

République Française
Département de la Guadeloupe
Syndicat Mixte d'Electricité de la Guadeloupe

DEL-2019 – CONCESSION-25

DELIBERATION DU COMITE SYNDICAL
SEANCE DU 18 OCTOBRE 2019

L'an deux mille dix-neuf, le vendredi 18 du mois d'octobre 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 Albert ELATRE, le Président, pour délibérer sur les questions inscrites à l'ordre du jour de la présente Assemblée syndicale.

ETAIENT PRESENTS :

M. Jean-Luc **MELISSE** – M. Victor Georges **BELIA** – M. Georges **BERGINA** – M. Tony **MOUSSE** – M. Jean-Yves **RAMASSAMY** – M. Fred **SEGUI** – M. Alain **MANIOC** – Mme Ghislaine **OPET** – M. Solaire **COCO** – M. Philippe **SARABUS** – M. Lucien **JOSEPHINE** – M. Arthur **MARICEL** — M. Patrick **CORNELIE** – M. Ketty **LABUTHIE** – M. Jean **ANZALA** – M. Daniel **DULAC** – Mme Jocelyne **BOURGUIGNON** – M. Philippe **DEZAC** – M. Moïse **ATAM KASSIGADOU** – M. Rémi **SINGARIN SOLE** – M. Albert **ELATRE** – Mme Sandra **SAMUEL-LEFFET** – M. Christian **JEAN-CHARLES** – M. Alain **SEREMES DAMAL** – M. Charly **EDWIGE** – M. Daniel **ZIDEE** – M. Jean-Pierre **LAVAURY BOSC** – M. Yves **VERGE DEPRE** – M. Marcel **KANDASSAMY** – M. Francs **BAPTISTE** — M. Roland **PLANTIER**

ETAIENT ABSENTS, EXCUSES OU REPRESENTES :

Mme Maguy **CELIGNY** – M. Edouard **DELTA** – M. Fred **BABEL** – M. Blocus **CELESTIN** – Mme Marie-Luce **PENCHARD** – M. Frantz **DARLIS** – M. Thierry **ABELLI** – M. Kévin **ABSALON** – M. Jean-Claude **PIOCHE** – M. David **LANDRY** – M. Luc **ADEMAR** – M. Claude **EDOUARD** – M. Félix **EMMANUEL** – M. Rosan **LABIRIN** – M. Jocelyn **SAPOTILLE** – M. Jean-Claude **MAËS** – M. Jocelyn **GUSTARIMAC** – M. Laurent **CHERALDINI** – M. Jean-Luc **BERNARD** – M. Aurélien **ABAILLE** – M. Jean-Claude **PANGA** – M. Anatole **BELLON** – M. Bernard **HIRA** – M. Emmanuel **DUVAL** – M. Sony **DAMAS** — Mme Florise **CASSIN GERMAIN** – M. Louly **BONBON** – Mme Dany **MARCIN** – M. Jocelyn **JULIA** – M. Patrick **BAUDRY** – M. Harry **HATCHI**.

Procuration :

Mme Mariette **JEAN LOUIS** à Mme Jocelyne **BOURGUIGNON**

Secrétaire de séance : M. Patrick **CORNELIE**

APPROBATION DU RAPPORT DU CONTROLE DE LA CONCESSION DE L'EXERCICE 2017

Vu l'article 2224-31 du Code Général des Collectivités,

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 la concession et de la commission CSPL le 16 juillet 2019.

Vu le rapport du contrôle de la concession de l'exercice 2017,

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

Le Comité Syndical, après en avoir délibéré

Par 32 voix pour
Par 0 abstentions
Par 0 voix contre

DECIDE :

Article 1 : D'approuver le rapport du contrôle de la concession pour l'exercice 2017.

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 2017.

Article 3 : 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.

Fait et délibéré à Baie-Mahault, le 18 octobre 2019

Pour extrait conforme

Le Président,




Albert ELATRE



COMITE SYNDICAL

ANNEXES

Vendredi 18 octobre 2019 – 18H00
Salle des délibérations du Sy.MEG

Annexe 1 :

- La note de synthèse des rapports du contrôle de concession pour l'exercice 2017

Annexe 2 :

- Le rapport global (analyse des réglages de tension, analyse du compte financier exposé par EDF-SEI dans le CRAC, analyse comptable et financière de la concession, le contrôle de la taxe communale sur la consommation finale d'électricité (TCCFE), analyse de dossier de raccordement et de déplacement d'ouvrages, analyse des écarts d'inventaire, analyse des réclamations, investissements)

Annexe 3 :

- Le tableau de bord de la concession.

Syndicat Mixte d'Electricité de la Guadeloupe



Note de synthèse du tableau de bord de concession

Exercice 2017

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.....	6
La continuité d'alimentation.....	8
La qualité de tension sur les réseaux.....	10
Les dépenses d'investissements et d'entretien-maintenance.....	11
Domaine comptable et financier	12
Le patrimoine comptable de la concession.....	12
Le résultat d'exploitation de la concession.....	13
Domaine clientèle	14
Les usagers de la concession.....	14
Qualité des services.....	14
Les réclamations enregistrées par EDF SEI.....	14
Les usagers en difficultés financières.....	15

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 2017 s'est déroulée dans les locaux du concessionnaire à Pointe-à-Pitre du 18 au 21 février 2019 en présence des représentants du Sy.MEG, du délégué EDF SEI et d'AEC.

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.

Une liste de demande de documents a été remise en novembre 2018 au concessionnaire préalablement à l'audit. Les éléments transmis en réponse par le concessionnaire étaient partiellement complets par rapport à la demande initiale du Sy.MEG. Ces éléments ont été reçus sur les mois de décembre 2018, janvier et février 2019. Auparavant, le CRAC a été communiqué à AEC. À la suite de l'audit sur site de février 2019, le concessionnaire a remis ses réponses complémentaires aux divers points restés en suspens le 18 avril 2019.

A noter que, malgré de multiples demandes, EDF-SEI n'a apporté aucun éclaircissement sur de multiples interrogations relatives à l'analyse du compte d'exploitation, restées en suspens suite à l'audit sur site (cf. rapport spécifique). Le concessionnaire s'est toutefois engagé à fiabiliser les aspects relatifs au compte d'exploitation à compter de l'exercice 2018, ce dont il faudra s'assurer au cours du prochain contrôle.

L'audit comprenait également des analyses d'échantillons de dossiers (réclamations, fiches de poste, chantiers...), ces éléments ne sont pas évoqués dans ce document, des rapports spécifiques sur ces sujets ont été remis par ailleurs au Syndicat.

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 les réponses 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 220 000 usagers, et plus de 400 000 habitants. Plus de 90% des usagers sont situés en zone rurale au sens du FACE, ainsi les **2 communes urbaines** (Pointe-à-Pitre et Basse-Terre) rassemblent environ 10% 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 2017 et comme en 2016, **14 postes sources** (PS) alimentent la concession (cela représente une puissance installée totale de 948 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).

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 ont 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 74% sur le dernier exercice, soit un niveau très supérieur au taux moyen de 44% de la trentaine de concessions à taille départementale auditée par AEC en métropole. En outre, considérant la densité d'usagers relativement élevée sur le territoire du Sy.MEG (plus de 100 usagers par kilomètre de réseau), le taux d'enfouissement de la concession se positionne au-dessus de la tendance observée.

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, 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.

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 10 km de réseau HTA au total), ainsi que sur La Désirade, Basse-Terre, Baie-Mahault et Terre-de-Haut avec 97%.

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

- Anse Bertrand avec 40% ;
- Capesterre Marie Galante avec 41% ;
- Vieux Habitants avec 33%.

Depuis 2014, le rythme croissance observé du taux enfouissement HTA est de **+1,6 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 2027**. L'objectif annoncé lors des précédents audits d'atteindre un **taux d'enfouissement HTA de 85% à horizon 2033** serait donc respecté.

La concession compte encore à fin 2017 155 km de **réseau HTA souterrain qui sont des Câbles Papier Imprégné (CPI)**, en baisse de 5 km en 2017. 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 (les données d'EDF ne permettent pas de présenter le taux d'incidents pour 100 km de CPI).

Le taux de 7,2% de linéaires **HTA CPI** est très au-dessus de la moyenne des concessions auditées par AEC en métropole de 2%. Les communes Deshaies, Basse-Terre et Pointe à Pitre présentent des taux de CPI HTA élevés avec respectivement 8,3 km de CPI (soit 33% du réseau HTA), 11,6 km (soit 30% du réseau HTA) et 11 km soit (30% du réseau HTA).

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 2014 à 2017, le taux de renouvellement s'établit à près de 16 km/an ce qui amène une résorption à horizon 2026 **des CPI**.

Le réseau HTA de la concession est à 26% constitué **de réseau aérien nu**, dont à peine 1,8 km sont de **faible section**, soit 0,08% du total. Cette partie du réseau, vulnérable aux aléas climatiques et sur laquelle les opérations de travaux ne peuvent pas avoir lieu sous tension, ne représente plus qu'une partie marginale du réseau HTA de la concession. Il n'y pas d'évolutions constatées depuis 2014.

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 20,6 ans contre une moyenne de 28,3 ans, 14% des linéaires ont plus de 40 ans soit 8 points de moins que la moyenne). En particulier, le réseau HTA aérien est en moyenne âgé de 30,1 ans.

En outre, le fichier permettant de connaître le rattachement des usagers par départ HTA et par commune est incomplet. En effet, les producteurs n'ont pas été communiqués dans cette requête, ce qui ne permet pas de connaître leur rattachement technique aux ouvrages. Les producteurs sont uniquement transmis dans les requêtes clientèles en quantité par commune.

Dans le but de pouvoir intervenir hors tension sur le réseau HTA ou d'isoler une partie du réseau HTA en défaut, le réseau HTA est tronçonné par des organes de coupure ou **Organe de Manœuvre Télécommandés (OMT)**. Ceux-ci peuvent être aérien (interrupteur aériens) ou souterrains « cellule HTA » avec pouvoir de coupure de 400 A (coupure dans du SF6).

EDF SEI a lancé récemment un programme de fiabilisation des réseaux HTA avec notamment le projet d'atteindre 330 **OMT** en service d'ici 2021. Ces **Organes de Manœuvre Télécommandés** permettent de réaliser les fermetures ou les ouvertures d'interrupteurs afin de détecter automatiquement un défaut d'alimentation sur les réseaux HTA et de l'isoler rapidement afin de limiter le nombre d'usagers subissant l'incident (coupure longue). A fin de 2017, il y a 251 OMT pour 113 départs HTA soit un ratio de 3 OMT par départ HTA.

Le réseau BT et l'aval

Concernant le **réseau BT**, le taux d'enfouissement (28%, +1 point par rapport à 2016) est très en-deçà de la moyenne des valeurs observées par AEC de 40%. Ce taux a augmenté de 5 points en 8 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, 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 56%), les communes suivantes présentent des taux d'enfouissement BT les plus bas :

- Pointe noire (12,1%) ;
- Baillif (12%) ;
- La Désirade (10,3%) ;
- Capesterre de Marie Galante (8%).

En outre, ce réseau est constitué de 1,1% de **lignes BT aériennes nues**, dont le **taux d'incident est très supérieur aux autres technologies sur la concession**. 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 8%, *statistiques AEC 2016*). **Ces lignes sont présentes à plus de 90% en zone urbaine où le concessionnaire ne semble pas engager des opérations de sécurisation par du renouvellement en torsadé ou par de l'enfouissement.** En effet, seul 5,6 km de fil nu ont été traités par EDF-SEI depuis 2014.

La concession compte en outre 71% de **réseau BT torsadé**. Cette technologie torsadée présente en moyenne un taux d'incidents légèrement inférieur à la technologie souterraine : en effet sur les 5 dernières années la concession enregistre 8 incidents pour 100 km de réseau BT torsadé contre 11 incidents pour 100 km de réseau BT souterrain.

Les 45 km de réseaux BT aériens nus sont stables entre 2016 et 2017, et cela a été confirmé par le concessionnaire. Cela signifie que les 17 km de BT Torsadés et les 26 km BT Souterrains mis en service en 2017 ne correspondent pas à du renouvellement de fils nus.

Entre 2012 et 2017, le rythme de résorption des fils nus s'établit à 3 km/an en zone rurale, contre aucune résorption en zone urbaine. Selon ces rythmes il faudra une quinzaine d'année pour résorber les réseaux BT nus en zone rurale contre un temps infini en zone urbaine.

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

A propos d'incertitude, il faut rappeler que dans les inventaires BT du concessionnaire issus du SIG les **typologies des isolants des réseaux BT ne sont pas décrites**, 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 23 en 2013, à 30 en 2015, puis à 14 en 2017.

Le raccordement des nouveaux usagers et les opérations d'adaptation aux charges ont amené le nombre de postes HTA/BT à croître de 43 unités en 2017. Plus de 75% des postes sont en zone ER à fin 2017. Les technologies maçonnées sont de plus en plus privilégiées dans les mises en services constatées alors que le nombre de postes sur poteau continue de décroître car de moins en moins utilisés.

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 15 ans, soit près de 10 ans plus jeunes que les postes qui les abritent.

Toutefois, les évolutions concernant les transformateurs posent question (baisse de leur volume en depuis 2016). Elles sont consécutives au manque de fiabilité des inventaires techniques, qui doivent pourtant faire l'objet d'une fiabilisation de la part du concessionnaire, ce dernier ayant conduit la visite de tous les postes électriques de la concession en ce sens.

Les cabines hautes sont en cours de suppression en métropole, toutefois sur la concession aucune destruction de ces ouvrages n'a été enregistrée sur les 4 dernières années, ces ouvrages sont en moyenne âgés de plus de 40 ans. Les cabines hautes représentent environ 0,2% des postes HTA/BT, soit un taux très inférieur à la moyenne observée de 2,8% en métropole.

EDF SEI n'a pas pu répondre aux nouvelles requêtes demandées sur les inventaires des équipements des postes HTA/BT à savoir notamment les typologies de cellules HTA, de tableaux BT, etc.

235 519 compteurs sont comptabilisés par EDF SEI sur la concession dont 54% sont électroniques, la génération la plus récente des compteurs, et 46% sont encore des électromécaniques.

Durant l'audit, EDF SEI a expliqué qu'un marché test de compteurs numériques a été lancé en décembre 2017 sur la commune de Baie Mahault (Bourg, Destrellan ...) avec une phase préparatoire. Il s'agit de compteurs analogues aux compteurs « Linky » déployé par Enedis en métropole.

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 2009 - 2017, le critère B HIX est de 333 minutes. En 2017 le critère B HIX est inférieur au temps moyen constaté sur la période (226 minutes). Depuis 2015, le temps de coupure HIX est en amélioration passant de 502 minutes à 226 minutes.

Les incidents sur le réseau HTA sont les premiers contributeurs au temps de coupure. En moyenne sur la période 2009 - 2017, le temps de coupure lié aux incidents sur le réseau HTA est de 38%. En 2017, les incidents sur le réseau HTA contribuent à plus 55%.

Les données du CRAC ne concordent pas avec les fichiers obtenus dans le cadre du contrôle de concession, notamment en ce qui concerne le critère B incident HIX. Par ailleurs il est regrettable qu'il n'y ait pas de distinction entre le temps de coupure HTA et le temps de coupure BT. Cette distinction existe en métropole.

Extrait du CRAC 2017 du Sy.MEG sur le Critère B

Durée moyenne annuelle de coupure (en min)	Concession		Variation (en %)
	2016	2017	
Toutes causes confondues (Critère B Concession) ²	287.51	3 982,58	1285,2%
Toutes causes confondues hors incidents exceptionnels (critère B HIX) ³	287.51	226,10	-21,4%
Dont origine Production	37.66	32,46	-13,8%
Dont origine réseau HTB	4.92	10,17	106,7%
Dont incident sur le réseau de distribution publique	134.95	134,97	0,0%
Dont travaux sur le réseau de distribution publique	75.34	42,44	-43,7%
Dont Poste Source	34,64	6,06	-82,5%

« En 2017, La Guadeloupe a connu 2 évènements climatiques majeurs IRMA et MARIA. Seuls les incidents causés par MARIA ont été considérés comme exceptionnels. Néanmoins, on peut identifier une contribution de l'ouragan IRMA pour 18 minutes parmi les 226,10 min du Critère B HIX. Grâce aux efforts maintenus sur l'optimisation des travaux et à la bonne tenue des postes sources nous notons une baisse significative de 21,4 % du critère B hors Cyclone Maria. »

Toutes causes confondues (TCC) Le cyclone MARIA a fortement impacté le temps de coupure en 2017. TCC, le temps de coupure subi par un usager en 2017 s'élevait à 3 982 minutes

Comme évoqué en audit, et dans le rapport spécifique sur la continuité de fourniture, il est indispensable que le calcul et la manière de présenter les résultats du Critère B soit fiabilisé et pérennisé. En effet, selon les sources d'informations considérées et le CRAC, les résultats diffèrent de manière conséquente.

A noter que ces écarts n'ont pas pu être présentés en audit, car le fichier des interruptions BT et HTA n'étaient pas disponibles lors de l'audit, et ont été transmis en réponses complémentaires.

De plus, il est nécessaire que les différenciations des évènements exceptionnels (principalement climatiques) soient éclaircies tout comme les temps moyens de coupure en lien avec la production.

En s'inspirant de la présentation actuelle du CRAC, les détails du Critère B pourrait par exemple être présenté selon le tableau ci-dessous :

	2018
Critère B HIX (hors événements exceptionnels)	B HIX = a+b+c+d+e+f
<i>dont B incidents HTA</i>	<i>a</i>
<i>dont B incidents BT</i>	<i>b</i>
<i>dont B travaux HTA</i>	<i>c</i>
<i>dont B travaux BT</i>	<i>d</i>
<i>Dont B Transport</i>	<i>e</i>
<i>Dont B Poste Source</i>	<i>f</i>
Critère B TCC	B TCC = B HIX + g
<i>Critère B des événements classés exceptionnels</i>	<i>g</i>
Temps moyen de coupure par usager, y compris la production	i = g + h
<i>"Critère B" des interruptions des installations de production</i>	<i>h</i>

* Evénements exceptionnels, au sens prévu par le TURPE

Par ailleurs, le fichier listant les **coupures brèves et les coupures très brèves** n'a pas été transmis au Sy.MEG et ce malgré les demandes en audit, après l'audit, et les relances par la suite. Ce fichier, pourtant précédemment transmis pour localiser les secteurs les plus touchés par ces types de coupure (à l'exception de l'exercice précédent également). En l'absence de ce fichier, l'ICF (Indicateur de Continuité de Fourniture, calculé par AEC) n'a pas pu être édité pour 2017.

Un rapport spécifique sur les analyses détaillées sur la continuité de fourniture et les investissements a été remis par ailleurs au Sy.MEG.

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 2017 de 6 départs HTA (chiffre identique à l'année précédente).

A noter que 4 départs présentent une chute de tension importante (supérieure à 7%) en 2017 : le départ BLANCH alimenté par les postes source BLANCHET, le départ PT-CAN alimenté par le poste source de BLANCHET, le départ VELODR alimenté par le poste source BAIE-MAHAULT, DESHAI alimenté par le poste source SAINTE ROSE. 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 2017

Poste source	Depart HTA	dU HTA 2017	dU HTA 2016
Blanchet	BLANCH	9,2%	8,7%
Blanchet	PT-CAN	7,2%	7,9%
Baie-Mahault	VELODR	6,6%	6,3%
Sainte Rose	DESHAI	6,5%	6,0%
Capesterre	DOYON	5,9%	4,4%
Baie-Mahault	LAMENT	5,1%	5,3%

De plus, les **programmes travaux** suivants ont été évoqués par le concessionnaire pour traiter les contraintes et concernent uniquement les départs dont la chute de tension est supérieure à 7% :

- Création du nouveau départ Anse Bertrand ;
- Transfert de la charge du départ Blanchard vers le départ Bélise.

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 5,3% contre en moyenne 2,6% selon AEC en métropole.

Depuis 2014, le nombre de CMA suit une légère tendance à la hausse. En 2017, le taux de CMA est de 4% avec 8 250 Clients mal alimentés.

Ainsi, il convient de noter que les données du CRAC 2017 ne concordent pas avec les fichiers obtenus dans le cadre du contrôle, notamment en ce qui concerne le nombre de CMA indiqués dans le fichier ETQUAL 03 (fichier des restitutions annuelles des CMA et DMA). A titre d'exemple, le CRAC annonce 8 250 CMA or le fichier lui en comptabilise seulement 7 484 en 2017.

Le concessionnaire a cependant confirmé le chiffre du CRAC de 8 250 à fin 2017, mais n'a pas réédité un fichier ETQUAL 03 corroborant l'information présentée dans le CRAC.

Le concessionnaire explique donc cette hausse par la fiabilisation du taux de rattachement des clients.

Lors des prochains audits, ce point sera à surveiller par le Sy.MEG.

En outre, l'analyse géographique a fait ressortir que la partie Nord-Est de l'île et l'île Marie Galante présentent des contraintes de tension selon l'outil du concessionnaire. Les communes de Deshaies et de trois Rivières présentent des taux de CMA supérieurs à 9%, soit un taux important par comparaison avec des communes de densité équivalente (voir graphe ci-dessous).

En analysant le taux de CMA selon la densité d'usager, aucune tendance forte n'est constatée. Cela signifie que la problématique des CMA n'est pas concentrée sur des centres de consommations importants où le réseau serait sous-dimensionné, ni sur des zones très peu denses où les réseaux seraient trop longs, bien que cette seconde configuration est la plus contributrice des contraintes de tension constatées sur la concession.

Un rapport spécifique sur les analyses détaillées sur la qualité de fourniture a été remis par ailleurs au Sy.MEG.

Les dépenses d'investissements et d'entretien-maintenance

En vue d'améliorer la qualité de la desserte électrique pour le territoire, le concessionnaire a **délibéré investi 19 M€** en 2017 pour la concession, auxquels s'ajoutent 9 M€ imposés par les opérations de raccordement. Sur les 6 dernières années, les **raccordements** représentent en moyenne 27% des dépenses totales d'investissements.

Les investissements sur les **postes sources** (déjà intégrés dans les valeurs de chaque catégorie) sont conséquents depuis *a minima* 6 ans, soit près de 8 M€ investis en moyenne chaque année.

Le fichier de **détails des investissements (CAPEX)** par affaire pour les ouvrages « localisés » n'a pas été communiqué de manière exhaustive. Ce fichier est indispensable afin de pouvoir contrôler les éléments présentés dans le CRAC, notamment les 27,2 M€ d'investissements sur 2017 annoncés dans le CRAC 2017, et également pouvoir suivre la localisation des choix d'investissements. Il est également nécessaire que les détails d'investissements des ouvrages « non localisés » soient communiqués. De surcroît, l'absence de ces détails ne permet pas de vérifier si éventuellement des investissements relatifs au réseau de transport ne seraient pas confondus parmi les 27,2M€ affichés.

En résumé, il est indispensable que les éléments détaillés par affaire qui ont permis de produire le tableau d'investissements du CRAC soient transmis lors de l'audit de l'autorité concédante.

En outre, il est apparu suite à l'audit sur site qu'une affaire intitulée « sécurité des tiers Petit Pérou », pour un montant investi de 1 015 k€ en 2017 (affaire D745/009091 sur la commune des Abymes), n'a pas été immobilisée dans le patrimoine concédé, bien que figurant pourtant dans la requête listant les travaux de l'année 2017, mais a été immobilisée en « domaine propre » du concessionnaire. EDF-SEI a indiqué, suite à l'audit sur site, avoir régularisé cela.

En absolu, les investissements délibérés varient irrégulièrement et sont compris entre 11 M€ et 29 M€ sur les 6 dernières années, avec en moyenne 20 M€/an depuis 6 ans.

En relatif, le niveau d'investissements délibérés du concessionnaire sur la concession a reculé sur la période 2011-2016, de plus de 120 €/usager à 50 €/usager, pour remonter à 86 €/us en 2017. En outre, le niveau d'investissements délibérés de la concession par EDF SEI est supérieur à celui enregistré au niveau de la métropole par Enedis (51 €/usager en moyenne sur 2017).

