223,0	223,0

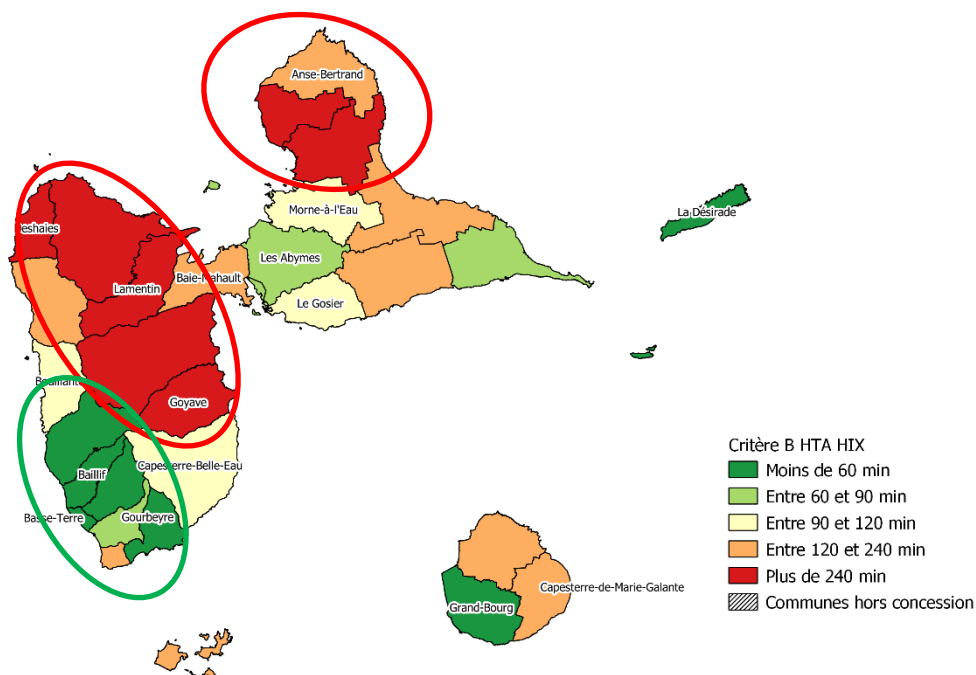
Il apparaît une cohérence quasi-parfaite entre les fichiers de contrôles et les chiffres du CRAC. Ce point était déjà en amélioration pour l'exercice 2018 par rapport aux exercices précédents, et poursuit une bonne dynamique.

3.2 Continuité de fourniture sur le réseau HTA (HIX)

3.2.1 Evaluation et analyse géographique de la continuité de fourniture HTA

Afin de localiser les zones présentant le plus de nécessités quant à une sécurisation des réseaux HTA, il est nécessaire de spatialiser le temps de coupure sur incident HTA à une maille territoriale plus fine.

Critère B HTA HIX (2019)

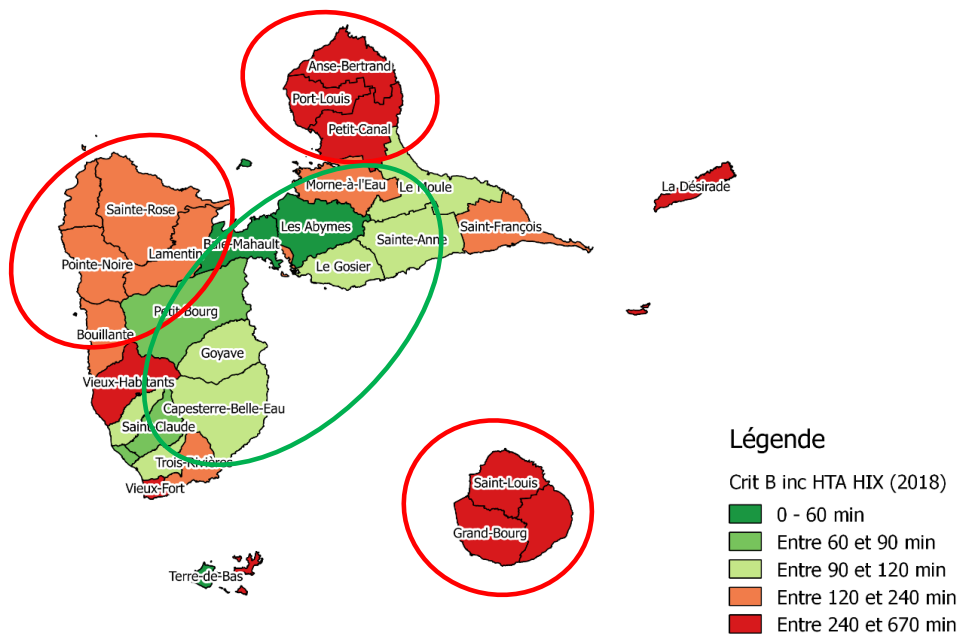


Cette carte montre plusieurs zones sensibles et une zone moins vulnérable, à savoir :

- Le Sud-ouest de Basse-Terre a globalement une bonne continuité d'alimentation avec un critère B sur incident HTA inférieur à 90 minutes ;
- Le Sud de Grande-Terre présente un critère B intermédiaire, entre 2 et 4 heures ;
- La continuité sur le Nord de Basse Terre est très dégradée avec un critère B sur incident HTA supérieur à 4 heures ;
- La continuité sur le Nord de Grande Terre est également dégradée, avec un critère B HTA supérieur à 4 heures.

La carte de l'exercice 2018 montre des résultats similaires sur les régions les plus touchées.

Critère B HTA HIX (2018)



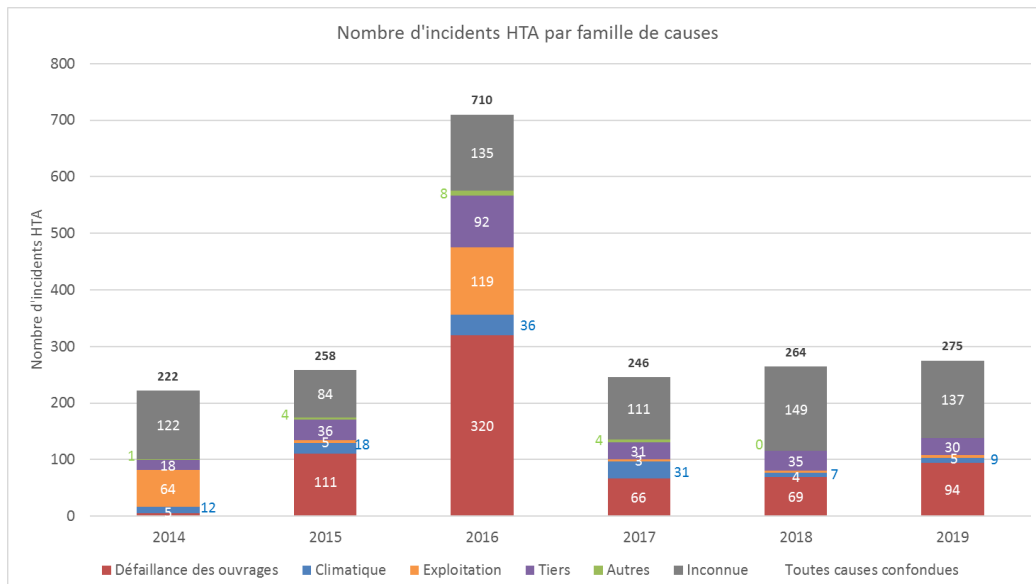
Légende

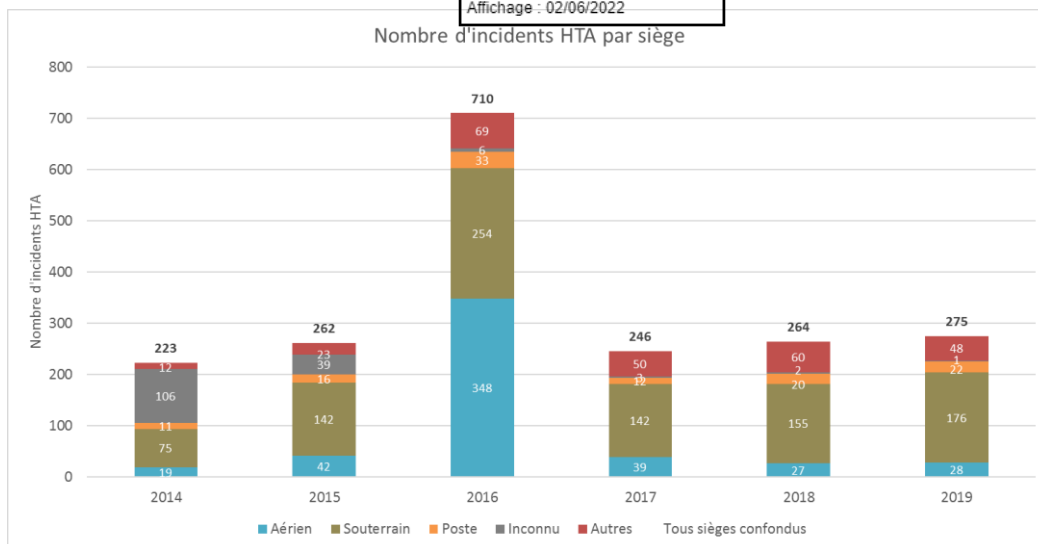
- Crit B inc HTA HIX (2018)
- 0 - 60 min
 - Entre 60 et 90 min
 - Entre 90 et 120 min
 - Entre 120 et 240 min
 - Entre 240 et 670 min

3.2.2 Analyse des sièges et causes des incidents HTA HIX

Les graphes et tableau ci-dessous montrent l'évolution du nombre d'incidents constatés sur le réseau HTA entre 2014 et 2019. Le premier siège en nombre d'incidents est le réseau souterrain (hors CPI) avec 43% des incidents HIX sur la période. Le réseau aérien compte 228 incidents HIX sur la période. **40% des causes d'incidents sont inconnues, ce qui est considérable comparé aux concessions métropolitaines (moins de 10%)**. Les défaillances d'ouvrages sont la deuxième cause d'incidents en nombre.

