



COMITE SYNDICAL

DOSSIER N°2 ANNEXE CONTROLE DE LA CONCESSION

Année 2021 Contrôle de la concession

Vendredi 27 JANVIER 2023 – 18H00
Salle des délibérations du Sy.MEG

Syndicat Mixte d'Electricité de la Guadeloupe
Sy.MEG

Note de synthèse du tableau de bord de concession

Exercice 2021

Décembre 2022
Version 1

1.	RETOUR SUR LES ECHANGES AVEC LE CONCESSIONNAIRE	2
2.	DOMAINE TECHNIQUE	3
2.1	PERIMETRE DE LA CONCESSION	3
2.2	LE RESEAU HTA ET L'AMONT	4
2.3	LE RESEAU BT ET L'AVAL	6
2.4	LA CONTINUITE D'ALIMENTATION	7
2.5	LA QUALITE DE TENSION SUR LES RESEAUX	9
2.6	LES DEPENSES D'INVESTISSEMENTS ET D'ENTRETIEN-MAINTENANCE	10
3.	DOMAINE COMPTABLE ET FINANCIER	11
3.1	LE PATRIMOINE COMPTABLE DE LA CONCESSION	11
4.	DOMAINE CLIENTELE	13
4.1	LES USAGERS DE LA CONCESSION	13
4.2	QUALITE DES SERVICES	14
4.3	LES RECLAMATIONS ENREGISTREES PAR EDF-SEI	14
4.4	LES USAGERS EN DIFFICULTES FINANCIERES	15

1. 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 les exercices 2019 et 2020 n'avait pas pu être réalisée sous le format habituel, c'est-à-dire sous la forme d'un audit sur site du concessionnaire et de questions complémentaires post-audit. En effet, la situation sanitaire durant les années 2020 et 2021 avait grandement perturbé les possibilités de rencontres. Aussi, avec l'accord du Sy.MEG, les données de contrôle et les résultats présentés sur ces exercices, l'étaient en « l'état », c'est-à-dire sans correction éventuelle et sans échange avec le concessionnaire. Il s'agissait donc principalement d'une mise à jour des résultats de l'année précédente.

En revanche, pour l'exercice 2021, qui concerne l'audit en cours, le concessionnaire a bien pu être audité dans les conditions habituelles. Notamment un audit sur site a pu être réalisé du 17 au 20 octobre 2022, en présence des agents de contrôle du Sy.MEG et d'AEC, dans les locaux d'EDF-SEI à Pointe-à-Pitre.

Une liste de documents attendus a été remise le 4 avril 2022 au concessionnaire préalablement à l'audit. Les éléments transmis par le concessionnaire étaient partiellement complets par rapport à la demande initiale du Sy.MEG. Ces données de contrôle ont été réceptionnées le 12 septembre 2022.

En parallèle, le CRAC a été transmis le 8 juin 2022, dans sa 1^{ère} version. À la suite des observations d'AEC durant l'audit sur site, le CRAC a été modifié et/ou corrigé plusieurs fois. La 4^{ème} et dernière version a été remise au Sy.MEG le 29 novembre 2022.

À la suite de l'audit sur site s'étant achevé le 20 octobre 2022, AEC a transmis des questions complémentaires le 24 octobre 2022 et le concessionnaire a remis ses réponses complémentaires le 28 novembre 2022, donc sous un mois.

Par la suite, la transmission des livrables AEC au Sy.MEG se sont échelonnés sur le mois de décembre 2022.

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

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

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

2. Domaine technique

2.1 Périmètre de la concession

La concession de distribution électrique du Sy.MEG concerne les 32 communes de la Guadeloupe, avec plus de 219 500 usagers, et plus de 390 000 habitants. Près de 76% des usagers sont situés en zone rurale au sens du FACE, ainsi les 4 communes urbaines (Pointe-à-Pitre, Basse-Terre, Les Abymes et Saint-Claude) rassemblent environ 24% des usagers de la concession. *Cette information a été corrigée par AEC, par rapport à la synthèse de l'an dernier, qui n'indiquait que 2 communes urbaines.*

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 ou les dépenses d'investissements).

2.2 Le réseau HTA et l'amont

Sur l'exercice 2021, **15 postes sources (PS)** alimentent la concession (cela représente une puissance installée totale de 973 MVA) et ils sont bien-entendu tous situés sur la concession (cela n'est pas toujours le cas en métropole, car les PS peuvent être situés sur des concessions limitrophes). Un nouveau poste source est prévu d'ici 2022 sur la commune de Petit-Bourg. Le nombre de PS alimentant la concession est stable depuis 3 ans, en effet la dernière mise en service d'un PS date de 2019, avec le PS à Marie-Galante de 25 MVA.

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

Les postes sources alimentent les usagers de la concession via le **réseau HTA** dont le taux d'enfouissement s'établit à 76% sur le dernier exercice, soit un niveau très supérieur au taux moyen de 51% relevé sur la totalité des départements métropolitains (source Opendata Enedis).

***Recommandation** : les indicateurs relatifs à l'inventaire HTA diffèrent entre les données de contrôle et le CRAC. Les données de contrôle indiquent à fin 2021 près de 2 240 km de réseaux HTA, alors que le CRAC indique 2 287 km.*

*Les **47 km de réseaux HTA d'écart** correspondent à des réseaux sous-marins (31 km pour relier Capesterre-Belle-Eau à Saint-Louis, et 16 km pour relier La Désirade à Saint-François). Or EDF-SEI a confirmé que ces réseaux sous-marins sont « hors concession » de par l'application des stipulations du contrat de concession.*

Il serait donc préférable qu'il soit exclu du total des réseaux HTA en concession présenté dans le CRAC, et simplement ajouté à titre informatif après le total, pour éviter toutes confusions, et pour éviter des sous-totaux erronés.

En outre, considérant la densité d'usagers relativement élevée sur le territoire du Sy.MEG (près de 100 usagers par kilomètre de réseau HTA), le taux d'enfouissement de la concession se positionne 6 points au-dessus de la tendance observée.

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

Les **taux d'enfouissement** les plus élevés sont visibles sur les communes de Pointe-à-Pitre et Terre-de-Bas avec 100% d'enfouissement (avec respectivement 37 km et 11 km de réseau HTA au total), ainsi que sur La Désirade, Terre-de-Haut, Basse-Terre et Baie-Mahault avec plus 97%. Les Linéaires HTA les plus longs par commune sont sur les communes des Abymes avec 217 km dont 88% enfouis, et de Baie-Mahault avec 194 km dont 96% enfouis.

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

- Anse Bertrand avec 41% (sur 47 km de réseaux HTA) ;
- Capesterre de Marie Galante avec 43% (sur 51 km de réseaux HTA) ;
- Baillif avec 44% (sur 30 km de réseaux HTA) ;
- Vieux Habitants avec 48% (sur 35 km de réseaux HTA).

Depuis 2015, la croissance moyenne observée du taux enfouissement HTA est de +1,1 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 2030. L'objectif annoncé lors des précédents audits d'atteindre un taux d'enfouissement HTA de 85% à horizon 2033 serait alors respecté. Ce rythme moyen annuel restant théorique.

A fin 2021, la concession compte encore 145 km de [réseau HTA souterrain qui sont des Câbles Papier Imprégné \(CPI\)](#), en baisse de 2 km en 2021. Il s'agit de la 1^{ère} génération de câbles HTA souterrains posés dans les années 70 (la totalité des CPI de la concession a plus de 40 ans) et ces derniers présentent aujourd'hui des fragilités et des défaillances les rendant obsolètes.

Le taux de 6,5% de linéaires [HTA CPI](#) est important au regard des taux constatés en métropole (moyenne de 2,5%) et en Martinique (4,6%). Les communes de Deshaies, Basse-Terre et Pointe-à-Pitre présentent des taux de CPI HTA élevés avec respectivement 8,4 km de CPI (soit 38% du réseau HTA souterrain), 11,7 km (soit 31% du réseau HTA souterrain) et 8,8 km soit (24% du réseau HTA souterrain).

Entre 2014 et 2015, le linéaire total de cette typologie de câble avait soudainement baissé (-21%), le concessionnaire avait alors expliqué une mise à jour de ses bases de données techniques. Les résultats des années suivantes 2016 et 2017 semblent confirmer cette correction dans la durée. En raison d'opérations de fiabilisation des bases, l'analyse des taux de renouvellement est de facto difficile.

Néanmoins, sur la période 2015 à 2021, le taux de renouvellement s'établit à près de -2,4 km/an ce qui amène une résorption des 145 km restants, à un horizon très lointain (près de 60 ans).

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

En outre, l'âge moyen des réseaux HTA du Sy.MEG est situé très en-dessous de la moyenne nationale calculée par AEC parmi la quarantaine de concessions auditées (âge moyen de 22,8 ans contre une moyenne de 30 ans, 14,7% des linéaires ont plus de 40 ans soit 13 points de moins que la moyenne). En particulier, le réseau HTA aérien est en moyenne âgé de 34,1 ans.

Le réseau HTA comprend des Organes de Manœuvres Télécommandés (OMT) qui permettent grâce à des automates d'être manœuvrés pour rapidement réduire le nombre d'usagers coupés lors d'incidents HTA, en isolant le défaut sur la plus petite zone possible. A fin 2021, la concession comptait 610 OMT (contre 514 en 2015). EDF-SEI a un programme d'investissements sur les OMT et sur l'optimisation de leur positionnement, afin de maximiser la « réactivité » des réalimentations. Et également un programme de maintenance sur les OMT pour garantir leur fiabilité en cas de besoin.

2.3 Le réseau BT et l'aval

Concernant le réseau BT, le taux d'enfouissement (29,1%, +0,3 point par rapport à 2020) est très en-deçà de la moyenne des valeurs de l'ensemble des départements métropolitains de 47%. En outre, ce taux a augmenté d'à peine 5,3 points en 10 ans. De plus, considérant la densité d'usager d'un peu plus de 50 us./km, le taux d'enfouissement BT se situe largement en dessous de la tendance observée (20 points en-dessous), et est alors très éloignée des autres territoires métropolitains sur cet indicateur.

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

- Capesterre de Marie Galante (9% enfouis sur 91 km) ;
- La Désirade (11% enfouis sur 26 km) ;
- Pointe noire (12% enfouis sur 74 km) ;
- Baillif (13% enfouis sur 57 km).

En outre, ce réseau est constitué de 1% de [lignes BT aériennes nues](#), dont le taux d'incident est très supérieur aux autres technologies sur la concession (ratio moyen sur 7 ans de 40 incidents pour 100 km, *cf. infra*). Toutefois, leur présence sur le territoire de la concession est extrêmement faible eu égard à leur proportion qui correspond au minimum observé par AEC (loin de la moyenne de 7%, opendata Enedis 2021). Ces lignes sont présentes à 67% en zone rurale.

La concession compte en outre 70% de [réseau BT torsadé](#). Cette technologie torsadée présente en moyenne un taux d'incidents légèrement inférieur à la technologie souterraine : en moyenne sur les 7 dernières années, le taux d'incidents est de 8,6 incidents pour 100 km de réseaux BT torsadés, contre 8,8 incidents pour 100 km de réseaux BT souterrains.

Aucun réseau aérien nu de faible section n'existe dans les bases techniques, ce qui est un point positif.

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

Les taux d'incidents BT survenus sur l'aérien nu sont très variables selon les années, en effet leur faible quantité rend très volatile ce type d'indicateur. Le nombre total d'incidents BT ayant pour siège des réseaux aériens nus sont passés de 21 en 2013, à 30 en 2015, puis à 14 en 2017, 7 en 2019 et enfin 20 en 2021.

Malgré l'influence de cette volatilité, il est important de noter la baisse constante de cette incidentologie de 65 incidents HIX/100 km en 2015 sur des réseaux BT nus, à seulement 16 en 2019, soit 4 fois moins. Mais depuis 2019, un retour à la hausse est à noter avec 37 en 2020 et enfin 48 en 2021. Ce retour à la hausse est donc à surveiller.

Le raccordement des nouveaux usagers et les opérations d'adaptation aux charges ont amené le nombre de postes HTA/BT à croître de 19 unités en 2021. Plus de 80% des postes HTA/BT sont en zone ER à fin 2021. Les technologies maçonnées et préfabriquées sont de plus en plus privilégiées dans les mises en services constatées alors que le nombre de postes sur poteau continue de décroître.

Les transformateurs sont à plus de 92% de type 410 V, permettant des réglages de prises à vide plus haut. Ils sont âgés en moyenne d'environ 19 ans, soit plus de 10 ans plus jeunes que les postes qui les abritent.

Les cabines hautes sont en cours de suppression, toutefois il n'en reste plus que 4 sur la concession et aucune destruction de ces ouvrages n'a été enregistrée sur ces dernières années. Les cabines hautes représentent environ 0,1% des postes HTA/BT, soit un taux très inférieur à la moyenne observée de près de 3% en métropole.

Sur la concession, 238 000 compteurs sont comptabilisés par EDF-SEI dont 26% sont des électromécaniques, 25% sont électroniques et 49% sont des compteurs numériques. Ce dernier taux a augmenté de 11 points en une année. Il s'agit de compteurs analogues aux compteurs « Linky » déployés par Enedis en métropole. A fin 2021, la totalité des communes guadeloupéennes étaient concernées par le déploiement en masse de ce nouveau compteur qui sera également communicant. Les communes des Abymes (15 000 compteurs numériques), de Baie-Mahault (13 500) et du Gosier (13 000) enregistrent les plus de compteurs numériques installés.

EDF-SEI a précisé en séance que le programme de déploiement des compteurs numériques allait s'accélérer en 2024, avec notamment une utilisation en avance de l'enveloppe prévue initialement en 2025.

2.4 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 2011 - 2021, le critère B HIX est de 290 minutes. En 2021, avec 198 minutes, le critère B HIX est inférieur au temps moyen constaté sur la période. Depuis 5 ans, le temps de coupure HIX est quasiment stable et compris entre 198 et 226 minutes, soit 3,5 heures. En moyenne sur les 3 dernières années, les communes au centre de Basse-Terre et celles à l'Est de Grand-Terre ont été les plus concernées par un critère B HIX plus élevé que la moyenne de la concession.

La baisse globale du critère B HIX sur les dernières années par rapport aux résultats *ante* 2016 est notamment liée aux baisses des temps de coupure sur les parties amont du système électrique : les postes sources et le réseau de transport.

Les incidents sur le réseau HTA sont les premiers contributeurs au temps de coupure avec 133 minutes HIX, en baisse de -6%. La part du temps de coupure lié aux incidents sur le réseau HTA est de 67%, en 2021.

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

Recommandation : il reste regrettable qu'il n'y ait pas de distinction dans le CRAC entre le temps de coupure HTA et le temps de coupure BT. Cette distinction existe en métropole, il serait opportun d'augmenter ainsi la précision du rendu.

En 2019 et 2020, le critère B TCC (Toutes Causes Confondues) était identique au critère HIX, car la concession n'avait pas été touchée par des événements exceptionnels, notamment climatiques. Auparavant, la Guadeloupe avait malheureusement connu notamment en 2017, 2 événements climatiques majeurs, les ouragans IRMA et MARIA, dont seuls les incidents causés par MARIA avaient été considérés comme exceptionnels.

En 2021, 28 minutes critère B ont été considérées comme exceptionnelles, cela concernait exclusivement les coupures durant 4 journées de grèves des 8 au 11 juillet 2021, avec un total de 36 coupures HTA d'une durée comprise entre 6 minutes et 11 heures (avec une durée moyenne de 1h45 par coupure).

Les coupures pour travaux HTA sont en légère baisse entre 2020 et 2021, passant de 51 minutes à 46 minutes. En 2021, ce type d'interruptions (maîtrisées dans le temps par le concessionnaire, grâce aux préparatifs des chantiers) représente tout de même 23% du critère B HIX de la concession sur l'année.

EDF-SEI a précisé en réponse complémentaire : « Nous n'avons pas une instrumentation du calcul du temps de coupure « évité » grâce à l'utilisation de groupes électrogènes lors des travaux précise car nos nouveaux groupes électrogènes (GE) et engins ne sont pas tous arrivés. »

« Nous estimons un gain futur sur le B travaux HTA estimés entre 10 et 20 mn selon le taux de couverture par des GE touchant les postes HTA/BT concernés par les dits travaux »

Une différence importante existe entre les TOM et la métropole, sur les possibilités de travaux : en effet, en Guadeloupe il n'existe pas de travaux TST HTA (Travaux Sous Tension).

En 2021, la concession a également été concernée par 2 interruptions de fourniture volontaires et maîtrisées dans le cadre des [délestages](#) légaux, permettant d'éviter des interruptions plus conséquentes. Les 2 ont duré 15 minutes. Le 1^{er} était le 15 janvier et a coupé 30 000 usagers (répartis sur 14 communes de la partie Basse-Terre) et le 2nd était le 11 août et a coupé un peu moins de 17 000 usagers (répartis sur les communes de Baie-Mahault/Lamentin et Goyave/Petit-Bourg).

Recommandation : il a été demandé en question complémentaire, à la suite de la vérification de la Délibération de la CRE qui précise les modalités de calcul du Critère B, si les durées de coupures liées aux délestages n'étaient pas être censées être présentées indépendamment du Critère B.

EDF-SEI a confirmé qu'en effet les délestages n'entrent pas dans le calcul : « Le critère B HIX tel qu'il est défini dans le TURPE exclut bien les incidents liés à la production. Nous améliorerons la présentation dans le CRAC pour qu'il n'y ait pas confusion sur ce point ».

A noter que l'exercice 2021 a fait l'objet d'un focus spécifique sur la continuité de fourniture, faisant l'objet d'un rapport détaillé.

2.5 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 2021 de 4 départs HTA (comme en 2020).

A noter que 2 départs présentent une chute de tension importante (supérieure à 6%) en 2020 et en 2021 : le départ PT-CAN alimenté par le poste source de BLANCHET (7,3%) et le départ DESHAI alimenté par le poste source SAINTE ROSE (6,9%). 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 2021 (statistiques AEC)

Somme de chute_tension_max_pc	annee_mission				
nom_depart_hta	code_gdo_ps	2018	2019	2020	2021
PT-CAN	BLANC	7,1%	7,1%	7,2%	7,3%
DESHAI	S.ROS	6,7%	6,7%	6,9%	6,9%
BLANCH	BLANC	5,5%	5,7%	5,2%	5,2%
VELODR	B.MAH	4,5%	6,1%	5,2%	5,2%
LAMENT	B.MAH	5,2%	5,7%	4,5%	4,5%
CAMPEC	BLANC	3,8%	3,8%	4,2%	4,4%

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 3,4% sur la concession du Sy.MEG contre en moyenne 1,2% selon AEC en métropole.

Entre 2015 et 2017, le nombre de Clients Mal Alimentés (CMA) suivait une légère tendance à la hausse. En 2018, le taux de CMA était de 5,7% par suite d'une forte hausse pour atteindre 12 116 clients mal alimentés.

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

A noter que l'exercice 2021 a fait l'objet d'un focus spécifique de visite terrain, mesurant notamment la qualité des raccordements, faisant l'objet d'un rapport détaillé spécifique.

En 2019, le nombre de CMA était de 3 216, soit en forte baisse avec une division par 4. En 2020, le nombre de CMA a diminué de -8%, pour atteindre 2 943.

EDF-SEI précisait dans le CRAC 2020 : « La baisse du nombre de clients mal alimentés est liée aux travaux de renforcement qui ont pu être menés malgré un contexte sanitaire difficile. »

En 2021, le nombre total de CMA a de nouveau diminué de -19%, avec désormais 2 389 CMA estimés par l'outil d'EDF-SEI. Plus précisément, ce nombre a diminué de -14% en zone rurale (de 2 541 à 2 196 CMA), et de -52% en zone urbaine (de 402 à 193).

EDF-SEI précise dans le CRAC 2021 : « Grace aux actions combinées du concédant et du concessionnaire le nombre de clients mal alimentés est en baisse »

Malgré cette baisse globale, la commune de Saint-François a enregistré une très forte hausse spécifique de son nombre de CMA de +136%, en passant de 25 à 59 CMA entre 2020 et 2021.

EDF-SEI a précisé en réponse complémentaire : « Nous avons un total de 59 CMA en 2021 sur Saint-François. L'augmentation s'explique par du raccordement de clients sur le réseau BT existant en contrainte CMA dans l'attente de la fin des travaux Sy.MEG intégrant la création d'un poste DP (dossiers poste LA COULEE et WILIAM) »

Le nombre de CMA du graphique figurant dans le tableau de bord 2021 a été estimé sur la base des données brutes communiquées par EDF (Crit BT). La justesse de cette information dépend fortement de la qualité du rattachement dans l'outil SIG. Le concessionnaire présente un taux de rattachement clients en amélioration et qui s'établit à 98,5% depuis 3 ans, contre 97% en 2018.

A noter que l'exercice 2021 a fait l'objet d'un focus spécifique sur la qualité de la fourniture et l'analyse du plan de tension, faisant l'objet d'un rapport détaillé.

2.6 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 2021** pour la concession, auxquels s'ajoutent 9,7 M€ imposés par les opérations de raccordement et 4,8 M€ pour le déploiement des compteurs numériques. Depuis 2017, les raccordements représentent en moyenne plus d'un quart (28%) des dépenses totales d'investissements, en lien avec le déploiement des compteurs numériques.

Les investissements sur les **postes sources** (déjà intégrés dans les valeurs de chaque catégorie) sont conséquents depuis *a minima* 10 ans, soit près de 7,4 M€ investis en moyenne chaque année sur la dernière décennie.

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

Les investissements délibérés, c'est-à-dire les investissements pour la performance du réseau, les investissements de logistique et les investissements liés aux exigences réglementaires, s'établissent à 18,6 M€ en 2021 en légère baisse de -1,4 M€ par rapport à 2020.

Au total des 4 dernières années, les investissements pour le déploiement des compteurs numériques sont de 20 M€.

Le CRAC 2020 précisait : « Les investissements 2020 sont globalement en diminution de 6% par rapport à l'exercice 2019. Cette diminution est essentiellement due à la crise sanitaire impactant les programmes délibérés et imposés (...) les hausses significatives observées sur les rubriques « renforcement » et « modernisation » s'expliquent par les investissements postes sources liés à la création du poste de Petit-Bourg (+86 %) et la rénovation du poste de Capesterre (+30%) ».

CRAC 2021 précise : « Enfin, les hausses significatives observées sur les rubriques « raccordement » et « modifications d'ouvrages à la demande de tiers » s'expliquent par le pic des demandes de raccordements producteurs BT, la résorption du stock des affaires raccordements Sy.MEG et une dynamique des demandes de déplacements d'ouvrages. »

En complément, le concessionnaire pratique des **opérations d'entretien et de maintenance**. En particulier, les montants engagés pour l'élagage s'établissent à 1,3 m€ en 2021, stable sur la dernière année. Ces dépenses avaient changé d'ordre de grandeur auparavant avec une hausse de +76% entre 2019 et 2020.

A noter que l'exercice 2021 a fait l'objet d'un focus spécifique sur les investissements d'EDF-SEI sur la concession, faisant l'objet d'un rapport détaillé.

3. Domaine comptable et financier

3.1 Le patrimoine comptable de la concession

Le patrimoine concédé était valorisé à 644 M€ à fin 2021 en valeur brute, **en augmentation de +24 M€ sur un an**. La valeur brute par usager de la concession se situe très proche de la moyenne des ratios constatés par AEC sur la métropole.

Les **ouvrages comptablement « non localisés »** (branchements, transformateurs et compteurs sauf les compteurs numériques) représentent un peu moins d'un quart (22,3%) de ce patrimoine en valeur brute, soulignant tout l'enjeu d'une plus juste localisation comptable de ces ouvrages. En Métropole, Enedis poursuit un projet (nommé ADELE) ayant pour objectif de localiser les branchements et les colonnes montantes à la maille communale.

En réponse complémentaire EDF a précisé : « Les travaux de localisation des ouvrages ont commencé par les colonnes montantes.

Dans le cadre de la mise en œuvre de la loi ELAN, depuis juillet 2020, les nouvelles colonnes montantes sont décrites individuellement dans une base technique dédiée. Elles sont valorisées de manière individuelle dans les bases patrimoniales. En parallèle, EDF-SEI a mené des travaux répondant aux besoins de localisation et de dénombrement des colonnes montantes afin d'une part d'intégrer dans les bases d'actifs les colonnes montantes qui étaient hors concession jusqu'à la loi ELAN et d'autre part d'individualiser les colonnes montantes qui étaient déjà en concession. Ces éléments seront visibles dans les données du Sy.MEG à partir de 2023.

Concernant la production d'un inventaire détaillé et localisé, EDF-SEI est capable d'en fournir un, dès aujourd'hui, pour 75% des ouvrages déjà localisés. Pour les ouvrages actuellement non localisés, il a été convenu dans le cadre de l'accord cadre EDF – FNCCR relatif au nouveau modèle de contrat de concession, que ces données seront disponibles 5 ans après la signature du nouveau contrat de concession. »

Le **taux d'amortissement** des ouvrages continue d'augmenter (45% en 2021, en hausse de 0,8 point par rapport à l'exercice précédent) pour s'établir au niveau de la moyenne des valeurs constatées par AEC.

Cet indicateur a principalement progressé sur les réseaux HTA, les réseaux BT, les postes et transformateurs 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 10,6 M€ à fin 2021, en progression importante et soudaine de +1,5 M€ en une année. Sur les 9 dernières années, ce stock a augmenté de plus de +6,5 M€.

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

De plus, EDF a rappelé que durant la période d'exécution du 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** sont en légère baisse de -2 M€ par rapport à l'exercice précédent et s'élèvent à 159 M€ En 2019, le montant maximum avait été atteint avec 163 M€. Les droits du concédant représentent la valeur cumulée des biens remis gratuitement dans la concession par le concédant.

Afin d'expliquer cette baisse de Droits du Concédants, le concessionnaire à constater les points suivants :

« De 2019 à 2020 nous avons eu une réduction de 2M€ environs sur la valeur des transformateurs. Ceci est dû à la mise en rebus en 2020 de plusieurs transformateurs.

De 2019 à 2021 nous avons eu une augmentation de près de 3,2M€ en 2020 et de 3M€ en 2021 sur la valeur des compteurs numériques. Le projet compteurs a démarré en 2018, donc c'est normal que le montant des investissements évolue avec le remplacement des anciennes installations.

Sur les ouvrages Agencement et aménagements ou il y a eu une augmentation de 3M€ environs de 2019 à 2020, un projet « Sécurisation BT » avait commencé en 2019 pour le remplacement de supports et de coffrets.

La valeur du poste canalisations a augmenté très nettement (environs 5M€ en plus en 2021), cela est dû aux différentes dépenses réalisées en lien avec les travaux de canalisation HTA et BT souterraine.

Tous ces grands postes (Transformateurs, compteurs numériques, Sécurisation BT) ont été financés en totalité par EDF.

En conclusion nous pouvons confirmer que l'évolution du montant des droits du concédant puisse être en baisse. »

Les investissements conséquents du concessionnaire effectués sur la concession au cours des dernières années (montants peu amortis par définition) a pour effet mécanique de faire augmenter la **dette potentielle du concédant envers le concessionnaire**, de 176 M€ en 2020 à 185 M€ en 2021. Les amortissements du financement du concédant sont quant à eux stables depuis 3 ans avec 45 M€. A noter que cette dette potentielle du concédant envers EDF-SEI s'élevait à 124 M€ à fin 2012.

Recommandation : les détails des reprises de PR et de Droits en Espèce n'ont pas pu être transmises avec un détail par famille d'ouvrages. EDF ayant indiqué en réponse complémentaire que les analyses étaient en cours par le métier.

A noter que l'exercice 2021 a fait l'objet de focus spécifiques sur les aspects comptables patrimoniaux (avec notamment une analyse de la valorisation des remises gratuites) ainsi que sur l'analyse du compte d'exploitation de la concession, faisant l'objet de rapports détaillés.

4. Domaine clientèle

4.1 Les usagers de la concession

Le nombre d'usagers de la concession continue de suivre un rythme d'évolution orienté à la hausse (+0,8% en 2021), dont 99,3% d'usagers aux tarifs bleus. Parallèlement, la consommation électrique est quant à elle en légère baisse de -2,5% au total. Cette baisse est visible pour les clients bleus (-3,5%) et pour les clients verts (-2,1%), alors que pour les clients bleus plus (BT > 36 kVA), la consommation a augmenté de +5,2%.

Les 494 usagers au tarif vert (21 de moins en un an) représentent le quart de cette consommation totale (24,2%).

La consommation moyenne des clients de la concession du Sy.MEG aux tarifs bleus en 2021, est d'environ 4,3 MWh/an (contre 4,0 pour le SMEM en 2021 pour information).

A titre informatif, avec d'autres usages électriques (comme le chauffage) et d'autres énergies consommées par les ménages, la consommation moyenne d'un usager aux tarifs bleus en 2021 en métropole est de 5,5 MWh/an. La consommation moyenne électrique des usagers à Paris ou à Lyon est de 3,8 MWh/an, et est de 4,2 MWh/an à Marseille (similaire à la Guadeloupe donc).

En outre, les producteurs représentent 1 671 installations, en hausse de 17 unités par rapport à l'exercice précédent. Les producteurs photovoltaïques représentent plus de 98,1% de la quantité des installations raccordées au réseau de distribution (HTA ou BT) d'EDF-SEI.

La puissance totale des producteurs BT et HTA raccordés s'établit à 263 MVA à fin 2021, en hausse de +21% par rapport à l'année précédente. Cette puissance indiquée ne prend pas en compte les 9 installations de productions qui sont raccordées au réseau de transport, celles-ci ayant une puissance de 301 MVA selon les données du CRAC.

Enedis a en particulier précisé en séance que la centrale de production de Jarry au Diesel (à Baie-Mahault) rassemble la grande majorité de la puissance installée sur l'île avec près de 211 MVA.

Recommandation : il serait préférable que le CRAC distingue les installations de productions raccordées au réseau de distribution (partie concédée) d'une part, et celles raccordées au réseau de transport d'autre part.

Recommandation : comme confirmé en réponse complémentaire, EDF-SEI doit revoir les requêtes permettant de communiquer les rattachements des producteurs BT et HTA.

EDF-SEI a rappelé qu'avec la PPE (Programmations pluriannuelles de l'énergie) publiée en 2017, « la Guadeloupe se place résolument sur la voie de l'autonomie énergétique à horizon 2030 », et que pour atteindre cet objectif il sera primordial de faire les choses dans le bon ordre, notamment car cet objectif devra être atteint tout en maintenant la qualité de fourniture.

4.2 Qualité des services

Après la baisse observée entre 2019 et 2020 de -9% (moins de sollicitations en 2020, à cause de la pandémie), le nombre de nouveaux raccordements en soutirage a augmenté entre 2020 et 2021 de +7%, avec 1 428 raccordements en 2021.

Selon EDF, en 2021, 22 installations de production auraient été raccordées au réseau de distribution, soit une valeur comparable à l'année précédente. EDF prévoit une forte hausse en 2022 consécutive à une augmentation de demandes de raccordements en 2021. Ce flux annuel avait fortement diminué entre 2013 et 2015 de 157 à 13 unités.

Pour les raccordements en soutirage, le concessionnaire envoie les devis de raccordements en soutirage dans un délai moyen de 8 jours ouvrés en 2021, soit un jour de moins qu'en 2020. Depuis 4 ans, ce délai moyen est stable.

En parallèle, le taux d'envoi des devis dans les délais prévus par le catalogue de prestations qui était stable depuis 3 ans avec 98%, a légèrement diminué en 2021 avec 95,6%.

A noter que l'exercice 2021 a fait l'objet d'un focus spécifique sur l'analyse du traitement des raccordements par EDF-SEI, faisant l'objet d'un rapport détaillé.

4.3 Les réclamations enregistrées par EDF-SEI

Le nombre de réclamations des clients faites à EDF-SEI est en hausse en 2021 de +12% par rapport à l'exercice 2020, pour atteindre 5 474 réclamations en 2021 (contre 4 891 en 2020). La concession présente un ratio de réclamations par usager de plus du double que celui observé par AEC en métropole, avec 245 réclamations pour 10 000 usager sur le Sy.MEG contre 100 en moyenne en métropole.

Avec une proportion de 36%, les réclamations relatives à la qualité de fourniture restent la thématique la plus représentée, devant les réclamations sur la relève et facturation avec 32%.

Recommandation : il devient indispensable que les présentations des volumes de réclamations gagnent en fiabilité dans le CRAC.

D'une part, la présentation en proportion par catégorie uniquement n'est pas satisfaisante, il est nécessaire que les données absolues soient visibles.

D'autre part, le nombre de catégories est incomparable avec les données de contrôle, ce qui laisse planer le doute sur les exactitudes des analyses et des chroniques. Il est donc nécessaire que le CRAC présente les catégories existantes dans les données de contrôle. A savoir 6 catégories, contre seulement 4 dans le CRAC. Un audit détaillé de la thématique des réclamations apparaît opportun.

Les réponses aux réclamations sont visées sous 15 jours maximum depuis 2016 contre 30 jours auparavant et le concessionnaire y répond dans les délais dans 87% des cas en 2021, soit une augmentation de la performance de cette activité de 10 points en deux ans. Hormis le décrochage en 2018, ce niveau est quasi stable depuis 4 ans.

4.4 Les usagers en difficultés financières

En 2021, le service de gestion du recouvrement d'EDF-SEI a demandé au service de gestion des interventions des Demandes d'Interventions pour Impayés (DPI) qui ont abouti à 2 589 coupures effectives. A noter qu'en métropole, ce sont les fournisseurs dont EDF qui sollicitent le distributeur Enedis pour réaliser des DPI.

Le nombre de coupures effectives a diminué de -9% en 2021 par rapport à l'exercice précédent. Contrairement à la métropole, EDF-SEI ne pratique pas de réduction de puissance, mais directement des suspensions d'alimentation et précise que l'étape de réduction de puissance n'est pas retenue dans le processus car non adaptée aux spécificités des puissances des usagers de la Guadeloupe.

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

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

En 2021, le nombre de chèques énergie reçus par EDF s'établit à 84 296, contre 45 138 en 2020, soit une très forte hausse de +87%. Le taux de chèques reçus par rapport au nombre de tarifs bleu de la concession s'établit à près de 40%.

Le Fonds de Solidarité pour le Logement (FSL) est un montant alloué par EDF-SEI au Conseil Départemental de Guadeloupe qui ensuite attribue des aides aux personnes en difficultés financières afin de contribuer aux paiements de factures.

Ce montant avait été réduit en 2020 à 30 k€ contre 50 k€ l'année précédente et 70 k€ l'année d'avant. Le CRAC ne donnait pas d'explication sur cette diminution. En 2021, la contribution au FSL a de nouveau augmenté, pour revenir à 50 k€.

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 contribuer au financement ce Fonds et de communiquer des informations à la demande des travailleurs sociaux. Ce financement versé par le EDF-SEI est compensé par la CSPE (Contribution au Service Public de l'Electricité) prélevée sur les factures de tous les consommateurs.



Syndicat Mixte d'Electricité de la Guadeloupe



Tableau de bord de concession

Exercice 2021

9 décembre 2022

Version 1

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



Sommaire

Distribution publique d'électricité (Enedis)

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

Fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente

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

Les résultats présentés dans ce tableau de bord sont issus des contrôles diligentés par le Sy.MEG accompagnés par AEC. En raison des difficultés consécutives à la pandémie, pour les données des exercices 2019 et 2020, le concessionnaire n'a pas été directement questionné, elles sont ainsi présentées en l'état.

Par principe, les résultats affichés dans le tableau de bord sont en priorité ceux obtenus à partir des données de contrôle, et en second lieu, ou à défaut, les données inscrites dans le CRAC annuel.

Pour les données de l'exercice 2021, EDF SEI a bien pu être audité en octobre 2022.

Certains comparatifs sont proposés entre les résultats pour le Sy.MEG, et les moyennes constatées par AEC en métropole. Toutefois, il est important de bien prendre en compte que le Sy.MEG n'est pas pris en compte dans ces statistiques, et qu'elles sont calculées uniquement avec des concessions d'Enedis, et non d'EDF SEI.

Caractéristiques générales de la concession et de son alimentation

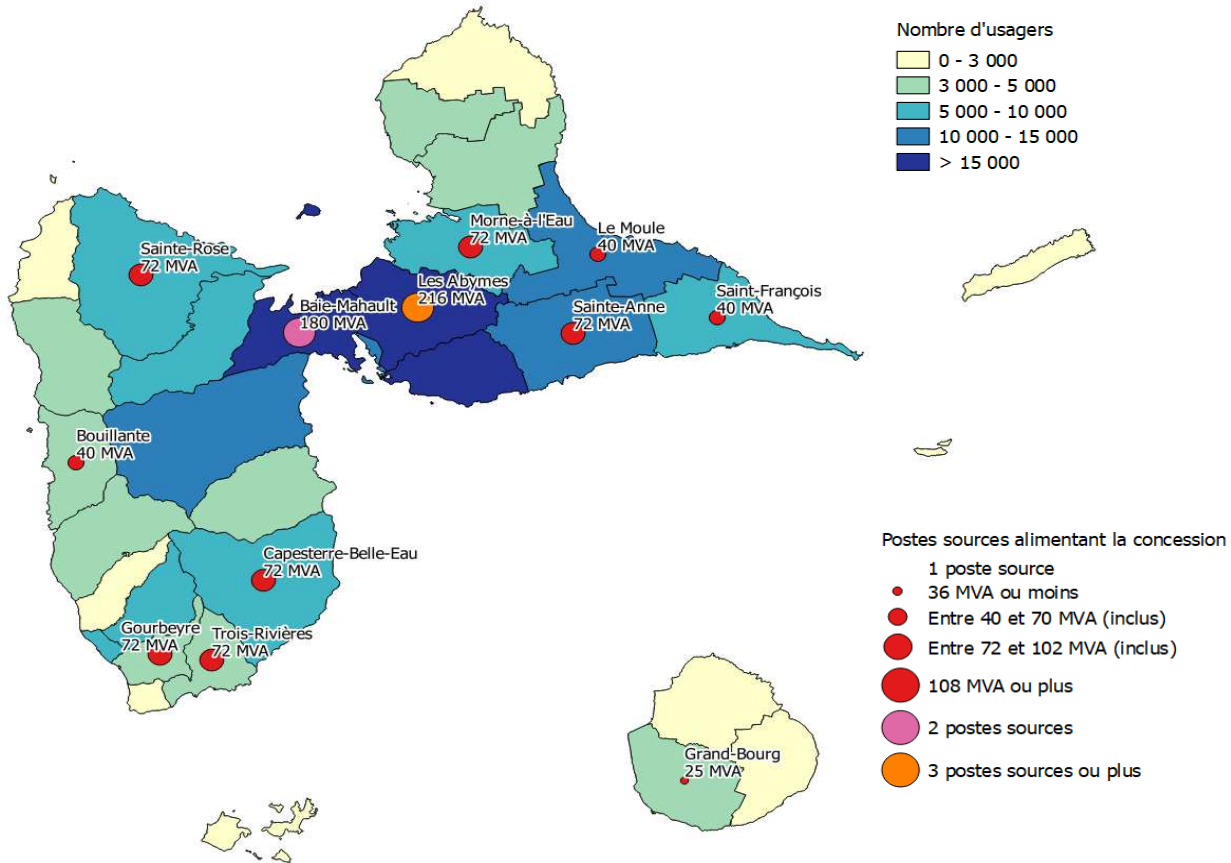
La délégation de service public

Date d'entrée en vigueur du contrat de concession 28 janvier 2008

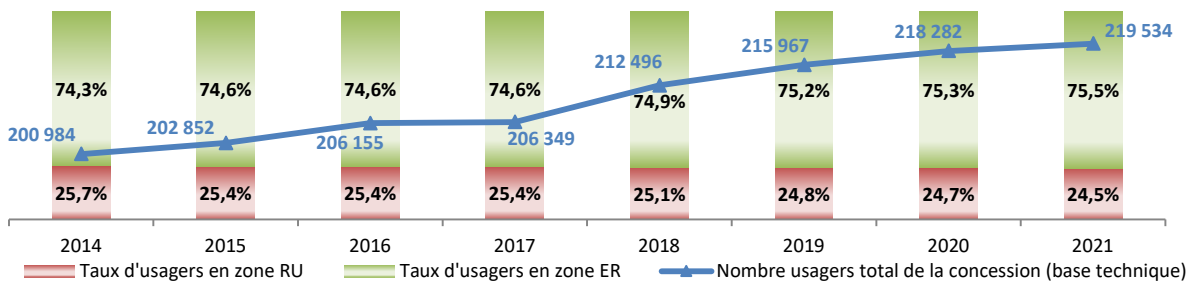
Durée de la concession 30

Service public délégué à EDF SEI

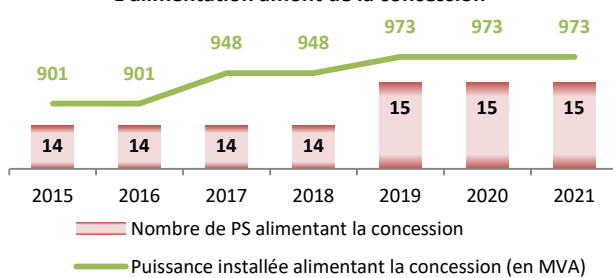
Alimentation électrique et répartition des usagers de la concession



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



L'alimentation amont de la concession



Les caractéristiques de la concession

Nombre de communes desservies	32
Population de la concession (population municipale en vigueur au 1 ^{er} janv. 2021, INSEE)	390 253
Nombre d'usagers total de la concession	
selon la base "clientèle"	223 492
selon la base "technique"	219 534

Les ouvrages concédés

Le réseau HTA

Nombre de départs HTA de la concession

118

Nombre de départs HTA > 70 km

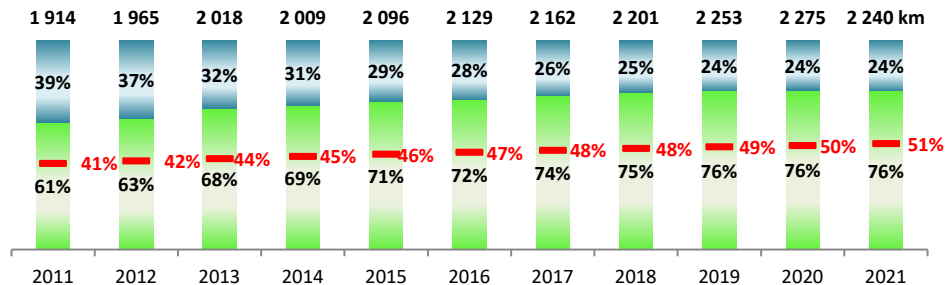
0 départ

Le réseau HTA de la concession

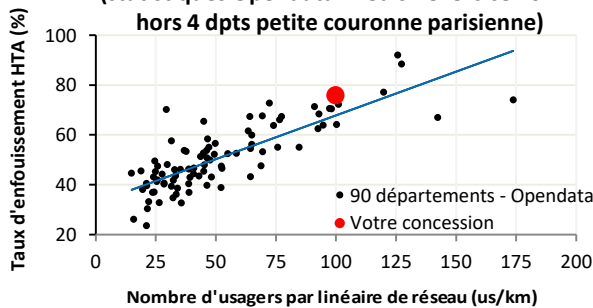
Taux réseau aérien

Taux réseau souterrain

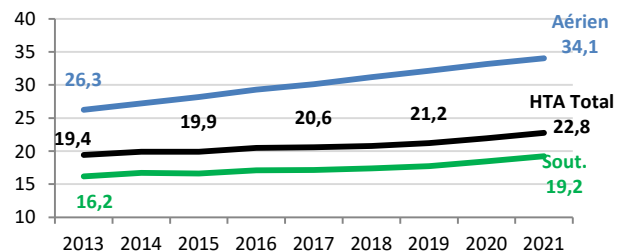
Taux enf. HTA Opendata Enedis (hors 4 dpts IDF)



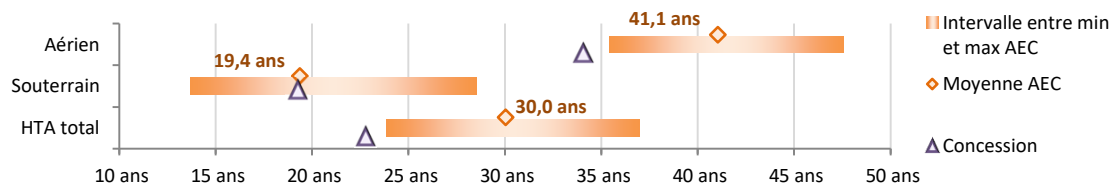
Positionnement de la concession (statistiques Opendata Enedis - exercice 2021 - hors 4 dpts petite couronne parisienne)



Âges moyens par technologie de réseau HTA

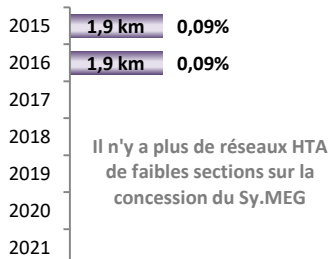


Comparaison des âges moyens HTA avec les statistiques AEC (ex 2020 - 37 AODE)

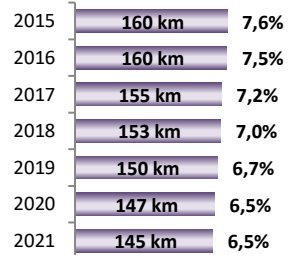


Points de vigilance du réseau HTA

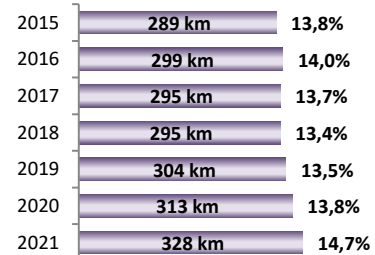
Evolution du réseau HTA de faible section



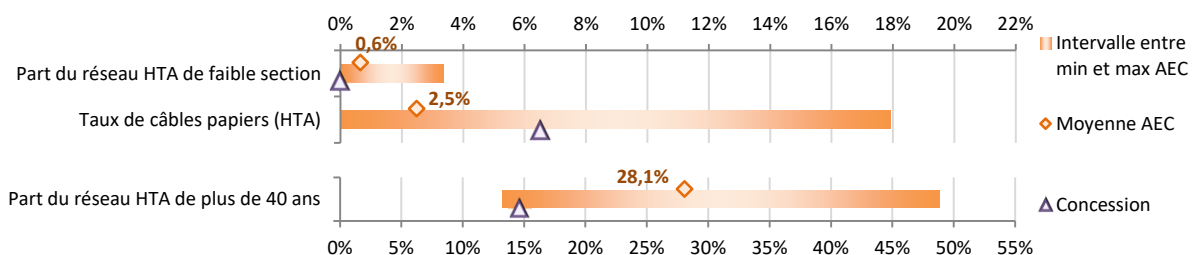
Evolution du réseau HTA en câble papier



Evolution du réseau HTA âgé de plus de 40 ans



Comparaison des taux des points de vigilance HTA avec les statistiques AEC (ex 2020 - 37 AODE)



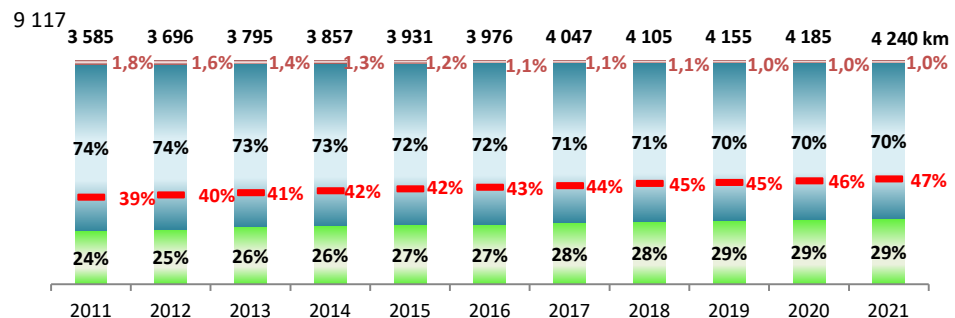
Les ouvrages concédés

Le réseau BT

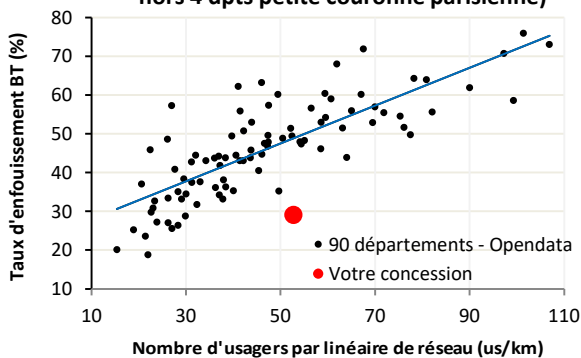
Nombre de départs BT

Le réseau BT de la concession

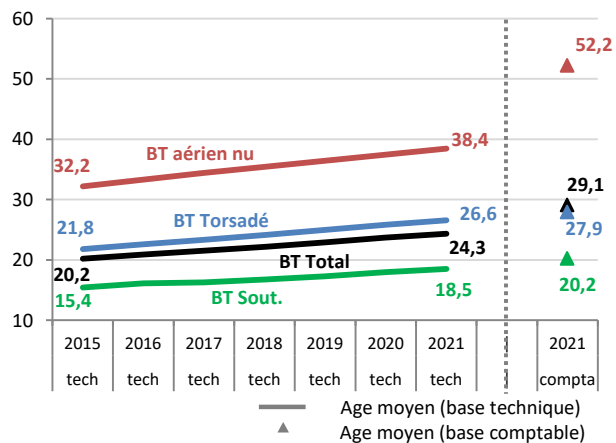
- Taux réseau aérien nu
- Taux réseau aérien torsadé
- Taux réseau souterrain
- Taux enf. BT Opendata Enedis (hors 4 dpts IDF)



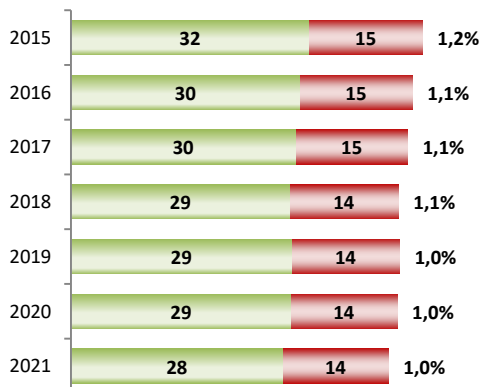
Positionnement de la concession (statistiques Opendata Enedis - exercice 2021 - hors 4 dpts petite couronne parisienne)



Âges moyens par technologie de réseau BT



Répartition du réseau BT aérien nu (km)

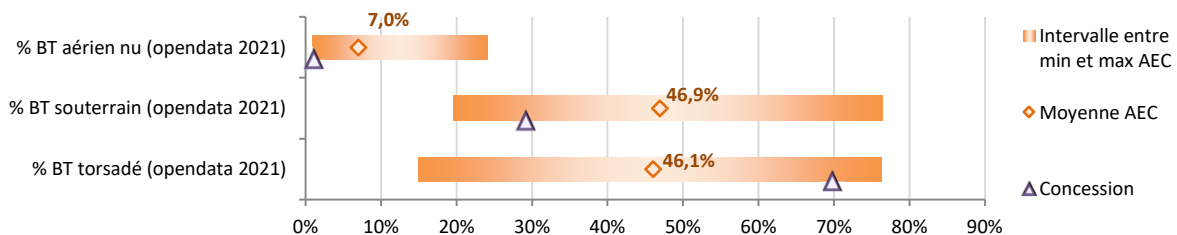


Evolution du réseau BT aérien de faible section (km)

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

- Rural
- Urbain

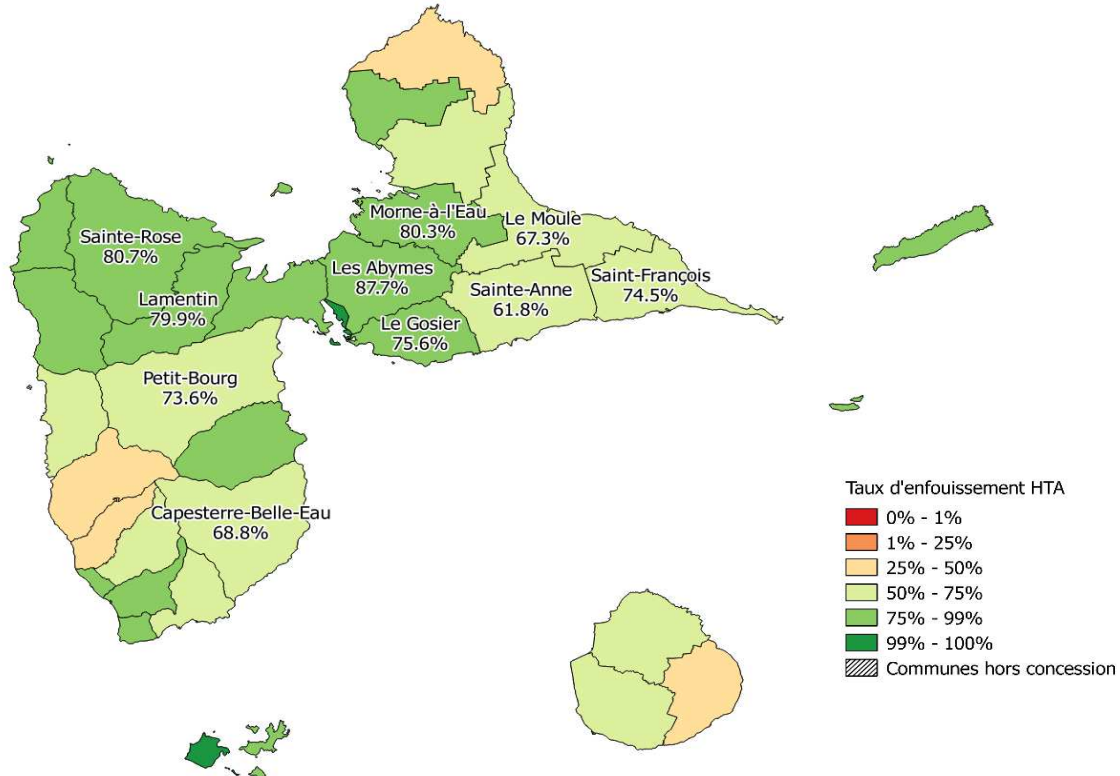
Comparaison des taux par technologie BT avec les statistiques AEC (ex 2020) ou Opendata (ex 2021)



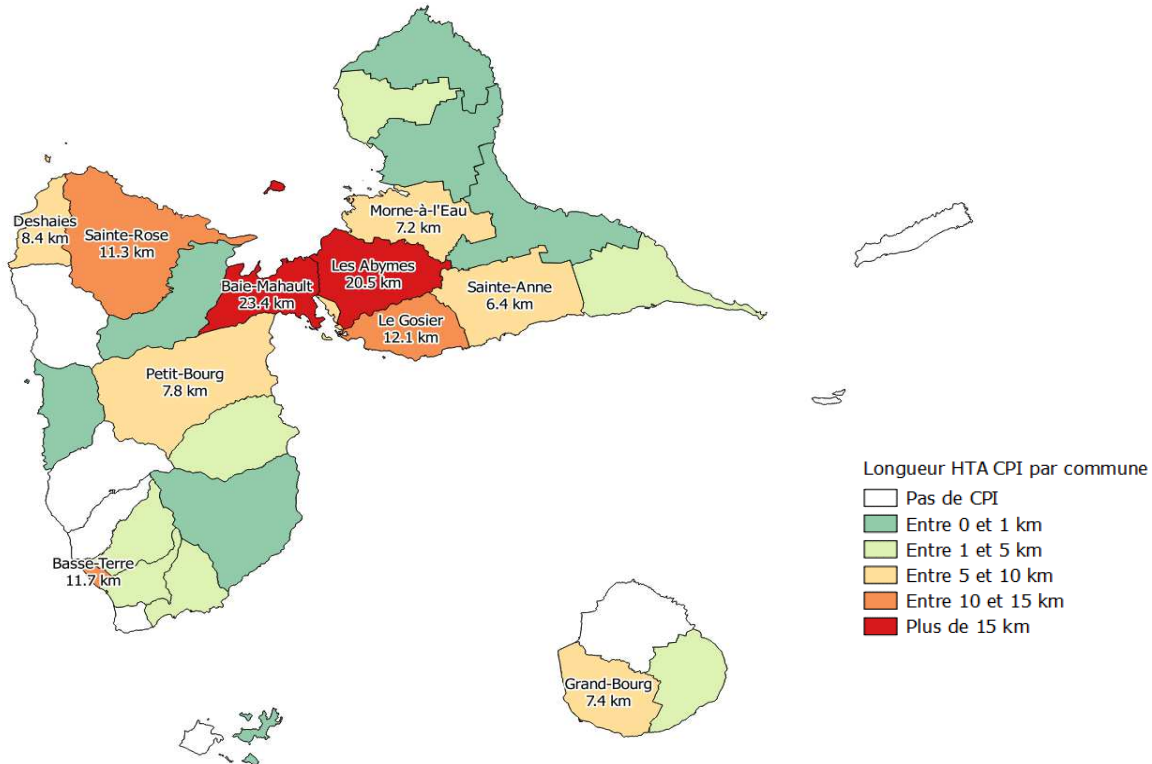
Les ouvrages concédés

Le réseau HTA

Taux d'enfouissement des réseaux HTA par commune (par rapport au linéaire total HTA)



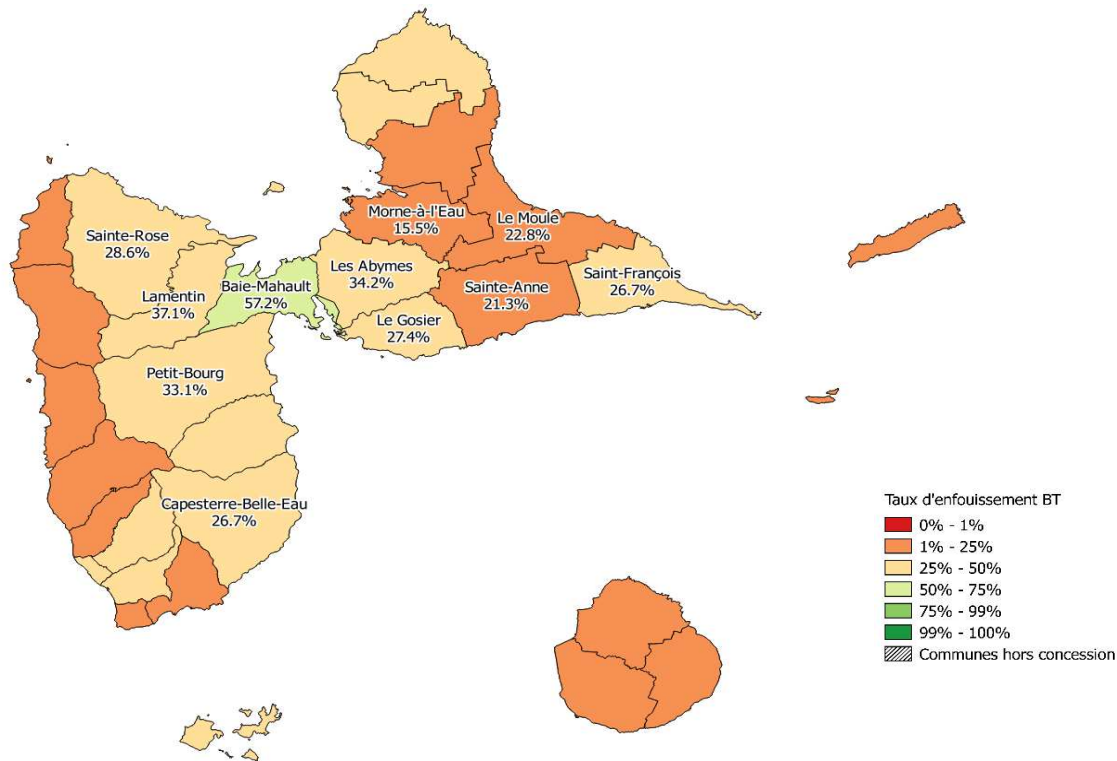
Longueurs des réseaux HTA CPI par commune



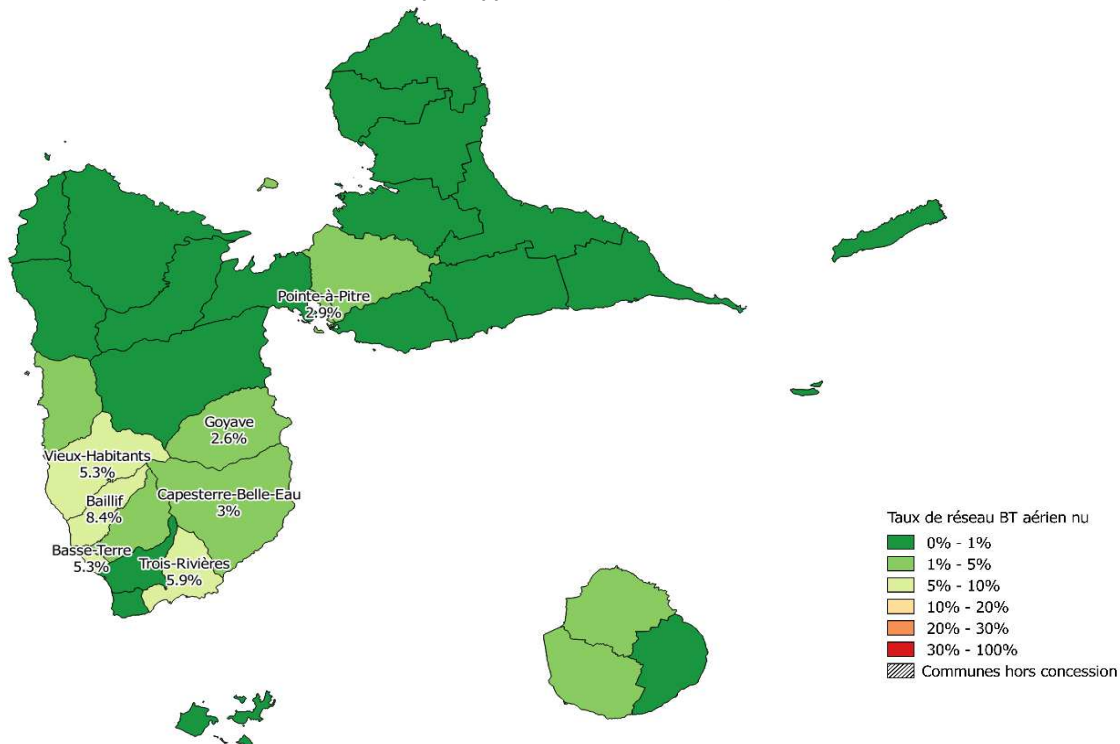
Les ouvrages concédés

Le réseau BT

Taux d'enfouissement des réseaux BT par commune (par rapport au linéaire total BT)



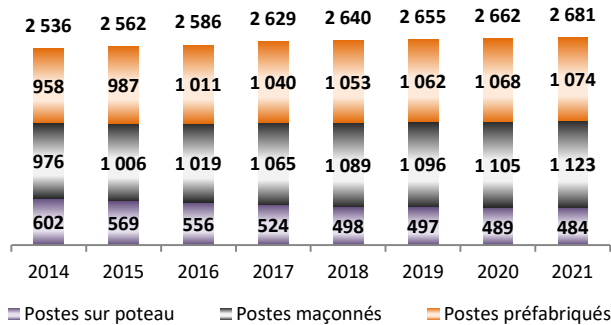
Taux de réseaux BT aérien nu par commune (par rapport au linéaire total BT)



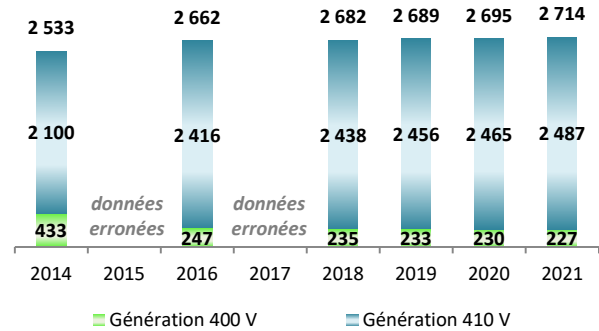
Les ouvrages concédés

Les postes et les transformateurs HTA/BT

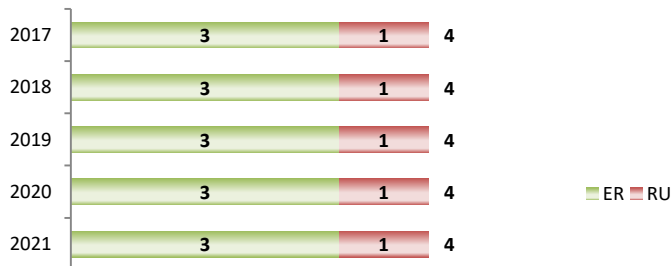
Evolution de la répartition des postes HTA/BT



Répartition des transformateurs par génération



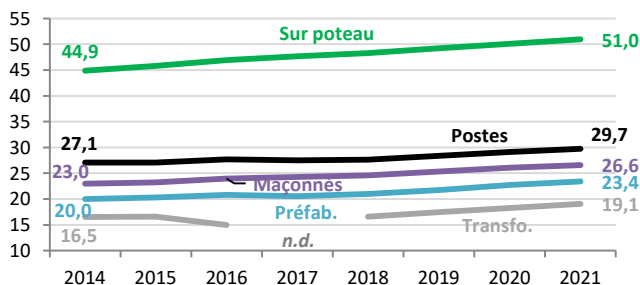
Evolution de la répartition des cabines hautes



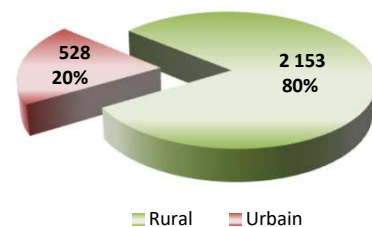
Les transformateurs de type "400 V" ont été fabriqués jusqu'en 1988, puis ils ont été remplacés par les transformateurs de type "410 V" qui autorisent désormais un réglage maximal de +5% de la tension, contre +2,5% pour la génération précédente.

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

Ages moyens par technologie de postes et de transformateurs

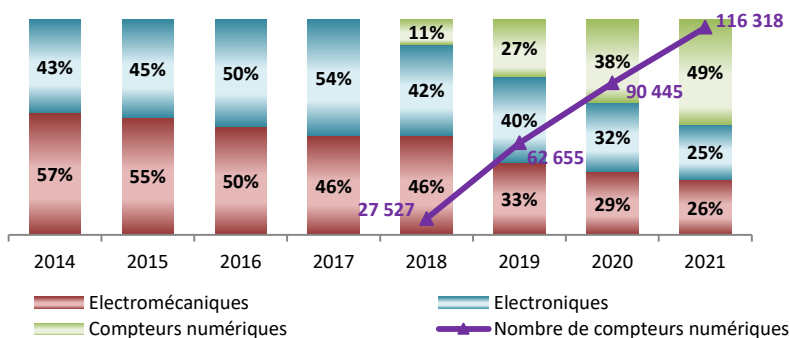


Répartition des postes selon les régimes urbain et rural sur le dernier exercice

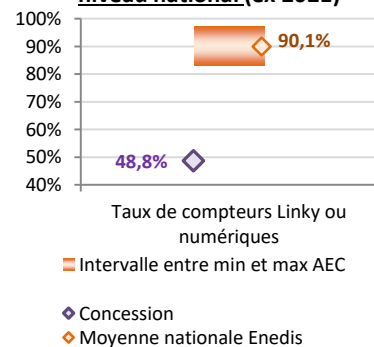


Les appareils de comptage

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



Comparaison de la part de compteurs C5 Linky avec les statistiques Enedis au niveau national (ex 2021)

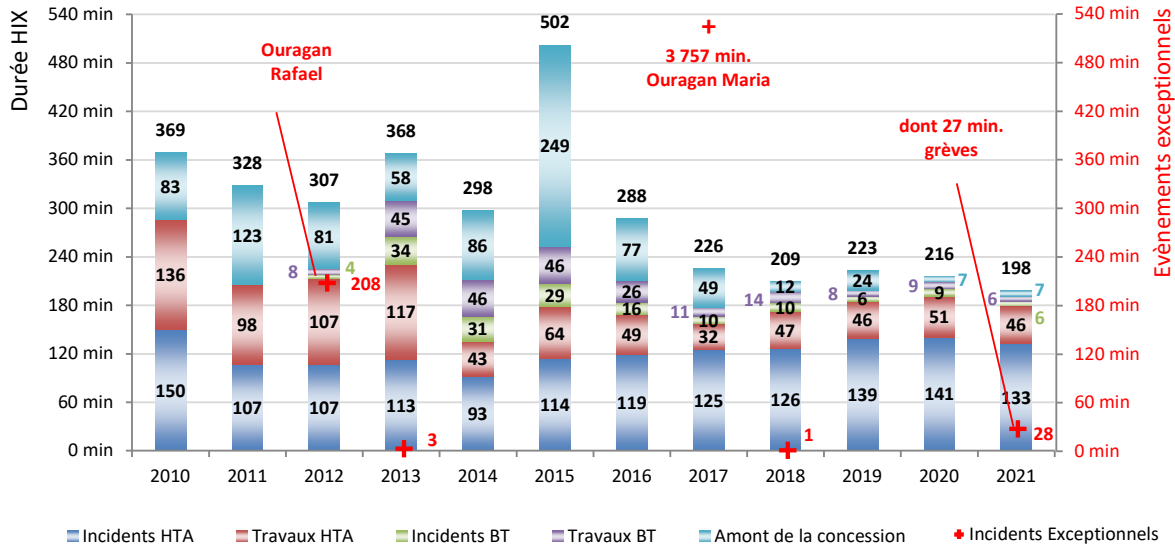


Continuité d'alimentation de la concession

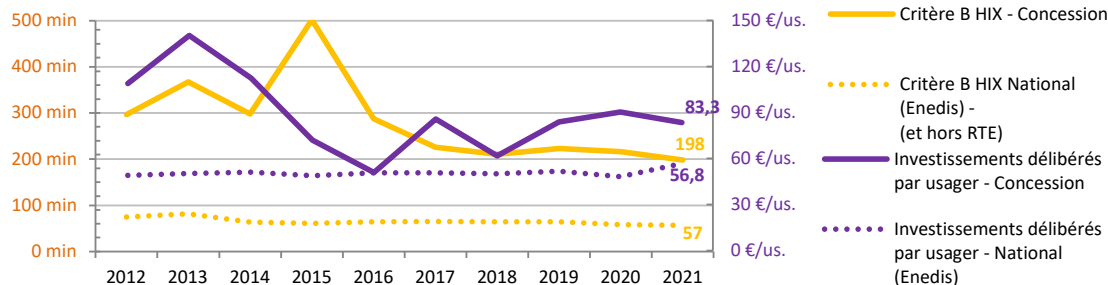
La durée moyenne de coupure

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, à 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 (en minutes)

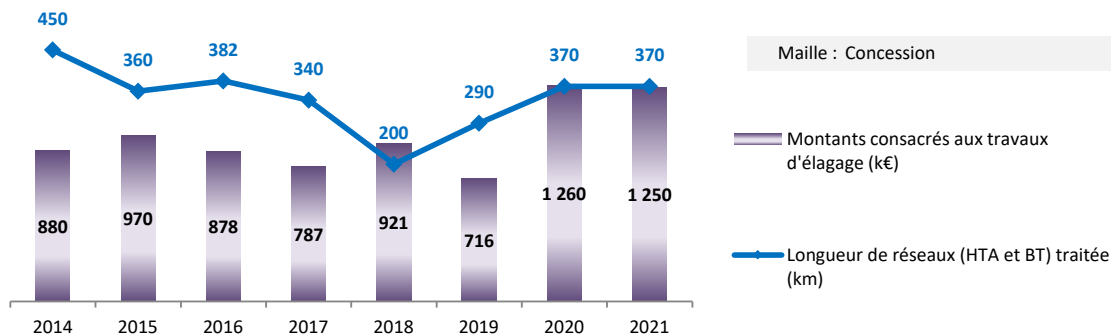


Croisement du critère B HIX et des investissements délibérés d'EDF SEI (hors raccordements et hors compteurs)



Elagage

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

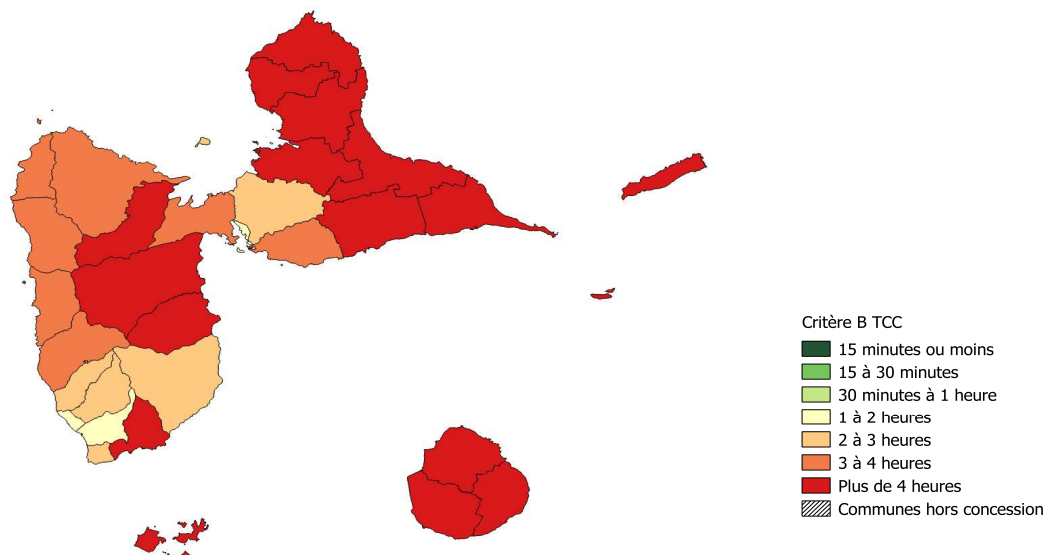


Continuité d'alimentation de la concession

La durée moyenne de coupure

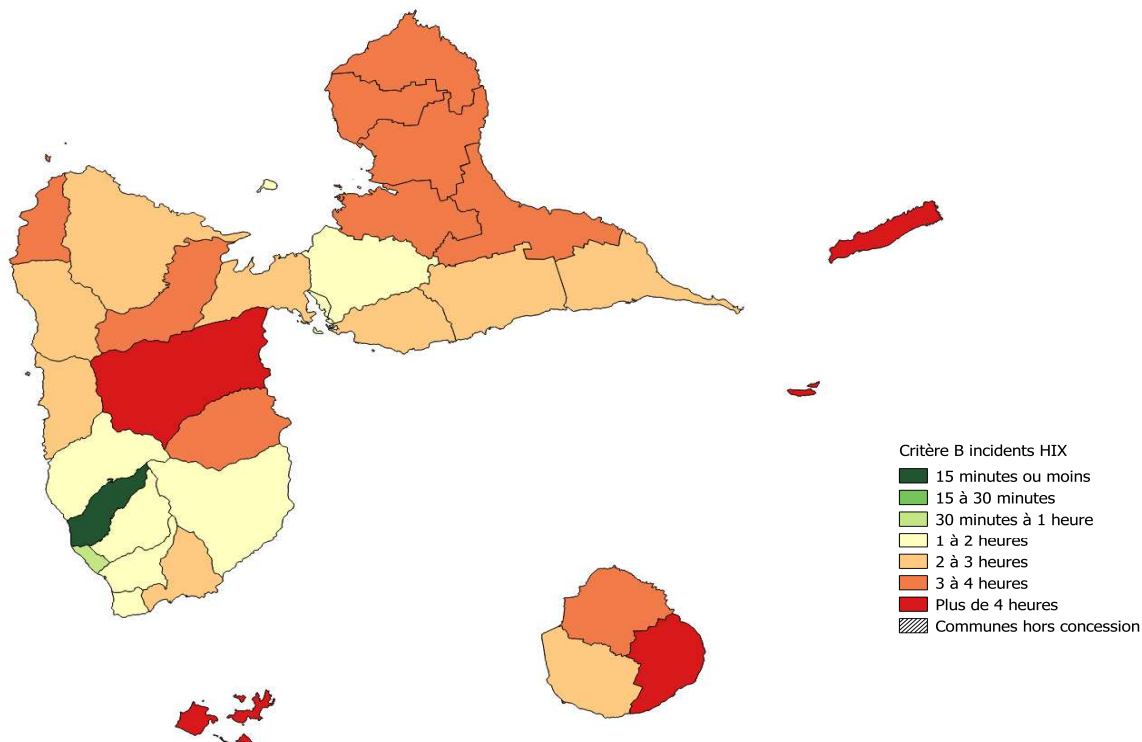
Critère B TCC par commune - Moyenne exercices 2019 à 2021

(comprenant : travaux et incidents, HTA et BT, Postes Sources et Transport, et les coupures qualifiées en "exceptionnelles")



Critère B sur incidents HIX par commune - Moyenne exercices 2019 à 2021

(comprenant : incidents HTA, incidents BT et incidents Postes Sources)

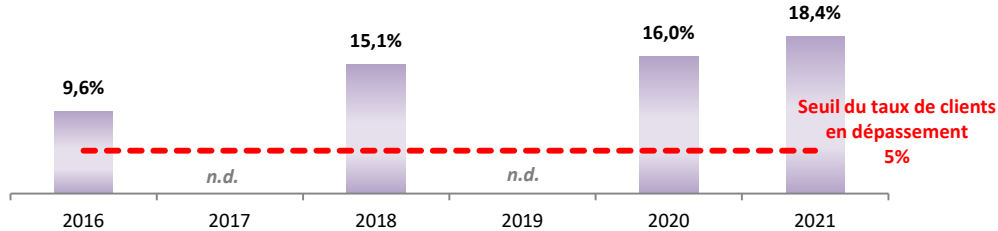


Les cartes ci-dessus permettent de visualiser les grandes zones qui ont connu des temps de coupure moyens par usager supérieurs au reste du territoire. Les résultats sur une seule année d'une commune ne peuvent être utilisés en absolu pour évaluer la continuité de fourniture. Seules des analyses de moyennes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

Continuité d'alimentation de la concession

Seuils du décret qualité

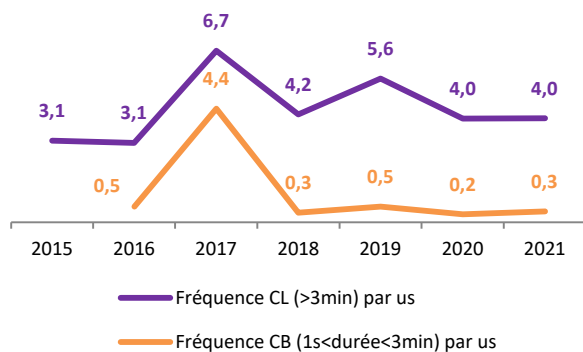
Taux d'usagers (BT et HTA) de la concession au delà des seuils sur la continuité de fourniture (6 coupures longues, 35 coupures brèves et 13 heures de coupures cumulées)



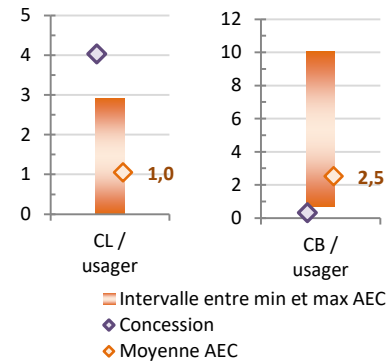
Le décret "Qualité" du 24 décembre 2007 et son arrêté, modifiés en 2010, établissent des seuils en termes de continuité et de qualité de tension. Pour la continuité, les seuils sont 6 coupures longues, 35 coupures brèves et 13 heures de coupures cumulées sur l'année. Lorsque le taux global d'usagers touchés dépasse 5%, le concessionnaire a l'obligation de présenter un plan d'actions à l'AODE.

Les fréquences de coupure (HIX)

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

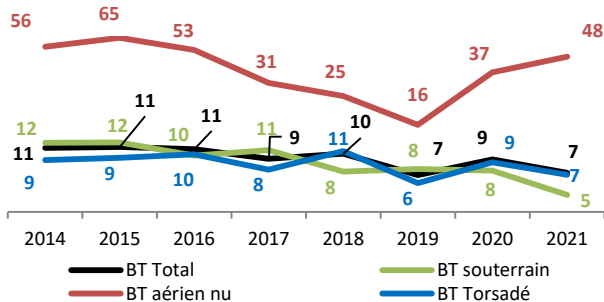


Comparaison des fréquences de coupure avec les statistiques AEC (ex 2020 - 37 AODE)

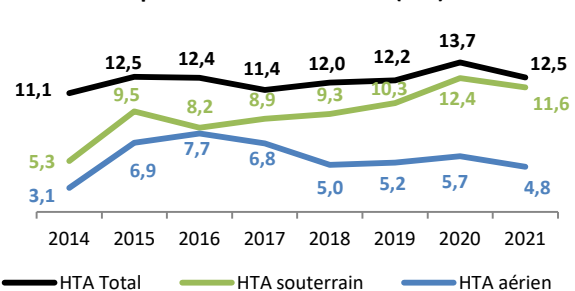


Les taux d'incidents pour 100 km de réseau (HIX)

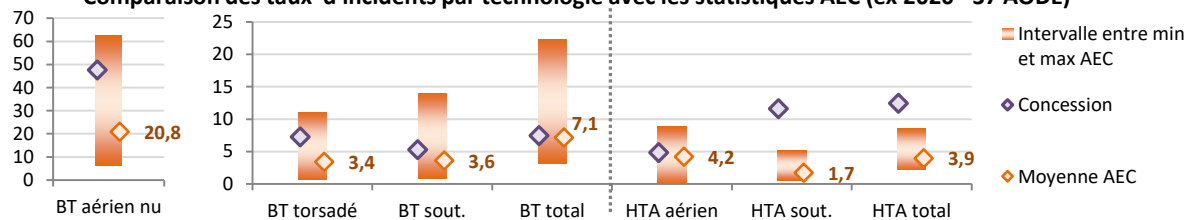
Evolution du nombre d'incidents BT pour 100 km de réseaux (HIX) - échelle log.



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



Comparaison des taux d'incidents par technologie avec les statistiques AEC (ex 2020 - 37 AODE)



Qualité de l'électricité distribuée

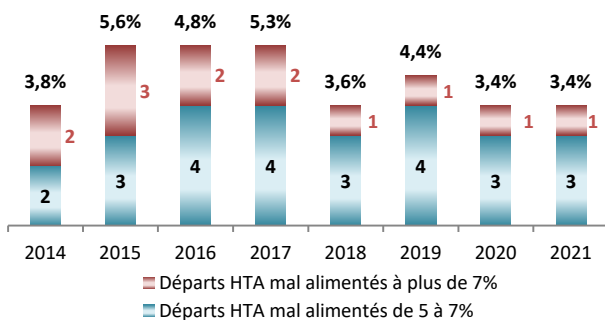
Les contraintes de tension sur les réseaux HTA et BT

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.

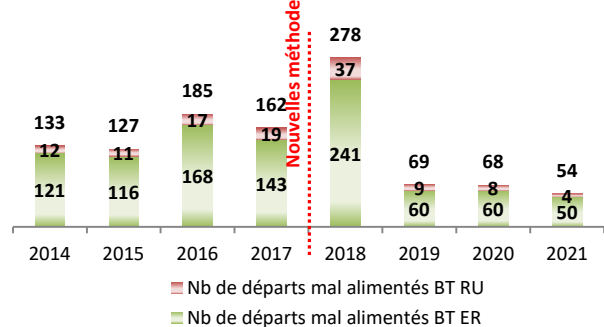
Un départ BT est en contrainte de tension lorsque le niveau de tension sort de la fourchette [-10%, +10%] de la tension nominale de 230 V, c'est-à-dire entre 207 V et 253 V.

En 2018, les quantités des DMA et CMA ont évolué suite aux modifications de paramètres dans les outils de calcul. Il s'agit notamment, et selon Enedis, de l'amélioration de la précision des profils des charges grâce à Linky et aussi de la prise en compte dans le calcul de l'interdiction de prise de transformation à +5% en cas de présence de producteur en aval du poste HTA/BT.