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 970 k€/an. En 2017, les montants consacrés sont en légère baisse par rapport à 2016, ils s'établissent à 787 k€ soit un montant en dessous des dépenses moyennes constatées sur la période.

En 2017, les longueurs traitées en HTA sont de 340 km et le réseau HTA aérien représente 570 km (soit 60% du réseau HTA élagué). Ainsi, 130 tronçons ont fait l'objet d'un élagage complet, sur les 184 tronçons aériens. Ramené en linéaire (approximation considérant un tronçon moyen de 2,6 km) cela représente 340 km de réseau HTA élagué. Le montant des travaux d'élagage HTA en 2017 s'élève à 701 k€

En outre, le concessionnaire a 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 nu 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 559 M€ à fin 2017 en valeur brute, **en augmentation de 15 M€ sur un an**. Ce rythme d'augmentation est en deçà des évolutions constatées sur les 5 années précédentes (+23 M€ en moyenne chaque année sur la période 2012-2017). 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 vient de débiter un projet (nommé ADELE) ayant pour objectif de localiser les branchements et les colonnes montantes à la maille communale, EDF a indiqué que jusqu'à présent cela n'était pas envisagé en Guadeloupe.

Le **taux d'amortissement** des ouvrages continue d'augmenter légèrement (42,4% en 2017, en hausse de 0,9 point par rapport à l'exercice précédent) pour s'établir 1,5 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 7,9 M€ à fin 2017, en progression de +0,6 M€ en une année. Sur les 6 dernières années, ce stock a augmenté de près de 4 M€. Le stock de PR a augmenté principalement pour les réseaux HTA (+0,3 M€) 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 suite à cet audit 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**.

Les **droits du concédant** continuent quant à eux d'augmenter, pour s'établir à 163 M€, soit une hausse de 2 M€ avec un rythme moyen annuel de +6 M€/an depuis 5 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 a pour effet mécanique de faire augmenter la dette potentielle du concédant envers le concessionnaire.

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 2017, le **total des produits a diminué** de -1,4 M€ soit -1,6%, cela est en essentiellement dû au cumul des baisses des recettes de raccordements et des baisses des recettes de prestations (-1,1 M€).

En parallèle les **charges totales ont fortement augmenté** de +7,4 M€ soit +9,5%, cela est la résultante de la forte augmentation des consommations en provenance des tiers de +4,7 M€ et une hausse des charges de personnel de +1,8 M, en lien notamment avec l'impact des tempêtes Maria et Irma.

Au final, la concession de la Guadeloupe est régulièrement bénéficiaire de la contribution 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).

Toutefois, sur les 2 derniers exercices, cette contribution à l'équilibre « perçue » sur la concession de Guadeloupe n'a pas été communiquée par EDF-SEI, ce qui est regrettable.

A noter que de nombreuses questions relatives à l'analyse du compte d'exploitation présenté par EDF-SEI dans le CRAC 2017 sont restées en suspens suite à l'audit sur site de février 2019. En effet, de multiples incohérences avaient été relevées sur les montants présentés ainsi que diverses interrogations sur des variations significatives entre les exercices 2016 et 2017 sur différents postes de charges et de produits. Ces interrogations concernaient notamment :

- Le calcul de la contribution à l'équilibre d'EDF SEI à la concession du Sy.MEG, ne figurant plus dans le CRAC depuis 2016
- Les modalités de calcul du reversement du TURPE d'Enedis à EDF- SEI
- Les principes de calcul des clefs de répartition (assiettes utilisées sur les principales clefs présentées dans le CRAC)
- Diverses singularités observées dans le CEX 2017 (charges « positives » ou recettes « négatives »)
- Des explications sur les variations significatives de certains postes de charge et produit

EDF-SEI s'est toutefois engagé à dorénavant fiabiliser la présentation et les données du comptes d'exploitation à compter du CRAC 2018.

Un rapport spécifique à l'analyse des comptes financiers affichés dans le CRAC est réalisé dans le cadre de cet audit.

Domaine clientèle

Les usagers de la concession

La concession continue de suivre un rythme d'évolution à la hausse de son nombre d'usagers (+0,6% en 2017) pour atteindre près de 232 496 usagers à fin 2017, dont 99,3% d'usagers aux tarifs bleus. En revanche, la consommation électrique s'inscrit en régression en 2017 avec -3,7%, notamment les 564 usagers aux tarifs verts représentent 25% de cette consommation totale.

En outre, les producteurs représentent 1 668 installations, stables par rapport à l'exercice précédent. Les producteurs photovoltaïques représentent plus de 98% de la quantité des installations raccordées au réseau de distribution (HTA ou BT) d'EDF SEI.

La puissance totale s'établit à 556 MVA à fin 2017, toutefois EDF comptabilise également les installations de productions thermiques qui sont raccordées au réseau de transport. En excluant les 431 MVA de puissance des 8 centrales thermiques, la production décentralisée est alors de 125 MVA dont 56% pour les installations photovoltaïques.

Qualité des services

Entre 2016 et 2017, le nombre de nouveaux raccordements en soutirage a diminué de 1 674 à 1 579, soit -5,7%, il s'agit de la 5^{ème} baisse consécutive (2 056 raccordements en soutirage en 2012). Selon EDF, en 2016 et en 2017, quasiment aucune nouvelle installation de production n'aurait été raccordée (1 en 2016, 3 en 2017), 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 dans un délai moyen de 74 jours en 2017, soit un mois de plus qu'en 2016. Ainsi, en parallèle le taux d'envoi des devis dans les délais prévus par le catalogue de prestations est en forte dégradation passant progressivement de 81% en 2015 à 62% en 2017, sans qu'EDF n'apporte d'explication.

Les réclamations enregistrées par EDF SEI

Le nombre de réclamations des clients faites à EDF SEI est forte baisse par rapport à l'exercice précédent avec -25% en 2017 par rapport à 2016, pour atteindre 2 072 réclamations à fin 2017. La concession présente un ratio de réclamations par usager du même ordre de grandeur que celui observé par AEC en métropole l'année précédente.

Cette baisse s'explique par une requalification des réclamations, ce qui a conduit à transformer certaines de ces réclamations en « demandes »

De plus, les réclamations faites par le Sy.MEG en direct auprès du concessionnaire ne sont pas visibles dans ces valeurs et ne sont pas suivies par ce SI, selon un choix de fonctionnement d'EDF.

Les volumes de réclamations sur la l'accès au réseau représentent 42% des réclamations, suivie de celles concernant la maintenance HTA/BT avec 19% du total. Celles sur la relève et la facturation représentent 21%.

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 78% des cas en 2017.

Les usagers en difficultés financières

En 2017, le service de gestion du recouvrement d'EDF SEI a demandé au service de gestion des interventions 18 485 **Demandes d'Interventions pour Impayés (DPI)** qui ont abouti à 6 627 coupures effectives. En effet, 10 303 demandes se sont soldées par une remise du paiement ou la présentation d'une preuve de paiement à l'agent d'EDF SEI. E 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 -8% en 2017. Depuis 4 ans, le nombre de coupures effectives est en diminution régulière, et a diminué d'un tiers sur cette période. 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 process 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.

Cela peut s'expliquer par le fait que dans les DOM, comme il n'y a pas d'hiver, il n'y a pas d'application de la loi Brottes » et « En Corse, où il y a bien une période hivernale, il n'y a pas de coupures entre le 1/11 et le 31/3, mais il peut y avoir des réductions de puissance comme indiqué dans le décret

Cette réponse confirme le constat réalisé par le Sy.MEG mais n'a pas répondu à la question posée ce qui n'est pas satisfaisant, en effet même s'il explique que la CRE et le MNE sont informés de ces modalités d'applications, le concessionnaire n'a pas cité de texte régalien permettant de justifier officiellement cette non-application de la trêve

Au 31 décembre 2017, 52 104 clients bénéficiaient du **TPN**, le tarif social de l'électricité. Environ 23% des clients au tarif bleu bénéficient du TPN, et sur les 2 dernières années, ce taux a diminué de 2 points.

Le **Chèque Energie** a remplacé le 1^{er} janvier 2018 ce tarif social. En l'état actuel des textes, les AODE compétentes pour contrôler les tarifs sociaux ne le sont plus pour le Chèque Energie. A titre informatif, EDF a précisé qu'à fin octobre 2018, 25 411 Chèques Energie avaient été encaissés, soit en théoriquement 61% des ex-bénéficiaires du TPN.

Selon les gestionnaires, le montant moyen du chèque energie est de 150 €, contre environ 114 € en moyenne pour les tarifs sociaux. En 2018, le plafond du revenu fiscal de référence donnant droit au cheque energie est 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 des 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.

Récemment les pouvoirs publics ont annoncé qu'en 2019, ce bénéfice sera élargi aux personnes seules avec un RFR 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 (CTM), qui ensuite attribue des aides aux personnes en difficultés financières afin de contribuer aux paiements de factures. Ce dernier était de 110 k€/an entre 2012 et 2015, 106 k€ en 2016, et a été ré-augmenté à 110 k€ en 2017.

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



Contrôle du reversement de la Taxe Communale sur la Consommation Finale d'Electricité (TCCFE)

Exercice comptable 2017

Sommaire

Sommaire	2
Préambule	4
1. Evolution du régime de taxation de l'électricité	5
1.1. Rappel réglementaire	5
1.2. La réforme	5
1.2.1. L'ancien système des taxes locales sur l'électricité (TLE)	5
1.2.2. Le nouveau système des taxes sur les consommations finales d'électricité (TCCFE)	6
1.3. La situation pour l'année 2011 et le fonctionnement pour les années suivantes	7
1.4. Les évolutions récentes	8
1.4.1. Perception de la TCCFE.....	8
1.4.2. Modification d'actualisation et de fixation des taux	8
1.4.3. Les dispositions encadrant les conséquences sur la TCCFE de la fusion de plusieurs syndicats	9
1.4.4. Les dispositions encadrant les conséquences sur la TCCFE des communes nouvelles	9
2. Principes généraux de collecte et de reversement des TCFE du fournisseur EDF-SEI	10
2.1. Organisation générale d'EDF-SEI	10
2.2. Rythmes de facturation des clients	11
2.3. Rythmes de mise à jour des coefficients multiplicateurs et de la liste des collectivités bénéficiaires	11
2.4. Prise en compte de la localisation et du type d'usager	12
2.5. Exigibilité des TCFE (factures/acomptes)	12
2.6. Application des taxes « prorata temporis »	13
2.6.1. Cas des clients à facturation bimestrielle ou semestrielle (non mensualisés)	13
2.6.2. Cas des clients à facturation annuelle (mensualisés)	13
2.7. Modalités d'envoi de la déclaration trimestrielle et du paiement des taxes	15
2.8. Modalités d'exonération de certains clients	16
3. Analyse de la collecte et du reversement de la TCFE sur le périmètre du Sy.MEG	17
3.1. Analyse des déclarations trimestrielles de l'exercice 2014	17
3.2. Croisement des déclarations trimestrielles avec le fichier de « détail par PDL » transmis par EDF-SEI dans le cadre du contrôle du reversement de la TCCFE (rapprochement entre les quantités et montants de taxe « déclarés » su Sy.MEG et les quantités et montants de taxe « facturés » aux usagers).....	18
3.2.1. Contrôle de cohérence entre les quantités d'électricité taxées et les montants de TCCFE facturées aux usagers sur la base du fichier de « détail par PDL »	19
3.2.2. Rapprochement entre les quantités d'électricité « déclarées » au Sy.MEG et les quantités d'électricité « facturés » aux usagers	21
3.2.3. Rapprochement entre les montants de TCCFE « déclarées » au Sy.MEG et les montants de TCCFE « facturés » aux usagers	21
3.3. Croisement des déclarations trimestrielles avec les états clientèles d'EDF-SEI (rapprochement entre les quantités d'électricité « taxées » et les quantités d'électricité « acheminées »)	22
3.4. Analyse du reversement de la taxe (communale et départementale) sur la consommation finale d'électricité sur un échantillon de points de livraison	24
3.5. Analyse des exonérations au titre de l'exercice 2017	24
Synthèse et conclusion	25

Préambule

Le Sy.MEG collecteur de la TCCFE pour 28 des 32 communes adhérentes à la compétence électricité (toutes les communes de Guadeloupe à l'exception de BASSE TERRE, CAPESTERRE DE MARIE GALANTE, GRAND BOURG et ST LOUIS) a mandaté AEC pour effectuer le contrôle du reversement des taxes sur la consommation finale d'électricité (TCFE) par le fournisseur EDF-SEI concernant l'exercice 2017 sur ces 28 communes.

Le fournisseur EDF-SEI a été avisé de cette vérification. Par cette notification, le Sy.MEG demandait au fournisseur de lui transmettre les pièces nécessaires au contrôle sur site et de répondre à un formulaire joint en annexe.

En effet, le contrôle d'un fournisseur nécessite un contrôle sur pièce afin de pouvoir vérifier les écritures comptables entre les outils de facturation ainsi que les déversements dans les outils de production des états trimestriels et des reversements de taxe correspondants.

Ainsi, un audit sur site s'est déroulée le 20 février 2019 dans les locaux du fournisseur EDF-SEI en présence de l'agent assermenté chargé du contrôle du Sy.MEG, de représentants du fournisseur et d'AEC.

Sur la base des éléments demandés par le biais de l'avis de vérification, notamment le détail par point de livraison (PDL) de la taxe perçue et reversée pour les communes de l'échantillon, les analyses préalablement menées et développées lors de cette réunion ont principalement porté sur :

- L'organisation du fournisseur dans la collecte et le reversement de la taxe (revue de l'ensemble du processus et de traitement entre les bases comptables, les bases facturières et les états déclaratifs) ;
- Le rapprochement entre les déclarations trimestrielles du fournisseur et les fichiers détaillés par PDL fournis ;
- Le rapprochement entre les déclarations trimestrielles et les états du fournisseur obtenus dans le cadre du contrôle de concession (partie clientèle) ;
- Les interactions entre les différentes applications facturières et comptables ainsi que celle utilisée pour le reversement des taxes ;
- La qualification du client (professionnel ou non professionnel) ;
- Le calcul des taxes sur les acomptes pour les clients mensualisés ;
- Les modifications de coefficient ;
- Le suivi des exonérations.
- L'ensemble des incohérences et anomalies relevées dans l'analyse des fichiers détaillés par PDL, en s'attachant particulièrement à mettre en exergue les éléments suivants :
 - Type de client ;
 - Coefficient utilisé ;
 - Tarif ;
 - Montant de taxe à reverser ;
 - *Pro-rata temporis* utilisé.

Suite à cet audit sur site, un complément d'information a été communiqué par EDF-SEI.

Le présent document tient compte de tous les éléments listés ci-dessus.

1. Evolution du régime de taxation de l'électricité

1.1. Rappel réglementaire

Une réforme des taxes locales sur l'électricité a été rendue nécessaire par la Directive européenne datant du 27 octobre 2003.

Ainsi, un projet de loi a été préparé par le gouvernement français dès octobre 2008. Ce projet n'a toutefois pas été soumis au vote des parlementaires, les collectivités ayant demandé des compléments d'informations sur l'impact financier d'un tel projet.

Plus récemment, en mars 2010, une injonction de la commission européenne a relancé le sujet, et une nouvelle proposition législative a été rédigée dans la foulée en mai 2010. Ce nouveau projet se base essentiellement sur le texte de 2008, mais apporte des évolutions significatives.

1.2. La réforme

La réforme de la taxe locale sur l'électricité est incluse dans la loi NOME n°2010-1488 du 7 décembre 2010, à l'article 23 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité et a institué un nouveau régime de taxation de la consommation d'électricité, qui comporte deux composantes :

- Une taxe locale sur la consommation finale d'électricité (TLCFE) s'appliquant aux consommations sous une puissance souscrite inférieure ou égale à 250 kVA, perçue :
 - d'une part, par les communes, ou, selon le cas, par les EPCI ou les départements qui leur sont substitués au titre de leur compétence d'autorité organisatrice de la distribution publique d'électricité,
 - d'autre part, par les départements.

Cette taxe locale se substitue à la taxe sur les fournitures d'électricité perçue par ces mêmes collectivités jusqu'à la fin de l'année 2010.

- Une taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE), s'appliquant aux consommations sous une puissance souscrite supérieure à 250 kVA, perçue par l'État.

Il s'agit d'une nouvelle taxe (les consommations correspondant aux puissances supérieures à 250 kVA ne faisant généralement pas l'objet, jusqu'en 2010, de taxation).

1.2.1. L'ancien système des taxes locales sur l'électricité (TLE)

La taxe communale sur les fournitures d'électricité (qui date de 1926) visait, à l'origine, à accompagner le financement des réseaux électriques publics par les collectivités locales. La taxe a gardé ce caractère lorsque cette mission continue à être assurée par un syndicat d'électrification agissant pour le compte des communes rurales, mais elle est souvent devenue une ressource ordinaire des communes plus importantes ou des départements.

Elle fonctionnait, de fait, comme une taxe sur le chiffre d'affaires et était collectée par les fournisseurs d'électricité, lors de l'encaissement de leurs factures. Elle était assise :

- Sur 80% du montant des factures (consommation, acheminement et abonnement), lorsque la puissance souscrite est inférieure à 36 kVA (essentiellement les ménages) ;
- Sur 30% du montant des factures, lorsque la puissance souscrite est comprise entre 36 kVA et 250 kVA (essentiellement les PME-PMI).

En 2009, à l'échelle du territoire national, le produit de la taxe sur les fournitures d'électricité s'est élevé à 1,74 milliard d'euros : 740 millions (42,5%) au profit des communes, 567 millions (32,6%) au profit des

départements, 421 millions (24,2%) au profit des syndicats (intercommunaux ou mixtes), 7 millions (0,4%) au profit des régies personnalisées, 5 millions (0,3%) au profit des communautés de communes ou d'agglomération. En ce qui concerne les communes : 7 000 perçoivent directement la taxe, 24 000 appartiennent à un groupement qui :

- Soit, a institué et perçoit directement la taxe ;
- Soit, ne l'a pas instituée mais appartient lui-même à un autre groupement qui a institué et perçoit la taxe (exemple : communauté de communes membre d'un syndicat départemental d'électrification).

Il existait donc, en 2009, 5 925 communes sur le territoire desquelles n'était pas perçue de part communale de taxe sur les fournitures d'électricité.

Les collectivités bénéficiaires fixaient le taux applicable :

- Dans la limite de 8% (avec quelques exceptions), pour les communes ou les syndicats ;
- Dans la limite de 4%, pour les départements.

1.2.2. Le nouveau système des taxes sur les consommations finales d'électricité (TCCFE)

Les principales évolutions par rapport à l'ancien régime des TLE (Taxes Locales sur l'Electricité) sont les suivantes :

- L'assise de la nouvelle **taxe porte uniquement sur les consommations d'électricité** consommées par les usagers, avec un tarif exprimé en €/MWh, et non plus sur les recettes. Ce changement d'assiette peut avoir des conséquences sur les recettes des collectivités. Ainsi, par exemple, les communes ayant sur leur territoire de très nombreuses résidences secondaires subiront une perte de recettes, dans la mesure où la nouvelle taxe ne porte que sur le volume consommé et non plus sur l'ensemble de la facture ;
- La totalité des montants de taxe ainsi calculés est reversée aux collectivités, y compris les montants sur les consommations des clients en situation de défaut de paiement ;
- La taxe est perçue par le syndicat exerçant la compétence d'autorité organisatrice de la distribution en lieu et place des communes de moins de 2 000 habitants. En effet, Le paragraphe III de l'article 12 du projet de loi NOME modifie l'article L5212-24 du CGCT, et dispose que :
« Lorsqu'il existe un syndicat intercommunal exerçant la compétence d'autorité organisatrice de la distribution publique d'électricité (...), la taxe prévue à l'article L2333-2 est perçue par le syndicat (...) en lieu et place de toutes les communes dont la population recensée par l'institut national de la statistique et des études économiques au 1^{er} janvier de l'année est inférieure ou égale à 2 000 habitants ou dans lesquelles la taxe est perçue au 31 décembre 2010. Pour les autres communes, cette taxe peut être perçue par le syndicat (...) en lieu et place de la commune s'il en est décidé ainsi par délibérations concordantes du syndicat (...) et de la commune » ;
- La collectivité habilitée à percevoir la taxe (commune ou syndicat) doit fixer, un coefficient multiplicateur compris entre 0 et 8,5, voire même 12 sur les territoires insulaires, par dérogation (cf. *infra*), qui s'applique à partir du 1^{er} janvier 2011 aux deux tarifs de base fixés par la loi :
 - 0,75 €/MWh pour les toutes consommations non professionnelles, et pour les consommations professionnelles inférieures ou égales à 36 kVA de puissances souscrites,
 - 0,25 €/MWh pour les consommations professionnelles supérieures à 36 kVA et inférieures à 250 kVA de puissances souscrites.

Pour les communes ou les syndicats, il est donc possible de ne pas lever la taxe (puisque le coefficient multiplicateur peut être égal à 0).

- Concernant les départements, un coefficient multiplicateur compris entre 2 et 4 s'applique également à partir du 1^{er} janvier 2011 aux deux mêmes tarifs de base fixés par la loi. Ainsi, pour les départements, il est donc obligatoire de percevoir la taxe puisque le coefficient multiplicateur est au minimum égal à 2 ;
- L'actualisation du produit ne dépend plus des prix de l'électricité ou de l'abonnement. Ainsi, à partir de 2012, c'est la limite supérieure du coefficient multiplicateur (8,5 pour les communes, voire même 12 par dérogation (cf. *infra*) sur les territoires insulaires et 4 pour les départements) qui sera indexée en proportion de l'indice moyen des prix à la consommation. Cette modification de valeur du coefficient multiplicateur ne pourra se faire qu'après délibération ;
- Pour 2011, une période transitoire a été prévue, consistant à transformer le pourcentage actuellement appliqué en coefficient ;
- Les consommations relatives à l'éclairage public sont désormais taxées ;
- Les clients raccordés à une puissance supérieure à 250 kVA versent une taxe à l'Etat, sauf ceux considérés comme « grands consommateurs d'énergie » qui sont exonérés (certains usagers industriels, les transports ferroviaire, ...)
- Le contrôle du recouvrement et de la liquidation est plus encadré et plus « professionnel » ;
- Des frais de gestion sont appliqués par les fournisseurs à partir de 2011 de la façon suivante :
 - en 2011 : 2% de frais de gestion pour toutes les collectivités percevant la taxe communale ;
 - à partir de 2012 : 1% de frais de gestion perçus par les fournisseurs pour les syndicats d'électricité et 1,5% pour les communes isolées.

1.3. La situation pour l'année 2011 et le fonctionnement pour les années suivantes

Pour l'année 2011, afin d'assurer une transition immédiate, les fournisseurs ont appliqué sur chaque commune le coefficient égal au taux converti (conversion du taux en vigueur au 31 décembre 2010 par multiplication par 100), ce qui signifie par exemple qu'un taux de 8% correspondra à un coefficient multiplicateur uniforme de 8. Aucune délibération n'est nécessaire pour cela.

En principe, ce tarif de référence a été calculé pour assurer, globalement (mais non individuellement), à l'ensemble des collectivités concernées, à consommation constante, une recette au moins égale à celle de 2010.

Par la suite, chaque année, avant le 1^{er} octobre, les assemblées délibérantes des collectivités concernées pouvaient modifier le coefficient multiplicateur applicable à partir de l'année suivante.

En ce qui concerne la limite supérieure du coefficient multiplicateur, elle a été actualisée, à compter de 2012, en proportion de l'indice moyen des prix à la consommation hors tabac établi pour l'année précédente par rapport au même indice établi pour l'année 2009, soit 8,12.

Les collectivités qui avaient déjà appliqué le coefficient maximum (8) devaient délibérer pour que l'augmentation de l'indice des prix s'applique. Les autres pouvaient délibérer, sans limitation, tant que la limite supérieure n'est pas atteinte (8 + augmentation indice des prix 2010, soit 8,12).