Décompositions des incidents HTA HIX par catégorie de siège et cause en nombre sur la période 2014-2019



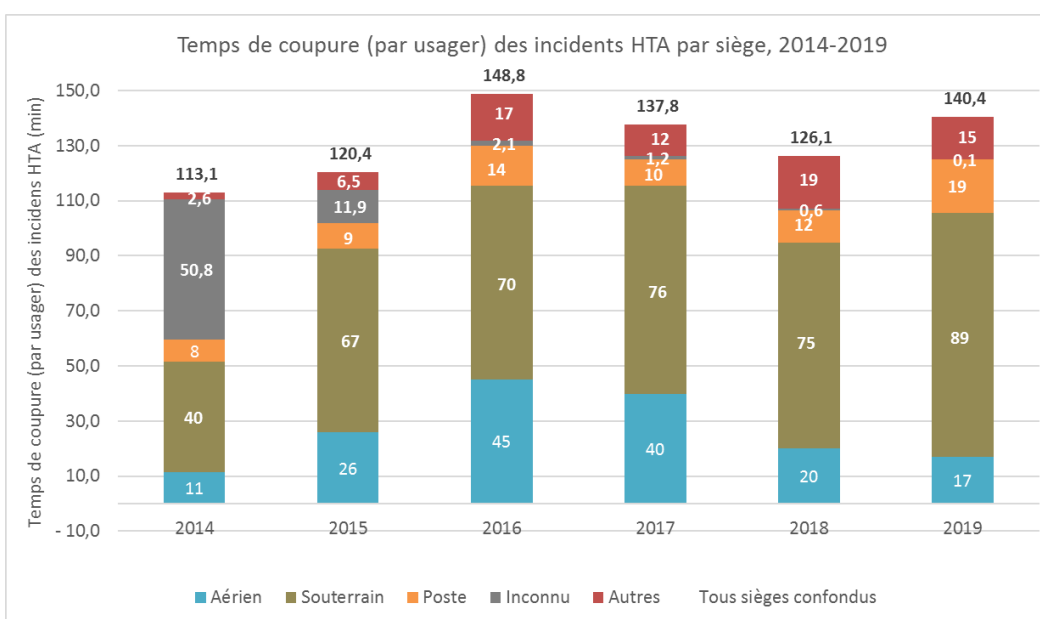
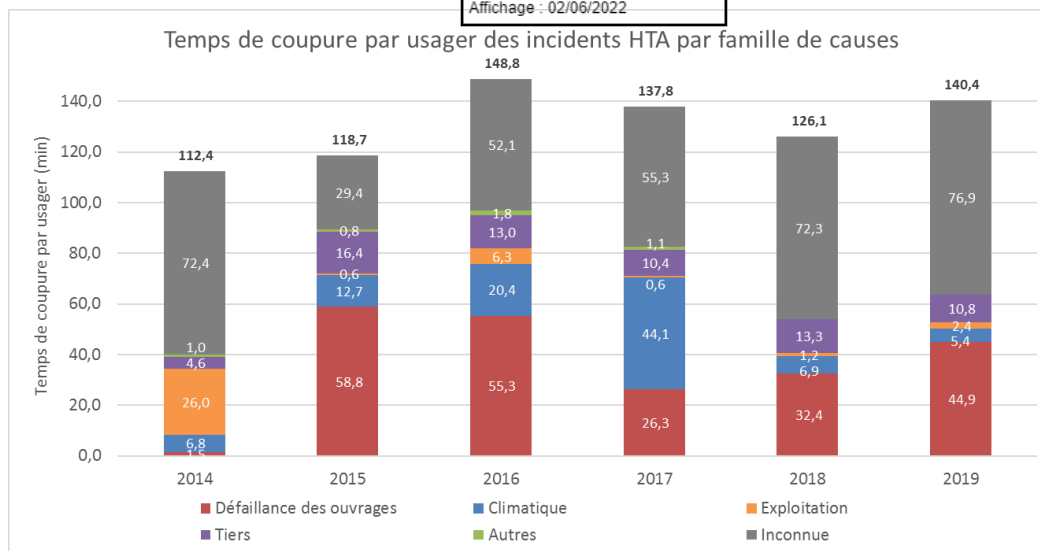


Répartition du nombre d'incidents HTA par siège et par cause Toutes années disponibles		Siège								
		Aérien			Poste	Souterrain		Autres	Inconnu	Tous sièges confondus
		Ligne	Accessoire	Support		CPI	Autres			
C a u s e	Climatique	2,1%	1,4%	0,5%	0,3%	0,0%	0,2%	0,8%	0,5%	5,8%
	Défaillance des ouvrages	7,6%	1,4%	0,7%	1,4%	3,2%	15,9%	0,3%	0,5%	30,9%
	Tiers	1,3%	0,2%	0,8%	1,3%	0,4%	8,0%	0,4%	0,3%	12,6%
	Exploitation	5,7%	0,0%	0,1%	0,2%	0,2%	0,6%	0,1%	2,7%	9,8%
	Autres	0,2%	0,2%	0,0%	0,1%	0,0%	0,4%	0,0%	0,0%	0,9%
	Inconnue	0,7%	1,4%	0,2%	2,7%	0,5%	18,0%	11,2%	5,4%	40,1%
	Toutes causes confondues	17,7%	4,7%	2,3%	5,9%	4,4%	43,0%	12,7%	9,3%	100,0%

Les graphes et tableau suivants présentent la décomposition des NiTi¹ par sièges et par années sur la période 2014-2019. Le siège le plus contributeur au temps de coupure est le réseau souterrain, avec 49% du temps de coupure. Les causes du temps de coupure sont également principalement inconnues (49%). Viennent ensuite les défaillances d'ouvrages avec 25% du temps de coupure.

Décompositions des NiTi des incidents HTA HIX par catégorie de siège par année (2014-2019)

¹ NiTi : Correspond au produit du nombre d'utilisateurs affectés par la coupure et la durée de la coupure. Cela traduit l'impact global de la coupure.



Répartition du NITI des incidents HTA par siège et par cause		Siège								
		Aérien			Poste	Souterrain		Autres	Inconnu	Tous sièges confondus
Toutes années disponibles		Ligne	Accessoire	Support		CPI	Autres			
C a u s e	Climatique	4,7%	3,3%	1,2%	0,7%	0,0%	0,8%	0,6%	0,5%	11,7%
	Défaillance des ouvrages	1,2%	2,2%	0,5%	2,1%	3,5%	14,6%	0,0%	0,6%	24,9%
	Tiers	0,6%	0,2%	1,0%	1,2%	0,3%	5,8%	0,0%	0,1%	9,3%
	Exploitation	1,1%	0,0%	0,1%	0,1%	0,2%	0,5%	0,0%	2,5%	4,4%
	Autres	0,2%	0,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,3%	0,1%	0,1%	1,0%
	Inconnue	1,2%	2,5%	0,3%	4,9%	0,2%	26,6%	7,9%	5,1%	48,7%
	Toutes causes confondues	9,1%	8,5%	3,1%	9,0%	4,3%	48,5%	8,6%	9,0%	100,0%

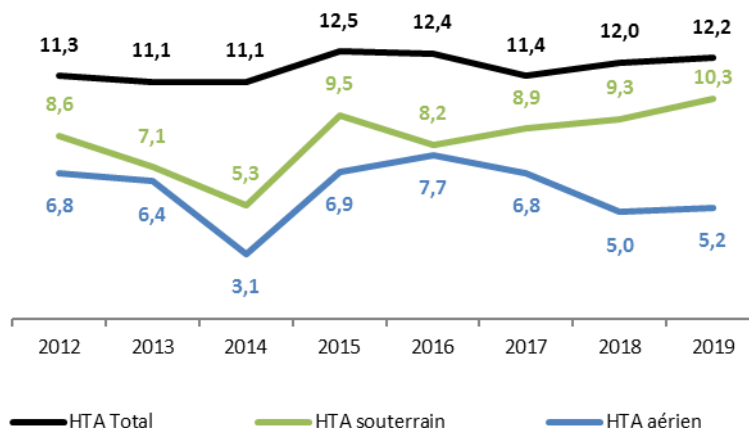
Il apparaît qu'une part trop importante des incidents reste sans cause connue. Ce point est dommageable puisqu'il empiète largement sur l'analyse des causes des incidents HTA. Ce problème est connu des équipes d'EDF, des investigations sont en cours pour améliorer ce point. Le constat déjà été fait lors du contrôle de l'exercice précédent ; la part des causes inconnues était alors légèrement plus importante (52% du nombre d'incidents et 53% du temps de coupure). **Le concessionnaire avait indiqué lors des précédents audits qu'il s'engagerait à améliorer ce point. La sensibilisation des agents à la précision de la collecte des informations relatives aux incidents sur le réseau doit être renforcée, et le Sy.MEG est invité à y accorder une importance particulière lors des prochains contrôles.**

En particulier, le nombre d'incidents catégorisés en tant que climatiques est relativement faible depuis 2014 malgré la forte exposition du territoire à ces aléas.

Inversement, le nombre de défaillances matérielles est relativement important, ce qui est relativement cohérent avec l'exposition du réseau aérien aux aléas climatiques qui le fragilisent.

La répartition des incidents par nature de siège est mise au regard de la constitution des ouvrages par technologie. Ainsi, les taux d'incidents par linéaire de réseau sont présentés sur le graphique suivant.

Taux d'incident par typologie pour 100 km de réseau (HIX)



Le réseau HTA présente un taux d'incidents aux 100 km de réseau en légère augmentation depuis 2017, passant de 11,4 à 12,2 inc/100 km.

Les taux d'incidents sur les lignes aériennes sont en légère augmentation par rapport à 2018 passant de 5,0 à 5,2 pour 100 km de réseau. La moyenne des taux d'incident sur la période s'établit à 6,0 incidents/100 km de réseau (*contre 14 inc/100 km en Martinique*).

Les câbles souterrains présentent un taux d'incident en augmentation depuis 2016, passant de 8,2 en 2016 à 10,3 en 2019. La moyenne sur la période s'établit à 8,4 incidents aux 100 km (*contre 7,3 inc/100 km en Martinique*). **Les incidents sur le réseau souterrain sont particulièrement accentués par la présence des câbles à isolation papier (taux d'incidents de 20,7 inc/ 100 km en 2019), et le très faible rythme de résorption de ce type de câble ne favorise pas l'amélioration du taux d'incidents.**

En outre, les taux d'incidents constatés en 2019 sont plus importants que les moyennes métropolitaines (4,2 incidents au 100 km pour le réseau aérien, 2,2 sur le réseau souterrain et 4,4 au global) du fait :

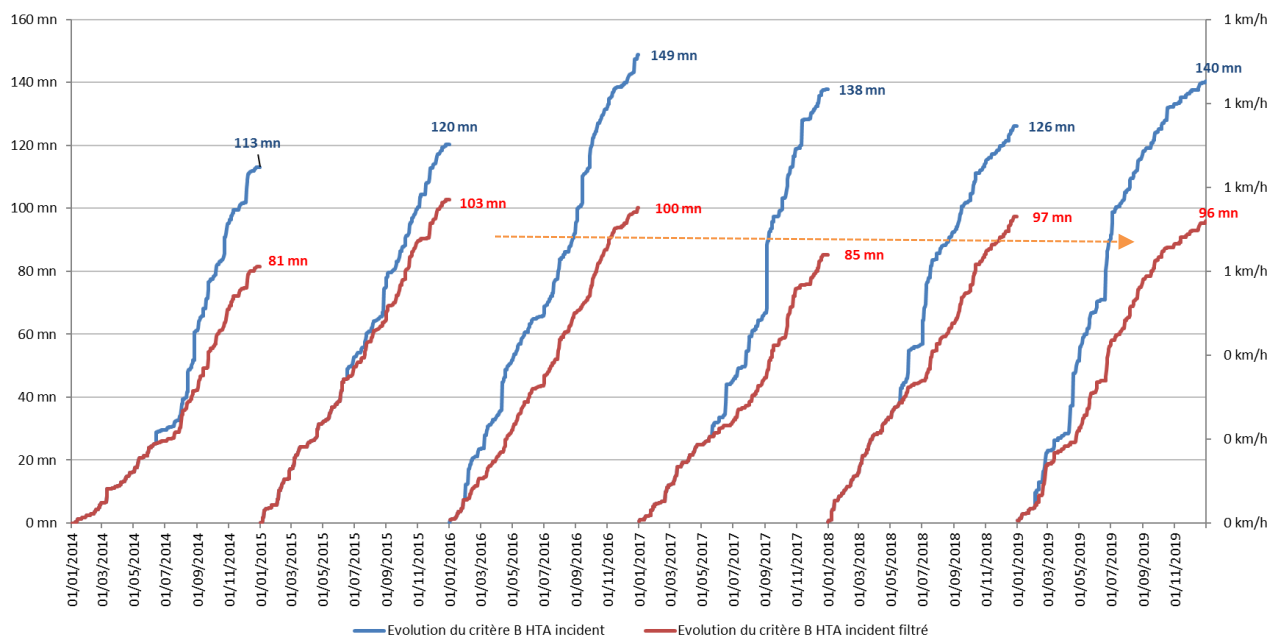
- De l'exposition aux aléas climatiques et de la corrosion sur le réseau aérien ;
- De la défaillance de matériel sur les accessoires et les câbles pour le réseau souterrain.