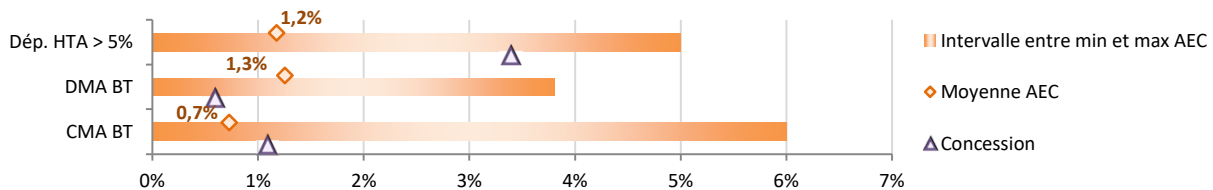
Evolution du nombre et du taux de départs HTA avec une CT supérieure à 5%



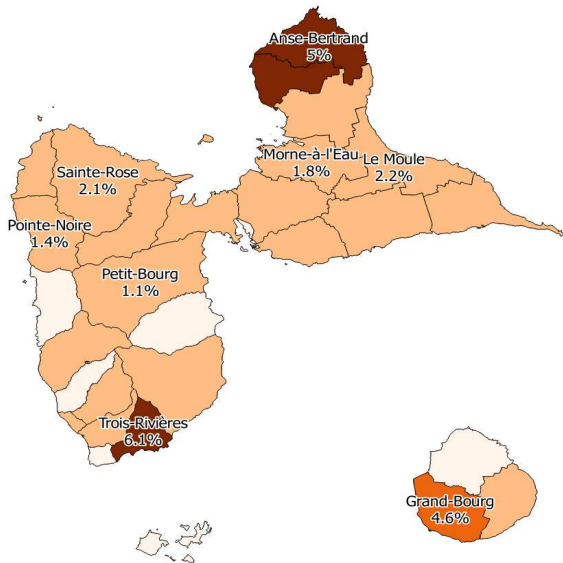
Evolution du nombre de départs BT mal alimentés par zone



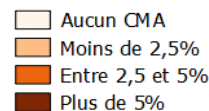
Comparaison avec les statistiques AEC (ex 2021 - 76 AODE)



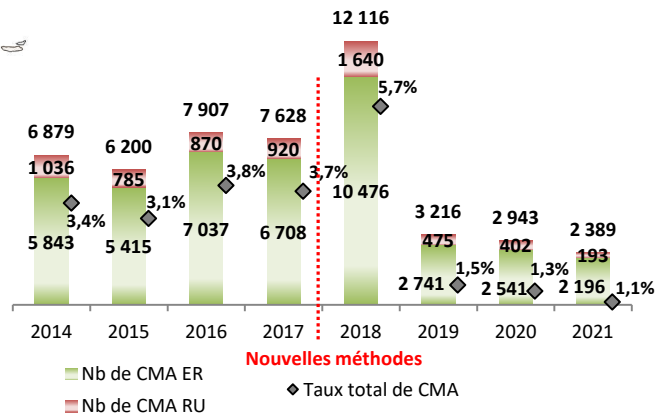
Taux de clients mal alimentés sur la concession en 2021



Taux de Clients Mal Alimentés (CMA)



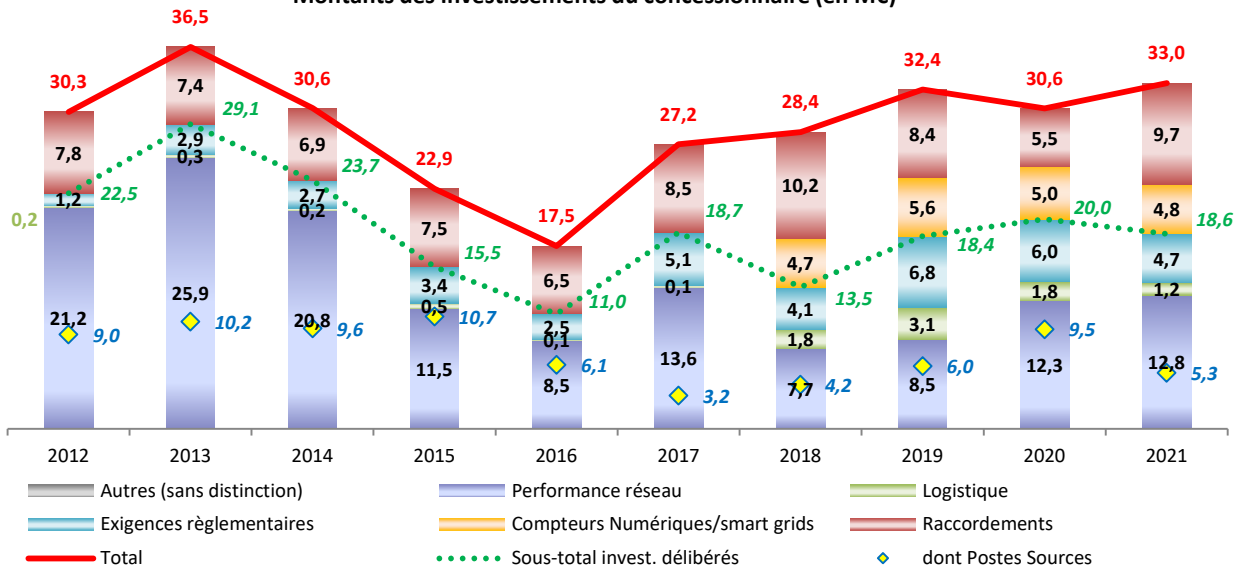
Evolution du nombre et du taux de CMA selon les zones



Les investissements du concessionnaire

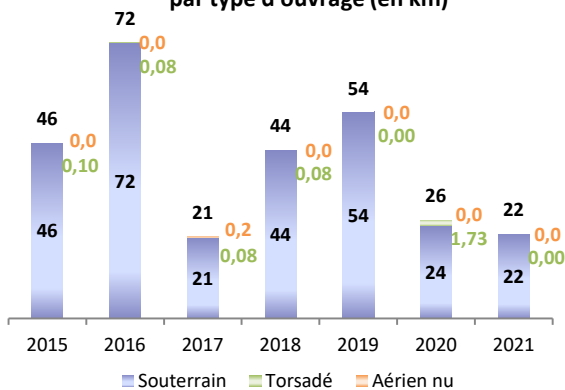
Montants des investissements du concessionnaire

Montants des investissements du concessionnaire (en M€)

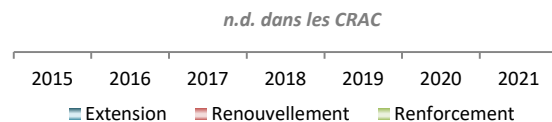


Réseaux HTA mis en service sous maîtrise d'ouvrage du concessionnaire

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

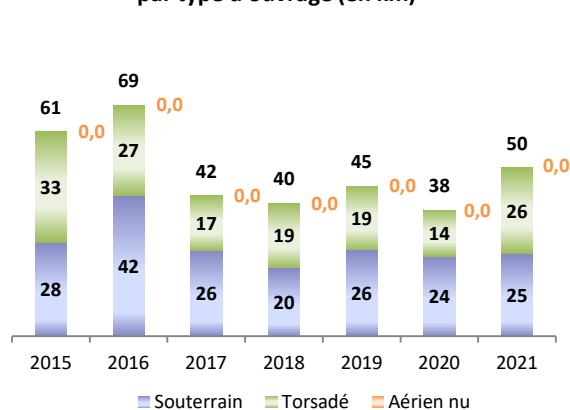


Longueurs HTA mises en service par nature de travaux (en km)



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

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



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



Les éléments patrimoniaux

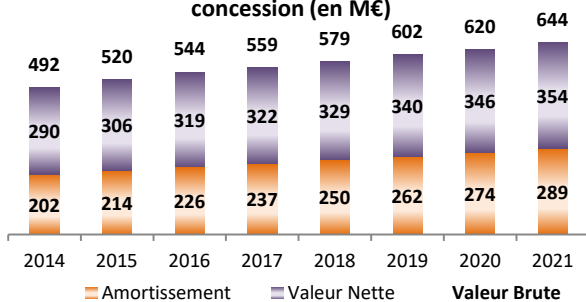
La valorisation du patrimoine concédé

VB : Valeur brute ;

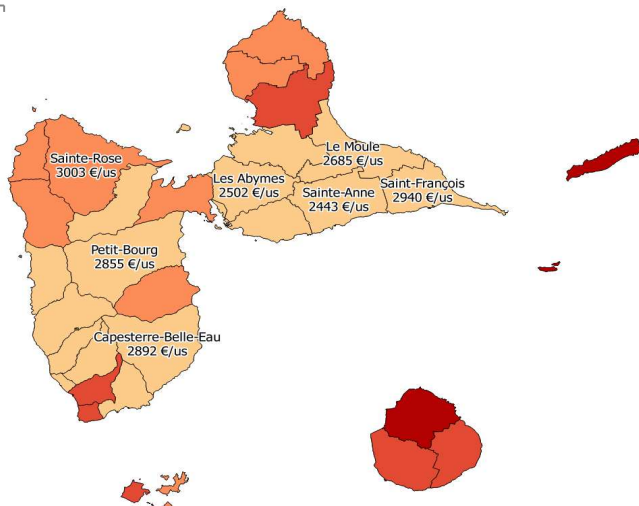
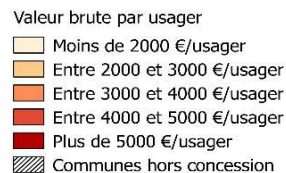
AMORT : Amortissement. Il est linéaire et sa durée varie en fonction de la nature des ouvrages ;

VNC : Valeur Nette Comptable des immobilisations en concession correspondant à la valeur brute diminuée des amortissements.

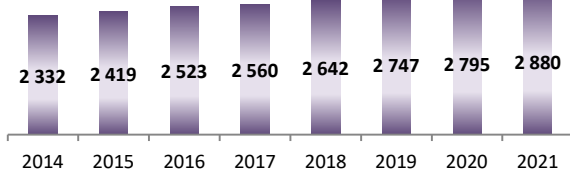
Evolution des immobilisations en concession (en M€)



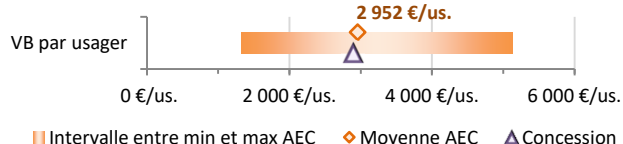
Valeur brute par usager sur la concession



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

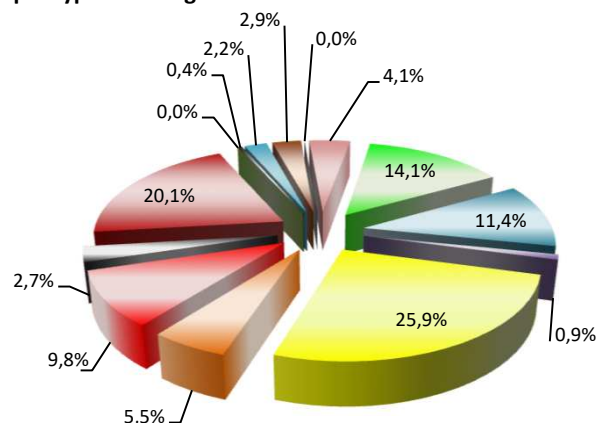


Comparaison du ratio de VB/us. avec les statistiques AEC (ex 2021 - 76 AODE)



Répartition de la valeur brute par type d'ouvrage

	VB 2021	Evol. 20/21
Réseau BT Souterrain	90 439 k€	5%
Réseau BT Torsadé	73 385 k€	3%
Réseau BT Aérien Nu	5 875 k€	0%
Réseau HTA Souterrain	166 959 k€	3%
Réseau HTA Aérien	35 370 k€	2%
Postes HTA/BT	62 874 k€	3%
Transformateurs	17 633 k€	2%
Ouvrages de branchement non localisés	129 119 k€	1%
Ouvrages collectifs de branchement	67 k€	-
Concentrateurs Linky	2 439 k€	28%
Comptage non localisés	14 458 k€	-6%
Compteurs Linky	18 557 k€	27%
Compteurs marché d'affaires	0 k€	-
Autres biens localisés et non localisés	26 497 k€	22%



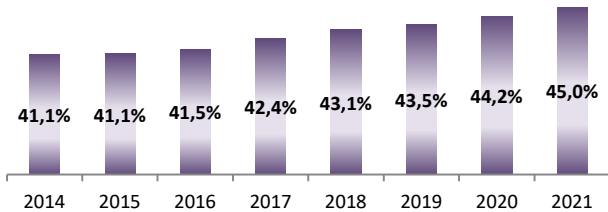
Les concentrateurs ont été ajoutés par Enedis dans le CRAC et les données patrimoniales depuis 2018. Dans le CRAC, ils sont confondus avec les valeurs des Postes HTA/BT.

Les Ouvrages Collectifs de Branchement (OCB), y compris les Dérivations Individuelles (DI), ainsi que les compteurs "marchés d'affaires" ont été localisés comptablement en 2018.

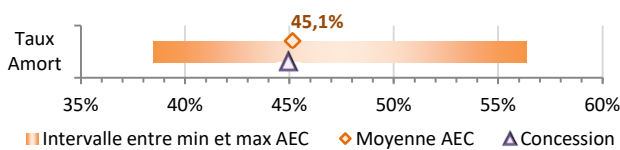
Les éléments patrimoniaux

Le taux d'amortissement des ouvrages

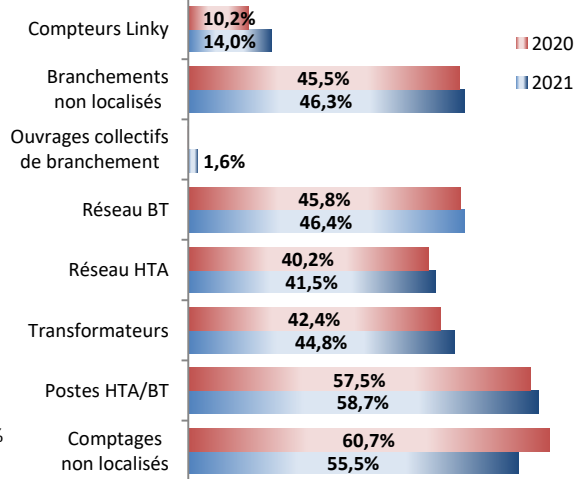
Evolution du taux d'amortissement des ouvrages



Comparaison du taux d'amortissement avec les statistiques AEC (ex 2021 - 76 AODE)



Taux d'amortissement par type d'ouvrage

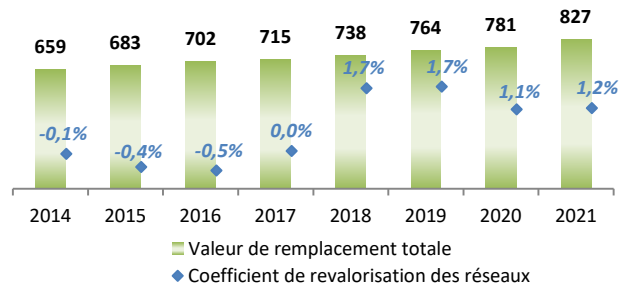


La valeur de remplacement

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

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

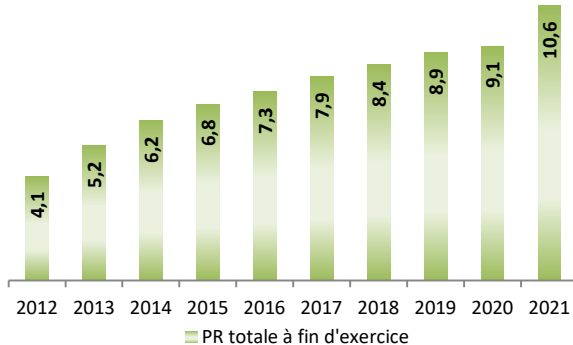
Evolution de la valeur de remplacement (en M€)



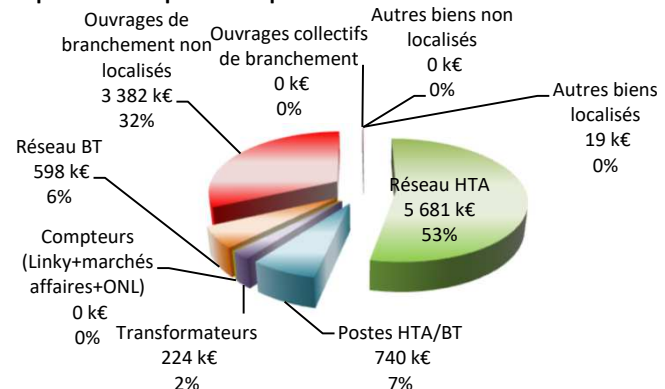
Les provisions pour renouvellement

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

Evolution des provisions pour renouvellement constituées (en M€)



Répartition des provisions pour renouvellement constituées

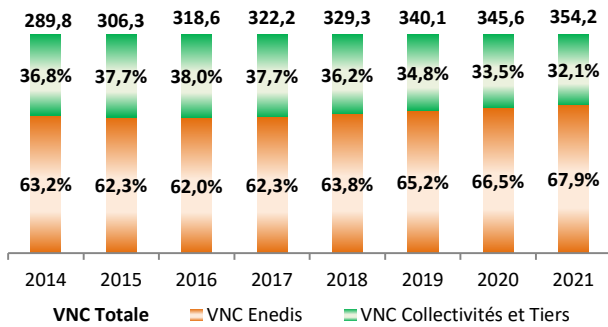


Contrairement aux concessions de la métropole, la Guadeloupe n'a pas été concernée par les prolongements de durée de vie comptable des réseaux BT Torsadés et des transformateurs, et donc il n'y a pas eu de reprises de PR. Elle n'a pas non plus été concernée par la modification du calcul des dotations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

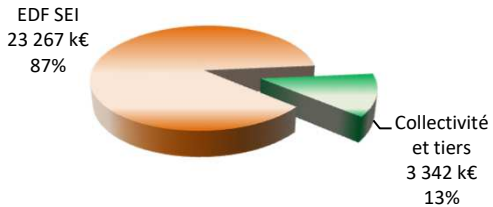
Les éléments patrimoniaux

La répartition de l'origine de financement des immobilisations

Evolution de l'origine de financement de la Valeur Nette Comptable des mises en service (en M€)



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



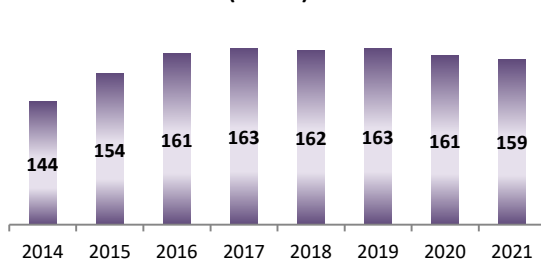
Statistiques AEC (ex 2021 - 76 AODE)

	Financement Enedis (metropole)	Financement Collectivité
Minimum	46%	15%
Moyenne	67%	33%
Maximum	85%	54%

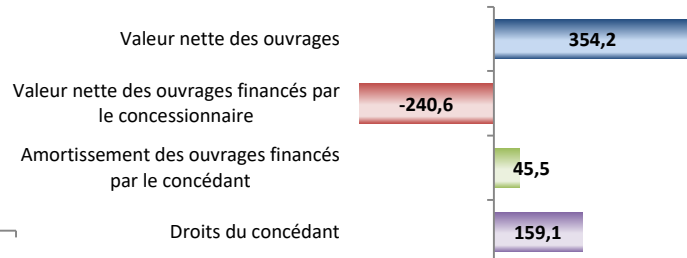
Les droits du concédant

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

Evolution des droits du concédant (en M€)

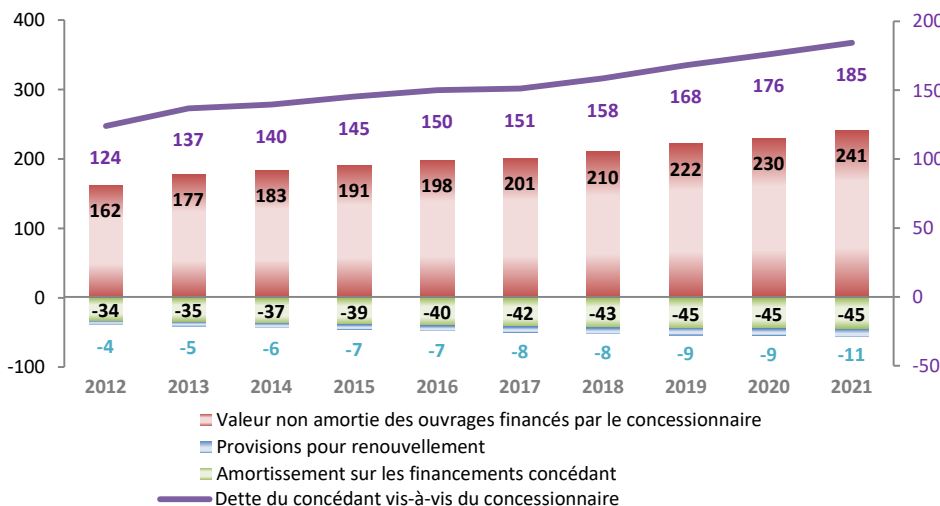


Décomposition des droits du concédant sur le dernier exercice (en M€)



Les dettes et créances réciproques

Evolution des dettes et créances réciproques (en M€)



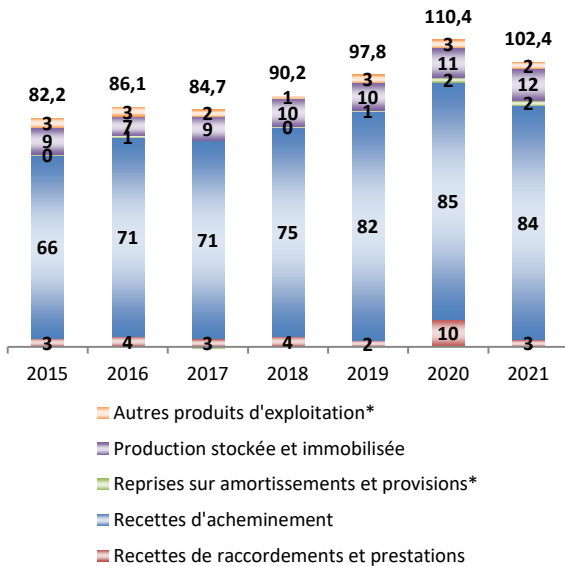
Un solde des dettes et créances réciproques **positif** traduit une position de dette de la Collectivité envers le concessionnaire.

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

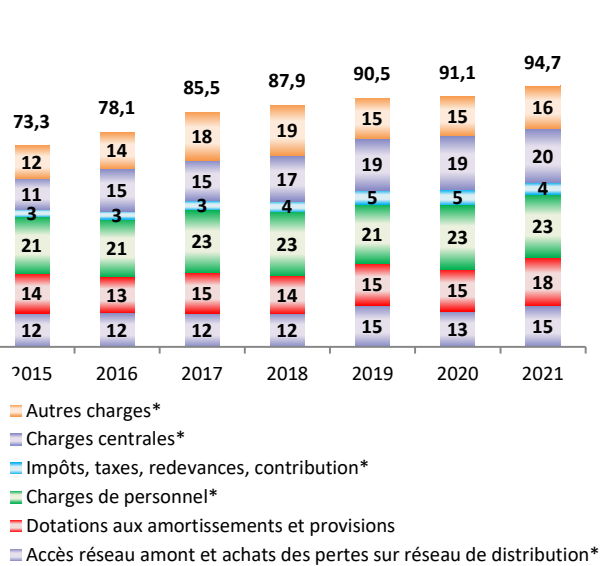
Le compte d'exploitation

Montants des produits et charges d'exploitation du concessionnaire

Evolution des produits d'exploitation (M€)



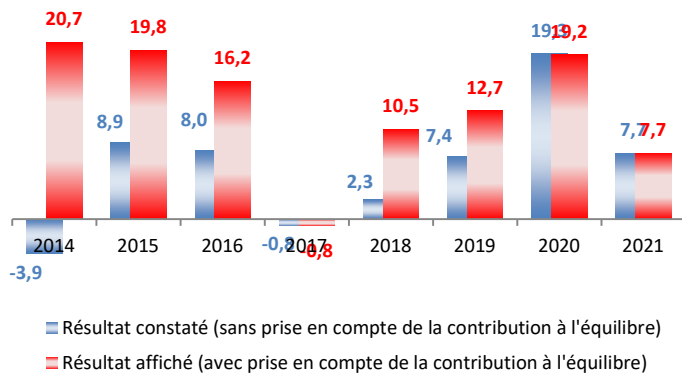
Evolution des charges d'exploitation (M€)



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

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

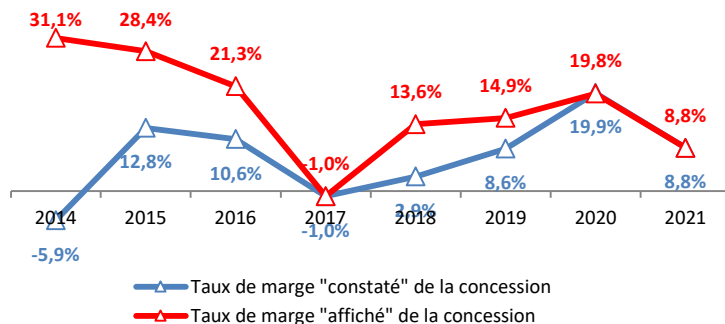
Evolution des résultats "constaté" et "affiché" de la concession (M€)



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

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

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



Le taux de marge 'affiché' est identique quelle que soit la concession considérée. Ce taux de marge 'affiché' est également identique à celui de la société 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).

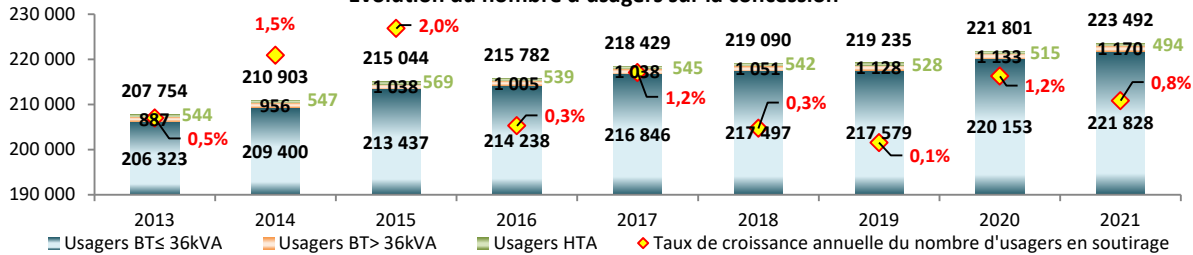
Les usagers de la concession

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

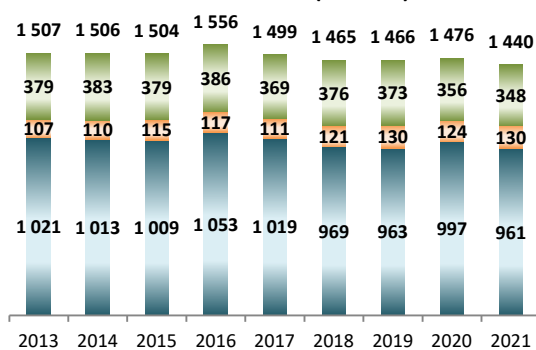
La répartition des usagers

Evolution du nombre d'usagers sur la concession

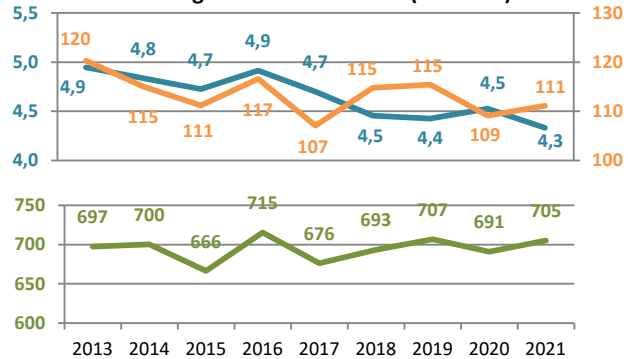


La répartition des consommations des usagers

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

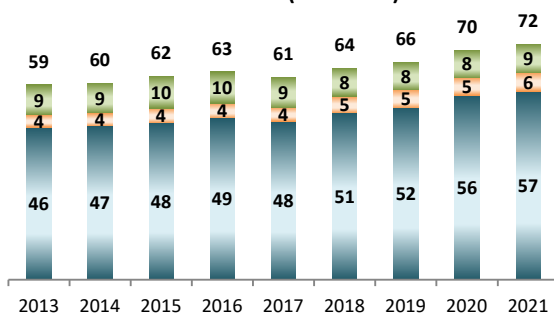


Evolution de la consommation moyenne des usagers de la concession (en MWh)

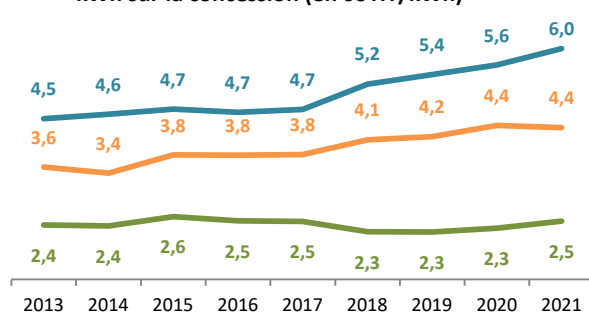


La répartition des recettes d'acheminement des usagers

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

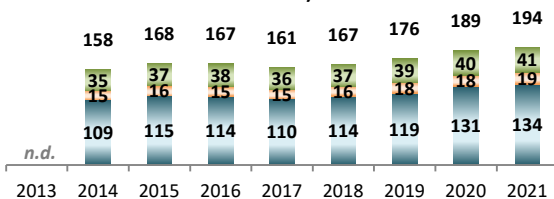


Evolution du prix moyen d'acheminement du kWh sur la concession (en c€ HT/kWh)

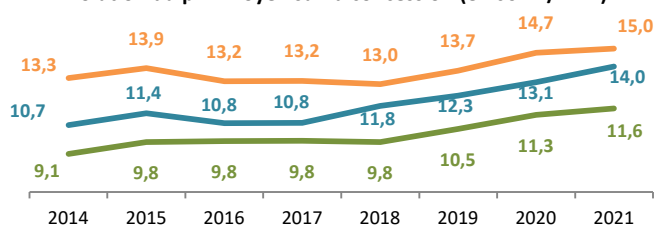


La répartition des recettes de fourniture (comprenant une part acheminement)

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



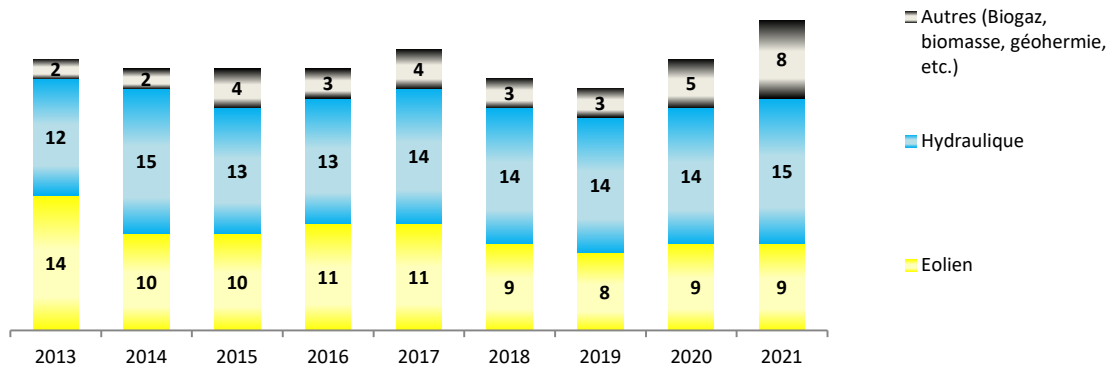
Evolution du prix moyen sur la concession (en c€ HT/kWh)



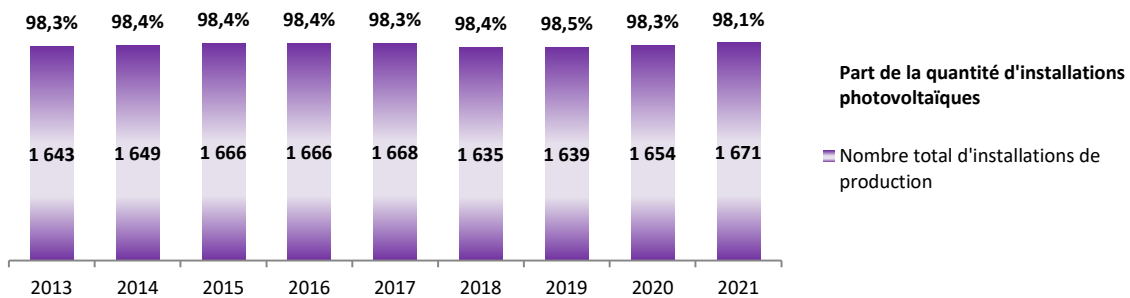
Les usagers de la concession

La répartition des producteurs

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

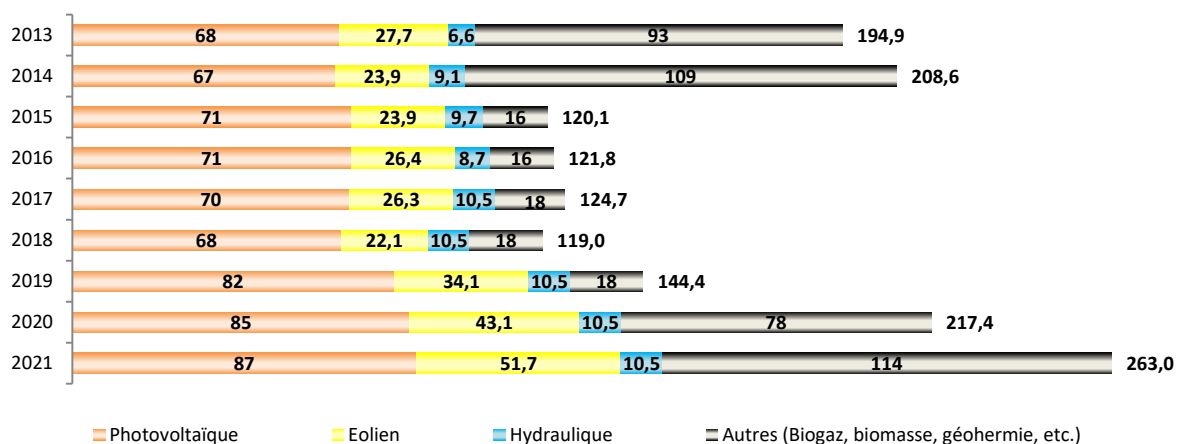


Evolution du nombre **total** d'installations de production et
évolution de la part des installations photovoltaïques



La répartition des puissances de production

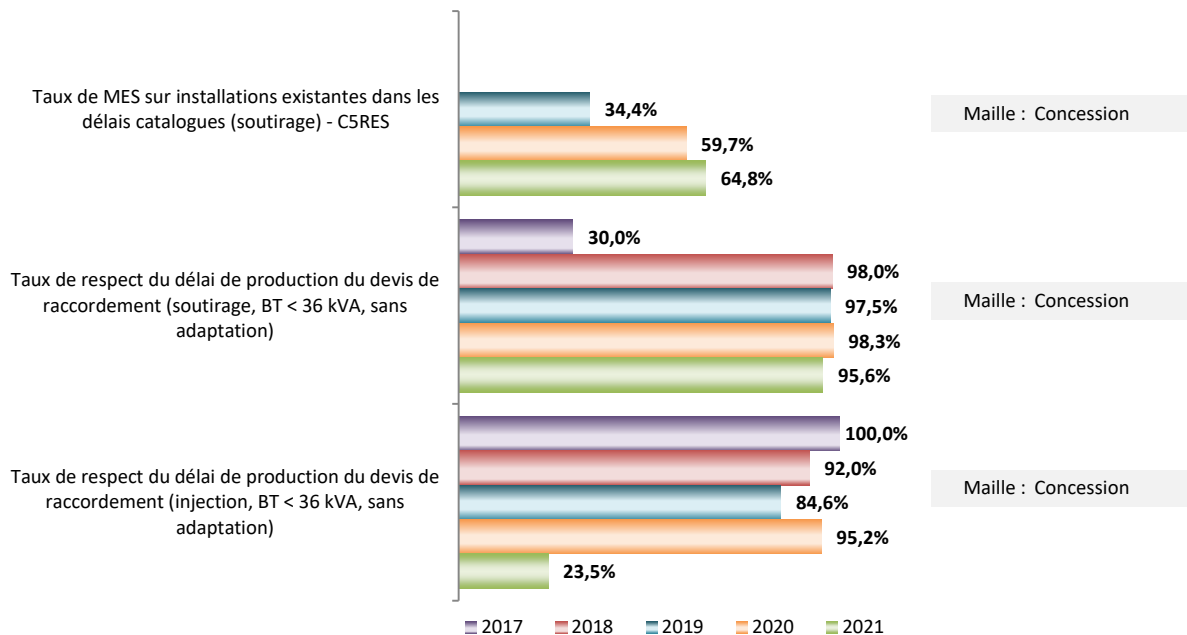
Evolution des puissances totales des installations de productions
(en MVA)



Dans le CRAC 2021 de la concession, EDF SEI présente également les 7 installations thermiques d'une puissance globale de 301 MVA, mais ces dernières sont connectées au réseau de transport et non au réseau de distribution. Elles ne sont donc pas dans le périmètre concessif.

Les raccordements en soutirage et en injection

Indicateurs - Raccordements



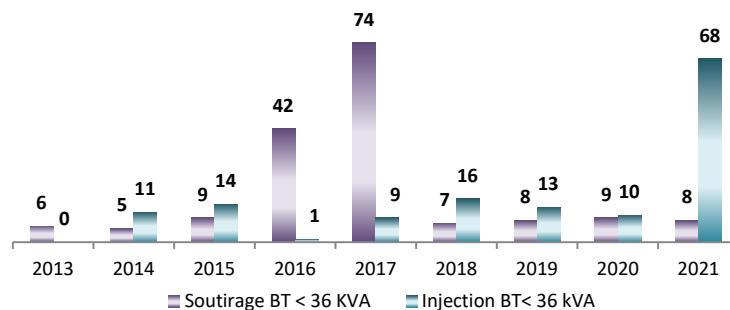
Délai moyen de production de devis pour raccordements

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

Mailles :

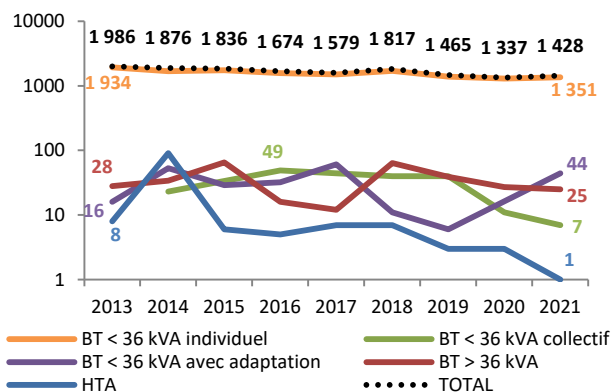
Soutirage : Concession

Injection : Concession



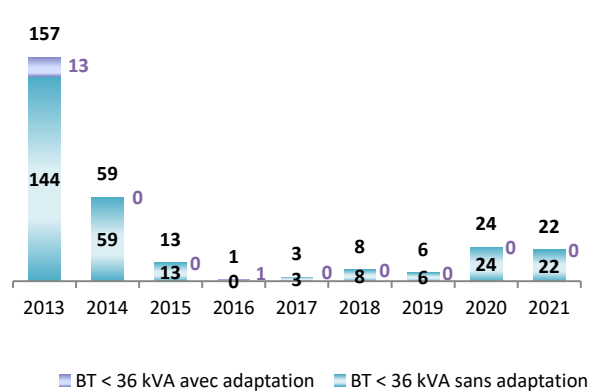
Volume annuel des raccordements

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



Maille Soutirage : Concession

Evolution du nombre de raccordements (BT) en injection



Maille Injection : Concession

Les services aux usagers du distributeur

La relève

Taux d'index électricité relevés et auto-relevés
par semestre (C5 RES)*



Les changements de fournisseurs

Taux de changements de fournisseurs réalisés
dans les délais standards (C5 RES)

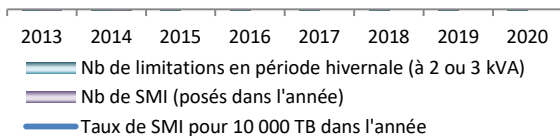


* Hors auto-relevés des fournisseurs

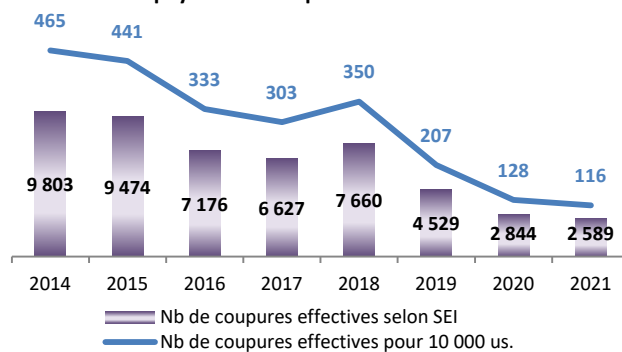
Les coupures pour impayés

Evolution des réductions de puissance enregistrées par le
fournisseur

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

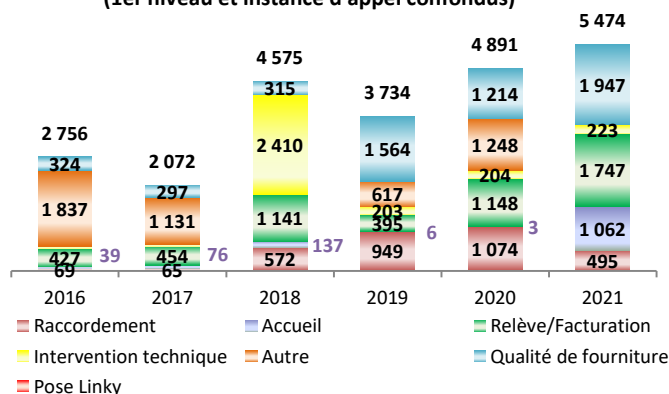


Evolution du nombre de coupures effectives pour
impayés réalisées par le distributeur

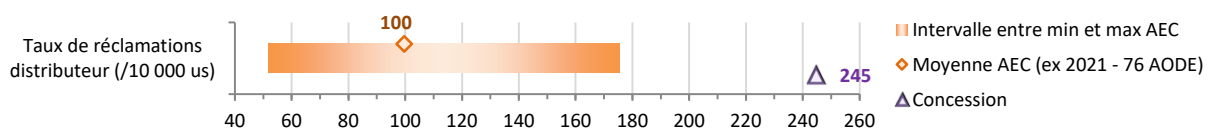
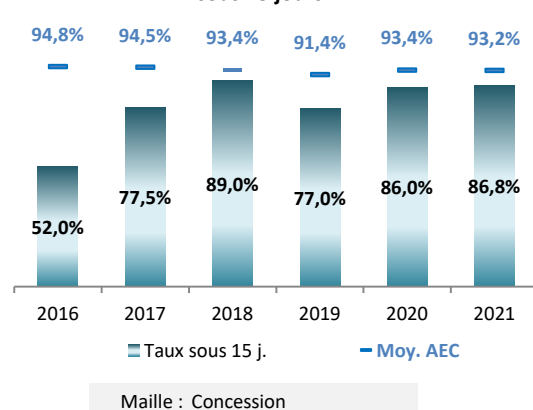


Les réclamations

Evolution de la répartition des réclamations
(écrites et orales) par item
(1er niveau et instance d'appel confondus)



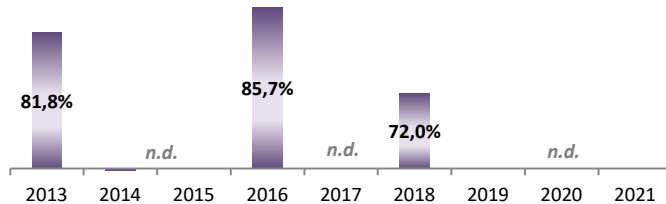
Evolution du taux de réponse aux réclamations
sous 15 jours



Les services du fournisseur aux usagers aux tarifs réglementés

L'accueil des usagers

Taux de réussite aux appels téléphoniques

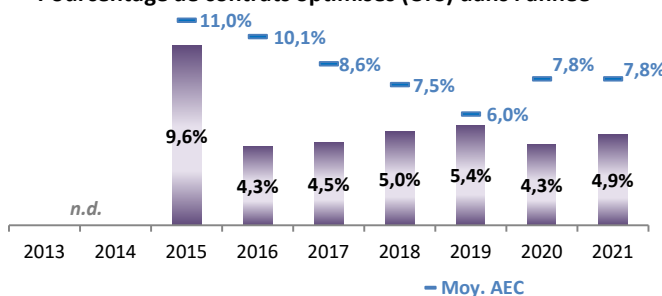


Maille : Nationale

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

Les services aux usagers

Pourcentage de contrats optimisés (CTS) dans l'année



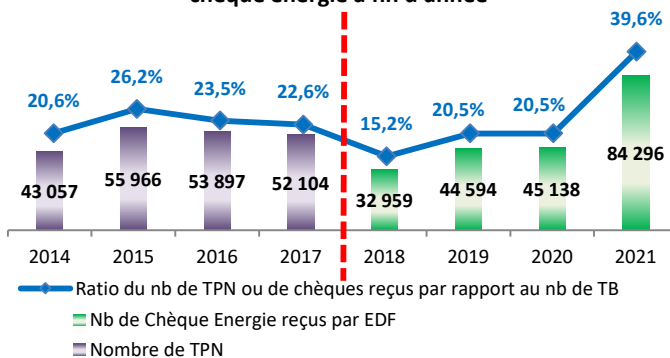
Taux de factures basées sur un auto-relevé

n.d. dans les CRAC

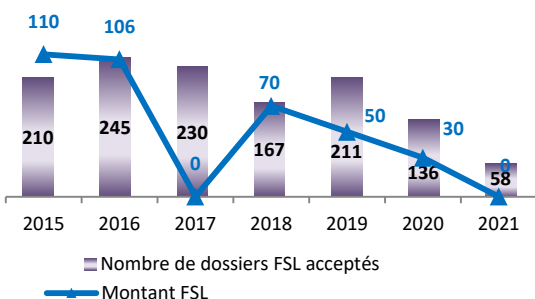
Les usagers en difficultés financières

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

Evolution du nombre de bénéficiaires du TPN puis chèque énergie à fin d'année



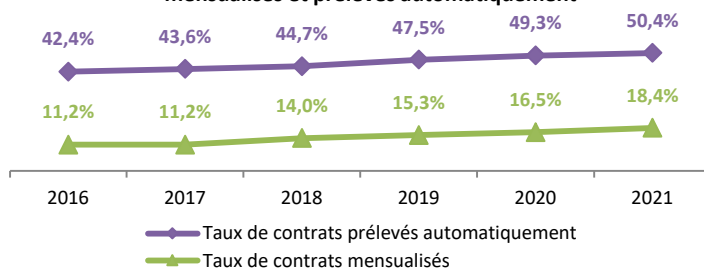
Evolution du montant alloué par EDF au FSL (en k€) et du nombre de dossiers aidés



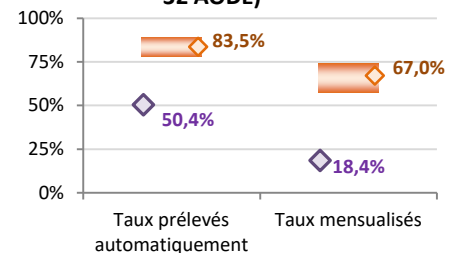
Au 1^{er} janvier 2018 le TPN a été supprimé et remplacé par le Chèque Energie.

Les facilités de règlement des factures

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



Comparaison des taux avec les statistiques "Enedis" d'AEC (ex 2020 - 32 AODE)





Syndicat Mixte d'électricité de la Guadeloupe – Sy.MEG

Analyse de la cohérence des états d'inventaire Exercice 2021

Décembre 2022 — Version 1

www.aeconseil.fr

18, rue de la Pépinière – 75008 PARIS

+33(0)1 44 70 78 10

contact@aeconseil.fr

Sy.MEG : Contrôle du reversement de la taxe communale sur la consommation d'électricité (TCCFE)

Exercice 2021



Table des matières

INTRODUCTION	3
1. ANALYSE DE LA COHERENCE GLOBALE DES BASES TECHNIQUE ET COMPTABLE.....	4
1.1 RAPPEL SUR LE CONTEXTE DES ECARTS D'INVENTAIRE	4
1.2 PRESENTATION DE LA METHODOLOGIE UTILISEE	5
2. ANALYSE DE LA COHERENCE GLOBALE DES ETATS D'INVENTAIRE	6
2.1 COHERENCE DES BASES CONCERNANT LES RESEAUX HTA	6
2.1.1. Cohérence globale des bases par typologie de réseau HTA.....	6
2.1.2. Cohérence des bases à la maille communale des réseaux HTA	8
2.1.3. Cohérence des bases par millésime sur les réseaux HTA	9
2.1.4. Cohérence de la base technique entre les millésimes de pose des réseaux HTA et les technologies utilisées 12	
2.2 COHERENCE DES BASES CONCERNANT LES RESEAUX BT	13
2.2.1. Cohérence globale des bases par typologie de réseau BT	13
2.2.2. Cohérence des bases à la maille communale des réseaux BT	14
2.2.3. Cohérence des bases par millésime sur les réseaux BT	16
2.2.4. Cohérence de la base technique entre les millésimes de pose des réseaux BT et les technologies utilisées 19	
2.3 COHERENCE DES BASES CONCERNANT LES TRANSFORMATEURS HTA/BT	20
3. ANALYSE DE DOSSIERS : FIABILITE DES INVENTAIRES TECHNIQUE ET COMPTABLE GERES PAR LE CONCESSIONNAIRE.....	21
3.1 PRESENTATION DES DOSSIERS ET CHAMPS D'OBSERVATION	21
3.2 ANALYSE DES INFORMATIONS ENREGISTREES DANS LES INVENTAIRES DU CONCESSIONNAIRE.....	23
4. CONCLUSION	25

Introduction

La cohérence entre les bases technique et comptable d'un gestionnaire de réseaux de distribution est essentielle pour la définition d'une juste politique industrielle d'investissement, et pour la garantie d'un suivi fiable dans le temps des actifs, de leur valorisation et des origines de financement.

Le Syndicat Mixte d'électricité de la Guadeloupe (Sy.MEG) tient à suivre la cohérence globale entre les bases technique et comptable, notamment pour les réseaux HTA, BT et les transformateurs HTA/BT (depuis l'exercice 2015) sur la concession de la Guadeloupe au titre de l'exercice 2021.

En outre, des incohérences constatées lors des contrôles précédents (chaque exercice depuis 2009) ont été signalées au concessionnaire EDF-SEI.

Il s'agira ainsi d'observer et d'analyser les évolutions des cohérences entre les bases technique et comptable depuis ces contrôles.

A noter qu'EDF-SEI a procédé, comme ENEDIS en métropole, à une réconciliation globale des bases technique et comptable à fin 2002.

Dans un premier temps, Il s'agit de réaliser l'analyse des deux points suivants :

- la cohérence globale des états d'inventaire par type d'ouvrage et par commune quelque soit les années de mises en service ;
- la cohérence des bases par millésime de mise en service ;
- la cohérence des états d'inventaire par type de technologie d'ouvrage.

Ensuite, cette analyse est complétée par le contrôle d'un échantillon de chantiers réalisés par le EDF-SEI et par le Sy.MEG. Il s'agit de vérifier la qualité des procédures mises en place en étudiant notamment :

- le bon enregistrement dans la base technique (SIG) des données issues des documents de l'opération de travaux (plans de récolement notamment) ;
- leurs immobilisations dans la base comptable ;
- la cohérence entre les quantités immobilisées dans ces 2 bases.

A partir de cet échantillon, la fiabilité de l'intégration des caractéristiques techniques des ouvrages dans les systèmes informatiques de gestion du concessionnaire par rapport à la réalité a été analysée.

1. Analyse de la cohérence globale des bases technique et comptable

Fin 2002, le concessionnaire a mené une action de réconciliation entre ses bases technique et comptable. Cependant des nombreuses incohérences subsistent. Le but de cette analyse est de mettre en exergue les écarts d'inventaire globaux entre ces deux bases, d'une part quelque soit les dates de mises en service des ouvrages et d'autre part, d'analyser leurs évolutions depuis les derniers contrôles réalisés.

1.1 Rappel sur le contexte des écarts d'inventaire

Le concessionnaire est chargé de tenir l'inventaire comptable de la concession, nécessaire au calcul de la dotation aux amortissements, des provisions pour renouvellement et des dettes et créances réciproques. Cet inventaire se limite à des données comptables. Il ne permet pas de comprendre l'architecture du réseau, ne mentionne pas les sections des câbles ni les puissances transitées. Pour les besoins de l'exploitation, le concessionnaire dispose de base de données technique.

La moindre erreur entraîne des divergences entre les deux bases. En conséquence, très souvent, les linéaires indiqués dans l'une et l'autre des bases diffèrent. En 2002, comme ENEDIS en métropole, EDF-SEI a mené un projet de fiabilisation des inventaires, de sorte que, au 31 décembre 2002, les linéaires technique et comptable soient supposés conformes aux objectifs, à savoir que pour chaque type de réseau, l'écart relatif entre les deux bases était inférieur à 3% au niveau du centre, et à 10% au niveau de chaque commune.

Depuis, l'enjeu est de maintenir la cohérence entre les deux inventaires... mais également avec le terrain. Certains écarts entre les bases de données comptable et technique peuvent s'expliquer par la procédure d'immobilisation des ouvrages par le concessionnaire : lorsqu'un ouvrage est mis en service dans la base technique, il existe un délai généralement inférieur à trois mois pour l'enregistrement comptable des ouvrages ; c'est une des raisons de l'existence d'une marge d'appréciation du concessionnaire dans le rapprochement des inventaires.

Les décalages peuvent donc provenir :

- D'erreurs de saisie si la procédure n'est pas assez solide pour détecter les incohérences ;
- D'une mauvaise prise en compte de la dépose ;
- D'immobilisations sur de mauvaises communes, en particulier lorsqu'un tronçon HTA dessert plusieurs communes ;
- De décalages dans le temps : il est possible que des travaux terminés en fin d'année 2021 aient été portés à l'inventaire technique mais n'aient pas été enregistrés à l'inventaire comptable avant le 31 décembre 2021.

La base technique est en général plus fiable que la base comptable, car les exploitants, qui l'utilisent au quotidien, y effectuent des corrections dès lors qu'ils rencontrent une divergence avec le terrain.

1.2 Présentation de la méthodologie utilisée

L'analyse des écarts d'inventaires n'est réalisable que pour les ouvrages pour lesquels le concessionnaire tient des inventaires détaillés. Ainsi, cette comparaison d'inventaire n'est possible que pour les réseaux HTA, les réseaux BT et, depuis 2016, partiellement possible sur les transformateurs HTA/BT dont les quantités comptables ont été transmises (en revanche, ils ne sont toujours pas localisés par commune dans l'inventaire comptable à fin 2018, cf. *infra*). Cela pourrait être toutefois amené à évoluer à l'avenir.

Aucune analyse de cohérence n'est toutefois réalisable sur les autres ouvrages concédés, tels que les branchements et les comptages (ouvrages « non localisés »).

Il est à noter qu'en métropole, ENEDIS a signalé une évolution en cours relative à l'enregistrement des transformateurs qui sera localisé à l'échelle de la commune à compter du 1^{er} janvier 2015. Cet inventaire comptable localisé sera mécaniquement cohérent avec l'inventaire technique, par construction même puisque les informations techniques alimenteront le processus de localisation des bases comptables (à l'exception des transformateurs en magasin).

EDF-SEI n'a pas confirmé ou infirmé une procédure similaire.

En outre, si une démarche de localisation des comptages sera également engagée lors du déploiement numérique en Guadeloupe comme en métropole (Linky), il est regrettable qu'EDF-SEI ne prévoie pas de localisation des branchements dans la base comptable à court terme. Les arguments de complexité et coût sur la base de retours d'expérience de collectivités en métropole (Syndicats de la Nièvre et de l'Eure) ne semblent pourtant pas suffisants pour conclure à la non-faisabilité opérationnelle de cette localisation, et ce d'autant plus dans le contexte du déploiement Linky.

Les écarts d'inventaires sont calculés en prenant en compte la valeur absolue des écarts d'inventaires par commune et par type d'ouvrage.

Cette méthode permet d'éviter les compensations d'écarts entre communes ou par type d'ouvrage.

Exemple : Les communes X et Y ont sur leur territoire les réseaux suivants :

	Longueur comptable (m)	Longueur technique (m)	Ecart relatif		Ecart absolu	
			En m	En %	En m	En %
Commune X	100	200	100	67%	100	67%
Commune Y	200	100	-100	-67%	100	67%
Total	300	300	0	0%	200	133%

Si seuls les écarts relatifs étaient pris en compte, les inventaires pourraient apparaître globalement cohérents, parce que l'écart d'inventaires positif de la commune X compense l'écart d'inventaires négatif de la commune Y.

L'écart absolu prend en compte la somme des écarts qu'il soit positif ou négatif, aucune compensation n'est donc réalisée. L'écart absolu est plus représentatif de la réalité de la cohérence des inventaires que l'écart relatif. Lorsqu'une seule base recense des quantités d'ouvrage, le taux d'écart absolu est alors égal à 200%, taux maximal.

Cette méthode ne permet cependant pas d'avoir une image totalement fidèle de la cohérence des inventaires. En effet, des compensations se réalisent chantier par chantier au niveau infra-communal. Avec les informations communiquées par le délégataire, il est impossible, à l'heure actuelle, de descendre à ce niveau de précision.

2. Analyse de la cohérence globale des états d'inventaire

L'analyse qui suit porte sur l'ensemble des ouvrages en concession à fin 2015 quelle que soit la date de mise en service (ouvrages localisés) ainsi que sur les transformateurs HTA/BT (hors analyse des écarts par commune compte-tenu du fait que l'inventaire comptable des transformateurs HTA/BT ne localise pas cette typologie d'ouvrage).

2.1 Cohérence des bases concernant les réseaux HTA

2.1.1. Cohérence globale des bases par typologie de réseau HTA

Les principales valeurs transmises, relatives aux réseaux HTA sont résumées dans le tableau suivant, présentant la situation à fin 2021 :

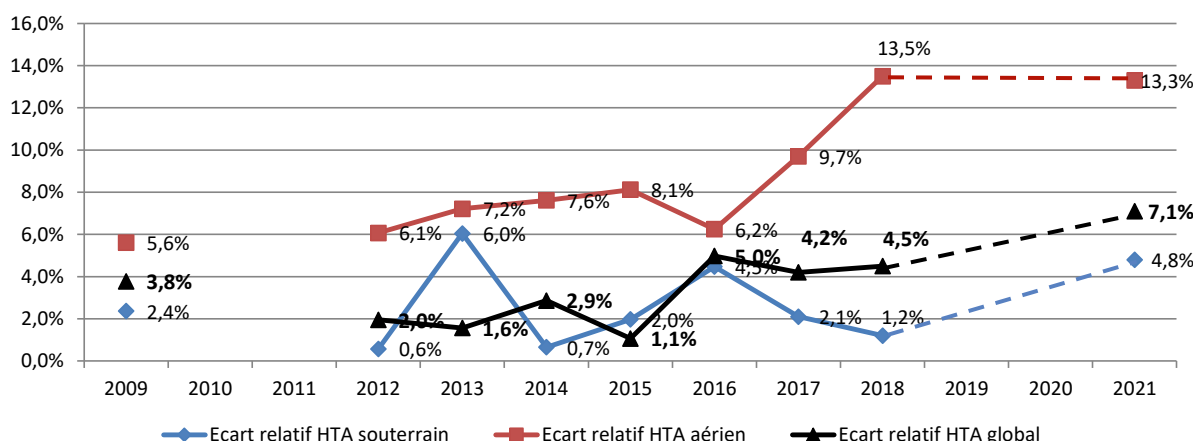
Linéaire HTA à fin 2021	Quantité comptable	Quantité technique	Ecart relatif	
canalisation HTA - aérien isolé	9 km	5 km	4 km	65,1%
canalisation HTA - aérien nu	609 km	533 km	76 km	13,3%
canalisation HTA - câble souterrain	1 785 km	1 700 km	84 km	4,8%
Total	2 403 km	2 238 km	165 km	7,1%

Les analyses qui suivent permettront donc de localiser, par typologie d'ouvrages, dans le temps (millésime) et géographiquement (commune) l'origine de la divergence entre les quantités comptable et technique du réseau HTA, soit pour rappel à fin 2021 (cf. *supra*) :

- Base comptable surestimée de 84 km, soit 4,8% d'écart dans le sens d'une sur-représentativité comptable (21 km lors du précédent contrôle similaire mené sur 2018, soit 1,2% d'écart) pour le réseau HTA souterrain, soit une amélioration par rapport au contrôle précédent ;
- Base technique sous-estimée de 76 km, soit 13,3% d'écart dans le sens d'une sur-représentativité comptable (77 km lors du précédent contrôle similaire portant sur 2018, soit 13,5% d'écart également) pour le réseau HTA aérien nu, soit une dégradation par rapport au contrôle précédent.

Tous types de réseaux confondus, à fin 2021, l'écart relatif reste non négligeable et atteint 7,1% (4,5% lors du précédent contrôle similaire portant sur 2018), **soit une dégradation de 2,6 points ;**

Evolution de l'écart relatif des réseaux HTA depuis 2009



L'exercice 2021 présente donc, globalement, une dégradation par rapport aux exercices précédents en termes de cohérence des bases du réseau HTA, l'écart relatif passant en moyenne de 4,5% à fin 2018 à 7,1%, dans le sens d'une sur-représentativité de la base comptable par rapport à la base technique, et ce quelque soit la typologie de réseau considérée.

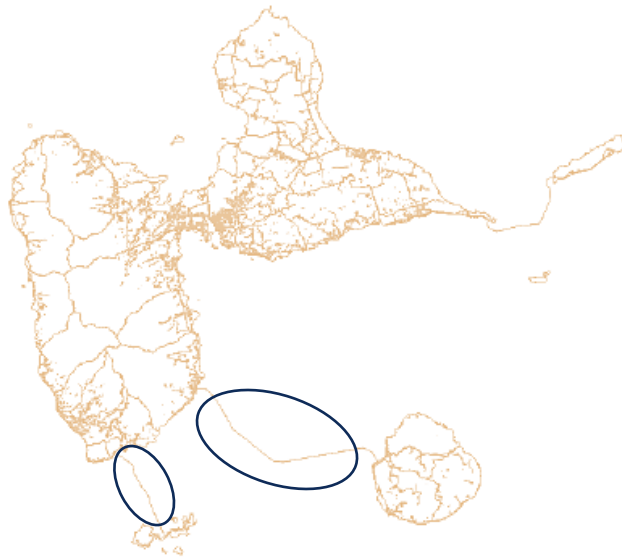
Interrogé sur cela, EDF-SEI a indiqué que cela s'explique essentiellement par une correction opérée au cours de l'exercice 2021, sur le réseau HTA souterrain. En effet, 47 km de réseau HTA souterrain présent dans la base technique avant 2021 était en réalité du réseau sous-marin reliant la Guadeloupe aux îles du sud (alors que ces câbles n'étaient pas présents en comptabilité).

Or, les câbles HTA sous-marin reliant la Guadeloupe aux îles du sud ne sont pas dans la concession Sy.MEG de par le contrat de concession :

Extrait du cahier des concessions en cours (cf. Article 2 : Ouvrages concédés)

Ne font pas partie des ouvrages concédés :

- Les postes source
- Les appareils d'éclairage public, ainsi que les lignes spéciales et les supports d'éclairage public indépendants du réseau de distribution publique ;
- Les installations d'interconnexions inter îles.

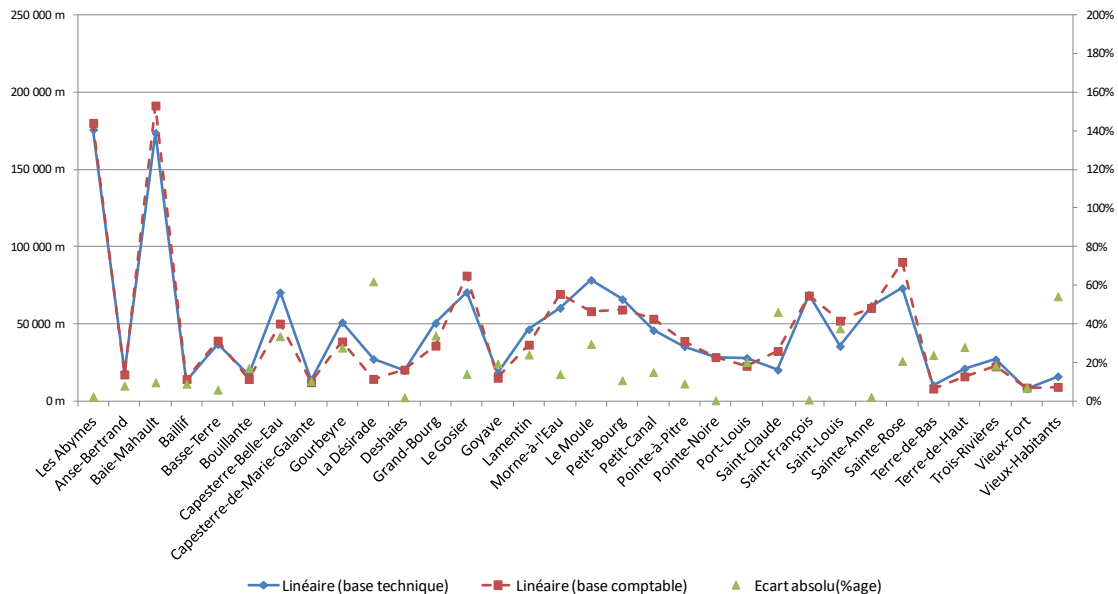


Enedis est donc venu, dans le courant de l'exercice 2021, retirer ces 47 km de réseau HTA souterrain de la base technique : Enedis est ainsi venu dégrader la cohérence des bases technique et comptable, sur le réseau HTA souterrain, qui était déjà dans le sens d'une moindre représentativité de la base technique par rapport à la base comptable.

2.1.2. Cohérence des bases à la maille communale des réseaux HTA

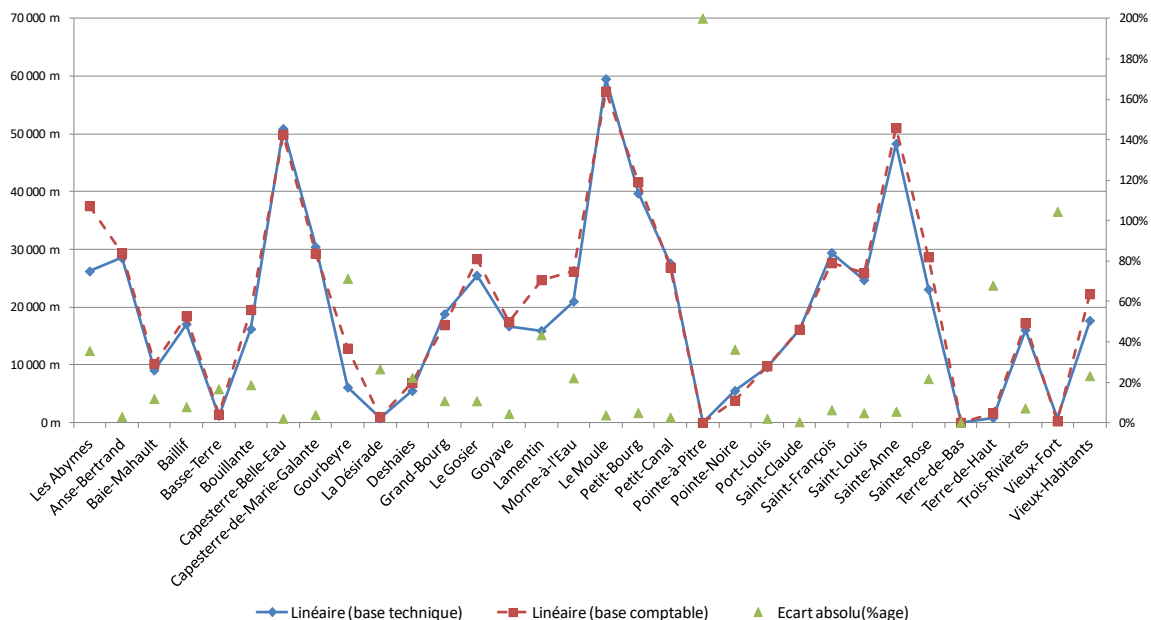
Les graphiques suivants indiquent les écarts entre les bases technique et comptable par commune :

Synthèse des écarts par commune du réseau HTA souterrain à fin 2021



A noter que les écarts absolus les plus importants sur le réseau HTA (>15 km) souterrain concernent les communes de Capesterre-Belle-Eau (20 km), Le Moule (20 km), Baie-Mahault (18 km), Saint-Louis (17 km) et Sainte-Rose (17 km).

Synthèse des écarts par commune du réseau HTA aérien à fin 2018



A noter que, comme ce qui avait été constaté précédemment, les écarts absolus les plus importants sur le réseau HTA aérien (>10 km) concernent la commune des Abymes (11 km).

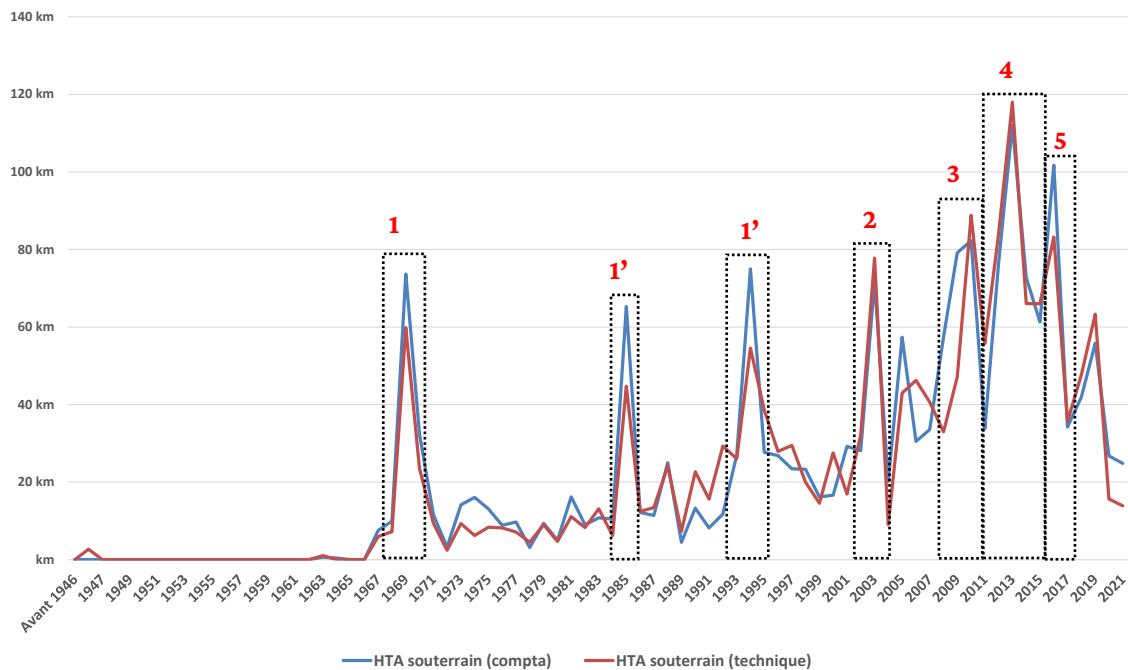
2.1.3. Cohérence des bases par millésime sur les réseaux HTA

Les graphiques présentés *infra* décrivent les quantités technique et comptable de linéaires HTA (souterrain et aérien) mis en service par millésime.

Cohérence par millésime du réseau HTA souterrain

Le graphique suivant illustre la cohérence entre les bases technique et comptable par millésime du réseau HTA souterrain :

Cohérence entre les bases technique et comptable par millésime du réseau HTA souterrain à fin 2021



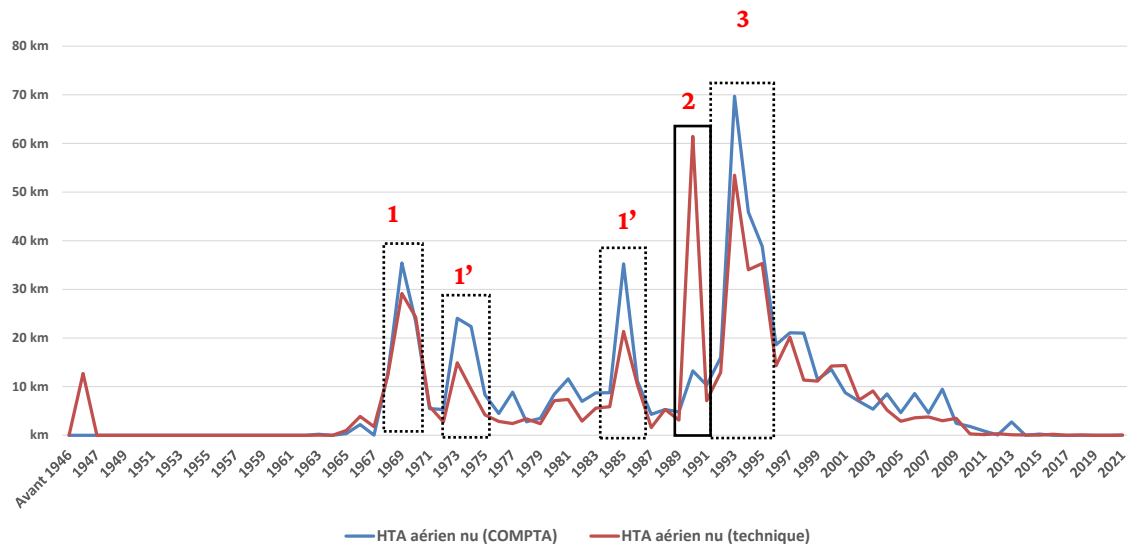
Le graphique *supra* fait clairement ressortir que (constats identiques à ceux formulés lors des contrôles précédents) :

- Globalement, jusqu'au millésime 2005, les écarts entre bases technique et comptable restent relativement contenus. A noter toutefois :
Une quasi-absence de linéaire HTA souterrain immobilisé avant le début des années 1970, ce qui peut paraître incohérent avec la réalité du terrain. En outre, on relève 3 « pics » d'immobilisation (**1, 1' et 1''**), aussi bien du point de vue technique que du point de vue comptable, en 1970, 1985 et 1995., sans qu'EDF-SEI n'avance un quelconque éclaircissement sur leur origine précise ;
- Qu'entre les millésimes 2005 et 2007 (**2**), il y a eu une période de sous-immobilisation comptable, correspondant vraisemblablement à un retard dans le processus d'immobilisation comptable ;
- Qu'entre les millésimes 2008 et 2009 (**3**), il y a eu une surimmobilisation comptable, correspondant vraisemblablement au rattrapage comptable de la période (**2**) ;
- Qu'entre les exercices 2010 et 2015 (**4**), il y a eu à nouveau une période de sous-immobilisation comptable ;
- Que lors de l'exercice 2021 (**5**), il y a eu une sur-immobilisation comptable, qui peut s'expliquer en grande partie par un retard pris lors de la mise à jour de la base technique à priori, mais qui devra être vérifié lors des exercices suivants.

2.1.3.1 Cohérence par millésime du réseau HTA aérien nu

Le graphique suivant illustre la cohérence entre les bases technique et comptable par millésime du réseau HTA aérien nu :

Cohérence entre les bases technique et comptable par millésime du réseau HTA aérien nu à fin 2021



Le graphique *supra* fait clairement ressortir que (constats identiques à ceux formulés lors des contrôles précédents) :

- Globalement, jusqu'à la fin des années 1980, les écarts entre bases technique et comptable restent relativement contenus. A noter toutefois :
Une quasi absence de linéaire HTA aérien immobilisé avant le début des années 1970, ce qui peut paraître incohérent avec la réalité du terrain. En outre, on relève 3 « pics » d'immobilisation (**1, 1' et 1''**), aussi bien du point de vue technique que du point de vue comptable, en 1970, 1974 et 1985., sans qu'EDF-SEI n'avance un quelconque éclaircissement sur leur origine précise ;
- Un « pic » de la base technique en 1990 (**2**), pouvant s'expliquer par une importante mise à jour cartographique cette année-là (vraisemblablement suite à l'ouragan Hugo de 1989, cf. *infra*).

En outre, en partant de l'hypothèse où cette opération de « pose » dans le système cartographique (base technique) de réseaux avec un millésime daté de 1990 s'est fait concomitamment à de la dépose de millésimes techniques antérieurs, cela pourrait expliquer le fait qu'avant 1990, les linéaires comptables sont systématiquement inférieurs aux linéaires techniques (la dépose n'aurait alors eu lieu qu'en technique mais pas en comptabilité). **Ainsi, les provisions pour renouvellement qui ont potentiellement été constitués sur ces ouvrages déposés ont été reprises au résultat en 2008 dans le cadre du nouveau contrat de concession alors qu'elles auraient dû être, en toute logique comptable, réaffectées en tant que financement concédant sur les ouvrages posés et donc être intégrées aux droits du concédant ;**

- Un pic important en 1990 (**3**), correspondant à une très forte sous-immobilisation comptable (plus de 60 km de réseau HTA aérien nu immobilisés dans la base technique contre à peine plus de 10 km seulement dans la base comptable), **et cela sans qu'il n'ait été constaté de quelconque rattrapage d'immobilisations comptables au cours des années suivantes ;**

EDF-SEI a justifié que les pics d'écarts les plus significatifs correspondaient à des événements climatiques majeurs dans l'histoire de la Guadeloupe (1989 : Ouragan Hugo ; 2007 : Tempête tropicale Dean) qui ont eu pour suite des opérations massives de reconstruction en mode dégradé, cause

probable de ces pics d'écart entre les bases

Ainsi, EDF-SEI aurait mis à jour ses bases techniques (SIG) mais pas ses bases comptables.

Malgré de multiples demandes et la transmission d'éléments de calculs précis justifiant ces constats d'incohérences entre bases technique et comptable, aucun éclaircissement supplémentaire n'a été avancé par le concessionnaire.

En outre, EDF-SEI ne justifie en rien le fait de n'avoir pas procédé *a posteriori* à un rattrapage comptable d'immobilisation. Cela a clairement pour impact de sous-estimer la valeur comptable du patrimoine concédé, impactant notamment le solde des dettes et créances réciproques.

Les graphiques précédents illustrent également la dégradation depuis le millésime 2003, année, aux dires du concessionnaire, de l'action de réconciliation des bases technique et comptable effectuée par le concessionnaire (différents outils ont à l'époque été mis en place pour fiabiliser les deux bases), de la cohérence des bases technique et comptable d'EDF-SEI :

- Les écarts depuis 2003 sont importants, avec une nette aggravation depuis l'exercice 2007. Ces écarts restent quasi-constants depuis 2007 (pas de correction observée) ; ils devront faire l'objet de corrections spécifiques ;
- Les écarts dus aux délais d'enregistrement comptable observés en année N ne sont pas résorbés en année N+1 compte tenu de l'allure du graphique *supra* ;
- Comme signalé lors du précédent contrôle, les écarts importants observés sur les réseaux HTA souterrains, dus aux enregistrements comptables non terminés, devront à nouveau être surveillés lors du prochain contrôle.

En termes d'actions menées ou restant à mener, EDF-SEI a indiqué dans le cadre du présent contrôle portant sur 2021 :

- S'agissant de la fiabilisation des flux de mise en immobilisation (base comptable) et de mise en cartographie (base technique), EDF-SEI a rappelé durant cet audit que la démarche de fiabilisation des flux était entreprise depuis plusieurs années. D'ailleurs, cela est corroborée d'une part de par l'analyse des écarts entre bases technique et comptable qui apparaissent bien maîtrisés sur les millésimes récents (cf. bonne corrélation des pyramides des âges technique et comptable sur les millésimes récents *supra*) et d'autre part de par l'analyse du traitement de mise en immobilisation et de mise en cartographie sur un échantillon de dossiers effectuée *infra* et qui a montré un traitement efficace par EDF-SEI ;
- En revanche, s'agissant du stock d'écarts, EDF-SEI a entrepris depuis 2017/2018 une opération de fiabilisation et de mise en cohérence de ses bases technique et comptable, dont la méthodologie est exposée *infra*, et qui doit aboutir d'ici à la fin de l'exercice 2023. Toutefois, malgré un avancement de ce projet de fiabilisation des bases de l'ordre de 70% à fin 2021, les éléments transmis par EDF-SEI lors du présent contrôle et la mesure des écarts relatifs issus du croisement des bases qui en découle, en dégradation par rapport à ce qui a été constaté lors des contrôles précédents, ne font donc pas ressortir de façon évidente les résultats de cette opération de mise en cohérence des bases.

2.1.4. Cohérence de la base technique entre les millésimes de pose des réseaux HTA et les technologies utilisées

Sur l'inventaire technique du réseau HTA, certaines anomalies ont été relevées suite aux contrôles précédents (2018, mais aucune correction d'EDF-SEI jusqu'au contrôle précédent portant sur 2020), notamment des incohérences entre les millésimes de pose et les technologies utilisées.

Des éclaircissements avaient déjà été demandés à EDF-SEI suite aux contrôles effectués précédemment, et notamment ces linéaires à isolation synthétique (8,7 km) présentaient une datation qui semblait erronée car a priori trop ancienne :

Libellé INSEE	Code INSEE	Code GDO du poste source	Nom du Poste Source	Nom du départ HTA	Code GDO du départ HTA	Année	Métal	Section	Isolation	Longueur totale (m)
Baie-Mahault	97103	B.MAH	Baie-Mahault	BELCOU	B.MAHC0005	1969	AL	150	S3	427
Baie-Mahault	97103	B.MAH	Baie-Mahault	LAMENT	B.MAHC0004	1969	AL	150	S3	545
Baie-Mahault	97103	JARRY	Jarry	PT.BRG	JARRYC0303	1946	AL	150	S3	131
Baie-Mahault	97103	JARRY	Jarry	VERNOU	JARRYC0204	1946	AL	150	S3	593
Baie-Mahault	97103	JARRY	Jarry	ZI-1	JARRYC0301	1969	AL	150	SO	136
Baie-Mahault	97103	JARRY	Jarry	ZI-1	JARRYC0301	1970	AL	150	SO	295
Baie-Mahault	97103	JARRY	Jarry	ZI-1	JARRYC0301	1970	AL	240	SO	265
Baillif	97104	RSENS	Rivière Sens	TIVOLI	RSENSC0204	1946	AL	150	SC	50
Capesterre-Belle-Eau	97107	CAPE	Capesterre	GOYAVE	CAPESC0302	1946	AL	50	SO	9
Capesterre-Belle-Eau	97107	CAPE	Capesterre	GOYAVE	CAPESC0302	1969	AL	150	S3	30
Capesterre-Belle-Eau	97107	CAPE	Capesterre	T/RIM	CAPESC0205	1969	AL	150	S3	137
Deshaies	97111	S.ROS	Sainte Rose	DESHAI	S.ROSC0202	1970	AL	150	S3	1 735
Gourbeyre	97109	RSENS	Rivière Sens	GOURBE	RSENSC0305	1946	AL	150	S3	120
Le Gosier	97113	STANN	Saint Anne	PLIANE	STANNC0500	1969	AL	150	SC	99
Les Abymes	97101	BESSO	Besson	JOULE	BESSOC0204	1969	AL	150	S3	11
Les Abymes	97101	PTPER	Petit Pérou	DOTHEM	PTPERC0201	1968	AL	150	S3	445
Les Abymes	97101	PTPER	Petit Pérou	DUGAZO	PTPERC0204	1967	AL	150	S3	273
Sainte-Rose	97129	S.ROS	Sainte Rose	DESBON	S.ROSC0302	1969	AL	150	S3	1 498
Sainte-Rose	97129	S.ROS	Sainte Rose	LEOTAR	S.ROSC0205	1970	AL	150	S3	103
Vieux-Habitants	97134	BOUIL	Bouillante	VX-HAB	BOUILC0302	1946	AL	150	S3	1 591
Vieux-Habitants	97134	BOUIL	Bouillante	VX-HAB	BOUILC0302	1946	AL	240	SO	200

Suite aux contrôles précédents, EDF-SEI avait répondu que les corrections allaient être faites et qu'une mise à niveau généralisée allait également être engagée.

En outre, suite aux disparités qui avaient été constatées entre les deux bases sur l'échantillon étudié, la mise en place d'un groupe de travail pour analyser et corriger les écarts sur l'ensemble des deux bases devait être programmée.

Le contrôle sur l'exercice 2021 fait encore apparaître ces linéaires, EDF SEI n'a toujours pas pris en compte les remarques remontées il y a maintenant plusieurs années de cela.

2.2 Cohérence des bases concernant les réseaux BT

2.2.1. Cohérence globale des bases par typologie de réseau BT

Les principales valeurs transmises, relatives aux réseaux BT en concession à fin 2021 sont résumées dans le tableau suivant :

Linéaire BT à fin 2021	Quantité comptable	Quantité technique	Ecart relatif	
canalisation BT - aérien isolé	2 140 km	2 963 km	823 km	32,2%
canalisation BT - aérien nu	620 km	42 km	578 km	174,6%
canalisation BT souterraine	1 337 km	1 235 km	102 km	7,9%
Total	4 098 km	4 240 km	143 km	3,4%

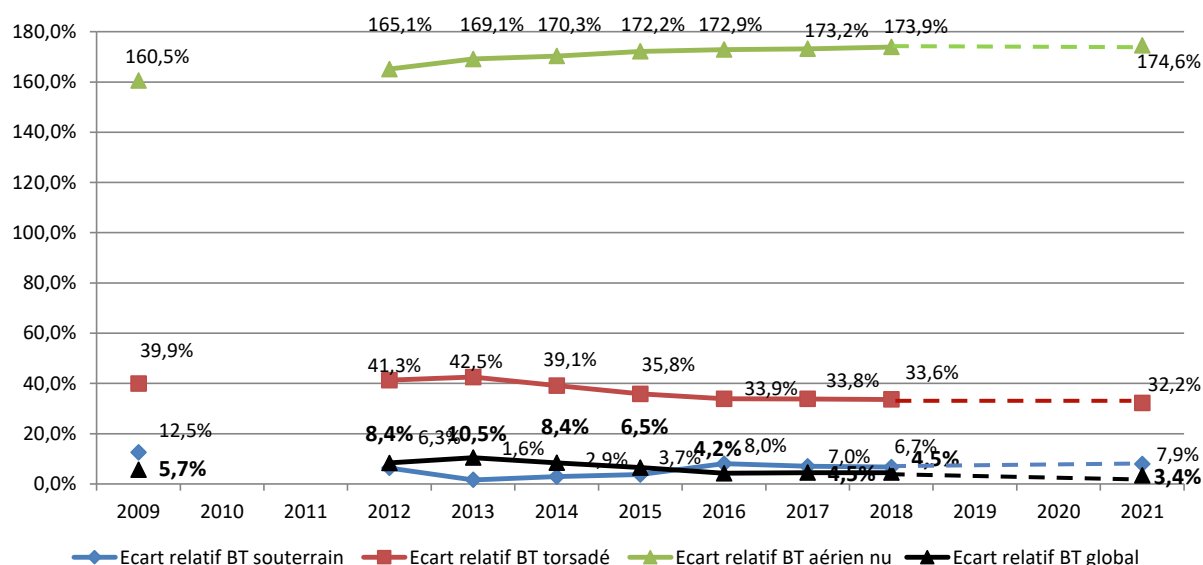
Les analyses qui suivent permettront donc de localiser, par typologie d'ouvrages, dans le temps (millésime) et géographiquement (commune) l'origine de la divergence entre les quantités comptable et technique du réseau BT, soit pour rappel, d'après les bases technique et comptable à fin 2021 (cf. *supra*) :

- Base technique sous-estimée de 102 km (8%) pour le réseau BT souterrain (81 km et 7% lors du précédent contrôle similaire portant sur 2018, soit en légère dégradation) ;
- Base comptable sous-estimée de 823 km (32%) pour le réseau BT torsadé (837km et 34% lors du précédent contrôle portant sur 2018, soit en légère dégradation par rapport au contrôle précédent) ;
- Base technique sous-estimée de 578 km (175%) pour le réseau BT aérien nu (écart quasiment identique par rapport au contrôle précédent).

Tous types de réseaux confondus, les écarts relatifs sur la BT sont globalement de 143 km dans le sens d'une sous-représentativité de la base comptable par rapport à la base technique (3,4%), globalement en légère amélioration (contrairement à ce qui a été constaté *supra* sur la HTA) par rapport au contrôle similaire effectué sur l'exercice 2018 (4,5% d'écart).

Toutefois, par nature de réseaux, les écarts restent significatifs en dégradation pour les réseaux BT souterrains, ce qui est d'autant problématique compte tenu des linéaires de réseaux importants.