Les redevables de la taxe acquittent le montant de la taxe au titre de chaque trimestre civil auprès du comptable public assignataire de la collectivité territoriale bénéficiaire, en adressant avant la fin du 2^{ème} mois suivant une déclaration comportant les informations nécessaires à la liquidation de la taxe, accompagnée de son paiement.

1.4. Les évolutions récentes

1.4.1. Perception de la TCCFE

L'article 45 de la loi de finances rectificative (LFR) pour 2013 avait instauré, pour les syndicats et départements concédants la perception automatique et directe de la part communale de la TCCFE en lieu et place de l'ensemble des communes et des EPCI à fiscalité propre qui en sont membres, et non plus seulement celle des communes de 2 000 habitants ou moins.

Les syndicats et départements concédants avaient alors la faculté de reverser cette recette aux communes et EPCI à fiscalité propre dans la limite de 50% du produit de la taxe (50% par commune ou EPCI). Une telle faculté de reversement existait déjà au profit des communes, mais sans plafonnement de la fraction susceptible d'être reversée. La disposition plafonnait donc la part de la TCCFE susceptible d'être reversée à 50%. A noter que le dispositif n'imposait pas à l'AODE de reverser une fraction de la taxe à ses membres.

Cette disposition était prévue pour une entrée en vigueur au 1^{er} janvier 2015. **Face aux oppositions des différentes communes et aux réactions des élus, la première loi de finances rectificative pour 2014 revient sur cette évolution pour revenir au dispositif antérieur (article 18).**

Ainsi, les conditions de perception de la TCCFE restent aujourd'hui celles décrites au paragraphe 2.2.2.

1.4.2. Modification d'actualisation et de fixation des taux

L'article 37 de la loi n° 2014-1655 du 29 décembre 2014 de finances rectificative pour 2014 prévoit qu'à compter du 1^{er} janvier 2016, les taxes locales seront calculées en appliquant aux tarifs de base un des coefficients multiplicateurs prévu par le législateur.

Jusqu'alors une indexation s'appliquait aux limites supérieures des coefficients multiplicateurs, ce qui pouvait contraindre les collectivités, qui avaient opté pour la valeur maximale, de délibérer chaque année.

Dorénavant, ce sont les tarifs légaux de base de la taxe qui seront actualisés en proportion de l'indice moyen des prix à la consommation hors tabac établi pour l'avant-dernière année et le même indice établi pour l'année 2013. Les changements prévus sont les suivants :

- La collectivité habilitée à percevoir la TCFE (commune ou intercommunalité exerçant la compétence d'AODE et département) ne dispose plus que d'un choix limité pour la fixation du coefficient multiplicateur, afin d'éviter des complications résultant, pour les fournisseurs d'électricité, de l'existence d'une très grande diversité de coefficients possibles actuellement, compte tenu de la possibilité que ce coefficient soit un nombre décimal composé de deux chiffres après la virgule, compris entre 0 et 8,50 pour la TCCFE (voire même 12 sur les territoires insulaires, par dérogation (cf. *infra*)) et 2 et 4,25 pour la TDCFE ;
- L'actualisation conservera un rythme annuel mais ne se fera plus en fixant une nouvelle limite supérieure au coefficient multiplicateur comme dans le cadre du régime actuel, ce qui oblige en pratique les collectivités à délibérer chaque année pour pouvoir mettre en œuvre cette actualisation, si elles le souhaitent.

En d'autres termes, le droit pour la collectivité de moduler son coefficient multiplicateur – sous réserve de prendre une délibération avant le 1^{er} octobre de l'année pour l'année suivante – n'est pas remis en cause, en retenant par exemple pour la taxe communale une des valeurs prévues à l'article L.2333-4 du CGCT (0, 2, 4, 6, 8 ou 8,50 voire même 12 sur les territoires insulaires, par dérogation (cf. *infra*)). En revanche, l'actualisation se fera désormais automatiquement à partir des deux tarifs de base fixés dans le CGCT (article L.3333-3), afin de dispenser la collectivité de l'obligation de prendre une délibération chaque année.

1.4.3. Les dispositions encadrant les conséquences sur la TCCFE de la fusion de plusieurs syndicats

Enfin, les nouvelles dispositions encadrent les conséquences de la fusion de syndicats sur le plan de la TCCFE :

- Pendant l'année de la fusion, les dispositions relatives à la TCCFE applicables sur chacun des territoires sont maintenues en l'état ;
- Le syndicat issu de la fusion se prononce avant le 1^{er} octobre de l'année de la fusion sur les dispositions applicables pour l'année suivante ;
- A défaut de délibération fixant un coefficient multiplicateur unique, il est fait application d'un coefficient moyen, non pondéré, constaté pour l'ensemble des syndicats fusionnés (coefficient arrondi à la deuxième décimale la plus proche).

1.4.4. Les dispositions encadrant les conséquences sur la TCCFE des communes nouvelles

Il existe à ce jour un doute sur le sort de la TCCFE après la création d'une commune nouvelle. Il est en effet possible d'imaginer un mécanisme :

- Soit, de continuité de tous les actes et délibérations antérieurs, et par suite de prévoir des situations différentes en matière de TCCFE sur chaque commune déléguée de la commune nouvelle ;
- Soit, comme le laisse supposer une réponse ministérielle¹, d'application stricte du fait que toute commune nouvelle dépassant 2 000 habitants perçoit de droit la taxe et que le syndicat et la commune doivent dès lors engager un dialogue pour définir le mode de reversement de taxe s'il y a lieu.

¹réponse à question orale sans débat n°09195 de M. Jean-Claude Lenoir publiée dans le JO Sénat du 06/11/2014 – Réponse 2 publiée dans le JO Sénat du 17/12/2014

2. Principes généraux de collecte et de reversement des TCFE du fournisseur EDF-SEI

On rappelle qu'entrent dans le champ d'application des TCFE, les livraisons d'électricité réalisées auprès des clients consommateurs finals en France ayant souscrit un contrat avec une puissance inférieure ou égale à 250 kVA (coefficient de conversion : 1 kW= 1,2 kVA).

On rappelle également que, sous l'ancien régime des TLE (applicable jusqu'au 31 décembre 2010), la taxe était calculé en pourcentage applicable sur un pourcentage de la facture HT (abonnement + consommation). Le nouveau régime des TCFE est une taxe en €/MWh applicable sur les quantités d'électricité livrées.

Sont redevables des TCFE les personnes qui achètent de l'électricité ou en produisent en vue de la revendre à un consommateur final ou les personnes qui produisent de l'électricité et l'utilisent pour leurs besoins.

Le fait générateur est la livraison de l'électricité à chaque point de livraison situé en France d'un utilisateur final sur la consommation de l'électricité.

A noter que les opérations de négoce de l'électricité n'entrent pas dans le champ d'application de la taxe.

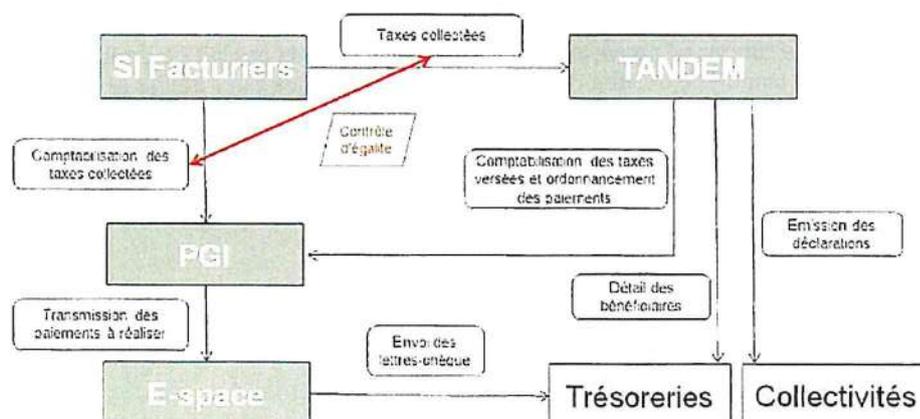
2.1. Organisation générale d'EDF-SEI

Une équipe au sein des services comptables d'EDF-SEI est en charge du suivi de la collecte et de l'établissement des déclarations de TCFE pour l'ensemble des communes des îles Guadeloupe et un système d'information spécifique dénommé « TANDEM » est dédié à la gestion des TCFE.

La facturation, la collecte et le reversement des TCFE se font de façon identique, quels que soient la puissance souscrite par le client et son mode/rythme de facturation.

Le schéma général d'organisation d'EDF-SEI est le suivant :

Schéma général d'organisation général d'EDF



Les données de taxes facturées par les outils facturiers se déversent dans un système d'information déclaratif dénommé TANDEM, qui permet de déclarer les taxes et les verser à chaque entité bénéficiaire des TCFE.

Cet outil existait déjà du temps des TLE (Taxes Locales sur l'Electricité).

2.2. Rythmes de facturation des clients

Le processus de collecte et de reversement de la taxe est notamment lié au rythme de facturation du client (cf. *infra*).

Pour les clients ayant souscrit une puissance inférieure ou égale à 36 kVA, trois rythmes de facturation coexistent :

- Facturation bimestrielle ;
- Facturation semestrielle ;
- Facturation annuelle avec versement de 11 acomptes mensuels sur la base d'un échéancier préétabli (clients dits « mensualisés »).

Pour les clients ayant souscrit une puissance supérieure à 36 kVA et inférieure ou égale à 250 kVA (tarif bleu plus et vert), une facture mensuelle est émise.

2.3. Rythmes de mise à jour des coefficients multiplicateurs et de la liste des collectivités bénéficiaires

Depuis récemment, les mises à jour des coefficients multiplicateurs ainsi que la liste des bénéficiaires sont réalisées lors de chaque publication sur le site Impôt.gouv.fr.

Les tables des tarifs de taxe sont alors actualisées dans les systèmes facturiers.

Cela n'a pas toujours été le cas :

- Décret du 28 décembre 2011: édition avant le 1^{er} décembre de chaque année N des taxes applicables au 1^{er} janvier N+1 ;
- 2012: première année d'utilisation du site internet. Certains problèmes du fait des plusieurs mises à jour durant l'année (9 versions publiées) ;
- 2013 et 2014: intégration des fichiers de décembre 2012 et 2013 des nouveaux montants unitaires de taxes dans les systèmes d'information facturiers d'EDF-SEI pour une mise en production respectivement au 1^{er} janvier 2013 et 1^{er} janvier 2014 – plusieurs mises à jour des taxes ont été mises en ligne pendant l'année (2014: 4 versions publiées – 2013: 5 versions publiées) ;
- Depuis 2015 : intégration des fichiers en décembre N-1 des nouveaux montants de unitaires de taxes dans les systèmes d'information facturiers pour une mise en production au 1^{er} janvier N – plusieurs mises à jour publiées à date sur le site internet.

En 2017, exercice contrôlé, mise en œuvre de nouveaux fichiers dans les systèmes facturiers d'EDF-SEI au plus près de la mise en ligne sur « impots.gouv.fr ».

2.4. Prise en compte de la localisation et du type d'utilisateur

La localisation du Point de Livraison (PdL) via son code INSEE détermine le tarif de la taxe et la collectivité bénéficiaire.

Chaque PdL est typé « Professionnel » ou « non professionnel » au sens TCFE en fonction des caractéristiques du contrat du client.

L'article L3333-3 du CGCT prévoit que réalisent des consommations professionnelles, les personnes qui assurent de manière indépendante, en tout lieu, la fourniture de biens et services quel que soit la finalité ou les résultats de leurs activités économiques, qu'il s'agisse des activités de producteurs, de commerçants ou de prestataires de services, y compris les activités extractives, agricoles et celles des professions libérales ou assimilées.

En outre, la note du 4 janvier 2011 DLF et DGCL - Projet de circulaire, est venu préciser que :

- Les EPIC, les établissements d'enseignement publics, les hôpitaux et les établissements d'hébergement des personnes âgées ou dépendantes sont considérés comme ayant des consommations professionnelles ;
- Les consommations ci-après, autres que celles mentionnées ci-dessus, sont réputées réalisées à des fins autres que professionnelles :
 - Pour les besoins domestiques des ménages ;
 - Pour les EPA ;
 - Pour les collectivités territoriales, y compris l'éclairage public.

2.5. Exigibilité des TCFE (factures/acomptes)

L'exigibilité de la taxe a lieu lors de la livraison de l'électricité par le fournisseur, sauf lorsque ce dernier a opté pour le paiement de la TVA sur les débits (ce qui est le cas d'EDF-SEI), l'exigibilité intervient alors au moment du débit, à savoir lors de l'émission de la facture, ou dès la perception d'acomptes financiers reçus avant l'émission de la facture au client.

Ainsi EDF-SEI doit reverser et déclarer chaque trimestre la TCFE due au Syndicat dans les deux mois qui suivent chaque trimestre civil au titre duquel elle est collectée.

La TCFE est due pour chaque trimestre civil, au titre des factures émises pendant le trimestre qui ont donné lieu à facturation de la taxe, ainsi qu'au titre de chaque acompte encaissé avant l'émission de la facture annuelle.

La taxe sur acompte est régularisée avec la facture annuelle. Les quantités dans l'acompte sont estimées par le fournisseur en vertu de l'article R3333-1 du CGCT.

Le mécanisme des acomptes, avec l'estimation de l'assiette dans l'échéancier et la régularisation de l'assiette au moment de la facture annuelle est forcément amené à entraîner des décalages de kWh par rapport à ERDF qui facture des quantités acheminées sur un PDL tous les deux mois au fournisseur.

EDF-SEI est amené à facturer, en fonction du client :

- tous les mois ;
- tous les deux mois ;
- tous les trimestres ;
- une fois par an.

Ainsi, l'affichage des quantités du fournisseur peut ne pas être le reflet parfait de la réalité. En effet, sur une déclaration trimestrielle donnée, EDF-SEI reconstitue l'assiette (les quantités) à partir de la taxe comptabilisée, avec le coefficient en vigueur au moment de la réalisation de la déclaration.

2.6. Application des taxes « prorata temporis »

Pour le calcul des « prorata temporis » sur les TCFE pour les factures à cheval entre 2 exercices, il faut distinguer les clients selon le rythme de facturation.

2.6.1. Cas des clients à facturation bimestrielle ou semestrielle (non mensualisés)

Pour les clients non mensualisés, application des nouveaux coefficients multiplicateurs, pour toute nouvelle facture émise à compter du 1^{er} janvier N+1 sur les kWh consommés à partir du 1^{er} janvier N+1. Par conséquent, une facture dont la période de consommation est à cheval sur le 1^{er} janvier se voit appliquer deux montants de taxes, comme l'illustre l'exemple *infra* :

■ *Illustration du prorata temporis linéaire pour un client bimestriel :*

La taxe est collectée lors de chaque facturation.

Point de livraison n°02 226 193 670 334 - Compteur électronique n° 649

Consommation sur la base d'un index réel

Prorata temporis	Prorata temporis	Consommation (kWh)	Prorata temporis (kWh)	Montant (€)
Du 25/11/2011 au 25/01/2012	25 kVA			
Base	27269	27836	368	0,0012
Total de votre consommation d'électricité (dont abonnement) : 12,46 k€				
Abonnement				
Remboursement Abonnement Tarif Bleu 05 kVA Base				
Abonnement Tarif Bleu 05 kVA Base du 25/11/2011 au 25/01/2012				
Abonnement Tarif Bleu 05 kVA Base du 25/01/2012 au 25/03/2012				
Total de votre abonnement (dont achèvement) : 10,72 k€				
Taxes et Contributions				
Contribution au Service Public d'Électricité				
Taxe sur la Consommation Finale d'Électricité				
Contribution Tarifaire d'Abonnement électrique*				
Remboursement Contribution Tarifaire d'Abonnement électrique*				
Total Electricité hors TVA				
TVA				
TVA à 5,5% sur montant total de 12,36 €				
TVA à 19,6% sur montant total de 36,51 €				
Total TVA				

Période	25/11/2011	31/12/2011	01/01/2012	25/01/2012
Prorata temporis	59,02%			40,98%
Conso (kWh)			368	
Conso (kWh)	217			151
Tarif TCCFE	0,006			0,00609
Montant TCCFE	1,3			0,92
Tarif TDCFE			0,003	
Montant TDCFE	0,65			0,45
Total TCFE				3,32

Ex facturation

A noter que, pour les factures des clients non mensualisés, EDF-SEI reconstitue l'assiette à partir du coefficient en vigueur lors de l'émission de la déclaration, alors qu'une partie des quantités a pu être soumise au coefficient de l'année précédente pour toutes les factures à cheval sur le 1^{er} janvier.

2.6.2. Cas des clients à facturation annuelle (mensualisés)

Pour les acomptes des clients mensualisés, la taxe dans l'acompte est calculée avec le coefficient en vigueur au moment où est fait le nouvel échéancier dans l'outil, en revanche la taxe dans l'acompte donne lieu à reconstitution de l'assiette sur la déclaration avec le coefficient en vigueur au moment où est faite la déclaration.

En d'autres termes, pour un client dont l'échéancier d'acomptes est à cheval sur le 1^{er} janvier, le montant de la taxe n'est pas revu pour les acomptes restant encore à être versés par le client. En revanche, la facture annuelle à venir portera bien la distinction entre les consommations antérieures au 1^{er} janvier N+1 qui restent soumises à l'ancien montant de taxe et les consommations postérieures au 1^{er} janvier N+1 qui sont soumises au nouveau montant unitaire de taxe. ⇒ La régularisation se fait donc au moment de la facture annuelle.

Illustration pour un client mensualisé :

Facturation des kWh consommés sur une période d'un an.

Voire contrat Electrolite Tarif Bleu

Compteurs électromécaniques n°600

Consommation sur la base d'un relevé	date début de période	date fin de période	Consommation (kWh)	Prix unitaire HT (€/kWh)	Montant HT (€)	Taux de TVA
09/09/2012 à 09/09/2012	09/09	09/09	2495	0,0074	184,23	19,6
09/10/2012 à 09/10/2012	09/10	09/10	4055	0,0074	300,07	19,6
09/11/2012 à 09/11/2012	09/11	09/11	2465	0,0074	182,41	19,6
09/12/2012 à 09/12/2012	09/12	09/12	2465	0,0074	182,41	19,6
01/01/2013 à 01/01/2013	01/01	01/01	4055	0,0074	300,07	19,6
01/02/2013 à 01/02/2013	01/02	01/02	2465	0,0074	182,41	19,6
02/03/2013 à 02/03/2013	02/03	02/03	2465	0,0074	182,41	19,6
03/04/2013 à 03/04/2013	03/04	03/04	2465	0,0074	182,41	19,6
04/05/2013 à 04/05/2013	04/05	04/05	2465	0,0074	182,41	19,6
05/06/2013 à 05/06/2013	05/06	05/06	2465	0,0074	182,41	19,6
06/07/2013 à 06/07/2013	06/07	06/07	2465	0,0074	182,41	19,6
07/08/2013 à 07/08/2013	07/08	07/08	2465	0,0074	182,41	19,6
08/09/2013 à 08/09/2013	08/09	08/09	2465	0,0074	182,41	19,6
09/10/2013 à 09/10/2013	09/10	09/10	2465	0,0074	182,41	19,6
10/11/2013 à 10/11/2013	10/11	10/11	2465	0,0074	182,41	19,6
11/12/2013 à 11/12/2013	11/12	11/12	2465	0,0074	182,41	19,6
12/12/2013 à 12/12/2013	12/12	12/12	2465	0,0074	182,41	19,6
01/01/2014 à 01/01/2014	01/01	01/01	2465	0,0074	182,41	19,6
Total de votre consommation d'électricité (dont abonnement)			371,22 (kWh)		1 964,02 (€)	

Prorata temporis	25/07/2012	31/12/2012	01/01/2013	01/02/2013	02/03/2013	03/04/2013	04/05/2013	05/06/2013	06/07/2013	07/08/2013	08/09/2013	09/10/2013	10/11/2013	11/12/2013	12/12/2013	01/01/2014	
Consos Heures Creuses (kWh)	2495																2465
Consos Heures Pleines (kWh)	4055																3617
Consos Heures Creuses (kWh)	1755		719														2465
Consos Heures Pleines (kWh)	2555		1200														3617
Taux TCCFE	0,00609				0,00611												
Montant TCCFE	29,08				12,04												37,77
Taux TDCFE	0,003				0,00313												
Montant TDCFE	23,83				6,03												18,92
Total TCCFE					116,57												

Total l'électricité hors TVA 1 904,08 €

TVA 19,6% (sur la consommation de 2012 et 2013)
 371,22 kWh x 0,0074 €/kWh x 19,6% = 53,64 €

Total TVA 242,51 €

Requiem sur votre électricité 24 11 €

Ex facturation

Acquittement d'acompte conformément à un échéancier prédéfini

Echéancier		Avenant échéancier	
Dates de prélèvement	Montant Total TTC en €	Dates de prélèvement	Montant Total TTC en €
Le 09/09/2012	146,48 €	Le 09/09/2013	146,48 €
Le 10/10/2012	146,48 €	Le 12/03/2013	171,52 €
Le 09/11/2012	146,48 €	Le 09/04/2013	171,52 €
Le 10/12/2012	146,48 €	Le 10/05/2013	171,52 €
Le 09/01/2013	146,48 €	Le 09/05/2013	171,52 €
Le 09/02/2013	146,48 €	Le 10/07/2013	171,52 €
Le 12/03/2013	146,48 €		
Le 09/04/2013	146,48 €		
Le 10/05/2013	146,48 €		
Le 09/06/2013	146,48 €		
Le 10/07/2013	146,48 €		
Total TTC	1 611,28 €	Total TTC	1 004,08 €

Date de paiement	Montant acompte TTC	Part de TCCFE	Part de TDCFE
09/09/2012	146,48	6,5	3,2
10/10/2012	146,48	6,5	3,2
09/11/2012	146,48	6,5	3,2
10/12/2012	146,48	6,5	3,2
09/01/2013	146,48	6,5	3,2
09/02/2013	146,48	6,5	3,2
12/03/2013	171,52	7,58	3,81
09/04/2013	171,52	7,58	3,81
10/05/2013	171,52	7,58	3,81
09/06/2013	171,52	7,58	3,81
10/07/2013	171,52	7,58	3,81
Total TTC	1736,48	76,9	38,25

Impact en matière de TCFE :
 Le versement de la taxe est lissé sur l'ensemble de l'année.

	Date de paiement	Montant acompte TTC	Part de TCCFE	Part de TDCFE	Déclaration TCCFE	Déclaration TDCFE
Acompte	09/09/2012	146,48	6,5	3,2	6,5	3,2
Acompte	10/10/2012	146,48	6,5	3,2		
Acompte	09/11/2012	146,48	6,5	3,2	19,5	9,6
Acompte	10/12/2012	146,48	6,5	3,2		
Acompte	09/01/2013	146,48	6,5	3,2		
Acompte	09/02/2013	146,48	6,5	3,2	20,55	10,21
Acompte	12/03/2013	171,52	7,58	3,81		
Acompte	09/04/2013	171,52	7,58	3,81		
Acompte	10/05/2013	171,52	7,58	3,81	22,74	11,43
Acompte	09/06/2013	171,52	7,58	3,81		
Acompte	10/07/2013	171,52	7,58	3,81		
Facturation	01/07/2013	-1736,48	-76,9	-38,25	8,57	4,34
Facturation	31/07/2013		77,89	38,78		
	Total :				77,89	38,78

2.7. Modalités d'envoi de la déclaration trimestrielle et du paiement des taxes

Le processus est le suivant :

- Envoi de la déclaration et des documents justificatifs via messagerie électronique si l'adresse électronique est connue ;
- Envoi de la déclaration et des documents justificatifs par voie postale si l'adresse de messagerie électronique n'est pas connue des services d'EDF-SEI ;
- Envoi de ces documents au maire, au président du syndicat, au président du Conseil Général ainsi qu'aux comptables publics assignataires des collectivités bénéficiaires de ces taxes ;
- Le paiement de la taxe à la Trésorerie se fait via une lettre chèque envoyée avant la fin du délai de 2 mois qui suit chaque trimestre civil.