3.2.3 Critère B filtré

Le graphique suivant montre l'évolution du **critère B incidents HIX HTA** au cours du temps sur les cinq derniers exercices. Afin d'analyser ce temps de coupure en dehors des événements climatiques les plus impactant, les jours présentant une contribution au critère B de plus de 3 minutes ont été filtrés.

Ce critère B filtré permet de consolider les analyses sans avoir à les relativiser par la survenue d'éléments exogènes au réseau, tels que le passage d'un ouragan ou d'autres événements climatiques classifiés par EDF-SEI comme « exceptionnels ».

Critère B filtré des incident HTA HIX contribuant à plus de 3 minutes (2014-2019)



Cette courbe fait clairement ressortir l'impact des événements climatiques majeurs sur les exercices 2016 à 2019. En effet, sur les 6 derniers exercices, cette analyse filtre en moyenne 37,3 minutes sur 131 minutes de critère B HTA, soit environ 28% du critère B HTA.

Depuis 2014, le critère B filtré des incidents contribuant à plus de 3 minutes de critère B (courbe rouge) évolue entre 103 minutes et 81 minutes. En 2019, le critère B filtré remonte à 96 minutes. La progression de ce critère B filtré est globalement stable et oscille autour d'une moyenne de 94 minutes, ce qui confirme un manque d'amélioration de la continuité de fourniture sur le réseau HTA.

3.2.4 Analyse du TOP 20 des départs HTA les plus incidentogènes

Le tableau ci-dessous présente le top 20 des départs HTA contribuant le plus au temps de coupure :

TOP 20 des départs HTA contribuant le plus au temps de coupure (période 2014-2019)

Nom Poste source	Nom départ HTA	Crit B HTA HIX							Moyenne 2014-2019	Nombre d'incidents HTA HIX Moyenne 2014-2019	Crit B sout déf ouvrages		Taux enfouissement
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	Crit B aérien clim 2019			Moyenne 2014-2019		
Gardel	RICHEP	242,93	426,56	592,98	722,90	201,11	328,24	419,12	3,8	104,20	18,35	25%	
Blanchet	CAMPEC	0,00	376,91	361,62	537,40	486,61	485,61	374,69	5,5	109,72	9,33	31%	
Capesterre	T/RIVI	320,38	241,26	375,56	911,41	135,15	65,70	341,58	6,8	79,65	27,55	40%	
Capesterre	GOYAVE	227,36	265,86	694,03	150,55	248,58	320,98	317,89	7,2	19,09	17,15	79%	
Baie-Mahault	PROTO	75,51	64,56	1442,33	0,00	199,85	0,00	297,04	1,8	0,00	94,19	100%	
Sainte Rose	CADET			0,00	53,35	154,74	860,35	267,11	1,2	0,00	0,00	78%	
Jarry	JAILLE	38,98	346,61	935,24	41,35	97,25	77,62	256,18	3,3	0,00	70,14	100%	
Blanchet	VBOURG	0,00	340,42	127,86	479,00	460,84	91,92	250,01	4,7	0,00	33,74	94%	
Saint François	MILITA	859,06	134,14	95,49	45,28	141,79	61,82	222,93	2,0	0,00	34,21	51%	
M GALLANTE GRAND	SLOUI	106,94	184,71	198,02	90,90	440,99	251,76	212,22	4,0	35,67	3,97	43%	
M GALLANTE GRAND	CAPE	104,88	62,69	447,35	150,71	335,66	128,90	205,03	3,3	13,55	6,51	47%	
M GALLANTE GRAND	GBOUR	533,04	217,08	129,55	72,53	239,90	28,45	203,43	4,2	0,00	54,99	82%	
Saint François	P CHAT	448,02	5,89	89,76	26,83	405,60	218,85	199,16	4,0	4,72	50,53	98%	
Sainte Rose	DESBON	288,69	96,29	73,32	118,24	273,32	317,78	194,61	4,5	0,00	48,17	58%	
Bouillante	VX-HAB	183,38	154,37	244,12	91,65	421,10	63,54	193,03	4,0	71,30	36,53	43%	
Rivière Sens	V/FORT	198,82	79,08	127,59	48,49	536,02	153,64	190,61	5,0	0,99	39,62	98%	
Blanchet	PT-CAN	86,92	102,44	119,79	175,87	295,86	347,73	188,10	7,2	0,00	59,36	89%	
Petit Pérou	ANQUET	41,99	219,73	574,82	42,21	11,82	200,31	181,82	2,3	0,00	150,89	100%	
Baie-Mahault	G-SAVA	64,56	0,00	60,43	241,95	60,12	637,08	177,36	2,8	0,00	62,35	86%	
Besson	ECOLE	148,85	4,00	124,79	18,90	747,44	18,34	177,05	2,0	0,00	141,47	100%	

Les 3 départs les plus contributeurs au temps de coupure sur la période sont :

- Le départ RICHEPLAINE du poste source Gardel, avec un critère B moyen de 419 minutes sur la période. Ce départ a un taux d'enfouissement faible (25%). Il présente la plus grande part dans le critère B HTA HIX moyen (4%) et la deuxième part dans le critère B aérien climatique moyen (10%) sur la période 2014-2019 ;
- Le départ CAMPEC du poste source Blanchet, avec un critère B moyen de 375 minutes sur la période. Ce départ présente un taux d'enfouissement faible de 31%. Il représente 3% du critère B HTA HIX moyen et 10% dans le critère B aérien climatique sur la période 2014-2019. C'est le 7^e départ en termes de nombres d'incidents avec 33 incidents sur la période ;
- Le départ TROIS RIVIERES du poste source Capesterre, avec un temps de coupure moyen de 342 minutes sur la période. Ce départ présente un taux d'enfouissement relativement faible (40%). Il représente 3% du critère B HTA HIX moyen et 8% du critère B aérien climatique sur la période. C'est le 4^e départ en termes de nombre d'incidents 41 incidents sur la période.

Ces trois départs représentent donc 10% du temps de coupure HTA HIX sur la période et 28% du temps de coupure aérien climatique.

Ces départs semblent plus touchés par les incidents aériens climatiques que par d'autres sièges ou causes. A titre informatif, les départs HTA les plus touchés par les incidents souterrains causés par des défaillances d'ouvrages sont ANQUET (PS Petit Pérou), ECOLE (PS Besson), et MARINA (PS Saint-François). Ceux-ci sont toutefois relativement éloignés dans le classement des départs les plus contributeurs au temps de coupure sur la période 2014-2019, respectivement 18^e, 20^e et 29^e.

Le concessionnaire a été questionné lors de l'audit de l'exercice 2018 sur les départs HTA contribuant le plus au temps de coupure. Il a été demandé les perspectives de travaux visant l'amélioration de leur desserte. Ci-dessous, les perspectives du concessionnaire sont détaillées pour chaque départ.

- Départ TROIS RIVIERES : le concessionnaire prévoit la création d'un départ (Bananier-Morin-Matouba issu du poste source 3RIVIERES) avec la dépose de réseau aérien sur 4,6 km. Echéance sur 2020 ;
- Départ GOYAVE : Il a été déposé du réseau aérien en 2019 suite à des travaux d'enfouissement sur 13 km ;

- Départ CAMPEC : il est prévu de faire de la PDV pour une réalisation entre 2019 et 2020 (aucune ligne ne concerne ce départ dans les données de contrôle sur les tronçons HTA traités en PDV de 2019) ;
- Départ VX-HAB : il est prévu de faire de la PDV pour une réalisation entre 2019 et 2020 (aucune ligne ne concerne ce départ dans les données de contrôle sur les tronçons HTA traités en PDV) ;
- Départ CHANTI : il est prévu une mise en service du nouveau poste source PETIT BOURG (1^{er} trimestre 2021).

Le CRAC 2020 mentionne une « restructuration HTA Dothémare-Bazin-Senno-Jabrun et Moule-Richeplaine-Alléaume », sans plus de précision sur l'objet de ces travaux. Le départ le plus contributeur au temps de coupure est visiblement concerné par ces travaux, et de plus amples informations sur les interventions des départs identifiés plus haut devront être demandées au concessionnaire lors des prochains audits.

Les prochains contrôles permettront de suivre l'évolution et l'efficacité des travaux annoncés sur la qualité de desserte de ces départs.