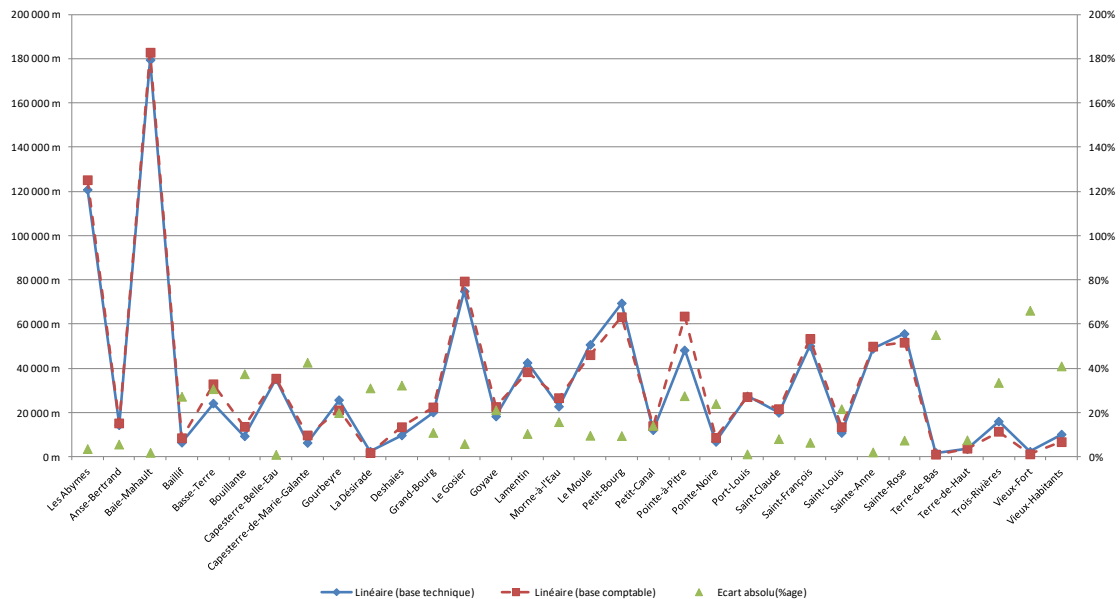
Evolution de l'écart relatif des réseaux BT depuis 2009



2.2.2. Cohérence des bases à la maille communale des réseaux BT

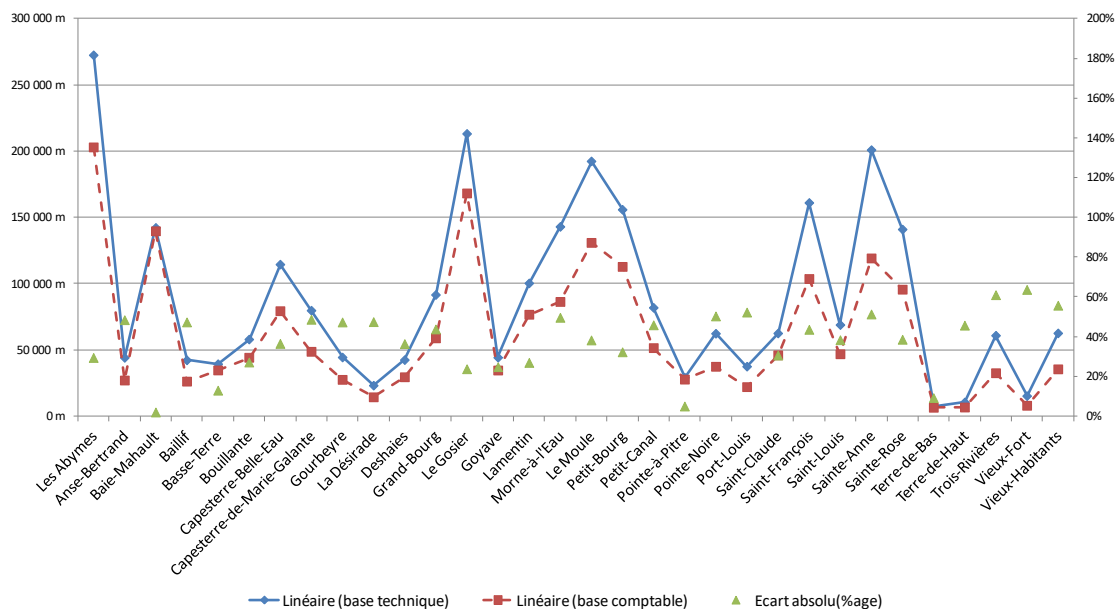
Les graphiques suivants indiquent les écarts entre les bases technique et comptable par commune :

Synthèse des écarts par commune du réseau BT souterrain à fin 2021



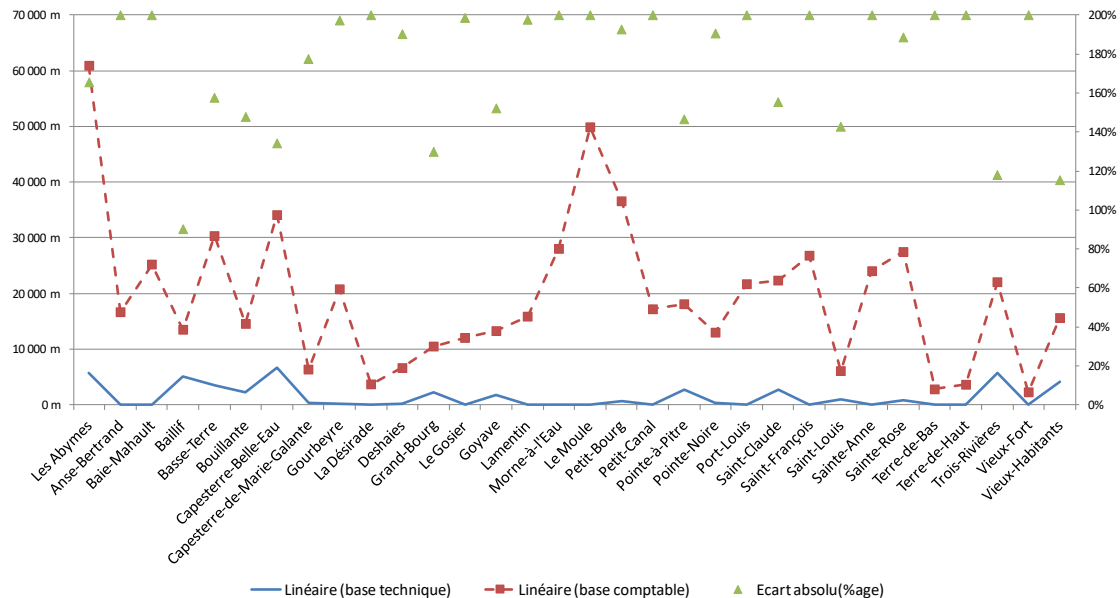
A noter que les écarts absolus les plus importants sur le réseau BT souterrain (>10 km) concerne la seule commune de Pointe-à-Pitre (15 km).

Synthèse des écarts par commune du réseau BT torsadé à fin 2021



A noter que les écarts absolus les plus importants sur le réseau BT torsadé (>50 km) concernent les communes des Abymes (70 km), Morne-A-L'eau (57 km), Le Moule (61 km), Saint-François (57 km), Sainte-Anne (82 km) et Sainte-Rose (45 km).

Synthèse des écarts par commune du réseau BT aérien nu à fin 2021



A noter que les écarts absolus les plus importants sur le réseau BT aérien nu (>50 km) concernent les communes des Abymes (55 km) et Le Moule (50 km).

Ces 3 graphiques font clairement ressortir :

- Concernant le réseau BT souterrain, une relativement bonne cohérence globale entre les bases technique et comptable, avec cependant quelques disparités entre communes (cf. analyse détaillée par commune *infra*) ;
- Concernant le réseau BT torsadé, la cohérence entre bases est variable et dépend de la commune considérée (cohérence entre bases quasiment parfaite sur Baie-Mahault mais extrêmement mauvaise sur Vieux-Fort et Trois-Rivières). A noter également que le linéaire comptable est systématiquement inférieur au linéaire technique, et ce quelque soit la commune considérée ;
- Concernant le réseau BT aérien nu, la très importante incohérence entre bases avec une large sur-immobilisation comptable, et ce quelque soit la commune considérée (linéaire technique immobilisé extrêmement faible, systématiquement inférieur au linéaire comptable).

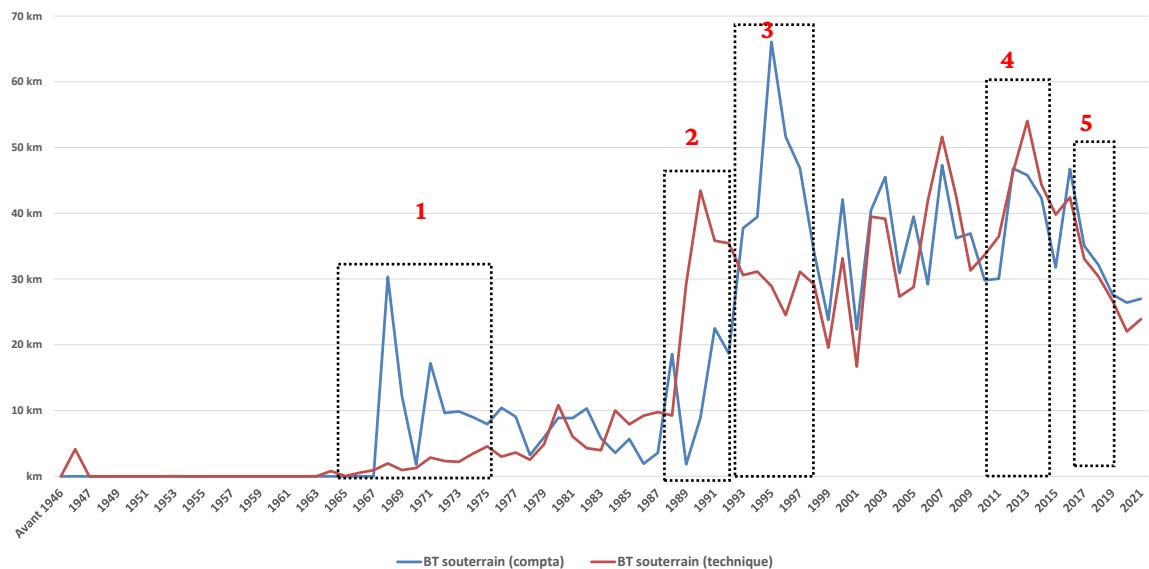
2.2.3. Cohérence des bases par millésime sur les réseaux BT

Les graphiques présentés *infra* décrivent les quantités technique et comptable de linéaires BT (souterrain, torsadé et aérien) mis en service par millésime.

Cohérence par millésime du réseau BT souterrain

Le graphique suivant illustre la cohérence entre les bases technique et comptable par millésime du réseau BT souterrain :

Cohérence entre bases technique et comptable par millésime du réseau BT souterrain fin 2021



Le graphique *supra* fait clairement ressortir que (constats identiques à ceux formulés lors des contrôles précédents) :

- Les divergences entre les linéaires technique et comptable sont récurrentes, et ce quelque soit le millésime considéré ;
- Qu'entre les millésimes 1968 et 1979 (1), il y a eu une période de surimmobilisation comptable, sans qu'aucun élément de réponse ne puisse être avancé ;
- Qu'à l'inverse, au début des années 1990 (2), il y a eu une importante sous-immobilisation comptable, correspondant vraisemblablement à un retard dans le processus d'immobilisation comptable (cf. éléments d'explication relatifs à l'ouragan Hugo de 1989 d'EDF-SEI *infra*) ;
- Que juste après cette période (3), il y a eu une surimmobilisation comptable, correspondant vraisemblablement au rattrapage comptable de la période (1) ;
- Qu'entre les exercices 2010 et 2015 (4), il y a eu à nouveau une période de sous-immobilisation comptable.

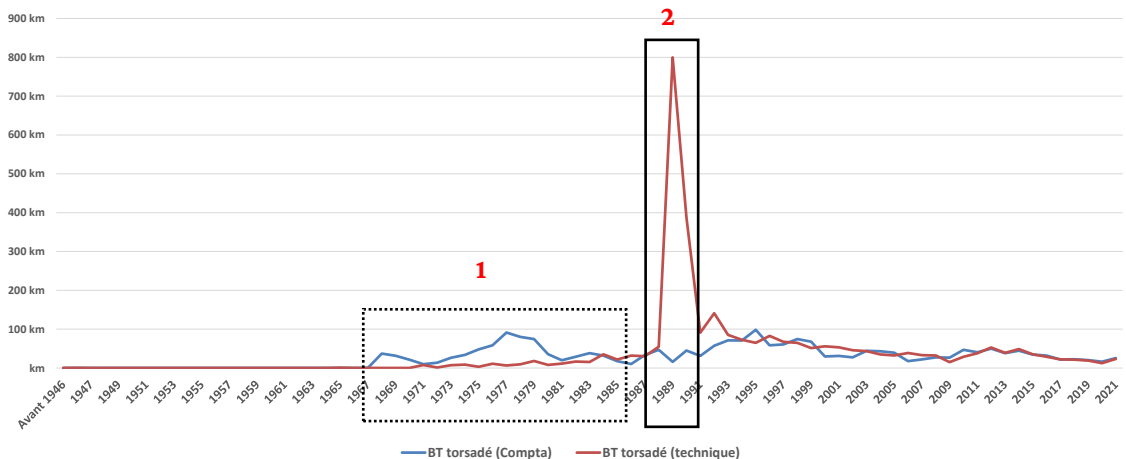
A noter toutefois que, comme dans le cas de la HTA, les linéaires comptables de ces millésimes ne sont pas encore complètement figés à fin 2021. En effet, EDF-SEI peut être amené à effectuer des mises à jour dans ses bases comptables plusieurs années après la mise en service technique effective de l'ouvrage (donc plusieurs années après la mise à jour de la base technique), comme cela a été explicité *supra*. En effet, l'ensemble des éléments comptables et financiers nécessaires à la correcte immobilisation des ouvrages n'est pas forcément encore connu ou définitif dans l'année suivant la mise en service technique. Les écarts constatés lors du contrôle précédent ont été diminués sur cette période ;

- Que lors du dernier exercice au contraire (5), on constate une surimmobilisation comptable qui peut correspondre à un délai d'intégration des linéaires dans la base technique.

2.2.3.1 Cohérence par millésime du réseau BT torsadé

Le graphique suivant illustre la cohérence entre les bases technique et comptable par millésime du réseau BT torsadé :

Cohérence entre les bases technique et comptable par millésime du réseau BT torsadé à fin 2021



Le graphique *supra* fait clairement ressortir que (constats identiques à ceux formulés lors des contrôles précédents) :

- Qu'entre les millésimes 1968 et 1984 (1), la dépose comptable ne s'est pas faite (alors que techniquement, de la dépose s'est faite dans la base technique), ce qui pose clairement question sur la réaffectation des provisions pour renouvellement ;
- Un pic important sur le millésime 1989 (2), correspondant à une très forte sous-immobilisation comptable (plus de 800 km de réseau BT torsadé nu immobilisés dans la base technique contre moins de 50 km seulement dans la base comptable), **et cela sans qu'il n'ait été constaté de quelconque rattrapage d'immobilisation comptables au cours des années suivantes ;**

EDF-SEI a justifié, lors des précédents contrôles, que les pics d'écarts les plus significatifs correspondaient à des événements climatiques majeurs dans l'histoire de la Guadeloupe (1989 : Ouragan Hugo) qui ont eu pour suite des opérations massives de reconstruction en mode dégradé, cause probable de ces pics d'écart entre les bases.

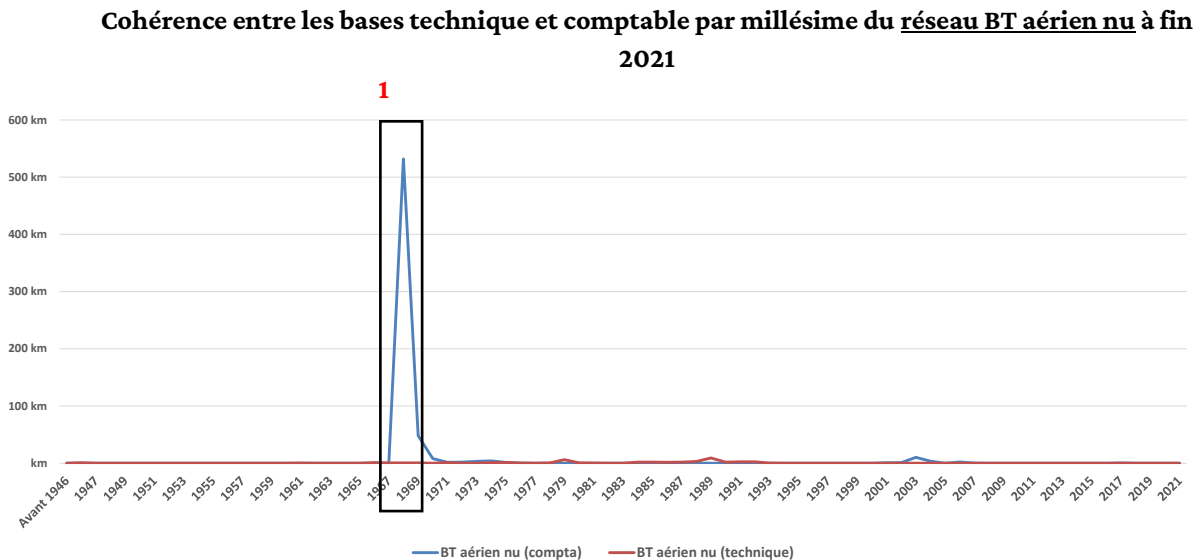
Ainsi, EDF-SEI aurait mis à jour ses bases techniques (SIG) mais pas ses bases comptables.

A noter que les remarques sur la prise en compte de la dépose effectuées sur la HTA dans la base technique mais pas dans la base comptable restent également valables pour la BT (cf. *supra*).

Malgré de multiples demandes et la transmission d'éléments de calculs précis justifiant ces constats d'incohérences entre bases technique et comptable, aucun éclaircissement supplémentaire n'a été avancé par le concessionnaire lors du présent contrôle.

2.2.3.2 Cohérence par millésime du réseau BT aérien nu

Le graphique suivant illustre la cohérence entre les bases technique et comptable par millésime du réseau BT aérien nu :



Le graphique *supra* fait clairement ressortir que (constats identiques à ceux formulés lors des contrôles précédents) :

- Hormis un « pic » important en 1968 (cf. point suivant), Les divergences entre les linéaires technique et comptable sont faibles.
Précisons toutefois que les linéaires de réseau BT aérien nu mis en service sont faibles voir nuls sur l'ensemble des millésimes analysés ;
- Un pic important sur les années 1968 et 1969 (1), correspondant à une absence de dépose dans la base comptable (plus de 500 km de réseau BT aérien nu immobilisés dans la base comptable contre 2 km (!!)) seulement dans la base technique), **et cela sans qu'il n'ait été constaté de quelconque rattrapage d'immobilisation technique au cours des années suivantes.**
Comme pour le BT torsadé, cela pose également question sur le devenir des provisions pour renouvellement constituées ;

Là encore, et ce malgré de multiples demandes, EDF-SEI n'a pas avancé la moindre explication permettant de justifier ni ce pic de plus de 500 km en 1968, ni les écarts pourtant très importants et anciens.

Les graphiques précédents illustrent également la dégradation depuis le millésime 2003, année, aux dires du concessionnaire, de l'action de réconciliation des bases technique et comptable effectuée par le concessionnaire (différents outils ont à l'époque été mis en place pour fiabiliser les deux bases), de la cohérence des bases technique et comptable d'EDF-SEI :

- Les écarts depuis 2003 sont importants, avec une nette aggravation depuis l'exercice 2007. Ces écarts restent quasi-constants depuis 2007 (pas de correction observée) ; ils devront faire l'objet de corrections spécifiques ;
- Les écarts dus aux délais d'enregistrement comptable observés en année N ne sont pas résorbés en année N+1 compte tenu de l'allure du graphique *supra* ;
- Comme signalé lors du précédent contrôle, les écarts importants observés sur les réseaux HTA souterrains, dus aux enregistrements comptables non terminés, devront à nouveau être surveillés lors du prochain contrôle.

En termes d'actions menées ou restant à mener, EDF-SEI a indiqué dans le cadre du présent contrôle portant sur 2021 :

- **S'agissant de la fiabilisation des flux de mise en immobilisation (base comptable) et de mise en cartographie (base technique), EDF-SEI a rappelé durant cet audit que la démarche de fiabilisation des flux était entreprise depuis plusieurs années. D'ailleurs, cela est corroborée d'une part de par l'analyse des écarts entre bases technique et comptable qui apparaissent bien maîtrisés sur les millésimes récents (cf. bonne corrélation des pyramides des âges technique et comptable sur les millésimes récents *supra*) et d'autre part de par l'analyse du traitement de mise en immobilisation et de mise en cartographie sur un échantillon de dossiers effectuée *infra* et qui a montré un traitement efficace par EDF-SEI ;**
- **En revanche, s'agissant du stock d'écarts, EDF-SEI a entrepris depuis 2017/2018 une opération de fiabilisation et de mise en cohérence de ses bases technique et comptable, dont la méthodologie est exposée *infra*, et qui doit aboutir d'ici à la fin de l'exercice 2023. Toutefois, malgré un avancement de ce projet de fiabilisation des bases de l'ordre de 70% à fin 2021, les éléments transmis par EDF-SEI lors du présent contrôle et la mesure des écarts relatifs issus du croisement des bases qui en découle, en dégradation par rapport à ce qui a été constaté lors des contrôles précédents, ne font donc pas ressortir de façon évidente les résultats de cette opération de mise en cohérence des bases.**

2.2.4. Cohérence de la base technique entre les millésimes de pose des réseaux BT et les technologies utilisées

Sur l'inventaire technique du réseau BT, certaines anomalies ont été relevées suite aux contrôles précédents, notamment des incohérences entre les millésimes de pose et les technologies utilisées.

Des éclaircissements avaient été demandés à EDF-SEI suite aux contrôles précédents. Les corrections nécessaires ont depuis été apportées, et **il ne subsiste plus d'anomalies sur la cohérence entre les millésimes de pose et les technologies utilisées.**

2.3 Cohérence des bases concernant les transformateurs HTA/BT

Les principales valeurs transmises, relatives aux transformateurs HTA/BT sont résumées dans le tableau suivant, présentant la situation à fin 2021 :

Transformateurs HTA/BT 2021	Quantité comptable	Quantité technique	Ecart relatif	
Transformateurs HTA/BT	2 796 u	2 714 u	82 u	3,0%

Tous types de transformateurs confondus, à fin 2021, l'écart relatif est en très nette amélioration par rapport à ce qui avait été constaté lors du contrôle similaire précédent portant sur 2018 : à fin 2021, cet écart n'est plus que de 3,0% (82 transformateurs en écart) dans le sens d'une sur-représentativité comptable (contre 842 unités dans le sens d'une sur-représentativité comptable, soit 27% d'écart, à fin 2018).

EDF-SEI a expliqué cela par le fait que, dans le courant de l'exercice 2020, de par une opération massive de mise en cohérence des bases, plus de 1 000 transformateurs HTA/BT ont été retirés de la base comptable venant caler celle-ci sur la base technique.

3. Analyse de dossiers : fiabilité des inventaires technique et comptable gérés par le concessionnaire

Afin de compléter l'analyse globale des écarts d'inventaire, un échantillon de trente dossiers a été analysé :

- Dix dossiers de raccordement en injection, par ailleurs analysés lors des analyses de dossiers de raccordement (objet d'un rapport spécifique) ;
- Dix dossiers de raccordement en soutirage, par ailleurs analysés lors des analyses de dossiers de raccordement (objet d'un rapport spécifique) ;
- 10 dossiers sous maîtrise d'ouvrage du Sy.Meg

Ces dossiers sont l'occasion de vérifier la fiabilité du traitement du flux de dossier pour l'inscription des ouvrages dans les inventaires technique et comptable.

3.1 Présentation des dossiers et champs d'observation

Les 30 dossiers qui ont fait l'objet d'une analyse sont les suivants :

N°AEC	Type	Descriptif chantier
1	Raccordement soutirage	TV/TUR/RAC/ICADE PROMOTION/PPE PALAIS RO
2	Raccordement soutirage	TV/RAC/SCI VYLANE/
3	Raccordement soutirage	TB+/RAC/BAILLIF ALIMENTATION
4	Raccordement soutirage	RACC / VAITILINGON EMMANUEL
5	Raccordement soutirage	COL/RAC/SCI LAVANDA/
6	Raccordement soutirage	COL/RAC/ SCI ZANDOLI BOIS SEC
7	Raccordement soutirage	RESTRUCTURATION raccordement PICOT
8	Raccordement soutirage	COL/RAC/SCI GN1/PETIT IMMEUBLE 8 COMPTEU
9	Raccordement soutirage	RAC/BLEU/RTE DE GPE/TRAFIKERA NR5 /Site
10	Raccordement soutirage	RACC/ABRIN Jean-Claude
11	Raccordement injection	CR BT 1116 325 Rue Joseph Nobel
12	Raccordement injection	CR BT 1088 Dugazon de Bourgogne
13	Raccordement injection	CR BT 1157 FREDDY SIOUDAN
14	Raccordement injection	CR BT 1164 PVE448 - 971 - SCI PINEAU
15	Raccordement injection	CR BT 1045 ZNI3095-CRABINVEST MIMOSA
16	Raccordement injection	CR BT 1044 ENE154-971-SCADELADIGUE BAT1
17	Raccordement injection	19-1061-PV-LANDESC-HAUTEUR GALBAS N°1
18	Raccordement injection	CR BT 1036 - 1 RUE ANDRE BLONDEL
19	Raccordement injection	CR BT 1125 AD641-RAMASSAMY
20	Raccordement injection	CR BT 1097 1 LASSERRE
21	MOA Sy.MEG	ER/SML/EXT BTA CADET - CORNET Dominique
22	MOA Sy.MEG	ER/SML/ 1803PBO02-ER ALIM BTS 7 LOTS LA LEZARDE & RENF BTA CHEMIN DE TORVETTE - CHALUS Philippe
23	MOA Sy.MEG	ER/SML/EXT BTA MARQUISAT - COUPAN Gisèle
24	MOA Sy.MEG	ER/SML/EXT BTA ZEVALLOS - GANGA Pascal
25	MOA Sy.MEG	ER-DRA-1909LAM03-ER NYUIADZI Yamo
26	MOA Sy.MEG	2007GOY04-ER La SPHLM
27	MOA Sy.MEG	2010GOS02-ER LA MAIRIE DU GOSIER
28	MOA Sy.MEG	2102PBO07-ER FAVRY,DUCHAMP,VEROT Nicolas
29	MOA Sy.MEG	1704MAL05-ER BARTEBIN Corine
30	MOA Sy.MEG	1705BMA03-ER AUGUSTY Aïsha

Ces dossiers ont été analysés en séance avec une ~~visualisation des plans~~, de l'outil SIG par un chargé d'affaire EDF-SEI ainsi que des fiches de valorisation et d'immobilisation (pour chaque affaire).

Il a été procédé à la vérification de la qualité des procédures internes mises en œuvre par le concessionnaire pour assurer la cohérence entre les données techniques, la cartographie et les données comptables en axant l'analyse sur les points suivants :

- Délai de mise à jour cartographique et d'enregistrement comptable – *l'analyse étant faite dans un rapport distinct* ;
- Correcte prise en compte des éléments dans les fiches collectes remplies par le concédant dans l'outil de valorisation des ouvrages (VRG) – *l'analyse étant faite dans un rapport distinct* ;
- Comparaison des valorisations et des coûts réels constatés par chantier – *l'analyse étant faite dans un rapport distinct* ;
- Cohérence des informations enregistrées entre le plan de récolement et la base technique (SIG) ;
- L'immobilisation de la valeur des ouvrages dans la base comptable.

L'analyse sur site des dossiers s'est tenue le 19 octobre 2022 dans les locaux d'EDF-SEI en Guadeloupe.

Les éléments étudiés ont été les suivants :

- Plans de chacune des affaires ;
- Fiches "Ing-e-pilot" indiquant les ouvrages mis en service et mis hors service ;
- Mouvements vers la base technique : enregistrement des ouvrages posés et déposés dans le Système d'Information Géographique (SIG) ;
- Mouvements vers la base comptable : les fiches IRIS pour chaque affaire.

A noter que l'analyse de la valorisation des remises gratuites par EDF-SEI (VRG) des affaires sous MOA Sy.MEG (affaires n°21 à n°30) fait l'objet d'un chapitre dans le rapport d'analyse comptable spécifique, pourtant sur l'exercice 2021.

Il a été procédé à un contrôle de la fiabilité de l'outil de gestion des ouvrages à partir d'un échantillon de dossiers précité en analysant les points suivants :

- Le type de poste HTA/BT et ses caractéristiques ;
- La section et la nature des conducteurs ;
- Le type de réseau (aérien, souterrain, torsadé) ;
- Le linéaire des ouvrages posés et déposés.

3.2 Analyse des informations enregistrées dans les inventaires du concessionnaire

L'objet de cette partie est d'analyser, sur chacun des dossiers, les écarts entre les informations comptabilisées par EDF-SEI dans l'inventaire comptable et celles intégrées dans l'inventaire technique. Pour ce faire, le tableau suivant récapitule les principales caractéristiques techniques des dossiers telles qu'elles figurent dans la base technique du concessionnaire (SIG) et dans la base comptable (sur la base des restitutions HANAIS, justifiant et synthétisant les quantités et montants immobilisés dans la base comptable d'EDF-SEI).

Caractéristiques et écarts entre la base comptable (HANAIS) et la base technique (SIG)

N°AEC	Type	Type d'ouvrages	Quantité comptable (HANAIS)	Quantité technique (SIG)	Ecart	%age
1	Raccordement soutirage	Réseau HTA souterrain	123 m	123 m	0 m	0%
2	Raccordement soutirage	Réseau HTA souterrain	426 m	426 m	0 m	0%
3	Raccordement soutirage	Réseau BT souterrain	120 m	120 m	0 m	0%
4	Raccordement soutirage	Réseau BT souterrain	85 m	85 m	0 m	0%
5	Raccordement soutirage	Réseau BT souterrain	10 m	10 m	0 m	0%
6	Raccordement soutirage	Réseau BT souterrain	31 m	31 m	0 m	0%
7	Raccordement soutirage	Réseau BT souterrain	62 m	0 m	62 m	100%
8	Raccordement soutirage	Réseau BT torsadé	8 m	8 m	0 m	4%
		Réseau BT souterrain	13 m	13 m	0 m	0%
9	Raccordement soutirage	Réseau BT souterrain	158 m	158 m	0 m	0%
10	Raccordement soutirage	Réseau BT torsadé	10 m	10 m	0 m	0%
11	Raccordement injection	Réseau BT souterrain	68 m	68 m	0 m	0%
12	Raccordement injection	Réseau BT souterrain	106 m	106 m	0 m	0%
13	Raccordement injection	Réseau BT souterrain	93 m	47 m	46 m	98%
14	Raccordement injection	Réseau BT souterrain	54 m	54 m	0 m	0%
15	Raccordement injection	Réseau BT souterrain	53 m	53 m	0 m	0%
16	Raccordement injection	Réseau BT souterrain	8 m	8 m	0 m	0%
17	Raccordement injection	Réseau BT souterrain	59 m	59 m	0 m	0%
18	Raccordement injection	Réseau BT souterrain	21 m	21 m	0 m	0%
19	Raccordement injection	Réseau BT souterrain	19 m	19 m	0 m	0%
20	Raccordement injection	Réseau BT souterrain	36 m	36 m	0 m	0%
21	MOA Sy.MEG	Réseau BT torsadé	75 m	75 m	0 m	0%
22	MOA Sy.MEG	Réseau BT torsadé	397 m	397 m	0 m	0%
		Réseau BT souterrain	10 m	10 m	0 m	0%
		Réseau HTA souterrain	847 m	847 m	0 m	0%
		Poste HTA BT	1 u	1 u	0 m	0%
23	MOA Sy.MEG	Réseau BT souterrain	153 m	153 m	0 m	0%
24	MOA Sy.MEG	Réseau BT torsadé	452 m	452 m	0 m	0%
25	MOA Sy.MEG	Réseau BT souterrain	296 m	296 m	0 m	0%
26	MOA Sy.MEG	Réseau BT souterrain	512 m	512 m	0 m	0%
27	MOA Sy.MEG	Réseau BT torsadé	198 m	198 m	0 m	0%
		Réseau BT souterrain	18 m	18 m	0 m	0%
28	MOA Sy.MEG	Réseau BT souterrain	52 m	52 m	0 m	0%
29	MOA Sy.MEG	Réseau BT torsadé	8 m	8 m	0 m	0%
		Réseau BT souterrain	155 m	155 m	0 m	0%
30	MOA Sy.MEG	Réseau BT torsadé	8 m	8 m	0 m	0%
		Réseau BT souterrain	75 m	75 m	0 m	0%
TOTAL			4 820 m	4 712 m	108 m	2,3%

A noter que la distinction entre sections n'est pas explicite dans IRIS (en tout cas dans les informations mises à disposition), mais que l'information existe a priori dans l'outil de transfert du SIG vers IRIS. Il est bien retrouvé dans IRIS une ligne par type de section, sans que l'information de section n'apparaisse pour autant. L'analyse précédente a été menée en reconstituant les sections pour les lignes IRIS.

Il n'y a quasiment pas d'écart entre les données immobilisées dans la base comptable du concessionnaire (4 820m) et les données immobilisées dans la base technique (SIG) (4 712 m), soit 2,3%. A noter qu'un contrôle similaire précédent, portant sur 2018, et portant également sur l'analyse d'un échantillon de 30 affaires, avait mis en évidence un écart global de 2,2%.

Aux dires d'EDF-SEI, les anomalies sont pour l'essentiel liées à des retards du cartographe dans la saisie des données dans le SIG sur la base du plan de récolement.

Ces anomalies ont été remontées à EDF-SEI pour correction.

L'analyse de la cohérence entre les bases technique et comptable sur l'échantillon reflète donc que ce qui a été constaté globalement, un important travail de fiabilisation des flux, au niveau des bases technique et comptable d'EDF-SEI.

4. Conclusion

L'analyse des écarts entre inventaires technique et comptable permet de tirer des conclusions **par type de réseaux sur le stock à fin 2021** :

- S'agissant des **réseaux HTA**, tous types de réseaux confondus, à fin 2021, l'écart relatif reste non négligeable et atteint 7,1% dans le sens d'une sur-représentativité de la base comptable par rapport à la base technique (4,5% lors du précédent contrôle similaire portant sur 2018), soit une dégradation de 2,6 points.
Interrogé sur cela, EDF-SEI a indiqué que cela s'explique essentiellement par une correction opérée au cours de l'exercice 2021, sur le réseau HTA souterrain. En effet, 47 km de réseau HTA souterrain présent dans la base technique avant 2021 était en réalité du réseau sous-marin reliant la Guadeloupe aux îles du sud (alors que ces câbles n'étaient pas présents en comptabilité).
- S'agissant des **réseaux BT**, tous types de réseaux confondus, les écarts relatifs sur la BT sont globalement de 143 km dans le sens d'une sous-représentativité de la base comptable par rapport à la base technique (3,4%), globalement en légère amélioration (contrairement à ce qui a été constaté *supra* sur la HTA) par rapport au contrôle similaire effectué sur l'exercice 2018 (4,5% d'écart).
- Tous types de **transformateurs HTA/BT** confondus, à fin 2021, l'écart relatif est en très nette amélioration par rapport à ce qui avait été constaté lors du contrôle similaire précédent portant sur 2018 : à fin 2021, cet écart n'est plus que de 3,0% (82 transformateurs en écart) dans le sens d'une sur-représentativité comptable (contre 842 unités dans le sens d'une sur-représentativité comptable, soit 27% d'écart, à fin 2018).
- EDF-SEI a expliqué cela par le fait que, dans le courant de l'exercice 2020, de par une opération massive de mise en cohérence des bases, plus de 1 000 transformateurs HTA/BT ont été retirés de la base comptable venant caler celle-ci sur la base technique.

Un **échantillon représentatif d'une trentaine de dossiers** (raccordements en injection, en soutirage, travaux sous maîtrise d'ouvrage Sy.Meg) a été analysé pour vérifier la cohérence des mises en service en bases technique et comptable.

Il n'y a quasiment pas d'écart entre les données immobilisées dans la base comptable du concessionnaire (4 820m) et les données immobilisées dans la base technique (SIG) (4 712 m), soit 2,3%. A noter qu'un contrôle similaire précédent, portant sur 2018, et portant également sur l'analyse d'un échantillon de 30 affaires, avait mis en évidence un écart global de 2,2%.

Les principaux écarts proviennent de retards d'intégration dans le SIG par rapport à la base comptable ou inversement.

En termes **d'actions menées ou restant à mener**, EDF-SEI a indiqué dans le cadre du présent contrôle portant sur 2021 :

- S'agissant de la fiabilisation des flux de mise en immobilisation (base comptable) et de mise en cartographie (base technique), EDF-SEI a rappelé durant cet audit que la démarche de fiabilisation des flux était entreprise depuis plusieurs années. D'ailleurs, cela est corroborée d'une part de par l'analyse des écarts entre bases technique et comptable qui apparaissent bien maîtrisés sur les millésimes récents (cf. bonne corrélation des pyramides des âges technique et comptable sur les millésimes récents supra) et d'autre part de par l'analyse du traitement de mise en immobilisation et de mise en cartographie sur un échantillon de dossiers effectuée infra et qui a montré un traitement efficace par EDF-SEI ;
- En revanche, s'agissant du stock d'écarts, EDF-SEI a entrepris depuis 2017/2018 une opération de fiabilisation et de mise en cohérence de ses bases technique et comptable, dont la méthodologie est exposée infra, et qui doit aboutir d'ici à la fin de l'exercice 2023.
Toutefois, malgré un avancement de ce projet de fiabilisation des bases de l'ordre de 70% à fin 2021, les éléments transmis par EDF-SEI lors du présent contrôle et la mesure des écarts relatifs issus du croisement des bases qui en découle, en dégradation par rapport à ce qui a été constaté lors des contrôles précédents, ne font donc pas ressortir de façon évidente les résultats de cette opération de mise en cohérence des bases.

EDF-SEI a également indiqué que, si au niveau de la Guadeloupe les écarts entre communes ne posent pas de problème au niveau de la valorisation globale de la concession, il reste que les écarts devront être traités à ce niveau pour être circonscrits dans l'espace et le temps.

La mise en cohérence finale des bases comptable et SIG ne pourra être réalisée qu'une fois l'ensemble ou pour le moins l'essentiel des écarts identifiés et redressés au sein du SIG.

En outre, dans le cadre de la convention entre la FNCCR et EDF-SEI en cours de finalisation, le concessionnaire a prévu d'établir les méthodes de redressement en concertation et en totale transparence, et notamment :

Plus particulièrement, concernant le flux et le stock, EDF-SEI a indiqué, au cours de l'audit sur site, travailler sur :

- Une démarche de résorption du stock des écarts d'inventaire, lancée en 2017 en se basant sur l'outil OASICE. Cette démarche doit permettre la fiabilisation des bases comptables, de la cartographie (en travaillant d'abord sur le réseau HTA puis BT). Pour rappel, fin 2017, il restait 3 893 dossiers à traiter (365 dossiers avaient alors été traités). A octobre 2022, il restait 1 192 dossiers à traiter, soit un avancement de 70% ;
- Le délai de traitement visé était initialement de 3 ans, soit un traitement achevé à fin 2019. La pandémie mondiale et les difficultés rencontrées pour la mise en œuvre de ce projet ont repoussé son achèvement à fin 2023 ;
- Un travail de cartographie aérienne, lancé à Saint Barthélemy et Saint-Martin et qui pourra être répliqué sur la concession du Sy.Meg, pour corriger et mettre à jour les fonds de plan.
- Les procédures de remise d'ouvrages ont été aménagées et seront adaptées au fur et à mesure pour garantir la mise à jour concomitante des bases SIG et IRIS. EDF-SEI continuera à se rapprocher du Sy.MEG pour examiner comment intégrer les travaux réalisés par la Collectivité dans ces contrôles ;
- EDF-SEI renforce les exigences en matière de cartographie grande échelle à la fois pour répondre à la réglementation en vigueur mais aussi pour être en mesure de contrôler au mieux la cohérence entre les différentes échelles de plans.

En outre, les actions ci-après sont d'ores et déjà lancées.

- Des outils : un outil de contrôle de cohérence entre le SIG et IRIS (PALMIER) a été déployé en 2016. Les acteurs de la cartographie y sont formés et un contrôle de second niveau mis en place ;
- Qualification de prestataires supplémentaires pour les travaux cartographiques, afin de faire face à l'augmentation notable de l'activité ;
- Meilleure implication de tous les services en mettant en place un management de la fiabilisation de la cartographie en mode projet. Le chef de projet rendra directement compte au comité de direction ;
- Examen tous les mois et pour chaque chantier des délais de mise à jour dans le SIG et de mise en immobilisation.



Syndicat Mixte d'Electricité de la Guadeloupe
– Sy.MEG

Évaluation de la continuité de fourniture

Exercice 2021
Décembre 2022 - Version 1

INTRODUCTION	2
1. PRINCIPALES CARACTERISTIQUES TECHNIQUES DE LA CONCESSION	3
1.1 PERIMETRE DE LA CONCESSION	3
1.1.1. Le réseau HTA.....	4
1.1.2. Le réseau BT.....	11
2. CONTINUITE D'ALIMENTATION SUR LA CONCESSION	15
2.1 CONTINUITE DE FOURNITURE SUR L'ENSEMBLE DU RESEAU.....	15
2.1.1. Définition du critère B.....	15
2.1.2. Rappel des objectifs présentés par la CRE pour EDF SEI	16
2.1.3. Evolution du critère B HIX.....	17
2.1.4. Fiabilité du temps de coupure.....	19
2.2 CONTINUITE DE FOURNITURE SUR LE RESEAU HTA (HIX).....	19
2.2.1. Evaluation et analyse géographique de la continuité de fourniture HTA	19
2.2.2. Analyse des sièges et causes des incidents HTA HIX.....	21
2.2.3. Critère B filtré	26
2.2.4. Analyse du TOP 20 des départs HTA les plus incidentogènes	27
2.3 CONTINUITE DE FOURNITURE SUR LE RESEAU BT	29
2.3.1. Analyse spatiale des incidents BT.....	29
2.3.2. Analyse des sièges et causes des incidents BT HIX.....	30
2.3.3. Analyse du TOP 20 des postes HTA-BT les plus incidentogènes	34
2.4 ANALYSE DES COUPURES BREVES ET TRES BREVES	36
2.5 BILAN DES FORCES ET FAIBLESSES SUR LA CONTINUITE.....	38
3. CONCLUSION	40

Introduction

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

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

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

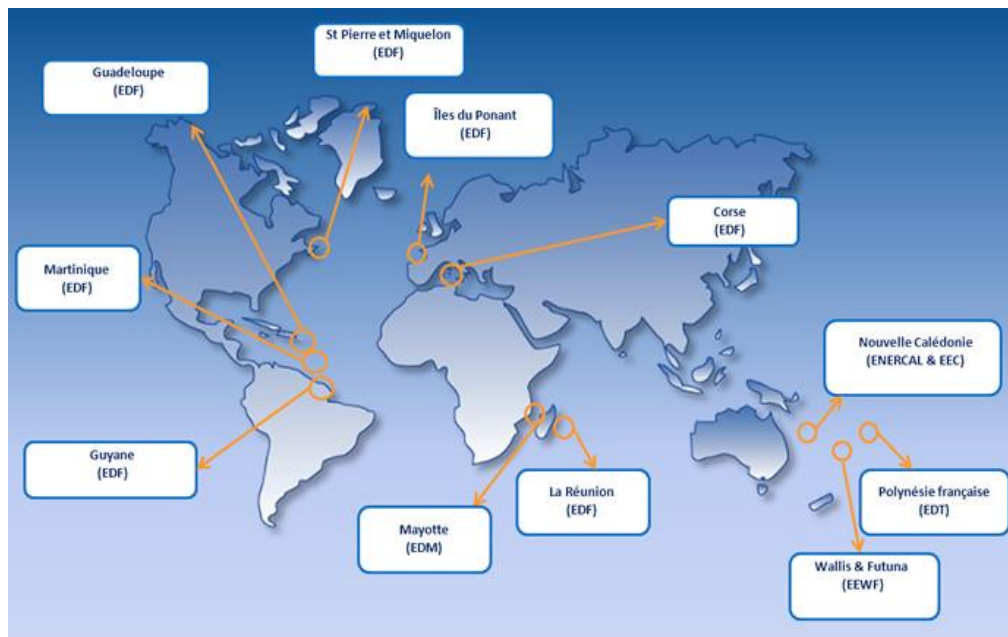
Cette étude propose une vision correspondant à la continuité de fourniture réellement perçue par un usager de la concession, c'est-à-dire intégrant les résultats de continuité de fourniture du réseau amont (production et transport), du réseau HTA et du réseau BT.

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

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

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

Carte des SEI françaises – Source EDF-SEI

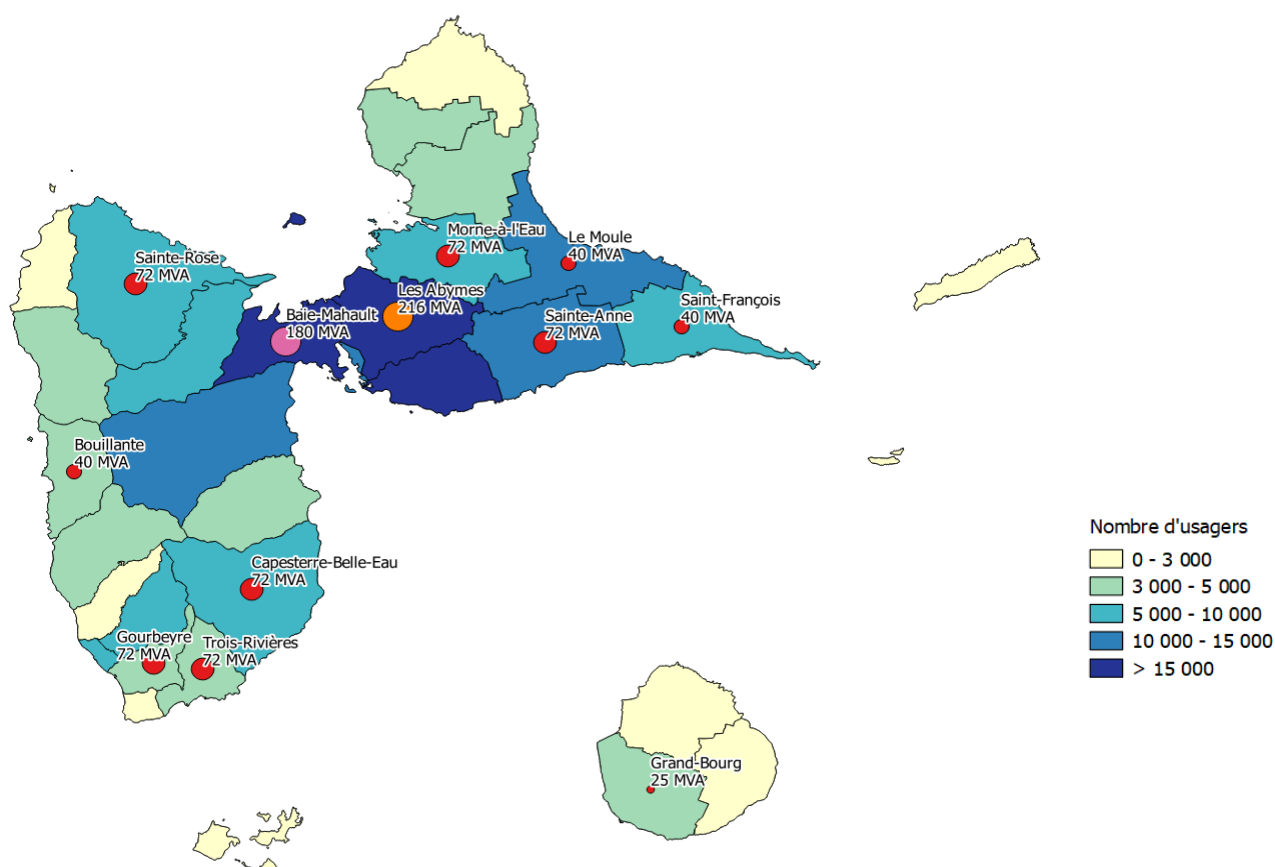


1. Principales caractéristiques techniques de la concession

1.1 Périmètre de la concession

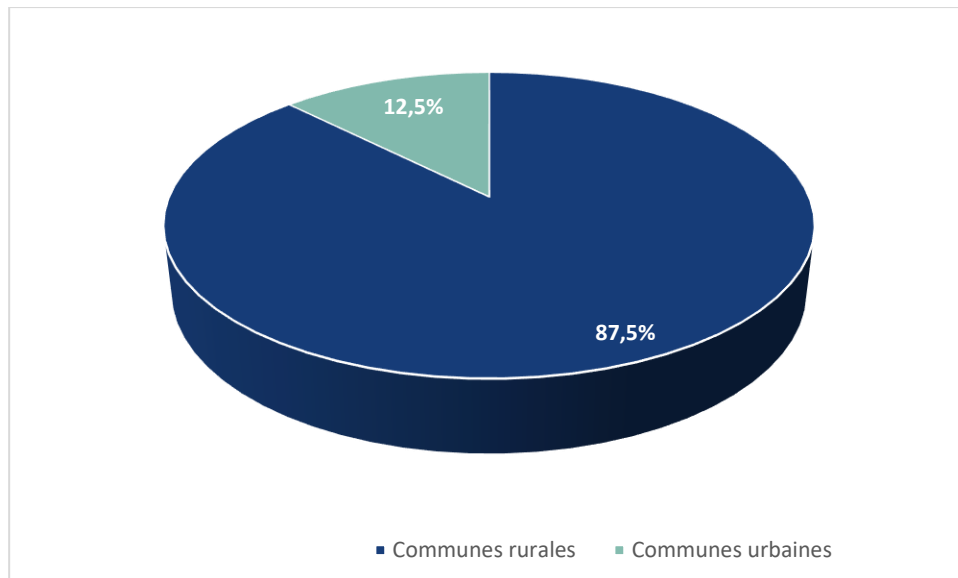
En préambule, il convient de préciser que selon la base technique, le périmètre de la concession est resté inchangé par rapport à l'exercice précédent ; 32 communes forment le territoire, présentées sur la carte suivante.

Répartition du nombre d'utilisateurs par commune et puissance des postes sources alimentant la concession selon la base technique à fin 2021



Sur la concession, les 5 communes comptant le plus d'utilisateurs sont Les Abymes (30 476 utilisateurs soit 13,9% de la concession), Baie-Mahault (18 098 utilisateurs, soit 8,2% de la concession), Le Gosier (16 324 utilisateurs, soit 7,5% de la concession), Saint-Anne (12 154 utilisateurs, soit 5,5% de la concession) et Petit-Bourg (12 107 utilisateurs, soit 5,5% de la concession). La valeur médiane du nombre d'utilisateurs par commune est de 4 061 utilisateurs. Selon le code du régime FACE, la concession est majoritairement rurale avec 28 communes identifiées comme telles, soit 87,5% des communes de la concession. Les 4 communes identifiées comme étant urbaine sont : Les Abymes, Basse-Terre, Pointe-à-Pitre et Saint-Claude.

Répartition des communes selon le régime FACE (urbain ou rural) selon la base technique à fin 2021



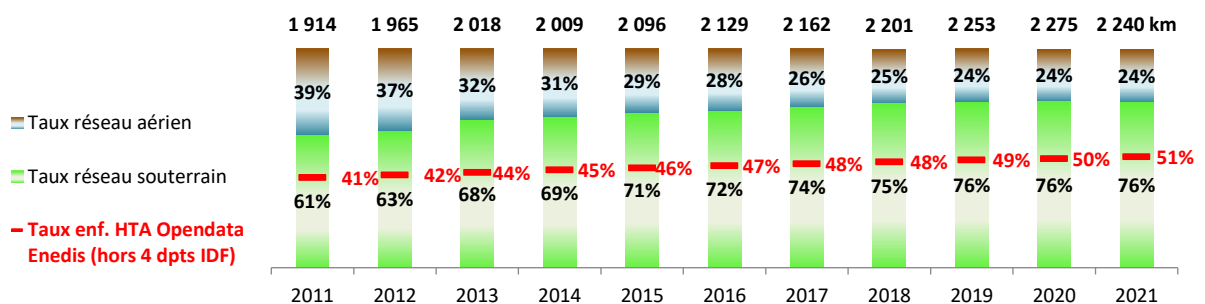
La concession est alimentée par 15 postes sources, qui sont à la frontière entre la très haute tension (réseau HTB) et le réseau de distribution (HTA, moyenne tension et BT, basse tension). Le nombre de poste source est inchangé depuis 2019. Un nouveau poste a été mis en service en 2019 : il s'agit du poste source « M GALLANTE », sur la commune de GRAND-BOURG sur l'île de Marie Galante, augmentant la puissance installée sur la concession de 25 MVA (qui atteint 973 MVA à fin 2021).

1.1.1. Le réseau HTA

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

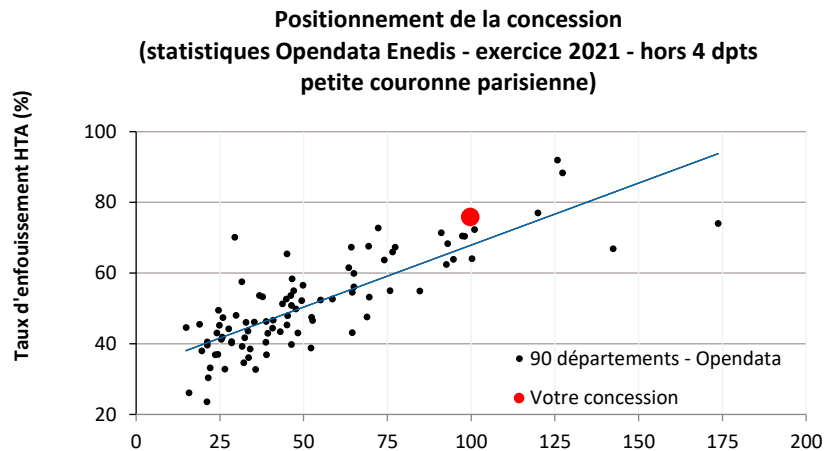
A fin 2021, le taux d'enfouissement du réseau HTA s'établit à 75,9%, soit un taux bien supérieur à la moyenne constatée par AEC (51,0% en 2021).

Le réseau HTA de la concession



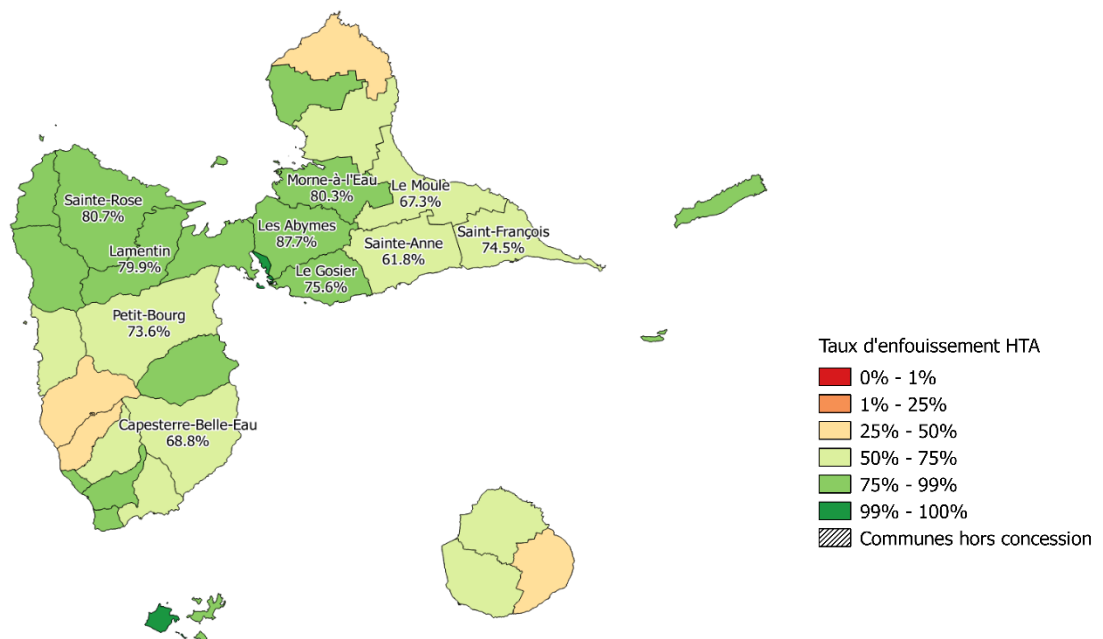
Toutefois, ce taux reste à comparer à celui constaté sur d'autres concessions insulaires et il apparaît près de 8 points supérieurs à celui de la Martinique en 2021 (68,1%), périmètre dont le contexte est très similaire à celui de la Guadeloupe, notamment en ce qui concerne la densité d'utilisateurs et l'exposition aux aléas climatiques.

De plus, la concession du Sy.MEG est une concession dense avec une moyenne de 99,8 usagers par kilomètre de réseau HTA (moyenne AEC de 75 us/km). Elle présente un taux d'enfouissement bien supérieur à celui constaté dans d'autres concessions aux densités comparables.



- De 2014 à 2020, la croissance moyenne observée du taux d'enfouissement HTA est de +1,4 point par an. A noter que pour la première année, 2021 marque un arrêt dans la progression de l'enfouissement des câbles HTA, avec un recul de -0,3 point par rapport à 2020. Cela s'explique notamment par le fait que les ouvrages du réseau HTA sous-marin ont subi une correction dans la base technique de la concession du Sy.MEG en 2021, soit 47 km. La conséquence est que les linéaires ont été retirés de l'inventaire, venant corriger une situation antérieure erronée, le HTA sous-marin n'étant pas censé faire partie du patrimoine de la concession, expliquant ainsi la raison d'une diminution du linéaire en absolu, mais pas en relatif. Afin de comparer 2020 à 2021, dans un souci de comparaison isopérimètre, nous retirons 47 km de réseau souterrain à 2020, portant à 1687 km de réseau HTA souterrain en 2020 le total du linéaire. Partant de cette hypothèse, 2021 marque la création de 13 km de réseau HTA souterrain (1700 km).
- En considérant 2021 comme une anomalie, la trajectoire sur la concession du taux d'enfouissement du réseau HTA s'établirait à plus de 90% à l'horizon 2030. L'objectif annoncé lors des précédents audits d'atteindre un taux d'enfouissement HTA de 85% à horizon 2033 serait donc respecté.
- La carte suivante présente le taux d'enfouissement HTA par commune et permet d'identifier les zones où le réseau HTA est le moins enfoui au sein de la concession.

Taux d'enfouissement HTA par commune en 2021



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

- Anse Bertrand avec 41,1% ;
- Capesterre Marie Galante avec 42,7% ;
- Baillif avec 43,6%
- Vieux Habitants avec 48,5%.

1. Le réseau HTA aérien nu

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

Le réseau HTA de la concession est composé à 24,0% de tronçons aérien nu, soit 537,6 km. Contrairement à l'évolution sur la période 2014-2020 où le taux de réseau aérien nu a diminué (28,1% en 2014 contre 23,7% en 2020), celui nu a connu une hausse en 2021 de +0,3 point.

2. Le linéaire HTA aérien nu de faible section

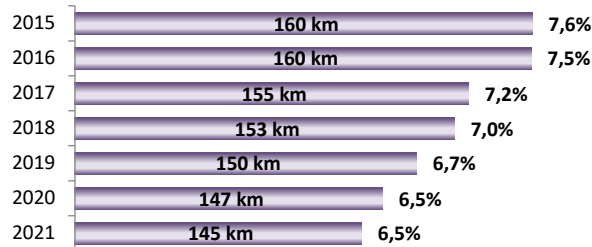
La concession du Sy.MEG n'a plus aucun linéaire HTA de faible section. Le concessionnaire a résorbé les 1,9 km de HTA de faible section qui étaient encore présents en 2017. Cette partie du réseau était très vulnérable aux aléas climatiques. **Ce point souligne les efforts du concessionnaire pour améliorer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

3. Le linéaire HTA à isolation papier

145 km de réseau souterrain sont encore à isolation papier, soit un taux de 6,5%, important au regard des taux constatés en métropole (moyenne de 2,5%) et en Martinique (4,6%, 2018).

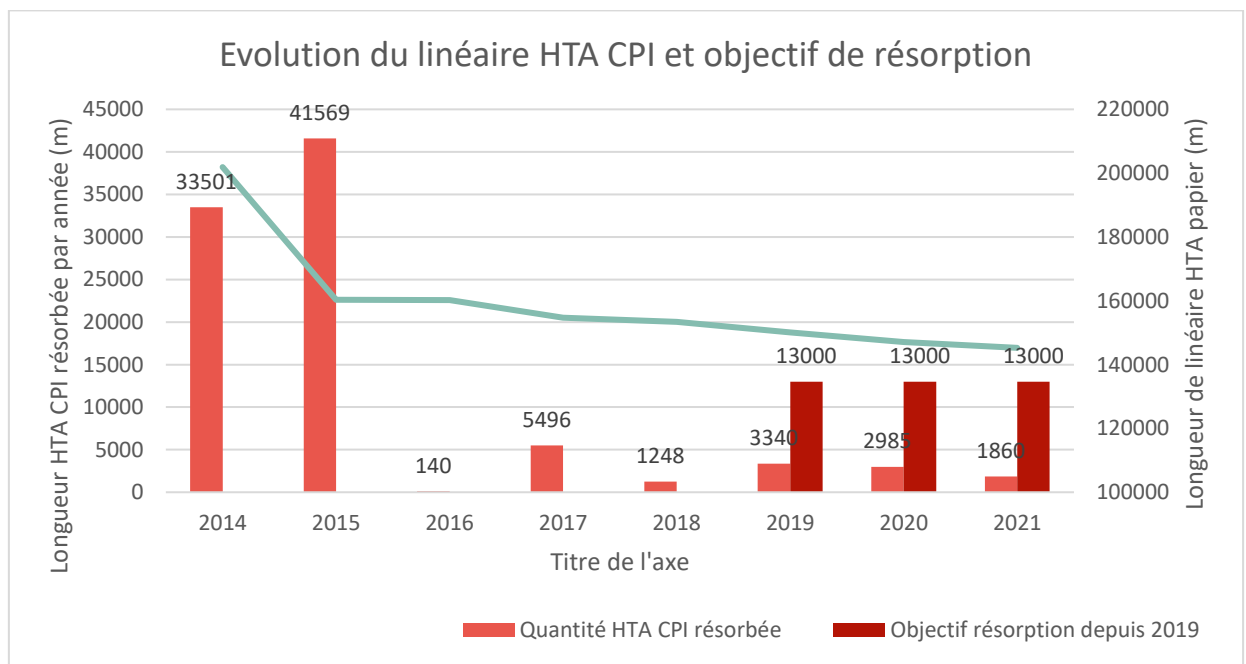
Ces ouvrages constituent une fragilité importante du réseau HTA et présentent des taux de pannes importants. Avec le temps, l'isolant électrique constitutif de ce réseau présente des dégradations majeures (acidité des sols, assèchement des huiles). En perdant ces caractéristiques isolantes, ces câbles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

Evolution du réseau HTA en câble papier



En raison d'opérations de fiabilisation des bases, l'analyse des taux de renouvellement est difficile. En 2014 et 2015, une forte baisse est constatée, mais cette diminution est essentiellement due à des corrections d'inventaire. Sur la période 2015 à 2021, le taux de renouvellement s'établit à seulement -2,5 km/an ce qui amène une résorption théorique totale à un horizon très éloigné (2076).

Evolution du linéaire HTA CPI et tendance de résorption



Longueurs des réseaux de HTA total, souterrain et papier par commune en 2021

Communes	Longueur totale HTA	Longueur HTA souterrain	Taux enfouissement HTA	Longueur HTA CPI	Taux HTA CPI	Evolution tauxn-1
Basse-Terre	38 453	37 265	96.9%	11 664	30.3%	0.1%
DESHAIES	27 759	22 167	79.9%	8 365	30.1%	0.0%
Pointe-à-Pitre	36 509	36 509	100.0%	8 759	24.0%	0.0%
Baie-Mahault	194 306	187 034	96.3%	23 423	12.1%	-0.5%
Le Gosier	102 983	77 902	75.6%	12 130	11.8%	0.0%
Grand-Bourg	72 022	53 335	74.1%	7 405	10.3%	0.0%
Sainte-Rose	119 264	96 186	80.7%	11 263	9.4%	0.0%
Les Abymes	217 237	190 600	87.7%	20 503	9.4%	-0.7%
GOYAVE	39 408	31 941	81.1%	3 246	8.2%	0.0%
Morne-à-l'Eau	91 502	73 455	80.3%	7 166	7.8%	0.0%
Trois-Rivières	44 714	29 850	66.8%	3 394	7.6%	0.0%
Petit-Bourg	110 295	81 218	73.6%	7 845	7.1%	-0.1%
Capesterre-de-Marie-Galante	51 411	21 956	42.7%	2 721	5.3%	0.0%
Sainte-Anne	123 527	76 285	61.8%	6 411	5.2%	0.0%
Saint-Claude	39 490	24 545	62.2%	1 659	4.2%	0.0%
Saint-François	113 637	84 651	74.5%	3 881	3.4%	0.2%
Port-Louis	38 029	29 151	76.7%	1 160	3.1%	0.0%
GOURBEYRE	59 989	55 252	92.1%	1 649	2.7%	0.0%
Terre-de-Haut	21 779	21 167	97.2%	412	1.9%	0.0%
LAMENTIN	69 655	55 649	79.9%	983	1.4%	0.0%
Petit-Canal	79 752	57 135	71.6%	959	1.2%	0.0%
Capesterre-Belle-Eau	100 853	69 363	68.8%	110	0.1%	0.0%
BOUILLANTE	34 301	18 101	52.8%	29	0.1%	0.0%
Le Moule	162 142	109 045	67.3%	101	0.1%	0.0%
Anse-Bertrand	47 010	19 305	41.1%	22	0.0%	0.0%
BAILLIF	30 362	13 237	43.6%	0	0.0%	0.0%
La Désirade	21 781	21 036	96.6%	0	0.0%	0.0%
Pointe-Noire	36 070	30 565	84.7%	0	0.0%	0.0%
Saint-Louis	61 376	40 311	65.7%	0	0.0%	0.0%
Terre-de-Bas	10 587	10 587	100.0%	0	0.0%	0.0%
Vieux-Fort	9 615	8 867	92.2%	0	0.0%	0.0%
Vieux-Habitants	34 508	16 724	48.5%	0	0.0%	0.0%

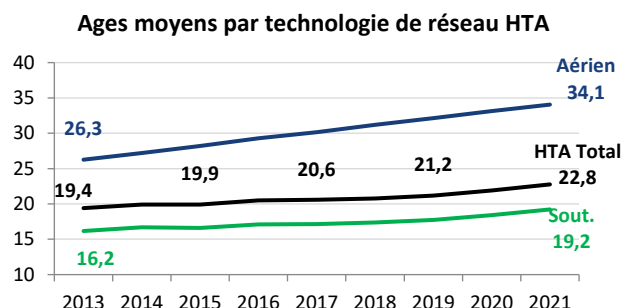
Les communes Basse-Terre, Deshaies et Pointe à Pitre présentent les taux de CPI HTA les plus élevés avec respectivement 11,7 km de CPI (soit 30,3% du réseau HTA de la commune), 8,4 km (30,1%) et 8,7 km soit (24,0%).

6 communes comptent toujours plus de 10% de leur réseau HTA contenant des isolations CPI. A noter que la commune des Abymes est passée en dessous de ce seuil entre 2020 et 2021.

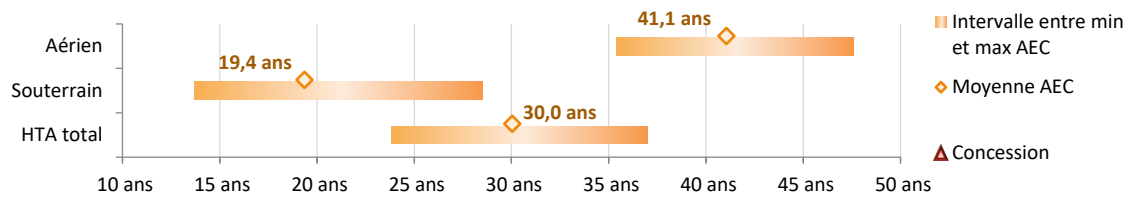
4. Analyse des âges du linéaire HTA

Enfin, le réseau HTA présente un âge encore jeune (22,8 ans). A titre de comparaison, l'âge moyen du réseau HTA s'établit à 30,0 ans sur un panel AEC d'une trentaine de concessions en 2020, le Sy.MEG se situant au niveau de la fourchette basse (l'âge du réseau en Martinique se situe à 25 ans en moyenne en 2018).

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

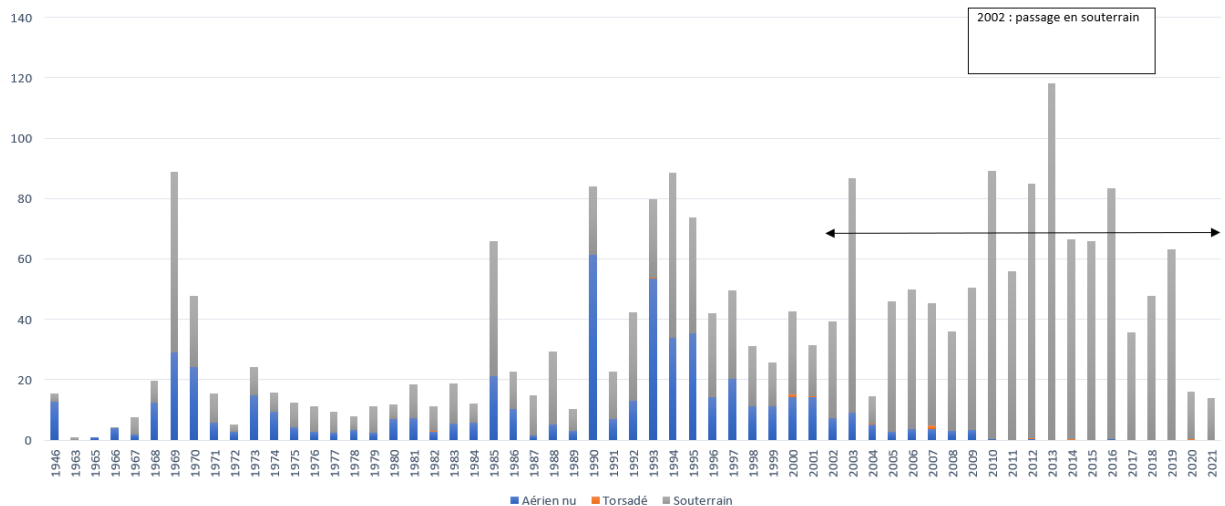


Comparaison des âges moyens HTA avec les statistiques AEC (ex 2020 - 37 AODE)

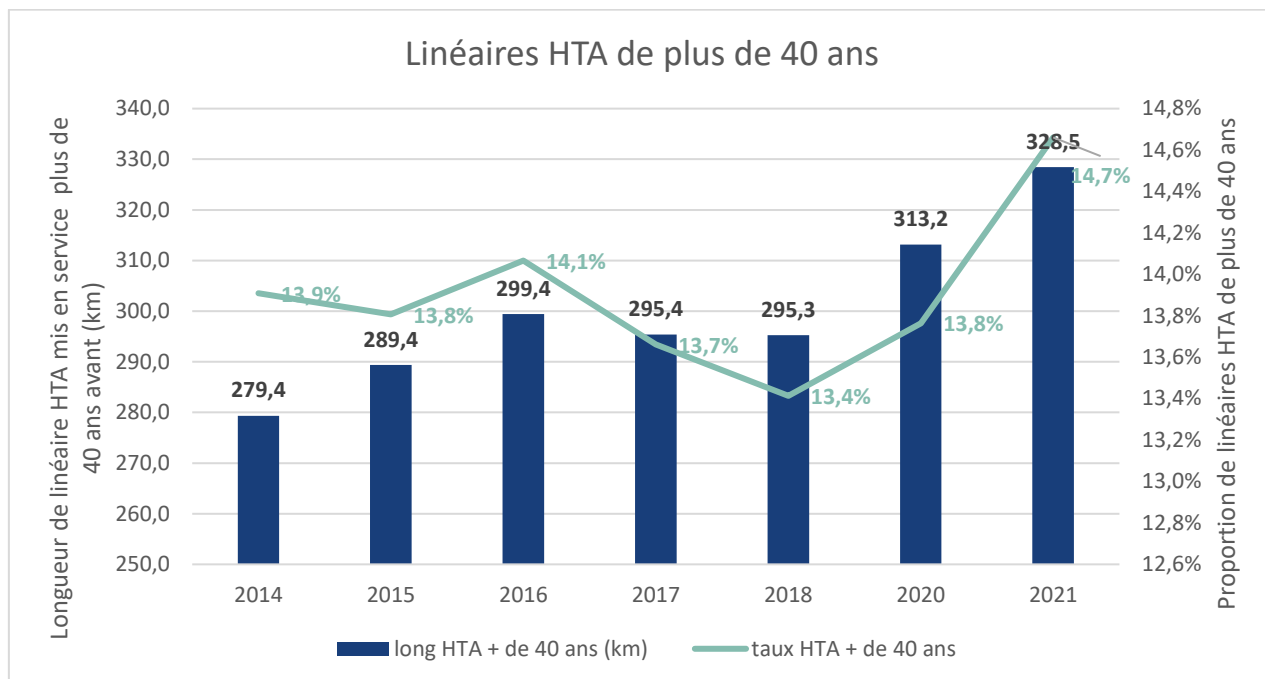


En 2021, le réseau HTA souterrain est jeune (19,2 ans en moyenne) alors que les lignes HTA aériennes sont en moyenne âgées de 34,1 ans. Cet écart s'explique notamment par une politique de développement HTA qui favorise presque exclusivement les constructions en souterrain depuis 2002 (voir pyramide des âges ci-dessous). Seul le réseau HTA souterrain est comparable aux statistiques AEC nationales, le réseau HTA aérien étant plus jeune encore que l'âge minimum constaté sur la métropole. Ce réseau souterrain est donc légèrement plus récent que la moyenne constatée par AEC sur la métropole française.

Pyramide des âges du réseau HTA par typologie



La pyramide des âges montre que sur la période de 1946 à la fin des années 1990, les réseaux étaient partagés entre les technologies aériennes et souterraines. C'est à partir des années 2002 que les mises en services se font quasiment exclusivement en technique souterraine.

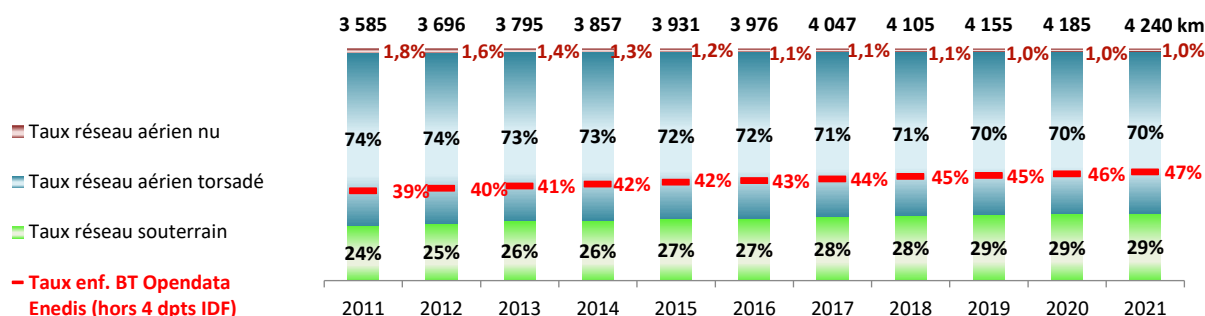
Linéaires HTA de plus de 40 ans

Les réseaux HTA âgés de plus de 40 ans sont longs de 328,5 km, en augmentation de +4,9% par rapport à l'exercice 2020. Ils représentent 14,7% du total et se situent bien en-dessous du taux moyen calculé par rapport aux concessions auditées par AEC (taux moyen de 26,7%, statistiques AEC 2020).

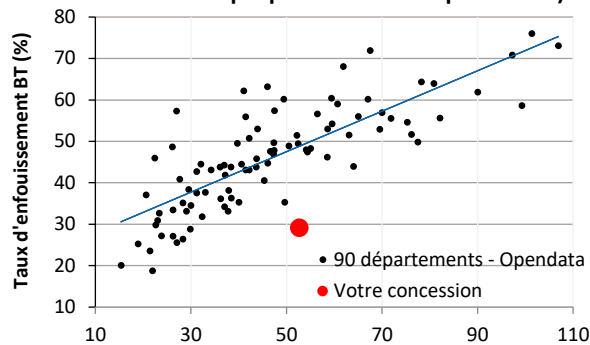
1.1.2. Le réseau BT

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

Les efforts conjoints du syndicat et du concessionnaire ont amené le taux d'enfouissement du réseau BT à augmenter de +4,5 points entre 2012 et 2020, pour s'établir à 29,1%. Cependant, ce taux d'enfouissement reste très faible (29,1%), largement inférieur à des concessions présentant une densité équivalente sur leur réseau BT (52,7 us/ km). Ce taux reste au-dessus du taux d'enfouissement du réseau BT de la Martinique de 24,7% en 2021.

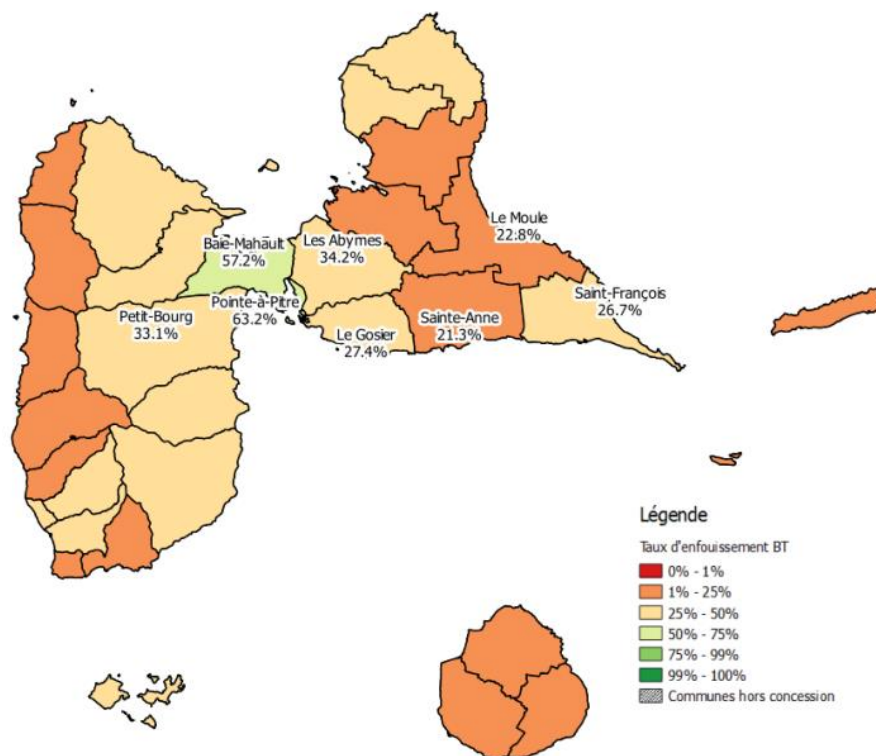
Le réseau BT de la concession

**Positionnement de la concession
(statistiques Opendata Enedis - exercice 2021
- hors 4 dpts petite couronne parisienne)**



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

Taux d'enfouissement BT par commune en 2021



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

- Capesterre de Marie Galante (8,7%) ;
- La Désirade (10,6%) ;
- Pointe noire (12,3%) ;
- Baillif (13,3%)

1. *Le réseau BT aérien torsadé*

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

En 2021, le réseau BT est composé à 69,9% de lignes torsadées, soit 2 963 km. Au cours des dix dernières années, le réseau torsadé a augmenté en moyenne de +29,5km/ an, cependant diminuant en proportion de 4 points sur la même période.

2. Le réseau BT aérien nu

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

Le réseau BT est composé à 1,0% de tronçons aériens nus en 2021 (soit 42 km), valeur en diminution de 1,2 km par rapport à 2020. Ce taux très faible est très inférieur à la moyenne constatée par AEC sur une trentaine de concessions auditées (de 7,8% en métropole et de 0,8% pour la Martinique en 2021).

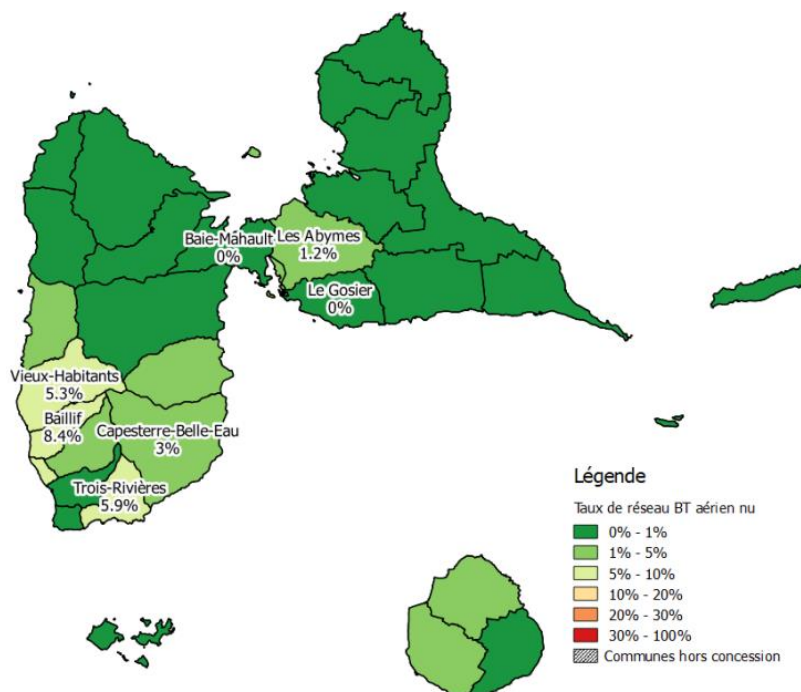
Ces lignes sont présentes à plus de 66% en zone rurale où le concessionnaire ne semble pas engager d'opérations de sécurisation par du renouvellement en torsadé ou par de l'enfouissement. Entre 2013 et 2018, 7 km ont été traités par EDF-SEI, mais **cette longueur de réseau BT aérien nu n'évolue plus depuis 3 ans.**

Répartition du réseau BT aérien nu (km)



La carte suivante présente la localisation des fils nus de la concession et indique une concentration forte sur les communes de Baillif, Trois rivières et Vieux-Habitants qui représentent respectivement 4,8 km, 5,1 km et 4,4 km de fil aérien nu soit 34% du stock concessif.

Taux de réseau BT aérien nu par commune en 2021



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

2. Continuité d'alimentation sur la concession

2.1 Continuité de fourniture sur l'ensemble du réseau

2.1.1. Définition du critère B

Il convient de préciser en préambule la nature des différents indicateurs utilisés dans cette partie.

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

En l'occurrence, 2 types de critère B existent :

- **Le critère B TCC** (toutes causes confondues). La définition suivante provient de la délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 13 novembre 2013 portant projet de décision relative aux tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTA ou BT (dits TURPE 4 HTA/BT). Sont considérés comme des événements exceptionnels :
 - Les destructions dues à des actes de guerre, émeutes, pillages, sabotages, attentats, atteintes délictuelles ;
 - Les dommages causés par des faits accidentels et non maîtrisables, imputables à des tiers, tels que les incendies, explosions, chutes d'avion ;
 - Les catastrophes naturelles au sens de la loi n° 82-600 du 13 juillet 1982 ;
 - L'indisponibilité soudaine, fortuite et simultanée de plusieurs installations de production raccordées au réseau public de transport, dès lors que la puissance indisponible est supérieure à ce que prévoit l'application des règles de sûreté mentionnées à l'article 28 du cahier des charges type de concession du réseau public de transport d'électricité (annexé au décret n° 2006-1731 du 23 décembre 2006) ;
 - Les mises hors service d'ouvrages décidées par les pouvoirs publics pour des motifs de sécurité publique ou de police dès lors que cette décision ne résulte pas du comportement ou de l'inaction du gestionnaire de réseau public d'électricité ;
 - Les phénomènes atmosphériques d'une ampleur exceptionnelle, au regard de leur impact sur les réseaux, caractérisés par une probabilité d'occurrence annuelle inférieure à 5% pour la zone géographique considérée dès que, lors d'une même journée et pour la même cause, au moins 100 000 consommateurs finals alimentés par le réseau public de transport et/ou par les réseaux publics de distribution sont privés d'électricité.
- **Le critère B HIX** (hors incidents exceptionnels). Il s'agit du critère B sans les événements exceptionnels.

Le critère B intègre également dans sa décomposition les interruptions survenant dans la partie amont de la concession, c'est-à-dire le transport HTB et la production.

Le CRAC rappelle cette définition :

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

2.1.2. Rappel des objectifs présentés par la CRE pour EDF SEI

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

Ainsi, si EDF SEI présente un temps de coupure supérieur à 329 minutes, il sera pénalisé de 173k€ par minutes supplémentaires. Inversement, si EDF SEI présente un temps de coupure inférieur à 329 minutes, il percevra un bonus de 173k€ par minutes en moins.

Extrait de la CRE sur la régulation incitative du TURPE 5

■ Le cadre de la régulation incitative : Le TURPE 5

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

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

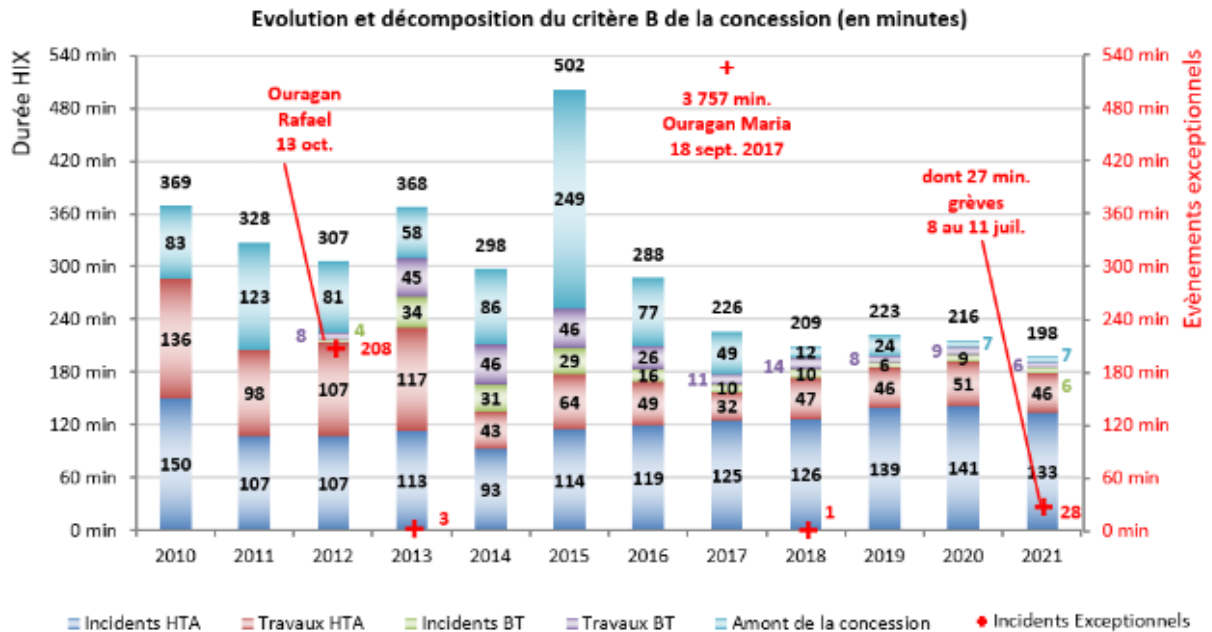
- Incitation financière calquée sur le mécanisme retenu pour Enedis

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

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

2.1.3. Evolution du critère B HIX

Le critère B HIX de la concession est illustré sur le graphique suivant. Il présente également le complément relatif aux incidents classés comme exceptionnels, identifiés comme tel en 2017 avec le cyclone MARIA ayant élevé le critère B TCC à 3 983 minutes. En 2021, il n'y a pas de tempête à signaler, la plus grande contribution étant les grèves de juillet).



En moyenne sur la période 2018-2021, le critère B HIX est de 212,3 minutes par an. Cette valeur est largement inférieure à la valeur énoncée dans les objectifs de la CRE (329 minutes/an).

De 2015 à 2018, le temps de coupure HIX est en amélioration passant de 502,0 minutes à 209,4 minutes, avec une légère dégradation en 2019 (+12,4 minutes).