Jusqu'au 1^{er} janvier 2014, strict respect par EDF-SEI du formalisme du modèle de la déclaration, prévue à l'arrêté du 18 octobre 2011 : les éléments mentionnés ne sont pas distingués selon les périodes de consommation éventuellement soumises à des coefficients multiplicateurs uniques différents (N-1, N, N+1...).

La solution mise en oeuvre pour les Taxes collectées à compter du 1^{er} trimestre 2014, après échanges avec la FNCCR et la Direction de la Législation Fiscale (DLF) (cf. courrier explicatif d'EDF-SEI en annexe 1), est la suivante :

- Distinction Factures/Avoirs versus Acomptes ;
- Pour les Factures/Avoirs: distinction des quantités N/N-1 lorsqu'il y a eu un changement de coefficient au 1^{er} janvier N.

Conformément aux articles L 2333-5 CGCT, L 3333-3-1 et s CGCT, L 5212-24-1 du CGCT, les éléments suivant apparaissent sur les déclarations :

- « Taxes collectées » : taxes facturées (y compris les avoirs émis sur la période) et taxes non facturées mais dues aux collectivités, comme par exemple les taxes perçues au titre des acomptes encaissés des clients mensualisés durant le trimestre ;
- **Volume déclaré** : à compter des déclarations de 2014, les volumes déclarés facturés sont directement issus des SI d'EDF-SEI. Les volumes correspondants aux acomptes versés sont quant à eux reconstitués. A noter que pour l'année 2013, l'ensemble des volumes était reconstitué à partir des montants de TCFE collectés.
- **Coefficient appliqué** : celui en vigueur au titre de la période de consommation (enregistré dans l'outil TANDEM).

2.8. Modalités d'exonération de certains clients

Sous l'ancien régime des TLE, seul l'éclairage public était exonéré.

En TCFE, sont exonérés les usages suivants :

- Electricité utilisée pour la production de l'électricité et pour le maintien de la capacité de production d'électricité ;
- Electricité utilisée pour le transport de personnes et de marchandises par train, métro, tramway et trolleybus ;
- Electricité produite à bord des bateaux ;
- Electricité produite par des petits producteurs qui la consomment pour les besoins de leur activité ;
- Electricité principalement utilisée dans des procédés de réduction chimique, des procédés d'électrolyse et des procédés métallurgiques ;
- Lorsque la valeur de l'électricité représente plus de 50% du coût d'un produit ;
- Electricité utilisée dans des procédés de fabrication de produits minéraux non métalliques ;
- Electricité consommée dans l'enceinte des établissements de production de produits énergétiques, pour les besoins de la production des produits énergétiques eux-mêmes ou, pour ceux de la production de tout ou partie de l'énergie nécessaires à leur fabrication.

Sont également en franchise de taxe, les achats d'électricité effectués par les gestionnaires de réseaux pour la compensation de leurs pertes, liées aux opérations de transport et de distribution.

Pour le client souhaitant mettre en place l'exonération, en pratique, il doit transmettre au fournisseur l'attestation d'exonération dûment remplie et signée, dans laquelle il s'engage sur les informations qu'il transmet (responsabilité du client sur la véracité des informations apportées).

Sans l'attestation reçue du client, EDF-SEI ne met en place aucune exonération de la taxe sur ses factures :

En métropole, EDF applique la règle suivante, issue de la note du 4 janvier 2011 :

- L'attestation d'exonération est appliquée aux quantités non encore facturées qui sont consommées à partir du mois de sa réception, lorsque l'attestation est reçue par le fournisseur au plus tard le 10^{ème} jour de ce mois ;
- Si l'attestation est reçue postérieurement au 10^{ème} jour du mois, le fournisseur met en place de manière effective l'exonération à compter des consommations du mois suivant.

Au cours de l'année 2017, il a été constaté qu'aucune consommation n'avait été exonérée de taxe sur le territoire de la Guadeloupe alors que lors du précédent contrôle, portant sur l'exercice 2014, 9 GWh avaient été exonérés de TCCFE, ce qui représentait alors un potentiel de taxe de l'ordre de 18 k€ (sur la base d'un tarif de TCCFE à 0,25 €/MWh en prenant l'hypothèse que ces consommations sont effectuées par des usagers « PRO >36 kVA » et d'un coefficient de taxe à 8,12 de l'époque). EDF-SEI n'a pas été en mesure d'expliquer pourquoi.

3. Analyse de la collecte et du reversement de la TCFE sur le périmètre du Sy.MEG

3.1. Analyse des déclarations trimestrielles de l'exercice 2014

EDF-SEI a reversé au syndicat au titre de la taxe communale sur la consommation finale d'électricité (TCCFE) 6 684 195 € au titre de l'exercice 2017 (source : déclarations trimestrielles de TCCFE relative à l'exercice 2017).

La décomposition par typologie de clients et par trimestre est détaillée dans le tableau suivant :

Synthèse des montants des TCCFE reversés au Sy.MEG sur l'exercice 2017

Type de clients	T1	T2	T3	T4	Total 2017
PRO ET NON PRO <36 kVA	1 484 k€	1 543 k€	1 473 k€	1 652 k€	6 152 k€
NON PRO >36 kVA	64 k€	74 k€	64 k€	81 k€	282 k€
PRO >36 kVA	73 k€	80 k€	82 k€	82 k€	317 k€
Total perçu	1 621 k€	1 697 k€	1 619 k€	1 815 k€	6 752 k€
Frais de gestion	16 k€	17 k€	16 k€	18 k€	68 k€
Total reversé	1 605 k€	1 680 k€	1 602 k€	1 797 k€	6 684 k€
Taux de frais de gestion	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	

Il ressort notamment les points suivants de l'analyse des déclarations trimestrielles :

- Sur les 4 trimestres de l'année 2017, EDF-SEI a appliqué un coefficient multiplicateur uniforme de 8,5, recalculé à partir des éléments détaillés par commune. Les quantités présentées étaient en 2017 reconstituées sur les déclarations trimestrielles (cf. explication supra) ;

En effet, comme vu *supra*, jusqu'en 2013, les assiettes des TCFE affichées sur la déclaration étaient intégralement recalculées à partir du coefficient applicable au trimestre déclaré (pour la taxe perçue sur facturation comme sur acompte). En revanche, la taxe reversée a bien été collectée en appliquant sur les facturations le tarif de TCFE en fonction des périodes facturées.

Cette présentation a été modifiée à compter des déclarations 2017 en distinguant la collecte sur facturation de la collecte sur acompte ;

- EDF-SEI a prélevé 1% de frais de gestion conformément à la réglementation en vigueur.

3.2. Croisement des déclarations trimestrielles avec le fichier de « détail par PDL » transmis par EDF-SEI dans le cadre du contrôle du reversement de la TCCFE (rapprochement entre les quantités et montants

de taxe « déclarés » su Sy.MEG et les quantités et montants de taxe « facturés » aux usagers)

Dans le cadre du présent contrôle, pour les communes de Guadeloupe pour lesquelles le Sy.MEG perçoit la TCCFE, il a été demandé à EDF-SEI l'ensemble des pièces justificatives prévues dans l'article R.3333-1-4 du Code général des collectivités territoriales des montants reversés au Syndicat de l'ensemble des clients de ces communes :

- L'ensemble des points de livraisons ;
- Par point de livraison : les quantités d'électricité livrées exprimées en mégawattheure ou fraction de mégawattheure, les montants de la taxe départementale et communale sur la consommation finale d'électricité et les frais de déclaration et de versement correspondants ;
- Les extraits des différents livres comptables relatifs à la taxe départementale et communale sur la consommation finale d'électricité.

En réponse, EDF-SEI a transmis, pour chaque mois de l'exercice 2017, un fichier Excel reprenant pour toutes les communes listées, par trimestre, par PDL, les quantités livrées qui ont donné lieu à facturation, les acomptes versés ainsi que la taxe correspondant facturée (fichier de « détail par PDL », issu d'une requête informatique du système facturier d'EDF-SEI « euclide »). La trame de ce fichier est la suivante :

Trame du fichier de « détail par PDL » transmis par EDF-SEI dans le cadre du contrôle de la TCCFE

date de début	date de fin	type article	contrat	générateur	date générateur	commune	codeINSEE	offre	déclaré au titre de	usage	puissance maximale	assiette à déclarer	montant à déclarer

Les 12 fichiers mensuels de l'exercice 2017 ont été concaténés et, préalablement au rapprochement avec les déclarations trimestrielles, les retraitements informatiques suivant ont été nécessaires sur la colonne « assiette à déclarer » :

- Lorsque le montant à déclarer est négatif alors que l'assiette à déclarer est positive, convertir ces assiettes positives en assiettes négatives (multiplication par « -1 ») sur le fichier ;
- Lorsque le « type article » est égal à « PRESENTATION », exclure les lignes du fichier ;
- Exclure du fichier les communes de Guadeloupe pour lesquelles le Sy.MEG ne perçoit pas la TCCFE (BASSE TERRE, CAPESTERRE DE MARIE GALANTE, GRAND BOURG et ST LOUIS)

Les rapprochements des quantités et des montants sont formalisés dans les tableaux ci-après :

3.2.1. Contrôle de cohérence entre les quantités d'électricité taxées et les montants de TCCFE facturés aux usagers sur la base du fichier de « détail par PDL »

Préalablement au croisement des éléments quantitatifs du fichier de « détail par PDL » (quantités d'électricité et montants de taxe) avec ces mêmes éléments figurant sur les déclarations trimestrielles de TCCFE transmises au Sy.MEG, il a été procédé à un contrôle de cohérence du fichier de détail par PDL afin de s'assurer que :

- Le coefficient de taxe appliqué (8,5 sur les consommations) est correct ;
- Le tarif de la taxe (0,25 €/MWh ou 0,75 €/MWh) appliqué en fonction du segment du client est correct ;
- Seuls les usagers faisant effectivement l'objet d'une exonération de taxe le sont ;
- Les prorata-temporis sont correctement appliqués, pour les clients mensualisés, sur les factures annuelles de régularisation.

Synthèse du fichier de « détail par PDL » présentant, par trimestre de l'année 2017 et globalement, les quantités d'électricité taxées et les montants de TCCFE perçu par segment de clientèle avec la reconstitution des tarifs et coefficient de TCCFE utilisés par EDF-SEI

	Trimestre 1		Trimestre 2		Trimestre 3		Trimestre 4		TOTAL 2017		CALCUL AEC	
	Quantité d'électricité taxée	Montant de TCCFE perçu	Quantité d'électricité taxée	Montant de TCCFE perçu	Quantité d'électricité taxée	Montant de TCCFE perçu	Quantité d'électricité taxée	Montant de TCCFE perçu	Quantité d'électricité taxée	Montant de TCCFE perçu	Tarif de taxe reconstitué	Coefficient de TCCFE reconstitué
Tarif bleu	230 077 MWh	1 467 325 €	239 802 MWh	1 529 112 €	228 512 MWh	1 457 265 €	256 110 MWh	1 633 240 €	954 500 MWh	6 086 941 €	0,75	8,5
<i>dont Agricoles</i>	83 MWh	527 €	225 MWh	1 435 €	77 MWh	492 €	114 MWh	725 €	498 MWh	3 180 €	0,75	8,5
<i>dont Collectivités locales</i>	4 984 MWh	31 774 €	4 815 MWh	30 711 €	3 148 MWh	20 079 €	6 672 MWh	42 601 €	19 619 MWh	125 165 €	0,75	8,5
<i>dont Communs (immeubles)</i>	234 MWh	1 486 €	174 MWh	1 107 €	115 MWh	743 €	220 MWh	1 402 €	743 MWh	4 738 €	0,75	8,5
<i>dont Domestiques</i>	161 914 MWh	1 033 008 €	164 433 MWh	1 049 085 €	167 681 MWh	1 069 787 €	186 676 MWh	1 190 986 €	680 704 MWh	4 342 866 €	0,75	8,5
<i>dont Etablissements publics</i>	12 056 MWh	76 660 €	9 731 MWh	62 187 €	6 695 MWh	42 559 €	13 006 MWh	83 006 €	41 488 MWh	264 413 €	0,75	8,5
<i>dont Professionnels</i>	46 557 MWh	296 768 €	51 224 MWh	325 904 €	47 929 MWh	305 309 €	55 987 MWh	356 408 €	201 697 MWh	1 284 389 €	0,75	8,5
<i>dont Services publics</i>	1 045 MWh	6 654 €	1 499 MWh	9 553 €	751 MWh	4 793 €	1 861 MWh	11 871 €	5 156 MWh	32 872 €	0,75	8,5
<i>dont Autres</i>	3 205 MWh	20 448 €	7 700 MWh	49 128 €	2 116 MWh	13 503 €	-8 427 MWh	-53 759 €	4 594 MWh	29 319 €	0,75	8,5
Tarif bleu plus	23 343 MWh	68 489 €	27 155 MWh	79 492 €	24 964 MWh	67 891 €	30 130 MWh	90 199 €	105 591 MWh	306 070 €	0,25 ou 0,75	8,5
<i>dont Collectivités locales</i>	3 443 MWh	21 846 €	3 548 MWh	22 636 €	2 269 MWh	14 478 €	4 628 MWh	29 528 €	13 888 MWh	88 488 €	0,75	8,5
<i>dont Etablissements publics</i>	0 MWh	0 €	0 MWh	0 €	8 MWh	53 €	0 MWh	0 €	8 MWh	53 €	0,75	8,5
<i>dont Professionnels</i>	18 151 MWh	38 461 €	21 519 MWh	45 510 €	21 621 MWh	46 004 €	22 390 MWh	47 289 €	83 681 MWh	177 264 €	0,25	8,5
<i>dont Régimes dérogatoires</i>	650 MWh	1 384 €	710 MWh	1 513 €	373 MWh	794 €	930 MWh	1 982 €	2 663 MWh	5 673 €	0,25	8,5
<i>dont Services publics</i>	1 049 MWh	6 690 €	1 623 MWh	10 358 €	1 198 MWh	7 637 €	1 589 MWh	10 138 €	5 459 MWh	34 824 €	0,75	8,5
<i>dont Autres</i>	50 MWh	107 €	-246 MWh	-524 €	-505 MWh	-1 075 €	592 MWh	1 262 €	-108 MWh	-231 €	0,25	8,5
Tarif ieg	5 067 MWh	24 243 €	4 341 MWh	20 769 €	4 916 MWh	23 523 €	5 435 MWh	26 009 €	19 759 MWh	94 544 €	0,25 ou 0,75	8,5
<i>dont Domestiques</i>	1 340 MWh	6 412 €	1 212 MWh	5 797 €	1 451 MWh	6 942 €	1 641 MWh	7 850 €	5 643 MWh	27 001 €	0,25 ou 0,75	8,5
<i>dont Professionnels</i>	15 MWh	73 €	0 MWh	0 €	16 MWh	79 €	0 MWh	0 €	32 MWh	151 €	0,25 ou 0,75	8,5
<i>dont Régimes dérogatoires</i>	3 711 MWh	17 759 €	3 129 MWh	14 971 €	3 449 MWh	16 502 €	3 795 MWh	18 159 €	14 084 MWh	67 391 €	0,25 ou 0,75	8,5
Tarif vert	22 187 MWh	69 478 €	22 966 MWh	74 752 €	23 902 MWh	77 880 €	22 858 MWh	74 313 €	91 913 MWh	296 423 €	0,25 ou 0,75	8,5
<i>dont Agricoles</i>	14 MWh	31 €	21 MWh	45 €	13 MWh	27 €	5 MWh	11 €	53 MWh	113 €	0,25	8,5
<i>dont Collectivités locales</i>	3 532 MWh	22 537 €	3 923 MWh	25 030 €	4 081 MWh	26 036 €	3 950 MWh	25 202 €	15 487 MWh	98 805 €	0,75	8,5
<i>dont Domestiques</i>	203 MWh	1 066 €	188 MWh	1 000 €	210 MWh	1 131 €	142 MWh	788 €	742 MWh	3 985 €	0,25 ou 0,75	8,5
<i>dont Professionnels</i>	15 245 MWh	31 104 €	15 035 MWh	30 473 €	16 095 MWh	32 786 €	14 969 MWh	30 294 €	61 344 MWh	124 656 €	0,25 ou 0,75	8,5
<i>dont Régimes dérogatoires</i>	1 325 MWh	2 821 €	1 420 MWh	3 024 €	1 048 MWh	2 232 €	1 452 MWh	3 092 €	5 244 MWh	11 169 €	0,25	8,5
<i>dont Services publics</i>	1 868 MWh	11 918 €	2 379 MWh	15 180 €	2 456 MWh	15 669 €	2 340 MWh	14 927 €	9 043 MWh	57 694 €	0,75	8,5
TOTAL	280 673 MWh	1 629 535 €	294 264 MWh	1 704 125 €	282 294 MWh	1 626 558 €	314 532 MWh	1 823 760 €	1 171 763 MWh	6 783 978 €	0,25 ou 0,75	8,5

Cette analyse a montré que les coefficients de TCCFE appliqués par EDF-SEI étaient corrects (8,5 sur les consommations 2017).

En outre, les tarifs de taxe appliqués par EDF-SEI sont les suivants (cf. code couleur dans le tableau ci-dessus).

Tarif de taxe appliqué

0,75 €/MWh

0,25 €/MWh

0,25 ou 0,75 €/MWh

Les deux tarifs de taxe en vigueur, sont, pour rappel :

- 0,75 €/MWh pour les toutes consommations non professionnelles, et pour les consommations professionnelles inférieures ou égales à 36 kVA de puissances souscrites,
- 0,25 €/MWh pour les consommations professionnelles supérieures à 36 kVA et inférieures à 250 kVA de puissances souscrites.

A noter qu'EDF-SEI a appliqué, pour certains usagers professionnels ayant une puissance souscrite supérieure à 36 kVA, un tarif de taxe de 0,75 €/MWh, contrairement à ce que prévoit la loi (0,25 €/MWh). Cela concerne des usagers au tarif vert référencés comme « domestiques »

« professionnels » dans le tableau de synthèse précédent mais également les usagers au statut « IEG » (Industries électriques et gazières).

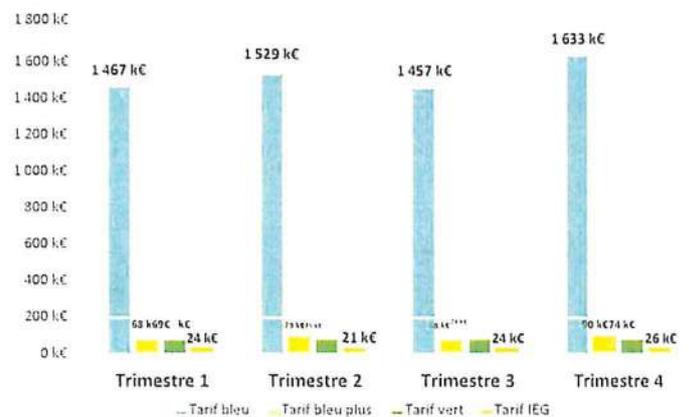
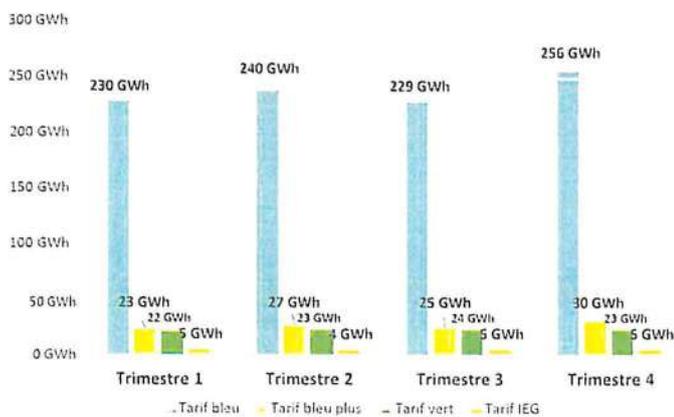
Les graphiques suivants indiquent les quantités d'électricité taxées et les montants de TCCFE facturés par tarif et par trimestre de l'année 2017.

Evolution des quantités d'électricité taxées par tarif et par trimestre de l'année 2017

Evolution des montants de TCCFE facturés par tarif et par trimestre de l'année 2017

(source : déclarations trimestrielles)

(source : déclarations trimestrielles)



3.2.2. Rapprochement entre les quantités d'électricité « déclarées » au Sy.MEG et les quantités d'électricité « facturés » aux usagers

Les tableaux *infra* détaillent ce rapprochement :

Quantités d'électricité taxées (source : déclarations trimestrielles en 2017)					
	T1	T2	T3	T4	Total 2017
Quantité d'électricité	277 GWh	291 GWh	279 GWh	310 GWh	1 157 GWh

Quantités d'électricité taxées (source : détail par PDL en 2017)					
	T1	T2	T3	T4	Total 2017
Quantité d'électricité	281 GWh	294 GWh	282 GWh	315 GWh	1 172 GWh

Ecart sur les quantités d'électricité taxées du "détail par PDL" et des déclarations trimestrielles					
	T1	T2	T3	T4	Total 2017
Ecart absolu	-4 GWh	-3 GWh	-3 GWh	-4 GWh	-14 GWh
Ecart relatif	-1,3%	-1,1%	-1,1%	-1,4%	-1,2%

Un écart de 14 GWh dans le sens d'une légère sous-représentativité des quantités d'électricité taxées sur les déclarations trimestrielles 2017 par rapport au fichier de « détail par PDL » a été relevé.

Cet écart relatif de -1,2% n'a pas été explicité par EDF-SEI.

3.2.3. Rapprochement entre les montants de TCCFE « déclarées » au Sy.MEG et les montants de TCCFE « facturés » aux usagers

Les tableaux *infra* détaillent ce rapprochement :

Montant de TCCFE perçus par EDF-SEI et reversé au Sy.MEG en 2017 (source : déclarations trimestrielles)

	T1	T2	T3	T4	Total 2017
Total perçu	1 621 k€	1 697 k€	1 619 k€	1 815 k€	6 752 k€
Frais de gestion	16 k€	17 k€	16 k€	18 k€	68 k€
Total reversé	1 605 k€	1 680 k€	1 602 k€	1 797 k€	6 684 k€
Taux de frais de gestion	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%

Montant de TCCFE perçus par EDF-SEI et reversé au Sy.MEG en 2017 (source : détail par PDL)

	T1	T2	T3	T4	Total 2017
Total perçu	1 630 k€	1 704 k€	1 627 k€	1 824 k€	6 784 k€
Frais de gestion	16 k€	17 k€	16 k€	18 k€	68 k€
Total reversé	1 613 k€	1 687 k€	1 610 k€	1 806 k€	6 716 k€
Taux de frais de gestion	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%

Globalement, un écart de 32 k€ constaté sur les montants de TCCFE perçus par EDF-SEI et reversés au Sy.MEG entre les déclarations trimestrielles (6 752 k€) et le fichier de « détail par PDL » (6 784 k€).

Cet écart relatif de 32 k€ n'a pas été explicité par EDF-SEI.

3.3. Croisement des déclarations trimestrielles avec les états clientèles d'EDF-SEI (rapprochement entre les quantités d'électricité « taxées » et les quantités d'électricité « acheminées »)

Les déclarations de TCCFE trimestrielles détaillées par commune relatives à l'exercice 2017, et notamment les quantités d'électricité taxées, ont été comparées avec les éléments transmis par EDF-SEI dans le cadre du contrôle de concession, partie clientèle (quantités d'électricité acheminées en 2017). Il ressort notamment que :

- Le périmètre de perception des TCFE (28 communes) n'est pas identique côté « éléments clientèles ». En effet, les « éléments clientèles » transmis dans le cadre du contrôle de concession intègrent les données de l'ensemble des 32 communes adhérentes au Sy.MEG (toutes les communes de Guadeloupe sauf BASSE TERRE, CAPESTERRE DE MARIE GALANTE, GRAND BOURG et ST LOUIS).