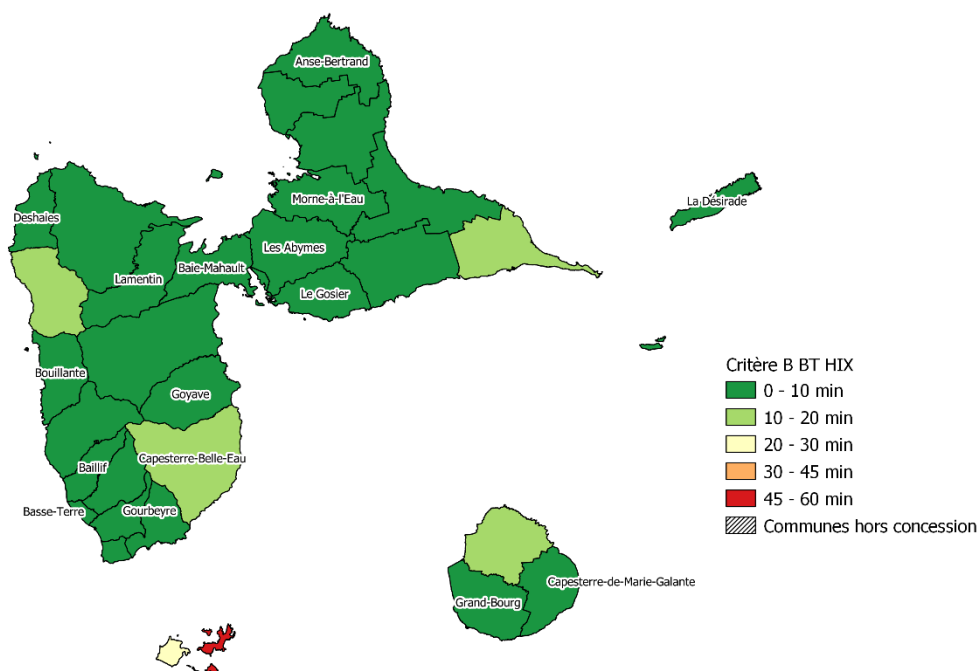
3.3 Continuité de fourniture sur le réseau BT

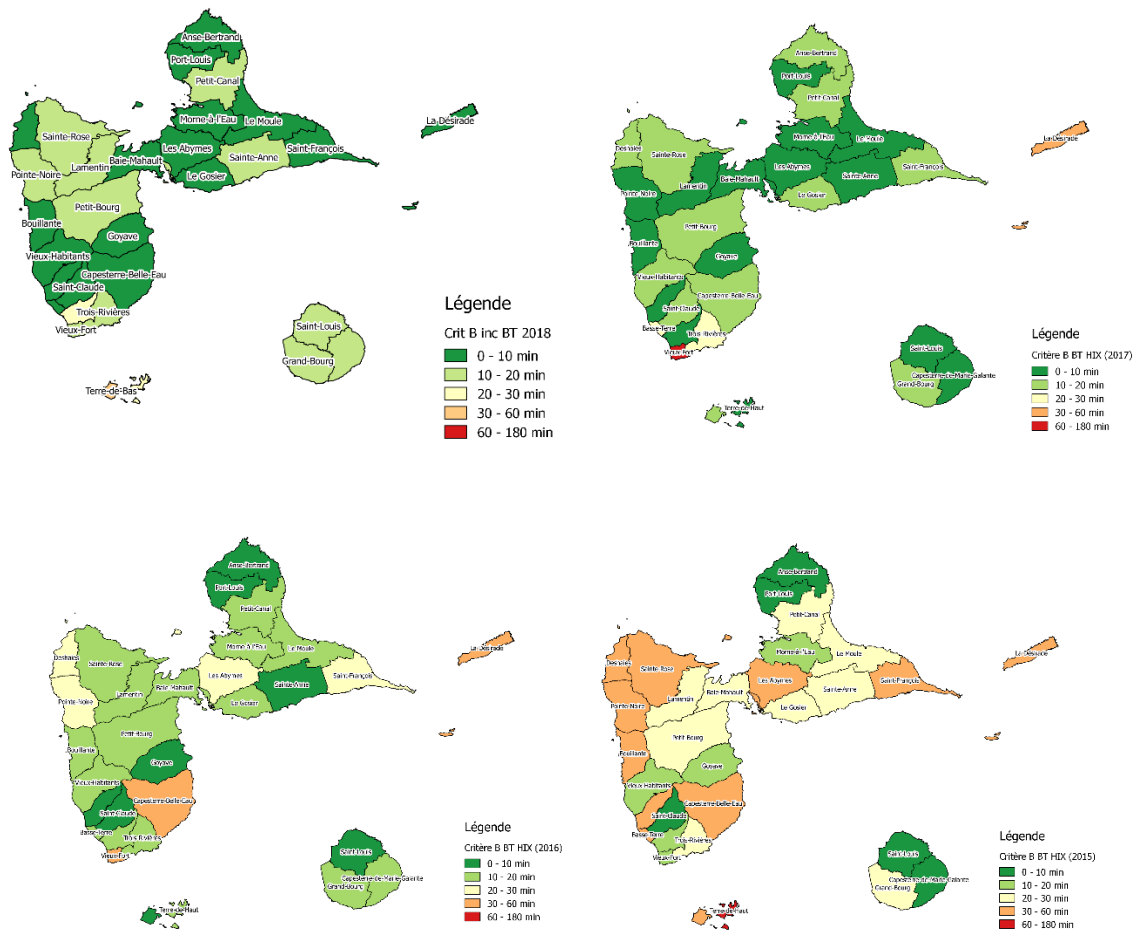
3.3.1 Analyse spatiale des incidents BT

La carte du critère B BT HIX moyen sur la période (*infra*) fait notamment ressortir les communes de Terre-de-Haut (57 min), Terre-de-Bas (24 min), Saint-Louis (15 min), et Capesterre-Belle-Eau (14 min) comme les cinq principales communes impactées par une mauvaise continuité d'alimentation suite aux incidents BT.

D'après l'historique des fichiers de contrôle et des précédents audits, ces communes ont été les plus impactées par des incidents BT au cours des six dernières années.

Cartographie du critère B sur incident BT HIX par commune (2019)



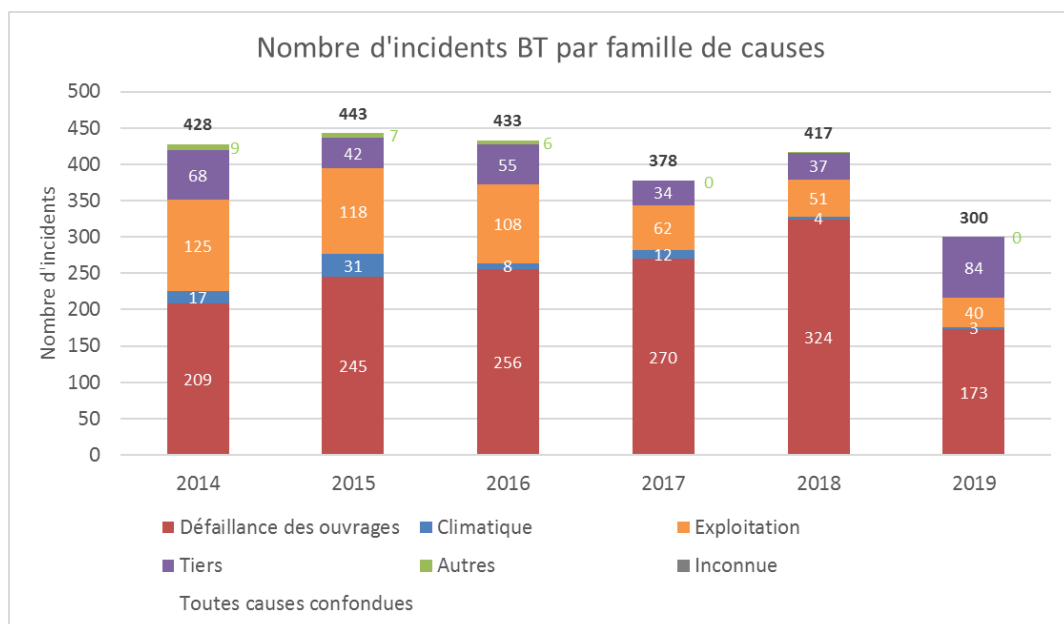
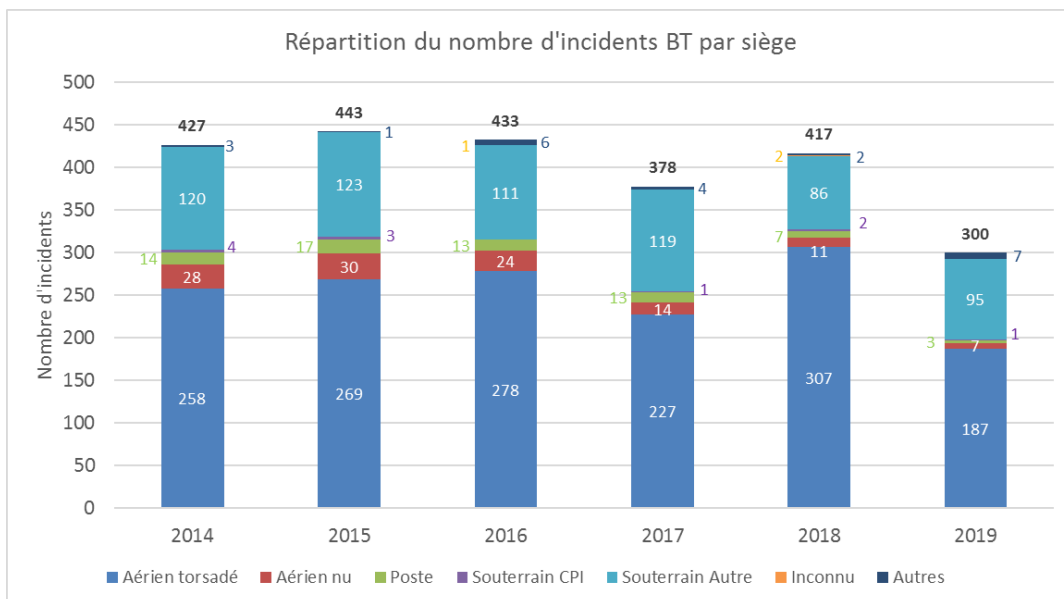


On remarque une amélioration globale du critère B BT HIX sur les dernières années, notamment au Sud de Basse-Terre. Les Saintes présentent encore un critère B relativement élevé, mais le reste des communes est passé sous les 20 minutes de critère B BT HIX.

3.3.2 Analyse des sièges et causes des incidents BT HIX

Le graphe ci-dessous montre la répartition des incidents BT collectés depuis 2014.