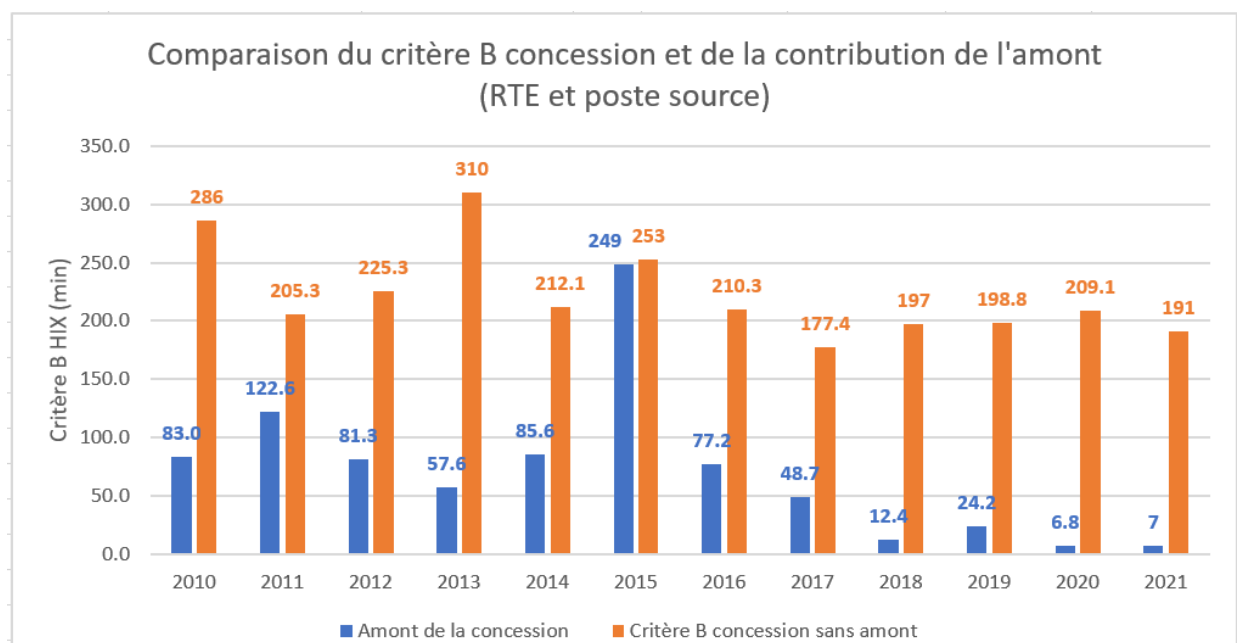
Entre 2020 et 2021, une nette amélioration du critère B HIX est constatée (-17,8 minutes, soit une diminution de 8,3%) pour atteindre 198,1 minutes. On note notamment une diminution dans la contribution HIX des postes sources (1,45 minute en 2021 contre 2,2 en 2020, soit -34%), des incidents HTA et BT (respectivement -7,7 minutes et -2,3 minutes) et travaux HTA et BT (respectivement -4,9 minutes et -3,2 minutes).

Le tableau ci-dessous compare les différentes contributions au critère B de l'année 2020 à celles de 2021, mais également à celles de l'AODE voisine, le SMEM. Ce dernier connaît d'ailleurs un critère B HIX incident 1,6 plus important que celui du Sy.MEG avec 227,5 minutes pour la Martinique contre 139,5 pour la Guadeloupe, mais également une contribution amont (RTE et poste source) 19 fois plus importante pour le SMEM, avec 134,5 minutes en Martinique contre 7,1 minutes en Guadeloupe.

	Sy.MEG				SMEM			
	2020	2021	Différence absolue 2020/2021	Différence relative 2020/2021	2020	2021	Différence absolue 2020/2021	Différence relative 2020/2021
Critère B HIX origine RTE	4.6	5.6	1.0	22.2%	83.6	78.2	-5.4	-6.5%
Critère B HIX incident Poste Source	2.3	1.5	-0.8	-35.4%	28.0	56.3	28.3	101.1%
Critère B HIX INCIDENT	149.4	139.5	-10.0	-6.6%	337.8	227.5	-110.3	-32.9%
Critère B HIX incident HTA	140.9	133.2	-7.7	-5.5%				
Critère B HIX incident BT	8.5	6.3	-2.3	-26.7%				
Critère B HIX TRAVAUX	59.7	51.6	-8.1	-13.6%	67.7	74.4	6.7	9.9%
Critère B HIX tx hta	50.7	45.9	-4.9	-9.6%				
Critère B HIX tx bt	8.9	5.7	-3.2	-36.3%				
Critère B HIX hors RTE	211.4	192.5	-18.9	-8.9%	433.5	358.2	-75.3	-17.4%
Critère B HIX total concession	215.9	198.1	-17.9	-8.3%	517.1	436.4	-80.7	-15.6%
Critère B tcc	215.9	225.6	9.7	4.5%	523.9	485.8	-38.1	-7.3%

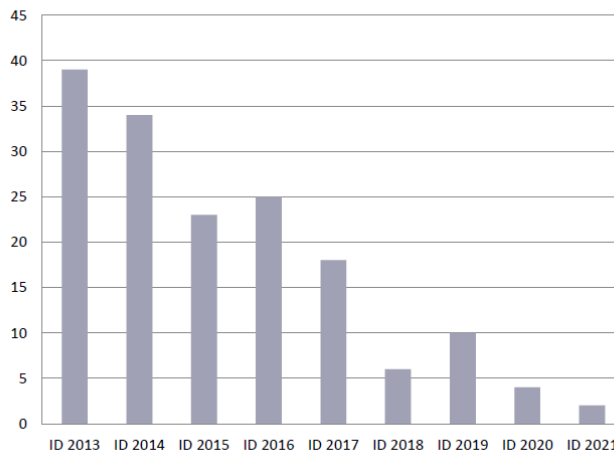
Les incidents sur le réseau HTA sont les premiers contributeurs au critère B HIX en 2021 (67,2%).

Toutefois, d'après le graphe suivant, les diminutions du critère B depuis 2017 sont principalement dues à de nettes améliorations en amont de la distribution, c'est-à-dire qu'un nombre moins important d'interruptions concernant la production et le transport d'électricité a été dénombré. Après une diminution sur la période 2015-2017, le critère B ressenti « sur la concession » augmente depuis 2017, passant de 177,4 minutes à 209,1 minutes en 2020, démontrant une dégradation de la continuité de fourniture sur la concession. Cependant, 2021 marque l'année avec le critère B ressenti le plus faible sur les quatre derniers exercices.



Ce constat s'explique par la tendance à la baisse des délestages comme on peut le voir sur le graphique ci-dessous. Un délestage consistant à supprimer l'alimentation d'un groupe d'appareils ou de clients afin d'éviter la saturation de l'alimentation électrique.

Evolution du nb de délestage



2.1.4. Fiabilité du temps de coupure

Le tableau ci-dessous présente les valeurs du Critère B entre les différentes requêtes techniques transmises par EDF-SEI dans le cadre du contrôle de concession (c'est à dire le fichier ETINC18a détaillant les coupures HTA, le fichier ETINC28 détaillant les coupures BT, le fichier ETINC05 détaillant la continuité, et les chiffres du CRAC).

Exercice 2021

	ETINC 05a	Données de contrôle			CRAC
	ETINC 05a	ETINC 18a	ETINC 28	etinc 02	CRAC
Critère B HIX inc HTA	133.2	133.4			139.44
Critère B HIX inc BT	6.3		6.3		
Critère B HIX tvx HTA	45.9	46.0			51.58
Critère B HIX tvx BT	5.7		5.7		
Critère B HIX RTE + PS	7.0			7.0	7
Critère B HIX	198.1	198.4			198.0

Il apparaît une cohérence quasi-parfaite entre les fichiers de contrôles et les chiffres du CRAC. **Ce point était déjà en amélioration pour l'exercice 2019 et 2020 par rapport aux exercices précédents, et se confirme pour l'année 2021.**

2.2 Continuité de fourniture sur le réseau HTA (HIX)

2.2.1. Evaluation et analyse géographique de la continuité de fourniture HTA

Afin de localiser les zones prioritaires pour la sécurisation des réseaux HTA, il est nécessaire de spatialiser le temps de coupure sur incident HTA à une maille territoriale plus fine. Les cartes suivantes présentent ainsi les différents critères B à la maille de la commune

Ces cartes permettent les conclusions suivantes :

- **Sur la période 2019-2021 :**
 - Le critère B incident HIX se situe entre 120 minutes et 240 minutes sur une bonne partie du territoire, notamment la Grande-Terre (partie est) et le nord de la Basse-Terre (partie ouest)
 - Il est supérieur à 240 minutes sur les îles au large de la Guadeloupe, à savoir Les Saintes, Marie-Galante et Marie-Galante.
 - Le secteur des Abymes et Pointe-à-Pitre ainsi que le sud de Basse-Terre se retrouvent avec un critère B incident HIX d'une bonne qualité avec un critère B incident HIX compris entre 60 et 90 minutes pour la capitale.
- **Sur l'année 2021 :**
 - On remarque une nette distinction entre Basse-Terre et Grande-Terre. En effet, le critère B incident HIX est globalement compris entre 60 et 90 minutes sur la partie est du territoire, quand Grande-Terre se retrouve avec un critère B incident HIX compris entre 120 et 240 minutes pour la partie sud (Le Gosier, Sainte-Anne, Le François) voire dépassant 240 minutes pour certaines zones (Anse-Bertrand, Le Moule, Saint-François)
 - Les îles des Saintes et La Désirade comportent un critère B incident HIX supérieur à 240 minutes, quand Marie-Galante voit le sien compris entre 120 minutes et 240 minutes.
- **Sur les années 2019 et 2020**
 - La tendance est la même pour le sud de Basse-Terre, comportant un critère B incident HIX compris entre 0 et 90 minutes. A noter cependant un épisode de troubles en 2020 sur la partie nord de Basse-Terre avec un critère B incident HIX supérieur à 240 minutes dans les communes de Goyave, Petit-Bourg, Lamentin ou encore Deshaies.
 - Grande-Terre a quant à elle connu un épisode de mieux en 2019 avec un critère B compris entre 60 et 90 minutes pour les communes des Abymes, Le Gosier et Saint-Anne.

2.2.2. Analyse des sièges et causes des incidents HTA HIX

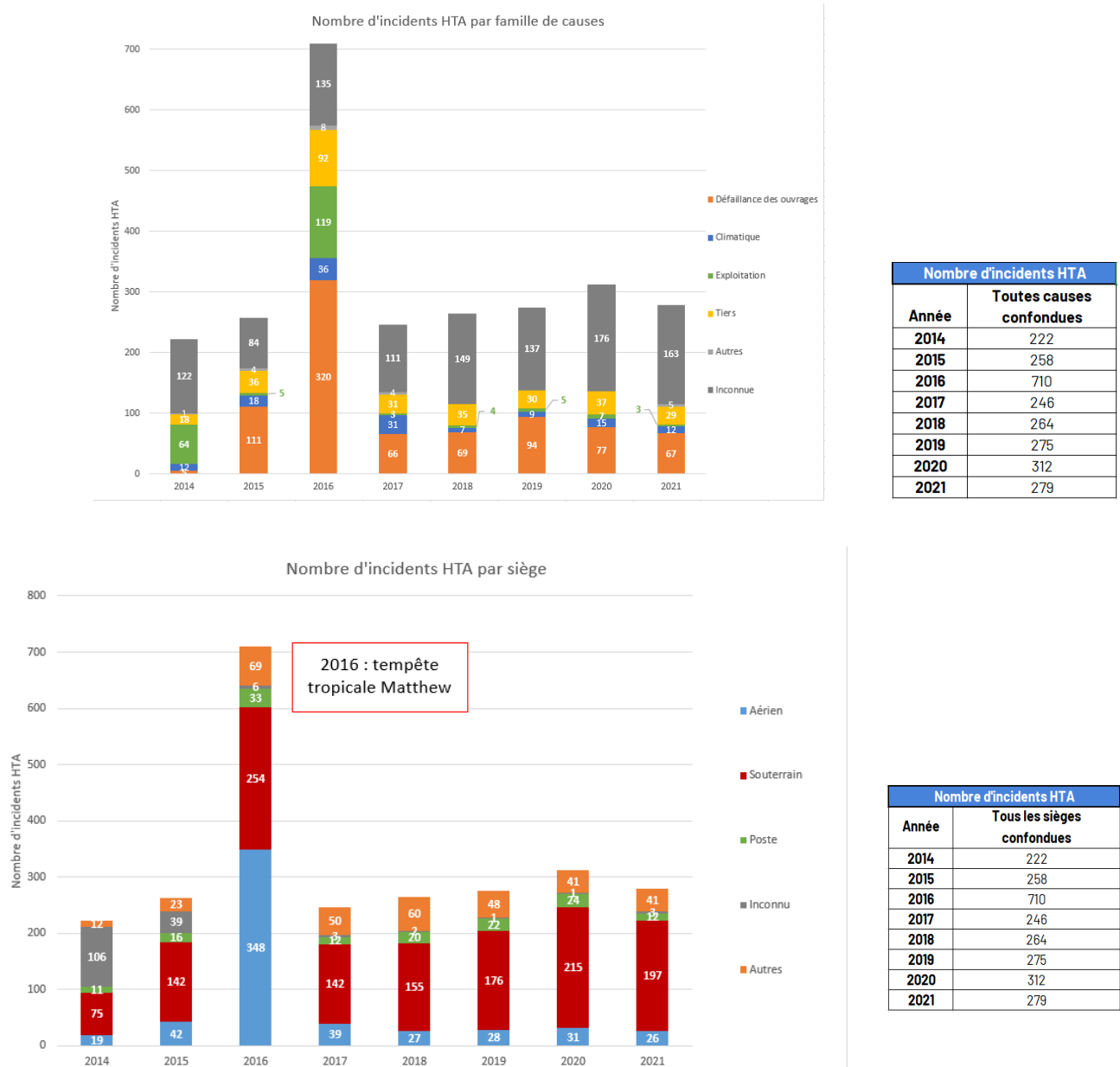
Le tableau et les graphiques ci-dessous montrent l'évolution du nombre d'incidents constatés sur le réseau HTA entre 2014 et 2021 et leurs sources de contribution.

L'analyse croisée des sièges et des causes de coupures en termes de nombre d'incidents HTA est présentée sur la période 2014 – 2021 dans le tableau suivant.

Croisement causes/sièges d'incident en termes de NOMBRE d'incidents HTA (2014-2021)

Répartition du nombre d'incidents HTA par siège et par cause Toutes années disponibles		Siège								
		Aérien			Poste	Souterrain		Autres	Inconnu	Tous sièges confondus
		Ligne	Accessoire	Support		CPI	Autres			
C a u s e	Climatique	2.2%	1.2%	0.5%	0.4%	0.0%	0.2%	0.8%	0.4%	5.5%
	Défaillance des ouvrages	6.0%	1.7%	0.6%	1.2%	3.8%	15.7%	0.2%	0.4%	29.5%
	Tiers	1.1%	0.2%	0.7%	1.3%	0.4%	8.0%	0.3%	0.2%	12.3%
	Exploitation	4.8%	0.0%	0.1%	0.1%	0.2%	0.5%	0.1%	2.2%	8.0%
	Autres	0.2%	0.2%	0.0%	0.1%	0.0%	0.4%	0.0%	0.0%	0.9%
	Inconnue	0.7%	1.2%	0.2%	2.9%	0.5%	22.4%	11.5%	4.3%	43.8%
	Toutes causes confondues	14.9%	4.5%	2.0%	6.0%	4.8%	47.3%	12.9%	7.5%	100.0%

Décompositions des incidents HTA HIX par catégorie de siège et cause en nombre sur la période 2014-2021



Le **premier siège en termes de « nombres d'incidents »** est le réseau souterrain (hors CPI) avec 47,3% des incidents HIX sur la période étudiée, venant notamment à 15,7% d'une défaillance d'ouvrage et à 22,4% d'une cause inconnue. Il est important de rappeler que le réseau HTA est enfoui à 75,9% ; ce pourcentage d'incidents élevés est donc à relativiser au vu du taux d'enfouissement. Le deuxième siège est constitué des lignes aériennes cumulant 14,9% des incidents HIX.

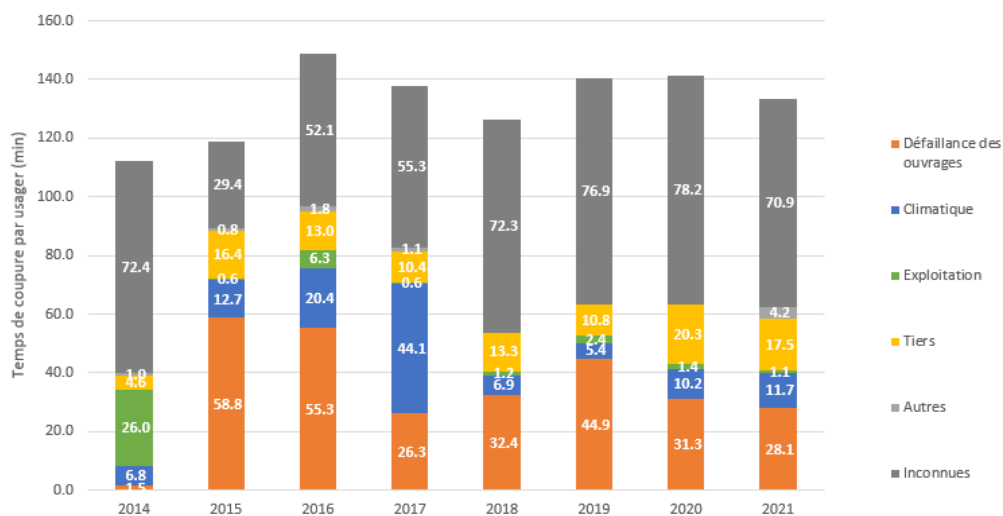
Dans l'ensemble, 43,8% des **causes** ont une origine inconnue ; une valeur très élevée en comparaison d'autres concessions métropolitaines (moins de 10%). **Ces causes d'origines inconnues sont depuis plusieurs années, d'une part, floues malgré les demandes de précision faites, et d'autre part sans aucune amélioration.** La deuxième cause d'incidents est formée des défaillances d'ouvrages avec 29,5% des incidents.

Si l'on s'en tient aux deux derniers graphiques ci-dessus, en 2021, on dénombre un total de 279 incidents HTA, un chiffre en baisse par rapport à 2020 qui était de 312 (-10,6%). Parmi ces 279 incidents, 163 sont d'origine « inconnue ». La deuxième famille de causes d'incidents est la « Défaillance d'ouvrages », comptabilisant 67 incidents en 2021, un chiffre également en baisse par rapport à 2019 et 2020.

Depuis 2017, ce sont les linéaires souterrains qui comptent le plus grand nombre d'incidents (197) en 2021, contre 215 en 2020, une baisse relative de 8,4%. En 2021, tous les sièges d'incidents sont en baisse, à l'exception de la catégorie « autres » qui reste constante.

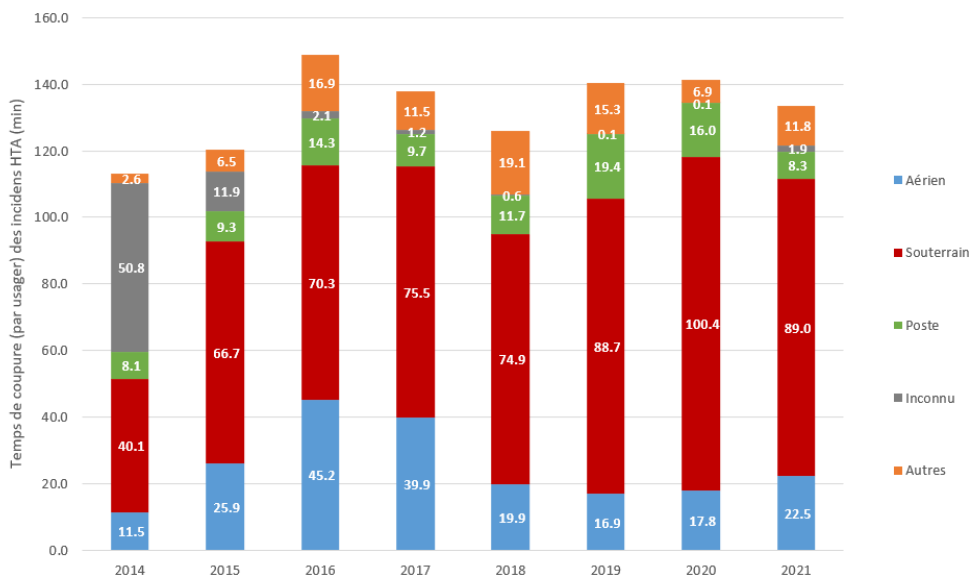
Les graphiques suivants présentent les temps de coupure par usager des incidents HTA selon les différentes causes et sièges sur la période 2014-2021.

Temps de coupure par usager des incidents HTA par famille de causes



Temps de coupure incidents HTA	
Année	Toutes causes confondues
2014	72.4
2015	29.4
2016	52.1
2017	55.3
2018	72.3
2019	76.9
2020	78.2
2021	70.9

Temps de coupure (par usager) des incidents HTA par siège



Temps de coupure incidents HTA	
Année	Tous les sièges confondues
2014	72.4
2015	29.4
2016	52.1
2017	55.3
2018	72.3
2019	76.9
2020	78.2
2021	70.9

En 2021, on dénombre 133,4 minutes de coupure par usager toutes causes confondues, un chiffre en baisse de 5,7% par rapport à 2020 (141,4 minutes). Il apparaît alors, et ce depuis 2015, que le siège comptabilisant le temps de coupure le plus élevé est la HTA souterraine, avec 89 minutes et représentant 66,7% du temps de coupure, un chiffre toutefois en baisse de 11,4% par rapport à 2020. A noter également que le temps de coupure par usager de l'aérien HTA a une tendance à la hausse depuis 2019 et atteint un volume record depuis 2018 avec 22,5 minutes, soit 16,8%.

Par ailleurs, le temps de coupure par usager des incidents HTA dont la cause est inconnue reste la cause la plus représentée depuis 2014, avec 53.1%, un chiffre qui a une tendance stable depuis 2018, bien qu'il soit en baisse de 10,3% par rapport à 2020.

Le tableau suivant présente la décomposition des NiTi¹ par sièges et par années sur la période 2014-2021. Le siège dont la contribution au temps de coupure est la plus importante est le réseau souterrain hors CPI et toutes causes confondues, avec 52,9% du temps de coupure. Les causes du temps de coupure sont également principalement inconnues (50,0%). Viennent ensuite les défaillances d'ouvrages avec 24,1% du temps de coupure.

Croisement causes/sièges d'incident en termes de NiTi des incidents HTA (2014-2021)

Répartition du NiTi des incidents HTA par siège et par cause Toutes années disponibles		Siège								
		Aérien			Poste	Souterrain		Autres	Inconnu	Tous sièges confondus
		Ligne	Accessoire	Support		CPI	Autres			
C a u s e	Climatique	4.64%	2.55%	1.13%	0.96%	0.00%	0.63%	0.55%	0.34%	10.80%
	Défaillance des ouvrages	0.93%	2.78%	0.47%	1.73%	3.22%	14.45%	0.02%	0.48%	24.09%
	Tiers	0.63%	0.19%	0.89%	1.17%	0.25%	7.08%	0.05%	0.11%	10.38%
	Exploitation	0.98%	0.01%	0.07%	0.07%	0.12%	0.44%	0.01%	1.91%	3.60%
	Autres	0.17%	0.16%	0.00%	0.03%	0.03%	0.47%	0.00%	0.00%	0.85%
	Inconnue	1.10%	2.18%	0.26%	4.97%	0.20%	29.81%	7.49%	4.02%	50.03%
	Toutes causes confondues	8.45%	7.86%	2.82%	8.94%	3.82%	52.88%	8.12%	6.87%	99.74%

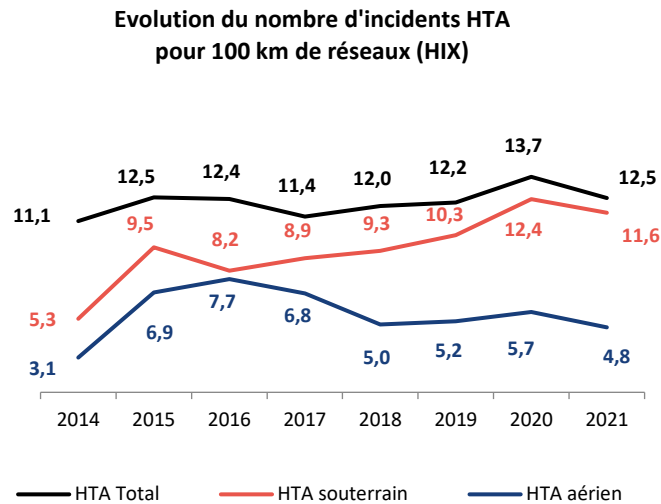
Il apparaît qu'une part trop importante du NiTi des incidents HTA reste sans cause connue (50,0%). Ce point est dommageable puisqu'il empiète largement sur l'analyse des causes des incidents HTA. Ce problème est connu des équipes d'EDF ; des investigations sont en cours pour améliorer ce point. Le constat a déjà été fait lors du contrôle de l'exercice précédent.

L'engagement du concessionnaire pour l'amélioration de ce point avait été établi lors des précédents exercices. La sensibilisation des agents à la précision de la collecte des informations relatives aux incidents sur le réseau doit être renforcée, et le Sy.MEG est invité à y accorder une importance particulière lors des prochains contrôles.

En particulier, le nombre d'incidents catégorisés en tant que climatiques est relativement faible depuis 2014 (10,8%) malgré la forte exposition du territoire à ces aléas.

Inversement, le nombre de défaillances matérielles est relativement important (24,1%), ce qui est cohérent avec l'exposition du réseau aérien aux aléas climatiques qui le fragilisent.

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

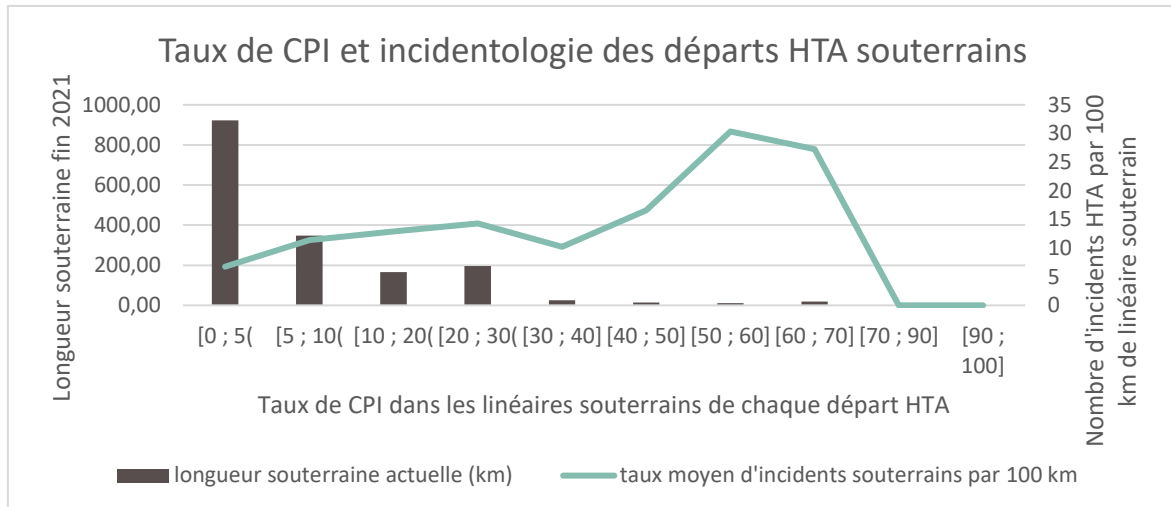


Le réseau HTA présente un taux d'incidents aux 100 km de réseau en légère diminution en 2021 pour la première année depuis 2017, passant de 11,4 en 2017 à 13,7 inc/100 km en 2020 et atteindre 12,5 inc/100 km en 2021. La moyenne des taux d'incident sur la période 2014-2021 s'établit à 12,2 incidents/100 km de réseau (*contre 15,5 inc/100 km sur l'année 2021*).

Les taux d'incidents sur les lignes aériennes sont également en baisse pour la première année depuis 2018, passant de 5,0 à 5,7 incidents pour 100 km de réseau sur la période 2018-2020, pour finalement atteindre 4,8 incidents HTA pour 100 km de réseau aérien.

Les câbles souterrains présentaient un taux d'incident en augmentation depuis 2016, passant de 8,2 en 2016 à 12,4 incidents / 100 km en 2020. 2021 marque encore la première année depuis 2016 où ce taux est en baisse pour atteindre 11,6 incidents souterrains HTA. La moyenne sur la période s'établit à 9,4 incidents aux 100 km (*contre 9,9 inc/100 km en Martinique en 2021*).

Les incidents sur le réseau souterrain sont particulièrement accentués par la présence des câbles à isolation papier, comme le prouve le graphique ci-dessous, et le très faible rythme de résorption de ce type de câble ne favorise pas l'amélioration du taux d'incidents.



On constate que la majeure partie des incidents souterrains ont lieu sur les réseaux composés à 40% et plus de CPI.

En outre, les taux d'incidents constatés en 2021 sont plus importants que les moyennes métropolitaines (3,9 incidents au 100 km pour le réseau aérien, 1,7 sur le réseau souterrain et 4,2 au global) du fait :

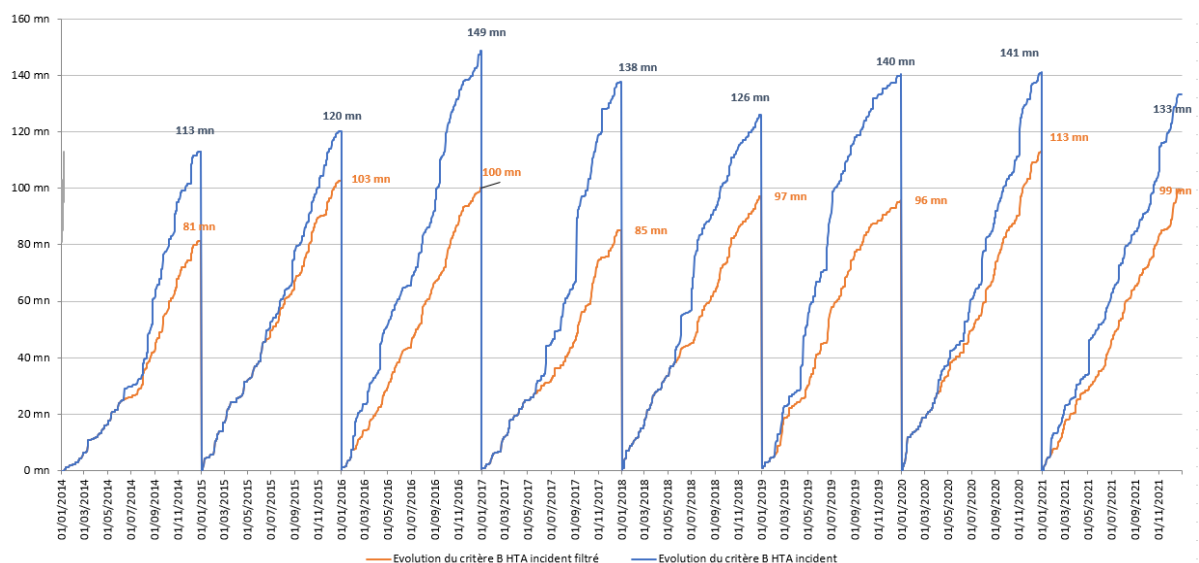
- De l'exposition aux aléas climatiques et de la corrosion sur le réseau aérien ;
- De la défaillance de matériel sur les accessoires et les câbles pour le réseau souterrain.

2.2.3. Critère B filtré

Le graphique suivant montre l'évolution du **critère B incidents HIX HTA** au cours du temps entre 2014 et 2021. Afin d'analyser ce temps de coupure en dehors des événements climatiques les plus impactant, les jours présentant une contribution au critère B de plus de 3 minutes ont été filtrés.

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

Critère B filtré des incident HTA HIX contribuant à plus de 3 minutes (2014-2021)



L'impact des événements climatiques majeurs sur les exercices de 2014 à 2021 est parfaitement visible via la courbe ci-dessus. En effet, sur les 8 derniers exercices, cette analyse filtre en moyenne 36 minutes sur 132,5 minutes de critère B HTA, soit environ 27,1% du critère B HTA.

Depuis 2014, le critère B filtré des incidents contribuant à plus de 3 minutes de critère B (courbe orange) évolue entre 81 minutes et 113 minutes. C'est en 2020 que le critère B filtré remonte à 113 minutes, la plus haute valeur enregistrée sur cette période analysée. La progression de ce critère B filtré était globalement stable et oscillait autour d'une moyenne de 96,7 minutes jusqu'en 2019 mais en 2020, un nouveau maximum est atteint. L'année 2021 s'inscrit donc dans la moyenne après la diminution du critère B HTA incident filtré.

2.2.4. Analyse du TOP 20 des départs HTA les plus incidentogènes

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

TOP 20 des départs HTA contribuant le plus au temps de coupure (période 2014-2021)

Critère B inc HTA HIX du départ (min)											Nombre d'incidents HTA HIX	Critère B inc HTA HIX aérien	Critère B inc HTA HIX défaillance	Taux enfouissement
PS	Départ HTA	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2014-2021	Moyenne 2014-2021	Moyenne 2014-2021	Moyenne 2014-2021	2021
Gardel	RICHEP	242.9	426.6	593.0	722.9	201.1	328.2	317.6	699.3	441.5	3.5	285.3	127.1	25.36%
Blanchet	CAMPEC	0.0	376.9	361.6	537.4	486.6	485.6	323.2	361.1	366.6	6.0	192.5	19.7	29.62%
Blanchet	VBOURG	0.0	340.4	127.9	479.0	460.8	91.9	356.7	517.5	296.8	5.0	0.0	39.1	93.97%
Baie-Mahault	PROTO	75.5	64.6	1442.3	0.0	199.8	0.0	277.2	194.6	281.8	2.1	0.0	70.6	100.00%
Capesterre	T/RIVI	320.4	241.3	375.6	911.4	135.2	65.7	42.1	94.9	273.3	5.8	83.4	33.2	39.81%
Capesterre	GOYAVE	227.4	265.9	694.0	150.6	248.6	321.0	79.4	177.5	270.5	6.9	51.3	53.8	79.12%
Saint François	MILITA	859.1	134.1	95.5	45.3	141.8	61.8	131.3	656.6	265.7	2.3	16.6	25.7	51.81%
JARRY	JAILLE	39.0	346.6	935.2	41.4	97.3	77.6	84.5	117.3	217.4	4.1	0.0	163.6	96.30%
M GALLANTE GRAND BOURG	SLOUI	106.9	184.7	198.0	90.9	441.0	251.8	121.6	297.8	211.6	3.9	131.1	87.5	46.46%
Bouillante	VX-HAB	183.4	154.4	244.1	91.6	421.1	63.5	295.3	189.2	205.3	4.3	94.1	68.2	42.90%
M GALLANTE GRAND BOURG	CAPE	104.9	62.7	447.4	150.7	335.7	128.9	227.3	157.2	201.8	3.4	90.7	79.8	48.17%
Baie-Mahault	CHANTI	72.7	217.7	148.4	234.2	63.5	310.7	413.9	98.6	195.0	8.5	19.6	34.8	70.83%
Baie-Mahault	LAMENT	49.2	83.8	291.9	100.6	108.5	393.5	207.4	310.8	193.2	5.4	16.7	21.9	86.72%
Blanchet	BLANCH	220.7	242.7	15.1	369.0	133.5	70.0	244.0	233.8	191.1	3.1	100.2	35.1	52.59%
Rivière Sens	V/FORT	198.8	79.1	127.6	48.5	536.0	153.6	154.4	189.9	186.0	4.8	18.3	51.4	97.70%
M GALLANTE GRAND BOURG	GBOUR	533.0	217.1	129.6	72.5	239.9	28.5	98.3	164.7	185.4	3.9	22.0	46.1	82.23%
Baie-Mahault	G-SAVA	64.6	0.0	60.4	242.0	60.1	637.1	288.6	129.9	185.3	5.0	0.0	48.4	85.86%
Sainte Rose	DESBON	288.7	96.3	73.3	118.2	273.3	317.8	180.2	60.5	176.0	4.4	4.7	37.1	57.61%
Blanchet	PT-CAN	86.9	102.4	119.8	175.9	295.9	347.7	80.3	167.0	172.0	7.1	3.4	78.4	88.96%
Baie-Mahault	VELODR	128.5	271.5	217.0	86.3	93.5	154.3	295.1	127.6	171.7	5.9	9.8	27.7	75.11%
Capesterre	DOYON	479.7	81.5	108.8	127.1	0.0	194.9	294.0	69.8	169.5	4.0	19.4	9.8	82.02%

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

- **Le départ RICHEP du poste source Gardel**, avec un critère B moyen de 441,4 minutes sur la période étudiée. Ce départ a un taux d'enfouissement faible (25,4%). Il présente 3,9% du critère B incident HTA HIX moyen et 14,2% du le critère B incident HTA aérien moyen sur la période 2014-2021. A noter que 2021 est l'année la plus contributrice de la période étudiée, et de loin, pour ce départ ;
- **Le départ CAMPEC du poste source Blanchet**, avec un critère B moyen de 366,5 minutes sur la période. Ce départ présente un taux d'enfouissement faible de 29,6%. Il représente 3,2% du critère B incident HTA HIX moyen et 9,6% dans le critère B aérien sur la période 2014-2021. C'est le 3^e départ en termes de nombres d'incidents avec 6 incidents par an en moyenne sur la période ;
- **Le départ VBOURG du poste source Blanchet**, avec un temps de coupure moyen de 296,8 minutes sur la période. Ce départ présente un taux d'enfouissement pourtant élevé de (94,0%). Il représente 2,6% du critère B HTA HIX moyen et 8,8% du critère B aérien.
- On remarque ainsi que le poste source Blanchet présente deux départs aux temps de coupure importants. **Des actions d'amélioration de la situation sont attendues de la part d'EDF-SEI, notamment via un ciblage et une priorisation des départs les plus contributeurs au temps de coupure (ici Richep, Campec et Vbourg).**

Ces départs semblent plus touchés par les incidents aériens climatiques que par d'autres sièges ou causes. A titre informatif, les départs HTA les plus touchés par les incidents souterrains causés par des défaillances d'ouvrages

sont : **PT-CAN (PS Blanchet), ECOLE (PS Besson), et DURIVA (PS Saint-Anne)**. Ceux-ci sont toutefois relativement éloignés dans le classement des départements les plus contributeurs au temps de coupure sur la période 2014-2021. Par ailleurs, il est à noter que le poste source Blanchet détient les trois départements les plus soumis à la défaillance d'ouvrage : PT-CAN, MOULE et BLANCH.

Une analyse plus exhaustive des investissements travaux est disponible dans le rapport « Analyse globale des investissements du concessionnaire » dans la partie 4.8.

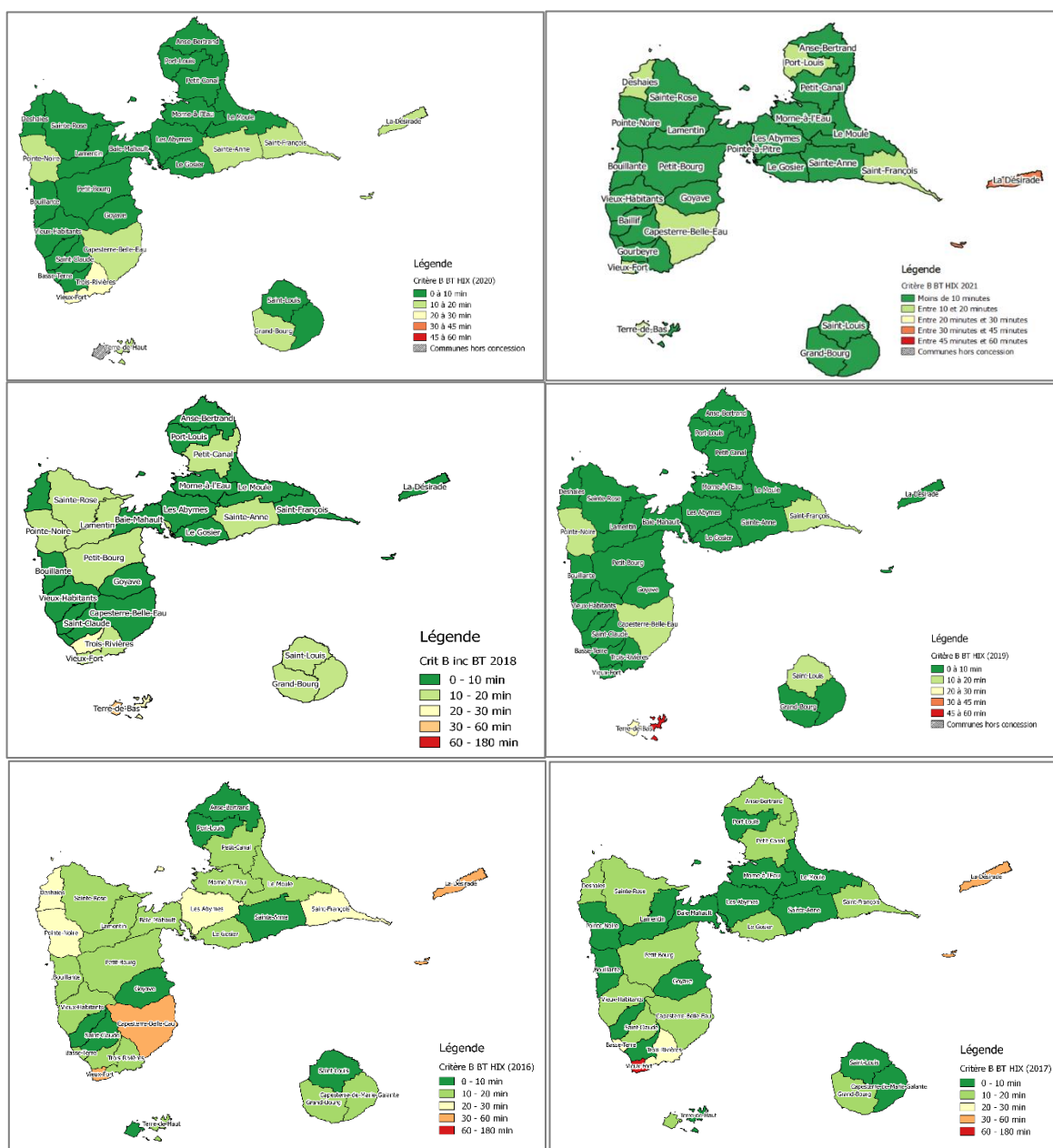
2.3 Continuité de fourniture sur le réseau BT

2.3.1. Analyse spatiale des incidents BT

La carte du critère B HIX BT moyen sur la période 2021-2016 (*infra*) fait notamment ressortir les communes de la Désirade (37,1 min), Deshaies (18,1 min), et Port-Louis (15,3 min) comme les trois principales communes impactées par une mauvaise continuité d'alimentation suite aux incidents BT.

D'après l'historique des fichiers de contrôle et des précédents audits, nous pouvons constater que les communes les plus concernées par la contribution au critère B BT HIX sont Vieux-Fort, Terre-De-Bas et La Désirade, relativement épargnées en 2021 pour les deux premières.

Cartographie du critère B BT HIX par commune pour les six derniers exercices (2021-2016)



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

2.3.2. Analyse des sièges et causes des incidents BT HIX

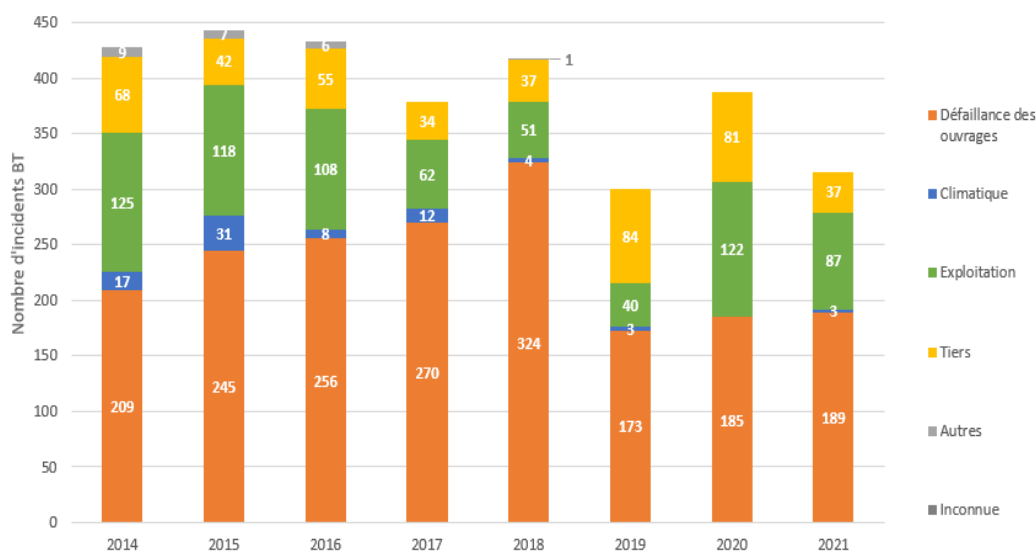
Les graphes ci-dessous montrent la répartition par catégorie de sièges et famille de causes des incidents BT collectés depuis 2014.

Décompositions des incidents BT par catégorie de siège et causes en nombre sur la période 2014-2021

Répartition du nombre d'incidents BT par siège



Nombre d'incidents BT	
Année	Tous les sièges confondus
2014	426
2015	443
2016	433
2017	378
2018	417
2019	299
2020	385
2021	314



Nombre d'incidents BT	
Année	Toutes causes confondues
2014	428
2015	443
2016	433
2017	378
2018	417
2019	300
2020	388
2021	316

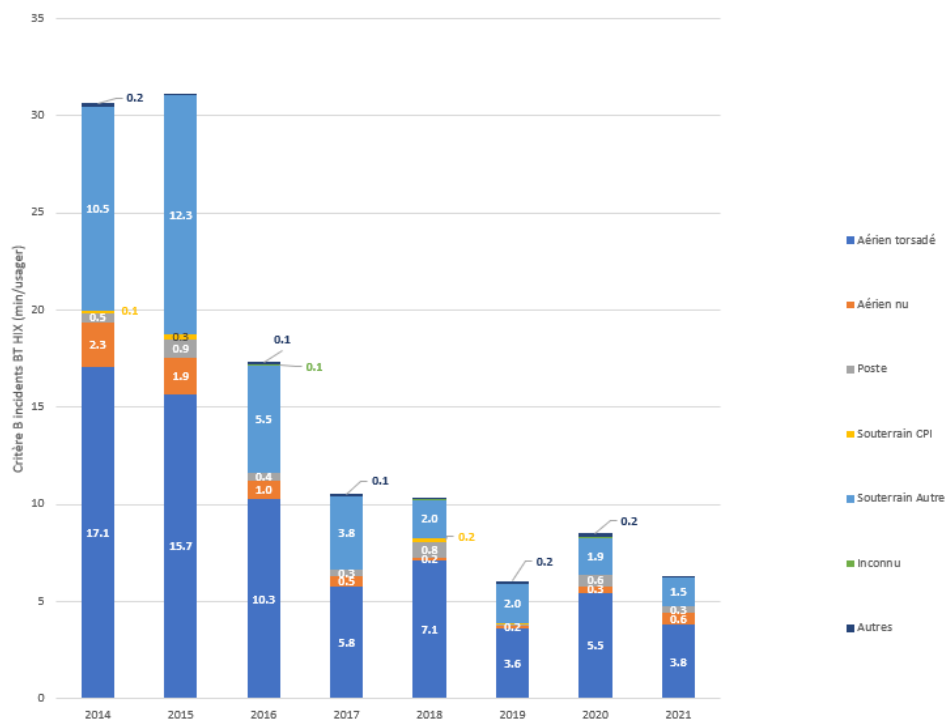
Croisement causes/sièges d'incident en termes de NOMBRE d'incidents BT (2014-2021)

Répartition du nombre d'incidents BT HIX par siège et par cause toutes années disponibles		Siège						Total sièges
		Aérien nu	Aérien torsadé	Poste	Souterrain	Autres	Inconnu	
C a u s e	Climatique	0.3%	1.9%	0.0%	0.1%	0.0%	0.0%	2.3%
	Défaillance des ouvrages	3.4%	30.2%	2.4%	19.2%	0.7%	0.2%	56.2%
	Tiers	0.4%	6.4%	0.1%	6.3%	0.3%	0.0%	13.6%
	Exploitation	0.7%	23.9%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	24.6%
	Autres	0.0%	0.4%	0.1%	0.2%	0.0%	0.0%	0.7%
	Inconnue	0.1%	1.3%	0.0%	0.8%	0.1%	0.1%	2.4%
Total causes		4.8%	64.1%	2.7%	26.7%	1.2%	0.3%	99.8%

Sur la période 2014 à 2021, le **réseau BT aérien torsadé est le siège de 64,1% des incidents**, soit une grande majorité. Il est important de rappeler que le **réseau BT aérien torsadé constitue 69,8% du réseau**, expliquant le fort taux d'incidents sur ce type précis de linéaire.

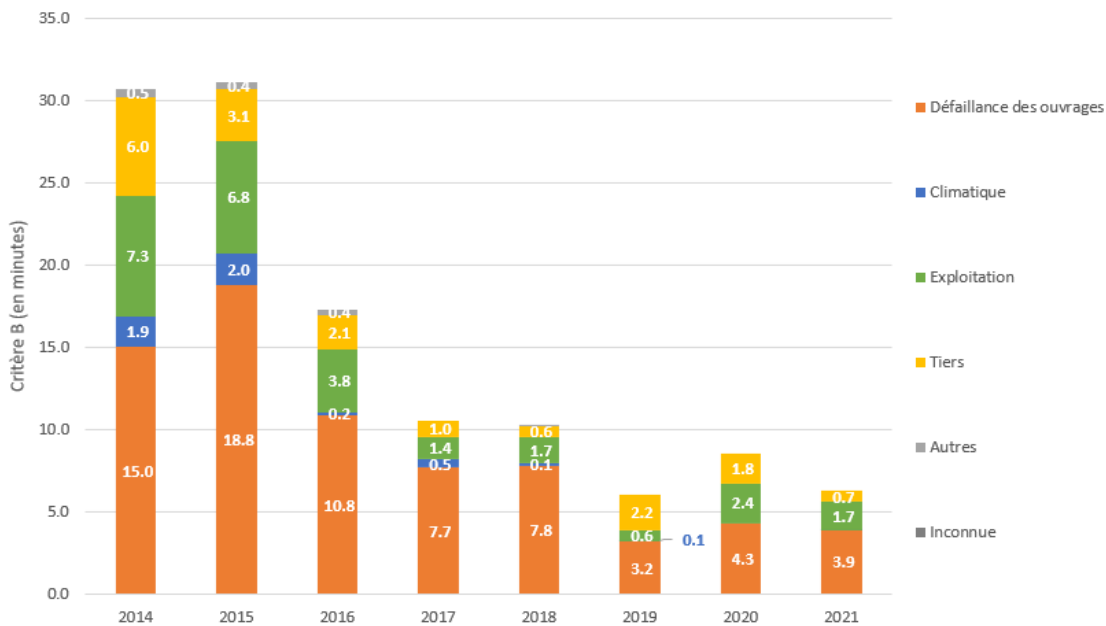
En 2021, le réseau torsadé a été touché par 215 incidents sur 314, un chiffre en baisse en absolu par rapport à l'année 2020 (259) mais plutôt stable en relatif (67,3%). Le réseau souterrain contribue à 26,7% aux interruptions (pour un réseau BT enfoui à 29,1%). De façon générale, sur la période 2014-2021, les défaillances d'ouvrages ont diminué en relatif, à partir de 2019, et contribuent pour beaucoup à la diminution du nombre d'incident sur cette période. Elles sont les causes principales des incidents, avec 56,2% des contributions.

Répartition du critère inc BT HIX par siège



Critère B HIX BT	
Année	Tous les sièges confondus
2014	30.7
2015	31.1
2016	17.3
2017	10.5
2018	10.3
2019	6.1
2020	8.6
2021	6.3

Décomposition du critère B HIX BT par famille de causes



Critère B HIX BT	
Année	Toutes causes confondues
2014	30.7
2015	31.1
2016	17.3
2017	10.5
2018	10.3
2019	6.1
2020	8.6
2021	6.3

Croisement causes/sièges d'incident en termes de NiTi des incidents BT (2014-2021)

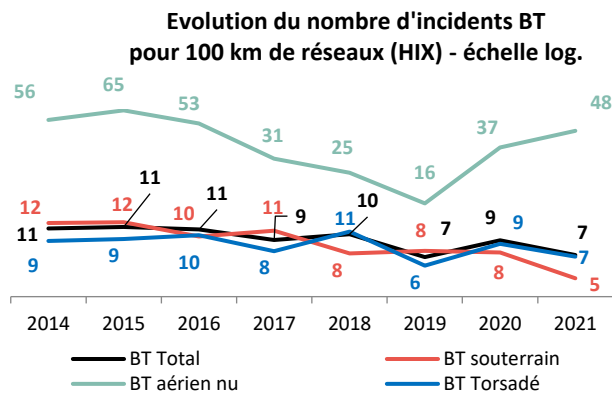
Répartition du NiTi des incidents BT HIX par siège et par cause toutes années disponibles		Siège						Total sièges
		Aérien nu	Aérien torsadé	Poste	Souterrain	Autres	Inconnu	
C a u s e	Climatique	0.4%	2.5%	0.1%	0.2%	0.0%	0.0%	3.2%
	Défaillance des ouvrages	3.3%	25.2%	2.8%	24.2%	0.5%	0.1%	56.1%
	Tiers	0.6%	5.7%	0.2%	7.7%	0.1%	0.0%	14.3%
	Exploitation	0.7%	20.9%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	21.7%
	Autres	0.0%	0.7%	0.0%	0.1%	0.0%	0.0%	0.9%
	Inconnue	0.1%	2.3%	0.0%	1.2%	0.1%	0.1%	3.8%
Total causes		5.2%	57.3%	3.1%	33.5%	0.7%	0.2%	99.9%

Le réseau BT torsadé est le siège majoritaire des incidents BT en termes de temps de coupure (57,3%) sur la période 2014-2021. Cela représente 3,8 minutes sur 8,5 de temps de coupure en 2021. Le réseau souterrain synthétique est le deuxième siège du temps de coupure à hauteur de 33,5%.

Les défaillances d'ouvrages représentent 56,1% des causes du temps de coupure sur la période, et représentent 3,9 minutes sur 6,3 minutes de temps de coupure en 2021.

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

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



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

- 9,2 incidents pour 100 km de réseau BT souterrain par an (données 2014-2021) (contre 5,6 inc/100 km en Martinique entre 2014 et 2020 et 3,5 inc/100 km en métropole entre 2014 et 2020) ;
- 8,7 incidents pour 100 km de réseau BT torsadé par an (données 2014-2021) (contre 8,1 inc/100 km en Martinique entre 2014 et 2020 et 3,4 inc/100 km en métropole entre 2014 et 2020) ;
- 41,4 incidents pour 100 km de réseau BT aérien nu par an (données 2014-2021) (*contre 7,3 inc/100 km en métropole entre 2014 et 2020*). Ce taux élevé s'explique par la faible quantité de linéaire ce qui apporte une forte volatilité.

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

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

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

TOP 20 des postes HTA-BT contribuant le plus au temps de coupure (période 2017-2021)

Commune	Poste HTA/BT	Niti incidence BT HIX (minutes)						Incidents
Nom	Nom poste HTA/BT	2017	2018	2019	2020	2021	Moyenne (2017-2021)	Moyenne Incidents (2017-2021)
Sainte-Anne	TEMPLE DOUVILLE	18114	24633	0	97963	0	28142	1.0
Lamentin	LOT.COM.DE BLACHON	0	115596	0	0	0	23119.2	0.2
Pointe-à-Pitre	ZONE ARTISANALE	0	100402	2406	0	1573	20876.2	1.6
Gourbeyre	GRANDE SAVANE	0	95992	4845	943	0	20356	1.2
Baie-Mahault	TRIONCELLE	3960	0	11600	0	82215	19555	0.8
Morne-à-l'Eau	COCO	0	0	51341	35853	0	17438.8	1.4
Capesterre-Belle-Eau	STE MARIE	46431	10962	9430	16286	0	16621.8	2.2
Les Abymes	ALOUETTE	0	0	25620	0	55950	16314	1.0
Saint-François	BRAGELOGNE	0	3360	17376	55973	0	15341.8	1.0
Saint-François	COROT	0	0	35934	34794	5610	15267.6	1.2
Basse-Terre	RIVIERES DES PERES	69666	0	0	5700	0	15073.2	1.2
Trois-Rivières	BOURG	4448	2048	3312	42780	14651	13447.8	1.6
Les Abymes	LAFONTAINE	0	0	0	66448	0	13289.6	0.4
Capesterre-Belle-Eau	EGLISE	32251	13162	1209	10804	8428	13170.8	5.2
Pointe-Noire	MAHAULT	8970	11624	4526	26940	13356	13083.2	2.2
Vieux-Fort	ANSE DUPUY	46588	7406	0	2912	4968	12374.8	1.4
Petit-Bourg	FOND D'OR	15720	0	15876	18480	11634	12342	1.4
Terre-de-Bas	ST NICOLAS	0	9536	14508	34065	0	11621.8	0.8
Morne-à-l'Eau	PILLIN	0	50140	0	0	0	10028	0.4
Petit-Bourg	MARSOLLE	46980	0	0	0	2457	9887.4	0.4
Les Abymes	PIMENT	37506	0	0	11359	0	9773	0.6

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

- **TEMPLE DOUVILLE** de la commune de Saint-Anne, avec un NiTi moyen de 28 142 minutes sur la période 2014-2021. Il représente 1,6% du temps de coupure BT HIX sur la période.
- **LOT.COM.DE.BLACHON** de la commune Lamentin, avec un NiTi moyen de 23 119 minutes. Il représente 1,3% du temps de coupure.
- **ZONE ARTISANALE** de la commune Pointe-à-Pitre, avec un NiTi moyen de 20 876 minutes. Il représente 1,2% du temps de coupure.

Le tableau suivant liste donc les 20 postes les plus contributeurs en 2021.

TOP 20 des postes HTA-BT contribuant le plus au temps de coupure (2017-2021)

Commune	Poste HTA/BT						
Nom	Nom poste source HTA/BT	2017	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2014-2021
Baie-Mahault	TRIONCELLE	3960	0	11600	0	82215	19555
Les Abymes	ALOUETTE	0	0	25620	0	55950	16314
Le Gosier	TARZAN	0	0	550	0	42300	8570
Saint-François	RABAUTTE	0	0	0	0	36366	7273.2
Sainte-Rose	LA RAYETTE	0	0	0	2720	28815	6307
Capesterre-Belle-Eau	MONTPLAISIR	5467	0	6132	0	25066	7333
Port-Louis	STADE	1176	0	0	735	24300	5242.2
Capesterre-Belle-Eau	FOND CACAO	0	0	0	0	23712	4742.4
Capesterre-Belle-Eau	TROU AUX CHATS	0	0	0	24820	22662	9496.4
Basse-Terre	PONTS ET CHAUSSEES	3162	0	0	0	21120	4856.4
Capesterre-Belle-Eau	FLAMBOYANT	0	11536	1368	0	20904	6761.6
Saint-Claude	PLATEAU DUGOMMIER	0	823	0	0	20865	4337.6
Les Abymes	BOIS VERT	0	0	0	0	19344	3868.8
Vieux-Habitants	VAL DE L'ORGE	0	0	0	0	18972	3794.4
Port-Louis	RAMBOUILLET	0	1680	0	0	17941	3924.2
Vieux-Habitants	LE TUFF	0	0	944	0	17934	3775.6
Sainte-Rose	LOLANE	0	0	348	0	16264	3322.4
Morne-à-l'Eau	DUBISQUET	11446	0	0	0	15656	5420.4
Le Moule	VASSOR	988	0	0	0	14696	3136.8
Trois-Rivières	BOURG	4448	2048	3312	42780	14651	13447.8
Les Abymes	FLORY	0	0	0	5200	14250	3890

Le classement des temps de coupure BT HIX de 2021 met en évidence les postes les plus contributeurs :

- TRIONCELLE de la commune Baie-Mahault, avec un NiTi moyen de 19 555 minutes sur la période et 82 215 minutes en 2021. Il représente 6,0% du temps de coupure BT HIX de 2021.
- ALOUETTE de la commune Les Abymes, avec un NiTi moyen de 16 314 minutes sur la période et 0 minute en 2020. Il représente 4,1% du NiTi de 2021.
- TARZAN de la commune Le Gosier, avec un NiTi moyen de 8 750 minutes sur la période et 42 300 minutes en 2021. Il représente 3,1% du temps de coupure.

L'analyse des incidents par poste HTA-BT ne permet ainsi pas d'établir de liens directs entre contribution et temps de coupure et taux d'enfouissement. Toutefois, les postes listés plus haut sont les plus contributeurs au temps de coupure et les tronçons BT en aval doivent être traités en priorité dans le cas d'opérations de renouvellement BT. Des travaux concernant l'insensibilisation des postes HTA-BT au risque inondation ont été prévus à la suite d'un diagnostic technique.

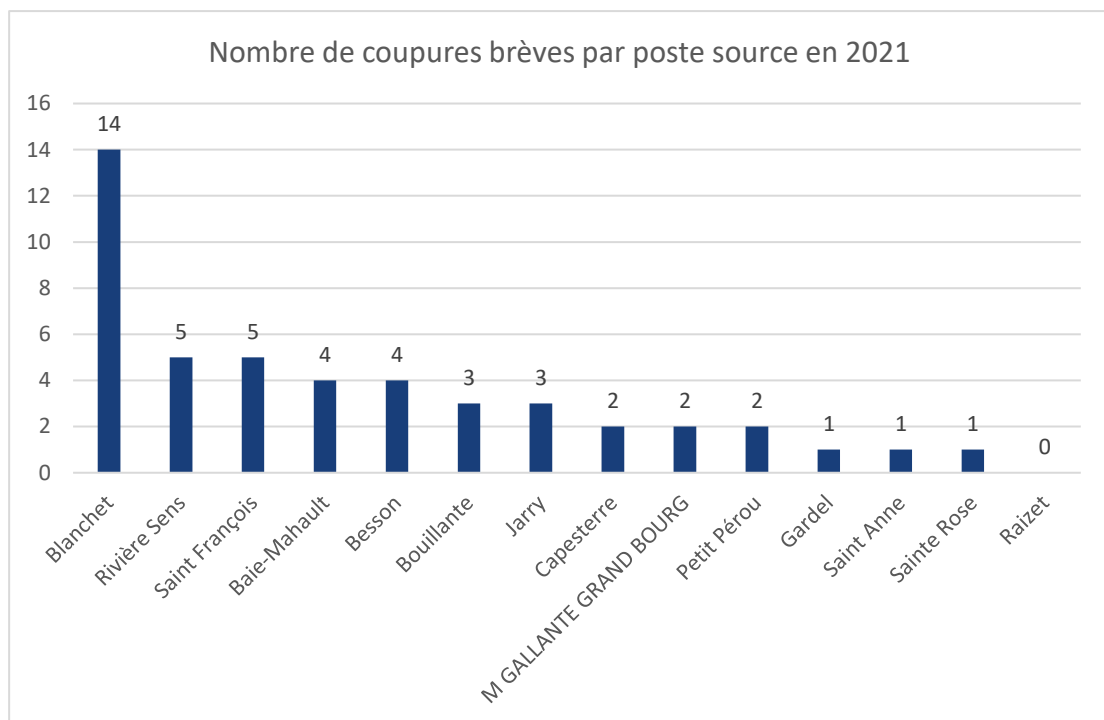
2.4 Analyse des coupures brèves et très brèves

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

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

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

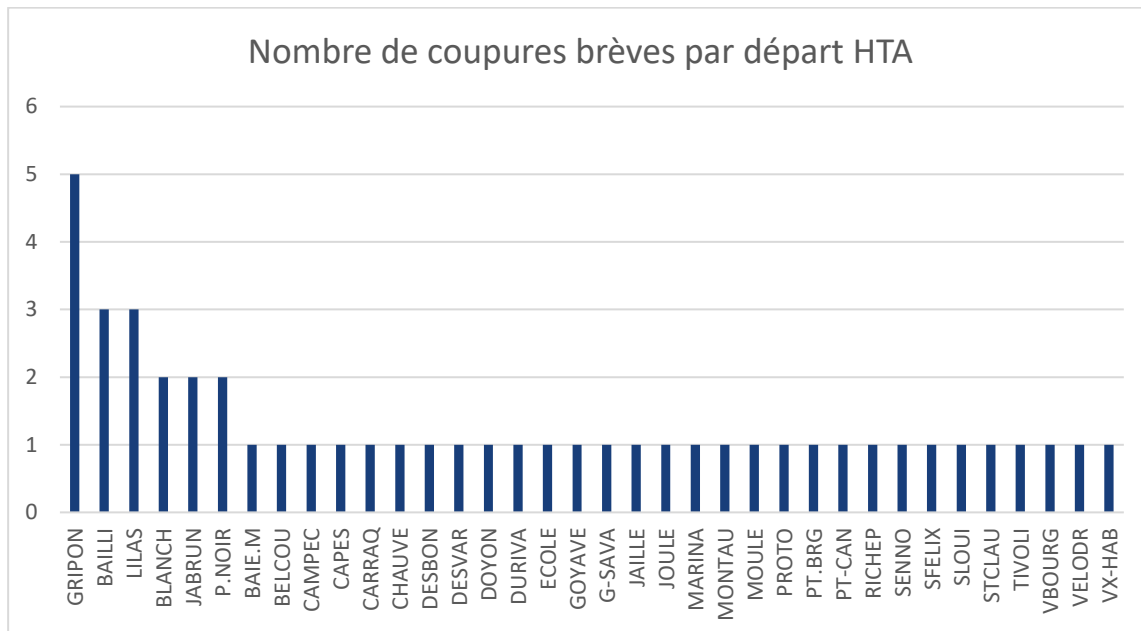
Nombre de coupures brèves par poste source en 2021



L'analyse montre que le poste source Blanchet dénombre le plus de coupures brèves sur l'année 2021 avec 14, en 2020 on en dénombrait 6 ce qui le classait deuxième poste source le plus exposé aux coupures brèves.

Il est important de souligner que le concessionnaire ne comptabilise aucune coupure très brève, et ce depuis 2015, ce qui laisse douter de la bonne collecte de ces informations (*il y a en métropole 4,3 coupures très brèves par usager en moyenne, d'après les statistiques AEC 2021*). Il sera important d'interroger le concessionnaire à ce sujet dès le prochain contrôle.

Nombre de coupures brèves par départ HTA en 2021



L'analyse par départ HTA montre que les départs GRIPPON du poste source Blanchet, le départ BAILLI du poste source Rivière-Sens et le départ LILAS du poste source Saint-François sont les départs les plus exposés aux coupures brèves avec respectivement 5, 3 et 3 coupures.

2.5 Bilan des forces et faiblesses sur la continuité

Il apparaît qu'une part trop importante du NiTi des incidents HTA reste sans cause connue (50,0%) sur la période étudiée (2014-2021). Ce point est dommageable puisqu'il empiète largement sur l'analyse des causes des incidents HTA. Ce problème est connu des équipes d'EDF, des investigations sont en cours pour améliorer ce point. Le constat a déjà été fait lors des contrôles précédents.

L'engagement du concessionnaire pour l'amélioration de ce point avait été établi lors des précédents exercices. La sensibilisation des agents à la précision de la collecte des informations relatives aux incidents sur le réseau doit être renforcée, et le Sy.MEG est invité à y accorder une importance particulière lors des prochains contrôles.

- Forces :
 - Le critère B HIX de 2021, en amélioration par rapport à 2020 (-18 minutes) et confirme la tendance à la baisse depuis 2010. Il s'établit à 216 minutes, soit en-dessous du seuil cible fixé par le régulateur sur la période 2018-2021 (objectif du TURPE 5 : 329 minutes) ;
 - Un taux d'enfouissement HTA très élevé de 75,9% en hausse de +1,4 points par an en moyenne depuis 2014, qui a diminué en 2021 en absolu avec le retrait des linéaires de réseau HTA souterrain sous-marin ;
 - Un critère B filtré des incidents HTA HIX contribuant à plus de 3 minutes qui diminue par rapport à 2020 et retrouve une valeur dans la moyenne des années précédentes avec 99,4 minutes.
 - Un nombre de délestages en baisse depuis 2013 pour atteindre un nombre record de 2.
- Faiblesses et points sensibles :
 - HTA :
 - Un réseau HTA fortement contributeur au temps de coupure : en 2021 les incidents survenus sur le réseau HTA contribuent à plus de 70,2% du temps de coupure.
 - **En moyenne sur la période 2014 à 2021, le siège le plus contributeur au temps de coupure est le réseau souterrain.** Il contribue à 52,8% du temps de coupure sur la période, notamment en raison du stock important de réseau CPI (145 km, soit 6,5% du réseau HTA) contribuant à 3,2% du temps de coupure, en diminution de 2,5 km/an en moyenne ce qui amènerait à une résorption totale en 2076 ;
 - **Le réseau HTA aérien est le deuxième siège. Il représente 24% du linéaire HTA et contribue à 19,1% du temps du temps de coupure sur incident HTA.**
 - **En moyenne sur la période de 2014 à 2021, l'analyse des causes montre que 43,8% des incidents sont sans cause connue.** Une part trop importante des incidents reste sans cause connue, et ce depuis plusieurs années. La part des causes climatiques dans les causes des incidents et pour les temps de coupure est relativement faible au vu de l'exposition du territoire du Sy.MEG aux aléas, ce qui laisse supposer qu'une part importante des causes inconnues est imputable aux phénomènes climatiques.

▪ **L'engagement du concessionnaire pour l'amélioration de ce point avait été établi lors des précédents exercices. La sensibilisation des agents à la précision de la collecte des informations relatives aux incidents sur le réseau doit être renforcée, et le Sy.MEG est invité à y accorder une importance particulière lors des prochains contrôles.**

○ BT :

▪ Un faible taux d'enfouissement BT (29,1%).

▪ **L'analyse des causes, montre qu'en moyenne sur la période (2014 – 2021), 56,2% des incidents sont liés à la défaillance des ouvrages**, suivi de 24,6% liés à l'exploitation (élagage insuffisant). Les aléas climatiques représentent seulement 2,3% des causes des incidents sur le réseau BT.

▪ **Le réseau aérien torsadé (représentant 70% du linéaire du réseau BT) est le plus contributeur au temps de coupure à 57,3%, suivi du réseau souterrain (représentant 29% du linéaire du réseau BT) à 33,5%.**

3. Conclusion

Cette étude permet avant tout à la Collectivité de juger de la continuité de l'alimentation électrique sur son territoire. En outre, elle analyse les moyens et le programme des travaux mis en œuvre par le concessionnaire sur la concession dans le but d'améliorer la desserte en électricité, les investissements étant détaillés de manière plus conséquente dans le rapport « analyse globale des investissements du concessionnaire ».

L'étude a montré que le territoire du Sy.MEG présentait une continuité de fourniture en légère amélioration (réseau amont et concession) et atteint finalement les cibles fixées par le TURPE 5. Le réseau de la concession reste néanmoins fragile notamment du fait de son exposition aux aléas climatiques.

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

- Le taux d'enfouissement des réseaux HTA est en stagnation en 2021, présentant toutefois à fin 2021 un très bon taux d'enfouissement à 75,9%. A noter que le linéaire de réseau HTA souterrain a diminué en 2021 en absolu du fait de la correction d'inventaire venant régulariser une situation antérieure erronée concernant les câbles sous-marins.
- Un taux d'enfouissement BT très faible (29%), sans progression forte depuis une dizaine d'année. Le réseau torsadé est relativement robuste mais reste exposé aux aléas climatiques ;
- Les câbles HTA à isolation papier présentent un niveau de renouvellement insuffisant sur les 5 derniers exercices et constituent un point de vulnérabilité important du réseau HTA. La trajectoire constatée amènerait la disparition de ces câbles qui restent fortement présents à l'horizon 2076 ;
- **Le critère B HIX de la concession est en diminution par rapport à 2020, voire en nette amélioration. Il s'établit à 198 minutes.** Le critère B « amont » de la concession (transport et production) est le plus faible depuis 2010 alors que le critère B imputable à la concession (hors amont) augmente. A noter qu'il n'y a pas eu d'événement exceptionnel sur 2020 comme en 2019, 2021 étant marqué par les grèves de juillet avec une contribution au critère B TCC de 27 minutes;
- **En particulier, le temps de coupure sur incident HTA est en augmentation depuis 2014 et s'établit à près de 130 minutes en moyenne sur les 5 derniers exercices. En 2021, il représente 70% du critère B HIX ;**
- L'analyse des sièges fait apparaître que le réseau souterrain contribue à près de la moitié du temps de coupure sur incidents HTA sur la période 2014 à 2021 ;
- **L'analyse des causes des incidents HTA fait apparaître une proportion trop importante d'incidents sans cause connue (43,8% en 2021).** Ce point est dommageable puisqu'il empêche l'analyse exhaustive des causes des incidents HTA. **Le concessionnaire a pourtant engagé des investigations, suite aux conclusions des audits précédents, mais à ce jour aucune amélioration n'a été établie.** La part des aléas climatiques dans les causes des incidents et temps de coupure est relativement faible au vu de l'exposition du territoire du Sy.MEG, ce qui laisse supposer qu'une part importante des causes inconnues est imputable aux phénomènes climatiques.

- Depuis 2015, EDF-SEI ne comptabilise pas les coupures très brève (d'une durée de moins d'une seconde) et ce malgré les demandes répétées qui lui ont été faites pour obtenir ces informations disponibles pourtant par ailleurs.

Le concessionnaire doit renforcer la sensibilisation de ses agents à la précision de la collecte des informations relatives aux incidents sur le réseau. En complément, l'analyse des causes fait également ressortir la défaillance des ouvrages comme seconde cause contribuant à plus de 24,1% du temps de coupure.

Sur le réseau BT, l'analyse des causes montre qu'en moyenne sur la période 2014 – 2021, 56,2% des incidents sont liés à la défaillance des ouvrages (principalement de l'usure naturelle), suivi de 24,6% liés à l'exploitation (élagage insuffisant). Les aléas climatiques représentent seulement 2,3% des causes des incidents sur le réseau BT, ce qui est étonnant au vu de l'exposition du territoire aux phénomènes météorologiques. Le réseau aérien torsadé est le plus contributeur au temps de coupure à 57,3%.



Accusé de réception - Ministère de l'Intérieur

971-200010759-20230127-DEL-2023-CON-05-DE

Accusé certifié exécutoire

Réception par le préfet : 13/02/2023



Syndicat Mixte d'Electricité de la Guadeloupe

Analyse de la qualité de tension

Exercice 2021

Décembre 2022 - Version 0

www.aecenergie.fr

18, rue de la Pépinière – 75008 PARIS Tel : +33(0)1 44 70 78 10

E-mail : contact@aecenergie.fr

1.	INTRODUCTION	2
2.	EVOLUTION DE LA TENUE EN TENSION DU RESEAU DE DISTRIBUTION DE LA CONCESSION DU SY.MEG.....	3
2.1	PRESENTATION DU MODELE DE CALCUL DES CONTRAINTES ELECTRIQUES	3
2.2	EVOLUTION DU NOMBRE D'USAGERS BT MAL ALIMENTES SUR LA CONCESSION.....	5
2.3	LOCALISATION DES USAGERS BT MAL ALIMENTES	6
2.4	QUALITE DE TENSION SUR LES DEPARTS HTA	12
3.	PRINCIPES DE REGLAGE DE LA TENSION SUR LE RESEAU DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE	15
3.1	LES DIFFERENTS ORGANES DE GESTION DE LA TENSION SUR LE RESEAU DE DISTRIBUTION	15
3.2	IMPACT SUR LA MARGE ADMISSIBLE DE L'APPLICATION DU NOUVEAU PLAN DE TENSION.....	18
4.	APPLICATION DU PLAN DE TENSION SUR LA CONCESSION DU SY.MEG	20
4.1	LA VALEUR DES REGLEURS EN CHARGE DES TRANSFORMATEURS HTB/HTA	20
4.2	MODALITE DU PLAN DE TENSION HTA RELATIVES AUX PRODUCTEURS	21
4.2.1.	<i>Production sur la concession du Sy.MEG.....</i>	22
4.2.2.	<i>Application des modalités du plan de tension HTA relatives aux producteurs sur la concession</i> <i>22</i>	
4.3	LA VALEUR DES PRISES A VIDES SUR LES TRANSFORMATEURS HTA/BT	24
4.3.1.	<i>Valeurs des prises à vide intégrées au calcul des CMA.....</i>	24
4.3.2.	<i>Croisement entre les valeurs du calcul et l'inventaire technique des transformateurs.....</i>	25
4.4	INTEGRATION DES PRODUCTEURS BT	26
5.	CONCLUSION	28
	ANNEXE : 23 DEPARTS BT DEVENANT MAL ALIMENTES AVEC L'APPLICATION DU PLAN DE TENSION (DEPARTS ELIGIBLES AU FACE)	29

1. Introduction

Les exigences liées à la qualité de tension d'alimentation sont précisées par les arrêtés d'application du décret du 24 décembre 2007 relatif aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité. Celles-ci s'appuient sur la norme EN 50 160 pour définir la plage réglementaire d'alimentation en basse tension à [90% ; 110%] de la tension nominale, contre [90% ; 106%] précédemment.

Un usager est considéré comme mal alimenté si sa tension d'alimentation, moyennée sur 10 minutes, sort une fois dans l'année de cette plage réglementaire (soit 207 volts et 253 volts en BT monophasé, pour une tension de 230 volts nominale).

Face à l'impossibilité pratique d'assurer un suivi de la tenue de tension à partir de mesures sur chaque point de livraison, le nombre d'usagers BT mal alimentés (CMA) est estimé via l'outil Système d'Information Géographique (SIG). Anciennement appelé GDO-BT, cet outil évalue la tenue de tension sur les réseaux basse tension en s'appuyant sur :

- Une description fine du réseau ;
- Un modèle statistique d'estimation de charge électrique ;
- Un modèle de calcul d'état électrique, intégrant notamment les réglages de tension au niveau des transformateurs HTB/HTA (régleur en charge) et HTA/BT (prise à vide).

Cependant, certains éléments demandés spécifiques à cette étude (valeur de régleur en charge, des prises à vide réelle) n'ont pas été transmis par EDF-SEI, et ce malgré une demande formelle. Ce point est regrettable pour l'autorité concédante, notamment pour l'analyse de la cohérence entre les valeurs effectives de ces réglages et sa politique d'exploitation. En effet, bien que la politique d'exploitation sorte du champ du contrôle, il convient de vérifier si ces principes sont correctement appliqués.

Cette analyse s'appuiera donc sur les restitutions informatiques du concessionnaire relatives aux chutes de tension sur le réseau HTA et BT ainsi que sur la présentation et les échanges effectués en séance lors de l'audit sur site d'octobre 2022. Il sera ainsi abordé :

- Une présentation de la tenue en tension sur la concession sera effectuée afin de localiser les tronçons les plus contraints des réseaux HTA et BT ;
- Puis, une étude sur l'adaptation des réglages de la tension permettra de contrôler les modalités d'application du dernier plan de tension entré en vigueur en 2010 et d'en mesurer les conséquences sur la qualité d'alimentation des usagers.

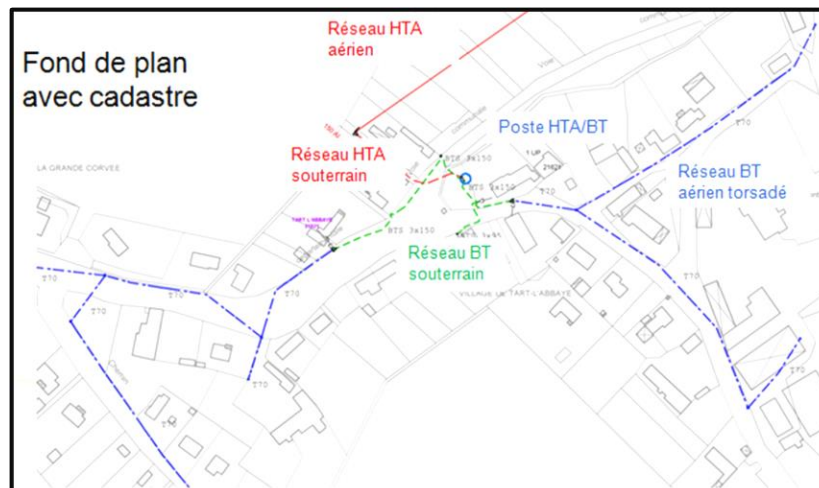
2. Evolution de la tenue en tension du réseau de distribution de la concession du Sy.MEG

2.1 Présentation du modèle de calcul des contraintes électriques

La qualité d'alimentation, au sens de la tension, est caractérisée par le nombre d'utilisateurs considérés comme mal alimentés (CMA), c'est à dire le nombre d'utilisateurs dont la tension d'alimentation moyennée sur 10 minutes est en dehors de la plage réglementaire ($\pm 10\%$ de la tension nominale une fois par an).

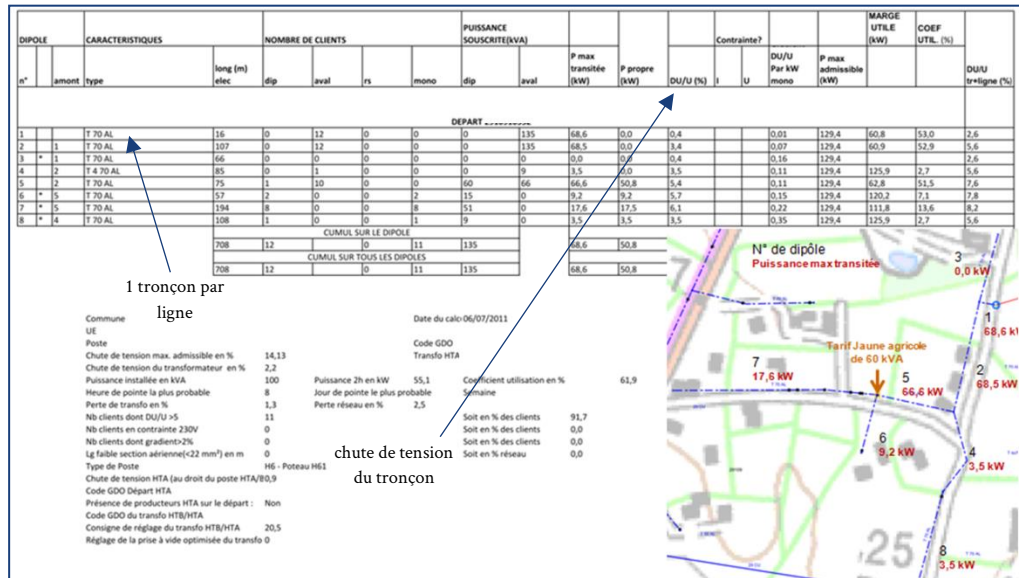
Afin d'estimer les contraintes électriques, le concessionnaire dispose d'un outil SIG intégrant des calculs électriques. Il décrit le réseau électrique et rattache les usagers (consommation et production), tronçon par tronçon.

Illustration de l'interface de l'outil SIG d'EDF-SEI



Les simulations électriques présentent les puissances de pointes appelées par les consommateurs décrits dans l'outil. Les calculs électrotechniques permettent d'estimer la chute de tension par tronçon. Si cette chute de tension est supérieure à la chute de tension admissible, alors l'utilisateur desservi par ce tronçon est mal alimenté.

Exemple de résultats des calculs électriques



En outre, en plus de l'affinage du nombre de CMA, la méthode de calcul appliquée depuis l'exercice 2010 tient compte :

- De l'évolution du plan de tension (qui sera présenté dans la suite du rapport). En effet, **un nouveau plan de tension** a été adopté en 2010 et s'adapte au rehaussement de la butée supérieure dans la nouvelle plage réglementaire (passage de $[-10\% ; +6\%]$ à $[-10\% ; +10\%]$) et qui tiendrait dorénavant compte des entités de production décentralisées. Ce point intègre un ajustement du régulateur en charge des transformateurs des postes sources ainsi que des prises à vides des transformateurs HTA/BT permettant de rehausser la tension en tête des départs BT.
- Une redéfinition des températures utilisées dans le modèle de calcul.

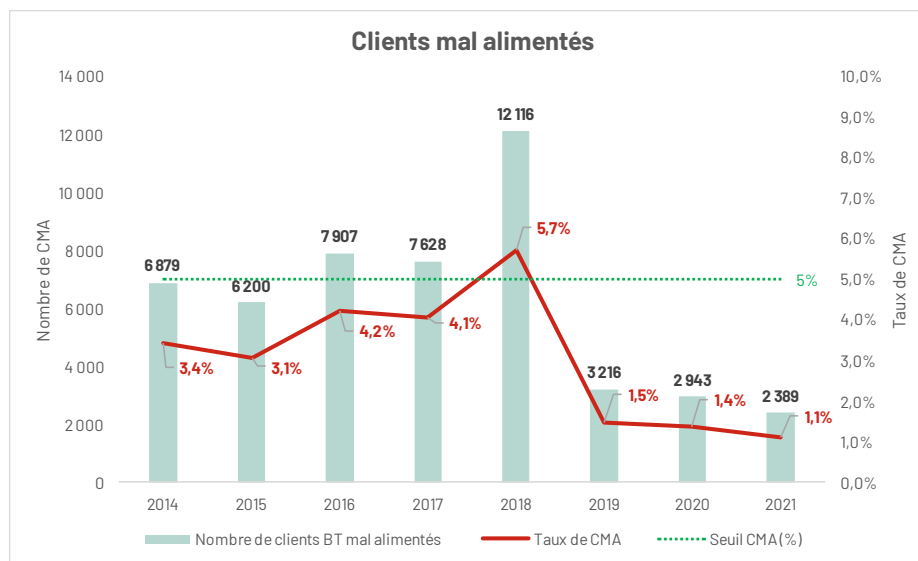
2.2 Evolution du nombre d'utilisateurs BT mal alimentés sur la concession

Depuis 2014, le nombre de CMA suit une légère tendance à la hausse. En 2018, le taux de CMA affiché par EDF-SEI est de 5,7% avec un pic à 12 116 Clients mal alimentés. Cette hausse s'explique notamment par une amélioration du taux de rattachement¹ des usagers dans les bases du concessionnaire ce qui a pour effet d'augmenter les charges électriques et donc les chutes de tension associées aux départs BT. Après 2018, le nombre de CMA a fortement baissé, cela s'explique par le changement du modèle statistique utilisé par le concessionnaire, notamment le changement des profils des courbes de charge des consommateurs.

Ce modèle appelé « GDO-SIG » prend en compte la structure du réseau, la répartition des consommateurs et les courbes de charges types, et donne une évaluation dans les situations défavorables (notamment en forte charge en hiver) le nombre de clients dont la tension a dépassé au moins une seule fois dans l'année la marge [-10%, +10%] de la tension nominale.

En 2021, le taux de CMA a baissé pour la troisième année consécutive et atteint 1,1% pour 2 389 clients mal alimentés. EDF-SEI a expliqué cela par le programme de renforcement et des travaux délibérés. Les investissements d'EDF-SEI sur les renforcements du réseau ont passé de 5 409 k€ en 2020 à 7 588 k€ en 2021.

Sur la période 2014-2021, le taux de CMA a dépassé le seuil de 5% (décret qualité en métropole) une seule fois en 2018. Il conviendrait de savoir le seuil que EDF-SEI utilise pour lancer un programme de travaux.

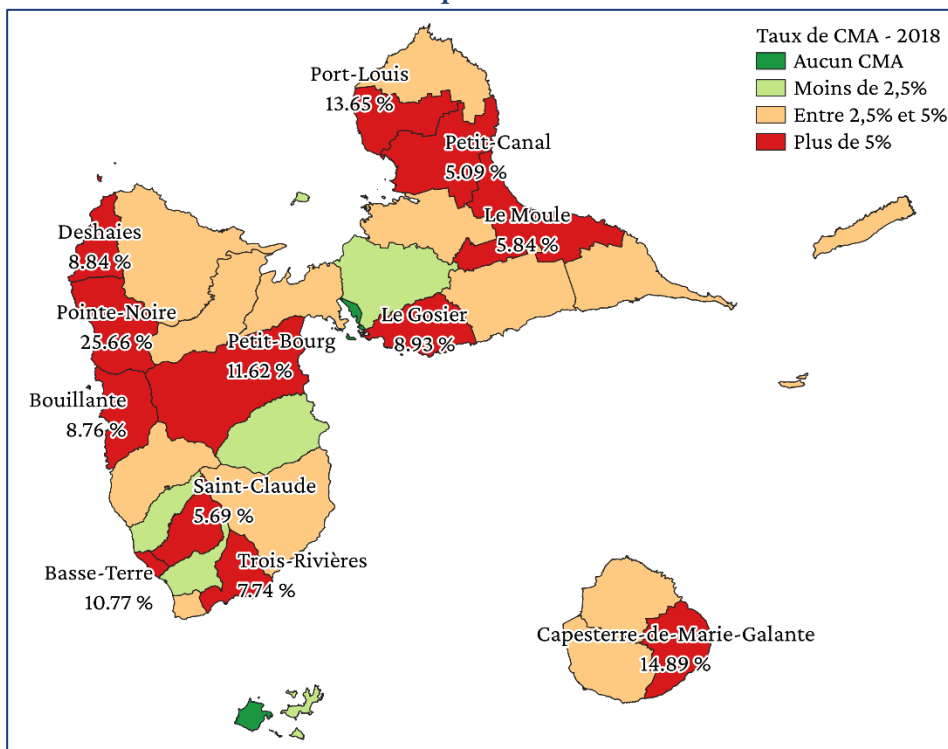


¹ Le taux de rattachement représente le rapport entre le nombre d'usager indiqué dans le SIG du concessionnaire et le nombre réel d'utilisateurs sur le terrain.