Le croisement réalisé ici a ainsi été effectué en soustrayant les données de ces 4 communes adhérentes au Sy.MEG mais percevant directement la taxe afin de pouvoir effectuer les comparaisons avec les déclarations de TCCFE trimestrielles ;

- Les « éléments clientèles » transmis par EDF-SEI dans le cadre du contrôle de concession, et notamment les quantités d'électricité acheminées en 2017, sont transmis par commune et par segment clientèle (segments bleu, bleu plus et vert) alors que les quantités taxées apparaissant sur les déclarations trimestrielles sont présentées par plage de puissance souscrite (inférieures ou égales à 36 kVA et comprises entre 36 kVA et 250 kVA) et par catégorie de client taxé (professionnel ou non professionnel).

Hors, un tarif vert peut avoir une puissance souscrite inférieure à 250 kVA (et donc taxable au titre de la TCCFE) mais peut aussi avoir une puissance souscrite supérieure à 250 kVA (et donc non taxable au titre de la TCCFE). EDF-SEI n'a pas été en mesure de communiquer les données clientèles (quantités acheminées par commune pour les tarifs verts notamment) en retranchant les clients ayant une puissance souscrite supérieure à 250 kVA, compliquant le croisement des données clientèles avec les déclarations de TCCFE trimestrielles.

Afin d'être tout de même en mesure d'effectuer un tel rapprochement, le croisement effectué ici a été réalisé en considérant que la moitié des consommations des clients au tarif vert le sont par des usagers ayant une puissance souscrite inférieure à 250 kVA (chiffre moyen constaté sur quelques concessions métropolitaines), et sont ainsi taxables et peuvent donc être rapprochées avec les déclarations trimestrielles.

Ainsi, en comparant les volumes déclarés sur les déclarations de TCCFE trimestrielles avec les volumes acheminés par EDF-SEI transmis dans le cadre du contrôle de concession (partie clientèle) et corrigés des deux points *supra*, il ressort des écarts (>10%) sur 5 communes indiquant notamment des volumes acheminés supérieurs à ceux indiqués sur les déclarations trimestrielles.

Ainsi, les écarts représentent globalement 5% dans le sens d'une quantité globale plus importante dans l'état d'acheminement d'EDF-SEI « retraité », transmis dans le cadre du contrôle de concession (partie clientèle) en comparaison avec les déclarations trimestrielles :

Croisement entre les quantités d'électricité taxées au titre de la TCCFE figurant sur les déclarations trimestrielles et les quantités d'électricité acheminées transmises par EDF-SEI dans le cadre du contrôle de concession 2017

Communes	INSEE	A	B	C	D	E=B+C+D	F=A-E	G=F/E
		source : déclarations trimestrielles	source : état annuel d'acheminement transmis par EDF-SEI dans le cadre du contrôle de concession	Correction sur les consommations d'électricité sur les 4 communes percevant directement la TCCFE	Correction sur les consommations des tarifs vers >250 kVA	Quantité d'électricité "retraitée" acheminée par EDF-SEI en 2017	Ecart absolu entre quantité "retraitée" acheminée par EDF-SEI et quantité d'électricité taxée en 2017	%age
ANSE BERTRAND	97102	11 275 MWh	10 963 MWh		-138 MWh	10 825 MWh	450 MWh	4%
BAIE MAHAULT	97103	177 853 MWh	262 466 MWh		-52 517 MWh	209 949 MWh	-32 096 MWh	-15%
BAILLIF	97104	14 074 MWh	17 776 MWh		-1 985 MWh	15 791 MWh	-1 717 MWh	-11%
BASSE TERRE	97105	0 MWh	58 117 MWh	-58 117 MWh		0 MWh	0 MWh	0%
BOUILLANTE	97106	17 422 MWh	18 413 MWh		-816 MWh	17 598 MWh	-176 MWh	-1%
CAPESTERRE BELLE EAU	97107	43 600 MWh	44 208 MWh		-1 797 MWh	42 411 MWh	1 188 MWh	3%
CAPESTERRE DE MARIE GALANTE	97108	0 MWh	8 898 MWh	-8 898 MWh		0 MWh	0 MWh	0%
DESHAIES	97111	13 387 MWh	17 253 MWh		-2 487 MWh	14 766 MWh	-1 379 MWh	-9%
GOURBEYRE	97109	19 775 MWh	23 582 MWh		-3 481 MWh	20 101 MWh	-326 MWh	-2%
GOYAVE	97114	18 462 MWh	18 397 MWh		-587 MWh	17 810 MWh	652 MWh	4%
GRAND BOURG	97112	0 MWh	18 737 MWh	-18 737 MWh		0 MWh	0 MWh	0%
LA DESIRADE	97110	4 077 MWh	4 314 MWh		0 MWh	4 314 MWh	-238 MWh	-6%
LAMENTIN	97115	43 663 MWh	44 509 MWh		-3 269 MWh	41 239 MWh	2 424 MWh	6%
LE GOSIER	97113	95 933 MWh	112 705 MWh		-12 461 MWh	100 244 MWh	-4 311 MWh	-4%
LE MOULE	97117	62 656 MWh	80 354 MWh		-11 345 MWh	69 009 MWh	-6 353 MWh	-9%
LES ABYMES	97101	161 818 MWh	212 428 MWh		-34 886 MWh	177 542 MWh	-15 724 MWh	-9%
MORNE A L EAU	97116	41 561 MWh	40 865 MWh		-672 MWh	40 193 MWh	1 368 MWh	3%
PETIT BOURG	97118	71 405 MWh	70 696 MWh		-2 733 MWh	67 963 MWh	3 442 MWh	5%
PETIT CANAL	97119	18 776 MWh	18 210 MWh		-93 MWh	18 117 MWh	659 MWh	4%
POINTE A PITRE	97120	78 011 MWh	114 053 MWh		-23 717 MWh	90 336 MWh	-12 325 MWh	-14%
POINTE NOIRE	97121	14 782 MWh	17 567 MWh		-1 638 MWh	15 930 MWh	-1 148 MWh	-7%
PORT LOUIS	97122	15 067 MWh	14 518 MWh		-1 092 MWh	13 426 MWh	1 641 MWh	12%
ST CLAUDE	97124	26 375 MWh	28 906 MWh		-3 269 MWh	25 637 MWh	739 MWh	3%
ST FRANCOIS	97125	62 796 MWh	62 601 MWh		-2 809 MWh	59 792 MWh	3 004 MWh	5%
ST LOUIS	97126	0 MWh	7 802 MWh	-7 802 MWh		0 MWh	0 MWh	0%
STE ANNE	97128	63 023 MWh	69 579 MWh		-5 193 MWh	64 387 MWh	-1 364 MWh	-2%
STE ROSE	97129	48 510 MWh	54 283 MWh		-3 633 MWh	50 649 MWh	-2 139 MWh	-4%
TERRE DE BAS	97130	2 255 MWh	2 210 MWh		0 MWh	2 210 MWh	44 MWh	2%
TERRE DE HAUT	97131	7 502 MWh	7 529 MWh		0 MWh	7 529 MWh	-27 MWh	0%
TROIS RIVIERES	97132	18 605 MWh	18 640 MWh		-55 MWh	18 585 MWh	20 MWh	0%
VIEUX FORT	97133	3 883 MWh	2 983 MWh		0 MWh	2 983 MWh	900 MWh	30%
VIEUX HABITANTS	97134	15 218 MWh	14 993 MWh		-28 MWh	14 964 MWh	253 MWh	2%
TOTAL		1 171 763 MWh	1 498 556 MWh	-93 554 MWh	-170 701 MWh	1 234 301 MWh	-62 538 MWh	-5%

Afin d'apprécier les écarts ainsi mis en évidence, il convient de rappeler que l'exigibilité de la taxe intervient lors de la livraison de l'électricité par le fournisseur, sauf lorsque ce dernier a opté pour le paiement de la TVA sur les débits, ce qui est le cas d'EDF-SEI. Dans cette dernière hypothèse, l'exigibilité de la taxe intervient lors de l'émission de la facture, ou dès la perception d'acomptes financiers si ces derniers interviennent avant l'émission de la facture.

Ainsi, une première explication des écarts réside dans le fait que la facturation réalisée par EDF-SEI auprès de ses clients n'est pas concomitante avec l'acheminement réel de l'électricité.

En effet ce déphasage peut être d'autant plus important qu'une grande partie des clients d'EDF-SEI sont des clients dits « mensualisés ».

Pour ces clients, EDF-SEI émet en effet une seule facture annuelle, mais encaisse 10 acomptes avant l'émission de la facture finale, l'objectif étant de lisser la charge d'électricité pour ses clients.

Au vu des règles d'exigibilité ci-avant mentionnées, EDF-SEI collecte et reverse de la TCCFE au titre de ces acomptes sur la déclaration du trimestre au cours duquel les acomptes sont encaissés.

La TCCFE ainsi reversée est calculée sur la base d'une assiette de quantités estimée par EDF-SEI et non sur la base de quantités effectivement acheminée par EDF-SEI.

Lors de l'émission de la facture annuelle, les consommations effectivement relevées (sur index réel ou estimé) sont alors facturées aux clients finals et soumises à la TCCFE.

Une régularisation est ainsi opérée lors de l'émission de la facture annuelle entre les quantités qui ont été estimées pour le calcul de la taxe sur les acomptes et les quantités effectivement relevées et facturées une fois par an.

Par conséquent, ces modalités de facturation de la TCCFE pour les clients mensualisés peuvent conduire à un déphasage entre les volumes acheminés sur une période d'une part, et les volumes facturés au client final sur cette même période d'autre part.

Néanmoins, ce déphasage n'est, en principe, que temporaire. En effet, les quantités acheminées sont en tout état de cause facturées par EDF-SEI à ses clients, mais avec un décalage, ce qui peut générer un glissement des quantités et de la taxe d'un trimestre à l'autre et donc sur l'année suivante.

De plus, les autoconsommations d'EDF ne sont pas soumises à la TCCFE, mais à la Taxe Intérieure sur la Consommation Finale d'Electricité (TICFE) : cette taxe est reversée à l'Etat via les Douanes. Or, les quantités d'électricité acheminées ici intègrent ces quantités d'électricité.

3.4. Analyse du reversement de la taxe (communale et départementale) sur la consommation finale d'électricité sur un échantillon de points de livraison

5 PDL (points de livraison) ont été sélectionnés pour cette analyse : sur ces 5 PDL, les factures des clients sélectionnés par échantillonnage ont pu être rapprochées du fichier de détail par PDL. Les écarts et incohérences a priori relevés ont pu être éclaircis lors de l'audit sur site

Pour chaque PDL, la TCCFE, le tarif de taxe, le coefficient et les frais de gestion d'EDF-SEI ont été reconstitués. Peu d'écart identifiés

3.5. Analyse des exonérations au titre de l'exercice 2017

Contrairement à ce qui avait été constaté lors du contrôle précédent portant sur l'exercice 2014, il ressort qu'aucun usager n'a fait l'objet d'une exonération sur l'exercice 2017.

EDF-SEI n'a pas été en mesure d'en expliquer précisément les raisons.

Synthèse et conclusion

EDF-SEI a reversé au syndicat au titre de la taxe communale sur la consommation finale d'électricité (TCCFE) 6 684 195 € au titre de l'exercice 2017 selon les déclarations trimestrielles de TCCFE relative à l'exercice 2017.

Les quantités et les montants de TCCFE facturés aux usagers puis reversés au Sy.MEG en soustrayant les frais de gestion du fournisseur EDF-SEI ont pu être dans le cadre de ce contrôle croisés avec :

- Les quantités d'électricité acheminées en 2017 obtenues dans le cadre du contrôle de concession d'EDF-SEI (volet clientèle) ;
- Le fichier de « détail par PDL » détaillant pour chaque point de livraison desservi par EDF-SEI en Guadeloupe l'ensemble des flux facturiers de l'exercice 2017, et notamment l'exhaustivité des factures ou acomptes incluant les montants de TCCFE facturés et les quantités d'électricité correspondantes.

Concernant la cohérence des déclarations trimestrielles avec les éléments quantitatifs transmis dans le cadre du contrôle de concession d'EDF-SEI (volet clientèle) :

Les écarts représentent globalement 5% dans le sens d'une quantité globale plus importante dans l'état d'acheminement d'EDF-SEI « retraité », transmis dans le cadre du contrôle de concession (partie clientèle) en comparaison avec les déclarations trimestrielles. Ce décalage peut avoir diverses origines, et notamment :

- Une première explication des écarts réside dans le fait que la facturation réalisée par EDF-SEI auprès de ses clients n'est pas concomitante avec l'acheminement réel de l'électricité. En effet, les modalités de facturation de la TCCFE pour les clients mensualisés peuvent conduire à un déphasage entre les volumes acheminés sur une période d'une part, et les volumes facturés au client final sur cette même période d'autre part.
Néanmoins, ce déphasage n'est, en principe, que temporaire. En effet, les quantités acheminées sont en tout état de cause facturées par EDF-SEI à ses clients, mais avec un décalage, ce qui peut générer un glissement des quantités et de la taxe d'un trimestre à l'autre et donc sur l'année suivante.
De plus, les autoconsommations d'EDF ne sont pas soumises à la TCCFE, mais à la Taxe Intérieure sur la Consommation Finale d'Electricité (TICFE) : cette taxe est reversée à l'Etat via les Douanes.
- Une seconde explication vient du fait que les quantités d'électricité transmises dans le cadre du contrôle de concession (volet clientèle) sont établies sur un périmètre différent (32 communes et pour tous les usagers, y compris les exonérés et les >250 kVA, qui ne sont pas redevables de la TCCFE) et ont donc nécessité un retraitement, pouvant induire quelques écarts.

Concernant la cohérence des déclarations trimestrielles avec le « fichier de détail par PDL » :

Préalablement au croisement des éléments quantitatifs du fichier de « détail par PDL » avec ces mêmes éléments figurant sur les déclarations trimestrielles de TCCFE transmises au Sy.MEG, il a été relevé que :

- Le coefficient de taxe appliqué (8,5 sur les consommations 2017) est correct ;
- Le tarif de la taxe (0,25 €/MWh ou 0,75 €/MWh) appliqué en fonction du segment du client est correct ;
- Seuls les usagers faisant effectivement l'objet d'une exonération de taxe le sont ;

- Les prorata-temporis sont correctement appliqués, pour les clients mensualisés, sur les factures annuelles de régularisation ;
- A noter qu'EDF-SEI a appliqué, pour certains usagers professionnels ayant une puissance souscrite supérieure à 36 kVA, un tarif de taxe de 0,75 MWh, contrairement à ce que prévoit la loi (0,25 €/MWh). Cela concerne des usagers au tarif vert référencés comme « professionnels » dans le tableau de synthèse précédent.
Il conviendrait d'interroger EDF-SEI sur ce point.

Le fichier de « détail par PDL » a pu être, après quelques retraitements informatiques, croisé avec les déclarations trimestrielles. Il en ressort que :

- L'exhaustivité des montants de TCCFE facturés aux usagers sont bien déclarés au Sy.MEG ;
- Un écart relatif de 1,2% sur les quantités n'a pas été explicité par EDF-SEI mais représenterait au maximum un potentiel de taxe de l'ordre de 30 k€. EDF-SEI n'a pas été en mesure d'expliquer cet écart.

Les incohérences *a priori* relevées sur les données communiquées par le fournisseur dans le cadre du contrôle sur la base du fichier de « détail par PDL » sur 5 points de livraison de l'échantillon (anomalies sur les coefficients de taxe utilisés, incohérences entre les quantités taxés et les montants de taxe, etc) Les factures des clients sélectionnés par échantillonnage ont pu être rapprochées du fichier de détail par PDL. Les écarts et incohérences *a priori* relevés ont pu être éclaircis lors de l'audit sur site. Pour chaque PDL, la TCCFE, le tarif de taxe, le coefficient et les frais de gestion d'EDF-SEI ont été reconstitués. Peu d'écart identifiés

Contrairement à ce qui avait été constaté lors du contrôle précédent portant sur l'exercice 2014, il ressort qu'aucun usager n'a fait l'objet d'une exonération sur l'exercice 2017.

Syndicat Mixte d'Electricité de la Guadeloupe



Tableau de bord de concession

Exercice 2017



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.9
Les investissements du concessionnaire	p.8
Les éléments patrimoniaux	p.10
Le compte d'exploitation	p.13
Les usagers de la concession	p.14
Les raccordements en soutirage et en injection	p.16
Les services aux usagers	p.17

Fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente et au tarif de première nécessité

Les usagers aux Tarifs Réglementés de Vente de la concession	p.18
Les services du fournisseur aux usagers aux tarifs réglementés	p.18

Caractéristiques générales de la concession et de son alimentation

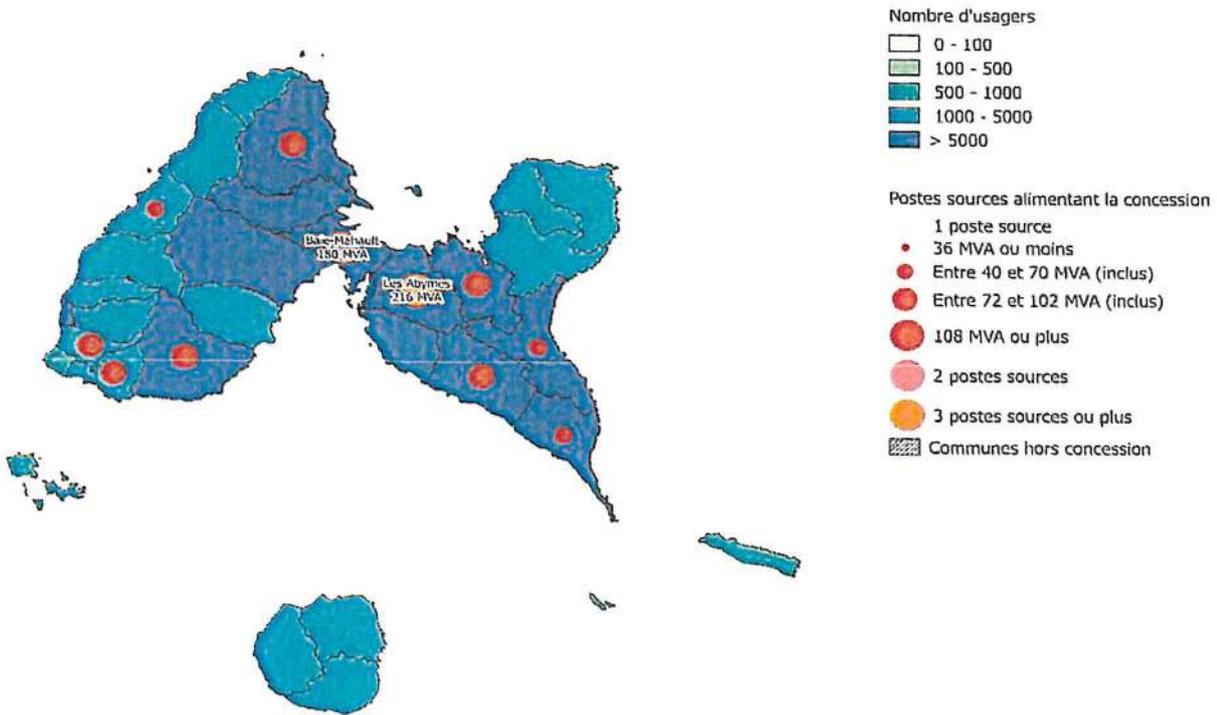
La délégation de service public

Date de signature du contrat de concession 28 janvier 2008

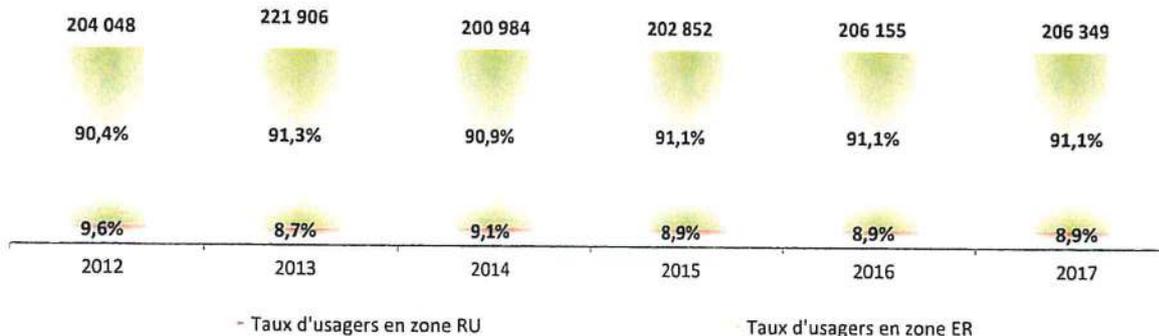
Durée de la concession 30 ans

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 **14**

Nombre de postes sources situés sur le territoire de la concession **14**

Puissance installée alimentant la concession **948 MVA**

Les caractéristiques de la concession

Nombre de communes desservies **32**

Population de la concession (population en vigueur au 1^{er} janv. 2018, INSEE) **400 186**

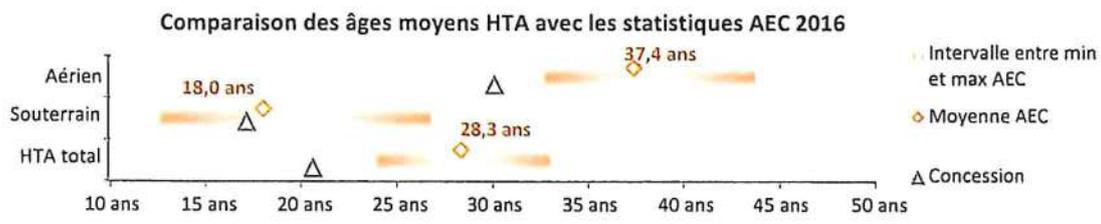
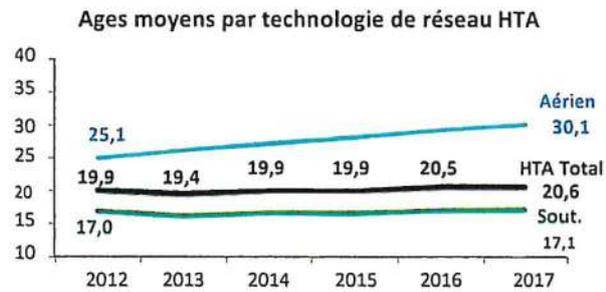
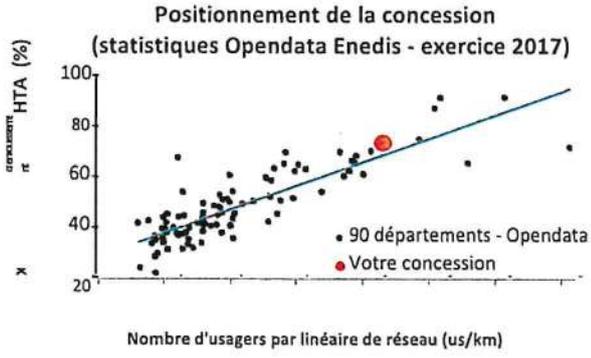
Nombre d'usagers total de la concession