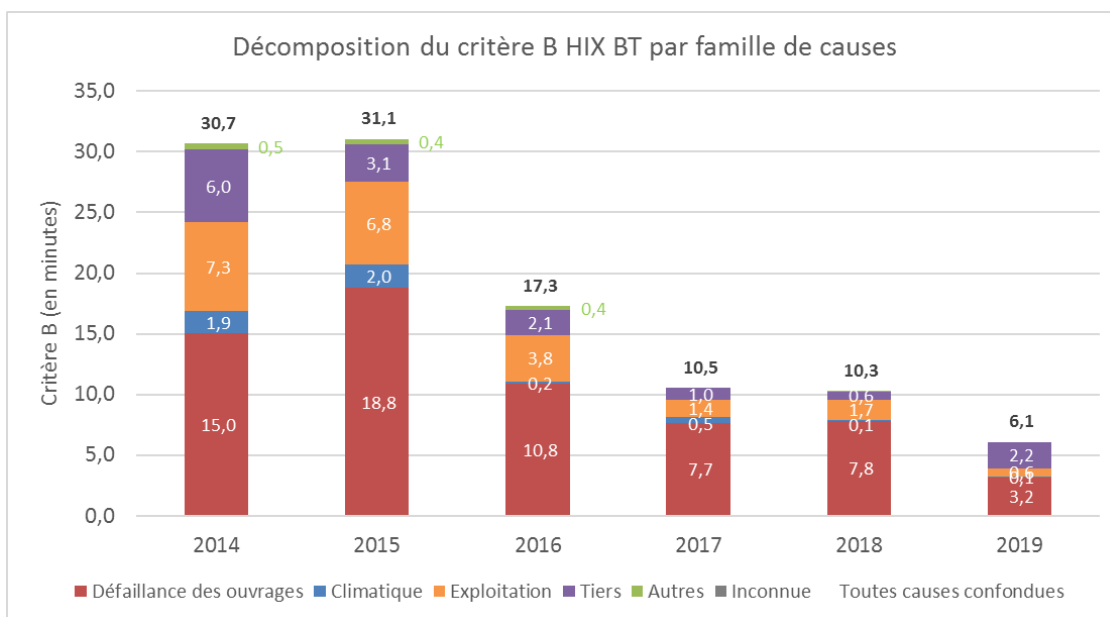
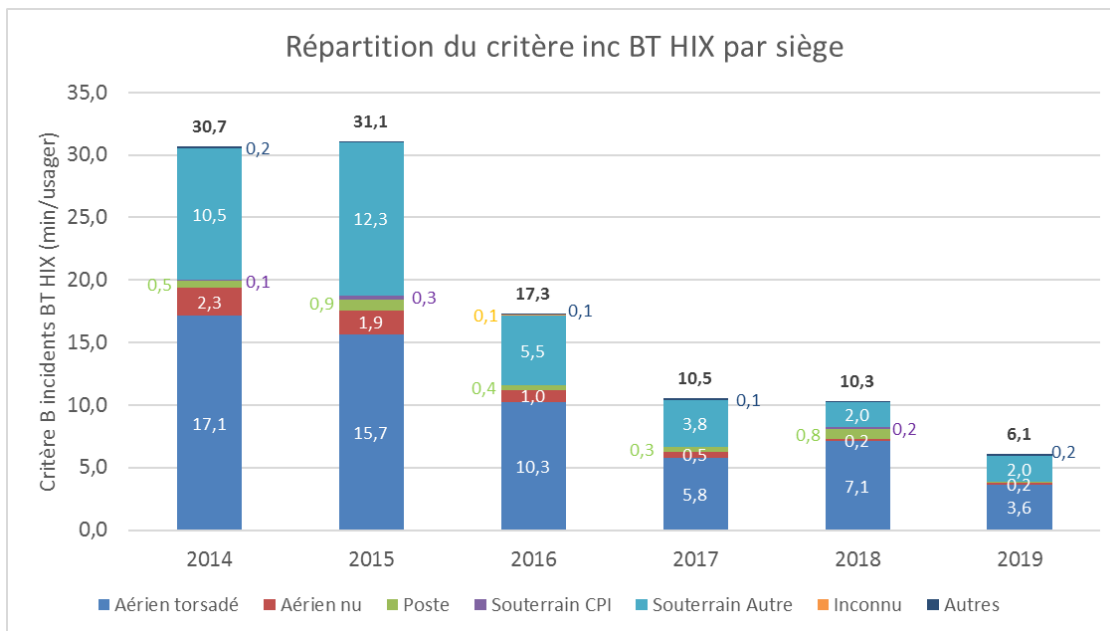
Décompositions des incidents BT par catégorie de siège et causes en nombre sur la période 2014-2019



Répartition du nombre d'incidents BT HIX par siège et par cause toutes années disponibles		Siège							Total sièges
		Aérien nu	Aérien torsadé	Poste	Souterrain CPI	Souterrain autre	Autres	Inconnu	
C a u s e	Climatique	0,3%	2,3%	0,0%	0,0%	0,1%	0,0%	0,0%	2,8%
	Défaillance des ouvrages	3,4%	30,3%	2,5%	0,4%	19,4%	0,8%	0,2%	57,0%
	Tiers	0,4%	5,8%	0,1%	0,1%	6,3%	0,2%	0,0%	13,0%
	Exploitation	0,6%	22,6%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	23,3%
	Autres	0,0%	0,5%	0,1%	0,0%	0,2%	0,0%	0,0%	0,9%
	Inconnue	0,1%	1,7%	0,0%	0,2%	0,9%	0,1%	0,1%	3,0%
	Total causes	4,8%	63,3%	2,8%	0,7%	26,9%	1,1%	0,3%	100,0%

Sur la période 2014 à 2019, le réseau BT aérien torsadé est le siège de 63% des incidents, soit une grande majorité. En 2019, le réseau torsadé a été touché par 187 incidents sur 300. Le réseau souterrain contribue à 27% aux interruptions. Les défaillances d'ouvrages sont les causes principales des incidents, avec 57% des contributions. En 2019, elles sont responsables de 173 incidents sur 300. Une étude approfondie des causes d'incidents montre que l'usure naturelle est la cause principale des interruptions, avec 43% des incidents sur la période en moyenne.

Décompositions des NiTi des incidents HTA HIX par catégorie de siège par année (2014-2019)

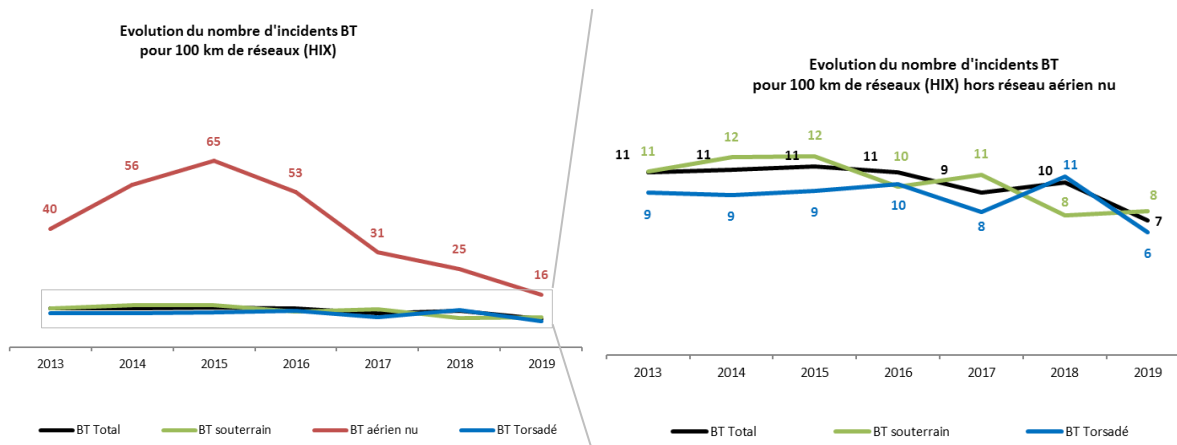


Répartition du NiTi des incidents BT HIX par siège et par cause toutes années disponibles		Siège							Total sièges
		Aérien nu	Aérien torsadé	Poste	Souterrain CPI	Souterrain autre	Autres	Inconnu	
C a u s e	Climatique	0,4%	2,8%	0,1%	0,0%	0,2%	0,0%	0,0%	3,5%
	Défaillance des ouvrages	3,3%	24,9%	2,4%	0,6%	24,3%	0,4%	0,2%	56,2%
	Tiers	0,6%	5,3%	0,3%	0,1%	7,8%	0,1%	0,0%	14,1%
	Exploitation	0,6%	20,4%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	21,0%
	Autres	0,0%	0,8%	0,0%	0,0%	0,1%	0,0%	0,0%	1,0%
	Inconnue	0,1%	2,6%	0,0%	0,4%	1,0%	0,1%	0,1%	4,2%
	Total causes	5,1%	56,7%	2,8%	1,1%	33,5%	0,6%	0,2%	100,0%

Le réseau BT torsadé est également le siège majoritaire des incidents BT en termes de temps de coupure. Il représente en moyenne 57% du temps de coupure sur la période 2014-2019, et 3,6 minutes sur 6,1 minutes de temps de coupure en 2019. Le réseau souterrain synthétique est responsable, lui, de 34% du temps de coupure. Les défaillances d'ouvrages sont responsables de 56% du temps de coupure sur la période, et représentent 3,3 minutes sur 6,1 minutes du temps de coupure en 2019.

Bien que les données ci-dessus ne permettent pas de le prouver avec certitude, les résultats de cette analyse s'expliquent sans doute par l'exposition du territoire aux aléas climatiques, accentuant l'usure des matériaux. Le réseau BT est par ailleurs majoritairement composé d'aérien torsadé, d'où l'importance du temps de coupure sur ce type de réseau. Par ailleurs, notons qu'à la différence du réseau HTA, les causes inconnues des incidents sont présentes en proportion bien moindres. Toutefois, ce constat est étrange dans la mesure où l'inverse est généralement plus fréquent (les causes d'incidents HTA sont mieux renseignés qu'en BT).

Les taux d'incidents par linéaire sont présentés sur le graphique suivant :



Ainsi, les taux d'incidents moyens par linéaire de réseau présentent une forte disparité :

- **10,2 incidents pour 100 km de réseau BT souterrain par an (données 2013-2019) (contre 5,6 inc/100 km en Martinique et 4,0 inc/ 100 km en métropole) ;**
- **9,0 incidents pour 100 km de réseau BT torsadé par an (données 2013-2019) (contre 8,1 inc/100 km en Martinique et 2,8 inc/ 100 km en métropole) ;**
- **40,9 incidents pour 100 km de réseau BT aérien nu par an (données 2013-2019) contre et 7,5 inc/ 100 km en métropole. Ce taux élevé s'explique par la faible quantité de linéaire ce qui apporte une forte volatilité.**

Cette analyse croisée entre les données patrimoniales et la collecte des incidents met en avant le besoin de résorption des fils nus que le concessionnaire ne réalise pas en zone urbaine.