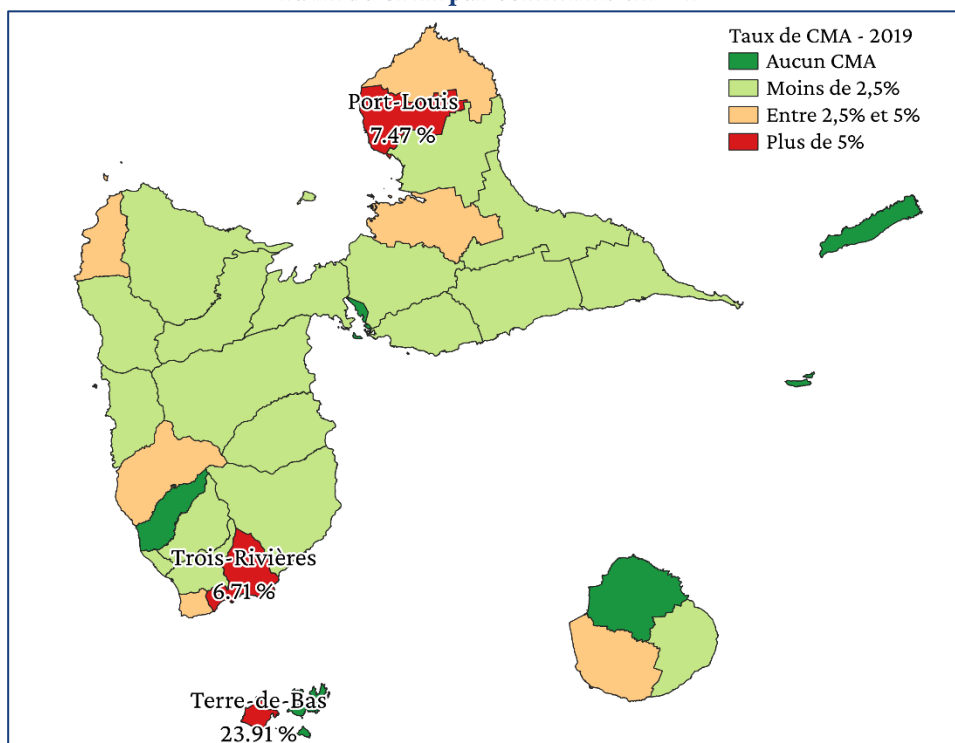
2.3 Localisation des usagers BT mal alimentés

Les cartes suivantes présentent le taux d'usager considérés comme mal alimentés sur les quatre derniers exercices.

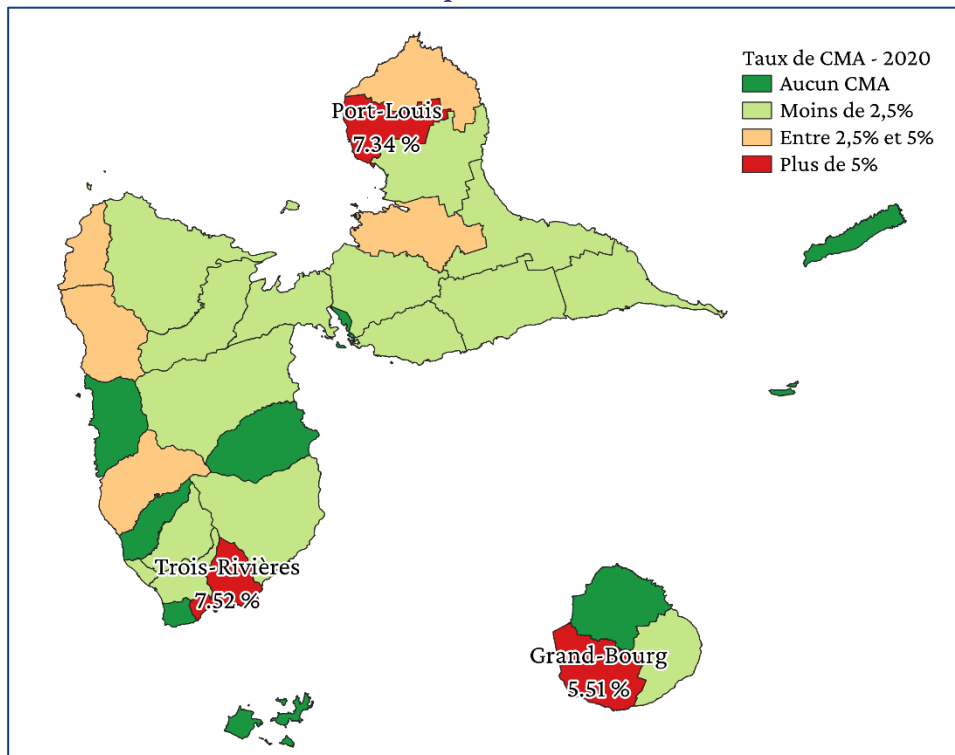
Taux de CMA par commune en 2018



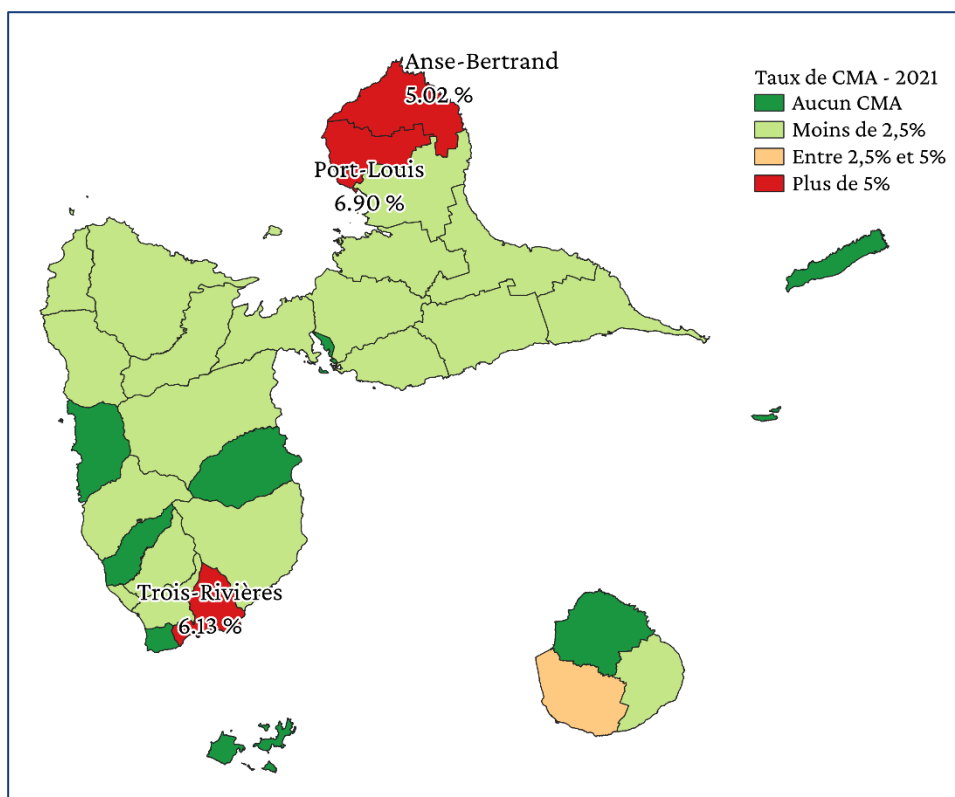
Taux de CMA par commune en 2019



Taux de CMA par commune en 2020

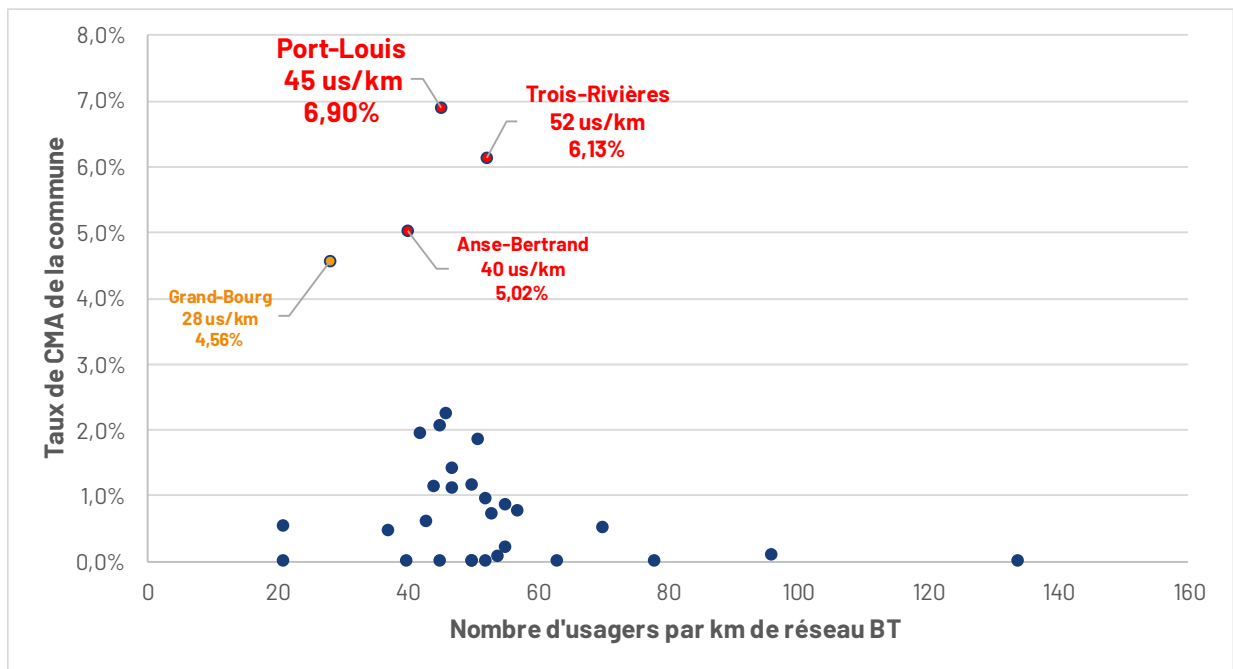


Taux de CMA par commune en 2021



L'analyse cartographique montre que la partie Nord de Grande Terre (communes Anse-Bertrand et Port-Louis) et la partie Sud de Basse Terre (commune Trois-Rivières) présentent des contraintes de tension selon l'outil du concessionnaire sur la période 2018-2021.

En analysant le taux de CMA selon la densité d'usager (voir le graphique ci-après), 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 soit la plus contributrice des contraintes de tension constatées sur la concession.



Les 15 postes HTA/BT suivants présentent à eux seuls plus de 50% des CMA constatés en 2021. Le Sy.MEG doit donc consulter le concessionnaire quant aux renforcements réalisés sur ses départs en zone urbaine (poste surligné en bleu clair) et prioriser ses opérations de levée de contrainte en zone rurale en ce sens.

Postes HTA/BT concentrant le plus de CMA à fin 2021

Commune	FACE	Nom départ HTA	GDO HTA/BT	Nom poste HTA/BT	P (kVA)	Nb de départs BT	dU admissible	dU max du poste	Nb usg BT	Nb de CMA
Petit-Bourg	R	CHANTI	97118P4100	OREE DU PARC	250	8	13,24%	44,92%	269	139
Trois-Rivières	R	V/FORT	97132P0010	GRANDE ANSE ECOLE	160	2	13,18%	24,10%	191	124
Sainte-Rose	R	LEOTAR	97129P0034	MONT PLAISIR	400	4	15,27%	24,90%	307	107
Les Abymes	U	BAZIN	97101P0168	DERAVINIERE	630	4	16,42%	24,11%	411	101
Port-Louis	R	PT-CAN	97122P4001	COCOYER	630	6	9,50%	16,38%	251	100
Sainte-Anne	R	CHGAIL	97128P0118	BEL ETANG	250	3	13,50%	25,85%	137	87
Capesterre-Belle-Eau	R	SOURCE	97107P7017	ROUTHIER	160	2	13,08%	16,23%	234	84
Trois-Rivières	R	T/RIVI	97132P0352	REDUIT	160	2	12,85%	16,28%	157	78
Lamentin	R	CYRILL	97115P0916	GERMILLAC	100	1	12,74%	23,42%	101	77
Baie-Mahault	R	CHANTI	97103P0177	CALVAIRE	250	3	12,66%	18,86%	171	73
Le Moule	R	RICHEP	97117P0213	ILET	250	3	15,31%	22,21%	164	70
Grand-Bourg	R	GBOUR	97112P0052	CARAIBE FOOD	400	8	11,18%	20,41%	196	69
Sainte-Rose	R	ELISE	97129P4257	LA RAYETTE	400	6	14,44%	23,37%	258	63
Le Moule	R	CHGAIL	97117P0169	ST GUILLAUME	100	1	11,52%	16,61%	85	62
Morne-à-l'Eau	R	SENNO	97116P0052	RAMIER	400	5	14,42%	20,86%	222	60
TOTAL					4540	58			3154	1294

En zone urbaine, que 4 postes HTA/BT ont des CMA rattachés aux départs BT à fin 2021
(avec 193 CMA soit 8% du nombre de CMA dans la concession)

Commune	FACE	Nom départ HTA	GDO HTA/BT	Nom poste HTA/BT	P (kVA)	Nb de départs BT	dU admissible	dU max du poste	Nb usg BT	Nb de CMA
Les Abymes	U	BAZIN	97101P0168	DERAVINIERE	630	4	16,42%	24,11%	411	101
Les Abymes	U	PROVID	97101P4012	STADE	400	8	13,01%	27,36%	169	49
Saint-Claude	U	SOUFRE	97124P0041	MORNE HOUEL	250	3	14,15%	19,31%	112	38
Basse-Terre	U	LIBERT	97105P6027	MARIE CLAIRE	400	4	11,31%	14,40%	181	5
TOTAL					1680	19			873	193

Le concessionnaire a présenté lors de l'audit sur site le programme du Sy.MEG et les travaux de renforcements BT sur les communes suivantes (voir tableau ci-après). Les communes dans ce programme de travaux sont bien celles avec des nombres de CMA importants avec 1 903 Clients Mal Alimentés en total.

Travaux programmés par le Sy.MEG pour lever la contrainte de tension en BT (2021)

Extrait présentation EDF SEI - 2021

➤ CONTRAINTES DE CMA (CHUTE DE TENSION BT>10%)

Commune	CMA 2021	Seuil réglementaire BT	Action	Échéance réalisation
TROIS-RIVIERES	274	10%	Programme travaux BT SyMEG	2022
LE MOULE	267	10%	Programme travaux BT SyMEG	2022
PORT-LOUIS	225	10%	Programme travaux BT SyMEG	2022-2023
SAINTE-ROSE	192	10%	Programme travaux BT SyMEG	2022-2023
GRAND-BOURG	160	10%	Programme travaux BT SyMEG	2023-2024
LES ABYMES	150	10%	Programme travaux BT SyMEG	2023
PETIT-BOURG	139	10%	Programme travaux BT SyMEG+Mise en service Poste source PETIT-BOURG	2022-2023
SAINTE-ANNE	135	10%	Programme travaux BT SyMEG	2022
BAIE-MAHAULT	126	10%	Programme travaux BT SyMEG	2022-2023
MORNE-A-L'EAU	119	10%	Programme travaux BT SyMEG	2022
ANSE-BERTRAND	116	10%	Programme travaux BT SyMEG+Changement schéma exploitation EDF	2022-2023

Il faut noter qu'un programme de travaux a été présenté lors de l'audit de l'année 2018. Le nombre de CMA (selon des données à 2022) sur ces communes a passé de 3 630 en total en 2018 à 509 en total en 2021, soit une diminution de 85% entre 2018 et 2021.

Travaux programmés par le concessionnaire pour lever la contrainte de tension en BT (2018)

Extrait présentation EDF SEI - 2018

➤ CONTRAINTE DE CMA (CHUTE DE TENSION BT>10%)

Commune	CMA 2018	Seuil réglementaire BT	Inscription PGRTX	Finalités	Action	Echéance réalisation
PETIT-BOURG	1491	10%	Oui	SEIRFO02	Création poste source de PETIT BOURG	2021
POINTE-NOIRE	1034	10%	Non	SEIRFO02	Création poste source Pointe Noire ou condensateurs	2028-2029
BAIE-MAHAULT	775	10%	Oui	SEIRFO02	Programme travaux BT ER	2019-2020
LES ABYMES	606	10%	Oui	SEIRFO02	Programme travaux BT urbain	2020
DESHAIES	201	10%	Oui	SEIRFO02	Programme travaux BT ER	2019-2020

A part les sections et les longueurs du réseau nécessitant du renforcement, les chutes de tension créant les CMA ont aussi pour cause le taux de charge des transformateurs. En effet, un transformateur trop chargé (la puissance de consommation en aval du poste est supérieure à la puissance du transformateur, nous considérons 120% comme une valeur maximale) aurait une chute de tension entre la tension secondaire réelle et la tension secondaire nominale, ce qui crée une chute de tension en plus sur les départs BT.

Le concessionnaire a transmis dans le fichier détaillant les chutes de tension par départ BT (ETQUAL03/critB), les coefficients d'utilisation des transformateurs. Ce coefficient représente le rapport entre la puissance de soutirage à la pointe et la puissance réelle intrinsèque du transformateur indiquée sur la plaque signalétique. En analysant ces données nous constatons certaines valeurs élevées.

Le tableau ci-après, présente les 6 postes HTA/BT avec au moins un transformateur ayant des coefficients d'utilisation élevés.

- ⇒ Le Sy.MEG doit consulter le concessionnaire sur ce point et vérifier sur le terrain la cohérence des informations, la charge du transformateur, le nombre d'usager et les puissances de raccordement qui sont raccordées en aval du transformateur au regard des puissances des transformateurs. Un taux de charge supérieur à 120 % engendre des surchauffes et présente des risques électriques. Il convient donc de consulter le concessionnaire pour vérifier ces valeurs.

Liste des 6 Poste HTA/BT présentant des coefficients d'utilisation des transformateurs supérieurs à 120% à fin 2021

Commune	FACE	GDO HTA/BT	Nom poste HTA/BT	Puissance (kVA)	Chute de tension admissible	Chute de tension max du poste	Nb usg BT	Nb de CMA	Charge de transformateur HTA/BT
Sainte-Rose	R	97129P0275	NOLIVIER	160	15%	10%	98	0	167%
Saint-François	R	97125P4022	LA SALINE	160	14%	11%	150	0	160%
Deshaises	R	97111P0001	VALUET	100	13%	12%	100	0	158%
Petit-Bourg	R	97118P4100	OREE DU PARC	250	13%	45%	269	139	152%
Le Moule	R	97117P0149	PAVEE	100	14%	17%	111	4	144%
Le Moule	R	97117P0005	GOUILLE	160	16%	16%	111	22	132%

Toutefois, Il faut souligner l'amélioration des taux de charges de transformateurs HTA/BT entre 2018 et 2021. En effet, 2018 comptait 73 postes HTA/BT avec des transformateurs dont le coefficient est supérieur à 125% (avec des taux allant jusqu'à 295%) contre 6 seulement en 2021 avec un taux maximum de 167%.

2.4 Qualité de tension sur les départs HTA

La détermination des usagers mal alimentés prend en compte l'ensemble des chutes de tension sur le réseau BT (ligne et transformateur HTA/BT) mais aussi les chutes de tension HTA ainsi que les différents éléments de réglage (au niveau du poste source et du transformateur HTA/BT) relevant la tension et pouvant compenser les chutes de tension en aval.

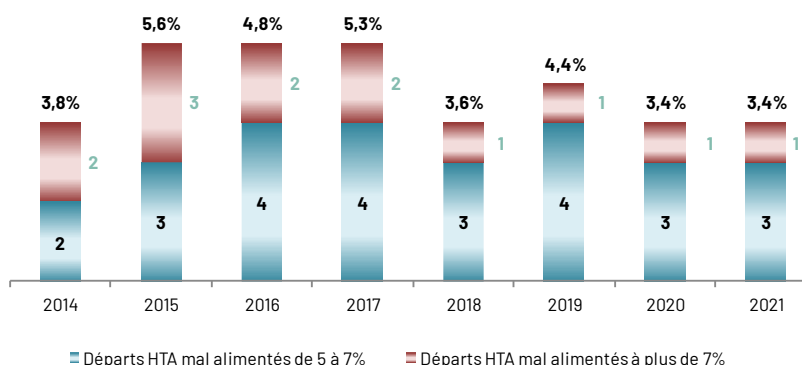
La chute de tension HTA s'ajoute à celle estimée en BT. Celle-ci est cependant écrétée à 5% dans le modèle de calcul du concessionnaire qui ne tient donc que partiellement compte des chutes de tension HTA les plus importantes.

En effet, la valeur de 5% correspond au seuil de dimensionnement du réseau HTA. Au-delà, le concessionnaire doit prévoir un plan visant à la résorption de la contrainte de tension.

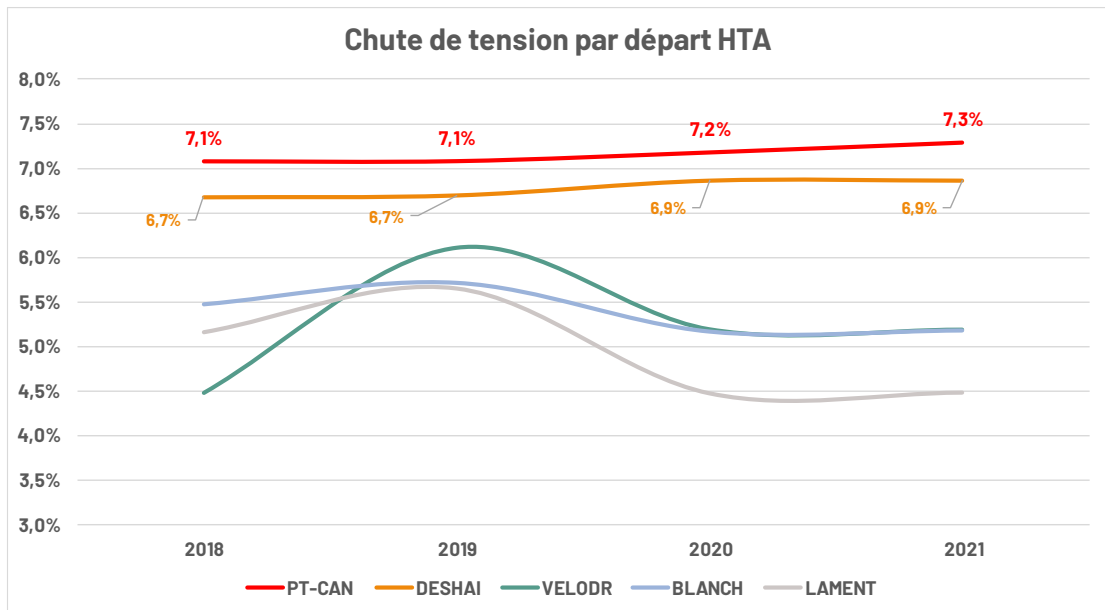
Un départ HTA est alors considéré en contrainte de tension lorsque qu'au moins un de ces points de livraison (poste DP, abonné ou mixte) en aval est alimenté par une tension 5% inférieure à la tension en amont (jeu de barre du poste source).

En particulier pour le concessionnaire EDF-SEI du Sy.MEG, le seuil réglementaire est de 7% et non 5% comme celui d'Enedis.

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



Poste source	Départ HTA	2018	2019	2020	2021
Blanchet	PT-CAN	7,1%	7,1%	7,2%	7,3%
Sainte Rose	DESHAI	6,7%	6,7%	6,9%	6,9%
Baie-Mahault	VELODR	4,5%	6,1%	5,2%	5,2%
Blanchet	BLANCH	5,5%	5,7%	5,2%	5,2%
Baie-Mahault	LAMENT	5,2%	5,7%	4,5%	4,5%



En l'occurrence, 2 départs présentent une chute de tension importante (supérieure à 6%) en 2021 : le départ PT-CAN alimenté par le poste source BLANCHET, le départ DESHAI alimenté depuis le poste source de Sainte Rose. Au-delà de 7% du chute de tension HTA, le concessionnaire doit engager des travaux de restructuration, ou de création, de renforcement. Ceci est le cas pour le départ PT-CAN, il présente une chute de tension de 7,3% en 2021.

Les travaux présentés par EDF-SEI lors de l'audit de l'année 2018 sur les départs BLANCH et LAMENT ont eu un résultat positif. La chute de tension sur ces départs a diminué entre 2018 et 2021. La chute de tension a passé de 5,5% à 5,2% pour le départ BLANCH et de 5,2% à 4,5% pour le départ LAMENT.

Pour autant, s'agissant des départs de PT-CAN et DESHAI, il s'agira de vérifier si les travaux programmés en 2018 (création d'un nouveau départ ANSE BERTRAND prévue pour 2020) ont abouti, car ces deux départs sont toujours en contrainte de tension en 2021, avec une dégradation de la chute de tension depuis 2018.

Sur la base du fichier présentant l'ensemble des affaires de l'année (CAPEX) :

- En 2018 : **Aucune affaire** concernant les actions en HTA sur le tableau des travaux programmés en 2018 ne figure dans la liste des affaires 2018 pour les départs de PT-CAN et DESHAI.
- En 2019 : **Aucune affaire** en HTA pour les deux départs.
- En 2020 : **Aucune affaire** en HTA pour les deux départs.
- En 2021 : **Aucune affaire** en HTA pour les deux départs.

Les travaux programmés en 2018 par le concessionnaire n'apparaissent pas donc dans la liste des affaires de 2018, 2019, 2020 et 2021. Les travaux de renforcements en HTA ne sont pas encore lancés.

Travaux programmés par le concessionnaire pour lever la contrainte de tension en HTA (2018)

Extrait présentation EDF SEI - 2018

➤ CONTRAINTE DE CHUTE DE TENSION HTA

Poste source	Départ	CT Max HTA	Seuil réglementaire SEI	Seuil réglementaire Enedis	Inscription PGRTX	Finalités	Action	Échéance réalisation
BLANCHET	PT-CAN	7,08%	7%	5%	Oui	SEIRFO02	Création nouveau départ ANSE BERTRAND	2019-2020
STE ROSE	DESHAI	6,68%	7%	5%	Non	SEIRFO02	Création poste source Pointe Noire ou condensateurs	2028-2029
BLANCHET	BLANCH	5,48%	7%	5%	Oui	SEIRFO02	Fin des Travaux de renforcement et restructuration	2019
BAIE MAHAULT	LAMENT	5,16%	7%	5%	Oui	SEIRFO02	Création nouveau départ BREFORT	2020-2021

Les actions du concessionnaire présentées lors de l'audit de l'année 2021 sont synthétisées dans le tableau ci-dessous, à noter que l'échéance pour la création du départ ANSE-BERTRAND est désormais 2022 (elle était prévue pour 2020).

Travaux programmés par le concessionnaire pour lever la contrainte de tension en HTA (2021)

Extrait présentation EDF SEI - 2021

➤ CONTRAINTE DE CHUTE DE TENSION HTA

Poste source	Départ	CT Max HTA	Seuil réglementaire SEI	Finalités	Action	Échéance réalisation
BLANCHET	PT-CAN	7,30%	7%	SEIRFO02	Mise en exploitation du nouveau départ ANSE-BERTRAND	2022
STE ROSE	DESHAI	6,90%	7%	SEIRFO02	Creation poste source Pointe Noire ou condensateurs	2028-2029

Ce programme travaux vise bien les deux départs avec la chute de tension la plus élevée sur l'ensemble des départs HTA de la concession.

La suite de l'analyse présente les paramètres pris en compte dans le modèle de calcul déterminant le nombre de clients mal alimentés de la concession et analyse leur fiabilité.

3. Principes de réglage de la tension sur le réseau de distribution d'électricité

Un usager raccordé sur le réseau BT est considéré comme mal alimenté lorsque sa tension d'alimentation, moyennée sur 10 minutes, se situe une fois dans l'année en dehors de l'intervalle $[-10\% ; +10\%]$ de sa tension nominale. En ce sens, le concessionnaire a mis en place un outil de simulation estimant la tenue de tension en période de pointe au niveau de chaque point de livraison du réseau BT. Cette simulation tient compte des différentes contributions sur la tension, négatives ou positives, du poste source au branchement.

Dans un souci de simplification, et conformément au modèle appliqué par le concessionnaire, les variations (en %) correspondent à des variations relatives par rapport à la tension nominale. En outre, les variations successives seront considérées comme pouvant être sommées.

3.1 Les différents organes de gestion de la tension sur le réseau de distribution

L'actuel plan de tension, mis en application en 2011 sur les résultats de l'exercice 2010, intègre le rehaussement de 4 points de la limite supérieure de la tension d'alimentation en basse tension (passage de la plage admissible de $[-10\% ; +6\%]$ à $[-10\% ; +10\%]$).

Dorénavant, le concessionnaire a donc une latitude de 20% (de -10% à $+10\%$) afin d'optimiser la tenue en tension du réseau BT. Le plan de tension a pour objectif :

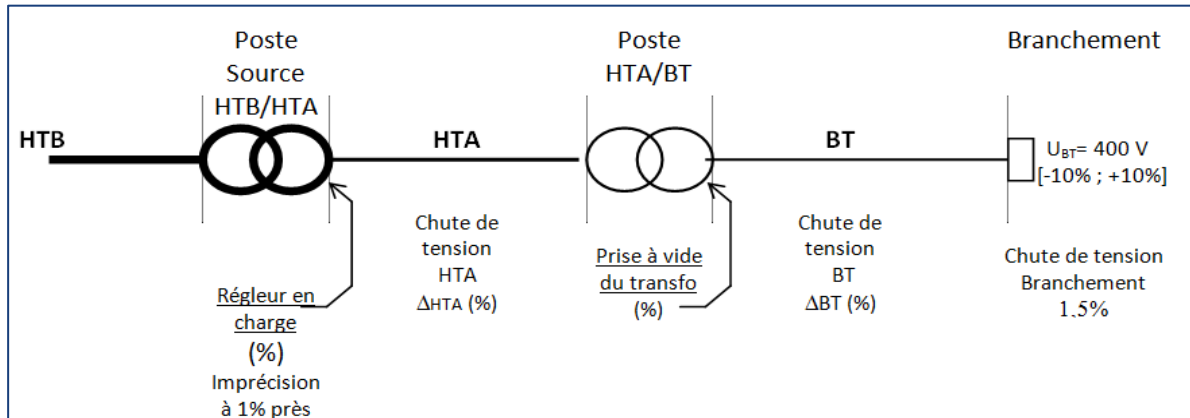
- De n'avoir aucun usager BT présentant une tension au-dessus de $+10\%$ de la tension nominale ;
- D'avoir le moins possible d'usagers BT en dessous de -10% de la tension nominale.

Afin d'exploiter au mieux cette latitude, le gestionnaire des réseaux doit tenir compte des chutes de tension qui interviennent tout au long de la chaîne de distribution, du poste source au branchement de l'utilisateur, ainsi que des hausses de tension induites par les producteurs raccordés sur le réseau de distribution. Dans ce but, il agit en réglant les paramètres des organes suivants :

- **Le régleur en charge du transformateur du poste source** effaçant les chutes de tension du réseau de transport et fixant la tension de consigne en tête des départs HTA reliés à celui-ci ;
- **La prise à vide du transformateur HTA/BT** permettant de relever (ou d'abaisser) la valeur de la tension en tête du départ BT en modifiant le rapport de transformation de $-2,5\%$, 0% ou $+2,5\%$. Un transformateur de 400 V peut passer à 390 V avec une prise basse ($-2,5\%$) et à 410 V avec une prise haute ($+2,5\%$). Une nouvelle génération de transformateurs (fabriqué depuis 1987) présente une possibilité de réglage du rapport de transformation à 0% , $+2,5\%$ et $+5\%$ (tension pouvant passer respectivement à 400 V, 410 V ou 420 V).

Il faut préciser que l'AEC prend l'hypothèse que les méthodes de calcul de EDF-SEI sont basées sur la documentation technique de référence d'Enedis. Notamment le fichier DTR d'Enedis PRO-RES_43E.

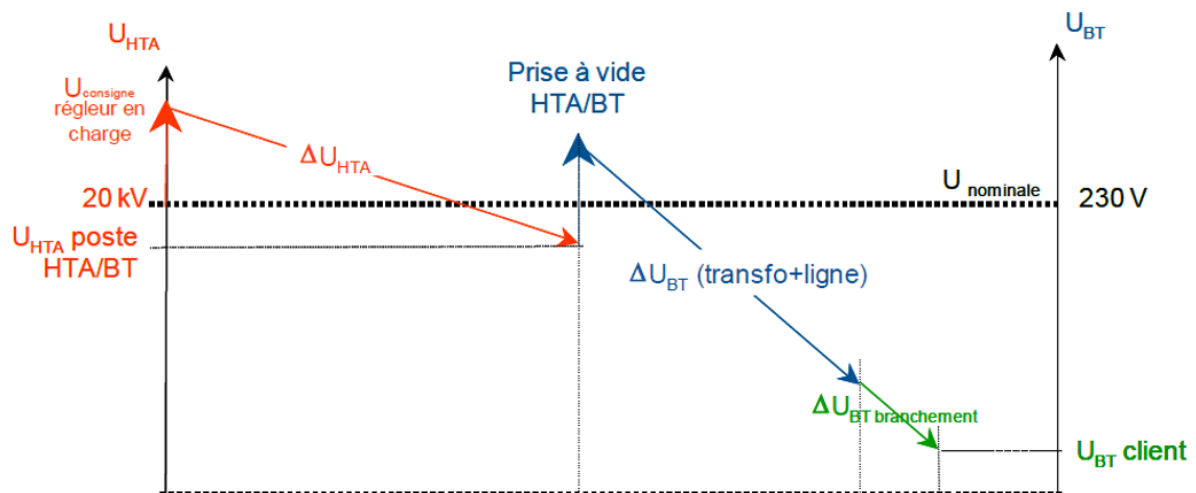
Présentation des différents paramètres et organes impactant la tenue en tension du réseau



La tension en tête d'un départ BT dépend donc des variations en amont. Elle est augmentée par le niveau du régleur en charge au niveau du transformateur HTB/HTA, diminuée de la chute de tension sur le réseau HTA et relevée par la valeur de la prise à vide du transformateur HTA/BT (dans le cas où il n'y a pas de production en aval du poste source).

Tenue de la tension du poste source au point de livraison

(source : DTR – Enedis-PRO-RES_43E, Version 5, page 25/26)



Ainsi, la chute de tension admissible entre la tête du départ BT et l'utilisateur tient compte du niveau du régleur en charge, de la chute de tension HTA amont, et de la position de la prise à vide.

Ces paramètres connus, il suffit de vérifier si la chute de tension sur le réseau BT (du transformateur HTA/BT au branchement de l'utilisateur) est inférieure à la chute de tension admissible. Dans le cas contraire, l'utilisateur est considéré comme mal alimenté.

Si la tension en tête du départ s'établit à sa valeur nominale (soit 400 V), la chute de tension admissible (ou marge admissible) s'élèverait alors à 10%. En prenant en compte les variations en amont, la chute de tension admissible s'exprimerait alors comme suit :

$$\Delta U_{BT \text{ admissible}} = RC - \Delta U_{HTA} + PT + 10\%$$

Avec :

RC : Valeur du régleur en charge du poste source (%)

ΔU_{HTA} : Valeur de la chute de tension sur le réseau HTA (%)

PT : Valeur de la prise à vide du transformateur HTA/BT (%)

Cependant, le concessionnaire considère une imprécision de 1% sur le régleur en charge. Ainsi, dans les calculs déterminant les CMA, le modèle considère le cas de figure le plus pessimiste, c'est-à-dire une valeur de la tension de consigne HTA décrétementée de 1%, ce qui induit une diminution de 1% de la marge admissible (cf. DTR Enedis-PRO-RES_43E, Version 5, page 11/26).

Aussi, il est important de noter que le concessionnaire ne tient que partiellement compte des chutes de tension HTA les plus importantes. En effet, la chute de tension HTA amont est écrêtée à 5% dans le modèle de calcul déterminant le nombre d'utilisateurs mal alimentés (cf. DTR Enedis-PRO-RES_43E, Version 5, page 12/26).

Enfin, les branchements n'étant pas décrits physiquement dans l'outil SIG, la chute de tension sur ce linéaire est fixée à 1,5% (cf. DTR Enedis-PRO-RES_43E, Version 5, page 11/26).

En tenant compte de ces différents éléments, la chute de tension admissible BT (du transformateur au point de raccordement du branchement de l'utilisateur) du modèle suit la relation suivante :

$$\Delta U_{BT \text{ admissible}} = (RC - 1\%) - \min(\Delta U_{HTA}, 5\%) + PT + 10\% - 1,5\%$$

$$\Delta U_{BT \text{ admissible}} = 7,5\% + RC - \min(\Delta U_{HTA}, 5\%) + PT$$

3.2 Impact sur la marge admissible de l'application du dernier plan de tension de 2010

Dans l'**ancien plan de tension**, le régleur en charge était de 5% en période de forte charge, le système de « compoundage » permettant de faire évoluer la tension de consigne en sortie de poste source en fonction de la charge en aval.

Quant à la prise à vide des transformateurs HTA/BT, elle est initialement fixée à 0%. Cette valeur est rehaussée à 2,5% aux conditions que la chute de tension HTA amont dépasse les 2,5% et qu'une prise à vide à 0% entraînerait une contrainte de tension sur le réseau BT. Ce rehaussement permet alors de compenser la perte due à la chute de tension sur le réseau HTA. De même, si le transformateur le permet, la prise à vide est portée à 5% lorsque la chute de tension HTA excède 5%.

Dans le **dernier plan de tension**, le régleur en charge est ramené à une valeur comprise entre 2 et 4% (contre 5% précédemment en période de pointe).

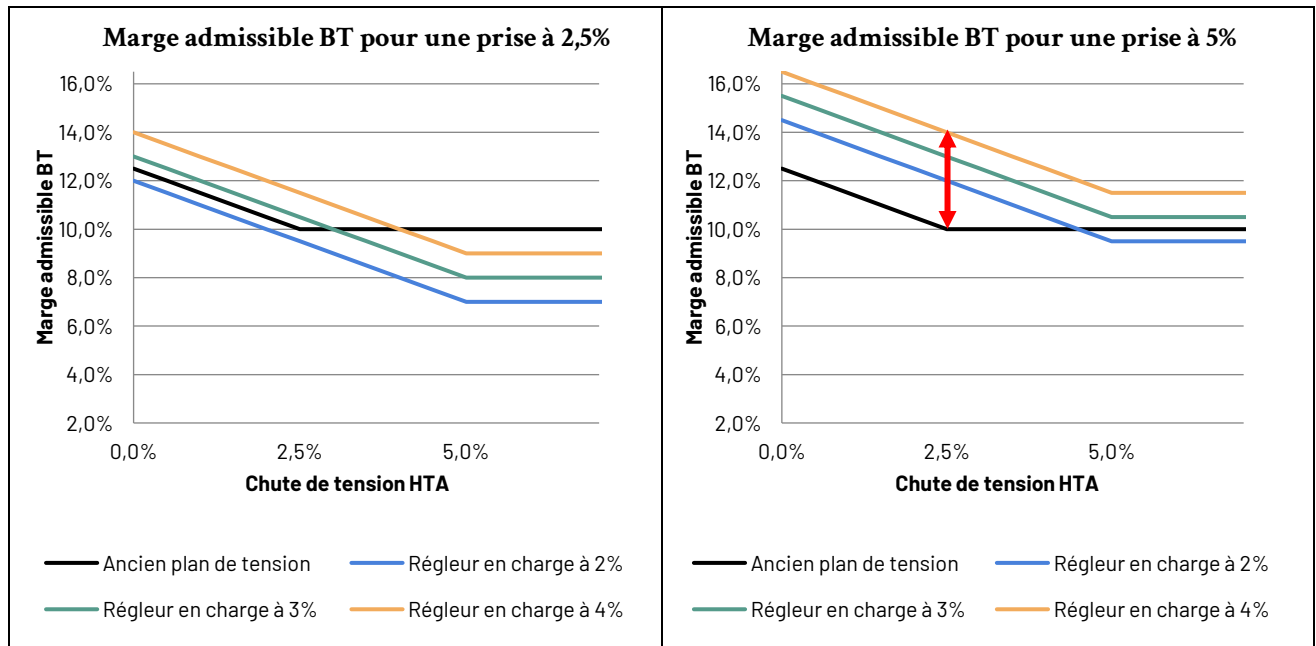
En absence de producteurs significatifs, le régleur en charge s'établit donc à 4%, ce qui permet d'avoir suffisamment de marge pour qu'une prise à vide en aval puisse s'établir à 5% sans que la tension dépasse la limite de +10% de la tension nominale.

Lors du raccordement de sites d'injection significatifs, la tension de consigne en sortie du poste source peut alors être abaissée jusqu'à 2% afin de se prémunir des hausses de tensions des producteurs. A noter que le « compoundage » ne s'applique plus dans le plan de tension de 2010, ce principe de régulation ne sachant pas tenir compte des potentielles injections en aval.

De plus, **la prise à vide des transformateurs HTA/BT est fixée à une valeur optimisée** (jusqu'à 5% sur les transformateurs de nouvelle génération et 2,5% sur les plus anciens), exceptée en cas de présence de producteurs où la prise à 2,5% est préconisée par les modalités du plan de tension.

L'optimisation des prises à vide fait l'objet d'une étude spécifique par la suite.

Les graphiques suivants présentent une comparaison, entre les deux plans de tension, de la marge admissible sur la chute de tension BT telle qu'elle est prise en compte dans le calcul déterminant le nombre de CMA (et donc avec un écrêtage de la chute de tension HTA à 2,5% dans l'ancien plan de tension et à 5% dans le plan de tension de 2010).



Il apparaît alors que la marge admissible sur le réseau BT est supérieure dans le plan de tension de 2010 dans la majorité des cas, ce qui explique que son application entraîne la diminution du nombre d'utilisateurs considérés comme mal alimentés.

En particulier, le gain maximum sur la marge admissible entre les deux plans de tension est de 4 points (flèche rouge sur le graphique précédent), dans le cas où :

- Le régleur en charge est de 4% ;
- La prise à vide s'établit à 5% ;
- La chute de tension HTA est inférieure ou égale à 2,5%.

Ce gain de 4 points correspond à la latitude supplémentaire sur la tenue en tension permise par le passage de +6% à +10% de la limite supérieure de la plage réglementaire.

4. Application du plan de tension sur la concession du Sy.MEG

Il convient de noter ici que les éléments suivants, demandés dans le cadre du contrôle de concession, n'ont pas été transmis par le concessionnaire :

- La programmation de l'adaptation des régleurs en charge des transformateurs ainsi que les valeurs des tensions de consigne pour chacun des transformateurs des postes sources ;
- Les valeurs des prises à vides optimisée indiquées dans le SIG pour chacun des transformateurs HTA/BT alimentant la concession.
- La liste des transformateurs HTA/BT où des réglages physiques des prises à vide ont eu lieu depuis la mise en œuvre du dernier plan de tension de 2010.

Il convient par ailleurs de souligner que ces données ne sont pas transmises en métropoles.

A défaut d'avoir pu obtenir ces éléments de la part d'EDF-SEI, les valeurs des régleurs en charge des transformateurs HTB/HTA au niveau des postes sources ont été recalculées à partir des éléments relatifs aux chutes de tension BT, fournis par EDF-SEI. Les valeurs des régleurs en charge communiquées dans ce rapport correspondent ainsi à celles prises en compte pour le calcul déterminant le nombre de CMA de la concession. Elles sont donc théoriques. Par ailleurs, la méthode de calcul d'AEC est fiable car elle a déjà été confrontée aux informations du concessionnaire obtenues par ailleurs.

4.1 La valeur des régleurs en charge des transformateurs HTB/HTA

Les transformateurs HTB/HTA situés dans les postes-sources sont équipés d'un régleur en charge qui offre la possibilité de modifier le rapport de transformation en temps réel et sans interruption de l'alimentation. Ces ajustements permettent :

- D'effacer automatiquement les chutes de tension des lignes HTB et du transformateur HTB/HTA ;
- De compenser une partie des variations de tension sur le réseau de distribution en fixant une tension de consigne supérieure de 2 à 4% à la tension nominale.

Chaque transformateur HTB/HTA présente une valeur de régleur en charge qui lui est propre. Ces valeurs ne sont généralement modifiées qu'à la suite de restructuration des départs HTA en sortie du poste source (au niveau du jeu de barre) ou à la suite du raccordement d'entités de productions significatives.

A partir des éléments communiqués par le concessionnaire, AEC a reconstitué la valeur des régleurs en charge sur les postes sources alimentant la concession, sans distinguer les différents transformateurs HTB/HTA d'un même poste source.

Valeurs des régleurs en charge par poste source (calcul AEC 2021)

GDO PS	Poste Source	Régleur en Charge
3RIVI	3RIVI	4,00%
B.MAH	Baie-Mahault	4,00%
BESSO	Besson	4,00%
BLANC	Blanchet	2,00%
BOUIL	Bouillante	3,50%
CAPE	Capesterre	2,50%
GARDE	Gardel	4,00%
JARRY	Jarry	2,50%
M.GAL	M GALLANTE GRAND BOURG	2,50%
PTPER	Petit Pérou	4,00%
RAIZE	Raizet	4,00%
RSENS	Rivière Sens	2,00%
S.ROS	Sainte Rose	2,50%
SFRAN	Saint François	2,00%
STANN	Saint Anne	4,00%

Les valeurs à 2,5% correspondent à des zones desservies par des départs HTA mixtes (alimentant à la fois des consommateurs et des producteurs dont la puissance est importante et qui pourrait engendrer une élévation de tension). Ainsi la valeur du régleur en charge est abaissée du fait de l'injection de la production décentralisée sur au moins un départ HTA alimenté par le poste source. Ce point sera vérifié par la suite.

4.2 Modalité du plan de tension HTA relatives aux producteurs

Le régleur en charge permet de varier la tension de consigne dans les limites de la plage $[Un + 2\% ; Un + 4\%]$. En absence de producteurs significatifs, la valeur du régleur en charge s'établit à 4%, soit à sa valeur maximale.

En présence de producteurs dont les puissances injectées sont suffisamment importantes pour engendrer une élévation de tension, le niveau du régleur en charge, initialement à 4%, est diminué par l'estimation de l'élévation de tension due aux producteurs sur le départ.

A titre d'exemple, si les producteurs d'un départ HTA engendrent une élévation de tension estimée à 1,5%, le niveau du régleur en charge du transformateur HTB/HTA passe de 4% à 2,5% impactant l'ensemble des départs reliés à celui-ci.

Ainsi, sur un départ mixte, c'est-à-dire acheminant en soutirage et en injection, l'effet cumulée des producteurs HTA et BT ne doit pas générer une élévation de tension supérieure à 2%. En effet, avec 2% d'élévation de tension, le régleur en charge s'établirait à sa valeur minimale, en passant de 4% à 2%.

Si le raccordement d'un producteur HTA sur un départ HTA mixte engendre des élévations de tension qui devraient être compensées par une tension de consigne HTA inférieur à +2%, alors ce dernier est raccordé via un départ HTA dédié jusqu'au poste source².

² A titre informatif, sur un départ direct producteur (ou départ dédié), les producteurs peuvent engendrer une élévation de tension allant jusqu'à 7%, ce qui est une marge importante.

4.2.1. Production sur la concession du Sy.MEG

La concession compte 1 613 producteurs BT, et 65 raccordés sur le réseau HTA. Les puissances d'injection par type de production et par postes HTA/BT ne sont plus transmises alors que ces données étaient transmises sur l'exercice 2017.

Ce manque constitue une dégradation des données transmises. Pourtant, il faut noter que ces données ne sont pas transmises en métropole.

La répartition du nombre de points d'injection par type de production est présentée dans le tableau suivant :

Répartition du nombre de producteur par type de production

Type de production	Nombre de sites	Puissance (kVA en BT et kW en HTA)
Photovoltaïque	1 639	87 170
Hydraulique	15	10 520
Eolien	9	51 715
Autres (biomasse, biogaz, géothermie...)	8	113 625
Thermique	7	301 200
Total	1 678	564 230

4.2.2. Application des modalités du plan de tension HTA relatives aux producteurs sur la concession

Un tableau reconstitué par AEC présente le niveau de la valeur de consigne des postes sources (valeur du régleur en charge qui détermine la tension (20kV [+2%, +4%]) à la sortie du poste source), au regard des puissance injectées en aval de ces derniers a été réalisé en 2018. Pourtant en 2021 et par manque de données, ce tableau n'est donc plus réalisable.

En effet, les valeurs de puissances par départ HTA **n'étaient pas transmises au titre du contrôle**. Le concessionnaire a indiqué que cette requête est en cours d'instruction et devrait être disponible au titre de l'exercice 2022. Toutefois, Ces données étaient transmises pour l'exercice 2017 et ne l'étaient plus depuis 2018. Il faut noter que ces données ne sont toujours pas transmises en métropole.

Le croisement des valeurs des régleurs en charge et les puissances de production par poste source n'est donc pas réalisable. Cette étude aurait apporté de plus aux analyses car une augmentation/diminution de la valeur de consigne de 2% à 3,5% ou 4% pourrait en effet augmenter/diminuer la marge admissible et donc potentiellement diminuer/augmenter le nombre de CMA en tension basse.

A titre d'information, le concessionnaire avait transmis les modifications des valeurs des régleurs en charge en 2018 :

Extrait des valeurs de consigne des transformateurs HTB/HTA en 2018 (EDF – SEI)

Transfo HTB/HTA	Uo initiale (%)	U0 optimale (%)	U0 optimale (kV)	U0 réalisée terrain (kV) 06/02/2019	dU/U(%) HTA conso max	dU/U(%) HTA prod max conso min	Départ direct prod raccordé au transfo
B.MAHY0311	2,50	3,50	20,70	20,80	-5,49	0,00	non
B.MAHY0313	4,00	3,50	20,70	20,80	-3,64	0,00	non
BOUILY0311	2,50	3,50	20,70	20,70	-2,42	0,00	non
BOUILY0312	2,50	3,50	20,70	20,70	-2,09	0,60	non
GARDEY0311	2,50	4,00	20,80	20,80	-1,76	0,00	oui
GARDEY0312	2,50	4,00	20,80	20,80	-0,93	0,02	non
PTPERY0311	2,50	4,00	20,80	20,80	-3,42	0,00	oui
PTPERY0312	2,50	4,00	20,80	20,80	-2,27	0,00	non
STANNY0311	2,50	4,00	20,80	20,80	-2,51	0,00	non
STANNY0312	2,50	4,00	20,80	20,80	-2,60	0,00	non
BESSEY0311	2,50	4,00	20,80	20,80	-2,14	0,00	non
BESSEY0312	2,50	4,00	20,80	20,80	-1,18	0,00	oui
CAPEY0311	2,50	2,00	20,40	20,50	-2,46	2,34	non
CAPEY0312	2,50	4,00	20,80	20,80	-3,89	0,00	non
JARRY0311	2,50	4,00	20,80	21,00	-1,57	0,08	non
JARRY0312	3,60	3,94	20,80	20,72	-1,61	0,06	non
RAIZEY0311	2,50	4,00	20,80	20,80	-0,38	0,00	non
RAIZEY0312	4,00	3,98	20,80	20,80	-0,89	0,02	non
RESEY0311	2,50	3,00	20,60	20,80	-2,68	0,76	non
RESEY0312	2,00	2,00	20,40	20,40	-3,54	2,45	non
BLANCY0311	2,00	2,00	20,40	20,40	-8,02	4,93	oui
BLANCY0312	2,00	3,00	20,60	20,40	-3,31	4,10	oui
S.ROSY0311	3,10	3,68	20,70	20,62	-5,47	0,32	oui
S.ROSY0312	2,50	4,00	20,80	20,50	-2,70	0,00	oui
SFRANY0311	2,00	2,00	20,40	20,40	-0,70	0,96	oui
SFRANY0312	2,50	4,00	20,80	20,50	-1,78	5,57	oui

4.3 La valeur des prises à vides sur les transformateurs HTA/BT

D'après l'annexe 1 du décret qualité du 24 décembre 2007 :

« Les dispositifs de réglage sont calés de façon que la tension en tête des départs BT se rapproche le plus possible, mais sans jamais risquer de la dépasser, de la butée haute de la plage contractuelle. On maximise ainsi la marge de chute de tension admissible sur le réseau BT, c'est-à-dire celle qui permet de respecter la butée basse de la plage contractuelle de tension. »

En ce sens, le calcul déterminant le nombre de CMA intègre des valeurs **maximisées** des prises à vide des transformateurs HTA/BT. Ce dispositif permet de rehausser la tension en tête du départ BT de 2,5% ou de 5%. Cependant, cette prise est manœuvrable exclusivement à la suite d'une manœuvre sur le terrain et hors tension.

Ainsi, en dehors des cas de réclamations et de travaux programmés, aucune campagne de déploiement n'est prévue afin de rendre conformes les valeurs optimisées avec les valeurs effectives sur le terrain.

Ainsi il est proposé de distinguer dans la suite du rapport trois valeurs de prise à vide :

- Celles intégrées dans le calcul des CMA ;
- Les valeurs optimisées ;
- Les réglages effectifs sur le terrain.

4.3.1. Valeurs des prises à vide intégrées au calcul des CMA

A partir des éléments communiqués par le concessionnaire, AEC a reconstitué la valeur des prises à vide telle que prise en compte dans le calcul des CMA. La répartition des transformateurs HTA/BT en fonction de la valeur de la prise à vide est illustrée dans le tableau suivant pour l'exercice 2021.

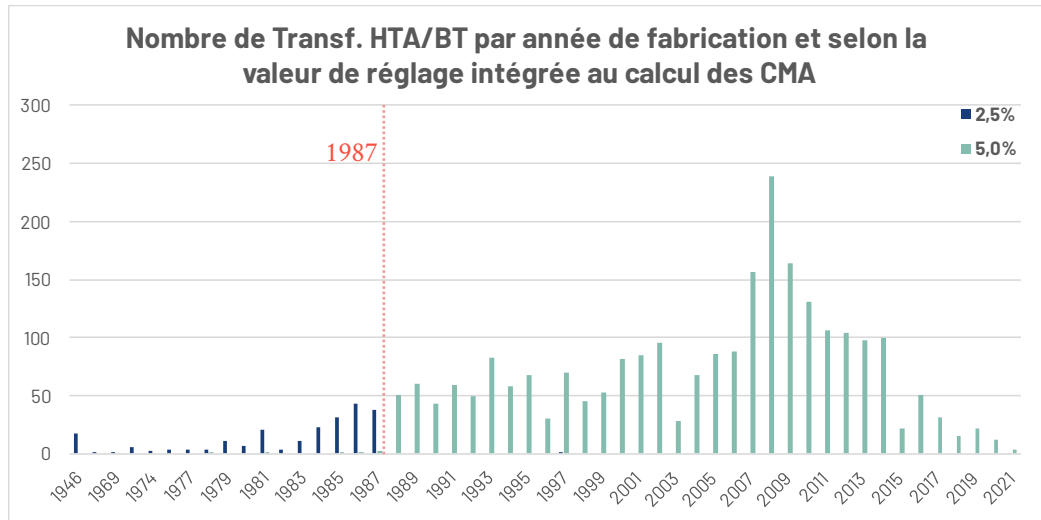
Répartition des transformateurs en fonction de la valeur de la prise à vide

Valeur de la prise à vide dans le calcul	Nombre de transf. HTA/BT	% des transf. HTA/BT
-2,50%	0	0,0%
0%	0	0,0%
2,50%	226	8,3%
5%	2462	90,7%
Non déterminée	26	1,0%
Total	2714	100,0%

L'analyse rapporte qu'une proportion de 91% des transformateurs auraient leur prise à vide à 5% dans le calcul en 2021. Ce taux suppose donc que 91% (soit 2 462) des transformateurs HTA/BT de la concession sont de nouvelle génération (possibilité de réglage à 5%) et ont été fabriqués après 1987. Ce point est vérifié par la suite.

4.3.2. Croisement entre les valeurs du calcul et l'inventaire technique des transformateurs

Le graphique suivant présente le croisement entre la date de fabrication des transformateurs et la valeur de prise à vide prise en compte dans le calcul.



Il apparaît que les transformateurs de nouvelle génération (fabriqués depuis 1987) présentent une valeur de réglage à 5% dans le modèle, contre 2,5% pour les transformateurs plus anciens. Le modèle de calcul ne tient donc pas compte des valeurs optimisées des prises à vide mais de ces valeurs maximales.

En effet, le modèle prend la valeur maximale possible de la prise à vide pour le calcul des CMA (5% pour la nouvelle génération et 2,5% pour l'ancienne génération) alors qu'un transformateur fabriqué après 1987 pourrait avoir une prise à vide à 0 ou 2,5% par exemple. Pourtant tous les transformateurs de nouvelle génération sont à 5% par défaut.

De ce fait, les usagers BT qui seraient mal alimentés en raison d'une **prise à vide réelle inférieure à sa valeur maximisée** ne sont pas détectés par le modèle. Le chiffre communiqué par le concessionnaire sur **le nombre de CMA est donc sous-estimé** par ce point si l'on se place du point de vue de l'utilisateur, ce qui est le sens du décret qualité.

4.4 Intégration des producteurs BT

Il convient de prendre en compte l'impact des injections BT sur les limitations de réglages BT, notamment la valeur des prises à vide des transformateurs HTA/BT, qui peuvent induire de nouveaux CMA.

En effet, **en cas de présence d'un site d'injection en aval du transformateur HTA/BT, la prise à vide ne peut s'établir à 5%**. Cette contrainte permet de se prémunir des hausses de tension qu'engendrerait le producteur et ainsi éviter des surtensions. Mais à contrario générer des baisses de tensions pendant une forte consommation et une injection minimale.

Précisons également qu'en amont du raccordement d'un producteur BT significatif, une étude visant à vérifier que la tension ne dépasse pas +10% de la tension nominale est réalisée. Cette étude prend en compte une prise à vide à 2,5% (voire à 0% pour certaines études réalisées avant 2011) afin d'avoir suffisamment de marge sur les hausses de tensions induites par le producteur.

De ce fait, les transformateurs HTA/BT de nouvelle génération et reliant des producteurs BT ne doivent pas présenter une valeur de la prise à vide à 5% dans le calcul, mais un maximum 2,5% si l'on se conforme aux modalités du plan de tension. Ainsi, la mise en conformité des valeurs théoriques des prises à vide amènerait une augmentation du nombre de CMA éligibles au FACE sur la concession.

En corrigeant les valeurs des prises à vide intégrées au calcul des CMA (en rabaisant les prises à 2,5% lorsqu'il y a un producteur en aval), le nombre de DMA³ a été estimé en tenant compte des modalités du plan de tension et a abouti à 23 DMA supplémentaires.

Un DMA ne correspond pas nécessairement à un départ dont la totalité des clients raccordés sont mal alimentés. De ce fait, et vu que l'on n'a pas l'information sur le nombre de client mal alimentés sur les nouveaux DMA identifiés. Nous prenons l'hypothèse que 53% de clients raccordés sur un DMA seraient considérés CMA. Ce pourcentage est calculé sur la base de la moyenne du nombre de clients mal alimentés divisé par le nombre de clients raccordés sur l'ensemble des DMA identifié par EDF-SEI. Ces CMA sous-estimés s'ajoutent potentiellement à ceux générés par l'incohérence sur les prises à vides (cf. § 4.3).

Impact d'une prise à vide qui tient en compte les producteurs BT en aval d'un poste HTA/BT

	Modèle EDF-SEI (ne tenant pas compte des injections)	Avec prise en compte des modalités du plan de tension dès qu'il y a un producteur en aval	TOTAL avec prise en compte des producteurs en aval des départs BT
Nombre de DMA	54	23	77
Nombre de CMA	2 389	977	3 366

³ DMA : Départ Mal Alimenté, correspond à un départ BT dont la chute de tension totale est supérieure à la chute de tension admissible et qui présente au moins un client mal alimenté (CMA).

Les 23 départs BT correspondant sont présentés en annexe. **Ces départs BT devenus mal alimentés présentent alors une contrainte de tension se résorbant uniquement par le biais d'opérations de renforcement sur le réseau BT, et sont donc éligibles au FACE pour ceux situés en zone rurale.**

5. Conclusion

En 2021, le taux de CMA a baissé pour la troisième année consécutive et atteint 1,1% pour 2 389 clients mal alimentés. Sur la période 2014-2021, le taux de CMA a dépassé le seuil de 5% une seule fois en 2018 (ce seuil est celui utilisé dans le décret qualité en métropole, il conviendrait de savoir le seuil que EDF-SEI utilise pour lancer un programme de travaux).

L'analyse cartographique montre que la partie Nord de Grande Terre (communes Anse-Bertrand et Port-Louis) et la partie Sud de Basse Terre (commune Trois-Rivières) présentent des contraintes de tension selon l'outil de calcul du concessionnaire. Pourtant, l'année 2021 a enregistré une amélioration du nombre et du taux de CMA par rapport aux exercices précédents.

15 postes HTA/BT concentrent à eux seuls près de 50% des CMA du Sy.MEG. Les départs BT en aval de ces postes doivent être prioritaires pour les opérations de renforcement visant la réduction des contraintes électriques et l'amélioration de la qualité de tension.

La qualité de tension sur le réseau HTA s'améliore en 2021 par rapport à 2018, notamment suite à des travaux d'EDF-SEI sur les départs HTA concernés au cours des dernières années. Pour autant, 2 départs HTA présentent encore en 2021 des contraintes de tension dont 1 supérieur à 7%.

Les travaux présentés par EDF-SEI lors de l'audit de l'année 2018 sur les départs BLANCH et LAMENT ont eu un résultat positif. La chute de tension sur ces départs a diminué entre 2018 et 2021. La chute de tension a passé de 5,5% à 5,2% pour le départ BLANCH et de 5,2% à 4,5% pour le départ LAMENT.

Pour autant, s'agissant des départs de PT-CAN et DESHAI, les travaux programmés en 2018 par le concessionnaire n'apparaissent pas dans la liste des affaires de 2018, 2019, 2020 et 2021. Les travaux de renforcements en HTA ne sont pas encore lancés et ces deux départs HTA sont toujours en contrainte de tension en 2021, avec une dégradation de la chute de tension depuis 2018.

Le concessionnaire n'a pas transmis la valeur des tensions de consigne HTA (niveau de régleur en charge au niveau des transformateurs HTB/HTA des postes sources). De plus, les données détaillées de puissance des producteurs n'ont pas été transmises alors que ces données étaient transmises sur en 2017, ce manque constitue une dégradation des données de contrôles. La fiabilisation de ces données est à suivre par le Sy.MEG car EDF-SEI compte transmettre ces données pour le prochain contrôle.

La méthode de reconstitution des valeurs des prises à vide fait apparaître que les transformateurs de dernière génération (fabriqués depuis 1987) présentent une valeur de réglage de 5% dans le modèle, contre 2,5% pour les transformateurs plus anciens. Le modèle de calcul ne tient donc toujours pas compte de valeurs optimisées des prises à vide mais de ses valeurs maximales. Ce point n'a pas changé depuis les contrôles précédents (notamment en 2018).

Au titre du FACE, les valeurs prises en compte dans le calcul semblent ne pas tenir compte de l'intégration des producteurs BT ce qui n'est pas conforme au plan de tension. Ce dernier précise qu'en cas de producteur, la prise à vide doit s'établir à 2,5% au maximum. Or le modèle de calcul intègre des valeurs maximisées des prises, soit 5% sur les transformateurs fabriqués depuis 1987. L'impact de ce biais a engendré 23 DMA supplémentaires soit 977 nouveaux CMA (ces CMA sous-estimés s'ajoutent potentiellement à ceux générés par l'incohérence sur les prises à vides (cf. § 4.3)) ce qui amènerait donc un nombre de CMA au total de 3 366 CMA en 2021.

Enfin, la fiabilisation complète du rattachement des usagers dans l'outil SIG pourrait amener à une augmentation supplémentaire du nombre de contraintes estimées. Le Sy.MEG doit suivre la réalisation de cette mise en cohérence de l'outil avec la réalité.

Annexe : 23 départs BT devenant mal alimentés avec l'application du plan de tension (départs éligibles au FACE)

Ce tableau présente une ligne par départ BT, un départ BT est identifié par son code GDO (**GDO dep BT**), le poste HTA/BT (**Poste DP**) et le code GDO du poste HTA/BT (**GDO HTA/BT**).

Le nombre de producteurs BT (**Nb prod BT**) raccordés correspond au nombre par poste et non par départ BT. Nous avons besoin que si il y a un producteur BT en aval ou non. Le nombre de producteur n'est pas important dans le calcul.

Comme expliqué dans le rapport, lorsqu'un producteur est raccordé en aval du poste, la position de la prise à vide (**PT**) devrait être à **2,5%**. Donc ces 25 départs ont des PT à **5% ET** un producteur en aval **ET** n'étaient pas DMA.

De ce fait, la chute de tension admissible (**dU admissible BT**) devrait être baissé de **2,5%** (PT qui passe de 5% à **2,5%**). La colonne (**dU admissible BT – avec prod BT**) reflète ce calcul.

En tenant en compte de cette nouvelle chute de tension admissible. Ces départ BT sont les départs dont la chute de tension totale en BT (**dU BT**) est supérieure à la chute de tension admissible avec prod BT (**dU admissible BT – avec prod BT**).

INSEE	R/U	GDO PS	GDO HTA	dep HTA	GDO HTA/BT	Poste DP	Nb prod BT	Nb Us BT	Nb CMA	DMA initial ?	GDO dep BT	dU HTA	dU BT	dU admissible BT	PT+RC	PT	RC	dU admissible BT - avec prod BT	Nouveau DMA ?
97103	R	RAIZE	RAIZEC0204	ECOENR	97103P4191	NEWTON	1	13	0	0	9710301566	0,28%	16,15%	16,22%	9,00%	5,0%	4,0%	13,72%	1
97115	R	B.MAH	B.MAHC0004	LAMENT	97115P0045	SEFOG	1	37	0	0	9711500051	2,72%	11,53%	13,78%	9,00%	5,0%	4,0%	11,28%	1
97124	U	RSENS	RSENSC0203	SOUFRE	97124P0077	MORIN	3	95	0	0	9712400165	0,74%	13,53%	15,77%	9,00%	5,0%	4,0%	13,27%	1
97115	R	B.MAH	B.MAHC0025	CHANTI	97115P0516	BERGNOLLES	4	91	0	0	9711500072	3,79%	11,86%	12,72%	9,00%	5,0%	4,0%	10,22%	1
97105	U	RSENS	RSENSC0204	TIVOLI	97105P0003	RIVIERES DES PERES	3	74	0	0	9710500020	0,66%	13,43%	15,84%	9,00%	5,0%	4,0%	13,34%	1
97113	R	PTPER	PTPERC0205	CARRAQ	97113P0019	PLATEAU KANCEL	1	95	0	0	9711303727	2,18%	12,58%	14,32%	9,00%	5,0%	4,0%	11,82%	1
97118	R	B.MAH	B.MAHC0008	VELODR	97118P0069	CABOUT	1	86	0	0	9711800130	4,43%	10,11%	12,07%	9,00%	5,0%	4,0%	9,57%	1
97118	R	B.MAH	B.MAHC0008	VELODR	97118P0151	BRANE	1	74	0	0	9711800446	5,02%	10,14%	11,50%	9,00%	5,0%	4,0%	9,00%	1
97103	R	B.MAH	B.MAHC0008	VELODR	97103P0019	STE THERESE	7	68	0	0	9710302587	2,67%	12,64%	13,83%	9,00%	5,0%	4,0%	11,33%	1
97106	R	BOUIL	BOUILC0201	P.NOIR	97106P0004	LA LISE	1	50	0	0	9710600369	1,64%	12,82%	14,36%	8,50%	5,0%	3,5%	11,86%	1
97111	R	S.ROS	S.ROSC0202	DESHAI	97111P6008	DESHAIES	1	73	0	0	9711100656	5,50%	9,93%	10,60%	8,10%	5,0%	3,1%	8,10%	1
97125	R	SFRAN	SFRANC0601	DESVAR	97125P0135	POMBIRAY	5	82	0	0	9712500343	1,35%	12,40%	13,65%	7,50%	5,0%	2,5%	11,15%	1
97132	R	CAPEP	CAPESC0205	T/RIVI	97132P0352	REDUIT	1	58	0	0	9713200913	2,15%	11,10%	12,85%	7,50%	5,0%	2,5%	10,35%	1
97129	R	S.ROS	S.ROSC0302	DESBON	97129P0014	SOLITUDE	2	60	0	0	9712900639	1,27%	13,01%	13,73%	7,50%	5,0%	2,5%	11,23%	1
97125	R	SFRAN	SFRANC0601	DESVAR	97125P0898	BIEN DESIREE	2	65	0	0	9712501044	1,57%	11,51%	13,43%	7,50%	5,0%	2,5%	10,93%	1
97125	R	SFRAN	SFRANC0601	DESVAR	97125P0018	DUBEDOU	4	65	0	0	9712500040	0,91%	13,26%	14,09%	7,50%	5,0%	2,5%	11,59%	1
97117	R	BLANC	BLANCC0301	CAMPEC	97117P0091	LA ROCHE	4	55	0	0	9711700001	2,14%	10,34%	12,36%	7,00%	5,0%	2,0%	9,86%	1
97102	R	BLANC	BLANCC0203	BLANCH	97102P0782	MAZOUKA	2	94	0	0	9710200723	5,18%	8,70%	9,50%	7,00%	5,0%	2,0%	7,00%	1
97102	R	BLANC	BLANCC0301	CAMPEC	97102P0038	MASSIOUX	1	114	0	0	9710200085	4,32%	9,03%	10,18%	7,00%	5,0%	2,0%	7,68%	1
97117	R	BLANC	BLANCC0303	MOULE	97117P4197	MARECHAL	1	210	0	0	9711700466	3,59%	9,46%	10,91%	7,00%	5,0%	2,0%	8,41%	1
97122	R	BLANC	BLANCC0202	PT-CAN	97122P0004	RAMBOUILLET	2	59	0	0	9712200150	6,94%	8,64%	9,50%	7,00%	5,0%	2,0%	7,00%	1
97122	R	BLANC	BLANCC0203	BLANCH	97122P0022	PELLETAN	2	191	0	0	9712200367	4,19%	9,04%	10,31%	7,00%	5,0%	2,0%	7,81%	1
97119	R	BLANC	BLANCC0301	CAMPEC	97119P0047	ANSE DES CORPS	2	35	0	0	9711900040	3,19%	9,27%	11,31%	7,00%	5,0%	2,0%	8,81%	1



Syndicat Mixte d'Electricité de la Guadeloupe
– Sy.MEG

Analyse globale des investissements du concessionnaire

Exercice 2021
Décembre 2022 - Version 1

INTRODUCTION	2
1. RAPPELS SUR LES INVESTISSEMENTS D'EDF-SEI AU NIVEAU NATIONAL	3
1.1 INVESTISSEMENTS DELIBERES / INVESTISSEMENTS IMPOSES	4
1.2 L'EVOLUTION DES INVESTISSEMENTS	4
1.3 CONCLUSION	6
2. LE PILOTAGE DES INVESTISSEMENTS A L'ECHELLE DE LA CONCESSION	7
2.1 LES DIFFERENTS OUTILS D'INVESTISSEMENT	7
2.2 LES PRINCIPAUX OBJECTIFS D'INVESTISSEMENTS DE LA CONCESSION	8
3. ACTIONS DU CONCESSIONNAIRE POUR L'AMELIORATION DE LA QUALITE ET DE LA CONTINUITE DE FOURNITURE A LA MAILLE DE LA CONCESSION	9
3.1 LES INVESTISSEMENTS DU CONCESSIONNAIRE POUR LA CONCESSION	9
3.1.1. Les investissements globaux du concessionnaire sur les 5 derniers exercices.....	9
3.1.2. Les investissements délibérés réalisés en 2021	10
3.1.3. Spatialisation des investissements de l'exercice 2021	12
3.1.4. Les investissements délibérés programmés pour les 4 prochains exercices	13
3.2 L'AMELIORATION DU RESEAU HTA	15
3.2.1. Les opérations sur les postes sources	15
3.2.2. Plan de déploiement d'OMT	16
3.2.3. Levée de contraintes sur le réseau HTA	17
3.2.4. Programme PDV (Prolongation de Durée de Vie).....	23
3.2.5. Les opérations de renouvellement des CPI.....	25
3.3 ACTIONS A MENER POUR L'AMELIORATION DE LA CONTINUITE BT	26
3.3.1. Levées de contraintes sur le réseau BT	26
3.3.2. Les investissements de modernisation des réseaux sur le réseau BT	27
3.3.3. Programme d'investissement pour le réseau BT	27
4. CONCLUSION	28

Introduction

Le maintien du potentiel productif est l'un des enjeux principaux de la gestion du réseau de distribution publique d'électricité. C'est pourquoi le Syndicat Mixte d'Electricité de Guadeloupe (Sy.MEG) a sollicité une expertise sur le niveau d'investissement et de renouvellement de son patrimoine.

Au niveau de l'archipel, l'impact sur la continuité de fourniture de différents épisodes climatiques sévères ou extrêmes (ouragans Fiona, Irma, Maria, etc.) a montré la grande sensibilité du réseau à ces événements qualifiés d'exceptionnels – toutefois voués à se multiplier du fait du réchauffement climatique. Par ailleurs, la qualité et la continuité du réseau d'électricité nécessitent des investissements réguliers pour maintenir et améliorer les infrastructures. Il est donc primordial d'évaluer le niveau d'investissement en fonction de l'état du réseau électrique géré par le concessionnaire EDF-SEI.

Ce rapport sera ainsi constitué de trois chapitres :

- Dans un premier temps, la politique d'investissements du concessionnaire au niveau national sera rappelée. Cette analyse permettra d'observer les grandes tendances sur une large période ;
- Dans un second temps, le pilotage des investissements au niveau de la concession sera exposé. Cette partie présentera les montants alloués aux investissements sur le réseau sur la période 2017-2021 ;
- Puis une analyse présentera les opérations réalisées par type d'investissement sur les réseaux HTA et BT (renforcements, opérations d'amélioration de la continuité).

1. Rappels sur les investissements d'EDF-SEI au niveau national

L'objectif de ce chapitre est de présenter les politiques d'investissements sur les réseaux qui ont été menées par le distributeur EDF-SEI sur le territoire de la concession du Sy.MEG en regard des politiques énergétiques de ces dernières années en France métropolitaine et outre-mer et plus particulièrement encore la comparaison avec Enedis.

L'archipel de la Guadeloupe connaît régulièrement, en raison de sa situation géographique dans la mer des Caraïbes, des événements climatiques extrêmes, notamment les cyclones. Au cours des dernières années, la Guadeloupe a connu de nombreux événements naturels extrêmes :

- Cyclones d'une ampleur exceptionnelle en 2017 ayant déclenché l'alerte cyclonique violette : Irma et Maria
- Tsunamis, en 2003, 2004 et 2006 ayant atteint les côtes guadeloupéennes suites aux éruptions à Montserrat (Espagne) et au tremblement de terre aux Saintes

Face à l'ampleur des dégâts que peuvent produire ces événements, entrant en résonnance avec le questionnement en métropole après la tempête de décembre 1999, la Commission de Régulation de l'Energie (CRE), la Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies (FNCCR) et des parlementaires ont chacun de leur côté cherché à approfondir le lien entre le niveau d'investissements du gestionnaire du réseau de distribution sur le réseau et la qualité de l'électricité fournie aux clients finals. Ceci a donné lieu à la production de quatre rapports très complets au cours de ces dernières années :

- Le 10 septembre 2009, rapport de la FNCCR (dit « rapport HAUET » du nom de son auteur) : *Etude technique sur la fragilité des réseaux publics de distribution d'électricité face aux événements climatiques majeurs* ;
- Le 1^{er} juin 2010, rapport du Conseil général de l'environnement et du développement durable (CGEDD) (dit « rapport BELLEC ») : *Rapport relatif à la limitation de l'impact des événements climatiques majeurs sur le fonctionnement des réseaux de distribution d'électricité* ;
- En Octobre 2010, rapport de la CRE : *Rapport sur la « qualité de l'électricité » – Diagnostics et propositions relatives à la continuité de l'alimentation en électricité* ;
- Le 5 avril 2011, rapport parlementaire d'information *sur la sécurité et le financement des réseaux de distribution d'électricité* (dit « Rapport Proriot du nom du président de la mission).
- Protocole d'accord du 18 septembre 2013 relatif au renforcement des relations entre les autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité et le concessionnaire ERDF au bénéfice de la qualité du service concédé apporté aux usagers impliquant une programmation coordonnée de développement et de modernisation des réseaux durant la période tarifaire 2014-2017.

1.1 Investissements délibérés / investissements imposés

Lorsqu'on s'intéresse aux travaux réalisés par EDF-SEI sur le réseau de distribution, il convient de distinguer deux types d'investissements :

- Les investissements imposés : EDF-SEI est tenu par le contrat de concession de réaliser les raccordements des usagers sur sa zone de maîtrise d'ouvrage et de participer financièrement aux travaux d'enfouissement esthétique des communes (article 8) ;
- Les investissements délibérés, qui concernent tous les autres investissements : adaptation aux charges, renouvellement, sécurisation, amélioration de la qualité de fourniture.

Aux deux types d'investissements listés qui correspondent aux investissements CAPEX, il convient d'y ajouter les dépenses pour l'exploitation, la maintenance et le dépannage qui correspondent aux OPEX afin d'établir la totalité des investissements réalisés sur le territoire du Sy.MEG.

Les participations financières d'EDF-SEI aux travaux des autorités concédantes via la redevance R2 et les dotations aux FACE ne sont pas comprises dans ces investissements.

Le tableau suivant résume les distinctions qui peuvent être faites entre les différents programmes :

Classification des investissements du concessionnaire

Investissements totaux				
Investissements imposés	Investissements délibérés			
Raccordements (consommateurs, producteurs) Participations article 8 Compteurs numériques	Adaptation aux charges (renforcement)	Investissements « Qualité »		
	Sécurité (vis-à-vis des tiers) Obligations légales (PCB)	Renouvellement et restructuration du réseau (obsolescence)	Sécurisation (Plan Aléa Climatique)	PDV (Prolongation de la Durée de Vie des antennes HTA))

On peut remarquer que parmi les investissements comptabilisés comme délibérés, certains apparaissent néanmoins comme obligatoires, comme ceux liés au traitement des PCB ou à la sécurité des tiers.

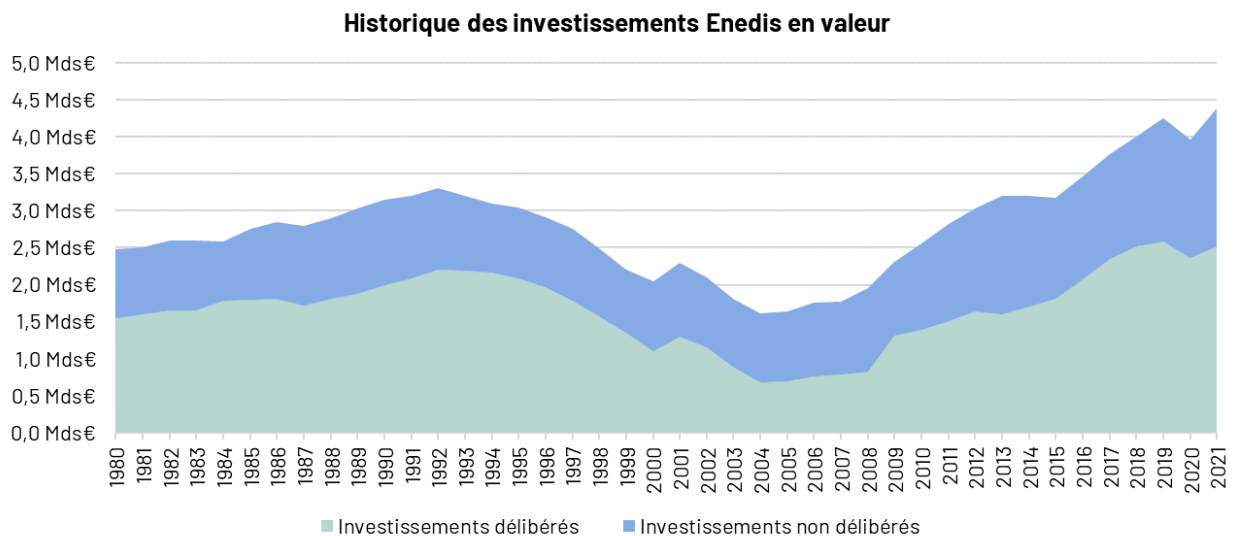
1.2 L'évolution des investissements

Plusieurs programmes de sécurisation du réseau face aux aléas climatiques ont été définis au cours des 20 dernières années avec Enedis en Métropole et applicable à EDF-SEI en Guadeloupe :

Rappel des programmes d'investissements d'Enedis depuis 1996

Programme / Préconisations	Objectifs technique	Engagement financier / Préconisations d'investissements	Remarques
Programme EDF entre 1996 et 2000	Sécurisation face aux risques vent, givre et neige collante	150 M€/an	Pas de prise en compte des chutes d'arbre Pas de prise en compte des coupures « exceptionnelles » (impactant plus de 100 000 usagers)
Rapport Piketty (post-tempête 1999)	Programme de sécurisation complémentaire du réseau	395 M€/an sur 15 ans en plus du programme EDF en cours	L'enveloppe prévue s'ajoutait à l'existante
Accord EDF - Etat « Réseaux électriques et environnement » 2001-2003	Meilleure insertion des réseaux électriques dans l'environnement (esthétique et sécurisation)	395 M€/an au total sur la distribution entre 2001 et 2003	L'enveloppe prévue inclut les 150 M€ déjà existants
Contrat de service public EDF-Etat 2005-2007	Renforcement des réseaux, qualité, sécurisation face aux aléas climatiques, environnement et sécurité des tiers	Non chiffré Objectifs : augmentation des investissements bruts (pas seulement de sécurisation) d'au moins 6% en 2006 et 6% en 2007	Prévoit un décret définissant un ensemble d'indicateurs de suivi (futur décret du 24 décembre 2007)
Plan Aléas Climatiques (en application du contrat de service public) : 2006 - 2016	Recensement et résorption des risques climatiques sur le réseau HTA : chutes d'arbre, neige/givre, vent	242 M€/an	Enveloppe à mettre en regard des 395 M€ préconisés par le rapport Piketty

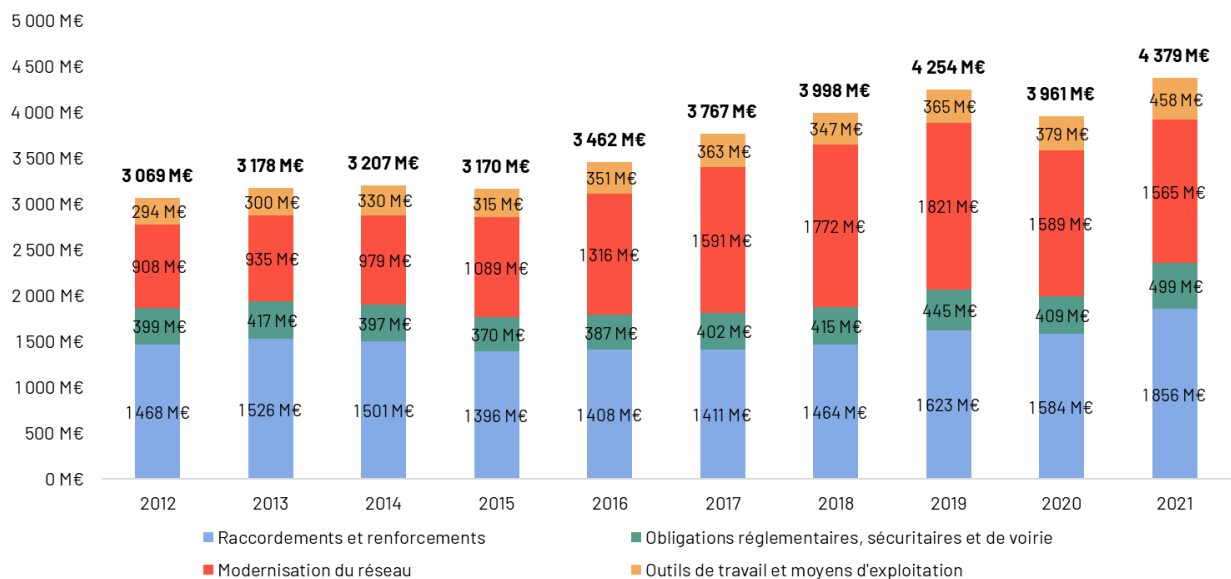
A titre indicatif, le graphique suivant présente le montant des investissements sur les réseaux depuis 1980 selon les données d'Enedis sur le territoire de la métropole.



Ce graphique présente une tendance à la hausse à partir de 2004 des investissements globaux.

Depuis le milieu de l'année 2000, les investissements délibérés sont en augmentation, en particulier à partir de 2008.

Evolution des investissements Enedis par rubrique depuis 2012



Le montant des investissements globaux a connu une baisse significative en 2015 et a suivi une tendance à la hausse jusqu'en 2019. Toutefois, afin 2020, Enedis a investi 4,0 milliards au niveau national contre 4,3 milliards en 2019, soit -6,9% de baisse par rapport à 2019.

Sur l'exercice 2020, les investissements délibérés représentent 61% des investissements globaux et ont augmenté de +3% par rapport à l'exercice 2020.

1.3 Conclusion

En conclusion, on peut retenir qu'au niveau national :

- Pour juger des efforts ciblés du concessionnaire pour améliorer la continuité d'alimentation, c'est le volet « sécurisation » qu'il convient d'analyser ;
- L'enveloppe du volet « sécurisation » se situait avant la tempête de 1999 à hauteur de 150 M€/an. Les préconisations post-tempête 1999 évaluaient le besoin d'investissement à 545 M€/an pour sécuriser le réseau de distribution à l'horizon 15 ans, mais le Plan Aléa Climatique de 2006 ainsi que le TURPE 3 n'ont dimensionné l'enveloppe qu'à hauteur de 240 M€/an ; en outre, l'historique des investissements de sécurisation depuis 2006 montre que ceux-ci n'ont atteint qu'une moyenne de 173 M€/an, soit moins d'un tiers des préconisations post-tempêtes ;
- Il reste cependant à préciser que les opérations de renforcement et de renouvellement s'inscrivent également dans le cadre de l'amélioration générale de la desserte d'électricité ;

Dans ces conditions, les améliorations attendues des investissements concernent la « résilience » des ouvrages de distribution d'électricité compte tenu des risques liés aux aléas climatiques de grande ampleur devenus de plus en plus fréquents.