- selon la base "clientèle" **232 496**
- selon la base "technique" **206 349**

Les ouvrages concédés

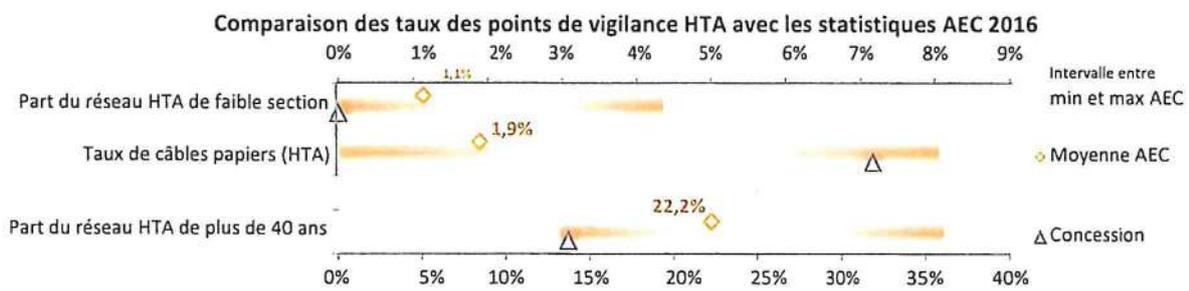
Le réseau HTA

	Nombre de départs HTA de la concession				Nombre de départs HTA > 70 km				
	113								Aucun
Le réseau HTA de la concession	1 814	1 841	1 914	1 965	2 018	2 009	2 096	2 129	2 162 km
	43%	42%	39%	37%	32%	31%	29%	28%	26%
- Taux réseau aérien									
- Taux réseau souterrain									
- Moy. AEC - Taux HTA Sout.	57%	58%	61%	63%	68%	69%	39,9%	71%	41,7%
								72%	43,9%
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017



Points de vigilance du réseau HTA

Année	Evolution du réseau HTA de faible section		Evolution du réseau HTA en câble papier		Evolution du réseau HTA âgé de plus de 40 ans	
	km	%	km	%	km	%
2012	5,0	0,3%	239	12,2%	249	12,7%
2013	3,7	0,2%	235	11,7%	270	13,4%
2014	1,9	0,1%	202	10,1%	279	13,9%
2015	1,9	0,1%	160	7,6%	289	13,8%
2016	1,9	0,1%	160	7,5%	299	14,0%
2017	0,0	0,0%	155	7,2%	295	13,7%



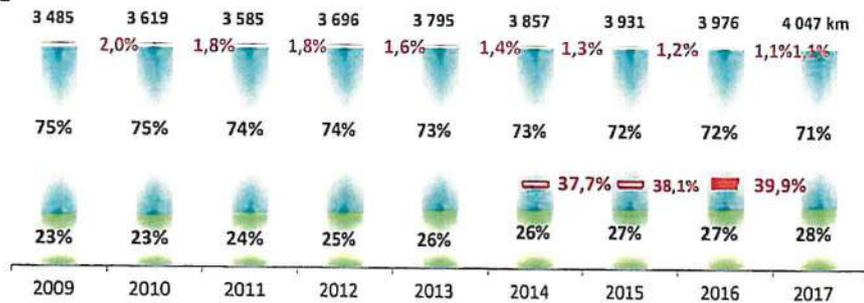
Les ouvrages concédés

Le réseau BT

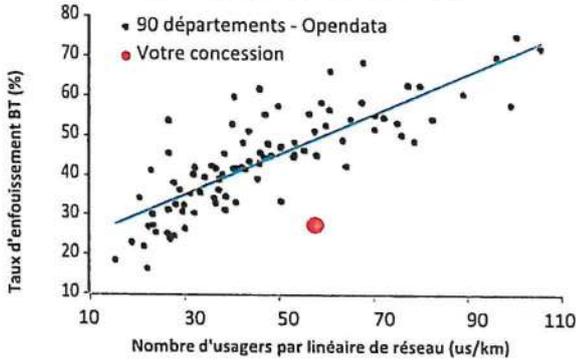
Nombre de départs BT : 7 622

Le réseau BT de la concession

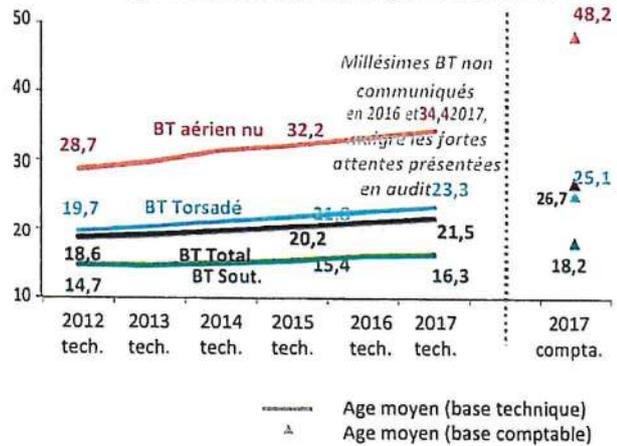
- Taux réseau aérien nu
- Taux réseau aérien torsadé
- Taux réseau souterrain
- Moy. AEC - Taux BT Sout.



Positionnement de la concession (statistiques Opendata Enedis - exercice 2017)

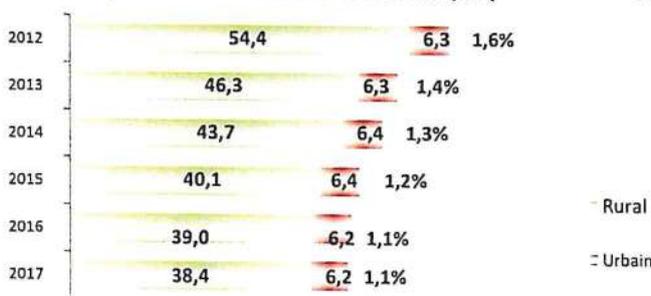


Âges moyens par technologie de réseau BT

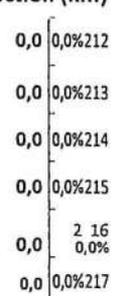


Les âges moyens du réseau BT présentés sur le graphique ci-dessus sont à considérer avec prudence, leur datation selon l'inventaire technique étant approximative. En effet, 2% d'entre eux sont datés de 1950 (à fin 2015, à défaut de données plus récentes). Les âges moyens de la base comptable y sont aussi indiqués pour le dernier exercice, à cause de l'imprécision de la base technique.

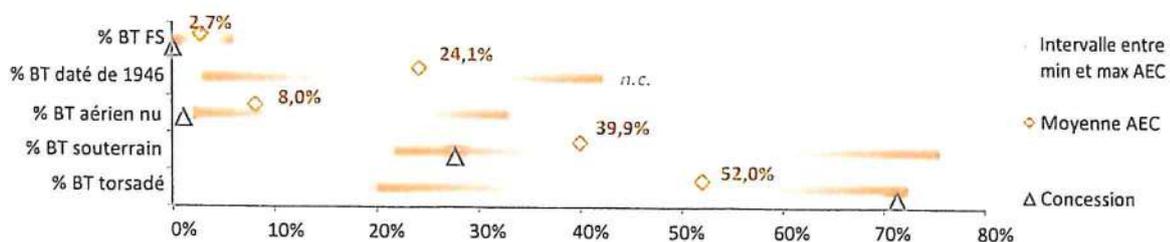
Répartition du réseau BT aérien nu (km)



Evolution du réseau BT aérien de faible section (km)



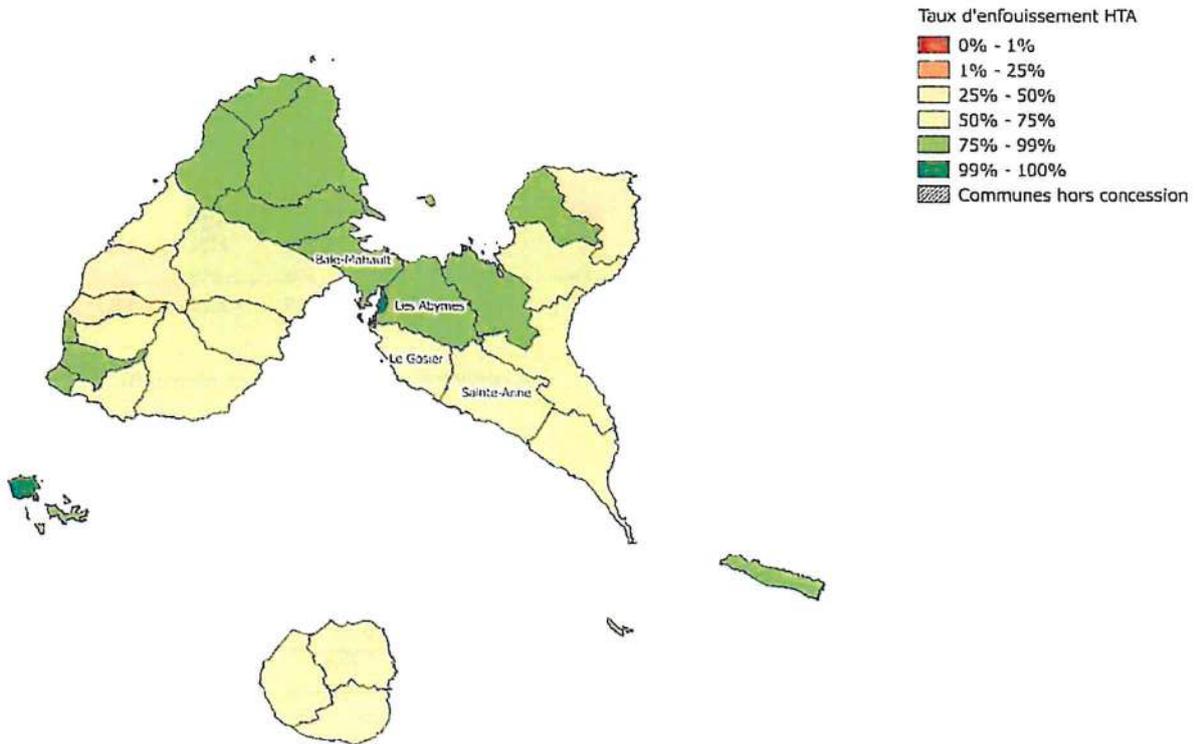
Comparaison des taux par technologie BT avec les statistiques AEC 2016



Les ouvrages concédés

Le réseau HTA

Taux d'enfouissement des réseaux HTA

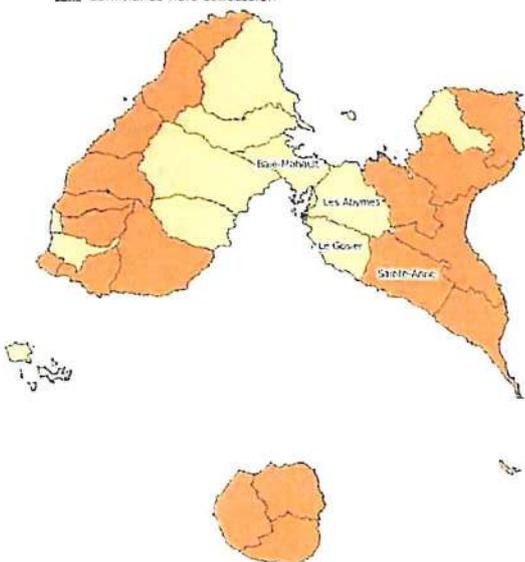


Le réseau BT

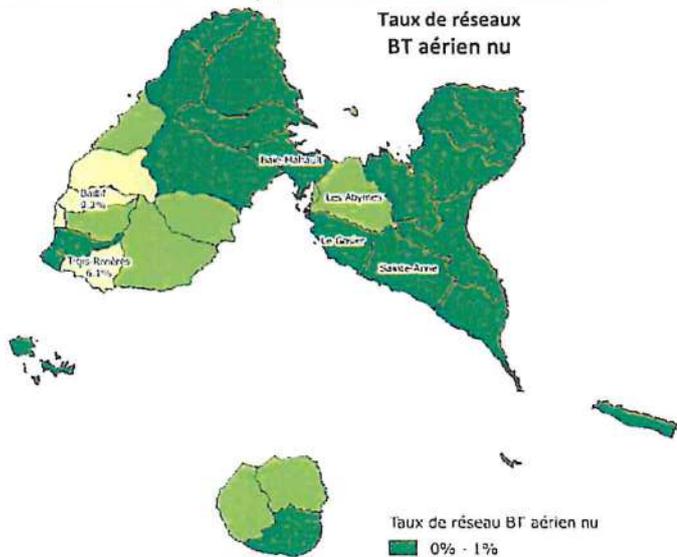
Taux d'enfouissement BT



Taux d'enfouissement des réseaux BT



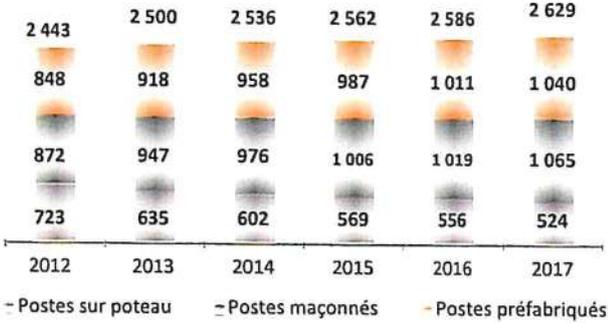
Taux de réseaux BT aérien nu



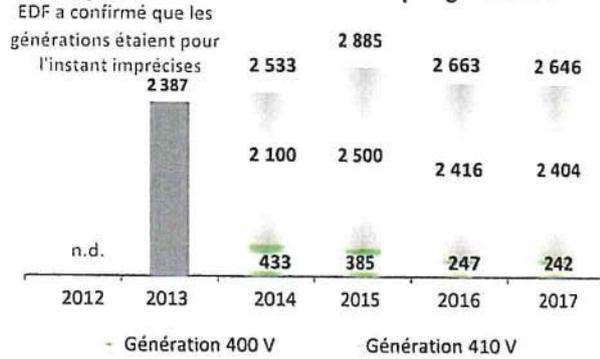
Les ouvrages concédés

Les postes et les transformateurs HTA/BT

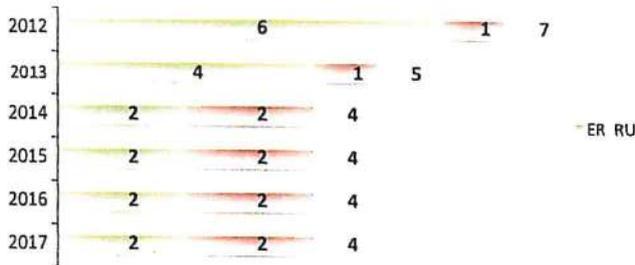
Evolution de la répartition des postes HTA/BT



Répartition des transformateurs par génération



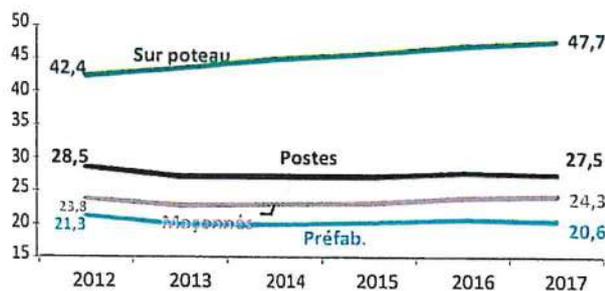
Evolution de la répartition des cabines hautes



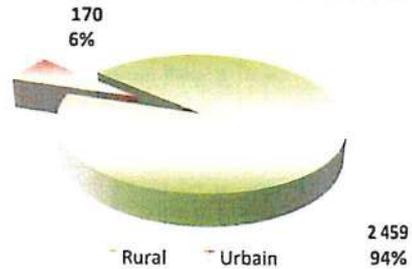
Les transformateurs de type "400 V" ont été fabriqués jusqu'en 1988, puis ils ont été remplacés par les transformateurs de type "410 V" qui autorisent désormais un réglage maximal de +5% de la tension, contre +2,5% pour la génération précédente.

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

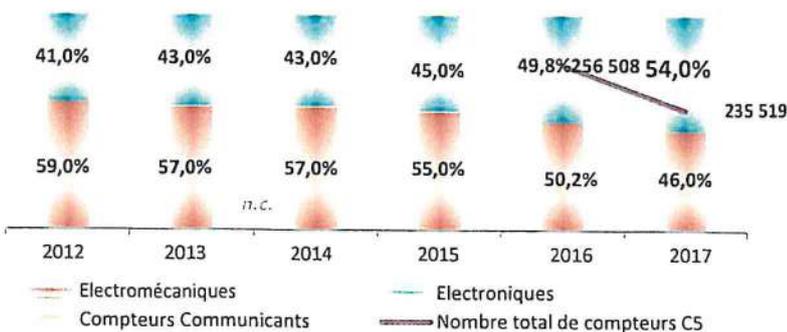


Répartition des postes selon les régimes urbain et rural sur le dernier exercice

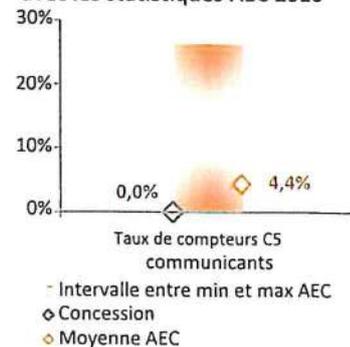


Les appareils de comptage

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

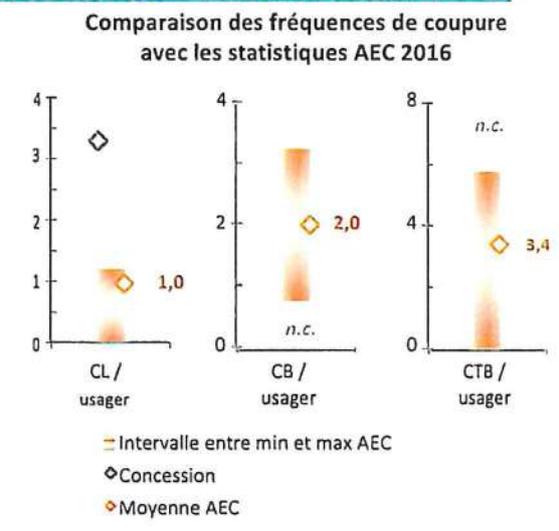
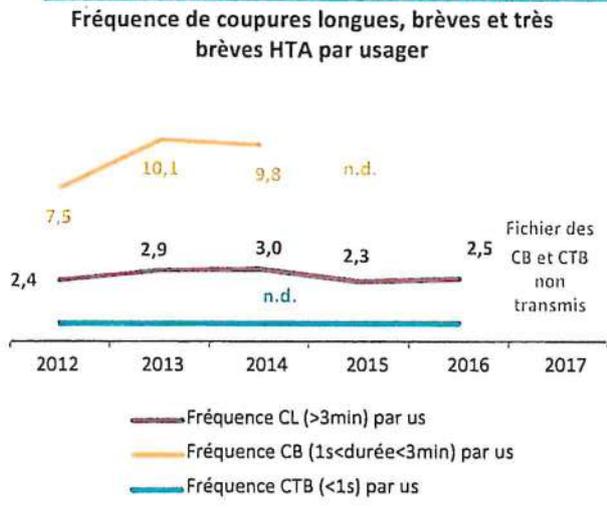


Comparaison de la part de Compteurs Communicants C5 avec les statistiques AEC 2016

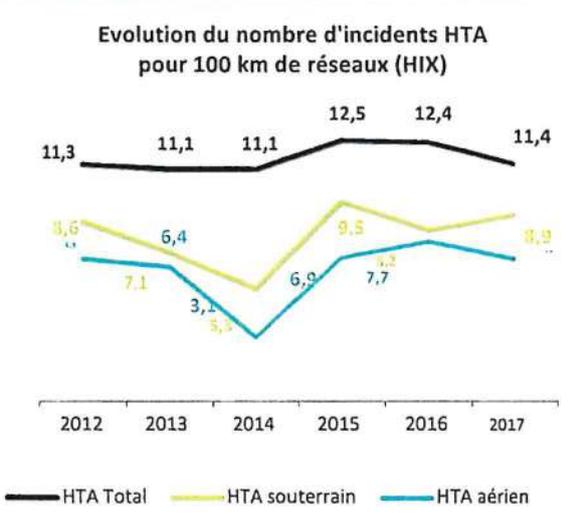
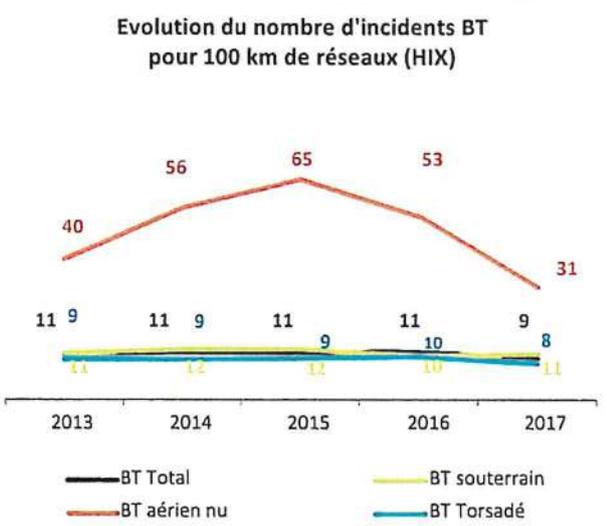


Continuité d'alimentation de la concession

Les fréquences de coupure (HIX)

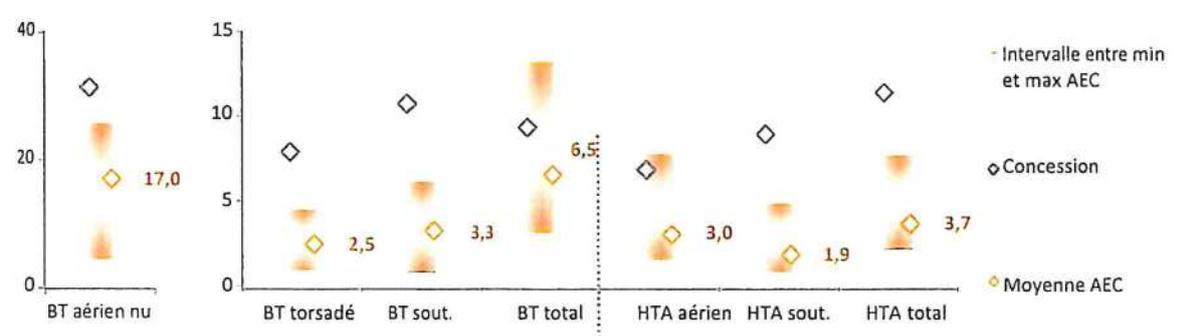


Les taux d'incidents pour 100 km de réseau (HIX)



Le nombre d'incidents sur le réseau BT nu est passé de 40 à 65 entre 2013 et 2015. Compte tenu de leurs faibles linéaires, les taux sont très volatiles.