3.3.3 Analyse du TOP 20 des postes HTA-BT les plus incidentogènes

La maille la plus fine d'analyse des incidents BT permise par les données transmises par le concessionnaire est au niveau des postes HTA-BT. Les données d'incidentologie BT sont transmises à la maille communale et non à la maille du départ BT. Le tableau ci-dessous représente donc les 20 postes HTA-BT en amont des tronçons BT les plus contributeurs au temps de coupure :

TOP 20 des postes HTA-BT contribuant le plus au temps de coupure (période 2014-2019)

Nom commune	Nom poste HTA-BT	2014	2015	2016	2017	2018	2019	NiTi BT HIX Moyenne 2014-2019	Nb inc BT HIX Moyenne 2014- 2019
Capesterre-Belle-Eau	EGLISE	220 803	51 641	19 637	9 552	6 082		51 286	2,0
Pointe-à-Pitre	BERGEVIN	53 997	198 664					42 110	1,7
Gourbeyre	GRANDE SAVANE	136 677				95 992	4 845	39 586	1,3
Capesterre-Belle-Eau	SIG	156 459	38 720		10 449	2 109	22 068	38 301	1,7
Le Gosier	PERINETTE	193 162						32 194	0,7
Les Abymes	CITE JARDIN		183 977					30 663	0,8
Morne-à-l'Eau	COCO	127 928					51 341	29 878	1,3
Baie-Mahault	BALISIERS	134 392	39 627		1 955			29 329	0,7
Les Abymes	ALIZES	31 023	133 636	7 500				28 693	0,8
Les Abymes	LAMO	171 427						28 571	0,3
Le Moule	BIBLIOTHEQUE	114 622	27 155	3 071	4 284	11 399	7 180	27 952	2,5
Les Abymes	LES CARBETS	163 941						27 324	0,3
Les Abymes	MUGUETS			160 081		806		26 815	0,8
Terre-de-Haut	FOND DE CURE		121 566	16 587		2 620		23 462	2,0
Les Abymes	MOUFFIA	104 670	35 720					23 398	0,5
Capesterre-Belle-Eau	STE MARIE		68 366		46 431	10 962	9 430	22 532	1,3
Sainte-Rose	NOYER		113 705			11 724	1 525	21 159	0,8
Capesterre-Belle-Eau	BREST			103 045	8 870	10 339		20 376	1,3
Baie-Mahault	MARACUDJA		119 456					19 909	0,5
Lamentin	LOT.COM.DE BLACHON					115 596		19 266	0,2

Les postes HTA-BT en amont des tronçons les plus incidentogènes sont :

- EGLISE de la commune Capesterre-Belle-Eau, avec un NiTi moyen de 51 286 minutes sur la période 2014-2019. Il représente 2% du temps de coupure BT HIX sur la période. Le taux d'enfouissement en aval de ce poste est faible (26%).
- BERGEVIN de la commune Pointe-à-Pitre, avec un NiTi moyen de 42 110 minutes. Il représente 1% du temps de coupure, et le taux d'enfouissement en aval est élevé (91%).
- GRANDE-SAVANE de la commune Gourbeyre, avec un NiTi moyen de 39 586 minutes. Il représente 1% du temps de coupure, et le taux d'enfouissement est relativement élevé (66%).

Cependant, les principales interruptions en aval de ces postes datent de plusieurs années.. Les tronçons en aval des postes EGLISE et BERGEVIN n'ont pas été touchés par des incidents en 2019, et le poste GRANDE-SAVANE présente un temps de coupure relativement faible.

Le tableau suivant liste donc les 20 postes les plus contributeurs en 2019.

TOP 20 des postes HTA-BT contribuant le plus au temps de coupure (2019)

Nom commune	Nom poste HTA-BT	2014	2015	2016	2017	2018	2019	NiTi BT HIX
								Moyenne 2014-2019
Morne-à-l'Eau	COCO	127 928					51 341	29 878
Saint-François	COROT		10 201				35 934	7 689
Terre-de-Haut	FERNAND						28 098	4 683
Les Abymes	ALOUETTE	39 576					25 620	10 866
Terre-de-Haut	MAIRIE					11 036	22 880	5 653
Capesterre-Belle-Eau	CAYENNE	52 398	4 240			3 552	22 553	13 791
Saint-François	ANSE LA BARQUE		4 182			8 526	22 310	5 836
Capesterre-Belle-Eau	SIG	156 459	38 720		10 449	2 109	22 068	38 301
Les Abymes	COLIBRI	36 192	27 260				21 363	14 136
Petit-Canal	BRECK						20 758	3 460
Capesterre-Belle-Eau	CONSOLATION						20 609	3 435
Le Gosier	POMPAGE KANCEL	7 952			12 392		20 416	6 793
Le Gosier	CAILLE						20 280	3 380
Saint-Louis	RIBOURGEON						18 690	3 115
Baie-Mahault	CARAMBOLE				3 135		18 396	3 589
Les Abymes	JOULE					20 215	18 331	6 424
Saint-François	BRAGELOGNE		55 016	27 180		3 360	17 376	17 155
Sainte-Rose	BOIS RADA						16 112	2 685
Petit-Bourg	FOND D'OR	20 720			15 720		15 876	8 719
Vieux-Habitants	GRANDE RAVINE						15 866	2 644

Le classement des temps de coupure BT HIX de 2019 met en évidence les postes les plus contributeurs :

- COCO de la commune Morne-à-l'eau, avec un NiTi moyen de 29 878 minutes sur la période et 51 341 minutes en 2019. Il représente 4% du temps de coupure BT HIX de 2019, et le taux d'enfouissement des tronçons en aval est élevé (90%).
- COROT de la commune Saint-François, avec un NiTi moyen de 7 689 minutes sur la période et 35 934 minutes en 2019. Il représente 3% du NiTi de 2019. Le taux d'enfouissement des tronçons en aval est très faible (2%).
- FERNAND de la commune Terre-de-Haut, avec un NiTi moyen de 4 683 minutes sur la période et 28 098 minutes en 2019. Il représente 2% du temps de coupure et son taux d'enfouissement est relativement faible (33%).

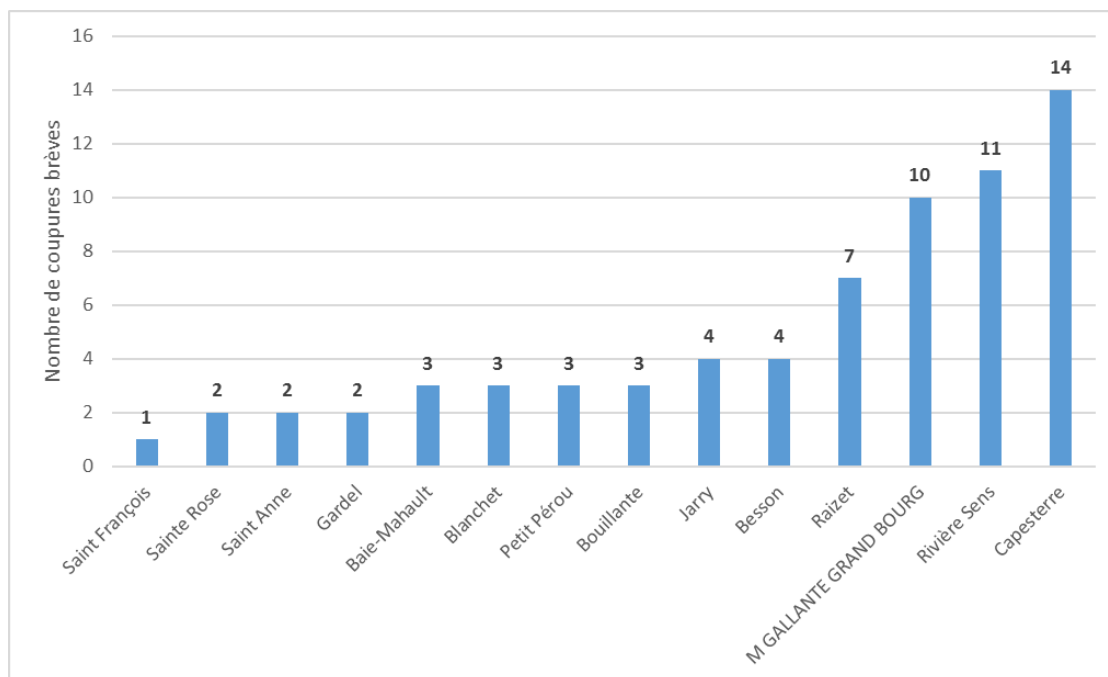
L'analyse des incidents par poste HTA-BT ne permet ainsi pas d'établir de liens directs entre contribution et temps de coupure et taux d'enfouissement. Toutefois, les postes listés plus haut sont les plus contributeurs au temps de coupure et les tronçons BT en aval doivent être traités en priorité dans le cas d'opérations de renouvellement BT.

3.4 Analyse des coupures brèves et très brèves

Cette analyse a été réalisée en prenant en compte uniquement les coupures brèves et très brèves survenues sur le réseau HTA hors incidents exceptionnels (HIX).

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

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

Nombre de coupures brèves par poste source en 2019

L'analyse montre que le poste source Capesterre dénombre le plus de coupure brève sur l'année 2019.

Il est important de souligner que le concessionnaire ne comptabilise aucune coupure très brève, et ce depuis 2015, ce qui laisse douter de la bonne collecte de ces informations (*il y a en métropole 3,6 coupures très brèves par usager en moyenne, d'après les statistique AEC 2018*). Il sera important d'interroger le concessionnaire à ce sujet dès le prochain contrôle.

Nombre de coupures brèves par départ HTA en 2019

Nom départ HTA	Nb CB HTA
CAPES	4
FEEDER	3
T/RIVI	3
GOYAVE	3
LABROU	2
R.N.5	2
P.NOIR	2
DELGRE	2
SLOUI	2
DOYON	2
LAMENT	2
FLAMBO	2
PPLACE	2
GBOUR	2
SOUFRE	2
SOURCE	2
DUGAZO	1
LEOTAR	1
BAILLI	1

L'analyse par départ HTA montre que les départs CAPES (PS MARIE-GALLANTE-GRAND-BOURG), FEEDER (PS RAIZET) et TROIS RIVIERES (PS CAPESTERRE) sont les trois départs HTA subissant le plus de coupures brèves sur 2019.

3.5 Bilan forces faiblesses sur la continuité

- Forces :
 - Le critère B HIX de 2019, bien qu'en dégradation par rapport à 2018 (+12 minutes), s'établit à 223 minutes, soit en-dessous du seuil cible fixé par le régulateur sur la période 2018-2021 (objectif du TURPE 5 : 329 minutes).
 - La tendance du critère B HIX filtré des incidents contribuant à plus de 3 minutes de critère B en stable depuis 4 exercices.
 - Un taux d'enfouissement HTA très élevé de 76% en hausse de +1,8 point par an en moyenne depuis 2014.

- Faiblesses et points sensibles :
 - HTA :
 - Un réseau HTA fortement contributeur au temps de coupure : en 2019 le réseau HTA contribue à plus de 62% du temps de coupure.

 - **En moyenne sur la période 2014 à 2019, le siège le plus contributeur au temps de coupure est le réseau souterrain.** Il contribue à 49% du temps de coupure sur la période, notamment en raison du stock important de réseau CPI (150 km, soit 6,7% du réseau HTA), en diminution de 2,6 km/an en moyenne ce qui amènerait à une résorption totale en 2078 ;

 - **Le réseau HTA aérien est le deuxième siège. Il représente 24% du linéaire et contribue à 21% du temps du temps de coupure sur incident HTA.**

 - **En moyenne sur la période, l'analyse des causes montre que 40% des incidents sont sans cause connue.** Une part trop importante des incidents reste sans cause connue, et ce depuis plusieurs années. La part des causes climatiques dans les causes des incidents et temps de coupure est relativement faible au vu de l'exposition du territoire du Sy.MEG aux aléas, ce qui laisse supposer qu'une part importante des causes inconnues est imputable aux phénomènes climatiques. Le concessionnaire s'était pourtant engagé à s'améliorer sur ce point. La seconde cause concerne la défaillance des ouvrages HTA (31%).