2. Le pilotage des investissements à l'échelle de la concession

2.1 Les différents outils d'investissement

EDF-SEI s'appuie sur différents outils, dont l'échelle géographique et temporelle est variable :

- **Le schéma directeur** : défini à l'échelle régionale, il vise à anticiper les évolutions prévisibles des charges à l'horizon 15 ans : ceci passe par la création de nouveaux postes sources, le renforcement de départs HTA et la définition du tracé le plus judicieux d'un point de vue technico-économique pour les nouveaux tronçons d'ossatures HTA ;
- **Les diagnostics ciblés** : à l'échelle d'une Unité Réseau, les diagnostics ciblés visent à hiérarchiser les départs les plus contraints, tant en termes de chute de tension que de sensibilité aux aléas climatiques. Ceci permet d'établir des priorités objectives de renforcement et de renouvellement : « TOP 20 » des départs HTA les plus sensibles ;
- **Le Plan Aléas Climatiques (PAC)** : s'appuyant sur le recensement national effectué en 2006, il vise à résorber d'ici 2015 les ossatures HTA les plus fragiles ;
- **Le Plan Renouvellement Câbles (PRC)** : ciblant essentiellement les câbles papier imprégnés ayant un risque d'incident récurrent : dans les centres urbains ; il vise à éliminer préventivement les câbles souterrains dont l'isolation est en papier imprégné. En effet, avec l'usure l'huile servant d'isolant peut migrer, ce qui entraîne la dessiccation de celui-ci et *in fine* le claquage du câble ;
- **Le Plan d'Amélioration de la Réactivité (PAR) qui consiste essentiellement en l'équipement des réseaux en OMT** : les organes de manœuvre télécommandés permettent d'isoler les tronçons des départs HTA en défaut et de réalimenter rapidement les usagers situés sur un tronçon non affecté. Un équipement adéquat en OMT permet donc de limiter le critère B sur la concession ;
- **Le programme Zone Urbaine Dense (ZUD)** : depuis 2014, ce programme vise à cibler certains postes sources en zone urbaine dense afin de limiter la probabilité de défaillance de ces ouvrages. En parallèle, EDF-SEI investit sur les ouvrages HTA afin d'assurer la reprise par le réseau en cas de défaillance d'un poste source.

A noter que la démarche d'investissements d'EDF-SEI est instituée par le nouveau modèle de cahier des charges de concession avec l'élaboration d'un schéma directeur des investissements et des programmes pluriannuels d'investissements et favorise un partage avec les autorités concédantes d'un diagnostic technique précis de l'état du réseau concédé et des priorités d'amélioration sur celui-ci.

Au niveau local, les investissements d'EDF-SEI sont basés notamment sur l'arrivée de nouveaux consommateurs et producteurs, les demandes de déplacement d'ouvrages, notamment issues des projets de transport, les diverses exigences environnementales et réglementaires et le diagnostic des caractéristiques techniques des ouvrages, qui influent sur la qualité de fourniture.

2.2 Les principaux objectifs d'investissements de la concession

En termes de la qualité du patrimoine réseau de la concession, EDF-SEI cherche à améliorer la fiabilité des ouvrages et la réactivité sur incident. Ainsi, les principaux objectifs clefs d'investissements sur le territoire de la concession sont :

- l'amélioration de la réactivité sur incident par la pose d'organes de manœuvre télécommandés (OMT) ;
- le traitement des contraintes de tension et d'intensité afin d'agir sur le nombre de clients BT mal alimentés et de suivre les évolutions de la demande ;
- la fiabilisation des ouvrages par le renouvellement de certaines technologies de câbles HTA et BT ;
- le renouvellement des postes HTA/BT afin d'améliorer la manœuvrabilité des cellules en garantissant la sécurité des intervenants.

EDF-SEI investit également avec la même logique sur les postes sources afin de répondre à la demande du réseau et garantir une qualité de fourniture dans le cadre du programme ZUD. En parallèle, le concessionnaire investit sur les ouvrages HTA afin d'assurer la reprise par le réseau en cas de défaillance d'un poste source.

Aux investissements cités ci-dessus viennent s'ajouter les dépenses de maintenance et d'entretien préventifs : élagage, amélioration des terres, résorption de supports obsolètes, etc.

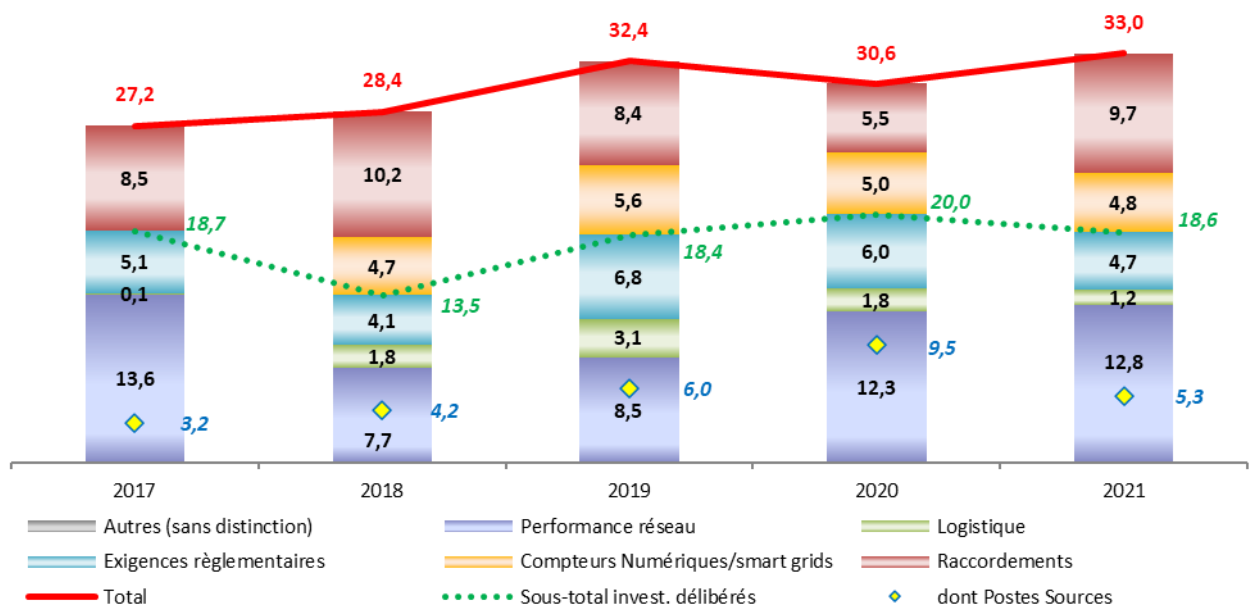
3. Actions du concessionnaire pour l'amélioration de la qualité et de la continuité de fourniture à la maille de la concession

3.1 Les investissements du concessionnaire pour la concession

3.1.1. Les investissements globaux du concessionnaire sur les 5 derniers exercices

Le graphique suivant montre l'évolution des investissements réalisés par EDF-SEI sur le territoire de la concession du Sy.MEG sur les 5 derniers exercices.

Evolution des investissements d'EDF-SEI réalisés sur le territoire du Sy.MEG



Le montant des investissements globaux a augmenté au cours de la période 2017-2021 pour atteindre 33,0 M€ en 2021.

Les investissements délibérés sont liés aux investissements de performance du réseau (renforcement, climatique, modernisation, moyens d'exploitation), à la logistique et aux exigences réglementaires (sécurité, environnement et modifications d'ouvrages).

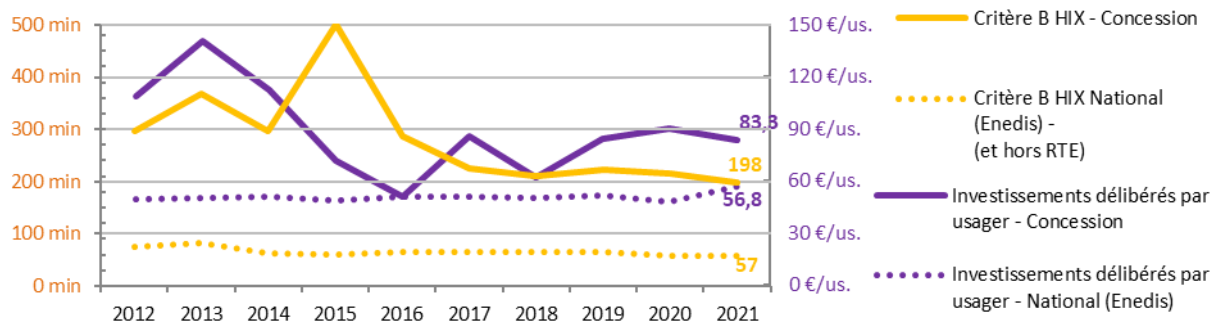
Dans le détail :

- le montant des investissements délibérés était en forte hausse de +48% entre 2018 et 2020, après avoir connu une baisse de -28% entre 2017 et 2018 ;
- Les investissements délibérés sont en baisse de -7% en 2021 par rapport à l'exercice 2020 ;
- Les investissements de raccordement ont connu une hausse modérée sur la période 2017-2021, passant de 8,5 M€ à 9,6 M€, soit une augmentation moyenne de +13% en 4 ans ;
- Les investissements de raccordement ont augmenté de +75% entre 2020 et 2021 alors qu'ils avaient diminué de -35% entre 2019 et 2020 ;

- Les investissements des compteurs numériques/smart grids (4,8 M€) se situent dans la moyenne des 4 derniers exercices (5,0 M€). A fin 2021, 116 318 compteurs numériques étaient déployés sur le territoire du Sy.MEG, soit +28% par rapport à 2020, représentant un taux de déploiement de 49%.

Ramené au nombre d'utilisateurs, pour un temps de coupure HIX de 198 minutes par utilisateur en 2021, EDF-SEI a délibérément investi 83 € par utilisateur. Comparativement, Enedis, en métropole, investit 57 € par utilisateur pour un critère B HIX de 56,8 minutes.

Evolution des interruptions de fourniture et des investissements par utilisateur de la concession



3.1.2. Les investissements délibérés réalisés en 2021

Sur le territoire du Sy.MEG, le concessionnaire a réalisé des opérations de travaux délibérés pour un montant de 18,6 M€ à fin 2021. Les **travaux délibérés** sont ventilés selon les catégories suivantes :

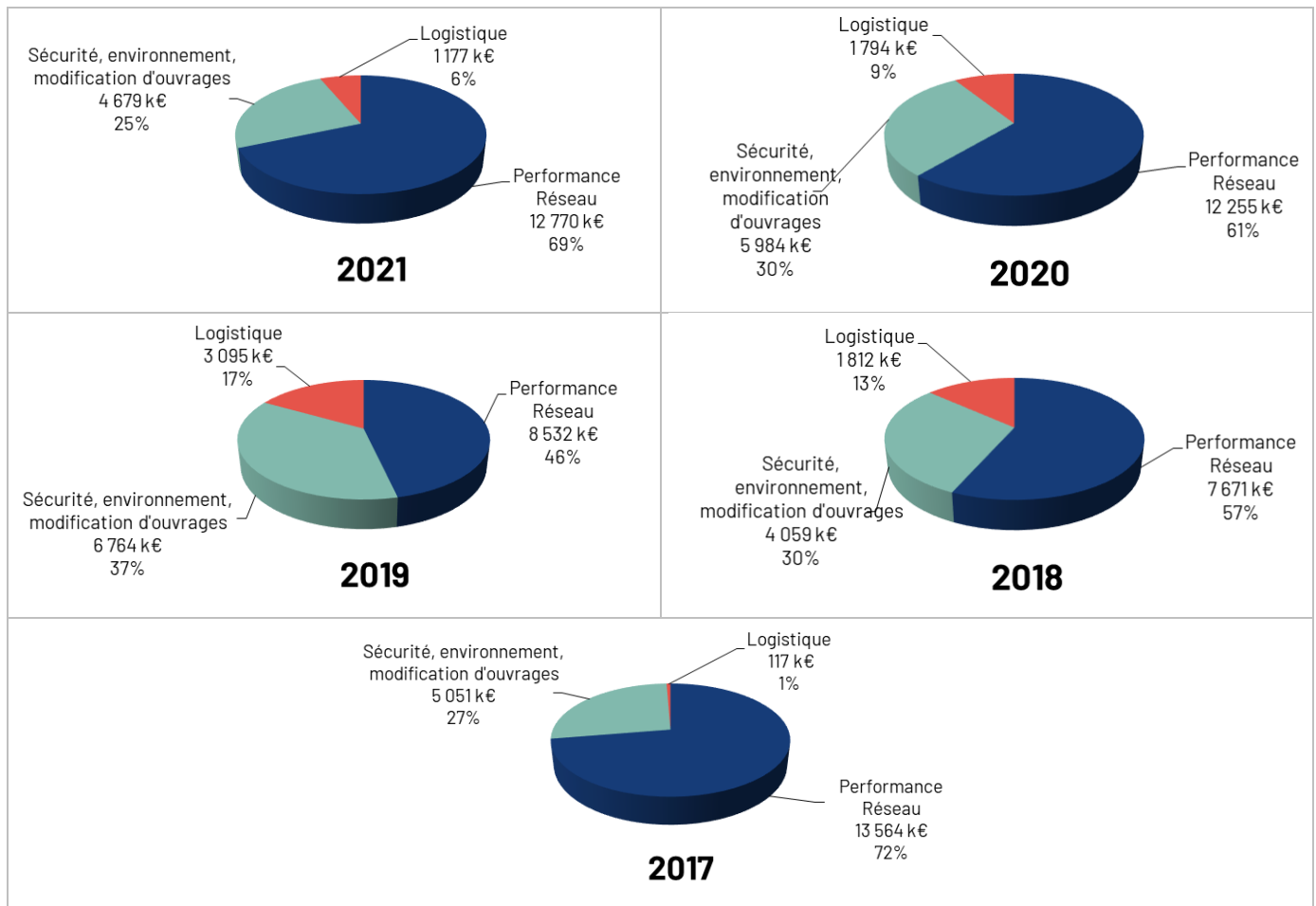
- **Performance réseau**, intitulé regroupant l'ensemble des opérations de « renforcement » et de « modernisation » des réseaux, des investissements « climatiques » et pour les « moyens d'exploitation » (libellés du CRAC) ;
- **Exigences environnementales et réglementaires**, intitulé regroupant les travaux pour l'environnement relatifs à l'article 8 et à l'intégration des ouvrages, la sécurité et les obligations réglementaires comme le traitement du PCB ainsi que les modifications d'ouvrages à la demande de tiers ;
- **Logistiques**, intitulé regroupant l'ensemble des investissements du concessionnaire en termes d'immobilier (hors domaine réseau de distribution).

A fin 2021, 94% des investissements se concentrent sur 2 types particuliers :

- plus de deux tiers (69%) des dépenses pour travaux délibérés concernent la performance réseau ;
- un quart est alloué aux opérations relatives à la sécurité, l'environnement ou les obligations réglementaires.

Dans le détail de la répartition de ces 5 derniers exercices :

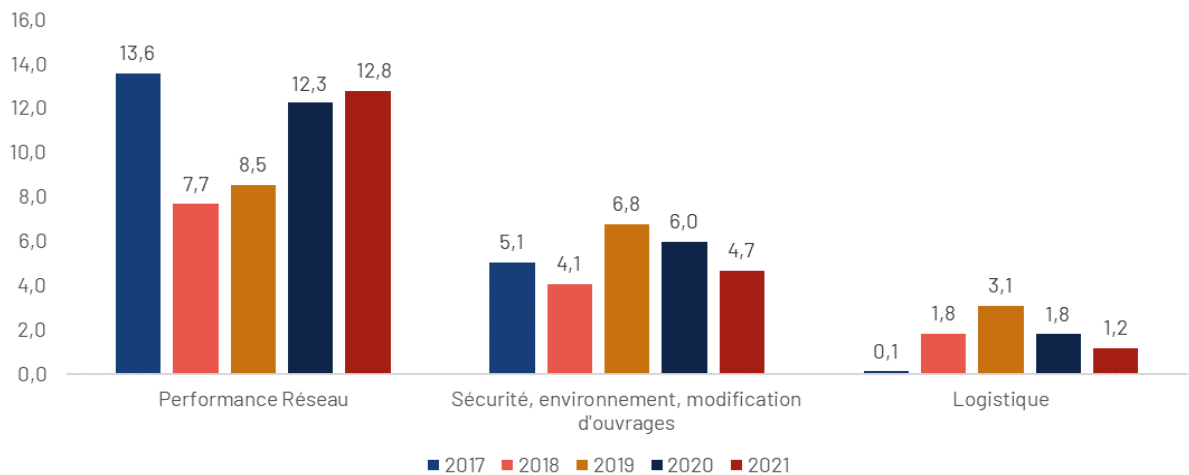
- les investissements relatifs à la performance réseau ont toujours été majoritaires (entre 46% et 72%) ;
- les investissements concernant la sécurité, l'environnement et la modification d'ouvrages arrivent au second poste des dépenses avec un part qui restent constante au cours du temps (entre 25% et 37%) ;
- les investissements liés à logistique restent faibles et sont en baisse depuis l'exercice 2019.

Répartition des dépenses des travaux délibérés réalisés sur la concession par type

L'évolution sur les 5 derniers exercices par type d'investissement marque une baisse de tous les types depuis 2019, à l'exception des dépenses pour la performance du réseau.

Dans le détail :

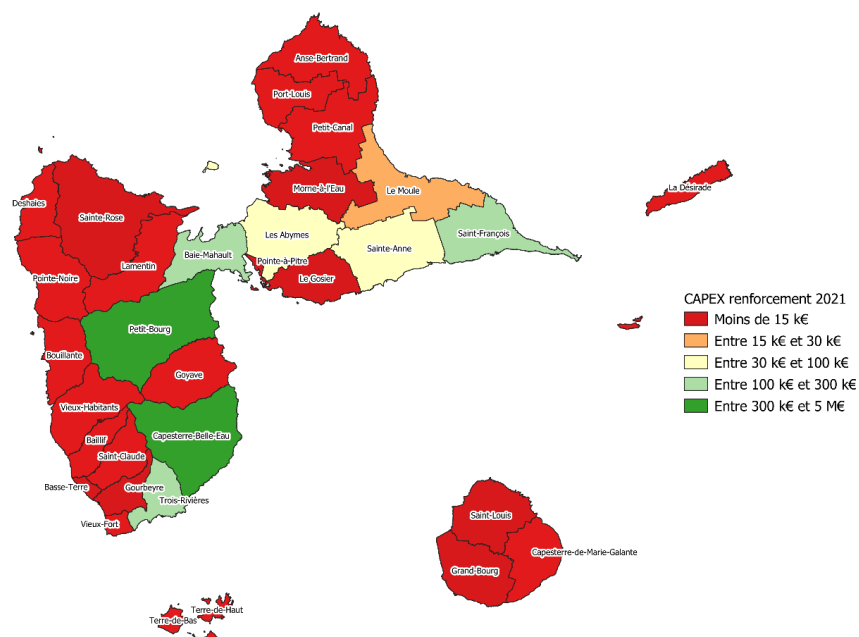
- les investissements pour la performance réseau (13 M€) sont, en 2021, au-dessus de la moyenne de la période 2017-2020 (11 M€). Bien qu'inférieurs au montant de 2017, ces investissements progressent à un rythme moyen de +17% par an depuis 2018 ;
- les travaux relatifs à la sécurité, l'environnement et aux modifications d'ouvrage diminuent depuis 3 ans au rythme de -17%/an sur la période 2019-2021. En 2021, le montant des dépenses (4,7 M€) est en dessous de la moyenne de la période 2017-2020 (5,5 M€) ;
- les travaux de logistique diminuent sur la période 2019-2021 au rythme de -38%/an et sont en dessous (1,2 M€) de la moyenne sur la période 2017-2020 (1,7 M€).

Evolution des dépenses des travaux hors raccordement réalisés sur la concession par type (en M€)**3.1.3. Spatialisation des investissements de l'exercice 2021**

Afin de garantir la qualité de fourniture du réseau (au sens de la tenue en tension), le concessionnaire investit sur le réseau pour effectuer des travaux de renforcements. La carte ci-dessous présente les investissements de performance du réseau (volet « renforcement ») du concessionnaire en 2021 pour un montant total de 7 474 k€.

La carte fait ressortir plusieurs zones :

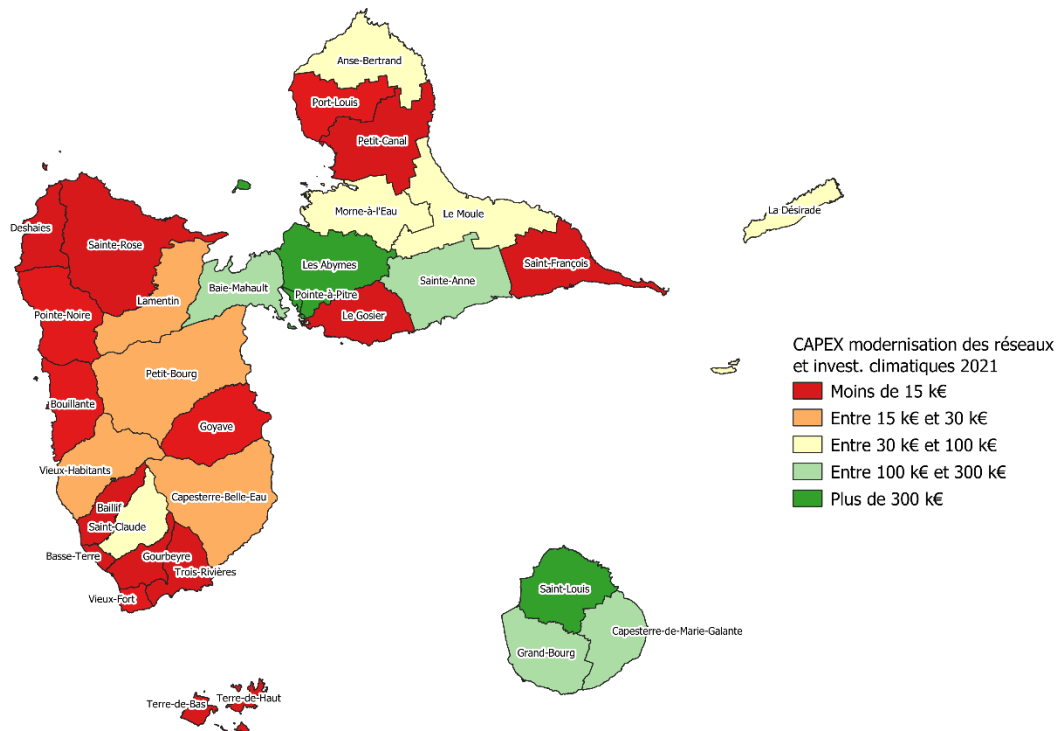
- des zones à l'ouest de la Basse-Terre et au nord de la Grande-Terre où l'investissement à la maille commune est faible (0 – 15 k€) correspondant à une faible densité de population ;
- des investissements plus importants (entre 15 k€ et 300 k€) centrés sur les communes de la Grande-Terre ;
- des investissements conséquents (entre 300 k€ et 5 500 k€) centrés sur des communes de Basse-Terre : Petit-Bourg et Capesterre-Belle-Eau .

CAPEX renforcement (2021)

La bonne continuité de l'alimentation électrique est quant à elle assurée par les investissements liés à la « modernisation du réseau » et les investissements « climatiques » (libellé du CRAC). La carte ci-dessous présente les investissements de performance du réseau (modernisation des réseaux) du concessionnaire en 2021 pour un montant total de 3 154 k€.

On constate que les investissements de modernisation sont plus répartis que ceux des renforcements. Les travaux de modernisation les plus importants (supérieur à 100k€) se concentrent ainsi sur les communes Grande-Terre, celles de Marie-Galante et La Désirade.

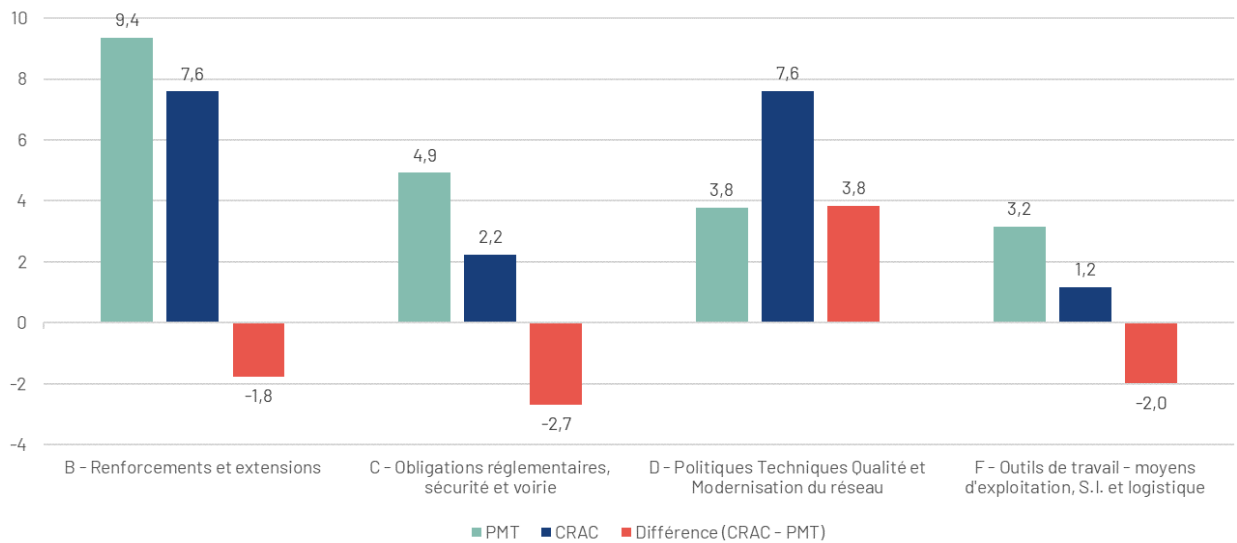
CAPEX modernisation des réseaux et investissements climatiques (2021)



3.1.4. Les investissements délibérés programmés pour les 4 prochains exercices

La comparaison du Plan à moyen terme (PMT) pour l'exercice 2021 présenté lors de la réunion sur site en 2021 et les montants présentés dans le CRAC 2021 pour l'exercice 2021 indique que les investissements réels ont été plus faibles que ceux envisagés. Au total, les investissements délibérés du CRAC sont inférieurs de -2,7 M€ par rapport aux prévisions du PMT.

Par finalité, tous les postes de dépenses indiquent des montants délibérés inférieurs au PMT à l'exception des investissements pour les politiques techniques de qualité et de modernisation des réseaux qui ont été supérieurs à ce qui avait été prévu (+3,8 M€).

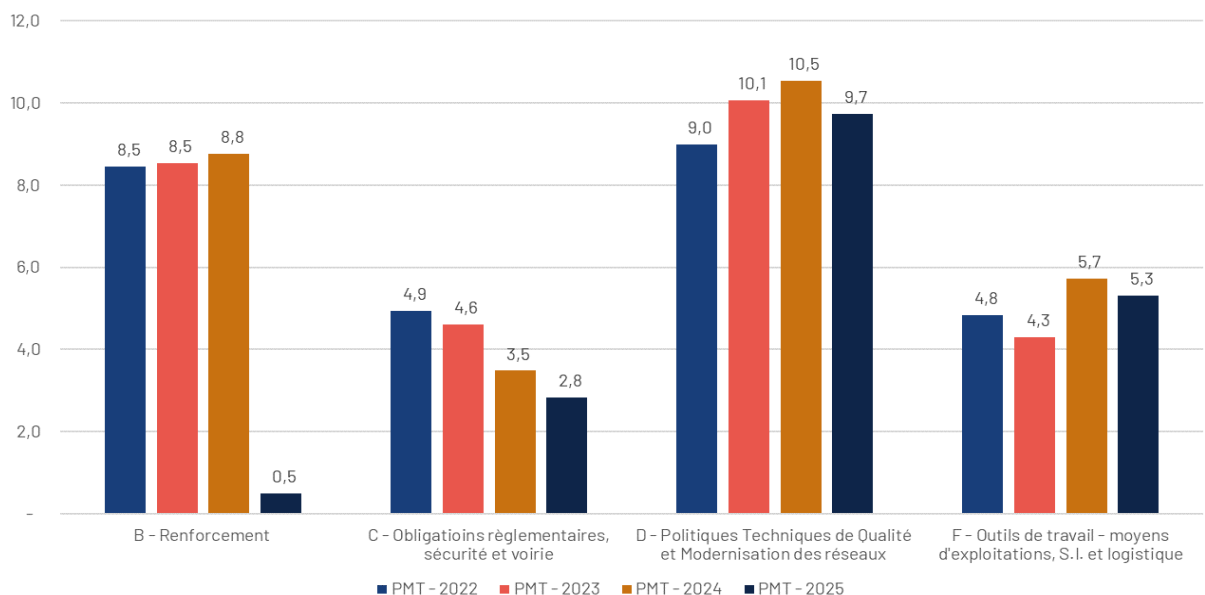
Comparaison des investissements PMT 2021 et CRAC 2021 par finalités pour l'exercice 2021 (en M€)

Le prochain graphique permet d'estimer la projection budgétaire, présentée en réunion sur site en 2021, des dépenses délibérées sur les 4 prochains exercices.

Les investissements globaux délibérés cumulés sur les 4 prochaines années sont estimés à 102 M€, avec une baisse moyenne de -32% entre 2022 et 2025 (montant total de 27 M€ pour le PMT-2022 et 18 M€ pour le PMT-2025).

Le plus gros volume des dépenses concernerait les politiques techniques de qualité et de modernisation des réseaux avec un montant cumulé de 40 M€ pour les quatre prochains PMT.

A l'inverse, les investissements pour renforcements diminueraient de -94% en 4 ans pour un montant global de 26 M€ sur la période 2022-2025.

Montants des dépenses PMT par finalité pour la période 2022-2025 (en M€)

3.2 L'amélioration du réseau HTA

3.2.1. Les opérations sur les postes sources

Les postes sources constituent un axe central du point de vue de la qualité de fourniture :

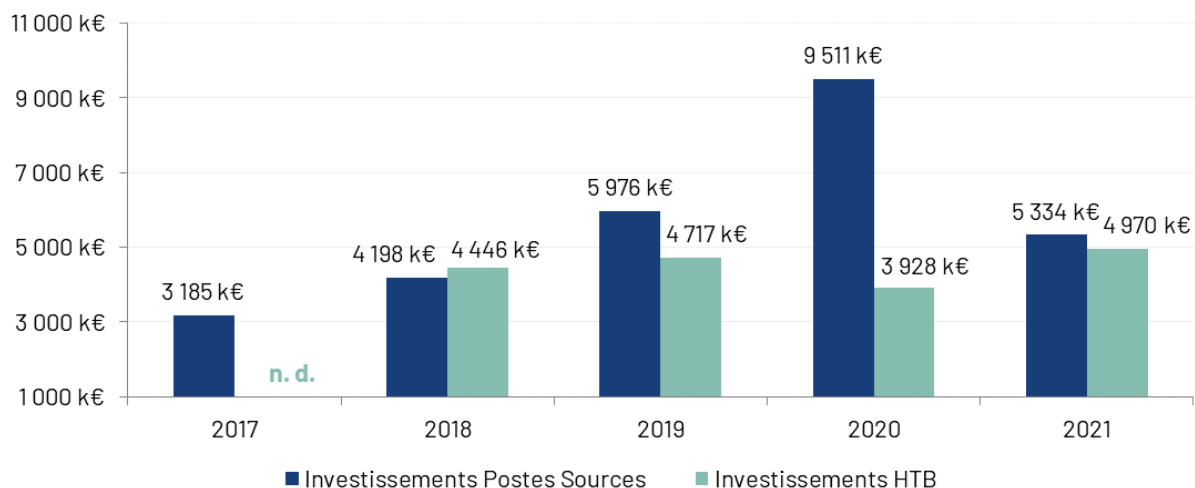
- ils fournissent la puissance électrique nécessaire à l'alimentation de toute une zone géographique ;
- l'augmentation de leur densité sur le territoire permet de réduire la longueur des départs HTA et ainsi de diminuer la fréquence des coupures vues par les usagers. Cela permet de plus de multiplier les schémas de secours en cas de coupure sur un départ d'un autre poste source ;
- le programme de mise à la terre du neutre (MALTEN) permet d'adapter les protections des postes sources aux défauts dus au développement des câbles souterrains en milieu rural. Ces opérations ont notamment pour effet de diminuer le nombre de coupures très brèves liées aux incidents fugitifs.

Les investissements sur les postes sources de la concession sont en baisse de -44% en 2021 comparé à l'exercice précédent, pour atteindre 5,3 M€ en 2021 après une année exceptionnelle où les montants d'investissements ont atteint 9,5 M€ en 2020 liés à la création du poste de Petit-Bourg et à la rénovation du poste de Capesterre.

A titre de complément, les investissements de 2021 pour le réseau de transport HTB exploité par EDF-SEI mais hors du périmètre concessif sont en augmentation de +27% par rapport à 2020 pour atteindre un niveau record depuis 2018 de 5,0 M€.

On peut remarquer que les montants investis sur le réseau HTB et dans les postes sources sont du même ordre de grandeur, à l'exception de l'année 2020 où les investissements dans les postes sources furent 2,4 fois plus élevé que pour le réseau HTB.

Investissements sur les postes sources situés sur le périmètre de la concession (mais hors concession) et sur le réseau de transport HTB



Le CRAC 2021 de l'exercice 2021 spécifie la liste des travaux terminés (pour la modernisation des réseaux à Abymes sur le poste source Petit-Pérou et pour la logistique à Baie-Mahault) ou toujours en cours de réalisation pour l'année 2021 sur les différents postes sources de la concession pour l'amélioration de la qualité de la continuité de la fourniture d'électricité. Le montant cumulé des dépenses (7 564 k€) du tableau présenté dans le CRAC 2021 est supérieur de 2,2 M€ à la valeur des investissements sur les postes sources indiquée ci-dessus (5 334 k€). Enfin, le CRAC 2021 précise cette remarque concernant les investissements sur les postes sources : « régularisation des dépenses d'un montant de 2 689 k€ du projet batterie KISS imputé à tort sur la concession ».

Liste des travaux effectués sur les postes-sources (source : CRAC 2021)

Commune	Nom du poste source	Type de travaux	Etat des travaux 2021	Libellé précis de l'affaire	Montant dépenses 2021 (k€)
Capesterre	Capesterre	Modernisation des réseaux	En cours	Rénovation Poste Source Capesterre	5 023
Petit-Bourg	Petit-Bourg	Renforcement	En cours	Création Poste source Petit-Bourg	1 436
Morne à l'eau	Blanchet	Raccordement	En cours	Création 3ème Transformateur Poste source Blanchet	350
Saint Francois	Saint Francois	Renforcement	En cours	Mutation transformateurs Poste Source Saint Francois	274
Baie-Mahault	Baie-Mahault	Modernisation des réseaux	En cours	Mini PCCN Poste source Baie-Mahault	186
Saint Francois	Saint Francois	Sécurité et obligations réglementaires	En cours	Malten Poste source Saint-Francois	77
Abymes	Petit-Pérou	Modernisation des réseaux	Terminés	Mini PCCN Poste source Petit-Pérou	77
Baie-Mahault	sans objet	Logistique	Terminés	Equipement Laboratoire matériels Poste source Electre	76
Saint-Rose Grand Bourg Les Abymes Baie-Mahault	Sainte-Rose Marie-Galante Baie-Mahault Raizet	Raccordement	En cours	Armoires Producteurs	65

3.2.2. Plan de déploiement d'OMT

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

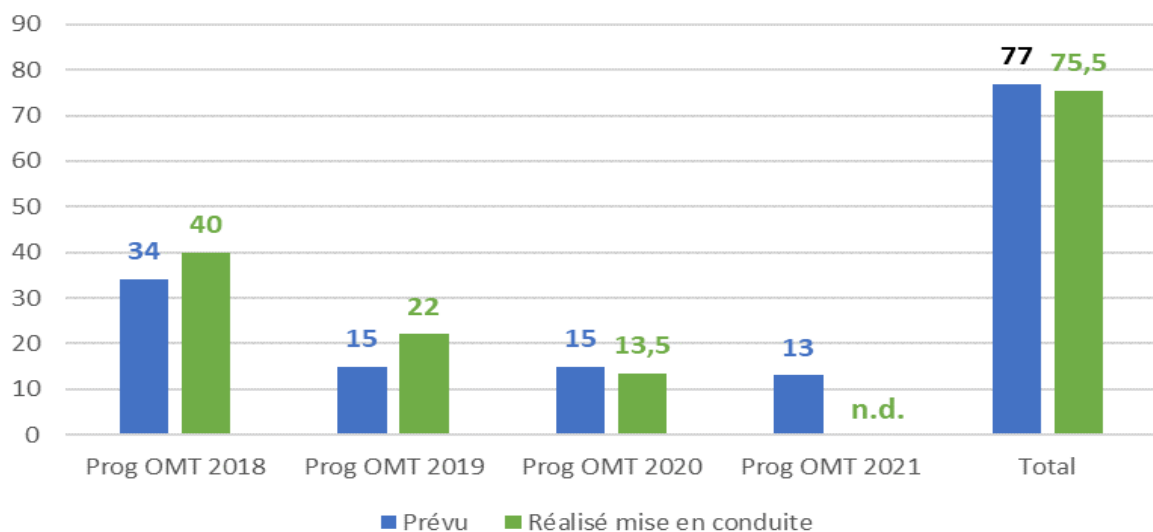
La fiabilisation des OMT est un objectif du PMT pour lequel le bon dimensionnement à l'échelle de la concession est un enjeu central de gestion du réseau HTA. Le parc existant est composé de 450 OMT répartis sur 3 500 postes pour 150 départs HTA selon les données communiquées en séance.

Le concessionnaire rappelle que :

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

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

Si le concessionnaire a fait preuve d'une politique volontariste d'installation des OMT en prévoyant la pose de 77 OMT au total sur la période 2018-2021 pour un investissement total d'environ 650 k€, à l'issu de l'exercice 2021, 75,5 OMT avait été déployés comme le montre le graphique suivant, correspondant à 98% de l'objectif fixé.

Programme prévisionnel et de réalisation des OMT pour la période 2018-2021

D'après les données présentées en séance, EDF-SEI poursuit sa politique volontariste de déploiement d'OMT en annonçant avec la mise en conduite de 61 OMT entre l'année 2021 et 2022. Notons qu'en plus de ce très ambitieux objectif, tout comme en 2020, un déploiement rapide de 42 nouveaux OMT suite à l'étude Centre / BERE est toujours prioritaire.

⇒ **Lors des prochains audits, le Sy.MEG devra s'assurer que les mises en conduite d'OMT sont toujours respectées afin d'atteindre les objectifs de poses annoncés.**

3.2.3. Levée de contraintes sur le réseau HTA

1. Les départs en contrainte du réseau HTA

Les travaux de renforcement sur le réseau HTA permettent de lever les contraintes électriques sur les tronçons les plus exposés à celles-ci. Soulignons que la chute de tension du réseau HTA se superpose à la chute de tension du réseau BT en aval.

Le tableau suivant présente les départs HTA en contrainte de tension avec une chute de tension maximale proche ou de plus de 7% en 2021.

Tableau des départs HTA en contrainte de tension proche ou de plus de 7% en 2021

Nom du poste source	Nom du départ HTA	Chute de tension maximum 2017	Chute de tension maximum 2018	Chute de tension maximum 2019	Chute de tension maximum 2020	Chute de tension maximum 2021	Longueur totale 2021 (en km)	Taux d'enfouissement 2020	Taux d'enfouissement 2021	Nombre total de clients 2021
Blanchet	PT-CAN	7,25%	7,08%	7,08%	7,18%	7,29%	59,69	88,9%	89,0%	2310
Blanchet	BLANCH	9,24%	5,48%	5,72%	5,17%	5,18%	62,35	52,4%	52,6%	2373
Baie-Mahault	VELODR	6,63%	4,48%	6,11%	5,19%	5,19%	48,39	74,3%	75,1%	2524
Sainte-Rose	DESHAI	6,54%	6,68%	6,70%	6,86%	6,86%	49,83	97,5%	97,5%	2649

En 2021, quatre départs HTA ont connu des chutes de tension maximale proche ou de plus de 7%, avec une partie d'entre eux cumulant les contraintes de tensions depuis plusieurs années.

- Le départ HTA PT-CAN (poste source Blanchet) dépasse le seuil réglementaire de 7% fixé par EDF-SEI sur l'ensemble des cinq années de la période 2017-2021. EDF-SEI pense remédier à ce problème par la mise en exploitation du nouveau départ HTA, ANSE-BERTRAND pour 2022.
- Le départ DESHAI (poste source Sainte-Rose) est proche du seuil des 7% avec 6,86% de chute de tension maximale en 2021. EDF-SEI pense remédier à ce problème par la création du nouveau poste source Pointe Noire ou la mise en place de condensateurs à l'horizon 2028-2029.
- Les départs BLANCH (poste source Blanchet) et VELODIR (poste source Baie-Mahault) ne dépassent pas le seuil réglementaire au vu mais reste à surveiller.

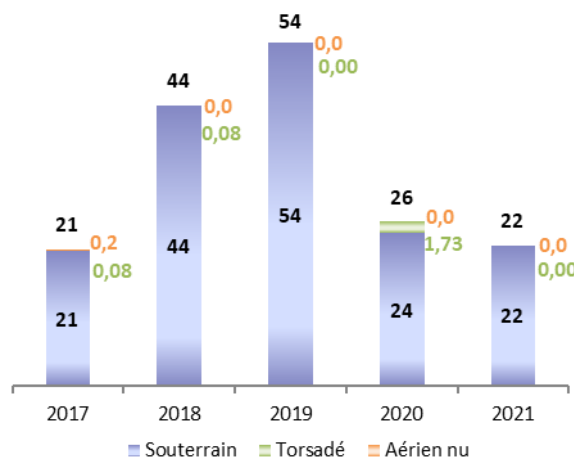
Pour une analyse détaillée de la qualité de tension, se reporter au rapport « Analyse de la qualité de tension – Exercice 2021 ».

Sur la base du CAPEX 2021, les investissements pour le réseau HTA s'étendent sur une fourchette comprise entre 530 k€ et 2 460 k€ ; certaines actions relatives à la modernisation ainsi qu'aux renouvellements peuvent également contribuer aux levées de contraintes sur le réseau HTA.

Le graphe ci-dessous présentent les linéaires de réseau HTA mis en service par le concessionnaire de 2017 à 2021 (données de contrôle) en distinguant les typologies de réseau. On remarque que le souterrain est la technologie très largement privilégiée dans les mises en service depuis les cinq dernières années.

⇒ **Afin de mieux identifier les investissements dans le réseau HTA, le Sy.MEG devrait exiger que le CRAC mentionne les longueurs HTA mises en service par nature de travaux afin d'identifier les finalités (extension, renouvellement ou renforcement), comme Enedis le communique en métropole.**

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



2. Classement des départs HTA vulnérables

Afin de déterminer et de localiser les efforts d'investissement réalisés par le concessionnaire, un classement des 20 départs HTA les plus vulnérables sont identifiés à partir de la moyenne du critère B sur la période 2017-2021 par siège d'incidents pour ensuite les comparer aux montants dépensés pour les travaux de modernisation du réseau.

Les tableaux suivants présentent les 20 départements les plus vulnérables tous incidents HTA confondus, incidents sur le siège HTA aérien et les incidents sur le siège HTA souterrain, pour la période 2017-2021, en les classant par la moyenne du critère B HIX sur la même période.

TOP 20 des départements HTA vulnérables en fonction du critère B HIX tous incidents HTA confondus (période 2017-2021)

		Critère B HTA HIX (min)							
Poste source	Départ HTA	2017	2018	2019	2020	2021	Nb Inc 2021	Moyenne Crit B 2017-2021	Nb Inc 2017-2021
Gardel	RICHEP	723	201	122	318	228	1	318	8
Blanchet	CAMPEC	320	178	142	145	229	4	203	12
M GALLANTE GRAND BOURG	SLOUI	72	388	225	110	60	1	171	12
Blanchet	JABRUN	270	0	104	96	276	2	149	6
Blanchet	BLANCH	369	34	70	37	101	2	122	8
Bouillante	VX-HAB	57	191	44	208	74	2	115	7
Rivière Sens	SOUFRE	178	4	3	0	211	2	79	5
Blanchet	SENNO	377	0	0	0	0	0	75	2
Capesterre	T/RIVI	195	98	0	0	0	0	59	3
M GALLANTE GRAND BOURG	CAPE	110	17	0	148	0	0	55	5
Petit Pérou	CARRAO	0	47	58	0	136	2	48	4
Sainte Rose	CADET	0	150	0	87	0	0	47	2
Gardel	PORTLA	30	0	0	183	0	0	43	4
Saint Anne	DOUVIL	81	0	54	47	0	0	36	3
Saint Anne	TASSIU	61	0	105	0	0	0	33	4
Besson	GOSIER	160	0	0	0	0	0	32	1
Capesterre	DOYON	15	0	72	68	0	0	31	3
M GALLANTE GRAND BOURG	GBOUR	6	0	0	0	137	1	29	2
Saint François	MARBOU	0	0	14	128	0	0	29	6
Capesterre	GOYAVE	0	63	76	0	0	0	28	2

TOP 20 des départements HTA vulnérables sur siège HTA aérien (période 2017-2021)

		Critère B HTA Aérien (min)							
Poste source	Départ HTA	2017	2018	2019	2020	2021	Nb Inc 2021	Moyenne Crit B 2017-2020	Nb Inc 2017-2020
Gardel	RICHEP	598	0	0	189	228	1	203	3
Blanchet	JABRUN	270	0	0	96	208	1	115	4
Blanchet	CAMPEC	320	95	0	57	93	1	113	4
Rivière Sens	SOUFRE	178	0	3	0	211	2	78	4
Blanchet	SENNO	377	0	0	0	0	0	75	2
Bouillante	VX-HAB	57	191	0	34	49	1	66	4
Blanchet	BLANCH	320	0	0	0	0	0	64	2
Capesterre	T/RIVI	195	40	0	0	0	0	47	2
Besson	GOSIER	160	0	0	0	0	0	32	1
M GALLANTE GRAND BOURG	SLOUI	0	0	149	0	0	0	30	2
Gardel	PORTLA	0	0	0	143	0	0	29	2
Rivière Sens	BISDAR	109	0	0	0	0	0	22	1
Sainte Rose	CADET	0	0	0	87	0	0	17	1
Saint Anne	DOUVIL	0	0	54	47	0	0	20	2
Saint François	MILITA	0	0	0	71	0	0	14	1
Rivière Sens	TIVOLI	80	0	0	4	0	0	17	2
Baie-Mahault	LAMENT	80	0	0	0	0	0	16	1
Sainte Rose	CYRILL	29	29	0	0	0	0	12	2
Capesterre	DOYON	0	0	72	0	0	0	14	1
M GALLANTE GRAND BOURG	CAPE	61	0	0	0	0	0	12	1

TOP 20 des départements HTA vulnérables sur siège HTA souterrain (période 2017-2021)

		Critère B HTA Souterrain (min)							
te source	Départ HTA	2017	2018	2019	2020	2021	Nb Inc 2021	Moy Crit B 2017-2020	Nb Inc 2017-2020
Blanchet	VBOURG	479	349	92	380	527	4	365	30
Baie-Mahault	G-SAVA	205	60	882	289	130	9	313	38
Blanchet	PT-CAN	158	425	423	120	287	11	283	44
Baie-Mahault	MONTI	205	104	363	428	68	2	233	25
Baie-Mahault	CHANTI	315	35	234	444	100	5	225	34
Capesterre	T/RIVI	712	102	117	84	78	3	219	13
Sainte Rose	DESBON	236	293	314	188	60	2	218	28
Baie-Mahault	LAMENT	14	57	446	215	338	12	214	31
Besson	ECOLE	19	747	18	0	274	5	212	11
Raizet	HENRY4	0	269	223	400	160	3	211	18
Saint François	MILITA	0	199	124	61	657	3	208	11
Sainte Rose	DESHA	205	208	434	110	44	1	200	22
Saint Anne	DURIVA	95	87	249	134	410	11	195	32
Rivière Sens	V/FORT	72	318	220	197	131	3	187	25
Raizet	R.N.5	66	136	80	596	53	3	186	33
Blanchet	MOULE	95	80	199	103	445	5	184	23
JARRY	BAIE.M	109	24	104	522	131	7	178	18
Gardel	RICHEP	0	79	316	0	471	2	173	8
Petit Pérou	SFELIX	173	51	225	215	197	8	172	33
M.GALLANTE GRANI	SLOUI	72	241	76	110	340	5	168	13

Ces analyses permettent de construire des cartes d'usagers touchés par les 20 départements les plus vulnérables présentés *infra*.

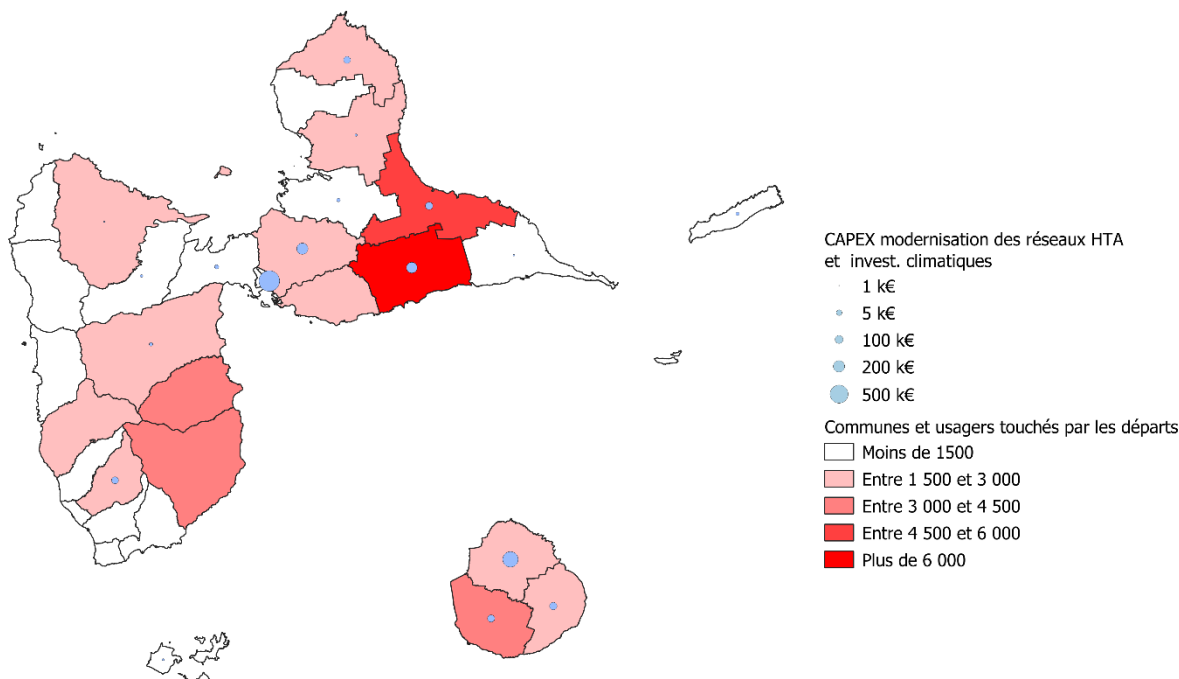
Pour une étude détaillée des départements HTA vulnérables, se reporter au rapport « Évaluation de la continuité de fourniture – Exercice 2021 ».

3. Les opérations d'amélioration de la qualité de la desserte

L'analyse suivante consiste à étudier la pertinence des travaux 2021 sur les départements classés vulnérables au sens de la continuité de l'alimentation (« modernisation des réseaux » et « investissement climatique ») du point de vue d'AEC.

Ainsi, l'étude qui suit vise à mettre en corrélation les zones vulnérables alimentées par les départements vulnérables identifiés par AEC et les travaux d'amélioration selon les informations communiquées par le concessionnaire. Les cartes suivantes présentent les communes alimentées par les départements HTA les plus vulnérables de la concession et la localisation des travaux (modernisation des réseaux et investissements climatiques) réalisés en 2021 dont le total est de 1 930 k€.

Communes alimentées par les départs HTA les plus vulnérables de la concession et investissements au sens de l'amélioration de la desserte (modernisation des réseaux HTA et investissements climatiques) réalisés en 2021



D'après la carte obtenue, il apparaît que les investissements se concentrent dans les communes les plus touchées par les départs HTA les plus vulnérables. Notons toutefois que les travaux les plus importants ont été réalisés sur le poste source de la Rocade-Raizet dans la commune de Pointe-à-Pitre pour un montant de 508 k€ (26% du total) au titre du « remplacement pour obsolescence du contrôle commande du poste source » selon le CAPEX 2021.

EDF-SEI a communiqué lors du contrôle sur site un programme de travaux du réseau souterrain en orientant ceux-ci vers les tronçons multi-incidentogènes. Le montant total d'investissement devrait atteindre 2 134 k€ en 2022, ce qui double le montant qui avait été envisagé pour l'exercice précédent (le plan annuel d'investissement de 2022 prévoyait un montant de 1 150 k€).

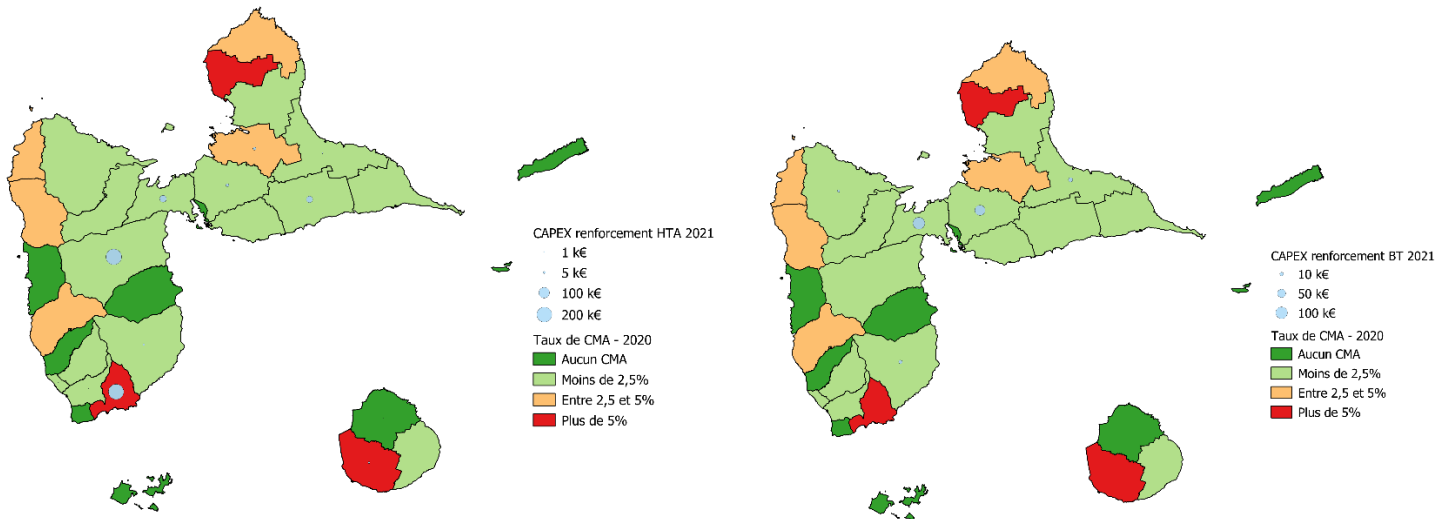
⇒ **Le manque d'un bilan clair des projections d'investissements et des résultats obtenus une fois l'exercice terminé est un défaut majeur pour le suivi des affaires de renforcement.**

Programme d'investissement des tronçons les plus incidentogènes (source : EDF-SEI)

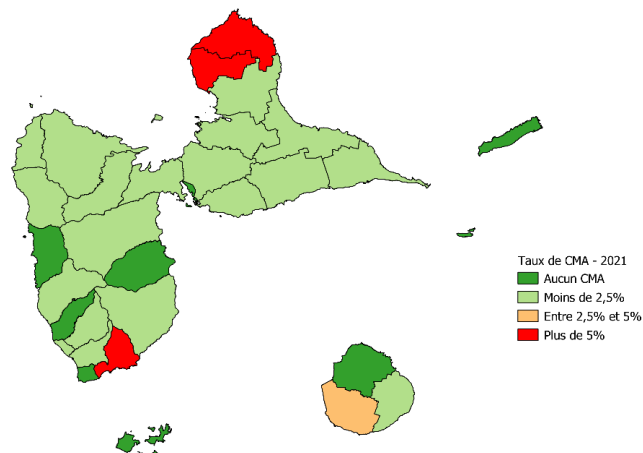
Programme	Départ	PS	Tronçon	Cr	Longueur (m)	Coût	Inc/an	B / an
2021 - 2022	EOLIEN	BLANC	DJ20kV – 3I GRAND MAISON	5,4% (**)	5 500	825 k€	4 inc	-
2022	G-SAVA	B.MAH	RAKOUN – TANIA – PIKA	47,0%	1 380	207 k€	5 inc	2 min
2022	VELODR	B.MAH	BELLE CHABINE – CENANCONVE	35% (*)	1 465	219 k€	3 inc	2,1 min
2022	DESVAR	SFRAN	LES MOULINS – DEMEILLE	35,0%	1 080	162 k€	2 inc	1,3 min
2022	R.N.5	RAIZE	DJ20kV – PONT MATELOT – AMPERE	29,7%	1 770	265 k€	4 inc	1 min
2022	SFELIX	PTPER	DAMPIERRE A – YUCCA – DAMPIERRE B	29,3%	1 385	207 k€	1,5 inc	1,2 min
2022	DURIVA	STANN	CARAVELLE – TOUBANA – RIVAGE	25,0%	1 660	249 k€	2 inc	1 min

Afin de localiser les investissements de renforcement et d'estimer leur ajustement, la première carte présente le taux de CMA sur l'exercice 2020 et la localisation par commune des investissements de renforcement HTA et des renforcements BT réalisés en 2021 ; la seconde présente le taux de CMA par commune sur l'exercice 2021.

Taux de clients mal alimentés (CMA) sur l'exercice 2020 et investissements au sens de l'amélioration de la desserte (renforcement HTA et BT) réalisés en 2021



Taux de clients mal alimentés (CMA) sur l'exercice 2021



Les investissements pour renforcement HTA en 2021 ont ainsi atteint 525 k€ avec les montants les plus élevés pour les postes sources de Blachon B/ Mahault et de Capesterre rattachés à la commune de Petit-Bourg (217 k€ soit 41% du total) et le poste source de Trois-Rivières (206 k€ soit 39% du total).

Les investissements pour renforcement BT en 2021 ont atteint 210 k€ avec le montant le plus élevé pour la création d'un départ BT issu du poste CASSIOPE (104 k€ soit 50% du total).

On peut constater que les investissements de renforcement conséquents sur Trois-Rivières n'ont pas modifié le taux de CMA mais que globalement les investissements ont permis une réduction du taux de CMA au cours de l'année 2021. Pour plus de détails, se reporter au rapport « Analyse de la qualité de tension – Exercice 2021 ».

3.2.4. Programme PDV (Prolongation de Durée de Vie)

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

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

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

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

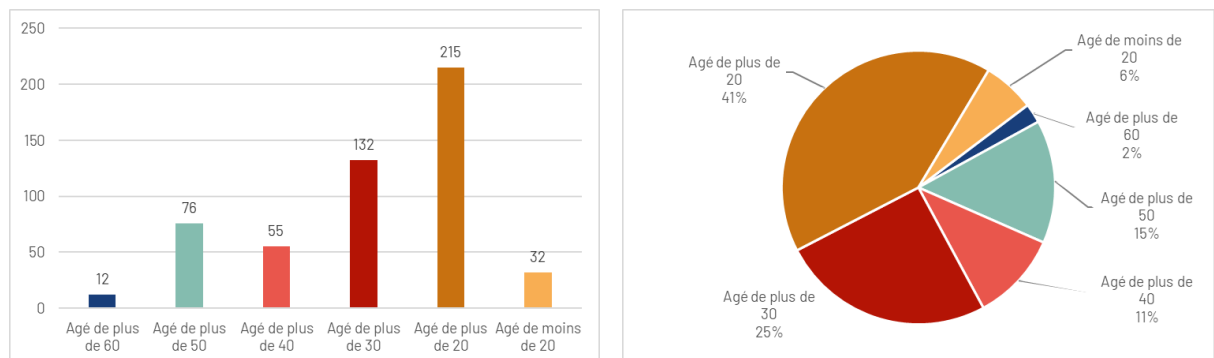
- Des agents spécialisés (diagnostic, réalisation des chantiers, reporting, mises en immobilisation) ;
- Des outils adaptés (guide de diagnostic des ouvrages, tablette 'PDV' pour standardiser la saisie des données tout au long du processus) ;
- Un corps de doctrine établi conjointement entre DT (Direction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

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

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

La pyramide des âges du réseau HTA aérien présentée en réunion montre 304 km de réseau aérien éligibles au programme PDV (âge supérieur à 25 ans), ce qui représente 60% du réseau aérien HTA total (509 km).

Pyramide des âges du réseau HTA aérien et proportion de chaque âge dans le total



Sur ce stock de 304 km de réseau éligible, le concessionnaire prévoit, à partir de 2020, de faire de la PDV sur 125 km (41%). Selon les données de l'exercice 2020, EDF-SEI a ainsi l'ambition de réaliser ces travaux en investissant 3,8 M€ en 4 ans sur la période 2020-2023 en faisant 30 km/an. Le gain espéré sur le critère B serait de l'ordre de 20 minutes sur la période

Tableau prévisionnel des montants pour les travaux de PDV sur la période 2020-2023
(source : EDF-SEI)

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

Alors que les données de contrôle n'avait pas permis d'établir si des départs HTA avait été traités en PDV en 2019 et 2020, le CAPEX 2021 est plus précis : 259 k€ ont été investis sur l'exercice 2021 sur des chantiers commencés pour certains dès 2019 au titre de la modernisation des réseaux, ce qui reste très inférieur au montant prévu pour ces opérations en 2021 (32% des 800 k€ qui devaient être engagés en 2021).

⇒ **Le Sy.MEG devra être particulièrement vigilant sur le suivi des investissements PDV afin de pouvoir évaluer les montants investis avec le prévisionnel.**

Tableau récapitulatif des travaux de PDV pour l'exercice 2021

Commune	Code INSEE	Nom du poste source	Nom du départ HTA	Année Debut Chantier	Montants CAPEX exercice 2021 (€)	Statut du chantier (En cours- Cloturé)
SAINT-LOUIS	97126	FOLLE ANSE GD BOURG (M.GAL)	SLOUI (M.GALC0301)	2020	132 066 €	En cours
ANSE-BERTRAND	97102	MORNE A L EAU (BLANC)	CAMPEC (BLANCC0301)	2019	53 409 €	En cours
GRAND-BOURG	97112	FOLLE ANSE GD BOURG (M.GAL)	GBOUR (M.GALC0201)	2021	43 911 €	En cours
CAPESTERRE-DE-MARIE-GALANTE	97108	FOLLE ANSE GD BOURG (M.GAL)	CAPES (M.GALC0303)	2019	22 477 €	En cours
BAIE-MAHAULT	97103	BLACHON B/MAHAULT (B.MAH)	VELODR (B.MAHC0008)	2020	6 823 €	En cours

⇒ **Un suivi exact des linéaires HTA aériens nus traités par PDV avec l'indication de la date de statut PDV et le type de traitement PDV permettrait de mieux suivre les travaux effectués sur ces lignes et de contrôler les investissements sur la durée du programme.**

⇒ **La vérification de la pertinence technico-économique de ces investissements n'a pas été démontrée à ce stade. Seul un retour d'expérience structuré devra permettre de garantir l'efficacité de la nouvelle politique mise en œuvre. Le Sy.MEG doit donc rester vigilant sur cette nouvelle politique et suivre ce programme pour les prochains contrôles.**

3.2.5. Les opérations de renouvellement des CPI

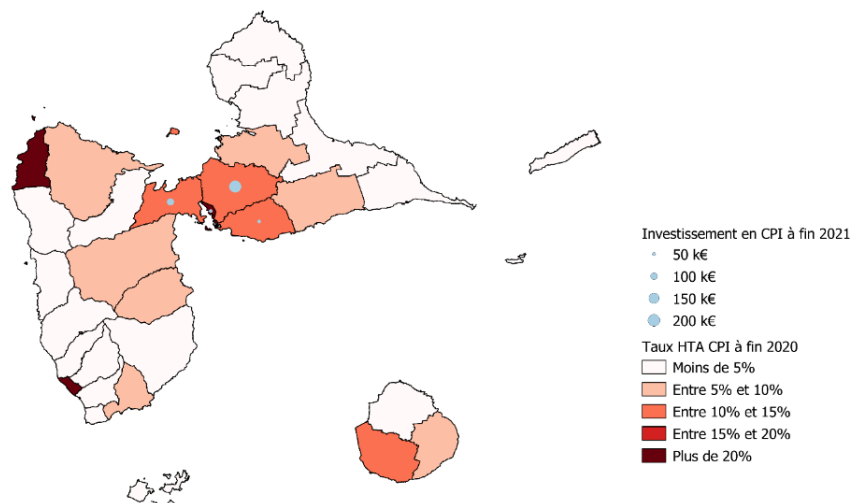
Le linéaire de réseau en CPI s'établit à 145 km soit 6,5% du réseau HTA sur la concession à fin 2021, en très légère baisse par rapport aux 147 km en 2020. Il s'agit d'un taux très élevé car le taux moyen AEC en 2021 est de 2,5%. 321 k€ ont été alloués en 2021 au renouvellement du linéaire CPI sur les communes suivantes :

Tableau des montants dépensés par commune pour le renouvellement CPI

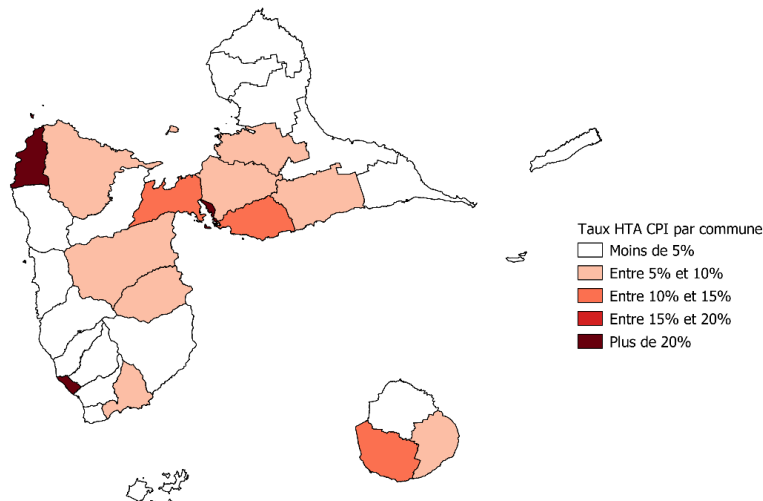
INSEE	Commune	Dépenses 2021 - CPI (€)
97103	BAIE-MAHAULT	101 300
97101	LES ABYMES	204 238
97113	LE GOSIER	429
97120	POINTE-A-PITRE	14 758

Les cartes suivantes présentent la localisation des opérations de renouvellement de CPI réalisés en 2021 ainsi que les taux de CPI sur 2020 et 2021.

Opérations de renouvellement des CPI en 2021 et le taux de CPI à fin 2020



Taux du CPI par commune à fin 2021



Les investissements du concessionnaire pour le renouvellement des réseaux en CPI sont globalement bien localisés sur les communes avec les taux les plus importants. Toutefois, des communes comme Deshaies et Basse-Terre, malgré leur taux en HTA CPI très élevé, ne bénéficient pas d'investissement de renouvellement de CPI. Entre 2020 et 2021, les taux de CPI par commune sont stables sur les exercices 2020 et 2021. Ce qui confirme à nouveau la politique du concessionnaire en matière de renouvellement de CPI consistant à préciser que la résorption de ces câbles n'est pas une priorité sauf s'ils sont incidentogènes et par opportunité de voirie.

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

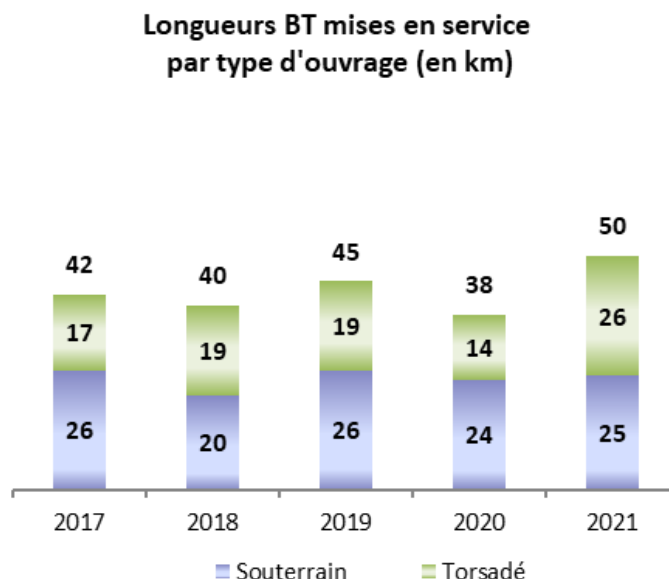
3.3.1. Levées de contraintes sur le réseau BT

En 2021, le taux d'usagers mal alimentés est de 1,09% soit 2 389 sur les 219 534 usagers BT alimentés de la concession du Sy.MEG.

Les actions relatives au renforcement BT sous MOA EDF-SEI pour la zone urbaine et à la modernisation des réseaux s'étendent entre 333 k€ et un peu plus de 1 000 k€ sur l'exercice 2021, selon les données du CAPEX 2021.

Les mises en service sur le réseau BT (50 km) en 2021 sont au-dessus de la moyenne de la période 2017-2020 (41 km). Dans le détail, les linéaires BT souterrains (25 km) sont en 2021 dans la moyenne des quatre derniers exercices (24 km) tandis que les linéaires de BT torsadés sont supérieurs de +53% par rapport à la moyenne sur la période 2017-2020 (17 km).

- ⇒ **Afin de mieux identifier les investissements dans le réseau BT, le Sy.MEG devrait exiger que le CRAC mentionne les longueurs BT mises en service par nature de travaux afin d'identifier les finalités (extension, renouvellement ou renforcement), comme Enedis le communique en métropole.**



Pour une analyse détaillée de la qualité de tension, se reporter au rapport « Analyse de la qualité de tension – Exercice 2021 ».

3.3.2. Les investissements de modernisation des réseaux sur le réseau BT

Les investissements pour la modernisation des réseaux et les investissements climatiques pour le BT atteignent pour l'exercice 2021 la somme de 671 k€ selon le CAPEX 2021

Les investissements se concentrent sur les communes de Les Abymes (274 k€ soit 41% du total dont 114 k€ de remplacements des branchements), Point-à-Pitre (220 k€ soit 33% du total dont 179 k€ pour l'achat de transformateur) et La Désirade (75 k€ soit 11% du total pour la motorisation cellule du poste GALETS).

3.3.3. Programme d'investissement pour le réseau BT

Le programme de travaux du concessionnaire ne présente pas d'objectif sur le renouvellement des fils nus en zone urbaine alors que leur fragilité a été prouvée dans l'analyse croisant la constitution des ouvrages avec les incidents BT collectés par le concessionnaire. Pour une analyse plus approfondie, se référer au rapport « Evolution de la continuité de fourniture – Exercice 2021 ».

⇒ **Le Sy.MEG doit rester vigilant à ce que le concessionnaire n'ignore pas les problématiques de vulnérabilité sur ces lignes : 1% des linéaires mais 3% des incidents sur le réseau BT en moyenne depuis 2014.**

Contrairement à l'exercice précédent, EDF-SEI n'a pas communiqué sa politique concernant la sécurisation du réseau BT en fonction des degrés d'urgence et de priorisation (U0, U1 et U2 où U0 est prioritaire par rapport aux U1 et U2). Nous reproduisons ci-après le tableau la programmation des investissements pour la période 2019-2023 qui avait été communiqué en séance en 2018 :

**Plan annuel d'investissements par urgence et par année pour le réseau BT
(période 2019-2023) (source : EDF-SEI)**

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

D'après les données CAPEX 2021, les travaux de sécurisation BT ont atteint 104 k€, soit seulement 8% des 1,24 M€ prévu pour 2021.

⇒ **Il est important que le Sy.MEG puisse évaluer avec plus précision le suivi des travaux de sécurisation BT et les montants prévisionnels alloués ainsi que les montants engagés.**

4. Conclusion

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

Le montant des investissements globaux a suivi une tendance à la hausse jusqu'en 2021 sur les cinq derniers exercices avec notamment une progression en 2021 de +8% par rapport à l'exercice précédent.

Dans le détail, cette progression masque des disparités :

- Les investissements d'EDF-SEI pour les raccordements ont diminué sur la période 2018-2020 (passant de 10,2 M€ en 2018 à 5,5 M€ en 2020) mais ont atteint 9,7 M€ en 2021, ce qui situe ces investissements au-dessus de la moyenne calculée sur les 4 derniers exercices (8 645 k€), très supérieurs à l'exercice précédent, en hausse de +75% ;
- Les investissements pour le déploiement des compteurs numériques/smart grids sont en légère baisse de -5,7% en 2021 comparé à l'exercice précédent. A fin 2021, 116 318 compteurs numériques ont été déployés sur le territoire du Sy.MEG, soit +28% par rapport à 2020, représentant un taux de déploiement de 49% ;
- Les investissements délibérés (liés aux investissements de performance des réseaux, à la logistique et aux exigences réglementaires) ont connu une baisse de -7,0% en 2021 par rapport à 2020, passant de 20 033 k€ à 18 626 k€ ;

Ramené au nombre d'utilisateurs, le montant des investissements délibérés de la concession est supérieur au ratio national en 2021, avec 88 € par utilisateur contre 57 € par utilisateur au niveau national.

A fin 2021, 69% des dépenses pour travaux délibérés ont concerné la performance réseau (61% en 2020), ce qui inclut les dépenses de « renforcement » des réseaux, d'investissement « climatique », de « modernisation » et pour les « moyens d'exploitation » (libellés du CRAC) ; et 25% des dépenses se sont concentrées sur les opérations relatives à la sécurité, l'environnement ou des obligations réglementaires (30% en 2020), ce qui inclut les dépenses pour l'« environnement (article 8, intégration des ouvrages) », la « sécurité et les obligations réglementaires » et les « modifications d'ouvrages à la demande de tiers » (libellés du CRAC).

Concernant les investissements d'EDF-SEI relatifs à l'amélioration de la performance du réseau, la hausse de 2020 à 2021 est plus modérée (+4%) que celle de l'exercice précédent (+45%) mais continuent à progresser.

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

- La création de 14 nouveaux départs HTA depuis 2014, permettant la levée de contrainte sur le réseau ainsi qu'une meilleure sécurisation du réseau ;
- Une résorption de 2 km de CPI HTA entre 2020 et 2021 indiquant le caractère non-prioritaire de tels travaux ;
- Une politique volontariste d'installation d'OMT (77 poses prévues entre 2018 et 2021) qui amènerait une diminution substantielle du critère B en améliorant le taux de réalimentation des clients, sans pour autant faire baisser le nombre très important de coupures constatées. A fin 2018, 40 OMT avaient été déployés sur le territoire du Sy.MEG et ont atteint 75,5 OMT à fin 2020, correspondant à 98% de

l'objectif fixé entre 2018 et 2021. Cependant, l'absence de communication chiffrée du suivi des installations ne permet pas de savoir si les objectifs ont été atteints entièrement en 2021 ;

- Un programme PDV ambitieux avec 125 km de réseau HTA aériens à traiter d'ici 2023. Ce programme a été initié en 2019 et doit fortement progresser sur la période 2020-2023. Pour l'exercice 2021, seulement 259 k€ ont été engagés sur les 800 k€ prévus, et aucune affaire de PDV n'était encore mise en service à fin 2021. L'avancement de ces travaux représente donc un sujet à surveiller étroitement afin de contrôler l'avancée de cette nouvelle politique ;
- Sur le réseau BT, le concessionnaire n'a pas fourni de programme de travaux pour les prochaines années lors du contrôle sur site. Le Sy.MEG pourra être très attentif aux investissements sous MOA concessionnaire en zone urbaine.

Les détails fournis par le CAPEX 2021 sont de bien meilleure qualité que les années précédentes avec les spécifications des quantités d'ouvrages traitées et des montants mis en œuvre.

Toutefois, il est préjudiciable au suivi des investissements de la concession que les informations fournies par le concessionnaire ne soient pas homogènes aux années précédentes, limitant de fait les comparaisons et le suivi des investissements en fonction des prévisionnels.



Syndicat Mixte d'électricité de la Guadeloupe – Sy.MEG

Analyse comptable et financière de la concession Provisions pour renouvellement Dettes et créances réciproques Exercice 2021

Décembre 2022 — Version 1

www.aeconseil.fr

18, rue de la Pépinière – 75008 PARIS
+33(0)1 44 70 78 10
contact@aeconseil.fr

Table des matières

INTRODUCTION	4
1. LA VALORISATION DES OUVRAGES CONCEDES	5
1.1 DEFINITION DU PERIMETRE CONCEDE	5
1.1.1. Analyse globale de la valeur des ouvrages concédés	7
1.1.2. Analyse des modalités de valorisation des ouvrages mis en concession	10
1.1.3. Analyse d'un échantillon de dossiers : valorisation des ouvrages sous MOA Sy.MEG (audit des valorisations des remises gratuites (VRG) par EDF-SEI)	16
1.1.4. Evolution du patrimoine concédé	23
2. L'AMORTISSEMENT ET LA DEPRECIATION DES OUVRAGES	24
2.1 LES PRINCIPES COMPTABLES D'AMORTISSEMENT	24
2.2 LES DUREES D'AMORTISSEMENT DES OUVRAGES	25
2.3 L'AMORTISSEMENT DES OUVRAGES DANS L'INVENTAIRE	26
3. LES PROVISIONS POUR RENOUVELLEMENT	27
3.1 PRINCIPES GENERAUX DE CONSTITUTION DES PROVISIONS POUR RENOUVELLEMENT	27
3.2 RAPPEL DES SPECIFICITES COMPTABLES DES PROVISIONS POUR RENOUVELLEMENT SUR LE TERRITOIRE DE GUADELOUPE	28
3.2.1. Rappel historique sur le contexte des provisions pour renouvellement sur le territoire de Guadeloupe	28
3.2.2. Précisions sur les mouvements comptables opérés entre 2007 et la date de signature du nouveau contrat	29
3.3 LES PROVISIONS CONSTITUEES SUR LES OUVRAGES CONCEDES	34
3.4 L'EVOLUTION DES PROVISIONS POUR RENOUVELLEMENT	36
4. LES DROITS DU CONCEDANT	38
4.1 LES ELEMENTS CONSTITUTIFS DES DROITS DU CONCEDANT	38
4.2 CALCUL DES DROITS DU CONCEDANT	38
4.3 LES LIMITES DU CALCUL DES DROITS DU CONCEDANT ET DES PROVISIONS POUR RENOUVELLEMENT	40
4.3.1. L'absence d'amortissement et de provisions pour renouvellement sur les réseaux BT et les postes HTA/BT en zone d'électrification rurale	40
4.3.2. Les modifications des durées de vie comptable	40
4.3.3. Décalage entre fin d'amortissement et renouvellement des ouvrages	40
4.3.4. La gestion comptable des ouvrages non localisés	41
4.3.5. Le traitement comptable du financement des raccordements	41
5. L'ESTIMATION DU « TICKET DE SORTIE »	47
5.1 DEFINITION DES DETTES ET CREANCES RECIPROQUES	47
5.1.1. La dette du concédant envers le concessionnaire	47

5.1.2.	<i>La dette du concessionnaire en</i>	47
5.1.3.	<i>L'évaluation du ticket de sortie</i>	48
5.2	ESTIMATION DU MONTANT DU TICKET DE SORTIE	49
6.	CONCLUSIONS	51

Introduction

Le contrat de concession du Syndicat Mixte d'Electricité de la Guadeloupe (Sy.MEG) devrait arriver à échéance au terme de l'exercice 2038. L'article 31 du cahier des charges prévoit les modalités comptables et financières en cas de renouvellement ou de non-renouvellement du contrat de concession.

En cas de renouvellement, le concessionnaire devra notamment restituer à l'autorité concédante l'excédent éventuel des provisions pour renouvellement constituées et non utilisées. Le concédant sera tenu en contrepartie d'affecter cette somme à des travaux sur le réseau concédé.

Dans le cas où le contrat n'est pas renouvelé avec l'actuel concessionnaire dans les conditions prévues par le contrat, il est prévu que :

- Le concessionnaire remette à l'autorité concédante l'ensemble des ouvrages concédés dans « un état normal de service » ;
- Le concessionnaire reçoive de l'autorité concédante une indemnité égale à la valeur nette des ouvrages dans la proportion de son financement initial ;
- Le concessionnaire reverse le solde des provisions pour renouvellement constituées et non utilisées ainsi que les amortissements industriels constitués sur la partie de financement des ouvrages du concédant.

En d'autres termes, en cas de non-renouvellement du contrat avec le concessionnaire actuel, il devra être réalisé un solde des dettes et créances réciproques. Ce solde correspondra au ticket d'entrée du futur concessionnaire si les dettes du concédant sont supérieures aux dettes du concessionnaire ou du ticket de sortie de l'actuel concessionnaire dans le cas contraire.

L'objet de ce rapport est double. D'une part, il s'agit d'analyser les principales données comptables communiquées par le concessionnaire dans le cadre de ce contrôle effectué sur le mois d'octobre 2022 et portant sur l'exercice 2021 et de les mettre en perspective par rapport aux exercices précédents.

D'autre part, il s'agit d'analyser la valorisation des remises gratuites du Sy.MEG, notamment sur la base de l'étude d'un échantillon de dossiers.

La réalisation de cette analyse est basée sur les éléments comptables transmis par le concessionnaire. Par rapport à la demande qui a été faite au concessionnaire, plusieurs éléments n'ont pas été transmis (ou partiellement) tels que le flux détaillé des provisions pour renouvellement. Le concessionnaire oppose un refus à la communication de ces éléments indispensables à l'expertise des valeurs comptables de la concession.

L'analyse de la valorisation des ouvrages sous maîtrise d'ouvrage du Sy.MEG s'est effectuée sur la base d'une étude sur un échantillon de dossiers, préalablement sélectionnés par la collectivité et dont les éléments nécessaires à cette analyse ont été demandés en amont de l'audit sur site au concessionnaire.

1. La valorisation des ouvrages concédés

Le patrimoine concédé se compose de différentes catégories d'ouvrages localisés et non localisés, qui sont exclusivement des immobilisations corporelles, pour des raisons de gestion interne du concessionnaire :

- Les ouvrages **localisés**, comprenant principalement les réseaux HTA, les réseaux BT et les postes HTA/BT, identifiés et valorisés au niveau de chaque commune ;
- Les ouvrages **non localisés**, comprenant les transformateurs, les branchements et les appareils de comptages (à l'exception des compteurs communiquant qui devraient être localisés), gérés globalement au niveau de la concession, **sans identifiant géographique ni suivi quantitatif** (à l'exception des transformateurs qui sont comptablement quantifiés). Ils sont affectés selon une clé de répartition représentative de la concession dans la maille de gestion du concessionnaire.

1.1 Définition du périmètre concédé

Au terme de l'exercice 2021, le Sy.MEG est autorité organisatrice de la distribution publique d'électricité de 32 communes du département de la Guadeloupe (l'intégralité des communes des îles de Basse-Terre et Grande-Terre, la Désirade, Marie-Galante et les Saintes). Pas de changement de périmètre par rapport à l'exercice précédent.

L'article 2 du cahier des charges de concession définit les périmètres géographiques, c'est-à-dire le territoire sur lequel le service public est concédé, et le périmètre d'exploitation, c'est-à-dire les limites techniques des ouvrages nécessaires à la gestion du service public.

En outre, conformément à l'article L.2224-31 du Code général des collectivités territoriales, les ouvrages concédés comprennent l'ensemble des installations affectées à la distribution publique de l'énergie électrique existant au moment de la signature du contrat, ainsi que toutes celles de tension strictement inférieure à 50 kV et les ouvrages de tension supérieure, existant à la date de publication de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004, non exploités par le gestionnaire du réseau public de transport¹. En outre, les branchements et colonnes montantes font partie du domaine concédé et le décret du 28 août 2007 en a défini leur constitution.

Toutefois, pour les colonnes montantes, deux régimes de propriété sont prévus par le cahier des charges de concession :

- Article 2 « 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 50.000 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. »
- Article 15 : « La partie des branchements antérieurement dénommés branchements intérieurs, et notamment les colonnes montantes déjà existantes, qui appartient au(x) propriétaire(s) de l'immeuble continuera à être entretenue et renouvelée par ce(s) dernier(s), à moins qu'il(s) ne fasse(nt) abandon de ses (leurs) droits sur les dites canalisations au concessionnaire qui devra alors en assurer la maintenance et le renouvellement. »

¹ Le décret n° 2005-172 du 22 février 2005 définit la limite entre les ouvrages publics de distribution et le réseau public de transport.

Dans la théorie, certaines colonnes, les plus anciennes, ~~appartiennent aux~~ propriétaires des immeubles et ne font pas partie des ouvrages concédés ; d'autres, plus récentes (mises en service après la signature du contrat de concession) ou remises au concessionnaire avant la signature du cahier des charges, font partie intégrante de la concession. Dans ce dernier cas, elles sont entretenues et renouvelées aux frais du concessionnaire.

Conformément aux dispositions de l'article 36 II de la loi du 9 Août 2004, les parties des postes sources transformant la haute tension en moyenne tension et ses accessoires sont la propriété du concessionnaire. Les autres ouvrages des réseaux publics de distribution sont la propriété des collectivités territoriales ou de leurs groupements, en tant qu'autorités concédantes de la distribution publique d'électricité.

Les ouvrages concédés comprennent également, si de telles solutions sont conformes à l'intérêt général, les moyens de desserte décentralisés non connectés à l'ensemble du réseau, mis en œuvre en accord entre l'autorité concédante et le concessionnaire (cela concerne notamment les câbles HTA immergés entre Capesterre-Belle-Eau à Marie-Galante, entre Rivière-Sens et les Saintes et entre Saint-François et la Désirade).

Les circuits aériens d'éclairage public situés sur les supports de réseau concédé et les circuits souterrains inclus dans les câbles dudit réseau, ainsi que les branchements qui en sont issus font également partie des ouvrages concédés. Leur maintenance et leur renouvellement sont à la charge du concessionnaire ; leur établissement et leur renforcement sont à la charge de la collectivité intéressée.

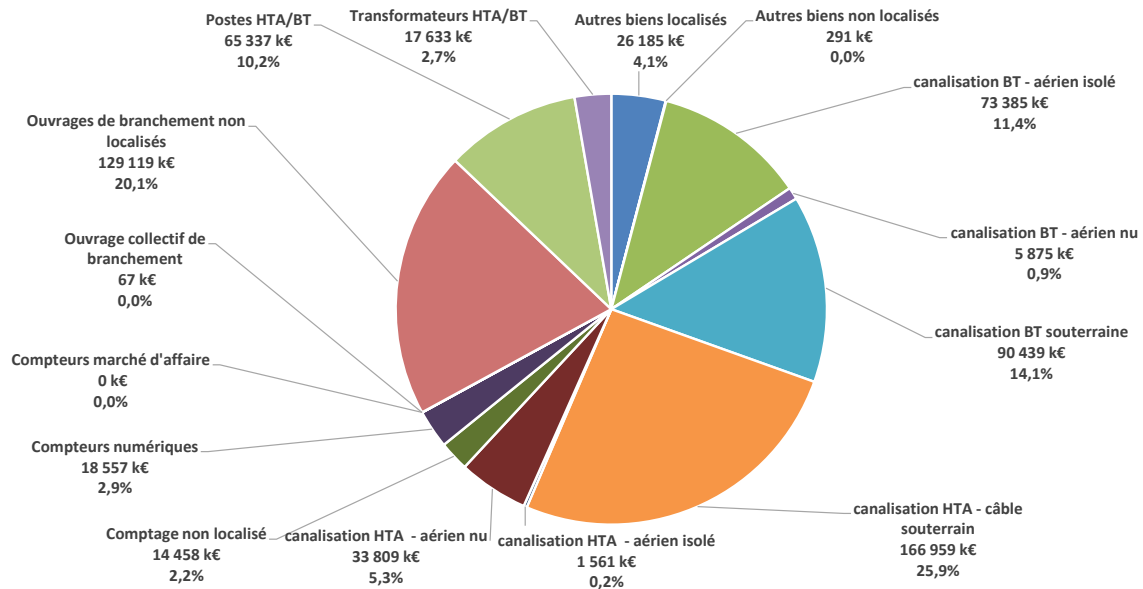
A noter également qu'un inventaire des biens de reprise (biens matériels et immatériels affectés par le délégataire à l'exploitation du service qui pourront être rachetés en fin de contrat, notamment les postes sources, les bases de données techniques clientèle, cartographique, etc.), précisant leurs caractéristiques, quantités et valeurs, pourrait être demandé au concessionnaire dans le cadre du contrôle de concession puisque dans le cadre d'autres délégations de service public, le délégataire est tenu d'informer la collectivité délégante sur la valeur et le volume de ces ouvrages.