Comparaison des taux d'incidents par technologie avec les statistiques AEC 2016

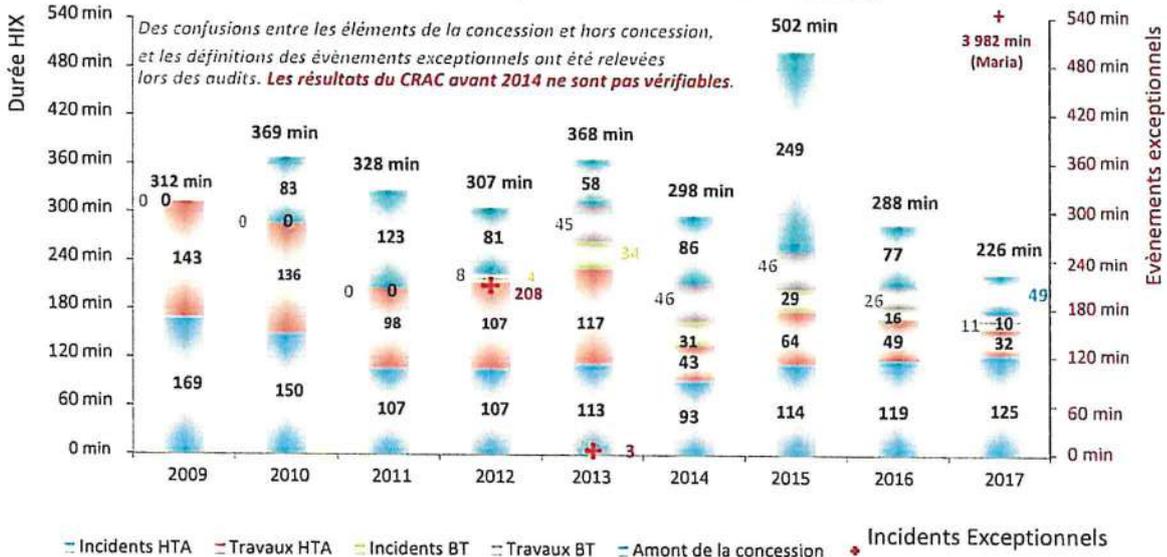


Continuité d'alimentation de la concession

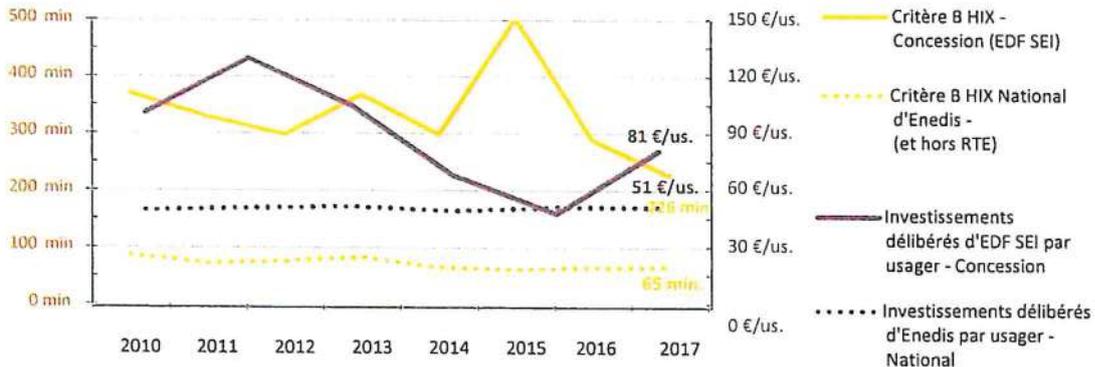
La durée moyenne de coupure

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).

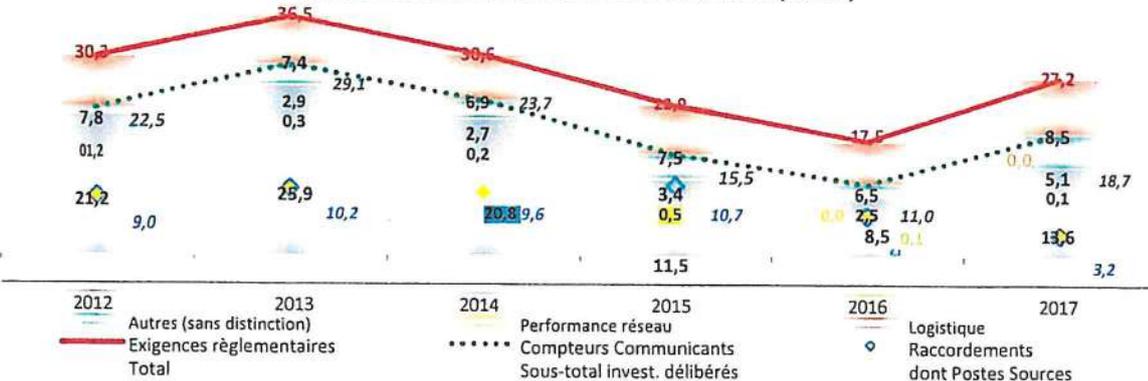
Evolution et décomposition du critère B de la concession



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



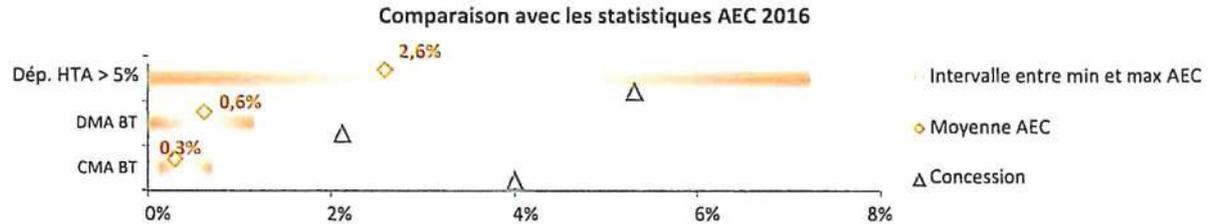
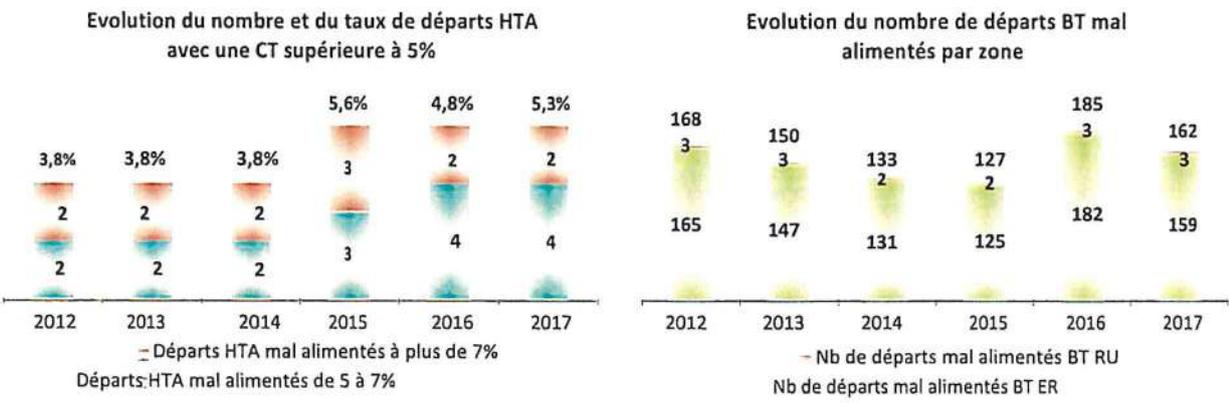
Montants des investissements du concessionnaire (en M€)



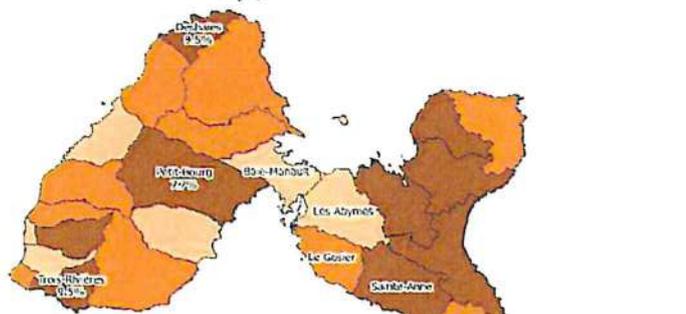
Qualité de l'électricité distribuée

Les contraintes de tension sur les réseaux HTA et BT

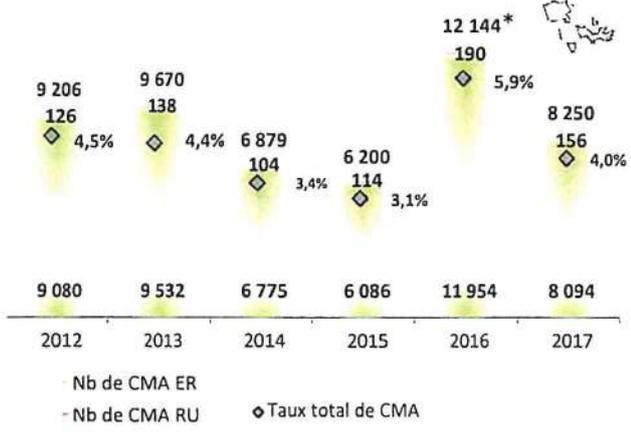
Afin de répartir la maîtrise d'ouvrage du renforcement entre les réseaux HTA et BT, le seuil de dimensionnement du réseau HTA a été déterminé à 5% de chute de tension (CT) dans le nouveau plan de tension.
 Un départ BT est en contrainte de tension lorsque le niveau de tension sort de la fourchette [-10%, +10%] de la tension nominale de 230 V, c'est-à-dire entre 207 V et 253 V.



Taux de clients mal alimentés sur la concession en 2017



Evolution du nombre et du taux de CMA selon les zones



* Initialement 8423 mais revu à 12 144 en accord avec le Sy.MEG dans le cadre de la conférence loi NOME

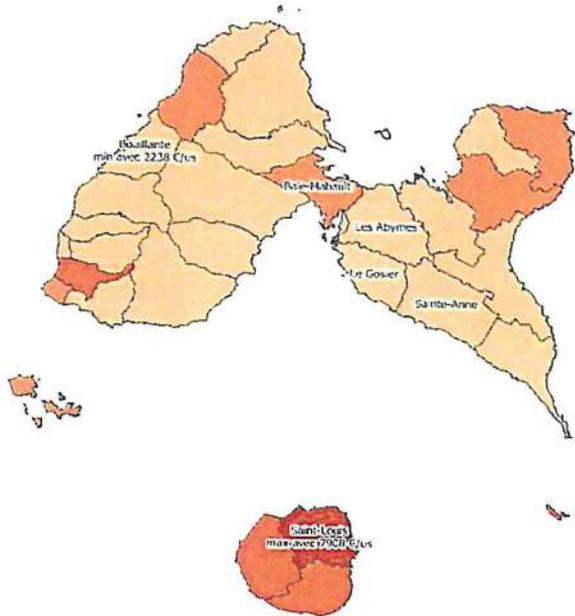
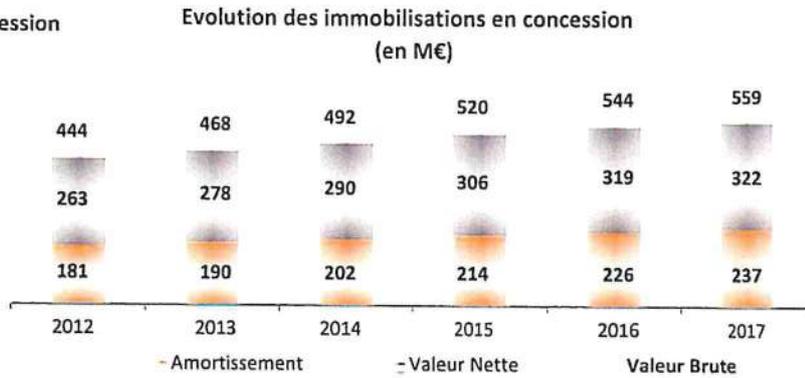
Les éléments patrimoniaux

La valorisation du patrimoine concédé

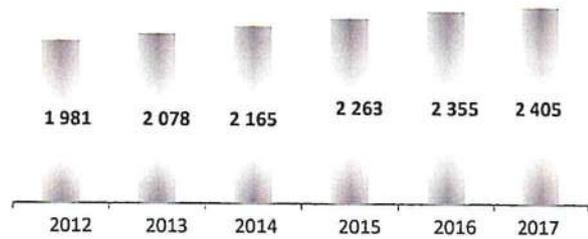
VB : Valeur brute ;
AMORT : Amortissement. Il est linéaire et sa durée varie en fonction de la nature des ouvrages ;
VN : Valeur nette comptable des immobilisations en concession correspondant à la valeur brute diminuée des amortissements.

Valeur brute par usager sur la concession

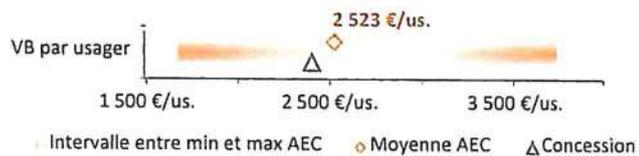
- Valeur brute par usager
- Moins de 2000 €/usager
 - Entre 2000 et 3000 €/usager
 - Entre 3000 et 4000 €/usager
 - Entre 4000 et 5000 €/usager
 - Plus de 5000 €/usager
 - Communes hors concession



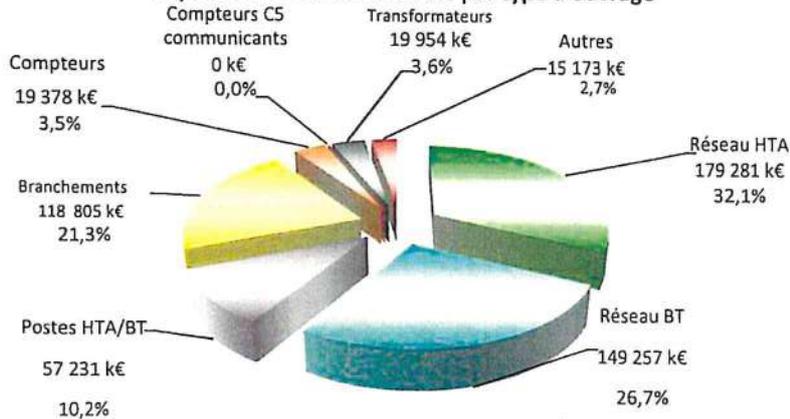
Evolution de la valeur brute par usager (en €/usager)



Comparaison du ratio de VB/us. avec les statistiques AEC 2016



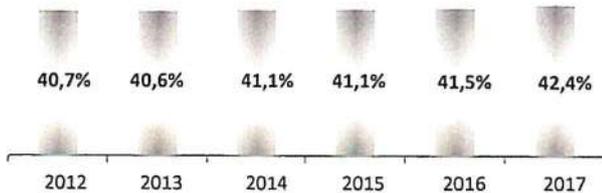
Répartition de la valeur brute par type d'ouvrage



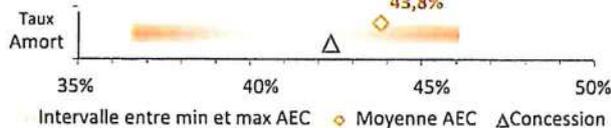
Les éléments patrimoniaux

Le taux d'amortissement des ouvrages

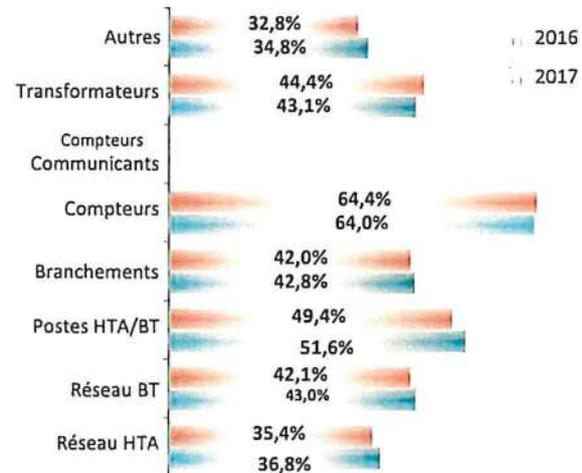
Evolution du taux d'amortissement des ouvrages



Comparaison du taux d'amortissement avec les statistiques AEC 2016



Taux d'amortissement par type d'ouvrage

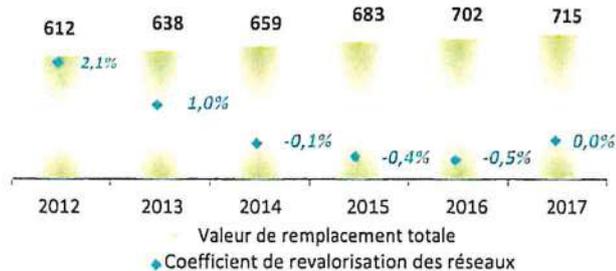


La valeur de remplacement

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.

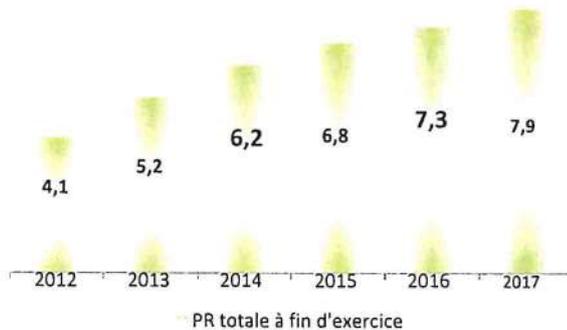
Evolution de la valeur de remplacement (en M€)



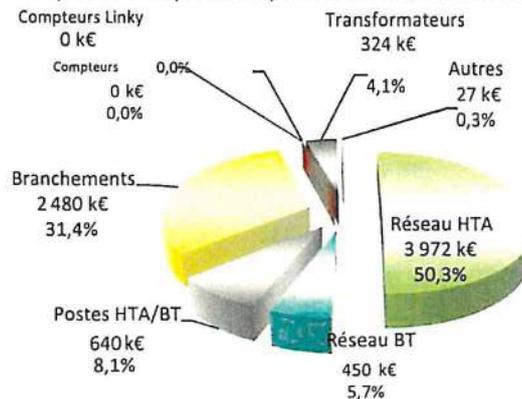
Les provisions pour renouvellement

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

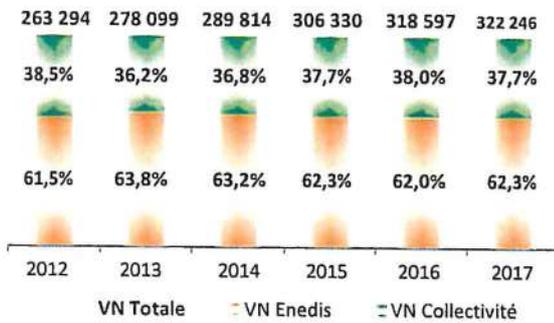


Contrairement aux concessions de la métropole, la Martinique n'a pas été concernée par les prolongements de durée de vie comptable des réseaux BT Torsadés et des transformateurs, et donc il n'y a pas eu de reprises de PR. Elle n'a pas non plus été concernée par la modification du calcul des dotations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

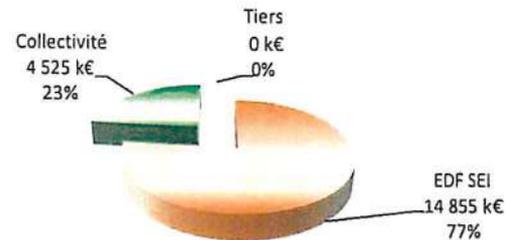
Les éléments patrimoniaux

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



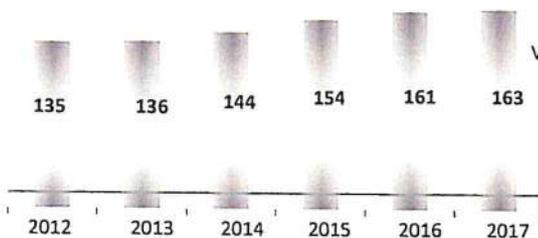
Statistiques AEC 2016

	Financement Enedis (métropole)	Financement Collectivité	Financement Tiers
Minimum	53%	0%	0%
Moyenne	73%	26%	1%
Maximum	91%	45%	15%

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€)

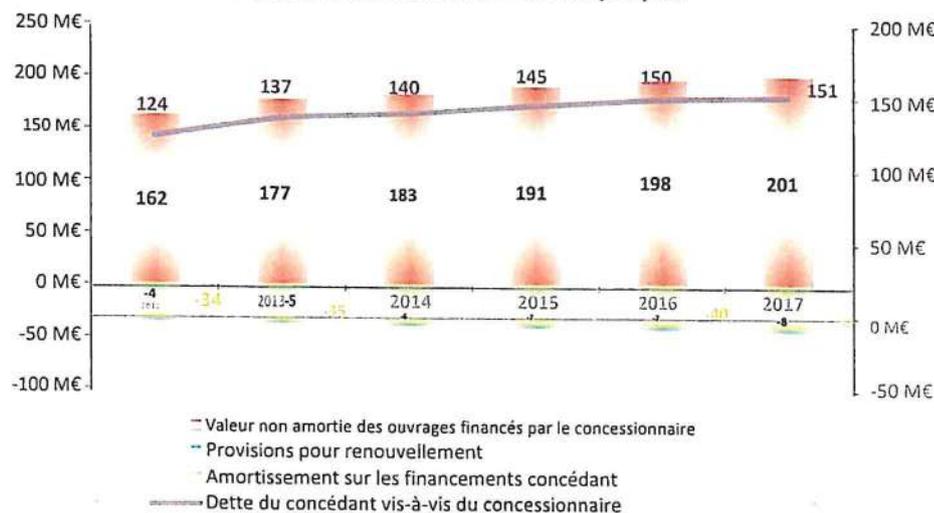


Décomposition des droits du concédant sur le dernier exercice (en M€)



Les dettes et créances réciproques

Evolution des dettes et créances réciproques

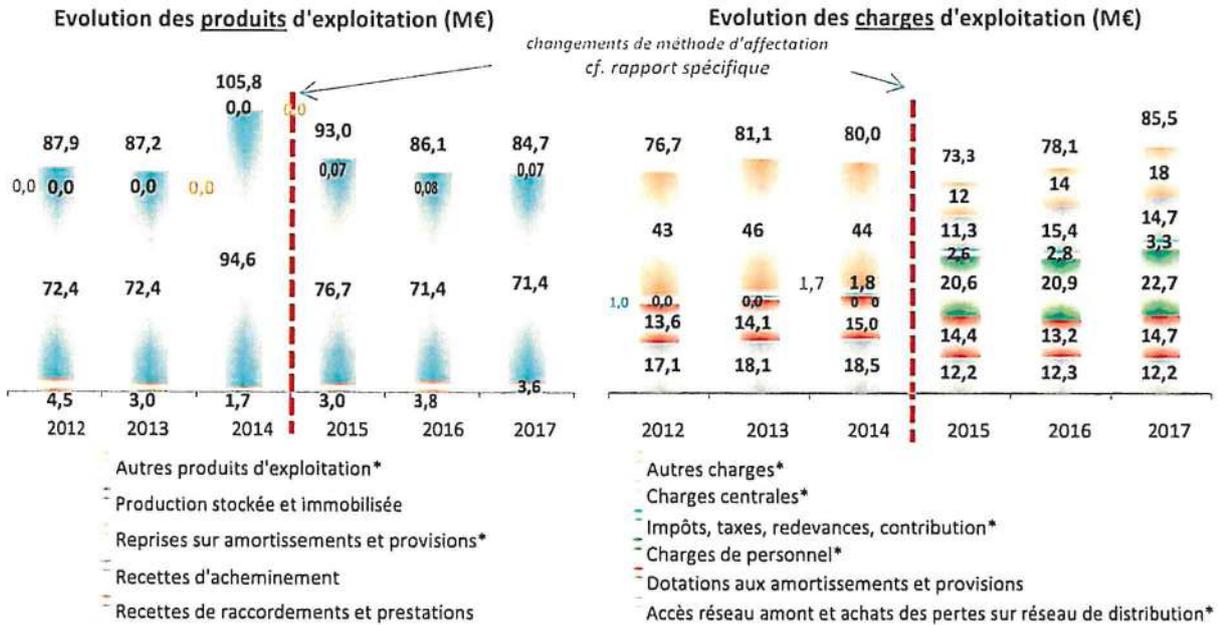


Un solde des dettes et créances réciproques positif traduit une position de dette de la Collectivité envers le concessionnaire.

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

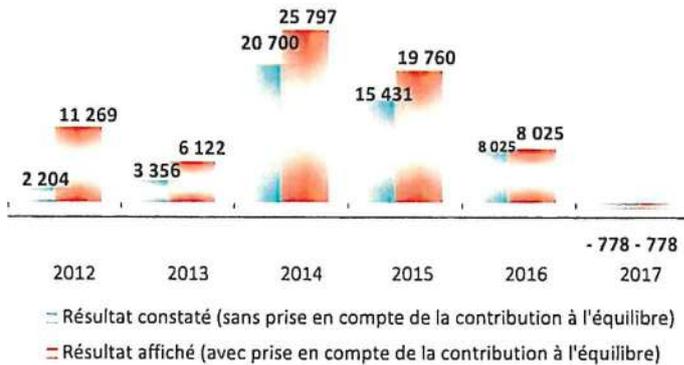
Le compte d'exploitation

Montants des produits et charges d'exploitation du concessionnaire



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

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

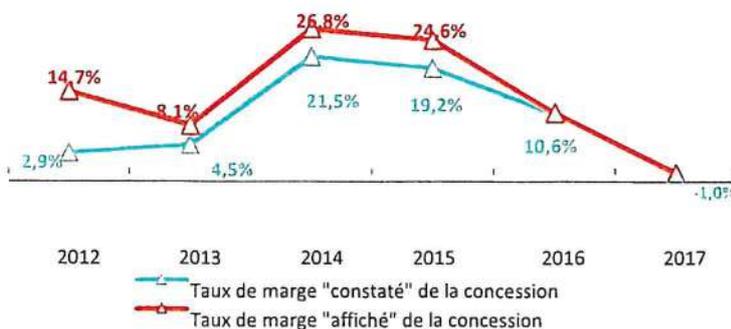


Le résultat « affiché » est un résultat théorique qui correspond à une quote-part du résultat d'EDF SEI, calculée au prorata du chiffre d'affaires de la concession.