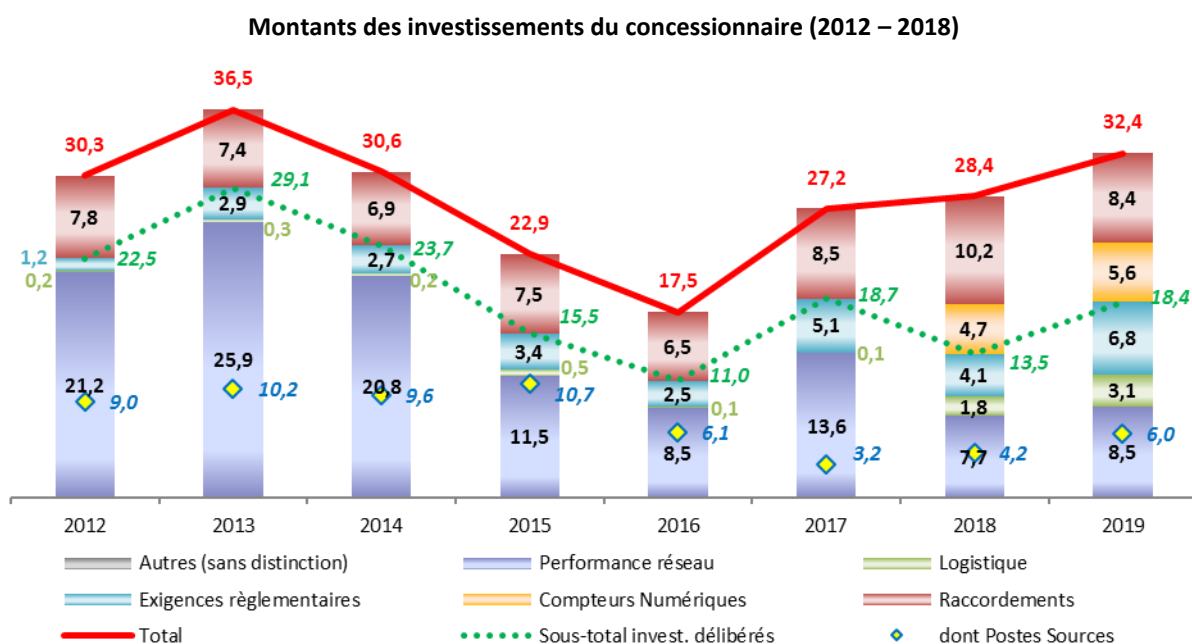
 - BT :
 - Un faible taux d'enfouissement BT (29%).
 - **L'analyse des causes, montre qu'en moyenne sur la période (2014 – 2019), 57% des incidents sont liés à la défaillance des ouvrages,** suivi de 25% liés à l'exploitation (élagage insuffisant). Les aléas climatiques représentent seulement 3% des causes des incidents sur le réseau BT.
 - **Le réseau aérien torsadé est le plus contributeur au temps de coupure à 57%.**

4. Actions du concessionnaire pour l'amélioration de la qualité de desserte

4.1 Investissements du concessionnaire

Le graphique suivant présente l'historique des investissements d'EDF-SEI depuis 2012 sur la concession du Sy.MEG. Les investissements suivent une tendance à la baisse de 2013 à 2016, et sont en augmentation depuis les trois derniers exercices. Cette augmentation des investissements a notamment pour cause la reconstruction du réseau liée aux tempêtes IRMA et MARIA survenues fin 2017 ainsi que le financement du déploiement des compteurs numériques.

Les investissements délibérés, c'est-à-dire les investissements pour la performance du réseau, les investissements de logistique et les investissements liés aux exigences réglementaires, s'établissent à 18,4 M€ en 2019 en hausse de 4,9 M€ par rapport à 2018. Les investissements sur les postes sources (déjà intégrés dans les valeurs de chaque catégorie) sont conséquents depuis *a minima* 8 ans, soit près de 7,4 M€ investis en moyenne chaque année.



4.2 Programme travaux du concessionnaire moyen terme

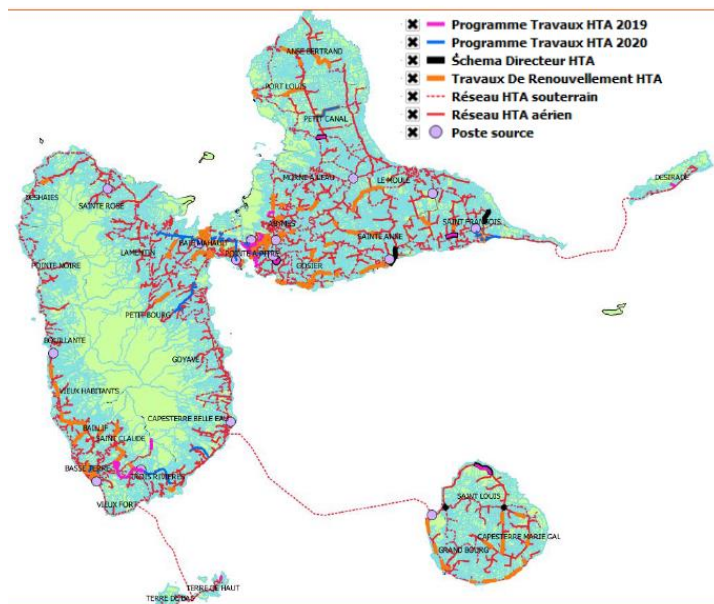
Le contrôle de l'exercice 2019 n'ayant pas fait l'objet d'un audit sur site, un état d'avancement mis à jour du programme travaux (extrait ci-dessous) présenté en 2018 n'a pas pu être communiqué. L'analyse reprend donc les éléments présentés lors de l'exercice précédent, confrontés aux informations figurant dans le CRAC 2019.

Il ressort notamment du programme travaux à court et moyen termes les points suivants :

- Un plan de déploiement d'Organe de Manœuvre Télécommandé (OMT) (77 OMT à poser) ;
- La résorption de 41 km de CPI ;
- La création de 17 nouveaux départs HTA permettant d'améliorer la qualité de tension, et de lever des contraintes de chute de tension ;
- De l'enfouissement de réseaux HTA ;

Extrait du programme travaux (2018 – 2022) du concessionnaire présenté en séance lors du contrôle de l'exercice 2018

PROGRAMME TRAVAUX 2018-2022



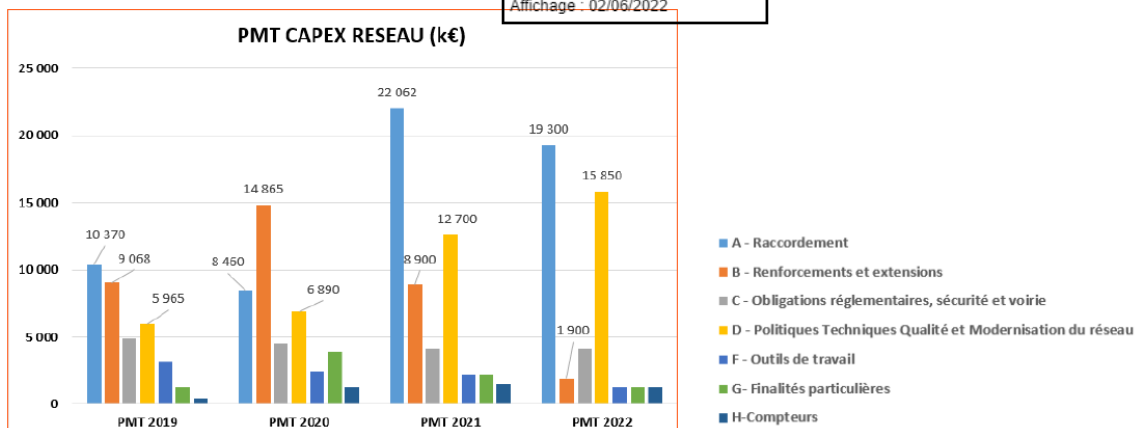
- 132 km de réseau à poser
- 77 OMT à poser
- 36 km d'aérien à déposer
- 41 km de CPI supprimés
- 17 Nouveaux départs HTA :
 - Montauban (Besson)
 - Anse Bertrand (Blanchet)
 - Désirade (Saint-François)
 - Pliane (Sainte-Anne)
 - Alléaume (Gardel)
 - 6 départs sur 3 Rivières
 - 4 départs sur Petit-Bourg
 - Lesbas (Marie Galante)
 - Brefort (Baie Mahault)



En complément, EDF a présenté lors de l'exercice 2018 son programme d'investissement moyen terme sur la période (2019 – 2022). Il apparaît que EDF va poursuivre la mise en œuvre des politiques de renouvellement du patrimoine et d'amélioration de la qualité, et de modernisation du réseau avec notamment un programme d'investissement qui s'élève à hauteur de 41 M€ sur 4 ans (voir rubrique « jaune » politique techniques qualité et modernisation du réseau). En 2019, le concessionnaire avait prévu près de 6,0 M€ en politiques techniques qualité et modernisation du réseau. Les investissements réalisés se situent à 8,5 M€ (performance réseau). Toutefois, ces investissements incluent également les renforcements, il est donc difficile d'évaluer la bonne réalisation de ces investissements.

⇒ **LE SYMEG devra contrôler chaque année la bonne application de ce programme et questionner le concessionnaire si des écarts sont constatés par rapport à la prévision.**

Extrait du programme de dépenses moyen terme (2019 – 2022) du concessionnaire par finalité (présenté en séance en 2018)



⇒ La PDV et maintenance préventive des matériels viendront compléter des investissements consacrés à la modernisation du patrimoine permettant de répondre aux enjeux de fiabilisation et de sécurité des réseaux. Cette partie sera détaillée par la suite du rapport.

4.3 Programme PDV (Prolongation de Durée de Vie)

Le programme « Prolongation de Durée de Vie » (PDV), pratique relativement récente du concessionnaire (depuis 2013 en métropole), est une approche plus ciblée que le renouvellement en totalité de portions aériennes de réseau HTA et plus lourde qu'un programme habituel de maintenance. En effet, la PDV consiste en un renouvellement partiel de portions de réseaux identifiées comme nécessaires, incluant notamment une partie ou l'ensemble des accessoires (c'est-à-dire attaches, supports, armements, isolateurs, ponts, etc.).

La PDV est ainsi utilisée en alternative au renouvellement par enfouissement :

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

Il s'agit d'une démarche complète basée sur :

- Des agents spécialisés (diagnostic, réalisation des chantiers, reporting, mises en immobilisation) ;
- Des outils adaptés (guide de diagnostic des ouvrages, tablette 'PDV' pour standardiser la saisie des données tout au long du processus) ;
- Un corps de doctrine établi conjointement entre DT (Direction Technique), DF (Direction Financière) et les régions (politique HTA, Guide de la PDV, guide et mode opératoire des mises en immobilisation, marchés de travaux spécifiques).

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

Le concessionnaire a expliqué vouloir monter en puissance le programme PDV pour les prochains exercices.

La pyramide des âges du réseau HTA aérien montre 407 km de réseau aérien qui sont éligible au programme PDV (âge supérieur à 25 ans).

Sur ce stock de 407 km de réseau éligible, le concessionnaire prévoit, à partir de 2020, de faire de la PDV sur 125 km. EDF a l'ambition de réaliser ce programme en 4 ans en faisant 30 km / an sur 4 ans. Le gain espéré sur le

critère B est de l'ordre de 20 minutes sur la période. D'après les données de contrôle, aucun départ HTA n'a été traité en 2019.