La valeur des biens de reprise est pourtant loin d'être négligeable, la valeur d'un poste source étant de l'ordre de plusieurs millions d'euros (15 postes sources sont en effet situés et alimentent la concession du Sy.MEG). Le coût des bases de données peut être également significatif, de l'ordre de plusieurs millions d'euros.

1.1.1. Analyse globale de la valeur des ouvrages concédés

A fin 2021, le patrimoine de la concession était valorisé à 644 M€ en valeur brute : les réseaux HTA et BT représentent à eux seuls près de 60% des ouvrages concédés. Les branchements, qui sont des ouvrages non localisés, représentent 20% de la valeur des ouvrages.

Décomposition détaillée du patrimoine concédé à fin 2021



La part des ouvrages non localisés représente 20% de la valeur totale des ouvrages :

- Contrairement à la façon dont procède Enedis en métropole, où la détermination de la valorisation comptable des branchements et des appareils de comptage à la maille de la concession se fait par l'intermédiaire d'une clé de répartition, appliquée à des données interrégionales (maille DIR), fonction du nombre de clients, **EDF-SEI immobilise directement les branchements et les comptages à la maille de la concession** (immobilisation sur le code commune « générique » B0761).

A noter également que les colonnes montantes ne sont pour le moment pas comptablement localisées par EDF-SEI, contrairement à Enedis en métropole ;

- Les transformateurs (3% de la valeur brute) sont des ouvrages non localisés car ils ne sont pas affectés par commune. A la différence des deux autres catégories d'ouvrages non localisés, les transformateurs sont immobilisés mensuellement. Ils sont affectés comptablement à la maille d'exploitation, qui correspond également au territoire de la Guadeloupe, et donc de la concession (ce qui n'est pas toujours le cas en métropole avec Enedis puisque la maille d'exploitation du concessionnaire ne recouvre pas systématiquement strictement le même territoire que celui de la concession).

A noter que des travaux ont été engagés par Enedis en métropole pour localiser à la maille des communes les transformateurs HTA/BT, l'objectif étant de disposer au 1^{er} janvier 2015 d'un inventaire localisé et valorisé des transformateurs HTA/BT à la maille communale. EDF-SEI, contrairement à EDF, n'immobilise pas, du moins pour le moment, les transformateurs HTA/BT à la maille communale.

Enedis a poursuivi ses travaux de localisation des ouvrages localisés par celle des colonnes montantes en 2018 et 2019 qui se poursuivra d'ici à 2023 par la localisation de l'exhaustivité des branchements.

La localisation de ces ouvrages non localisés permettrait d'avoir une connaissance suffisamment précise du patrimoine et permettrait le rapprochement des bases technique

et comptable.

Cela pourrait/aurait pu s'effectuer dans le cadre de la réalisation de l'inventaire des postes HTA/BT pour les transformateurs HTA/BT et de la pose des compteurs communicants pour les branchements.

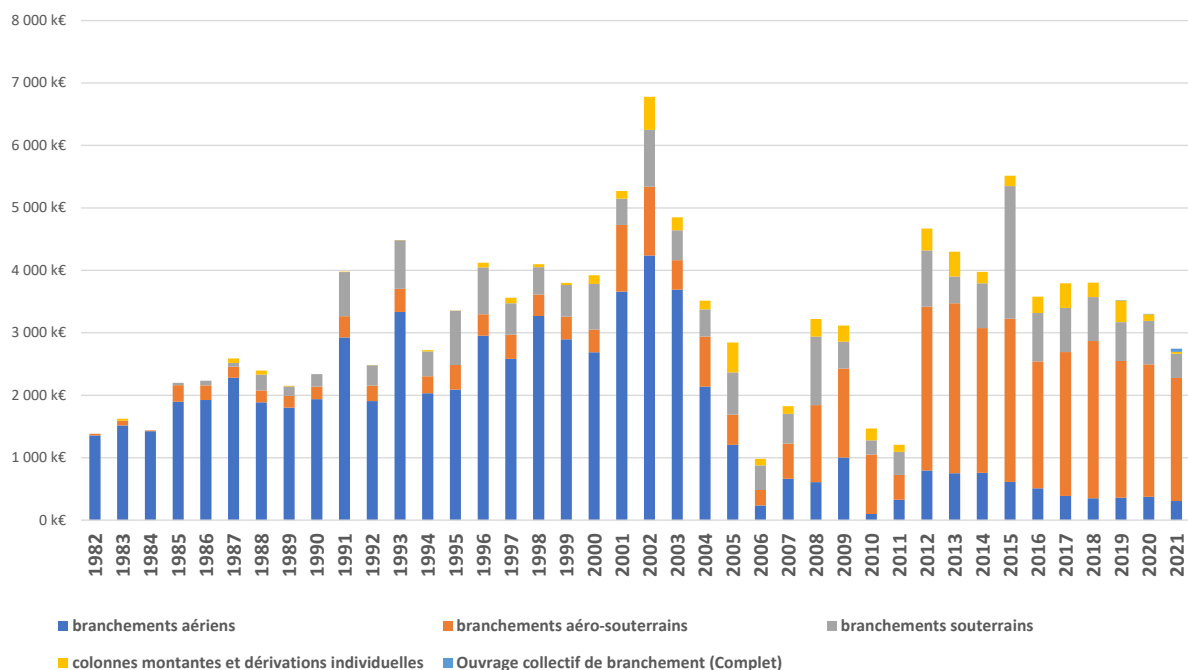
Suite à l'audit sur site, EDF-SEI a apporté quelques précisions complémentaires, s'agissant des travaux de localisation des ouvrages qui ont commencé par les colonnes montantes :

« Dans le cadre de la mise en œuvre de la loi ELAN, depuis juillet 2020, les nouvelles colonnes montantes sont décrites individuellement dans une base technique dédiée. Elles sont valorisées de manière individuelle dans les bases patrimoniales. En parallèle, EDF SEI a mené des travaux répondant aux besoins de localisation et de dénombrement des colonnes montantes afin d'une part d'intégrer dans les bases d'actifs les colonnes montantes qui étaient hors concession jusqu'à la loi ELAN et d'autre part d'individualiser les colonnes montantes qui étaient déjà en concession. Ces éléments seront visibles dans les données du Sy.MEG à partir de 2023.

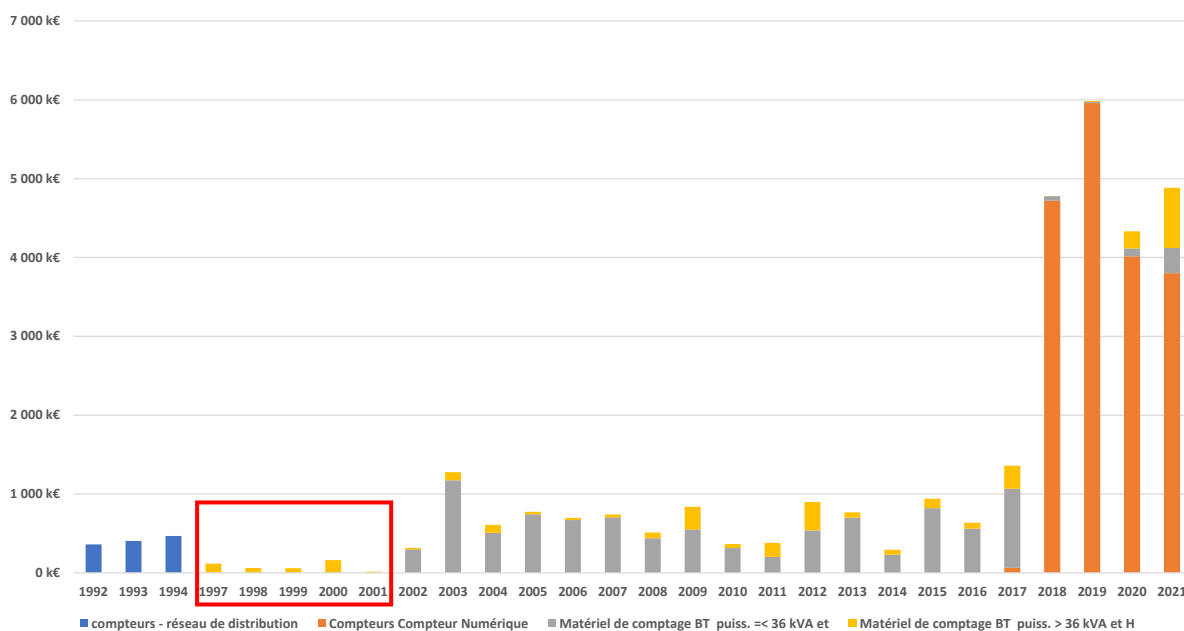
Concernant la production d'un inventaire détaillé et localisé, EDF SEI est capable d'en fournir un, dès aujourd'hui, pour 75% des ouvrages déjà localisés. Pour les ouvrages actuellement non localisés, il a été convenu dans le cadre de l'accord cadre EDF – FNCCR relatif au nouveau modèle de contrat de concession, que ces données seront disponibles 5 ans après la signature du nouveau contrat de concession. »

En outre, **pour les branchements et pour les comptages (hors nouveaux compteurs numériques)**, l'inventaire ne présente aucun ouvrage totalement amorti. En effet, le concessionnaire retire automatiquement tous les 1^{er} juillet de chaque année l'ensemble des ouvrages dont la valeur nette est nulle. Les graphiques ci-dessous illustrent que les branchements (durée de vie comptable de 40 ans) et les comptages (durée de vie comptable de 30 ans, sauf les compteurs électroniques <36 kVA posés depuis 1995) les plus anciens sont datés respectivement de 1982 et de 1992 (et 2002 pour les compteurs électroniques <36 kVA) : aucun ouvrage de chaque type n'est en effet recensé avant ces dates.

Répartition de la valeur brute des branchements par année de mise en service
(source : inventaire comptable à fin 2021)



Répartition de la valeur brute des comptages par année de mise en service
(source : inventaire comptable à fin 2021)



Concernant les comptages, les « creux » sur les millésimes 1995-2001, déjà constatés lors des contrôles précédents) sur des compteurs BT < 36 kVA, s'expliquait par le fait que cette typologie est amortie sur 20 ans, et qu'elle est donc automatiquement sortie de l'inventaire comptable à fin 2021.

En outre, l'inventaire comptable fait ressortir également les compteurs numériques qui ont été déployés massivement depuis l'exercice 2018, pour atteindre 18,6 M€ en valeur brute à fin 2021.

Etabli sur la base de l'inventaire comptable du patrimoine concédé à fin 2021 transmis par EDF-SEI, le tableau suivant détail par typologie d'ouvrage les principales valeurs comptables suivantes :

- Quantité comptable ;
- Valeur brute comptable ;
- Amortissement comptable (au sens de l'amortissement de dépréciation) ;
- Valeur nette comptable ;
- Valeur de remplacement² ;
- Provision pour renouvellement (cf. analyse détaillée *infra*) ;
- Les origines de financement (cf. analyse détaillée *infra*).

² La valeur de remplacement d'un bien à la fin de l'année est le prix que l'entreprise devrait effectivement payer si le bien devait être remplacé à cette date à caractéristiques identiques. Conventionnellement, la valeur de remplacement est égale à la valeur revalorisée obtenue en multipliant la valeur d'origine du bien par un coefficient technique de revalorisation. Cette revalorisation est effectuée chaque année sur toute la période probable d'utilisation du bien. Mais pas au-delà de la date de renouvellement théorique du bien. Les coefficients sont déterminés à partir de chroniques d'indices qui reposent sur l'évolution des prix du matériel et des travaux.

1.1.2. Analyse des modalités de valorisation des ouvrages mis en concession

1.1.2.1 Synthèse des principes de valorisation des ouvrages en fonction du type de maîtrise d'ouvrage

La valorisation des ouvrages mis à l'inventaire dépend de la répartition de la maîtrise d'ouvrage et des apports financiers des contributeurs. Le tableau suivant présente les principes de valorisation des ouvrages dans l'inventaire :

	Maîtrise d'ouvrage EDF-SEI	Maîtrise d'ouvrage externe
Valeur brute	CAPEX bruts + remises d'ouvrages partielles valorisées avec l'outil VRG	Remise d'ouvrage totale valorisée avec l'outil VRG
Financement EDF-SEI	CAPEX bruts - participations (DO, racc producteurs, ...)	CAPEX bruts (participation article 8, PCT)
Financement concédant	Participations + remise d'ouvrage partielle	Remise d'ouvrage totale - CAPEX bruts

Source : EDF-SEI

Lorsqu'EDF-SEI finance des travaux sous sa maîtrise d'ouvrage ou participe à des travaux réalisés par le syndicat, le montant est valorisé à ses dépenses réelles³. En revanche, lorsque le syndicat ou un tiers réalise une partie des ouvrages et les remet gratuitement au concessionnaire (par exemple une remise de tranchée pour des travaux d'EDF-SEI), leur montant est valorisé avec l'outil de valorisation des remises gratuites (VRG).

Lors des travaux de raccordements réalisés par EDF-SEI, les apports financiers des tiers (extension et branchement) ne sont pas immobilisés comme du financement externe lorsqu'ils correspondent à des « contributions ». Ces contributions reçues sont en effet enregistrées en chiffre d'affaires (pas d'immobilisation des contributions reçues en tant que financement externe). Elles sont considérées comme des recettes et apparaissent ainsi dans le compte d'exploitation dans la partie « Produits d'exploitation ». Lorsque les apports financiers des tiers correspondent à des « participations » (facturation hors barème SRU, modification de la solution de branchement), le montant des apports externes est immobilisé en déduction des dépenses du concessionnaire en tant que financement externe.

En outre, concernant les travaux d'extension réalisés par le syndicat, la part couverte par le tarif (PCT) reversée par le concessionnaire au syndicat est, le cas échéant, prise en compte comme du financement concessionnaire.

³ CAPEX brut correspond aux dépenses de capital, c'est-à-dire aux investissements.

1.1.2.2 Analyse de la cohérence des coûts unitaires moyens par type de maîtrise d'ouvrage

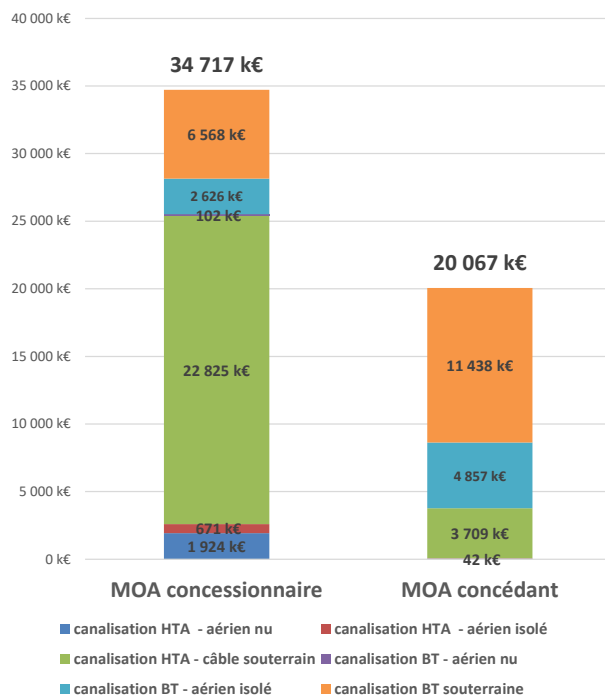
Pour rappel, un des principes de base de la valorisation des remises gratuites (VRG) est de valoriser de manière unilatérale l'ouvrage au coût qu'EDF-SEI aurait supporté si c'était le concessionnaire qui l'avait construit, pour les travaux sous régime de maîtrise d'ouvrage du concédant.

Pourtant, l'analyse des coûts unitaires moyens des ouvrages localisés (réseaux HTA et BT) immobilisés par EDF-SEI, en distinguant dans cette analyse la maîtrise d'ouvrage d'EDF-SEI de celle du concédant (sur la base des requêtes comptables relatives aux mises en service, seuls éléments d'EDF-SEI indiquant la répartition des financements), a montré que ce n'était pourtant pas le cas sur les 5 derniers exercices, comme le montrent les graphiques suivants, réalisés sur la base des requêtes des mises en service comptables sur la période 2017-2021.

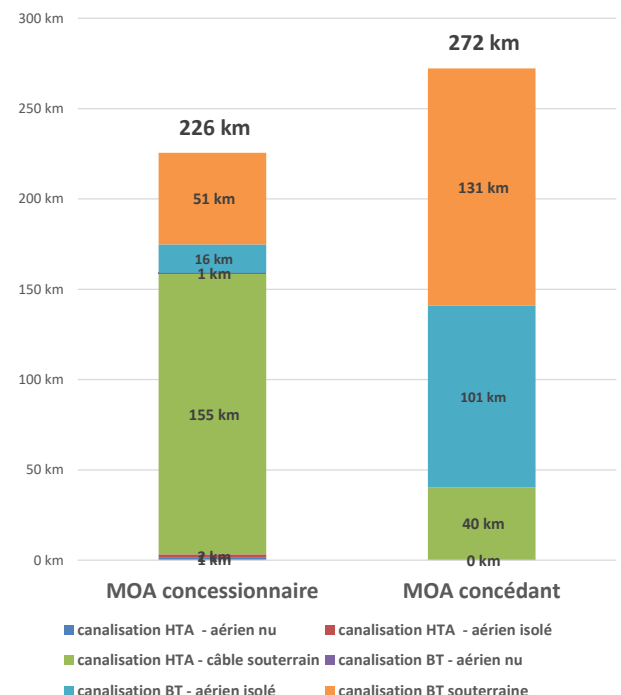
Les graphiques suivants indiquent, par type de maîtrise d'ouvrage, la répartition des quantités d'ouvrages localisés (réseaux) et des valorisations comptables correspondantes immobilisées sur la période 2017-2021.

Pour les principaux types d'ouvrages, ces décompositions sont ensuite déclinées par type d'ouvrage et par millésime comptable afin de faire un suivi des coûts unitaires.

Décomposition par typologie de réseau et par MOA de la valeur brute immobilisée sur la période 2017-2021
(source : flux des MES comptables des ouvrages localisés période 2017-2021)



Décomposition par type de réseau et par MOA des quantités immobilisées sur la période 2017-2021
(source : flux des MES comptables des ouvrages localisés période 2017-2021)



Les graphiques *supra* font clairement ressortir que les réseaux BT souterrains à eux seuls représente 57% (11,4 M€ sur la période 2017-2021, soit 2,3 M€/an) de la valorisation des réseaux sous maîtrise d'ouvrage du Sy.MEG valorisés et immobilisés par EDF-SEI sur la période 2017-2021. Ils représentent également en moyenne 48% du linéaire de réseau (HTA et BT) mis en service (131 km sur la période 2017-2021, soit plus de 26 km/an).

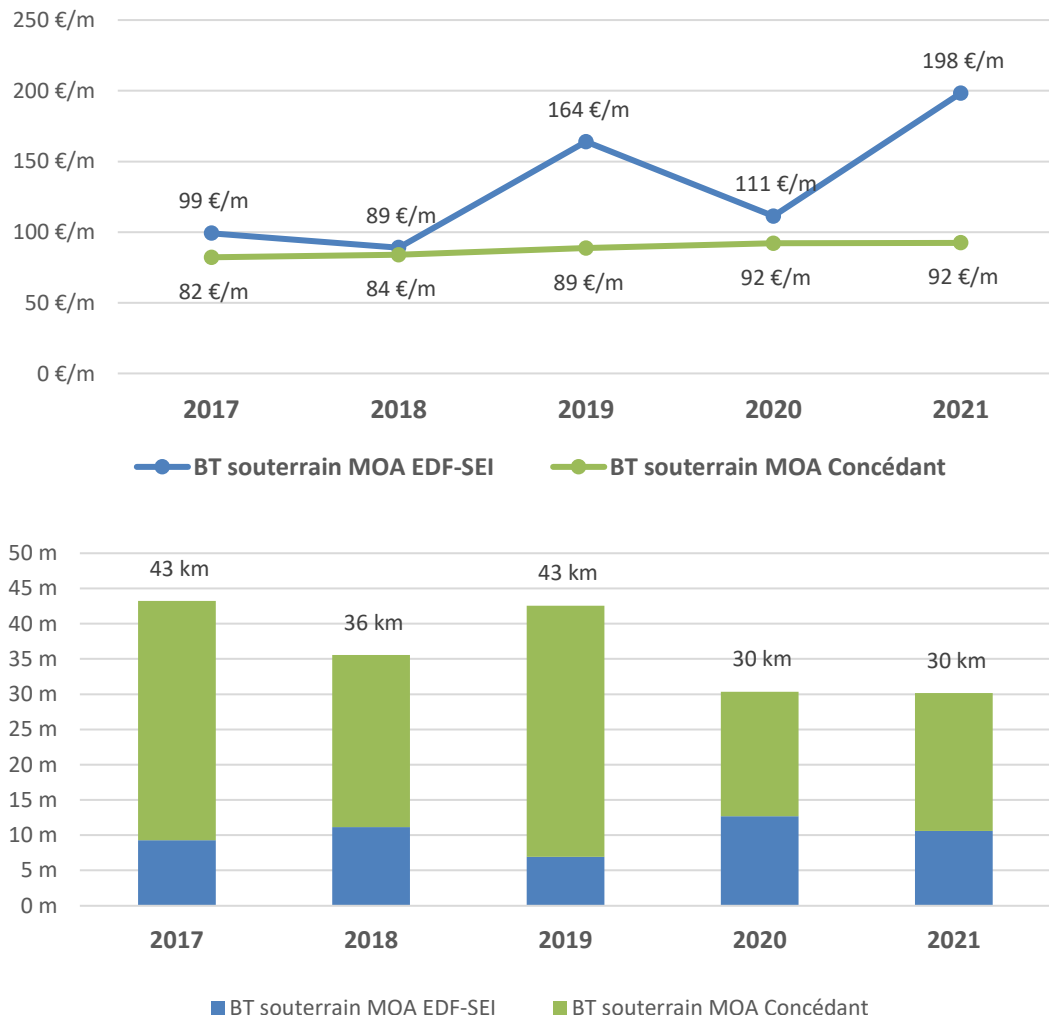
A l'inverse, les réseaux HTA souterrains représentent à eux seuls 66% (22,8 M€ sur la période 2017-2021, soit 4,6 M€/an) de la valorisation des réseaux sous maîtrise d'ouvrage d'EDF-SEI. Ils représentent également en moyenne 69% du linéaire de réseau (HTA et BT) mis en service (155 km sur la période 2017-2021, soit 31 km/an).

Comparaison des coûts unitaires moyens des réseaux BT souterrains selon le régime de maîtrise d'ouvrage

Concernant les réseaux BT souterrains, représentant l'essentiel des travaux du Sy.MEG valorisés par EDF-SEI :

Linéaires de réseau BT souterrain immobilisés et coûts unitaires (CU) associés par type de MOA et par millésime de mise en service

(Source : requêtes EDF-SEI MES comptables 2017-2021)



Il ressort qu'en moyenne, sur la période 2017-2021, le coût unitaire du réseau BT souterrain immobilisé est 25% inférieur lorsqu'il s'agit d'affaires sous MOA Sy.MEG (87 €/m) plutôt que d'affaires sous MOA EDF-SEI (130 €/m), démontrant ainsi un biais important dans le processus de valorisation, défavorable à la Collectivité, cette typologie d'ouvrage représentant la majorité des ouvrages remis gratuitement par la Collectivité à EDF-SEI (cf. analyse *supra*).

A noter que cet écart, relativement maîtrisé sur 2017 et 2018, a tendance à se dégrader depuis 2019.

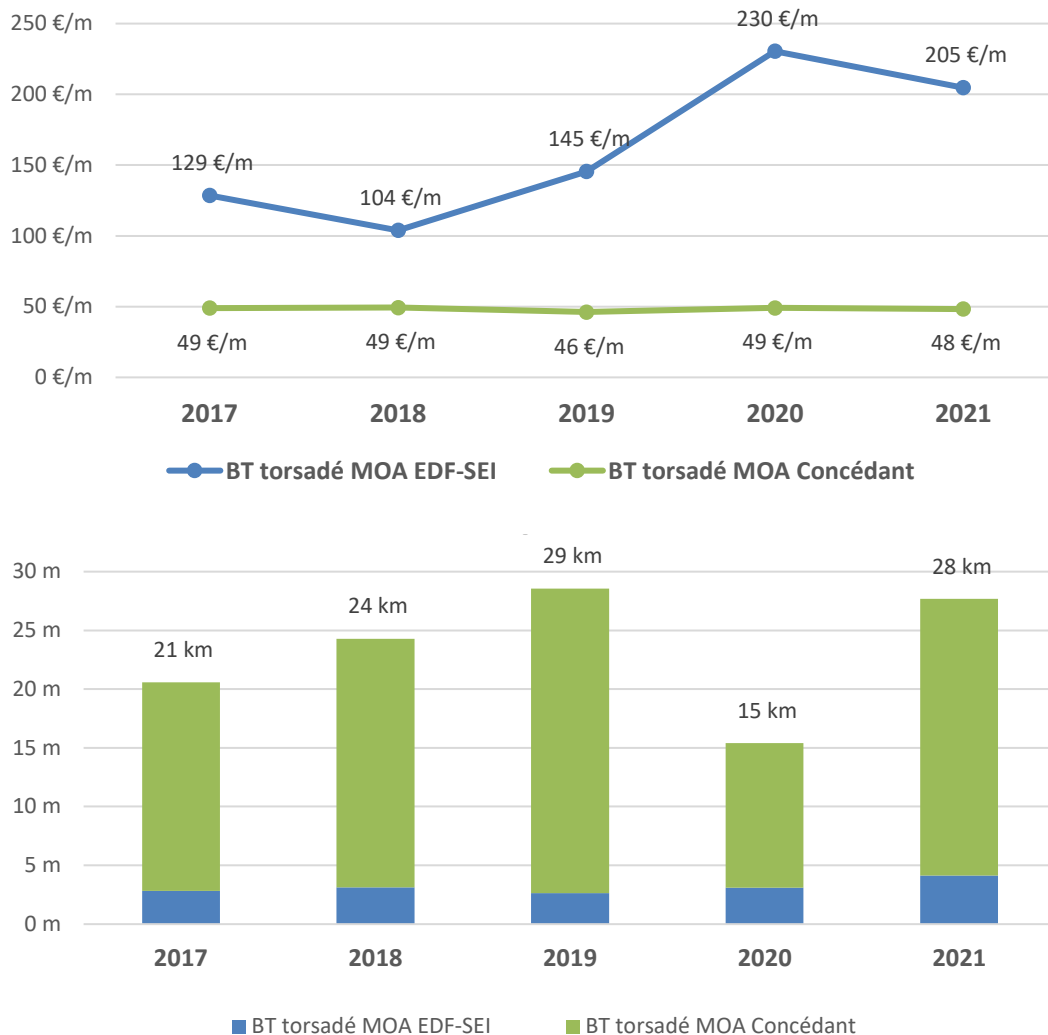
Remarquons toutefois qu'EDF-SEI est maître d'ouvrage sur cette typologie de réseau sur à peine une dizaine de kilomètres chaque année contre près d'une trentaine de kilomètres chaque année pour le Sy.MEG, mais bénéficie peut-être d'économies d'échelles au niveau *supra*-concessif.

Comparaison des coûts unitaires moyens des réseaux BT aériens torsadés selon le régime de maîtrise d'ouvrage

Concernant les réseaux BT aériens torsadés, représentant une part relativement faible des travaux du Sy.MEG valorisés par EDF-SEI (cf. analyse menée *supra*) :

Linéaires de réseau BT torsadé immobilisés et coûts unitaires (CU) associés par type de MOA et par millésime de mise en service

(Source : requêtes EDF-SEI MES comptables 2016-2021)



Il ressort qu'en moyenne, sur la période 2017-2021, le coût unitaire du réseau BT torsadé immobilisé est 68% inférieur lorsqu'il s'agit d'affaires sous MOA Sy.MEG (48 €/m) plutôt que d'affaires sous MOA EDF-SEI (166 €/m), démontrant ici encore un biais important dans le processus de valorisation, en défaveur de la Collectivité, bien que cette typologie d'ouvrage représente une part moindre des ouvrages remis gratuitement par la Collectivité à EDF-SEI (cf. analyse menée *supra*).

A noter que cet écart se dégrade nettement au cours des dernières années.

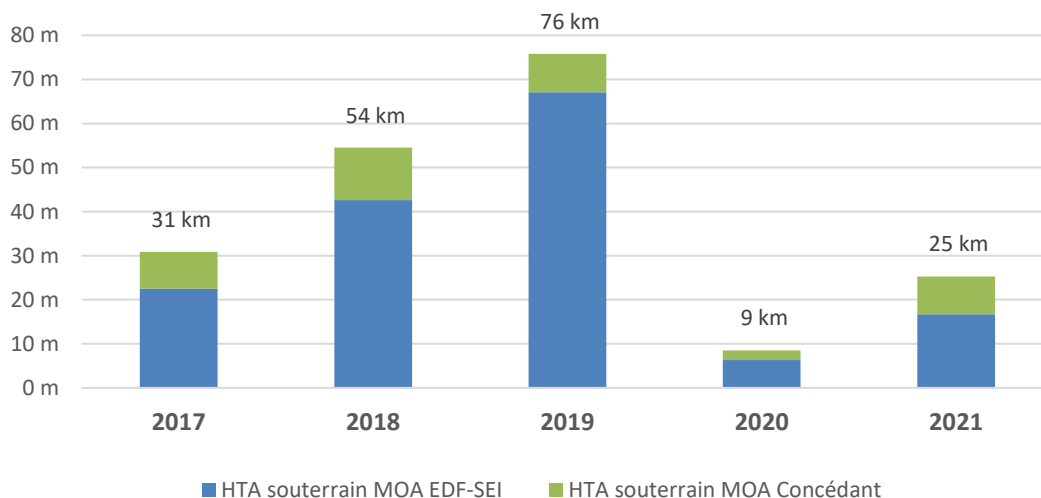
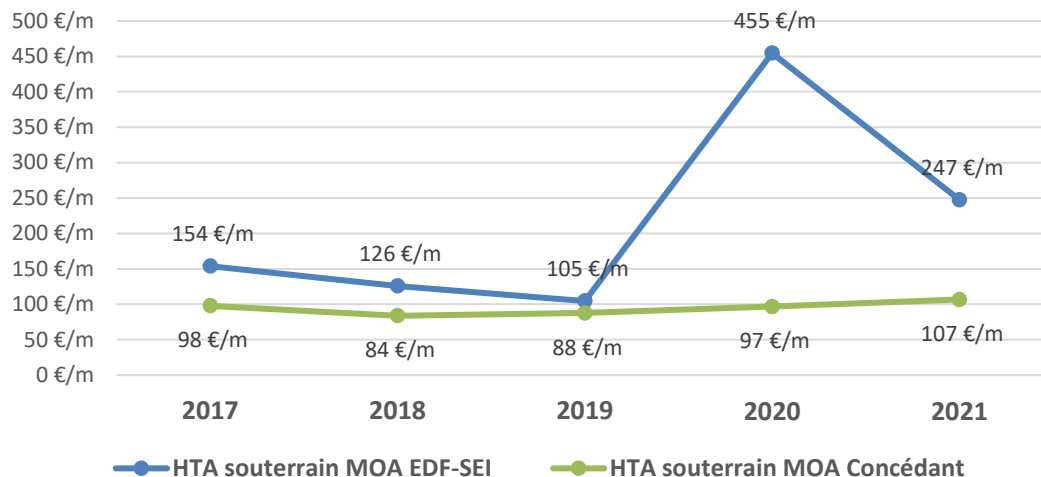
Remarquons toutefois qu'EDF-SEI est maître d'ouvrage sur cette typologie de réseau sur à peine quelques kilomètres chaque année contre près une vingtaine de kilomètres chaque année pour le Sy.MEG, mais bénéficie peut-être d'économies d'échelles au niveau *supra*-concessif.

Comparaison des coûts unitaires moyens des réseaux HTA souterrains selon le régime de maîtrise d'ouvrage

Concernant les réseaux HTA souterrains, représentant également une part non négligeable des travaux du Sy.MEG valorisés par Enedis :

Linéaires de réseau HTA souterrain immobilisés et coûts unitaires associés par type de MOA et par millésime de mise en service

(Source : requêtes EDF-SEI MES comptables 2017-2021)



L'année 2020 est exclue de la présente analyse des coûts unitaires en raison des linéaires immobilisés extrêmement faibles, en particulier sous MOA EDF-SEI, vraisemblablement en lien avec la crise sanitaire. **Il conviendrait d'interroger EDF-SEI à ce sujet.**

Il ressort qu'en moyenne, sur la période 2017-2021, le coût unitaire du réseau HTA souterrain immobilisé est 30% inférieur lorsqu'il s'agit d'affaires sous MOA Sy.MEG (93 €/m) plutôt que d'affaires sous MOA Enedis (147 €/m), démontrant ainsi, là-encore, un biais dans le processus de valorisation, cette typologie d'ouvrage représentant toutefois une faible part des ouvrages remis gratuitement par la Collectivité à EDF-SEI (une dizaine de kilomètres en moyenne chaque année).

Ainsi, quelque-soit la typologie de réseau considéré, les coûts unitaires moyens sont nettement inférieurs lorsqu'il s'agit de chantiers sous maîtrise d'ouvrage du concédant par rapport aux chantiers sous maîtrise d'ouvrage EDF-SEI. Pourtant, le principe de l'outil VRG est de valoriser les affaires sous maîtrise d'ouvrage du concédant de la même manière que si les travaux avaient été réalisés par EDF-SEI et les coûts supportés par ce dernier.

EDF-SEI a apporté des précisions dans sa réponse aux questions complémentaires faisant suite à l'audit sur site : « le barème utilisé pour la valorisation des ouvrages réalisés sous maîtrise d'ouvrage du concédant ne prend pas en compte l'inflation. EDF-SEI a soumis à la CRE une mise à jour de son barème raccordement. Dans la continuité, le barème utilisé pour la valorisation des ouvrages réalisés sous maîtrise d'ouvrage du concédant sera actualisé.

En outre, s'agissant des écarts remontés sur la comparaison des coûts unitaires, ceux-ci ne sont pas réalisés sur le même périmètre car dans les affaires Sy.MEG, la main d'œuvre d'EDF-SEI (études MOA, ingénierie, exploitation) est imputée en OPEX (donc non immobilisable). Les affaires investissements d'EDF-SEI intègrent cette main-d'œuvre qui constitue de la production immobilisée. D'autres écarts sont aussi liés à l'outil VRG qui ne tient pas compte des coûts annexes. »

A souligner toutefois que cette analyse n'est pas réalisable en pratique sur les branchements, qui sont traités pas le concessionnaire en tant qu'« ouvrages non localisés » également et immobilisés en comptabilité sans quantité. Les transformateurs l'étaient et les postes HTA/BT, bien que « localisés » dans les bases, ne sont pas finement dénombrés, ce qui ne permet pas cette analyse.

Afin de confirmer ou infirmer ces constats « macros », il a été procédé *infra* à l'analyse de la valorisation sur un échantillon de dossiers sous MOA du Sy.MEG et valorisés par EDF-SEI via l'outil VRG.

1.1.3. Analyse d'un échantillon de dossiers : valorisation des ouvrages sous MOA Sy.MEG (audit des valorisations des remises gratuites (VRG) par EDF-SEI)

Comme lors des contrôles précédents, relatifs aux exercices de la période 2013 – 2018 (pas de contrôle sur pièce sur les exercices 2019 et 2020 en raison du contexte sanitaire), le Sy.MEG a souhaité évaluer la valorisation par le concessionnaire des ouvrages qui lui sont remis ainsi que la qualité de données contenues dans la base de gestion technique des ouvrages sur la base d'un échantillon de 10 dossiers sous MOA du Sy.MEG.

Il s'agit d'examiner l'ensemble des pièces fournies, d'une part, par le concessionnaire notamment les plans, les liasses des chargés d'affaires, les restitutions comptables, et d'autre part, par le concédant les coûts des travaux.

Les coûts réels des travaux sous maîtrise d'ouvrage Sy.MEG (basés sur les décomptes définitifs) ont été communiqués par les représentants du Sy.MEG.

1.1.3.1 Présentation des dossiers et éléments étudiés

Les 10 dossiers examinés en séance sont présentés dans les tableaux ci-après :

Ref AEC	Ref EDF-SEI	Ref Sy.MEG	Libellé de l'affaire	Insee
1	D745/009888	16SRO051ER 1801SRO02-ER	ER/SML/EXT BTA CADET - CORNET Dominique	97129
2	D745/010154	1803PBO02-ER	ER/SML/ 1803PBO02-ER ALIM BTS 7 LOTS LA LEZARDE & RENF BTA CHEMIN DE TORVETTE - CHALUS Philippe	97118
3	D745/010194	17CAP047-ER 1701CAP01-ER	ER/SML/EXT BTA MARQUISAT - COUPAN Gisèle	97107
4	D745/010335	1706-MOU.04-ER	ER/SML/EXT BTA ZEVALLOS - GANGA Pascal	97117
5	D745/012460	1909LAM03-ER	ER-DRA-1909LAM03-ER NYUIADZI Yamo	97115
6	D745/013116	2007GOY04-ER	2007GOY04-ER La SPHLM	97114
7	D745/013219	2010GOS02	2010GOS02-ER LA MAIRIE DU GOSIER	97113
8	D745/013843	2102PBO07-ER	2102PBO07-ER FAVRY, DUCHAMP, VEROT Nicolas	97118
9	D745/013889	1704MAL05-ER	1704MAL05-ER BARTEBIN Corine	97116
10	D745/013945	1705BMA03-ER	1705BMA03-ER AUGUSTY Aisha	97103

Il faut préciser que le concessionnaire a accepté de transmettre suite à l'audit, et pour l'ensemble des affaires de l'échantillon, les éléments de VRG : **fiches des caractéristiques techniques d'Ing-e-Pilot, extraits comptable HANAIS et les extraits de valorisation sous VRG.**

Lors de la réunion de travail qui s'est tenu en octobre 2022 dans les locaux d'EDF-SEI à Pointe-à-Pitre, les éléments suivants ont été étudiés :

- Les plans de chacune des affaires (plans de récolement) ;
- Les valorisations des remises gratuites (fiches VRG) ;
- Les fiches d'immobilisations comptables (fiches HANAIS).

Remarque : les coûts réels des travaux sous maîtrise d'ouvrage du syndicat ont été communiqués par les représentants du Sy.MEG.

1.1.3.2 Rappel du contexte réglementaire

Deux méthodes sont utilisées pour la valorisation des ouvrages selon la maîtrise d'ouvrage :

- Lorsque le concessionnaire est maître d'ouvrage, le chargé d'affaires immobilise les affaires au coût réel ;
- Lorsque l'autorité concédante est maître d'ouvrage, EDF-SEI valorise et immobilise les ouvrages mis en service selon les coûts qu'il aurait subi en tant que maître d'ouvrage.

La valorisation des ouvrages mis en concession par le Sy.MEG s'effectue selon les coûts qu'EDF-SEI aurait subi en tant que maître d'ouvrage. Un outil de valorisation comptable dénommé VRG (Valorisation des Remises Gratuites) a été conçu suite à une réflexion entre Enedis et la FNCCR, pour améliorer la qualité de la valorisation des travaux réalisés sous maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante.

Le protocole d'accord relatif à la mise en œuvre d'une nouvelle procédure de valorisation par le concessionnaire

Le protocole d'accord a pris effet le 1er septembre 2009, et est conclu pour une durée probatoire de deux ans. Une commission nationale a été instituée pour le suivi de la mise en œuvre de ce nouvel outil VRG. Ce protocole a été prolongé le 13 décembre 2011.

Les seuils "d'alerte" sur les écarts en termes de valorisation

- Ce protocole définit des seuils « d'alerte » entre le coût exposé des travaux et la valorisation résultant de l'outil de valorisation qui sont définis comme suit :

Seuils d'alerte sur les écarts en termes de valorisation	
Plus ou moins 10% pour les travaux correspondants à des coûts exposés communiqués par l'autorité concédante inférieurs à 10 000 euros.	
Modifié par la prolongation du protocole VRG : $\pm 1\,000\text{ €}$	
Plus ou moins 8%, pour les travaux correspondants à des coûts exposés supérieurs ou égaux à 10 000 euros et inférieurs à 80 000 euros.	
Plus ou moins 5%, pour les travaux correspondants à des coûts exposés supérieurs ou égaux à 80 000 euros.	

Les modalités de mise en œuvre

Pour chaque ouvrage remis au concessionnaire, en complément du plan de récolement le plus précis possible, et des tableaux de pose et de dépose, l'autorité concédante maître d'ouvrage communique au concessionnaire les éléments techniques significatifs permettant d'appréhender pleinement le dossier, par l'intermédiaire d'une fiche de collecte complétée de la façon la plus exhaustive possible, avec en particulier, à titre indicatif, les coûts exposés par l'autorité concédante maître d'ouvrage (auxquels sont intégrés les frais de maîtrise d'œuvre). Cette fiche indique, notamment dans le cas des enfouissements, la nature du sol qui induit par la suite une valorisation différente.

Le concessionnaire doit théoriquement ensuite se rapprocher de l'autorité concédante lorsque la valorisation obtenue s'écarte des coûts exposés au-delà des seuils d'alerte afin d'analyser conjointement l'écart de

valorisation. Le concessionnaire informe ensuite l'autorité concédante de la valorisation retenue à la suite des échanges avec l'autorité concédante.

Ce point était toujours en cours d'amélioration au cours de l'exercice 2021.

1.1.3.3 Valorisation des ouvrages mis en concession par EDF-SEI

Lorsque le concessionnaire est maître d'ouvrage, il immobilise les ouvrages au coût réel. Ce coût réel inclut la facture présentée par l'entreprise chargée des travaux ainsi que la valorisation de la main d'œuvre interne d'EDF-SEI nécessaire au pilotage du chantier.

Dans le cas où une partie des travaux est réalisée par la collectivité ou des tiers (remise de tranchée par exemple), EDF-SEI est tenu de les immobiliser. La valorisation de ces remises gratuites est basée selon la même procédure que celle mentionnée ci-dessus.

Le canevas technique et par conséquent l'outil VRG d'EDF SEI est basé sur celui d'Enedis puisque les matériels et séries de prix sont communs aux deux entités.

Pour tenir compte des spécificités propres aux Départements d'Outre-Mer, ils sont majorés d'un coefficient tenant compte des coûts particuliers des frais de transport et de main d'œuvre.

A nouveau, il ressort du présent audit qu'il conviendrait qu'EDF-SEI actualise son canevas de coûts, ce qui devrait permettre une convergence des coûts.

1.1.3.4 Immobilisation des ouvrages

Quel que soit le maître d'ouvrage, le concessionnaire utilise deux outils (bases de données) pour décrire le patrimoine concédé :

- Un outil servant à l'exploitation technique et à la description physique des réseaux ;
- Un outil servant à la traduction comptable des ouvrages concédés.

Ainsi, les informations communiquées par le concessionnaire dans son compte-rendu annuel d'activité proviennent de :

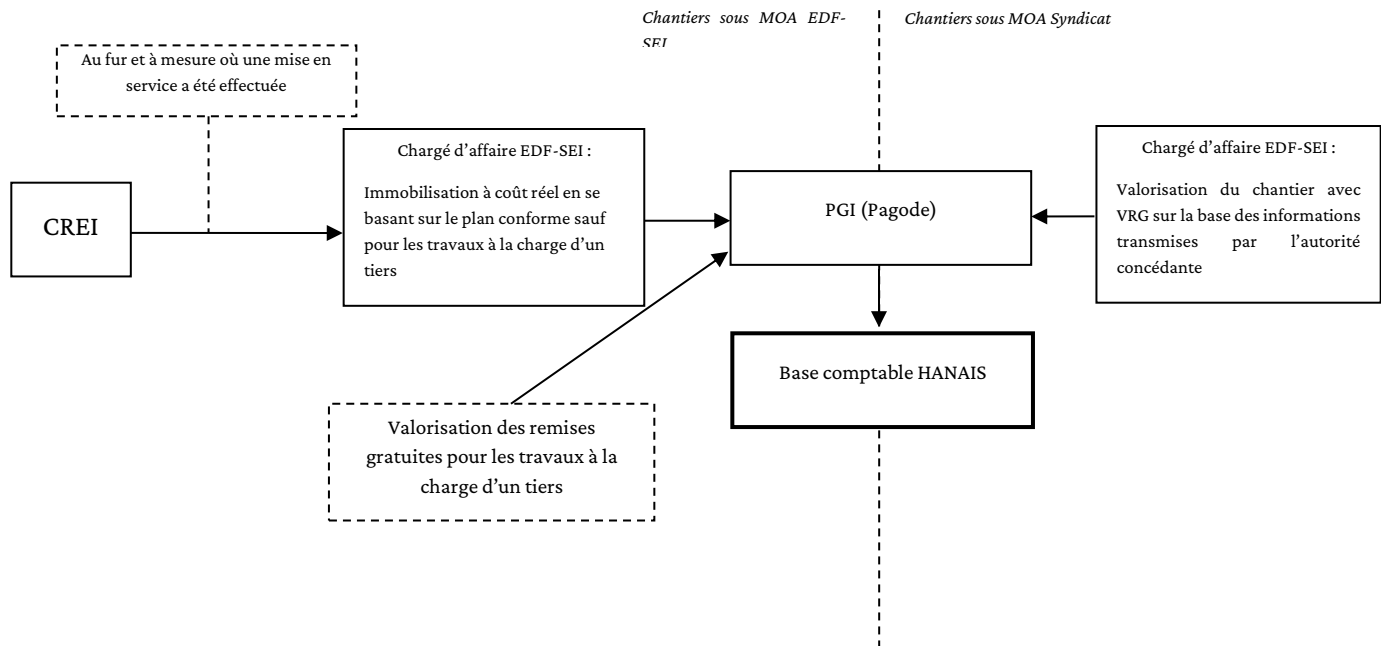
- La base de données techniques lorsqu'il s'agit de linéaires ou d'effectifs ;
- La base de données comptables lorsqu'il s'agit de valorisation du patrimoine.

Dans la pratique la procédure est la suivante :

- La gestion des chantiers est assurée par une base de suivi technique des affaires. À chaque chantier correspond un numéro d'affaire. Lorsque le chantier est considéré comme définitivement achevé et que son coût final est connu, l'affaire est close. Comme le concessionnaire immobilise au coût réel, la valeur brute de l'inventaire comptable doit être égale à la valeur indiquée sur le compte rendu d'investissement de l'affaire (CREI).
- Lorsque l'affaire est sous maîtrise d'ouvrage du syndicat, la valorisation est réalisée par le chargé d'affaires avec VRG à partir des éléments qui lui sont communiqués par l'autorité concédante.
- Une fois l'ouvrage réceptionné, les éléments techniques et comptables sont enregistrés dans les bases correspondantes.

1.1.3.5 Cas des créations d'ouvrages

Le schéma ci-dessous représente le processus de mise en immobilisation des ouvrages quelle que soit la maîtrise d'ouvrage



Pour les chantiers sous maîtrise d'ouvrage EDF-SEI :

Au fur et à mesure de la mise en service des ouvrages, le chargé d'affaire EDF-SEI immobilise les éléments du chantier au coût réel dans l'application appelée **"Pagode (PGI)"** qui déverse à son tour les montants des ouvrages dans la base comptable appelée **HANAIS**.

Dans le cas où une partie du chantier est financée par un tiers (collectivité ou un lotisseur) et remise gratuitement au concessionnaire, celle-ci est également valorisée sur la base de coûts estimés.

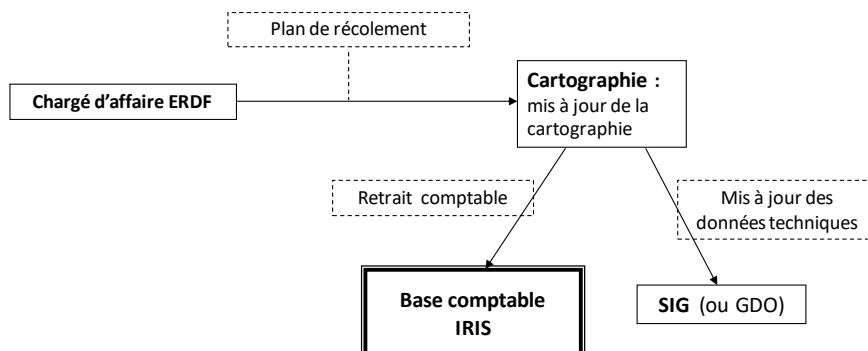
Pour les chantiers sous maîtrise d'ouvrage du concédant :

Pour les chantiers sous maîtrise d'ouvrage du concédant, le concessionnaire valorise avec VRG et inscrit la valeur comptable dans l'inventaire.

1.1.3.6 Cas des déposes des ouvrages

Concernant les déposes des ouvrages, la même procédure est utilisée quel que soit la maîtrise d'ouvrage.

La dépose des ouvrages est assurée par le service "Cartographie". A partir d'un plan de récolement envoyé par le chargé d'affaire EDF-SEI, le cartographe procède à la suppression du tronçon dans la base cartographique mettant à jour, à son tour, l'outil technique et l'outil comptable.



1.1.3.7 Comparaison entre les coûts réels du Sy.MEG et les valorisations du concessionnaire (VRG)

Le concessionnaire immobilise les ouvrages réalisés sous maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante grâce à l'outil VRG (Valorisation des Remises Gratuites) issu du protocole d'accord entre la FNCCR et Enedis.

Ainsi, l'analyse qui suit a consisté à comparer les montants valorisés par EDF-SEI (issus des restitutions VRG d'EDF-SEI) et les montants du coût réel de l'affaire (issus des fiches collectes et des fichiers de suivi d'affaire du Sy.MEG).

A noter que, selon EDF-SEI, la fiabilisation du processus de valorisation et d'immobilisation des remises gratuites se poursuit sur 2021.

Le tableau suivant compare, pour chacun des 7 dossiers analysés (7 et non 10, deux affaires étant « multi tranches » côté Sy.MEG et donc non comparables avec la valorisation d'EDF-SEI et une affaire n'étant pas totalement finalisée lors de l'audit sur site), le montant valorisé par l'outil VRG du concessionnaire avec le coût du chantier pour le Sy.MEG (**hors coûts internes de maîtrise d'ouvrage**).

Tableau récapitulatif des écarts de valorisation des 7 chantiers de l'échantillon sous MOA Sy.MEG

Ref AEC	Ref EDF-SEI	Ref Sy.MEG	Libellé de l'affaire	Insee	Montant valorisé par EDF-SEI	Dépenses réelles du Sy.MEG	Ecart de valorisation	Ecart en %age	Seuil à respecter	Respect du seuil
4	D745/010335	1706-MOU.04-ER	ER/SML/EXT BTA ZEVALLOS - GANGA Pascal	97117	14 293 €	20 628 €	-6 335 €	-31%	8%	non
5	D745/012460	1909LAM03-ER	ER-DRA-1909LAM03-ER NYUIADZI Yamo	97115	22 356 €	41 093 €	-18 737 €	-46%	8%	non
6	D745/013116	2007GOY04-ER	2007GOY04-ER La SPHLM	97114	41 952 €	62 513 €	-20 561 €	-33%	8%	non
7	D745/013219	2010GOS02	2010GOS02-ER LA MAIRIE DU GOSIER	97113	11 879 €	16 522 €	-4 643 €	-28%	8%	non
8	D745/013843	2102PBO07-ER	2102PBO07-ER FAVRY, DUCHAMP, VEROT Nicolas	97118	8 308 €	6 693 €	1 615 €	24%	1 000 €	non
9	D745/013889	1704MAL05-ER	1704MAL05-ER BARTEBIN Corine	97116	13 058 €	11 663 €	1 395 €	12%	8%	non
10	D745/013945	1705BMA03-ER	1705BMA03-ER AUGUSTY Aisha	97103	7 679 €	7 107 €	572 €	8%	1 000 €	oui
					119 525 €	166 220 €	-46 695 €	-28%		

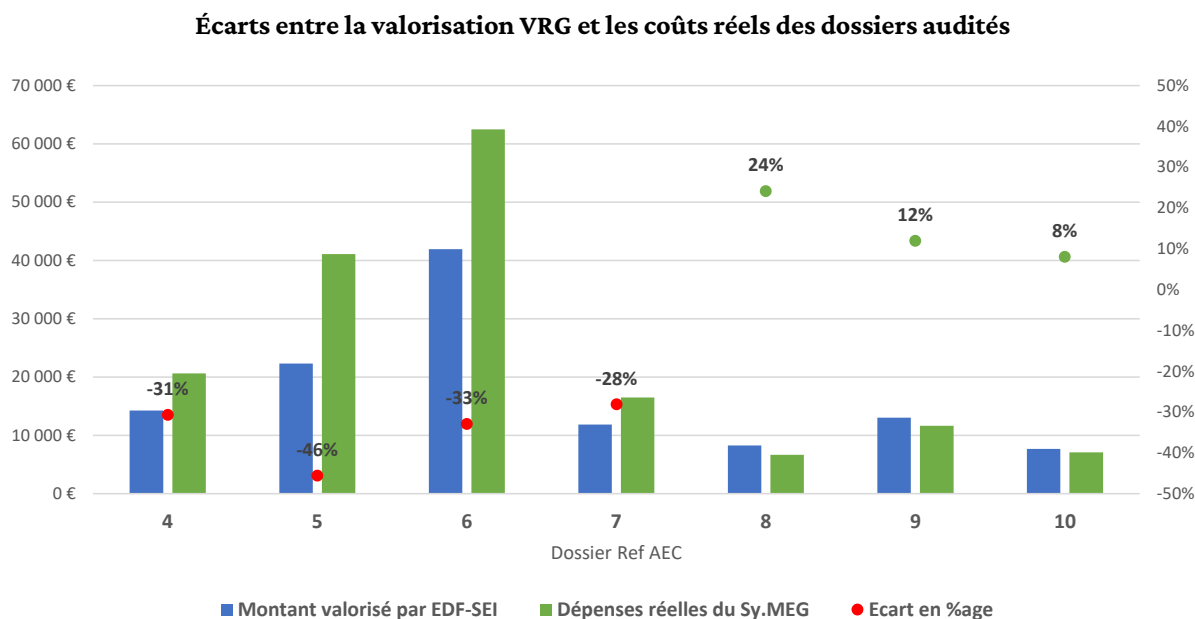
Le tableau précédent permet d'observer que sur les 7 affaires clôturées pour le Sy.MEG et pour lesquelles EDF-SEI a communiqué les éléments de valorisation, 4 présentent une sous-valorisation.

Sur les 7 chantiers de l'échantillon qui ont pu être analysés, le montant total des valeurs issues des fiches de la valorisation du concessionnaire est 28% inférieur au coût réel des ouvrages (166 k€ dépensés par le Sy.MEG valorisés à 120 k€ par EDF-SEI). D'où un écart global de 47 k€ entre les deux montants dans le sens d'une sous-valorisation.

Lors du contrôle précédent similaire, portant sur l'exercice 2018, cet écart s'élevait à 8% également dans le sens d'une sous-valorisation (16% également dans le sens d'une sous-valorisation en 2016, 37% dans le sens d'une sous-valorisation sur 2016, 21% dans le sens d'une sous-valorisation sur 2015, 27% également dans le sens d'une sous-valorisation sur 2014, 37% dans le sens d'une sous-valorisation en 2013).

Les résultats de l'exercice 2021 sont donc en dégradation en comparaison de ce qui avait été constaté lors du dernier audit similaire portant sur 2018.

Le graphique suivant illustre les écarts absolus (en €) et en valeur relative (en %) :



Pourtant, selon le protocole d'accord relatif à la mise en œuvre de la nouvelle procédure de valorisation par le concessionnaire, les seuils d'alerte sur les écarts en termes de valorisation seraient dépassés pour 6 affaires sur les 7 qui ont été analysées.

Seuils d'alerte sur les écarts en termes de valorisation

Plus ou moins 10% pour les travaux correspondants à des coûts exposés communiqués par l'autorité concédante inférieurs à 10 000 euros.

Modifié par la prolongation du protocole VRG : $\pm 1\,000\text{ €}$

Plus ou moins 8%, pour les travaux correspondants à des coûts exposés supérieurs ou égaux à 10 000 euros et inférieurs à 80 000 euros.

Plus ou moins 5%, pour les travaux correspondants à des coûts exposés supérieurs ou égaux à 80 000 euros.

A noter que, contrairement aux contrôles précédents, les montants *in fine* immobilisés par EDF-SEI correspondent systématiquement à ceux valorisés par le biais de l'outil VRG, ce qui est un progrès.

Lors des contrôles précédents, dans certains cas, les coûts des ouvrages non localisés (les mutations de transformateurs et les branchements notamment) n'apparaissaient pas dans les états comptables d'immobilisation d'EDF-SEI (restitutions HANAIS).

A l'issue des contrôles précédents, EDF-SEI avait apporté un certain nombre d'éclaircissements sur l'origine de ces écarts, qui restent valables cette année :

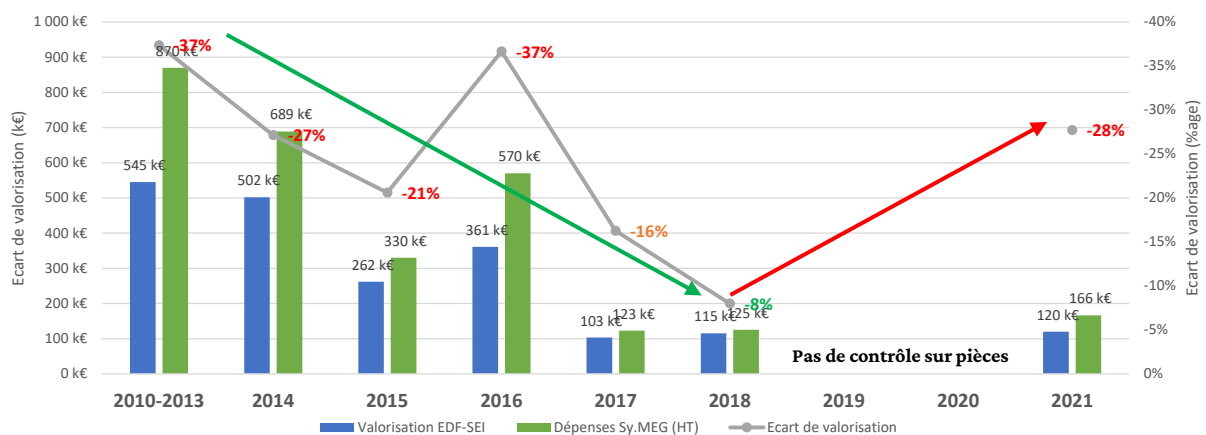
« Le canevas technique et par conséquent l'outil VRG d'EDF-SEI, sont basés sur celui d'Enedis puisque les matériels et séries de prix sont communs aux deux entités.

Pour tenir compte des spécificités propres aux Départements d'Outre-Mer, ils sont majorés d'un coefficient tenant compte des coûts particuliers des frais de transport et de main d'œuvre.

Ce canevas avait pourtant été remis à jour en 2013, ce qui devrait permettre une convergence des coûts.

Toutefois, comme l'illustre le graphique *infra*, il a été constaté sur 2021 une nette dégradation de la tendance à l'amélioration qui s'était amorcée depuis les contrôles successifs menés par le Sy.MEG et qui s'était traduit sur 2010-2018 à une réduction des écarts de valorisation.

Evolution de l'écart de valorisation en fonction du millésime de l'échantillon contrôlé durant les contrôles successifs menés par le Sy.MEG



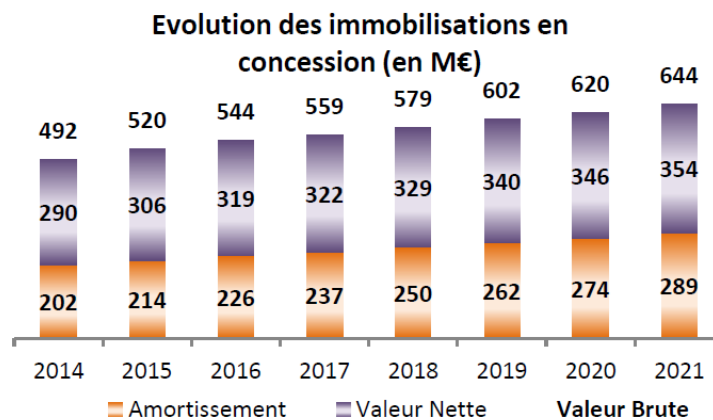
S'agissant de l'analyse d'un échantillon de dossiers de VRG, les résultats de l'exercice 2021 sont donc en dégradation en comparaison de ce qui avait été constaté lors du dernier audit similaire portant sur 2018 (28% d'écart dans le sens d'une sous-valorisation relevé en 2021 contre à peine 8% en 2018).

Toutefois, comme déjà évoqué *supra*, aux dires d'EDF-SEI, le barème VRG utilisé pour la valorisation des ouvrages réalisés sous maîtrise d'ouvrage du concédant (non transmis par EDF-SEI malgré plusieurs demandes) ne prend pas en compte l'inflation : EDF-SEI a soumis à la CRE une mise à jour de son barème : le barème utilisé pour la valorisation des ouvrages réalisés sous maîtrise d'ouvrage du concédant sera actualisé (EDF-SEI n'a pas précisé à quelle échéance).

A noter également que les dépenses du Sy.MEG affichées ici s'entendent hors frais de MOA interne alors que la valorisation d'EDF-SEI des affaires sous MOA Sy.MEG les intègre a priori, sans qu'EDF-SEI n'en ait précisé les modalités et les taux exacts.

1.1.4. Evolution du patrimoine concédé

Entre 2020 et 2021, la valeur brute a progressé de +3,8% (+2,9% entre 2019 et 2020), soit +23,8 M€ (+17,6 M€ entre 2019 et 2020), passant de 620 M€ à 644 M€.



Les comptages, portés par le déploiement en masse des compteurs numériques, portent une partie significative de cette hausse (4,0 M€ de mise en service comptable en valeur brute). Les réseaux HTA et BT souterrains contribuent également à une partie importante de cette hausse (respectivement +5,0 M€ et +3,9 M€ de valeur brute par rapport à l'exercice précédent).

A souligner également un fort « apport EDF » en 2021 concernant les « autres bien localisés », se montant à 3,1 M€, ce qui est significatif. Une analyse détaillée des requêtes comptables transmises dans le cadre du contrôle a fait ressortir que cela correspondait notamment à des « aménagements d'installations techniques », réparties sur l'ensemble des communes du territoire de la Guadeloupe et correspondant à des millésimes de mise en service comptable s'étalant sur les dernières années (l'essentiel correspondant tout de même à une mise en service comptable en 2021).

Il conviendrait d'interroger EDF-SEI sur ce point.

2. L'amortissement et la dépréciation des ouvrages

2.1 Les principes comptables d'amortissement

La valeur nette comptable des ouvrages correspond à leur valeur brute diminuée des amortissements cumulés et des dépréciations. Selon le Plan comptable général (article 322), « *l'amortissement d'un actif est la répartition systématique de son montant amortissable en fonction de son utilisation.* »

Selon les principes du Plan comptable général (article 393) :

- Pour les ouvrages que le concessionnaire n'a pas financé, il n'est tenu de les amortir (c'est-à-dire passer une dotation d'amortissement en charge) que lorsqu'il existe une obligation contractuelle d'amortir pour le compte du concédant. La constitution d'amortissements sur les ouvrages financés par le concédant crée ainsi une dette du concessionnaire vis-à-vis du concédant, dont la traduction comptable est la constatation de droits du concédant exigibles en espèce (compte 170) ;
- Lorsqu'il n'existe pas d'obligation d'amortir pour le compte du concédant précisé dans le contrat, la valeur nette des ouvrages doit être dépréciée, mais sans générer de dotations aux amortissements inscrites dans les charges du concessionnaire.

En application de l'article 10 du cahier des charges de concession, le concessionnaire est, dès lors, tenu d'amortir les ouvrages qu'il a financés et les ouvrages qui ont été financés par la collectivité. Toutefois, malgré l'obligation d'amortir les ouvrages financés par le concédant, le concessionnaire n'amortit pas la totalité des ouvrages mis en concession par l'autorité organisatrice. Le tableau suivant récapitule la manière d'amortir d'EDF-SEI.

Charges par type de bien	Amortissement industriel financement EDF-SEI	Amortissement industriel financement concédant
Biens non renouvelables par nature (immeubles, véhicules...)	OUI	NON
Biens renouvelables non ER*	OUI sur durée vie ouvrage	OUI sur durée vie ouvrage
Certains biens renouvelables ER*	OUI sur durée vie ouvrage	NON

* Biens ER = postes HTA / BT et canalisations BT situés dans les communes relevant du régime d'électrification rurale.

EDF-SEI amortit donc ses financements quelle que soit la nature des ouvrages mais il n'amortit que partiellement les financements « concédant » (exception des réseaux BT et postes HTA/BT situés en zone ER). Cela conduit donc à avoir des ouvrages pour lesquels aucun amortissement n'est constitué et, incidemment, à réduire la dette du concessionnaire vis-à-vis de l'autorité organisatrice. En revanche, la valeur nette de ces ouvrages est dépréciée dans l'inventaire. **EDF-SEI ne respecte donc pas le cahier des charges de concession.**

Toutefois, selon le concessionnaire, il ne constitue pas d'amortissement sur ces ouvrages dans la mesure où il a constaté que les renouvellements des ouvrages situés en zone rurale n'étaient réalisés qu'à hauteur de 20% par lui-même, ce qui d'un point de vue fiscal pourrait lui être reproché (idem qu'en métropole avec Enedis).

Cela a notamment pour effet de défavoriser le concédant dans le calcul du solde des dettes et créances réciproques (cf. analyse du ticket de sortie effectuée *infra*).

2.2 Les durées d'amortissement des ouvrages

La durée d'amortissement est définie par le concessionnaire et celle-ci dépend directement de la nature des ouvrages à fin 2021 :

Ouvrages	Durées (ans)
Réseau HTA	40
Sauf réseau immergé	25
Réseau BT	40
Postes HTA/BT	
Bâtiment de poste	45
Appareillage poste maçonné	30
Appareillage poste préfabriqué	30
H61	30
Compteurs	
Mis en service avant 1995	30
BT < 36 kVA mis en service après 1995	20
BT > 36 kVA et HTA mis en service après 1995	25
Branchements	40
Transformateurs	30

A noter qu'en métropole, Enedis a procédé à un allongement de la durée de vie comptable de certaines typologies d'ouvrages, et notamment :

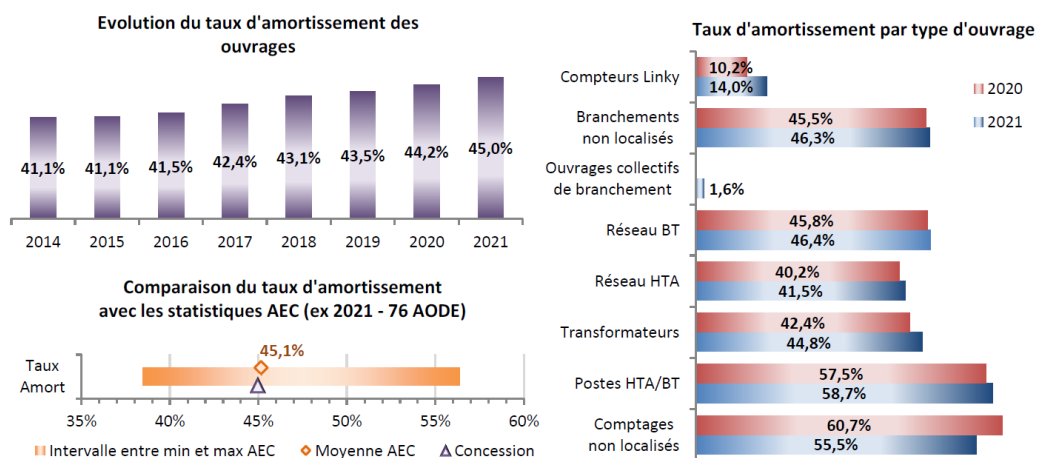
- Le réseaux BT torsadés dont la durée de vie comptable est passée de 40 à 50 ans en 2011 ;
- Les transformateurs HTA/BT dont la durée de vie comptable est passée de 30 à 40 ans en 2012 ;
- Les colonnes montantes dont la durée de vie comptable est passée de 40 à 60 ans au 31/12/2019.

Cela n'a pas été le cas à ce jour chez EDF-SEI.

2.3 L'amortissement des ouvrages dans l'inventaire

A l'exception des terrains, l'ensemble des ouvrages concédés localisés et non localisés sont dépréciés dans l'inventaire comptable. Pour la première année, **à partir des éléments disponibles, il a été possible de vérifier le niveau des amortissements des financements « concessionnaire » et ceux des financements « concédant » et de recalculer le montant des dotations.**

La valeur nette des ouvrages concédés s'élève à 354 M€ à fin 2021. La dépréciation des ouvrages est faite sur l'ensemble des ouvrages amortissables. Le taux d'amortissement des ouvrages, c'est-à-dire le rapport du montant des dépréciations sur la valeur brute, est le plus élevé pour les postes HTA/BT, les comptages (hors compteurs numériques) et les réseaux BT aériens nus. Au niveau de la concession le taux est estimé à 45,0% à fin 2021, (44,2% à fin 2020) valeur au niveau de la moyenne des observations de l'AEC (45,1% en 2020).



Par rapport aux pratiques d'EDF-SEI de ne pas amortir les ouvrages ER (réseaux BT et postes HTA/BT), l'amortissement du financement concédant serait au maximum équivalent à la valeur de la dépréciation présentée dans l'inventaire patrimonial des ouvrages localisés sur les communes ER, soit près de 72 M€ à fin 2021 (montant des amortissements de dépréciation affiché par EDF-SEI sur les réseaux BT et les postes HTA/BT sur les communes ER, financement concédant et concessionnaire).

Il ne s'agit donc que d'une valeur maximale théorique puisque le concessionnaire amortit son financement en zone rurale. Cela diminuerait d'autant la dette de la collectivité enregistrée dans les droits du concédant (cf. *infra*).

3. Les provisions pour renouvellement

3.1 Principes généraux de constitution des provisions pour renouvellement

L'article 10 du cahier des charges de concession définit les obligations du concessionnaire en matière de renouvellement :

« Ainsi, les travaux de maintenance, y compris (...) ceux de renouvellement, nécessaires au maintien du réseau en bon état de fonctionnement (...), seront financés par le concessionnaire. (...) »

En vue de pourvoir au financement des travaux de renouvellement de l'ensemble des biens concédés, (...) et devant faire l'objet d'un renouvellement avant ou après le terme normal de la concession, le concessionnaire sera tenu de pratiquer des amortissements industriels et de constituer des provisions pour renouvellement prenant en considération le coût de remplacement des immobilisations concernées. »

Les provisions pour renouvellement sont constituées seulement pour les biens renouvelables avant le terme de la concession. L'article 36 de la loi du 9 août 2004⁴, qui prime sur le contrat de concession, est venue dispenser le concessionnaire de constituer des provisions pour charges futures de renouvellement à partir du 1^{er} janvier 2005, mettant ainsi fin à une exception dans le paysage des délégations de service public. Ainsi, cette disposition législative a modifié le calcul et le périmètre sur lequel le concessionnaire doit constituer des provisions pour renouvellement. Ainsi, l'article 36 §4 dispose : **« Nonobstant les éventuelles clauses contraires des contrats de concession, Electricité de France et les distributeurs non nationalisés mentionnés à l'article 23 de la loi no 46-628 du 8 avril 1946 précitée, concessionnaires de la distribution publique d'électricité, ne sont tenus, au cours et à l'issue des contrats, vis-à-vis de l'autorité concédante, à aucune obligation financière liée aux provisions pour renouvellement des ouvrages dont l'échéance de renouvellement est postérieure au terme normal du contrat de concession en cours. »**

Les provisions pour renouvellement complètent l'amortissement industriel et elles sont assises sur la différence entre l'amortissement de la valeur de remplacement et l'amortissement de la valeur brute des biens, pour les seuls biens renouvelables avant le terme de la concession. Le calcul se base sur la période correspondant à la durée théorique d'utilisation du bien. **Les provisions pour renouvellement n'ont pas pour but de financer entièrement le renouvellement d'un ouvrage, mais de couvrir la différence entre la valeur d'origine du bien et son coût futur de remplacement à l'identique.** Les provisions ne peuvent être utilisées que pour renouveler l'ouvrage pour lequel elles ont été constituées, ou bien peuvent être reprises au résultat du concessionnaire si elles deviennent sans objet (dépose de l'ouvrage sans remplacement par exemple).

Les provisions sont disponibles tant que l'ouvrage fait partie des immobilisations. Si le concessionnaire renouvelle l'ouvrage, les provisions sont utilisées. **Si le concessionnaire ne renouvelle pas l'ouvrage (abandon) ou si la dépense du renouvellement est inférieure à la valeur de remplacement servant de base de calcul, les provisions sont reprises au résultat.**

La dotation annuelle aux provisions vient diminuer le résultat et constitue une dette potentielle du concessionnaire envers le concédant inscrite au passif de la concession.

⁴ Loi n° 2004-803 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières.

3.2 Rappel des spécificités comptables des provisions pour renouvellement sur le territoire de Guadeloupe

Les contrôles précédents ont soulevés un certain nombre d'interrogations concernant les provisions pour renouvellement, et notamment concernant le stock de provisions pour renouvellement à fin 2007 antérieurement constitué : l'analyse détaillée ouvrage par ouvrage du stock de provisions pour renouvellement constituées à fin 2013 avait alors montré que la dotation n'avait été effective qu'à partir de 2008, soit une reprise *a priori* du total des provisions antérieurement constituées à fin 2007.

Il avait été à l'époque demandé des éclaircissements précis à EDF-SEI concernant ce constat ainsi que des explications sur l'impact de la signature du nouveau contrat de concession sur les provisions constituées durant la période couverte par le contrat précédent, et notamment sur le devenir des anciennes provisions.

EDF-SEI avait toutefois indiqué que le précédent contrat de concession ne prévoyait pas de constitution du stock de provision pour renouvellement.

Des éclaircissements complémentaires détaillés ont été apportés à ce sujet au cours d'un contrôle précédent en 2015 et portant sur l'exercice 2014 et sont rappelés *infra*.

3.2.1. Rappel historique sur le contexte des provisions pour renouvellement sur le territoire de Guadeloupe

Le contrat de concession pour la distribution et la fourniture d'électricité a été signé avec le Sy.MEG en 2008.

Le précédent contrat portait sur la distribution d'électricité aux services publics et au public de l'électricité dans le département de la Guadeloupe.

Il avait à l'époque été signé le 15 février 1955 avec l'État, autorité concédante pour une durée de 50 ans. L'article 5bis du contrat indique que "*sont à la charge du concessionnaire les travaux d'entretien et de renouvellement nécessaires au maintien du réseau en bon état de fonctionnement*" et ne comporte pas d'autres obligations.

L'article 36-IV de la loi n° du 9 août 2004 a supprimé pour les concessionnaires de la distribution publique d'électricité toute obligation financière liée aux provisions pour renouvellement des ouvrages dont l'échéance de renouvellement est postérieure au terme normal du contrat de concession en cours.

Le contrat de 1955 s'étant achevé en 2005, EDF-SEI n'a pas constitué de provisions pour renouvellement pour les biens dont l'échéance de renouvellement était postérieure à 2005. Pour autant, EDF-SEI a assuré la continuité du service public et a effectué et financé les travaux de renouvellements.

Le nouveau contrat a été signé en 2008 selon le modèle de cahier des charges de concession de 1992, mis à jour en 2007.

Pour les biens dont la date de renouvellement étant postérieure au terme de l'ancien contrat et qui se situe avant le terme normal du nouveau contrat, il convient à la fois de respecter l'article 10 (cf. *supra*) et de tirer les conséquences de la loi de 2004. Ainsi, reconstituer intégralement la provision à la date de signature du nouveau contrat irait nécessairement à l'encontre de la volonté du législateur.

L'article 10 indique que le concessionnaire est tenu de pratiquer des amortissements industriels et des provisions pour renouvellement prenant en considération la valeur de remplacement des immobilisations concernées (cf. *supra*).

EDF-SEI a indiqué suite au contrôle de concession réalisé en 2015 sur l'exercice 2014 qu'il n'est aucunement spécifié que la somme cumulée des amortissements industriels et des provisions comptabilisées sur la période d'exécution du présent contrat doit correspondre à la valeur de remplacement du bien concerné.

Une telle disposition reviendrait, en cas de changement de concessionnaire, à ce que le nouveau

concessionnaire procède à des amortissements comptabilisés par son prédécesseur sur la période antérieure au contrat, ou à des provisions pour les mêmes montants.

La constitution de la provision pour renouvellement ne peut être envisagée indépendamment de la période d'exploitation relative au contrat, ni du niveau de recettes tarifaires sur cette même période.

Ainsi les modalités retenues pour le niveau de provision prennent en compte la valeur de remplacement du bien et sont cohérentes avec les amortissements comptabilisés sur la période dans la mesure où les provisions couvrent l'écart de revalorisation sur la période du contrat.

Indépendamment du niveau de provision, EDF-SEI effectue et finance les travaux de renouvellement.

3.2.2. Précisions sur les mouvements comptables opérés entre 2007 et la date de signature du nouveau contrat

Le cahier des charges de la délégation aux services publics qui liait l'État et EDF depuis la nationalisation de la production et de la distribution d'électricité en Guadeloupe en 1975 ne prévoyait pas de constitution de provision pour renouvellement et par conséquent de valeur de renouvellement. Ce cahier des charges prévoyait une remise des ouvrages en état normal d'entretien.

La gestion des immobilisations était néanmoins réalisée dans le système de gestion d'EDF SA adapté à la constitution de provisions pour renouvellement (ou de charges futures).

Au 31/12/2005, date d'échéance de la DSP, il a été décidé de figer les calculs de valeurs de remplacement et de dotations à la provision pour renouvellement (les valeurs ont été conservées en l'état).

Les biens construits entre la fin de l'ancien cahier des charges et le nouveau n'ouvrent pas droit fiscalement à la déductibilité des provisions pour renouvellement.

Suite à la signature du cahier des charges entre le SIEG (Syndicat Intercommunal d'Electricité de Guadeloupe) et EDF S.A. le 26 janvier 2008 pour une durée de 30 ans, puis son extension à l'ensemble des communes de Guadeloupe en Juin 2008⁵, EDF a engagé une réflexion pour mettre en œuvre la provision pour renouvellement pour les ouvrages dont la fin de vie est antérieure à la fin du nouveau contrat, et ce sans reconstituer les provisions antérieures à la signature puisqu'aux termes du contrat DSP, EDF n'avait pas d'obligation contractuelle de constituer des PR.

Compte tenu d'une part de la variabilité des situations des ouvrages construits (antérieurs à la nationalisation) et d'autre part de la nécessité d'établir une situation conforme à la déductibilité fiscale des provisions, il a été décidé de :

- Redresser les classifications d'ouvrages en anomalie (éléments de production classés en DP) ;
- Prendre en compte le traitement différencié pour Saint Barthélemy et Saint Martin auparavant incluses dans le département de la Guadeloupe ;
- **Prendre comme valeur d'origine du calcul des provisions, la valeur de renouvellement au 31/12/2007 pour les biens dont la date de début d'amortissement était antérieure à 2007.**

Les modalités de détermination des provisions pour renouvellement en fonction des dates de mise en service et des dates de renouvellement sont présentées dans le tableau suivant.

⁵ Hors Saint Barthélemy et Saint Martin.

Synthèse du traitement du stock de provisions pour renouvellement et des dotations aux provisions en fonction des dates de mise en service et des dates de fin d'amortissement

Date de début d'amortissement	Date de renouvellement (DR) = date de fin d'amortissement	Assiette de calcul de la provision pour renouvellement	Stock de provision pour renouvellement	Dotation à la provision pour renouvellement en 2008	Dotation à la provision pour renouvellement en 2009 et au-delà
	≤ 12.2005	Non modifiée VR "fin de vie" - VB	Valeur maintenue	Non (bien totalement amorti)	Non (bien totalement amorti)
	≤ 12.2007	Nulle (VRN (a) - VR2007)	Néant	Non (du fait d'une assiette nulle)	Non (bien totalement amorti)
≤ 12.2007	01.2008 ≤ DR ≤ 12.2008	Nulle (VRN - VR 2007 avec l'hypothèse que VRN = VR2007)	Néant	Non (du fait d'une assiette nulle)	Non
≤ 12.2007	01.2009 ≤ DR ≤ 01.2038	VRN - VR2007	Néant	Oui	Oui
≤ 12.2007	02.2038 ≤ DR	VRN - VR2007	Néant	Non	Non
≥ 01.2008	01.2009 ≤ DR ≤ 01.2038	VRN - VB (b)	Néant	Oui	Oui
≥ 01.2008	02.2038 ≤ DR	VRN - VB (b)	Néant	Non	Non

(a) la VR de démarrage est la VR 2007. Le bien étant totalement amorti en 2008, la VR de N-1 n'est pas revalorisée. L'assiette est nulle

(b) la valeur brute d'origine (VB) peut être considérée comme une valeur de remplacement de l'année de mise en service.

De fait il s'agit d'une VR postérieure à la VR2007

L'écrasante majorité des provisions pour renouvellement constituées concerne des ouvrages construits avant 2008 et dont la date de renouvellement est comprise entre 2009 et 2037 (6,3 M€ sur 6,8 M€, cf. histogramme *supra* partie « bleu »).

A noter que, depuis 2008, pour cette classe d'ouvrages renouvelables, l'assiette de calcul de la dotation à la provision pour renouvellement n'est pas égale au différentiel entre valeur de remplacement de l'année et valeur brute d'origine (VR-VB), comme cela été le cas avant la signature du nouveau contrat et comme c'est le cas par ailleurs en métropole, mais correspond au différentiel entre la valeur de remplacement de l'année de calcul de la dotation et la valeur de remplacement de 2007 (cf. tableau de synthèse des provisions pour renouvellement *supra*). Cela vient donc minorer de façon significative le stock de provisions pour renouvellement étant donné que depuis 2008 la dotation aux provisions annuelle sur cette classe d'ouvrage est moindre, puisqu'elle est assise sur un différentiel « VR-VR2007 » inférieur au différentiel « VR-VB d'origine », en partant de l'hypothèse que, globalement, les valeurs de remplacement de 2007 sont supérieures aux valeurs brutes d'origine des ouvrages construits antérieurement à 2007.

Il pourrait être intéressant à l'avenir de quantifier cette moindre dotation, qui impacte directement la valeur du ticket de sortie de façon défavorable pour la Collectivité ;

A noter également que les provisions pour renouvellement constituées sur les ouvrages dont la date de renouvellement était antérieure au millésime 2008 ont été figées (cf. histogramme *supra* partie « verte ») à leur valeur à fin 2005.

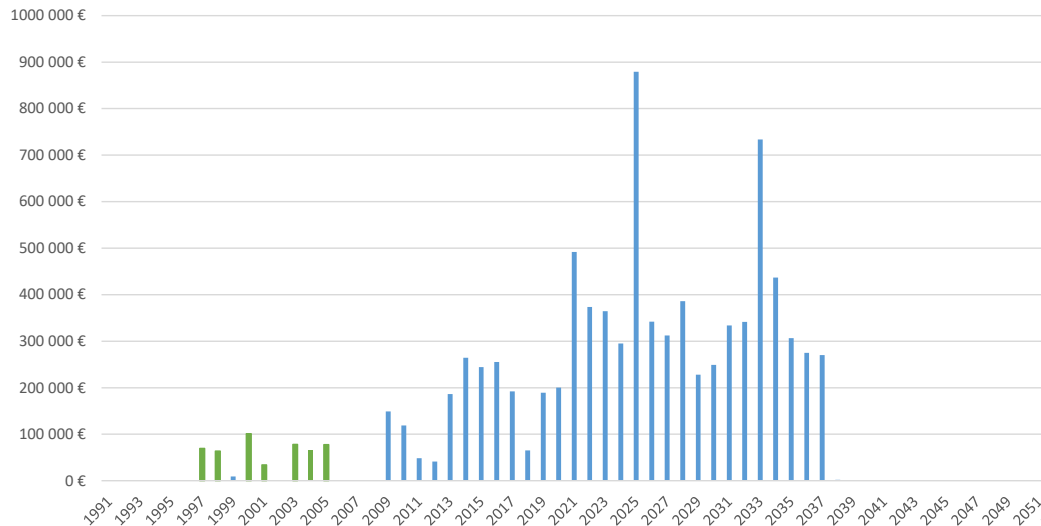
Le relativement faible niveau du stock de ces provisions s'explique par le fait qu'elles ont à l'époque été dotées avec une hypothèse de fin de contrat à 2005 et sont donc ainsi figées depuis 10 ans.

En outre, plus aucune provision entre les millésimes 2006 et 2008, sur un temps correspondant à la période comprise entre la date d'échéance de l'ancienne DSP et le début du nouveau contrat).