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).

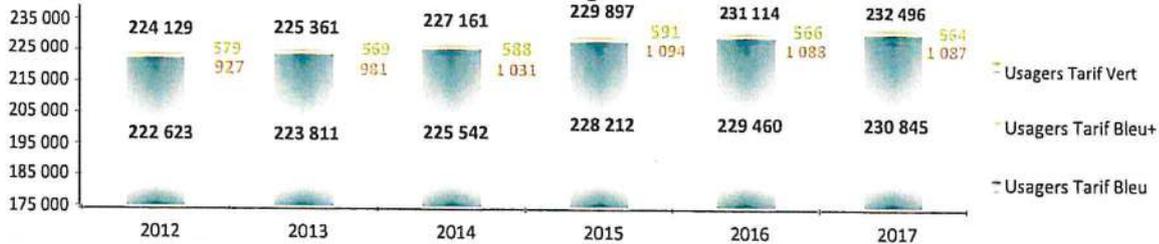
Les usagers de la concession

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

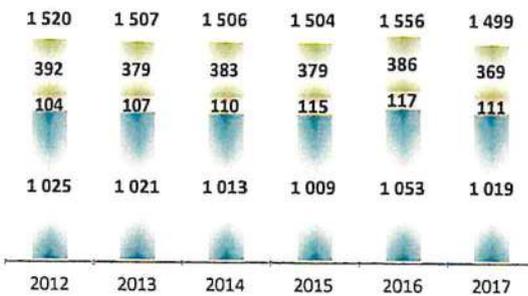
La répartition des usagers

Evolution du nombre d'usagers sur la concession

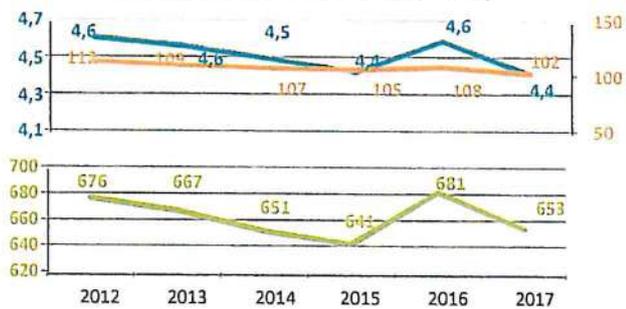


La répartition des consommations des usagers

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

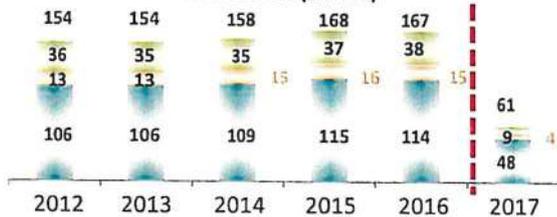


Evolution de la consommation moyenne des usagers de la concession (en MWh)

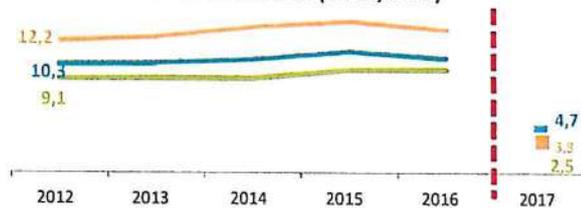


La répartition des recettes d'acheminement

Evolution des recettes sur la concession (en M€)



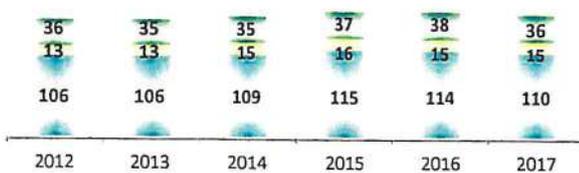
Evolution du prix moyen du kWh sur la concession (en c€/kWh)



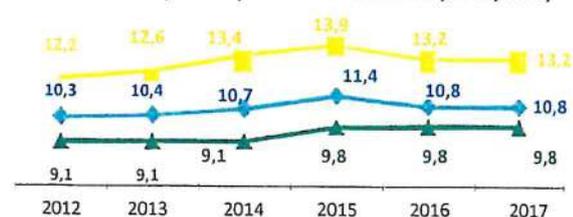
Le CRAC de 2017 précise que pour les exercices précédents, le chiffre d'affaire énergie a été remplacé par les recettes d'acheminement qui représentent uniquement la partie TURPE (distribution et transport) des recettes d'énergie.

La répartition des recettes de fourniture

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



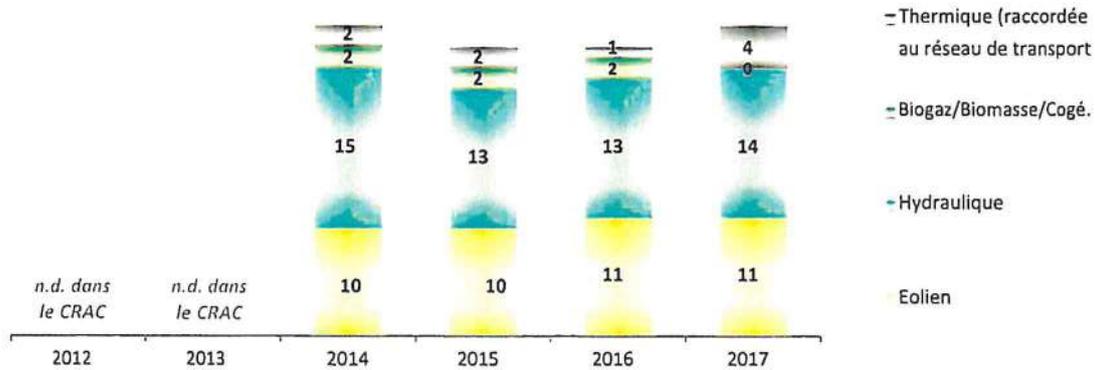
Evolution du prix moyen sur la concession (en c€/kWh)



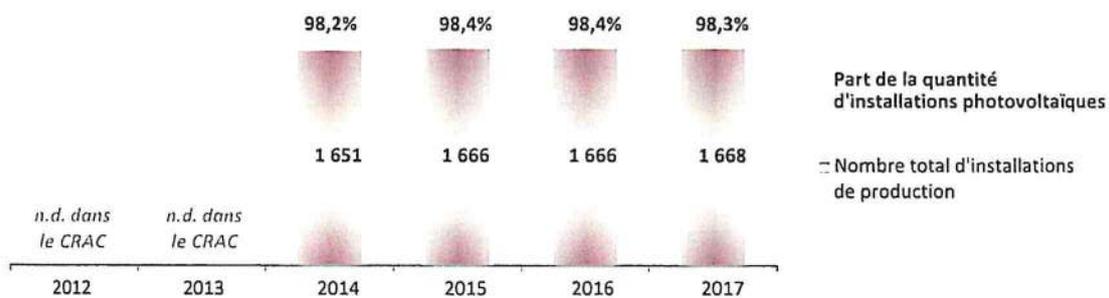
Les usagers de la concession

La répartition des producteurs

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

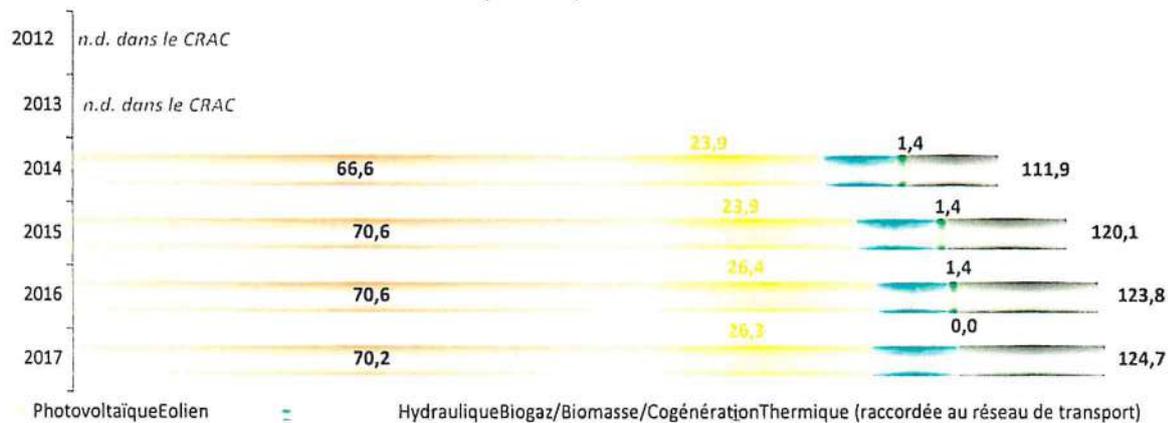


Evolution du nombre total d'installations de production et évolution de la part des installations photovoltaïques



La répartition des puissances de production

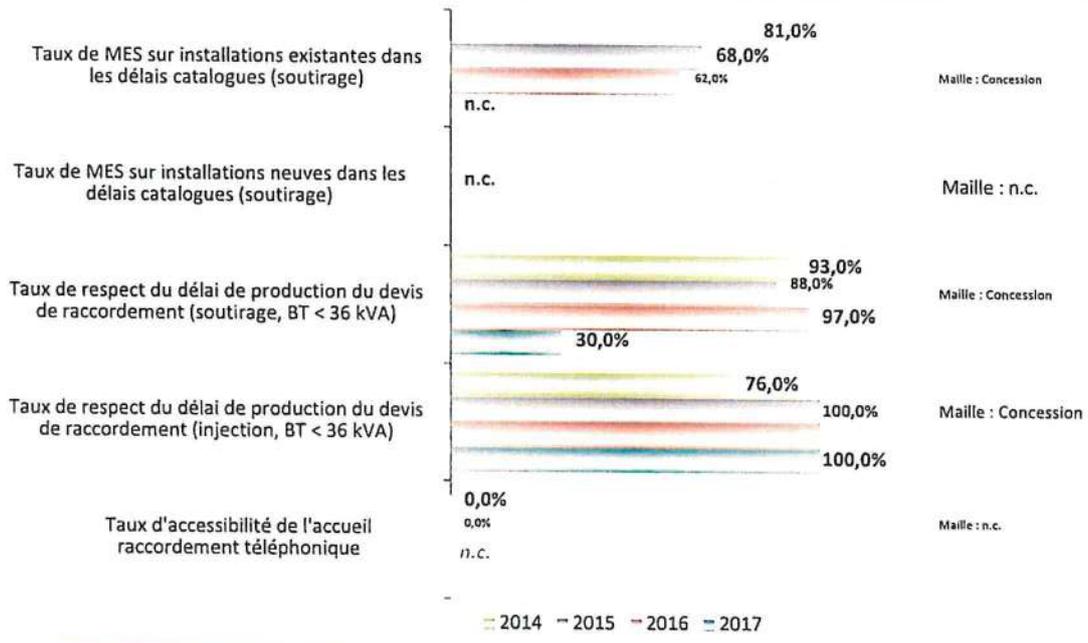
Evolution des puissances totales des installations de productions (en MVA)



Dans le CRAC de la concession, EDF SEI présente également les installations thermiques, mais ces dernières sont connectées au réseau de transport et non au réseau de distribution. Elles ne sont donc pas dans le périmètre concessif.

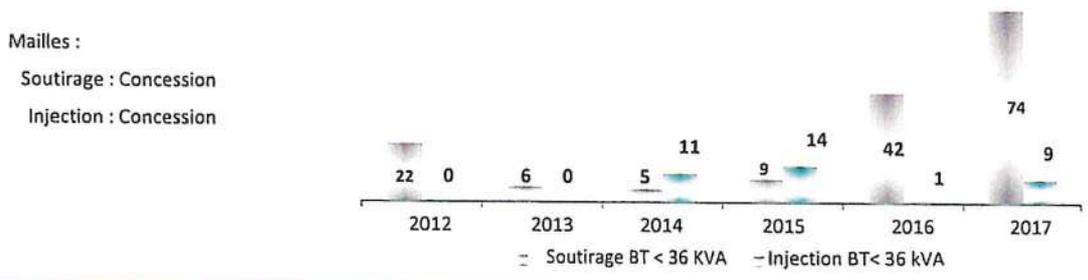
Les raccordements en soutirage et en injection

Indicateurs - Raccordements

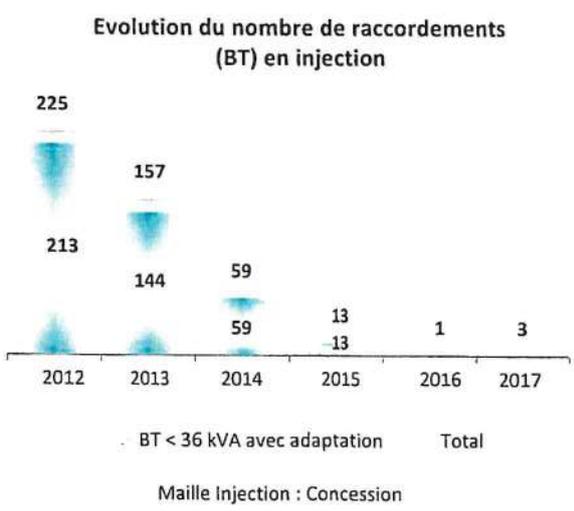
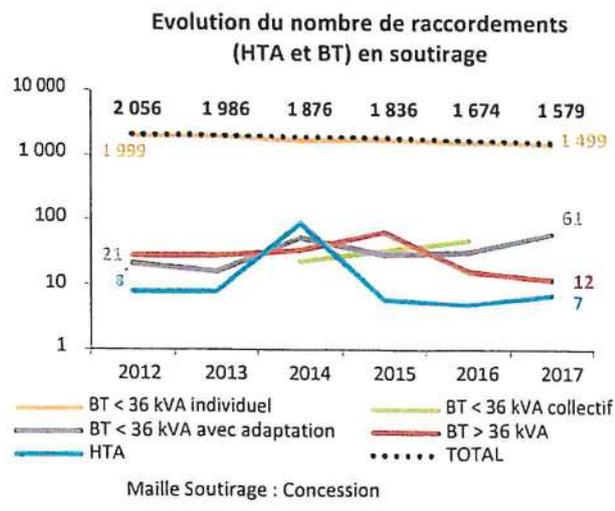


Délai moyen de production de devis pour raccordements

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

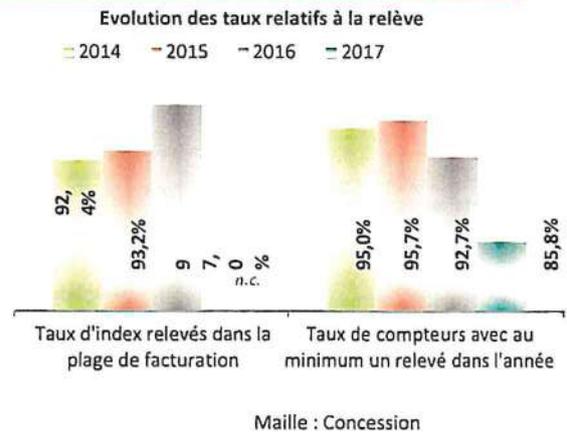
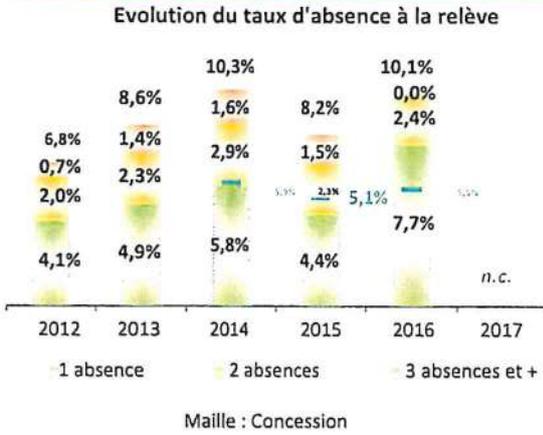


Volume annuel des raccordements

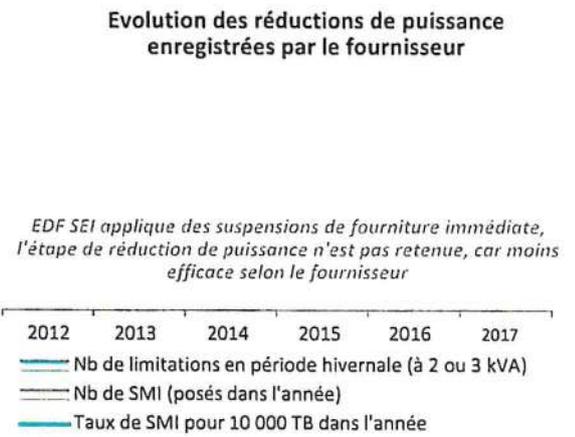


Les services aux usagers

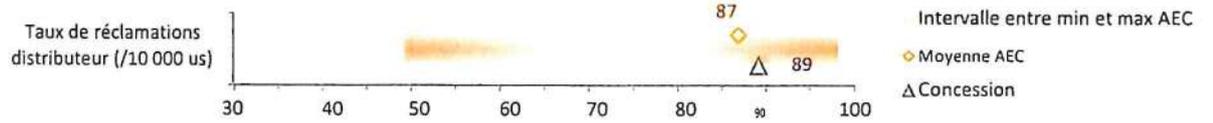
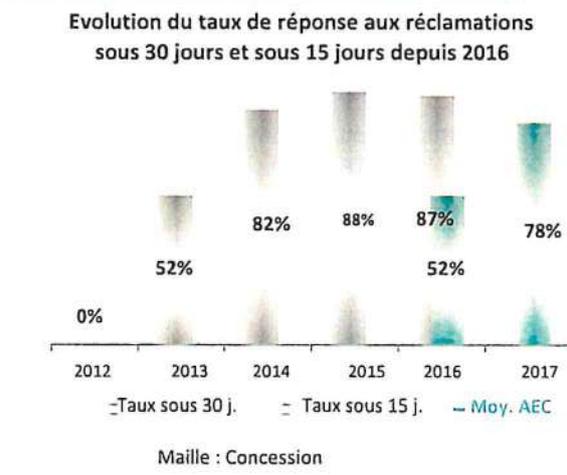
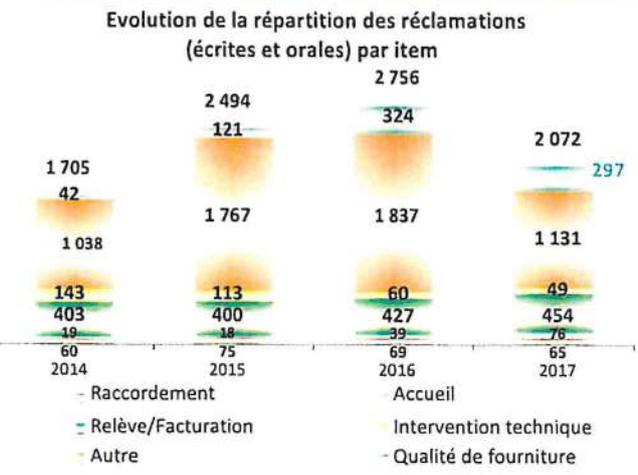
La relève



Les coupures pour impayés

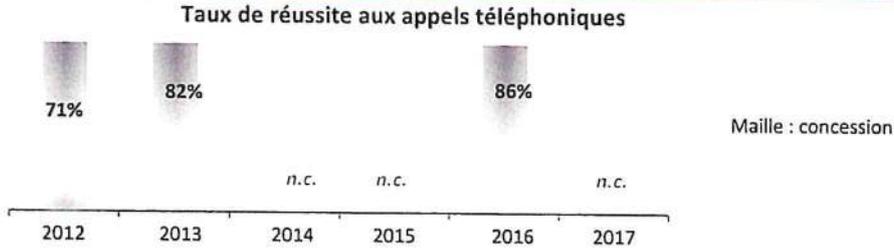


Les réclamations



Les services du fournisseur aux usagers aux tarifs réglementés

L'accueil des usagers



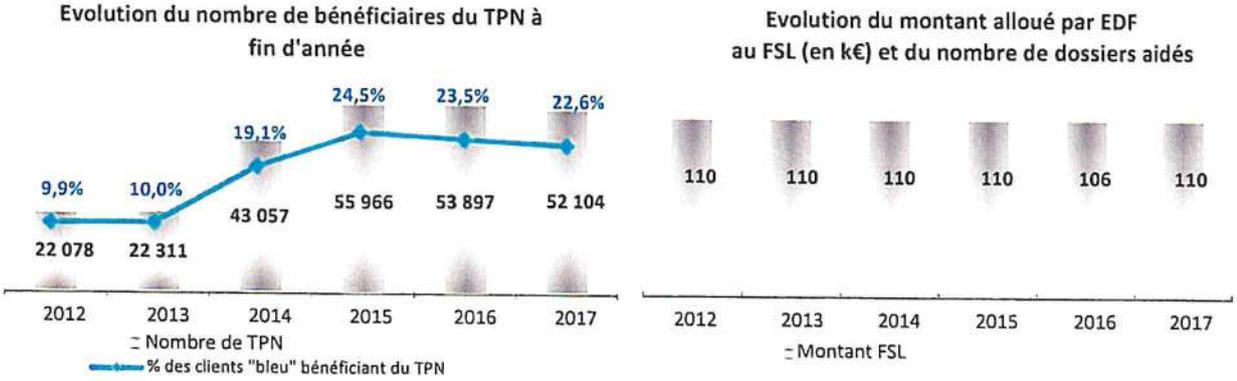
Le taux de réussite des appels téléphoniques est le nombre d'appels traités par EDF SEI rapporté au nombre d'appels reçus.

Les services aux usagers



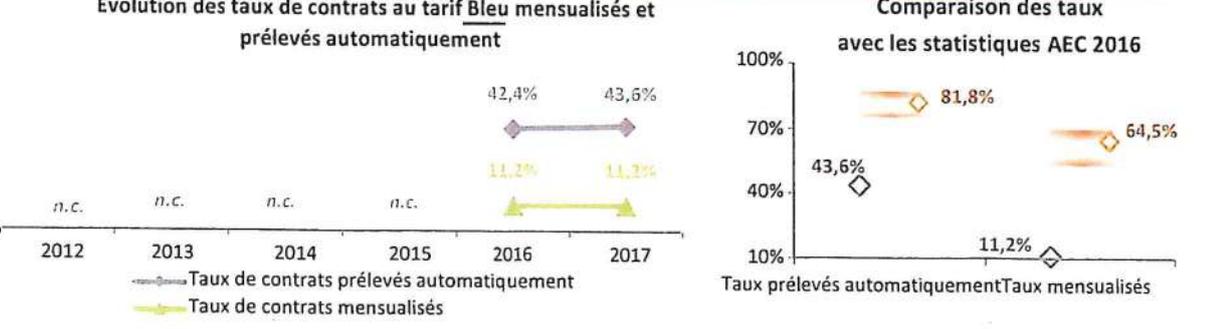
Les usagers en difficultés financières

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.



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

Les facilités de règlement des factures



Accusé de réception en préfecture
971-200010759-20191018-DEL-2019-CON-
25-CC
Date de télétransmission : 25/10/2019
Date de réception préfecture : 25/10/2019