Le tableau suivant montre le programme d'investissements sur les 4 ans.

Travaux	2019	2020	2021	2022	2023	Total
Operations de remise à niveau technique aérien (>25 ans >5€/m et inf<70% du cout remplacement)	0	0.8 M€	0.8 M€	1.2 M€	1 M€	3,8 M€

Source EDF SEI.

La vérification de la pertinence technico-économique de ces investissements n'a pas été démontrée à ce stade. Seul un retour d'expérience structuré devra permettre de garantir l'efficacité de la nouvelle politique mise en œuvre.

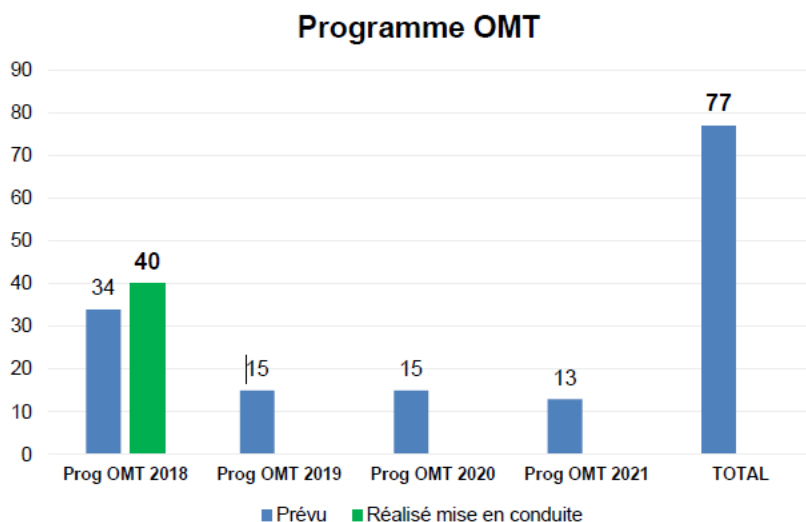
Le Sy.MEG doit donc rester vigilant sur cette nouvelle politique et suivre ce programme pour les prochains contrôles.

4.4 Plan de déploiement d'OMT

Dans le but de pouvoir intervenir hors tension sur le réseau HTA ou d'isoler une partie du réseau HTA en cas de défaut, le réseau HTA est tronçonné par des organes de coupure ou Organe de Manœuvre Télécommandés (OMT). Ceux-ci peuvent être aériens (interrupteur aériens) ou souterrains « cellule HTA » avec pouvoir de coupure de 400 A (coupure dans du SF6²).

Le graphique suivant présente le programme de pose des OMT du concessionnaire jusqu'en 2021.

Le concessionnaire fait preuve d'une politique volontariste d'installation des OMT car il prévoit la pose de 77 OMT au total sur 4 ans pour un investissement total d'environ 650 k€.



Source EDF

² SF6 : Hexafluorure de soufre (gaz aux propriétés isolantes)

D'après les données de contrôle, un seul nouvel OMT hors bouclage a été posé en 2019 sur le territoire de la concession, sur le départ DOYON, et 28,5 OMT de bouclage ont été posés. **Le concessionnaire présente donc un retard sur les poses des 15 OMT prévues en 2019.**

Le concessionnaire rappelle que :

- Le nombre optimal d'OMT sur un départ résulte d'un compromis entre le coût des OMT (installation et entretien) et le bénéfice pour les clients (gain sur critère B x valorisé par l'Energie Non Distribué).
- L'installation des OMT sur des départs courts, de technologie souterraine avec peu de clients BT n'est pas justifié sur le plan technico-économique.

En complément, il convient de noter que les OMT n'empêcheront pas la survenue de défaut sur un réseau HTA qui présente un taux d'incident très important comme exposé sur l'analyse des taux d'incident. Mais ils permettront de réalimenter les clients coupés plus rapidement en isolant le défaut.

⇒ **Lors des prochains audits, le Sy.MEG devra contrôler la bonne application des objectifs de pose d'OMT annoncés par le concessionnaire.**

4.5 Actions à mener pour l'amélioration de la continuité BT

Le programme de travaux du concessionnaire ne présente pas d'objectif sur le renouvellement des fils nus en zone urbaine alors que leur fragilité a été prouvée dans l'analyse croisant la constitution des ouvrages avec les incidents BT collectés par le concessionnaire.

⇒ **Le Sy.MEG doit rester vigilant à ce que le concessionnaire n'ignore pas les problématiques de vulnérabilité sur ces lignes : 1% des linéaires mais 6% des incidents sur le réseau BT fil nu en moyenne depuis 2013.**

Le concessionnaire a néanmoins détaillé sa politique concernant la sécurisation du réseau BT, il s'agit notamment de :

- Traiter l'ensemble des anomalies BT liées à la sécurisation des tiers U0 ;
- Résorber le stock des urgences (U0³, U1 et U2) sur 5 ans ;
- Garantir un traitement efficace du flux d'anomalies.

Le tableau ci-dessous détaille le plan annuel d'investissements consacré à ces travaux sur le réseau BT.

	2019	2020	2021	2022	2023
Total U0	587k€	202k€	162k€	130k€	105k€
Total U1	772k€	395k€	316k€	253k€	202k€
Total U2	150k€	767k€	767k€	767k€	767k€
Total général	1 510k€	1 364k€	1 245k€	1 150k€	1 074k€

⇒ Le concessionnaire prévoit donc de traiter l'ensemble des anomalies concernant la sécurisation du réseau BT pour un montant annuel moyen sur la période de 1,2 M€ sur la période soit 14% des investissements de performance du réseau en 2019.

⇒ A titre indicatif, EDF-SEI a dépensé en 2019 181 k€ dans la sécurisation des tronçons BT. Lors des prochains contrôle, il sera important de demander des informations plus précises sur les sommes réelles engagées dans chaque catégorie.

³ U0, U1 et U2 : degré d'urgence et de priorisation. U0 étant prioritaire par rapport aux U1 et U2.

5. Conclusion

Cette étude permet avant tout à la collectivité de juger de la continuité de l'alimentation électrique sur son territoire. En outre, elle analyse les moyens et le programme travaux mis en œuvre par le concessionnaire sur la concession dans le but d'améliorer la desserte en électricité.

L'étude a montré que le territoire du Sy.MEG présentait une continuité de fourniture en légère dégradation, mais toutefois en-dessous des objectifs fixés par le TURPE 5. Le réseau de la concession reste fragile notamment du fait de son exposition aux aléas climatiques.

Ainsi, sur l'état des lieux de la concession, les points suivants sont à noter :

- Le taux d'enfouissement des réseaux HTA est en progression. La concession présente à fin 2019 un bon taux d'enfouissement à 76% ;
- Un taux d'enfouissement BT très faible (29%), sans progression forte depuis une dizaine d'année. Le réseau torsadé est relativement robuste mais reste exposé aux aléas climatiques ;
- Les câbles papier présentent un niveau de renouvellement insuffisant sur les 5 derniers exercices et constituent un point de vulnérabilité important du réseau HTA. La trajectoire constatée amènerait la disparition de ces câbles qui restent fortement présents à l'horizon 2078 ;
- **Le critère B HIX de la concession est en hausse par rapport à 2018. Il s'établit en 2019 à 223 minutes.** Le critère B « amont » de la concession diminue depuis 2015 alors que le critère B imputable à la concession augmente sensiblement. A noter qu'il n'y a pas eu d'événement exceptionnel sur 2019 ;
- **En particulier, le temps de coupure sur incident HTA est en augmentation depuis 2014 et s'établit à près de 120 minutes en moyenne sur les 5 derniers exercices. En 2019, il représente 62% du critère B HIX ;**
- L'analyse des sièges fait apparaître que le réseau souterrain contribue à près de la moitié du temps de coupure sur incidents HTA sur la période 2014 à 2019 ;
- L'analyse des causes des incidents HTA fait apparaître une proportion trop importante d'incidents sans cause connue (40% en moyenne depuis 2014). Ce point est dommageable puisqu'il empêche l'analyse exhaustive des causes des incidents HTA. **Le concessionnaire a pourtant engagé des investigations mais à ce jour aucune amélioration n'a été établie.** La part des causes climatiques dans les causes des incidents et temps de coupure est relativement faible au vu de l'exposition du territoire du Sy.MEG aux aléas, ce qui laisse supposer qu'une part importante des causes inconnues est imputable aux phénomènes climatiques.

Le concessionnaire doit renforcer la sensibilisation de ces agents à la précision de la collecte des informations relatives aux incidents sur le réseau. En complément, l'analyse des causes fait également ressortir la défaillance des ouvrages comme seconde cause contribuant à plus de 31% du temps de coupure.

Sur le réseau BT, l'analyse des causes montre qu'en moyenne sur la période 2014 – 2019, 57% des incidents sont liés à la défaillance des ouvrages (principalement de l'usure naturelle), suivi de 25% liés à l'exploitation (élagage insuffisant). Les aléas climatiques représentent seulement 3% des causes des incidents sur le réseau BT, ce qui est étonnant au vu de l'exposition du territoire aux phénomènes météorologiques. **Le réseau aérien torsadé est le plus contributeur au temps de coupure à 57%.**

Le concessionnaire engage des mesures d'investissement en hausse depuis 2017. En effet, les dégâts causés par les tempêtes la IRMA et MARIA survenues fin 2017 nécessitent des investissements lourds pour la reconstruction du réseau.

Les actions de fiabilisation présentées par le concessionnaire font notamment ressortir :

- La création de 17 nouveaux départs HTA permettant la levée de contrainte sur le réseau ainsi qu'une meilleure sécurisation du réseau. Un nouveau poste source, Petit-Bourg, est notamment en construction à cet effet ;
- Une politique volontariste d'installation des OMT (plan 420 OMT à horizon 2022) qui amènerait une diminution substantielle du critère B en améliorant le taux de réalimentation des clients, sans pour autant faire baisser le nombre très important de coupures constatées ;
- Une résorption de 41 km de CPI HTA ;
- Un programme PDV ambitieux avec 120 km de réseau HTA aériens éligible. Ce programme a été initié en 2019 et doit fortement progresser sur la période (2020 - 2023). L'avancement de ces travaux seront donc à surveiller, afin de contrôler l'efficacité de cette nouvelle politique ;
- Sur le réseau BT, le concessionnaire prévoit également de traiter l'ensemble des anomalies U0 concernant la sécurisation des tiers pour un montant moyen sur la période de 1,2 M€ sur la période (2019 – 2023).

Toutefois, l'absence d'audit lors du contrôle de l'exercice 2019 a rendu difficile les échanges avec le concessionnaire, notamment sur ces derniers points. Il est donc délicat de tirer des conclusions sur la bonne réalisation des objectifs de 2019 concernant les politiques de travaux de modernisation pour la performance du réseau. En revanche, des informations devront absolument être demandées au concessionnaire lors des prochains contrôles, notamment sur les quantités d'ouvrage effectivement traitées et les montants mis en œuvre.