Afin de corroborer ces éléments comptables, les histogrammes précisant le stock de provision pour renouvellement en fonction de la date de fin d'amortissement, selon que les ouvrages datent d'avant ou d'après le 31/12/2007, sont indiqués *infra* (avec les mêmes codes-couleurs que le tableau *supra*) :

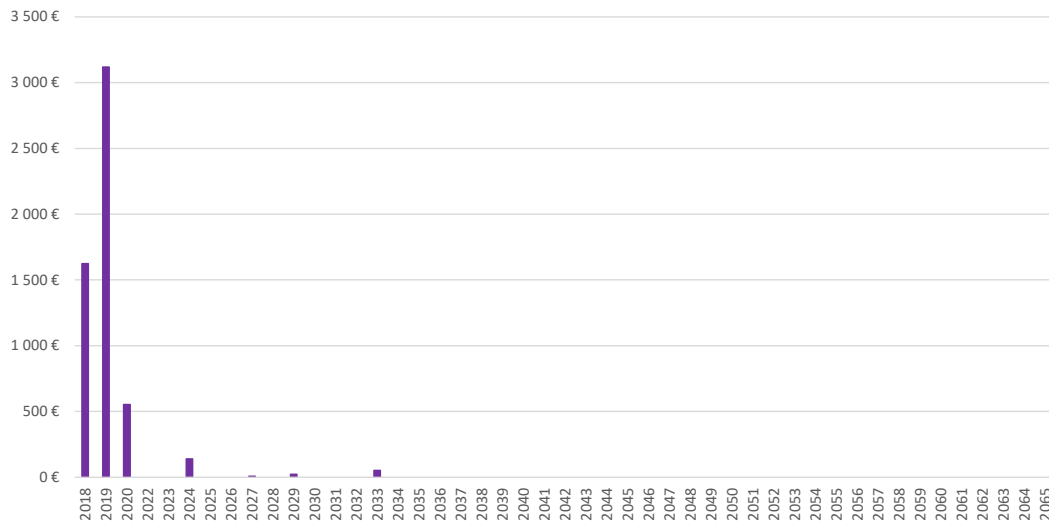
**Provisions pour renouvellement constituées pour les ouvrages construits avant le 31/12/2007
en fonction du millésime de renouvellement**

Source : inventaire comptable à fin 2021



**Provisions pour renouvellement constituées pour les ouvrages construits après le 01/01/2008
en fonction du millésime de renouvellement**

Source : inventaire comptable à fin 2021

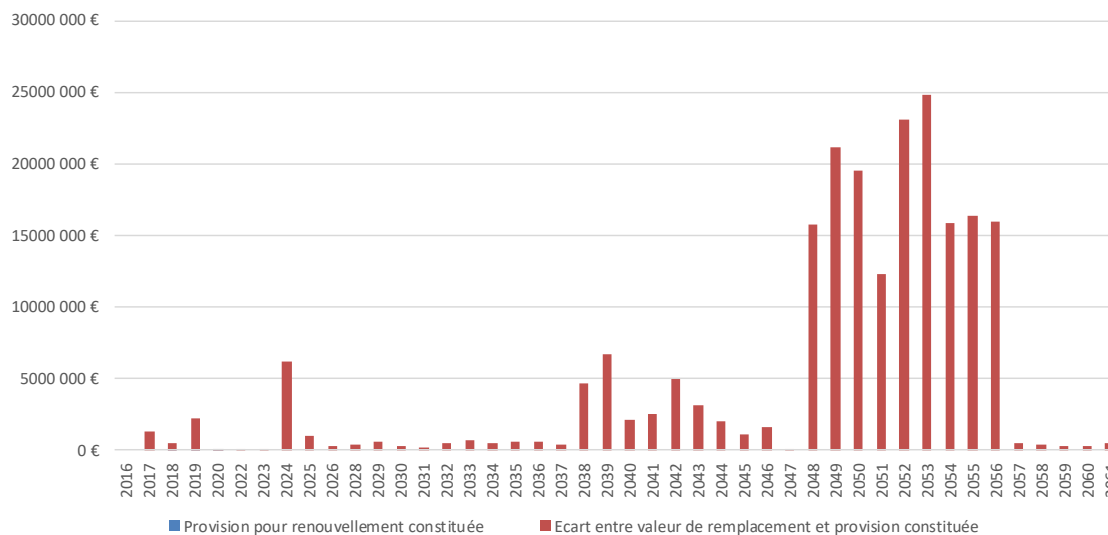


Le stock de provisions pour renouvellement constituées sur les ouvrages construits après le 01/01/2008 est très faible (6 k€) et cela compte tenu du fait que peu d'ouvrage ont une durée de vie comptable inférieure à 30 ans amenant à une date de renouvellement postérieure à 2038 (cela correspond dans ce cas précis à des organes de téléconduite dont la durée de vie comptable est de 10 ans).

A noter que ce niveau de provisionnement ne couvre **absolument pas** la différence VR-VB, comme l'illustre le graphique suivant (l'effet d'échelle rend « invisible » le niveau des provisions) :

**Provisions pour renouvellement constituées pour les ouvrages construits après le 01/01/2008 et écart
entre valeur de remplacement et provision
en fonction du millésime de renouvellement**

Source : inventaire comptable à fin 2021



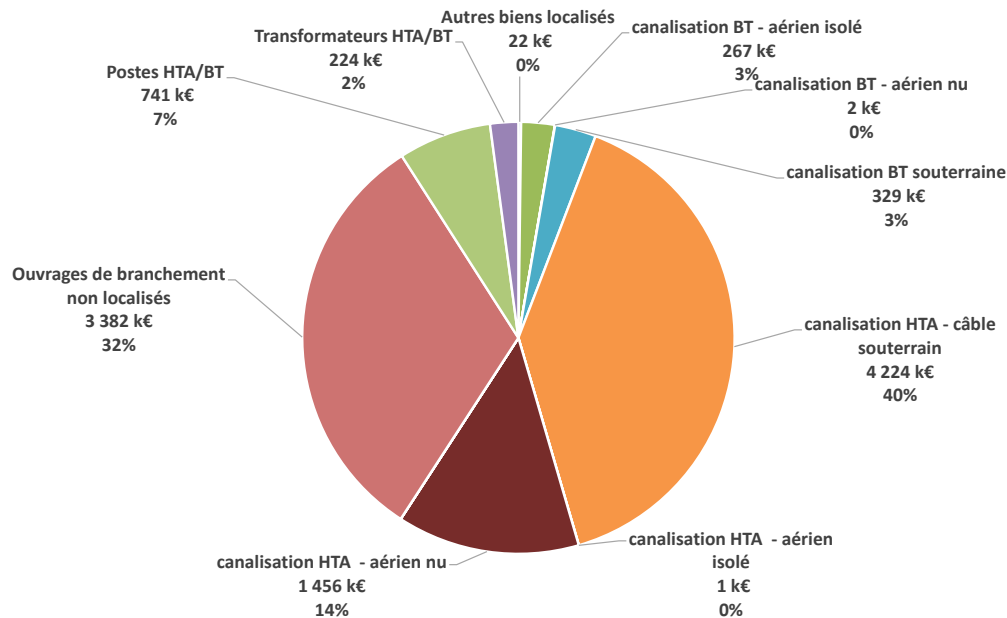
Stock de provision pour renouvellement à fin 2021

Date de renouvellement = date de fin d'amortissement	Ouvrages mis en service jusqu'au 31/12/2007	Ouvrages mis en service à partir du 01/01/2008
1991	0 €	0 €
1992	0 €	0 €
1993	0 €	0 €
1994	0 €	0 €
1995	0 €	0 €
1996	1 373 €	0 €
1997	69 571 €	0 €
1998	63 654 €	0 €
1999	11 736 €	0 €
2000	101 376 €	0 €
2001	34 097 €	0 €
2002	0 €	0 €
2003	78 035 €	0 €
2004	71 177 €	0 €
2005	83 250 €	0 €
2006	0 €	0 €
2007	0 €	0 €
2008	0 €	0 €
2009	153 936 €	0 €
2010	124 108 €	0 €
2011	55 610 €	0 €
2012	56 378 €	0 €
2013	195 810 €	0 €
2014	278 264 €	0 €
2015	267 182 €	0 €
2016	271 397 €	0 €
2017	321 973 €	0 €
2018	203 701 €	1 353 €
2019	266 037 €	1 568 €
2020	268 051 €	195 €
2021	325 686 €	0 €
2022	246 679 €	0 €
2023	239 357 €	0 €
2024	195 036 €	0 €
2025	574 956 €	0 €
2026	224 470 €	0 €
2027	203 140 €	0 €
2028	258 981 €	0 €
2029	148 889 €	0 €
2030	160 969 €	0 €
2031	216 911 €	0 €
2032	226 820 €	0 €
2033	486 294 €	0 €
2034	285 988 €	0 €
2035	204 976 €	0 €
2036	177 415 €	0 €
2037	174 408 €	0 €
2038	1 223 €	0 €
2039	0 €	0 €
2040	0 €	0 €
2041	0 €	0 €
2042	0 €	0 €
2043	0 €	0 €
TOTAL	7 328 916 €	3 116 €

3.3 Les provisions constituées sur les ouvrages concédés

D'après le concessionnaire, le stock de provisions pour renouvellement constituées sur les ouvrages concédés s'élève à 10,6 M€ à fin 2021 et est réparti de la manière suivante :

Répartition détaillée des provisions pour renouvellement à fin 2021



Les provisions pour renouvellement sont pour 68% constituées sur les ouvrages localisés du patrimoine. Les réseaux HTA représentent 54% des provisions constituées et les branchements représentent 32%. La part des réseaux BT est relativement faible avec 6% du total des provisions pour renouvellement, s'expliquant par le fait qu'EDF-SEI ne comptabilise pas de provision pour renouvellement sur les réseaux BT et les postes HTA/BT situés en zone ER à la maille de la concession.

Provisions sur les appareils de comptage

Depuis 2007, comme le pratique Enedis en métropole, aucune dotation aux provisions n'est constituée sur les appareils de comptage. Le concessionnaire avait évalué que la valeur de remplacement de l'ensemble des appareils de comptage était inférieure à la valeur d'origine de ces ouvrages. En d'autres termes, les coûts de renouvellement estimés des appareils de comptages étaient inférieurs aux coûts d'achat du matériel de comptage lié à la généralisation des appareils électroniques. Par conséquent, l'ensemble des provisions pour renouvellement constituées au 31/12/2006 a été reprise sur l'ensemble des compteurs immobilisés.

Provisions sur les réseaux BT et postes de transformation en zone ER

Actuellement, aucune provision pour renouvellement n'est constituée sur les réseaux BT et postes HTA/BT situés en zone d'électrification rurale au sens du FACE. L'analyse détaillée de l'inventaire des ouvrages localisés permet de vérifier cette absence de provisions pour renouvellement :

Décomposition par type de maîtrise d'ouvrage des provisions pour renouvellement par typologie d'ouvrages constituées sur les ouvrages localisés à fin 2021

	Zone Rurale (ER)	Zone Urbaine (RU)	TOTAL
Réseaux HTA	2 297 k€	180 k€	2 117 k€
dont Sout	2 002 k€	223 k€	1 778 k€
dont Aérien	746 k€	0 k€	746 k€
Réseaux BT	0 k€	251 k€	-251 k€
dont Sout	0 k€	166 k€	-166 k€
dont Torsadé	0 k€	152 k€	-152 k€
dont Aérien nu	0 k€	2 k€	-2 k€
dont EP	0 k€	0 k€	0 k€
Postes HTA/BT	0 k€	545 k€	-545 k€
dont sur poteau	0 k€	2 k€	-2 k€
dont préfabriqué	0 k€	72 k€	-72 k€
dont maçonnés	0 k€	469 k€	-469 k€
dont autres	0 k€	0 k€	0 k€
TOTAL ouvrages localisés (hors "autres")	2 297 k€	976 k€	3 273 k€

En zone d'électrification urbaine, les provisions sont constituées sur l'ensemble des ouvrages dont la date de fin d'amortissement est antérieure à la date de fin de la concession. Il ressort donc que l'ensemble des ouvrages localisés situés sur les communes urbaines sont dotés de provisions pour renouvellement.

En revanche, en zone rurale, les provisions sont bien constituées sur les réseaux HTA, mais les postes et les réseaux BT situés sur ces zones ne sont pas dotés de provisions pour renouvellement. Cette pratique est donc contraire à l'article 10 du cahier des charges de concession.

Ainsi, comme dans le cas de l'amortissement du financement concédant sur les réseaux BT et des postes HTA/BT situées en zone ER (cf. *supra*), et de la même manière qu'en métropole (Enedis), EDF-SEI ne constitue pas de provisions pour renouvellement sur ces ouvrages dans la mesure où il a constaté que les renouvellements des ouvrages situés en zone rurale n'étaient réalisés qu'à hauteur de 20% par lui-même.

En effet, de source Enedis, l'homogénéisation des traitements comptables conduit à constituer pour les biens ER une provision pour renouvellement, à hauteur de l'obligation historiquement observée. Les collectivités concédantes, qui bénéficient en zone rurale des aides du FACE, réalisent majoritairement les travaux d'extension et les travaux de renforcement, incluant le remplacement/renouvellement des ouvrages. Le taux moyen de financement de ces ouvrages par le concessionnaire historiquement observé jusqu'à présent s'établit en moyenne à 20%. En conséquence, les biens ER dont la date de fin de vie est antérieure ou égale à la date de fin de concession, donnent lieu à constitution d'une provision pour renouvellement, assise sur 20% de la différence entre la valeur de remplacement et la valeur brute. La provision est réévaluée 2 fois par an sur la base des retraits et mises en services ayant eu lieu sur la période.

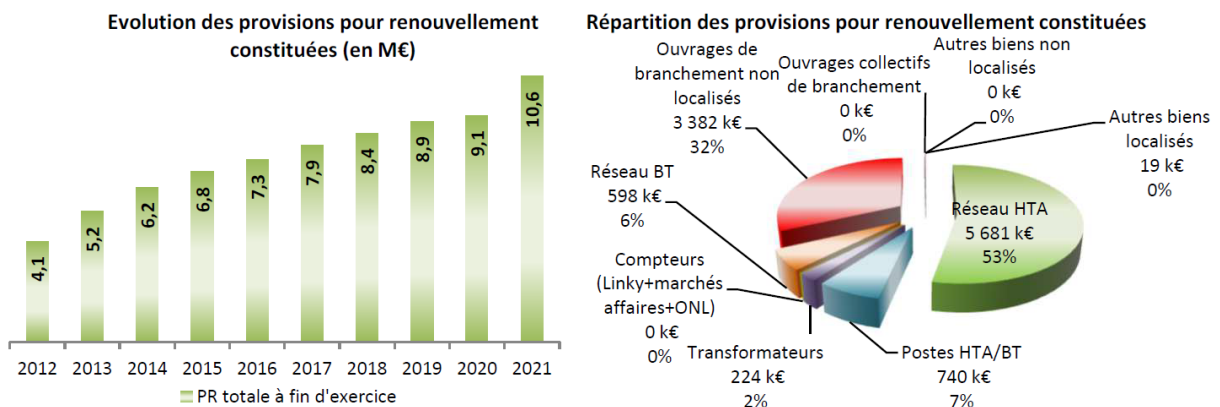
Malgré plusieurs demandes, EDF-SEI n'a communiqué aucun chiffre sur ces 20% de provisions pour renouvellement comptabilisés au niveau national sur les réseaux BT et les postes HTA/BT situés en zone ER. La situation est exactement identique en Métropole avec Enedis.

A noter que cette remarque reste la même concernant l'amortissement du financement concédant sur les ouvrages BT et les postes HTA/BT situés en zone ER.

3.4 L'évolution des provisions pour renouvellement

Entre 2020 et 2021, les provisions pour renouvellement ont augmenté de +1,6 M€ (soit +17%). Cette hausse du stock de provision pour renouvellement résulte de la constitution de provisions pour renouvellement sur les ouvrages renouvelables avant le terme du contrat de concession. **Elle est bien plus élevée que celle constatée lors des précédents exercices (cf. graphique *infra*)**, et s'explique notamment par l'augmentation de la provision pour renouvellement constituée sur les réseaux HTA souterrains (+0,6 M€, soit +17%), et les branchements (+0,5 M€, soit +19%).

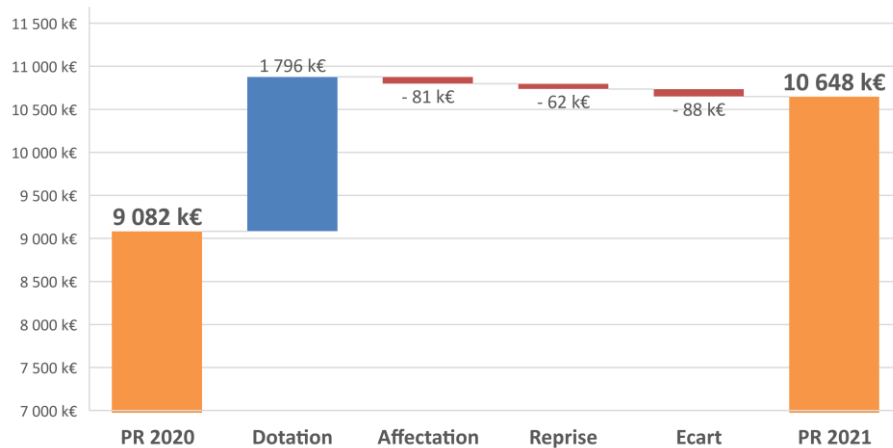
Evolution des provisions pour renouvellement par type d'ouvrage entre 2012 et 2021 et répartition du stock de PR à fin 2021



Aucune provision pour renouvellement n'est constituée sur les branchements dont le millésime de mise en service comptable est postérieur à 1998. En effet, la durée de vie comptable d'un branchement étant de 40 ans, les ouvrages postérieurs à 1998 sont qualifiés de « non renouvelables » étant donné que leur année de fin de vie comptable est postérieure à 2038, soit après la fin de contrat de concession (2038).

A noter également que, hormis concernant les flux de dotations aux provisions pour renouvellement, comme c'était d'ailleurs déjà le cas lors des précédents contrôles, le concessionnaire n'a pas transmis, au titre de l'exercice 2021, un tableau de flux des provisions pour renouvellement détaillant, par catégorie d'ouvrage, les flux comptables de « reprise » et de « réaffectation » de provisions pour renouvellement, EDF-SEI ayant indiqué, suite à la demande complémentaire faisant suite à l'audit sur site, que cette requête était « en cours d'instruction par le métier ».

En effet, ceux-ci n'ont été communiquées que globalement, au niveau de la concession :

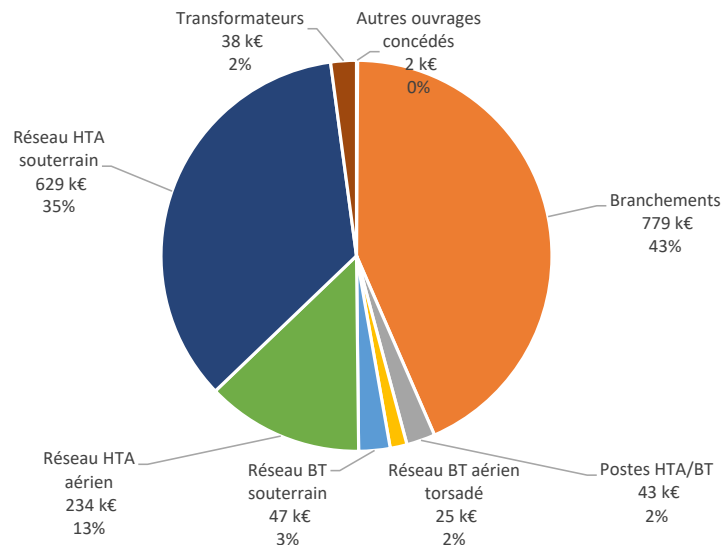
Variation et flux comptables de provisions pour renouvellement sur 2021

Le graphique *supra*, retranscrivant le tableau de flux, précise en effet :

- Par typologie d'ouvrage, le rappel du stock de provisions pour renouvellement à fin 2020 (9082 k€) ;
- La dotation annuelle aux provisions sur 2021 (1 796 k€) qui a bien cette année été communiquée par typologie d'ouvrage. En 2021, elle concernait essentiellement, à 43%, les branchements (779 k€) et les réseaux HTA souterrains à 35% (629 k€) :

Décomposition de la dotation aux provisions pour renouvellement en 2021

(source : EDF-SEI/AEC)



- De même, le montant de provisions pour renouvellement réaffectées comme du financement concédant sur les ouvrages renouvelés au cours de l'exercice 2021 a été fourni globalement, à la maille de la concession, mais sans distinction de ce montant par typologie d'ouvrage. Ainsi, 81 k€ de provisions pour renouvellement ont été réaffectés comme du financement concédant sur les ouvrages renouvelés en 2081 ;
- Le montant de provisions pour renouvellement reprises au résultat du concessionnaire au cours de l'exercice 2021 a été fourni globalement, à la maille de la concession, mais sans distinction de ce montant par typologie d'ouvrage. Ainsi, 62 k€ de provisions pour renouvellement ont été repris au résultat d'EDF-SEI en 2021 ;
- Le stock de provisions pour renouvellement à fin 2021 (10 641 k€).

4. Les droits du concédant

4.1 Les éléments constitutifs des droits du concédant

Les droits du concédant sont représentatifs de la valeur des biens remis gratuitement par le concédant dans la concession. Ils représentent le droit qu'a le concédant à recevoir gratuitement les biens en fin de concession (contre valeur en nature) auxquels s'ajoutent une éventuelle dette ou créance en espèce, déterminée selon la répartition du financement des ouvrages au cours du temps entre autorité concédante et concessionnaire. Les droits du concédant sont inscrits au passif du bilan du concessionnaire.

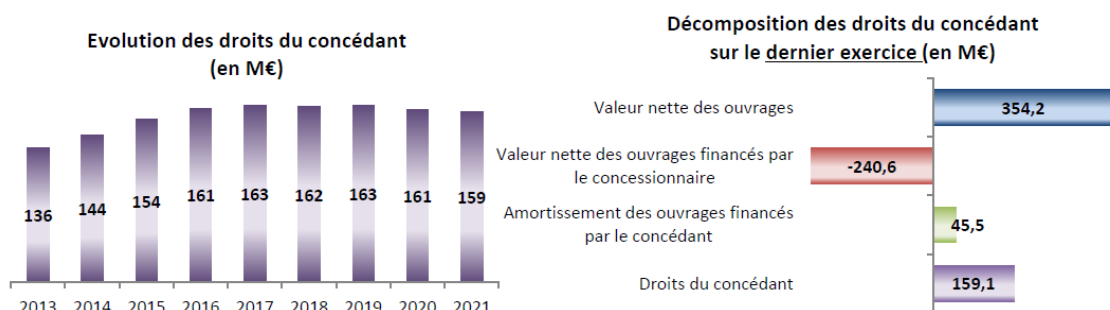
La réforme comptable de la loi du 9 août 2004 a profondément modifié la constitution et la présentation des droits du concédant. Les droits du concédant sont constitués par les comptes suivants :

- **Contrevaleur en nature** : Elle correspond à la valeur nette comptable de l'ensemble des biens en concession, quel que soit leur mode de financement ; cette contrevaleur traduit l'obligation de remettre les biens au concédant en fin de concession (en cas de non-renouvellement de la concession) ;
- **Créance potentielle en espèces sur le concédant** : En contrepartie de l'inscription de l'ensemble des biens dans la contrevaleur en nature, une créance potentielle du concédant correspond à la valeur nette comptable des biens financés par le concessionnaire. Cette créance, d'un montant initialement égal au financement non amorti du concessionnaire, est constatée en moins au passif lors de la mise en service du bien. Elle décroît au cours du temps d'un montant annuel égal à l'amortissement industriel correspondant aux biens financés par le concessionnaire, pour s'éteindre en fin de vie du bien ;
- **Droits potentiels du concédant exigibles en espèces en fin de concession** : Ils correspondent à la valeur cumulée de l'amortissement industriel comptabilisé pour les biens financés par le concédant⁶ calculé sur la durée de vie du bien.

4.2 Calcul des droits du concédant

Les droits du concédant s'appuient sur les données fournies par le concessionnaire à partir du fichier comptable des ouvrages de la concession. Au 31 décembre 2021, le montant des droits du concédant s'élève à 159,1 M€ en régression de -1,5 M€ (-1,0%) par rapport à l'exercice précédent.

Evolution des Droits du concédant sur la période 2012-2021



⁶

Sauf cas particulier des biens ER

Droits en nature

Les droits en nature correspondent à la valeur non amortie des biens, soit la valeur nette comptable des ouvrages de la concession. Le patrimoine a augmenté en 2021 de +2,3% par rapport à l'exercice 2020 pour atteindre 354 M€.

Dettes du concédant envers le concessionnaire

La dette du concédant correspond à la valeur non amortie des ouvrages financés par le concessionnaire. Elle est estimée à 241 M€ à fin 2021, en hausse de +4,8% par rapport à l'exercice précédent.

Droits en espèces

Les droits en espèces correspondent à la part des amortissements réalisés par le concessionnaire des ouvrages financés par le concédant. Le financement du concédant regroupe tous les financements autres que ceux du concessionnaire. Le niveau de ces droits en espèces est évalué à près de 46 M€ à fin 2021, stable par rapport à fin 2020.

Ceux-ci ne tiennent donc pas compte d'amortissements sur les réseaux BT et postes HTA/BT situés en zone rurale.

EDF-SEI a apporté, en réponse à la demande complémentaire faisant suite à l'audit sur site, des éléments d'explications sur la diminution des « droits du concédant » au cours des derniers exercices, et notamment :

- « De 2019 à 2020, une réduction de 2M€ environ sur la valeur des transformateurs. Ceci est dû à la mise au rebus en 2020 de plusieurs transformateur (régularisation) ;
- De 2019 à 2021, une augmentation de près de 3,2M€ en 2020 et de 3M€ en 2021 sur la valeur des compteurs numériques : le projet compteurs a démarré en 2018, il est donc normal que le montant des investissements évolue avec le remplacement des anciennes installations.
- Sur les ouvrages Agencement et aménagements où il y a eu une augmentation de 3M€ environ de 2019 à 2020, un projet « Sécurisation BT » avait commencé en 2019 pour le remplacement de supports et de coffrets.
- La valeur du poste canalisations a augmenté très nettement (environ 5M€ en plus en 2021), cela étant dû aux différentes dépenses réalisées en lien avec les travaux de canalisation HTA et BT souterraine.

Tous ces grands postes (Transformateurs, compteurs numériques, Sécurisation BT) ont été financés en totalité par EDF-SEI.

En conclusion, EDF confirme que l'évolution du montant des droits du concédant puisse être en baisse. »

AEC estime que seul le premier des 4 points avancés par EDF-SEI permet d'expliquer une diminution des droits du concédant puisque, par définition, les investissements d'EDF-SEI n'ont mécaniquement aucun impact sur le montant des droits du concédant (la formule de calcul des droits du concédant indique d'ailleurs bien que la VNC des ouvrages financés par Enedis sont défalqués du calcul).

Il semblerait donc que les droits du concédant soient fortement impactés à la baisse, cela étant dû essentiellement aux mouvements comptables opérés par EDF-SEI sur les flux de mise au retrait (retrait, transfert et/ou régularisation) sur les postes HTA/BT et les transformateurs HTA/BT.

Ces mouvements comptables singuliers, impactant mécaniquement la valeur du patrimoine de la concession et donc de facto le calcul des droits du concédant, n'ont pas été détaillés plus que cela par EDF-SEI : il conviendrait donc d'interroger EDF-SEI sur ce point.

4.3 Les limites du calcul des droits du concédant et des provisions pour renouvellement

Les montants des droits du concédant et de ces composantes ainsi que le niveau des provisions pour renouvellement doivent être appréhendés avec quelques réserves.

4.3.1. L'absence d'amortissement et de provisions pour renouvellement sur les réseaux BT et les postes HTA/BT en zone d'électrification rurale

Le concessionnaire ne constitue pas d'amortissement du financement (ni provisions pour renouvellement d'ailleurs, cela n'impactant toutefois pas les droits du concédant, mais uniquement le montant du ticket de sortie, cf. *infra*) sur les réseaux BT et les postes HTA/BT en zone rurale d'électrification. Cela a un impact direct sur la valeur des droits du concédant en réduisant la dette du concessionnaire vis-à-vis du concédant puisque la valeur indiquée ne tient pas compte de ces dotations (sous-estimation de l'amortissement du financement concédant).

En outre, lorsque le concessionnaire renouvelle des ouvrages BT situés en zone ER, il n'utilise pas de provisions pour renouvellement puisqu'aucune n'est constituée au niveau concessif. Dans ce cas, lors d'un renouvellement, le nouveau financement est exclusivement du financement concessionnaire, ce qui peut également conduire à sous-estimer la dette du concessionnaire par rapport au concédant.

4.3.2. Les modifications des durées de vie comptable

La collectivité doit rester vigilante sur les modifications des durées de vie comptable des ouvrages. En effet, dans la mesure où la part des ouvrages totalement amortis est relativement conséquente et que les délais entre fin d'amortissement et renouvellement effectif s'allongent, le concessionnaire pourrait modifier la durée d'amortissement de certains ouvrages afin de mettre en adéquation sa capacité de renouvellement avec ses efforts de renouvellement tout en estimant que les ouvrages totalement amortis continuent à rendre le service. La conséquence serait donc une reprise de provisions pour renouvellement puisqu'elles deviendraient sans objet. Dans une moindre mesure, le flux annuel des dotations aux amortissements et aux provisions pour renouvellement s'en trouverait également diminué.

C'est ce qui s'est passé récemment en métropole : Enedis a allongé la durée de vie des réseaux BT torsadés en la passant de 40 à 50 ans ainsi que celle des transformateur HTA/BT en l'augmentant de 30 à 40 ans.

En outre, Enedis a également récemment modifié le mode de calcul de la dotation à la provision pour renouvellement. Cette nouvelle méthode tient compte des probabilités de retrait des ouvrages (en effet, ce n'est pas parce qu'un ouvrage a atteint sa fin de vie comptable qu'il sera forcément retiré du terrain). Cela a un effet mécanique de diminution de la dotation à la provision pour renouvellement.

EDF-SEI a confirmé ne pas avoir effectué de telles modifications comptables, mais la collectivité devra rester vigilante sur le futur.

4.3.3. Décalage entre fin d'amortissement et renouvellement des ouvrages

Si le concessionnaire a fini de constituer des provisions pour renouvellement pour un ouvrage en 2020, aucune provision pour renouvellement ne sera constituée jusqu'à l'échéance du contrat (en supposant également que cet ouvrage n'est pas renouvelé par le concessionnaire). Les provisions constituées sur cet ouvrage perdent annuellement de la valeur puisque leur montant est figé conformément à la réglementation (pas de réactualisation sur la base de la valeur de remplacement pour les ouvrages totalement amortis).

La question ici ne porte pas sur la constitution de provisions pour renouvellement sur les ouvrages totalement amortis, ce qui serait contraire à la réglementation applicable aux provisions pour renouvellement. L'enjeu porte sur le délai entre la fin d'amortissement d'un ouvrage et son renouvellement réel. Plus ce délai sera important, moins la provision constituée sera suffisante pour compléter l'écart de revalorisation entre la valeur historique de l'ouvrage et le coût réel de renouvellement.

Une des conséquences de ce « retard » de renouvellement conduit à accroître la part de financement propre du concessionnaire dans le renouvellement des ouvrages, pour couvrir le coût entre la valeur de remplacement comptable utilisée pour calculer la provision pour renouvellement et le coût réel de renouvellement. Cela augmente la valeur non amortie des ouvrages financés par le concessionnaire et donc la dette du concédant envers le concessionnaire. Cette problématique ne porte que sur les ouvrages localisés. En effet, concernant les ouvrages non localisés, la question de fin de contrat est différente du fait de la pratique comptable du concessionnaire. En effet, tous les ouvrages non localisés totalement amortis au cours d'un exercice sont retirés systématiquement de l'inventaire du patrimoine concédé, même si physiquement ces ouvrages restent physiquement sur le terrain. Dès lors, les provisions pour renouvellement constituées sur ce type d'ouvrage sont soit utilisées et réaffectées en tant que financement concédant sur les ouvrages renouvelés soit reprises au compte de résultat annuellement. En fin de contrat, il n'y a donc plus de provisions pour renouvellement pour les ouvrages non localisés.

Il convient ici de regretter qu'aucune donnée concernant les flux annuels de provisions pour renouvellement par type d'ouvrage, c'est-à-dire les dotations/reprises/réaffectations en tant que financement concédant par typologie d'ouvrage, permettant d'expliquer la variation du stock de provisions pour renouvellement entre 2 exercices donnés, n'a été communiquée par le concessionnaire.

Afin d'éviter cet écueil relatif au délai entre fin d'amortissement et renouvellement effectif des ouvrages, il est donc important que la part des ouvrages totalement amortis dans le patrimoine concédé, non pas en valeur mais plutôt en volume d'ouvrages à renouveler, reste à un niveau relativement maîtrisé et maîtrisable.

4.3.4. La gestion comptable des ouvrages non localisés

Concernant les ouvrages non localisés, la problématique des droits du concédant porte sur deux aspects complémentaires : l'adéquation entre la valeur comptable des ouvrages et la réalité du terrain et par conséquent l'impact sur la dette du concédant envers le concessionnaire.

Sur la question de l'adéquation entre la valeur économique des ouvrages indiquée par le concessionnaire et la réalité du terrain, il faut souligner que les indicateurs de vétusté des ouvrages, tel que le taux d'amortissement, sous-estiment l'âge réel de ces ouvrages, puisque l'âge de l'ouvrage le plus ancien dans l'inventaire comptable correspond à la durée de vie comptable de l'ouvrage. Ainsi, aucun branchement n'est âgé de plus de 40 ans dans l'inventaire comptable.

La pratique du concessionnaire pourrait avoir un impact sur la partie dette du concédant envers le concessionnaire. Puisqu'aucun ouvrage n'est totalement amorti dans l'inventaire, la collectivité doit rester vigilante sur le mécanisme de retrait et de renouvellement de ces ouvrages, l'utilisation et les reprises de provisions ainsi que sur la constitution des amortissements des financements concédant. Théoriquement, le retrait d'ouvrage de l'inventaire a des impacts significatifs sur les droits du concédant en accroissant la part de financement des ouvrages financés par le concédant pour les ouvrages renouvelés.

4.3.5. Le traitement comptable du financement des raccordements

4.3.5.1 Origines de financement des nouveaux branchements

Avec l'entrée en vigueur du barème de raccordement, le concessionnaire ne supporte directement que 40% du coût de l'extension et du branchement (dans le cas de raccordement en soutirage), le reste étant à la charge du pétitionnaire et de la collectivité en charge de l'urbanisme. Avec l'utilisation des tickets, le concessionnaire

n'immobilisait pas comme financement concédant ou tiers la partie facturée, mais l'imputait dans son compte de résultat en produit. Avec l'utilisation du barème, la problématique d'immobilisation des financements tiers et concédants demeure. Il résulterait une augmentation de la dette du concédant envers le concessionnaire avec le risque de financer deux fois l'investissement : une fois à travers la facturation du raccordement et une deuxième fois dans le calcul de l'indemnité de fin de contrat.

En outre, lorsque le syndicat assure la maîtrise d'ouvrage d'un raccordement et le finance dans son intégralité, la valorisation comptable retenue par EDF-SEI suite à la remise d'ouvrage peut être différente des coûts réellement engagés par le concédant sur le chantier de raccordement (valorisation au barème VRG), pouvant être en défaveur pour ce dernier.

De plus, la valorisation retenue pour la part de financement concédant sera égale à la différence entre le montant de l'ouvrage valorisé par le concessionnaire (le plus souvent sous-valorisé) et le montant de la refaction (de l'ordre de 40% des dépenses réellement engagées par le syndicat et remboursés par le concessionnaire au titre de la PCT) alors qu'elle devrait être égale en toute logique à 60% de ces dépenses.

Cela a pour effet de minimiser la créance en espèce du concessionnaire sur la collectivité puisque l'assiette de calcul de l'amortissement du financement du concédant (valeur brute de l'ouvrage, valorisé selon le barème VRG) s'en trouve le plus souvent réduite. Cela impacte ainsi directement les droits du concédant.

4.3.5.2 Réaffectation des financements concédants (amortissement du financement du concédant et provision pour renouvellement) sur les renouvellements de branchements

EDF-SEI gère les branchements, ouvrages non localisés, en masse financière, de la même façon qu'Enedis en métropole.

En outre, lorsqu'un branchement est totalement amorti, il sort automatiquement de l'inventaire comptable. Ainsi, dans l'inventaire des ouvrages non localisés à fin 2021, il ne reste plus aucun branchement du millésime 1981, ces derniers étant automatiquement sortis de l'inventaire comptable en cours d'année.

En outre, en théorie, les provisions pour renouvellement et l'amortissement du financement concédant constitués sur les ouvrages sortis de l'inventaire dans l'année (automatiquement lorsqu'ils ont atteint leur fin de durée de vie comptable dans le cas des branchements) sont censés être effectivement intégralement réaffectés comme du financement concédant sur les ouvrages intégrés dans l'inventaire comptable la même année.

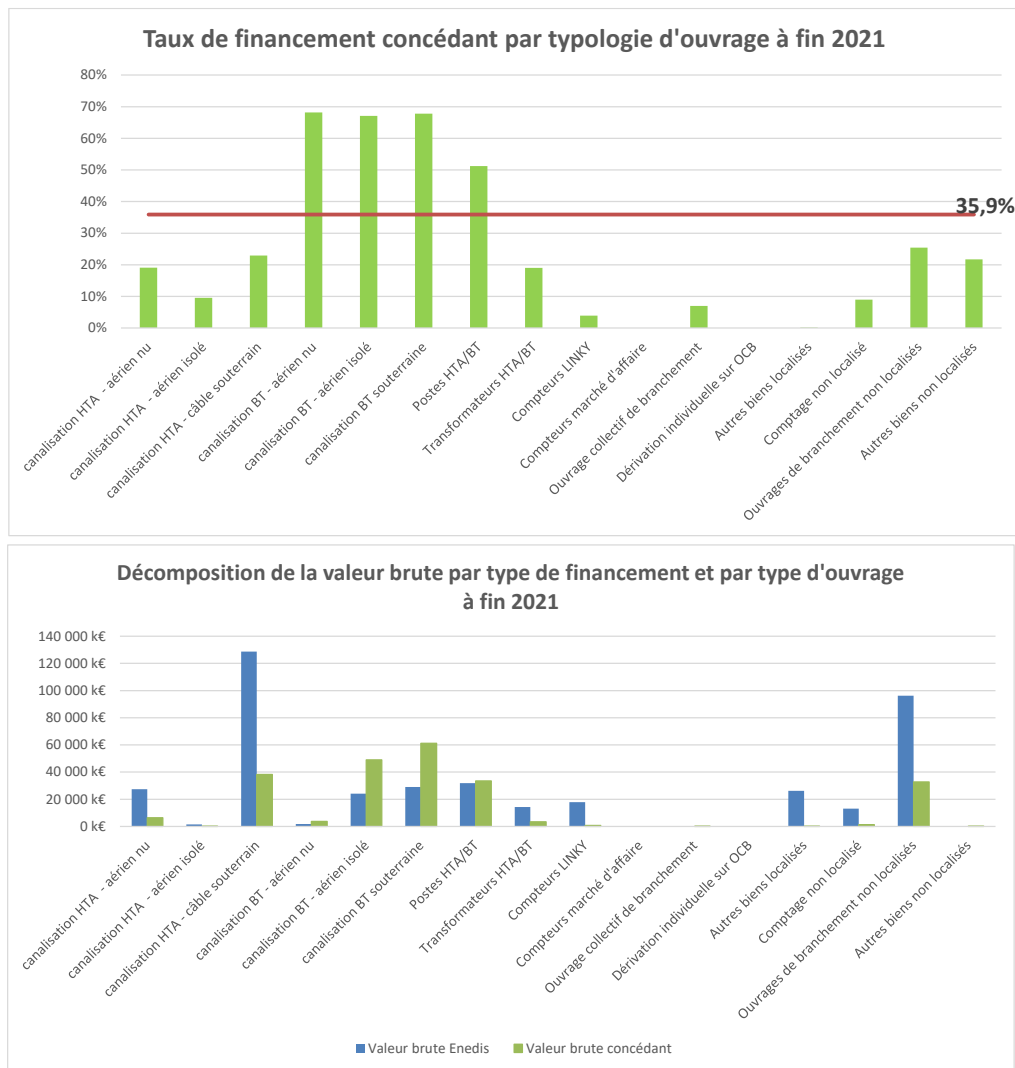
En outre, en l'absence d'une transmission par EDF-SEI d'un état récapitulatif, *a minima* par typologie d'ouvrage des montants des passifs réaffectés (cf. *supra*), cela ne peut pas être vérifié en l'état. Ce manque a été constaté depuis plusieurs exercices.

La fiabilité des origines de financement figurant dans l'inventaire comptable

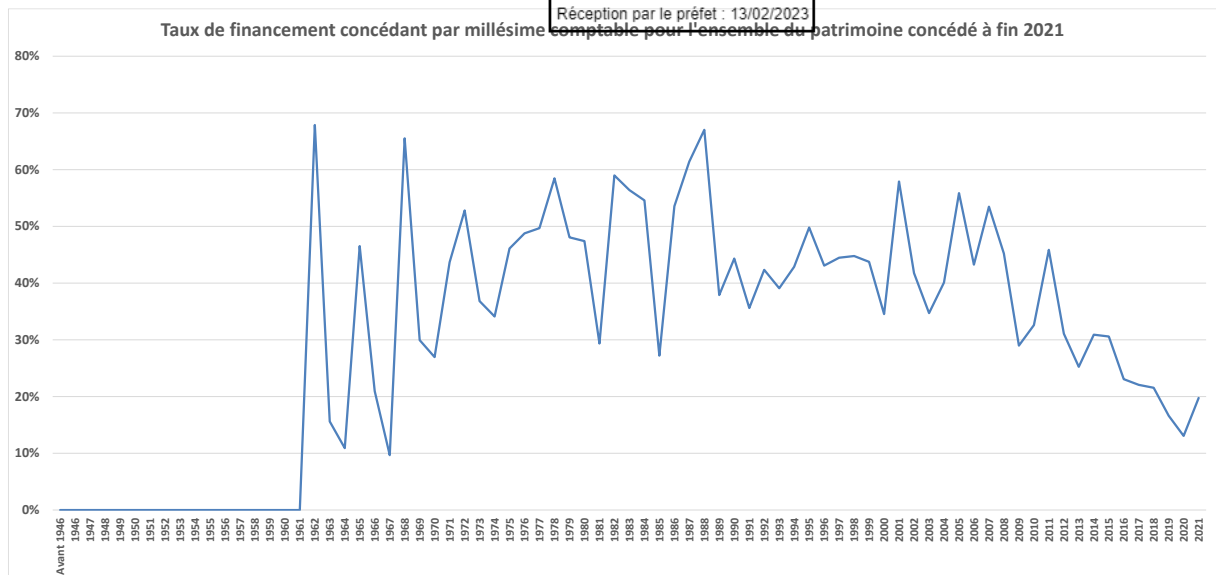
EDF-SEI a bien transmis pour la troisième fois un inventaire comptable à fin 2021 incluant, ouvrage par ouvrage les origines de financements, c'est-à-dire la décomposition de la valeur brute en un financement EDF-SEI et un financement « collectivité et tiers » (i.e. Concédant), ainsi que la décomposition de l'amortissement constitué en un amortissement du financement du concessionnaire et un amortissement du financement « collectivité et tiers » et ce sur la totalité des ouvrages de la concession.

Le graphique suivant indique, par millésime comptable de mise en service, la décomposition de la valeur brute immobilisée selon les origines de financement (concessionnaire en bleu ou concédant en vert).

Il indique aussi (courbe verte), par millésime, la proportion de financement concédant.



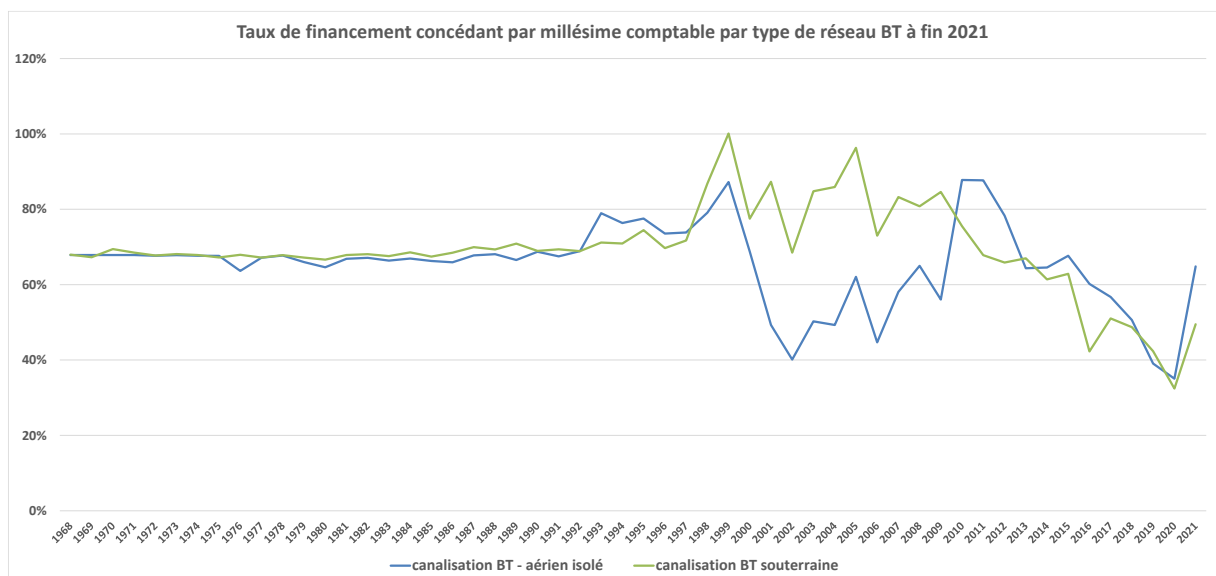
Sur la valeur brute totale de 644 M€ à fin 2021, 64% ont été financés par le concessionnaire (majoritairement sur les réseaux HTA), 36% par le concédant (majoritairement sur les réseaux BT). Toutefois, la part de financement concédant n'a pas été constante dans le temps, et suit une trajectoire globalement descendante depuis une vingtaine d'années (cf. *infra*).



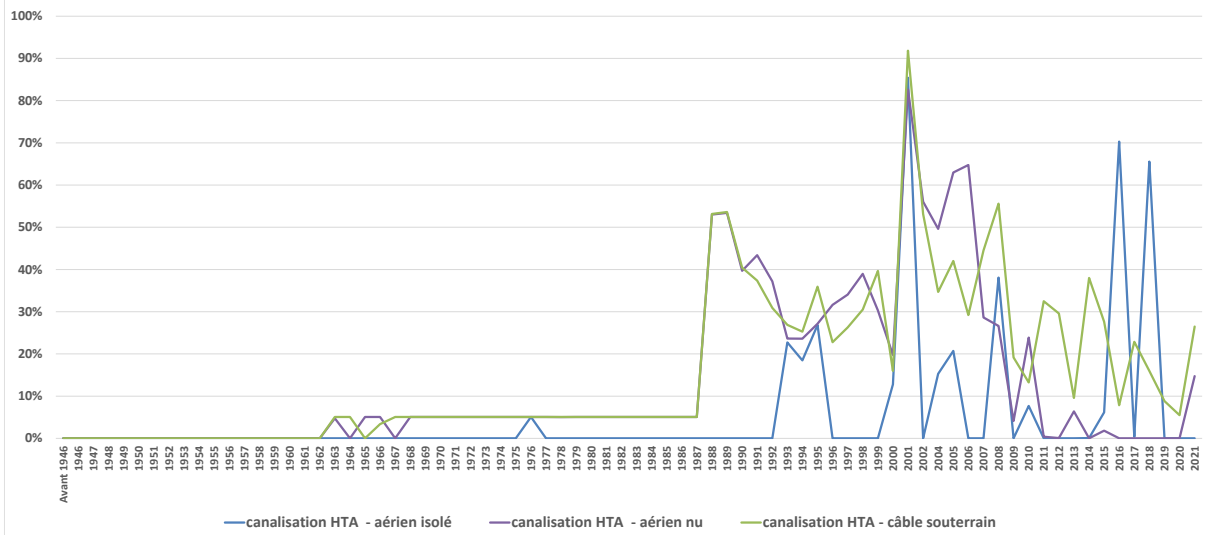
En outre, ce graphique fait également ressortir qu'entre le milieu des années 2000 et 2018, la part de financement Collectivité est passée de plus de 50% à un peu moins de 20%, ce qui est vraisemblablement lié :

- Aux investissements plus élevés d'EDF-SEI depuis 2008, en lien notamment avec le déploiement du compteur numériques ainsi qu'avec les lourds travaux de reconstruction suite aux passages de cyclones (Irma et Maria notamment) ;
- Au fait qu'il y ait eu moins de réaffectation de provisions pour renouvellement comme du financement concédant sur les nouveaux ouvrages, et cela pose clairement question sur le devenir du stock de provisions constituées à fin 2007 qui, au vu du graphique, a été vraisemblablement repris au résultat du concessionnaire à fin 2007.

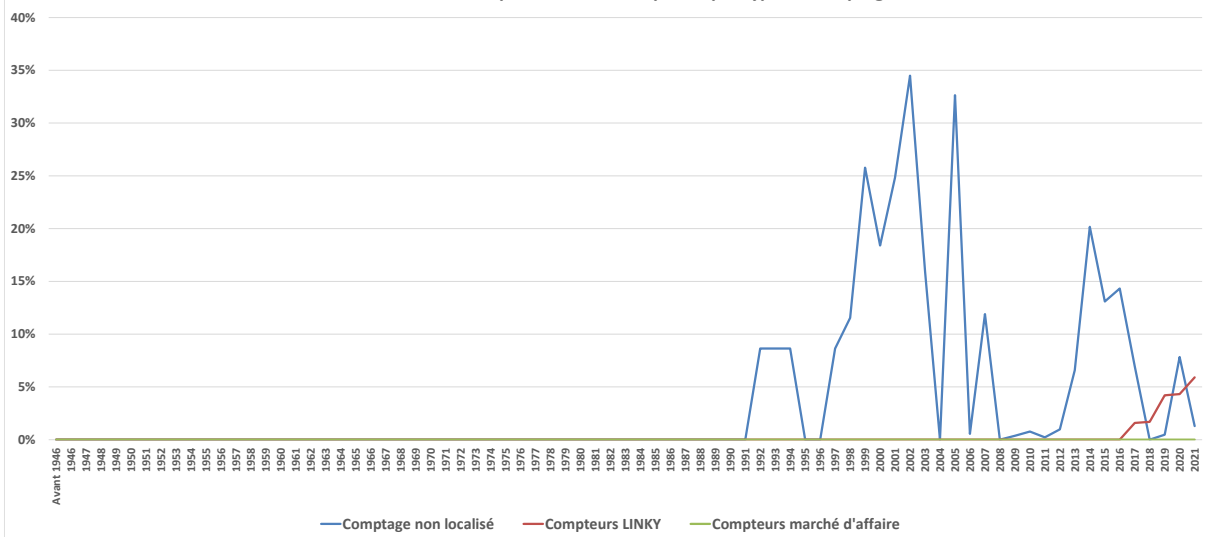
En outre, cet état a permis de construire les graphiques suivants, indiquant par principale typologie d'ouvrage et par année de mise en service comptable la part de financement concédant à fin 2021.



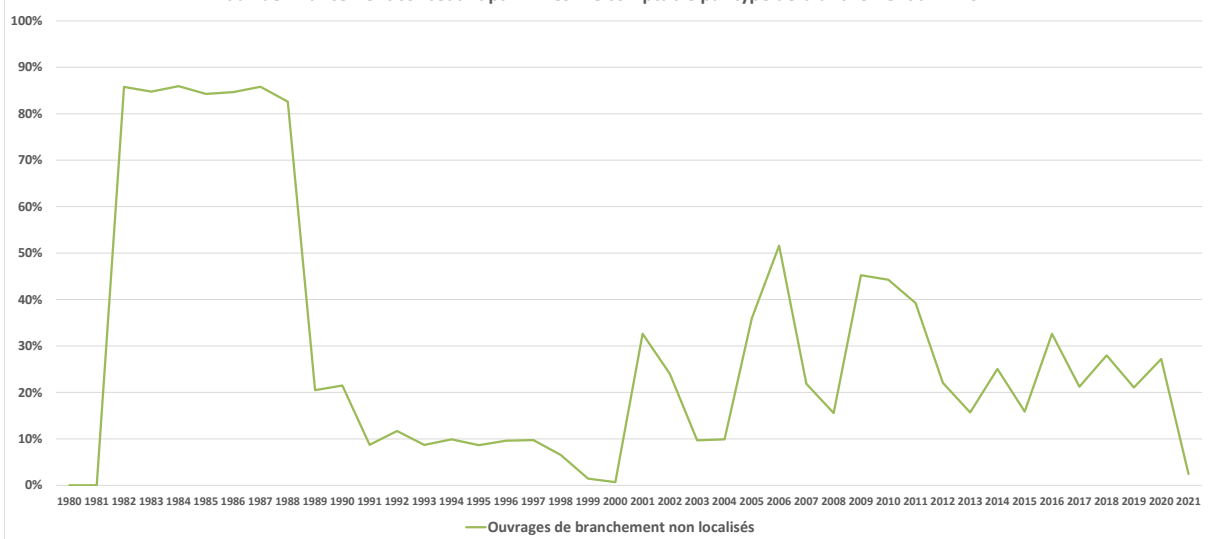
Taux de financement concédant par millésime comptable par type de réseau HTA à fin 2021

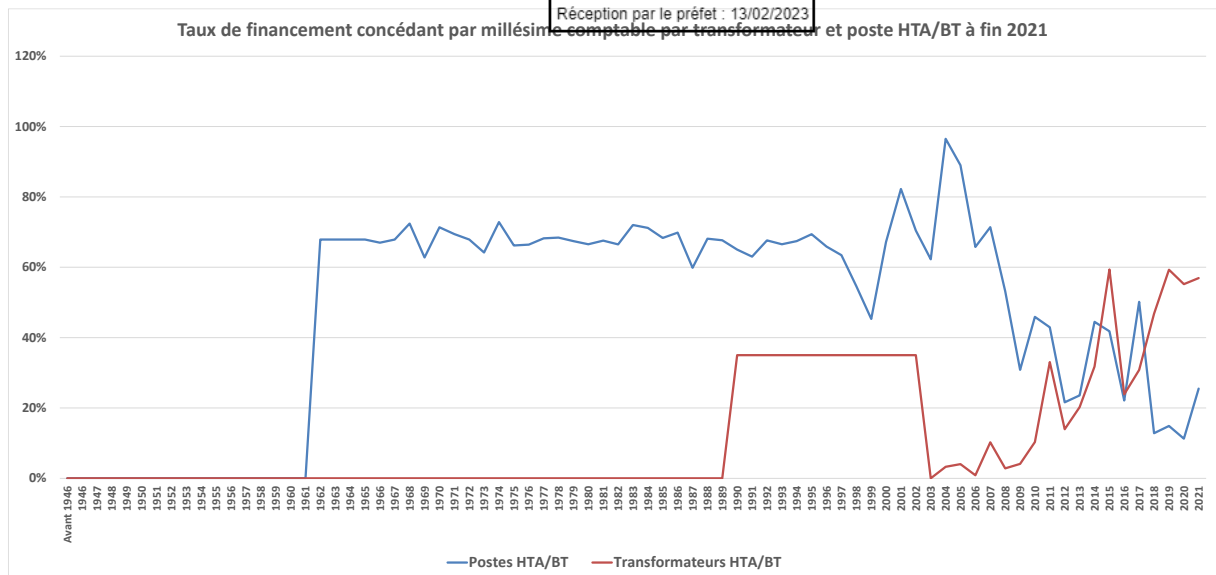


Taux de financement concédant par millésime comptable par type de comptages à fin 2021



Taux de financement concédant par millésime comptable par type de branchement à fin 2021





De par l'analyse de ces graphiques il semble que, avant le millésime 1988, un taux de financement concédant « forfaitaire » a été appliqué, dépendant du type d'ouvrage considéré.

Par exemple, sur les réseaux HTA aérien et souterrain, on constate dans l'inventaire un financement concédant de 5% sur les millésimes antérieurs à 1988 alors que les millésimes postérieurs à cette année présente une part de financement Collectivité variable (cf. graphique *supra*), et dans tous les cas en moyenne nettement supérieur à 5%.

Ce constat pose clairement question sur la fiabilité des origines de financement, notamment sur les millésimes anciens, ayant pourtant clairement un impact sur le calcul des droits du concédant et des dettes et créances réciproques.

Sur ce point, suite à l'audit sur site mené lors d'un contrôle précédent, EDF-SEI avait répondu que le cahier des charges de la délégation de service public qui liait l'Etat et EDF depuis la nationalisation de la production et de la distribution d'électricité en Guadeloupe ne prévoyait pas d'isoler les sources de financement des biens.

Ce cahier des charges était basé sur un modèle générique de concession prévoyant une remise des ouvrages en état normal d'entretien. Par voie de conséquence les origines de financement n'ont été déterminées qu'à compter de la signature du nouveau cahier des charges en 2008.

Cette réponse, très partielle, n'est pas acceptable. Elle n'indique en effet pas comment les origines de financement des ouvrages antérieures à 2008 ont été déterminées, posant question sur la fiabilité de leurs valeurs, et donc sur le solde des dettes et créances réciproques.

En outre, EDF-SEI a complété ses propos :

La loi n°75.622 du 11 juillet 1975 a nationalisé le transport et la distribution de l'électricité dans les départements d'outre-mer, dont la Guadeloupe. Le décret du 31 octobre 1975 a transféré l'ensemble des biens et obligation de la société SPDEG à EDF.

L'identification précise des financements par date de mise en service des ouvrages n'est effective dans les systèmes d'informations que depuis 1997. Auparavant les différents modes de comptabilisation des biens concédés DP (qui ne figuraient pas à l'actif du bilan d'EDF avant 1987) ainsi que les contraintes des applications informatiques avaient conduit à un suivi global du financement des concédants par nature d'ouvrage, ce qui a conduit ultérieurement à une répartition par date de mise en service au prorata des valeurs des ouvrages.

Concernant les canalisations HTA, il convient de rappeler qu'avant 1987, les canalisations relevaient du domaine propre d'EDF. A ce titre, elles ne faisaient pas l'objet d'un financement concédant. Dès lors il est normal que le taux soit très faible.

5. L'estimation du « ticket de sortie »

5.1 Définition des dettes et créances réciproques

Les dettes et créances réciproques résultent de l'application de l'article 31b du cahier des charges et représentent les droits en espèce de l'autorité concédante, à savoir le calcul du solde des dettes du concédant envers le concessionnaire (valeur nette comptable des fractions d'ouvrages financés par le concessionnaire) et des dettes du concessionnaire envers le concédant (versement des amortissements industriels sur les fractions d'ouvrages financés par le concédant et des provisions pour renouvellement constituées sur les ouvrages concédés).

Les dettes et créances réciproques représentent donc la fraction en espèce des droits du concédant, à laquelle s'ajoutent les provisions pour renouvellement.

A noter que la notion de ticket de sortie en fin de concession est aujourd'hui purement hypothétique mais toutefois importante en termes de « rapport de force ».

5.1.1. La dette du concédant envers le concessionnaire

L'indemnisation éventuellement perçue par le concessionnaire correspond logiquement à son financement non amorti. En effet, la collectivité doit « racheter » les ouvrages qu'a financés le concessionnaire à leur valeur d'usage, qui correspond à la valeur non amortie (soit la valeur nette comptable).

Pour déterminer ce montant, l'article 31b du cahier des charges consacré au renouvellement à l'expiration de la concession mentionne que :

« Le concessionnaire recevra de l'autorité concédante une indemnité égale à la valeur non amortie réévaluée des ouvrages faisant partie de la concession dans la proportion de sa participation à leur établissement. Cette réévaluation sera déterminée par référence au taux moyen des financements à long terme du concessionnaire ».

A noter que l'arrêt du Conseil d'Etat (commune de Douai) du 21 décembre 2012 remettrait en cause cette réévaluation :

*« L'indemnité mise à la charge de la personne publique au titre de ces biens **ne saurait en toute hypothèse excéder le montant calculé** selon les modalités précisées »*

5.1.2. La dette du concessionnaire envers le concédant

Pour déterminer le montant de ce flux financier, du concessionnaire vers l'autorité concédante, l'article 31b du cahier des charges stipule que :

« Le concessionnaire reversera à l'autorité concédante le solde des provisions constituées pour le renouvellement ultérieur desdits ouvrages [faisant partie de la concession], complété des amortissements industriels constitués dans la proportion de la participation du concédant ».

5.1.2.1 Reversement du solde des provisions constituées pour le renouvellement

Le solde des provisions est le montant du compte de provisions pour renouvellement, qui comporte les provisions constituées et non utilisées. Théoriquement, en fin de concession, le montant des provisions de renouvellement serait nul. En effet, la provision pour renouvellement des biens renouvelables pendant la durée du contrat de concession aura été, en théorie, totalement utilisée, si elle a été correctement calculée, et si les travaux ont été réalisés.

Dans la pratique, il n'y a pas nécessairement de relation aussi évidente entre les provisions constituées, et la nécessité « technique » de renouvellement. Compte tenu du caractère difficilement prévisible de ces

provisions, on retiendra que les provisions pour renouvellement non utilisées font naître une dette potentielle du concessionnaire envers le concédant.

Le sort des provisions pour renouvellement suit celui des ouvrages à renouveler, supports et justification de leur existence. L'autorité concédante, qui se voit subrogée aux droits et obligations du concessionnaire à la fin du contrat, et notamment à l'obligation de renouvellement des ouvrages, reçoit ainsi une partie du financement nécessaire à sa réalisation. Il est important de noter que, selon l'article 31b du cahier des charges, l'excédent éventuel de provisions constituées par le concessionnaire pour le renouvellement ultérieur des ouvrages, remis à l'autorité concédante, devra être exclusivement affecté à des travaux sur le réseau concédé.

5.1.2.2 Reversement des amortissements industriels

En complément du solde des provisions pour renouvellement, l'autorité concédante est supposée recevoir les amortissements industriels que le concessionnaire a constitué pour les biens mis en concession par d'autres que lui, c'est-à-dire les ouvrages financés par les collectivités maîtres d'ouvrages et les tiers, réputés agir financièrement pour le compte du concédant.

Précisons que même si les ouvrages financés par des tiers ne sont pas explicitement cités dans les dispositions de l'article 31b, les travaux du Conseil National de la Comptabilité et le contenu du compte « droits du concédant », qui assimilent les ouvrages réalisés par des tiers à ceux mis en concession par les collectivités, autorisent cette lecture.

5.1.3. L'évaluation du ticket de sortie

Le ticket de sortie représente le solde des dettes et créances réciproques en fin de concession :

- Le financement non amorti du concessionnaire constitue une dette du concédant vis-à-vis du concessionnaire ;
- L'amortissement de la partie des biens financés par le concédant constitue une dette du concessionnaire vis-à-vis du concédant ;
- Les provisions non utilisées sont restituées au concédant.

Ainsi en fin de concession, le concédant ou le futur concessionnaire devra payer au concessionnaire sortant un « ticket de sortie » égal à :

$$\begin{aligned} \text{Ticket de sortie} = & \text{valeur nette des biens financés par le concessionnaire} \\ & - \text{amortissement des financements du concédant} \\ & - \text{provisions pour renouvellement non utilisées} \end{aligned}$$

Si ce « ticket » est négatif, le concessionnaire sortant devra payer une indemnité au concédant (ou futur concessionnaire).

Si l'autorité concédante avait mis fin prématurément au contrat de concession au 31/12/2020, elle aurait indemnisé le concessionnaire dans le cadre de l'article 31 du cahier des charges. Cette indemnisation, résultant de la compensation entre le « rachat » des ouvrages de la concession financés par le concessionnaire et la créance du concessionnaire envers le concédant (amortissements et provisions), est donc appelée « ticket de sortie ». En outre, cet article prévoit une réévaluation de la valeur non amortie des ouvrages financés par le concessionnaire.

En effet, on rappelle ici que pour déterminer le montant du ticket de sortie, l'article 31b du cahier des charges consacré au renouvellement à l'expiration de la concession mentionne que :

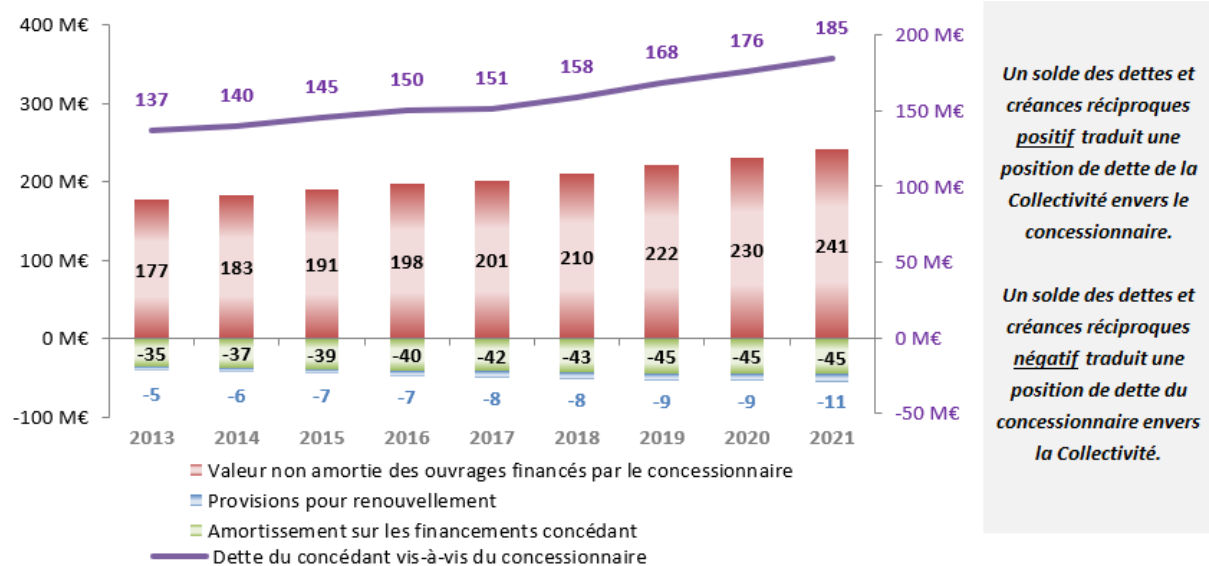
« Le concessionnaire recevra de l'autorité concédante une indemnité égale à la valeur non amortie **réévaluée** des ouvrages faisant partie de la concession dans la proportion de sa participation à leur établissement. Cette réévaluation sera déterminée par référence au taux moyen des financements à long terme du concessionnaire. »

On rappelle à nouveau que l'arrêt du Conseil d'Etat (commune de Douai) remettrait en cause cette réévaluation.

5.2 Estimation du montant du ticket de sortie

A partir des données communiquées par EDF-SEI et compte tenu des réserves qui portent sur les composants des droits du concédant et les provisions pour renouvellement, il a été estimé le montant du ticket de sortie depuis 2012.

Evolution de l'estimation du ticket de sortie sur la période 2012-2021 (M€)



Au 31 décembre 2021, le ticket de sortie évalué est positif, c'est-à-dire que le concédant a une dette potentielle envers le concessionnaire. Celle-ci est évaluée à 185 M€. Ramené à l'usager, cela représente à un montant de 840 €/us (806 €/us à fin 2020).

Par rapport à l'exercice précédent, le ticket de sortie a augmenté fortement en faveur du concessionnaire, de +9 M€. Cela s'explique essentiellement notamment par les investissements élevés effectués par EDF-SEI au cours de l'exercice 2021 mais également, sans qu'il ne soit possible de le quantifier précisément, par des mouvements de régularisation/transfert opérés par le concessionnaire en 2021 (2020 également) sur les postes et les transformateurs HTA/BT (cf. *supra*).

Il conviendrait d'interroger EDF-SEI sur ce sujet.

A noter que, comme il l'avait été constaté lors du précédent contrôle portant sur les exercices précédents, EDF-SEI n'a toujours pas été en mesure, pour des raisons de difficultés d'extraction informatique, de transmettre les éléments comptables relatifs aux exercices 2010 et 2011, ce qui aurait permis de retracer sur un historique de 10 exercices l'évolution du ticket de sortie.

En outre, cette dette du concédant envers le concessionnaire paraît surévaluée dans la mesure où :

- L'amortissement industriel du financement concédant est sous-évalué compte tenu notamment :
 - de la sous-valorisation par EDF-SEI des remises gratuites du Sy.MEG depuis de nombreuses années, qui perdurent encore aujourd'hui, vraisemblablement dans une moindre mesure (cf. rapports antérieurs d'analyse comptable, chapitre relatif aux VRG) ;
 - de la forfaitisation des origines de financement pour les ouvrages construits jusqu'au milieu des années 1980 ;
 - de l'absence d'amortissement du financement du concédant sur les ouvrages BT et les postes HTA/BT situés en zone ER (rurale) compte-tenu des spécificités comptables d'EDF-SEI (similaires à celles d'Enedis en Métropole) et de la même façon en contradiction avec le cahier des charges de concession ;
 - des manquements dans le processus d'immobilisation comptable des ouvrages sous MOA concédant remis gratuitement par le Sy.MEG, bien qu'en amélioration significative depuis ce contrôle (cf. *infra*, rapports antérieurs d'analyse comptable, chapitre relatif aux VRG) ;
- Les provisions pour renouvellement peuvent être également sous-évaluées compte-tenu notamment :
 - Du fait que l'ancien contrat ne prévoyait pas de constitution de provision pour renouvellement, expliquant que le stock de PR est « reparti à zéro » en 2008 (cf. *supra*) ;
 - du fait de ne pas constituer de provisions pour renouvellement sur les ouvrages BT situées en zone ER (cf. *supra*) ;
 - du fait qu'aucune provision pour renouvellement ne soit comptabilisée sur les ouvrages BT des communes de Saint-Claude et de Les Aymes qui sont pourtant deux communes mixtes (cf. *supra*).

A cette estimation, conformément à l'article 31 du cahier des charges de concession, pourrait être rajoutée la prise en compte en fin de contrat d'une réévaluation de la valeur nette des ouvrages financés par le concessionnaire par l'application de coefficient d'actualisation, le Taux moyen obligataire (TMO : Taux moyen mensuel de rendement au règlement des emprunts non indexés, garantis par l'état et assimilés, établi par l'I.N.S.E.E.).

Cette prise en compte aurait pour effet d'accroître significativement la valeur non amortie des ouvrages financés par le concessionnaire, augmentant de fait nettement la dette de la Collectivité envers EDF-SEI.

Cependant, la jurisprudence récente (Arrêt du Conseil d'Etat sur la commune de Douai du 21 Décembre 2012), prévoit que la valeur non amortie des ouvrages financés par le concessionnaire (une des composantes du calcul du ticket de sortie) « ne saurait excéder » la valeur nette inscrite au bilan.

6. Conclusions

Concernant les données transmises par le concessionnaire :

- La réalisation de cette analyse est basée exclusivement sur les éléments comptables transmis par le concessionnaire (contrôle sur pièces et audit sur site) au titre de l'exercice 2021 ;
- **Notons que par rapport à la demande qui a été faite au concessionnaire, plusieurs éléments n'ont pas été transmis (ou partiellement) tels que le flux détaillé des provisions pour renouvellement (avec le détail des affectations et reprises par typologies d'ouvrages) et ce malgré de multiples demandes, ce qui est regrettable (même constat lors des contrôles précédents).**

Analyse des données patrimoniales

L'analyse de l'état comptable et financier de la concession permet de déterminer les droits du concédant et d'évaluer les dettes et créances réciproques afin d'estimer le potentiel ticket de sortie de fin de contrat de concession. Pour cela, plusieurs éléments d'importance doivent être pris en compte et faire l'objet d'un contrôle rigoureux du concédant : la valorisation, les amortissements et la dotation aux provisions pour amortissements des ouvrages financés par le concessionnaire et l'autorité délévatrice.

Concernant la valorisation des ouvrages :

- Sur la valeur brute totale de 644 M€ à fin 2021, 64% sont réputés être financés par le concessionnaire (majoritairement sur les réseaux HTA), 36% par le concédant (majoritairement sur les réseaux BT). Toutefois, la part de financement concédant n'a pas été constante dans le temps, et suit une trajectoire globalement descendante depuis une vingtaine d'années ;
- L'analyse détaillée des origines de financement des ouvrages a montré qu'avant le millésime 1998, un taux de financement « forfaitaire » avait été appliqué, dépendant uniquement de la typologie d'ouvrage considéré.
Ce constat pose clairement question sur la fiabilité des origines de financement, notamment sur les millésimes anciens, ayant pourtant clairement un impact sur le calcul des droits du concédant et des dettes et créances réciproques.
- EDF-SEI a précisé durant l'audit sur site que le cahier des charges en vigueur avant 2008 était basé sur un modèle générique de concession prévoyant une remise des ouvrages en état normal d'entretien. Par voie de conséquence les origines de financement « au réel » n'ont été déterminées qu'à compter de la signature du nouveau cahier des charges en 2008 ;
- **Cette réponse, très partielle est discutable. Elle n'indique en effet pas comment les origines de financement des ouvrages antérieures à 2008 ont été déterminées, posant question sur la fiabilité de leurs valeurs, et donc sur le solde des dettes et créances réciproques.**

Concernant les amortissements des ouvrages :

- Le concessionnaire n'amortit pas la totalité des ouvrages mis en concession par l'autorité organisatrice de par son interprétation du cahier des charges de la concession. Ainsi, de tous les types de bien, seuls les bien non renouvelables par nature (immeubles, véhicules, etc.) et les biens renouvelables en zone ER ne sont pas amortis lorsqu'ils sont financés par le concédant. Précisément, les réseaux BT et les postes HTA/BT situés en zone ER ne sont pas amortis par le concessionnaire. Parce qu'aucun amortissement n'est constitué mais que la valeur nette est dépréciée dans l'inventaire, la dette du concessionnaire vis-à-vis de l'autorité délévatrice diminue, réduisant la valeur des droits en espèce, c'est-à-dire le montant des amortissements des financements concédants qui est l'un des éléments du calcul du ticket de sortie ;
- **Cette pratique est contraire aux obligations du cahier des charges de concession dans la mesure où les obligations de renouvellement ne sont pas localisées sur certaines communes de la concession**

mais sur l'ensemble des communes. Les droits du concédant sont ainsi fortement impactés à la baisse, cela étant dû essentiellement aux mouvements comptables opérés par EDF-SEI sur les flux de mise en retrait (retrait, transfert et/ou régularisation) sur les postes HTA/BT et les transformateurs HTA/BT ;

- La valeur maximale théorique de l'amortissement du financement du concédant sur les biens ER atteindrait 72 M€ à fin 2021, correspondant au montant des amortissements de dépréciation affiché par EDF-SEI sur les réseaux BT et les postes HTA/BT sur les communes ER, financement concédant et concessionnaire. Ce montant pourrait servir à diminuer la dette de la collectivité enregistrée dans les droits du concédant.

Concernant les dotations aux provisions pour amortissements :

- Les provisions pour renouvellement concernent uniquement les biens renouvelables avant le terme du contrat de concession (2038 pour le contrat entre le Sy.MEG et EDF-SEI) afin de compléter l'amortissement industriel mentionné ci-avant. Les provisions pour renouvellement n'ont pas pour but de financer entièrement le renouvellement d'un ouvrage, mais de couvrir la différence entre la valeur d'origine du bien et son coût futur de remplacement à l'identique. Cela a pour conséquence directe que l'assiette de calcul des dotations aux provisions pour renouvellement est centrale pour le calcul de la dette et créance réciproque et l'estimation de la valeur du ticket de sortie ;
- Le contrôle mené cette année a montré que le stock de provision était vraisemblablement reparti de zéro à partir de la signature du nouveau contrat, EDF-SEI ayant confirmé que le précédent contrat de concession ne prévoyait pas de constitution de provision pour renouvellement ;
- A propos du principe de calcul des dotations aux provisions pour renouvellement, celui-ci est nouveau depuis la signature du contrat de 2008. Il en ressort notamment que, concernant les ouvrages construits lors du précédent contrat de concession et renouvelables durant le nouveau contrat, l'assiette de calcul de la dotation à la provision pour renouvellement n'est pas égale au différentiel entre valeur de remplacement de l'année et valeur brute d'origine (VR-VB), comme cela été le cas avant la signature du nouveau contrat et comme c'est le cas par ailleurs en métropole, mais correspond au différentiel entre la valeur de remplacement de l'année de calcul de la dotation et la valeur de remplacement de 2007. **Cela vient donc minorer de façon significative le stock de provisions pour renouvellement étant donné que depuis 2008 la dotation aux provisions annuelle sur cette classe d'ouvrage est moindre, puisqu'elle est assise sur un différentiel « VR-VR2007 » inférieur au différentiel « VR-VB d'origine », en partant de l'hypothèse que, globalement, les valeurs de remplacement de 2007 sont supérieures aux valeurs brutes d'origine des ouvrages construit antérieurement à 2007.**

Il pourrait être intéressant à l'avenir de quantifier ce sous-provisionnement, qui impacte de facto directement la valeur du ticket de sortie de façon défavorable pour la Collectivité.

Concernant l'estimation du ticket de sortie :

- En 2021, la valeur nette comptable des ouvrages financés par le concessionnaire est de 241 M€ en 2021 tandis que les provisions pour renouvellement sont estimées à 11 M€ et les amortissements sur les financements concédant à 45M€ ;
- A fin 2021, le ticket de sortie est donc estimé à 185 M€ en faveur du concessionnaire EDF-SEI, soit 840 €/usager (contre 176 M€ un an plus tôt soit 806 €/us).

Analyse des remises gratuites à EDF-SEI sous MOA du Sy.MEG

Sur les 7 dossiers ayant pu être analysés sur cet audit 2021, le montant total valorisé par EDF-SEI est 28% inférieur au coût réel des ouvrages (166k€ dépensés par le Sy.MEG valorisés à 120 k€ par EDF-SEI), d'où un écart de 47 k€ entre les deux montants dans le sens d'une sous-valorisation, en nette dégradation par rapport aux 2 contrôles précédents qui ont pu faire l'objet d'une telle analyse

- Quasiment aucun écart sur les quantités comme précédemment. Mais, les principales raisons de ces écarts sont toujours :
 - Absence de valorisation systématique des branchements ni des mutations de transformateurs HTA/BT ;
 - Sous-valorisation chronique des coûts unitaires (CU) utilisés par EDF dans son barème VRG pour valoriser les affaires ;
 - Une absence de valorisation des difficultés spécifiques rencontrées par le Sy.MEG lors de la réalisation des travaux et les coûts induits par la dépose non pris en compte dans la valorisation ;
- Le montant dépensé par le Sy.MEG s'entend toutefois hors frais internes de MOA et hors frais d'études (ce qui réduit potentiellement l'écart de valorisation puisque les CU du barème VRG d'EDF-SEI intègrent ces coûts).

En outre, quel que soit la typologie de réseau considéré, les coûts unitaires moyens sont nettement inférieurs lorsqu'il s'agit de chantiers sous maîtrise d'ouvrage du concédant par rapport aux chantiers sous maîtrise d'ouvrage EDF-SEI. Pourtant, le principe de l'outil VRG est de valoriser les affaires sous maîtrise d'ouvrage du concédant de la même manière que si les travaux avaient été réalisés par EDF-SEI et les coûts supportés par ce dernier.

EDF-SEI a apporté des précisions dans sa réponse aux questions complémentaires faisant suite à l'audit sur site : « le barème utilisé pour la valorisation des ouvrages réalisés sous maîtrise d'ouvrage du concédant ne prend pas en compte l'inflation. EDF SEI a soumis à la CRE une mise à jour de son barème raccordement. Dans la continuité, le barème utilisé pour la valorisation des ouvrages réalisés sous maîtrise d'ouvrage du concédant sera actualisé.

En outre, s'agissant des écarts remontés sur la comparaison des coûts unitaires, celle-ci n'est pas réalisée sur le même périmètre car dans les affaires Sy.MEG, la main d'œuvre EDF (études MOA, ingénierie, exploitation) est imputée en OPEX (donc non immobilisable). Les affaires investissements EDF intègrent cette main-d'œuvre qui constitue de la production immobilisée. D'autres écarts sont aussi liés à l'outil VRG qui ne tient compte des coûts annexes. »

La mise à jour du barème de valorisation des remises gratuites (barème VRG) par EDF-SEI est donc un point important à suivre à l'avenir.

La collectivité devra donc rester vigilante notamment sur les aspects suivants :

- Une partie des ouvrages n'est pas amortie et aucune provision pour renouvellement n'est constituée au niveau de la concession pour ces ouvrages (réseaux BT et postes HTA/BT en zone d'électrification rurale) ;
- Le calcul des provisions pour renouvellement constituées sur les ouvrages immobilisés avant 2008 (ouvrages antérieurs au nouveau contrat) et renouvelables au cours du nouveau contrat, qui semble nettement sous-valorisé ;
- La transparence d'EDF-SEI sur la communication de données comptables détaillées, en particulier s'agissant des flux de provisions pour renouvellement où le détail des affectations et des reprises au résultat n'a pas été communiqué par typologie d'ouvrage au titre du présent contrôle portant sur l'exercice 2021 ;
- La sous-valorisation « chronique » récurrentes et persistantes voire même en dégradation s'agissant de ce qui a été constaté au titre de l'audit portant sur l'exercice 2021, des remises gratuites du Sy.MEG ;
- Cela est de plus corroboré par l'analyse des coûts unitaires d'immobilisation de réseau en fonction de la maîtrise d'ouvrage menée cette année, qui sont globalement sous-valorisés, en moyenne sur les 5 dernières années.
Cet écart de valorisation est considérable et impacte fortement le calcul du solde des dettes et créances réciproques en défaveur du concédant ;
- La mise à jour du barème de valorisation des remises gratuites (barème VRG) par EDF-SEI est donc un point important à suivre à l'avenir.



Syndicat Mixte d'électricité de la Guadeloupe – Sy.MEG

Analyse du compte d'exploitation de la concession Exercice 2021

Décembre 2022 — Version 1

www.aeconseil.fr

18, rue de la Pépinière – 75008 PARIS

+33(0)1 44 70 78 10

contact@aeconseil.fr

Sy.MEG : Contrôle du reversement de la taxe communale sur la consommation d'électricité (TCCFE)

Exercice 2021



Table des matières

INTRODUCTION	3
1. DESCRIPTION ET ANALYSE DE LA CONSTRUCTION DES « ELEMENTS FINANCIERS »	4
1.1 SITUATION D'ENSEMBLE.....	4
1.2 CONTENU ET DETERMINATION DES POSTES DE PRODUITS D'EXPLOITATION.....	14
1.2.1. Recettes d'acheminement.....	15
1.2.2. Recettes de raccordement et prestations.....	16
1.2.3. Autres recettes	16
1.2.4. Les « autres produits ».....	17
1.3 CONTENU ET DETERMINATION DES POSTES DE CHARGES D'EXPLOITATION	19
1.3.1. Les consommations de l'exercice en provenance des tiers	20
1.3.2. Les impôts, taxes et versements assimilés.....	22
1.3.3. Les charges de personnel	23
1.3.4. Les dotations d'exploitation.....	23
1.3.5. Les autres charges et charges centrales	24
1.4 LE RESULTAT D'EXPLOITATION DE LA CONCESSION.....	25
1.4.1. Mécanismes de calcul de la contribution à l'équilibre.....	25
1.4.2. Contribution à l'équilibre sur la concession du Sy.MEG.....	26
2. REVUE PLURIANNUELLE ANALYTIQUE DES CHARGES ET DES PRODUITS D'EXPLOITATION (PERIODE 2012-2021).....	28
2.1 PRINCIPALES EVOLUTIONS DES POSTES DE PRODUITS D'EXPLOITATION	28
2.2 PRINCIPALES EVOLUTIONS DES POSTES DE CHARGES D'EXPLOITATION.....	31
3. SYNTHESE ET CONCLUSIONS	33

Introduction

Un des principes de base de toute convention de délégation de service public est la gestion aux risques et périls du délégataire. La gestion aux risques et périls doit s'associer à un équilibre économique pour chacune des parties. Chaque année, le concessionnaire indique dans son compte-rendu annuel d'activité les éléments financiers de la concession.

Pour ce faire, il publie dans la rubrique « Les éléments financiers d'exploitation » les produits et les charges de la concession qui ne reflètent que partiellement l'économie de la concession. Contrairement à d'autres délégations de service public, les éléments fournis ne permettent pas d'avoir une vision juste de la réalité économique de la concession compte tenu de l'utilisation de clés de répartition peu explicitées et de la globalisation de certains postes, notamment des postes de charges. Le concessionnaire considère d'ailleurs qu'il ne présente pas le compte d'exploitation de la concession mais présente des éléments financiers relatifs à l'économie de la concession. Si la nuance sémantique est certaine, les informations produites sont insuffisantes.

L'objectif de cette prestation est l'analyse de ces « éléments financiers » qui ne sont donc pas le compte d'exploitation de la concession. Il s'agira d'abord d'analyser la manière dont le concessionnaire constitue ces éléments et ensuite d'effectuer une revue analytique des principaux postes de charges et produits d'exploitation.

Traditionnellement, le concessionnaire EDF-SEI ne communique qu'un nombre limité d'informations comptables et financières, se retranchant derrière le fait qu'il n'est tenu de produire que les seuls éléments limitativement énumérés par le contrat de concession et notamment par son article 32. Au regard des évolutions jurisprudentielles, cette position n'est désormais plus tenable.

En effet, la jurisprudence administrative (Conseil d'Etat, n°369889, 18 décembre 2013, SIPPEREC, confirmant l'arrêt de la Cour d'appel de Paris n°10PA04608, du 25 mars 2013) fait obligation au concessionnaire de communiquer à l'autorité concédante un compte rendu d'activité annuel comprenant tous les éléments comptables et financiers se rapportant à la concession et permettant à celle-ci d'exercer utilement son contrôle sur l'exécution de la convention par le concessionnaire. Ainsi, l'autorité concédante est en droit de solliciter de son concessionnaire « *la communication du compte de résultat détaillé à la maille de la concession, des répartitions intra-concessions, du détail de l'actif et du passif et les comptes de résultat prévisionnel à N+1, N+2 et N+3* ».

A défaut de production de ces éléments, les juridictions administratives confirment la possibilité de mettre en œuvre les pénalités prévues par l'article 32 D du cahier des charges de concession pour non-obtention des données réclamées après mise en demeure.

Les données analysées dans le présent rapport sont issues de l'historique des CRACs transmis par EDF-SEI sur la période 2012-2021 dans leur version définitive.

En particulier, les éléments financiers transmis par EDF-SEI dans le cadre du présent contrôle portant sur 2021 et présentés dans le présent rapport sont bien issus de la version définitive du CRAC 2021 corrigée suite à l'audit sur site.

1. Description et analyse de la construction des « éléments financiers »

Objectif :

Expliciter la manière dont sont constitués par le concessionnaire les éléments financiers de la concession et notamment ceux présentés dans le Compte Rendu Annuel d'Activité (CRAC), en apportant des éclaircissements, notamment en termes de maille et de clé de répartition utilisées sur les postes les plus représentatifs.

Evaluer la méthode adoptée par le concessionnaire pour l'établissement des informations financières à la maille de la concession du Sy.MEG, notamment les clés de répartition aux différentes mailles de coûts. Proposer des pistes d'amélioration pour apporter une meilleure lisibilité des informations financières transmises par le concessionnaire.

1.1 Situation d'ensemble

Le contexte :

Dans ses comptes rendus d'activité, le concessionnaire doit permettre à l'autorité concédante de connaître la situation économique réelle de la concession¹.

En effet, les autorités concédantes, propriétaires du réseau de distribution, ont un pouvoir de contrôle sur le service public de la distribution d'électricité et fourniture au tarif réglementé de vente, concédé à Enedis en métropole et EDF-SEI dans les territoires insulaires (Corse et Outre-Mer).

Ces derniers sont responsables du bon fonctionnement du service vis-à-vis des usagers. Ainsi, autant que les données patrimoniales, les autorités concédantes doivent pouvoir avoir une visibilité sur les dépenses d'exploitation engagées par un concessionnaire sur leur outil industriel, justifiant les tarifs aux usagers du territoire et impactant la santé des ouvrages, les services aux usagers, producteurs ou consommateurs.

Comme le précise l'article R1411-7 du code général des collectivités territoriales relatif au contenu des rapports annuels des délégataires de service public (auquel Enedis et EDF-SEI ne sont pour l'heure pas soumis²), « l'imputation des charges s'effectue par affectation directe pour les charges directes et selon des critères internes issus de la comptabilité analytique ou selon une clé de répartition dont les modalités sont précisées dans le rapport pour les charges indirectes, notamment les charges de structure. »

Le protocole d'accord ERDF-FNCCR du 18/09/2013 : de nouvelles exigences

Dans ce protocole, ERDF et la FNCCR ont convenu d'améliorer de manière continue la précision des données financières des CRAC. En particulier, il prévoit la transmission dans la mesure du possible des données à la

¹ Le gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité a été condamné par la cour administrative d'appel de Paris, le 25 mars 2013, à payer plus de 4 millions d'euros au Sipperec, au terme d'un contentieux né en 2005. Ce montant correspond aux pénalités émises par le Sipperec concernant les comptes-rendus annuels d'activité (CRAC) de sa concession de distribution et de fourniture d'électricité, considérés comme incomplets. En effet, les éléments financiers présentés dans le CRAC ne permettent pas au Sipperec de connaître la situation économique réelle de la concession puisque ces éléments ne peuvent être regardés comme constituant des données comptables et financières significatives au sens des stipulations de l'article 32 du cahier des charges.

² L'article L. 1411-12 du CGCT exclut leur application pour les délégations de service public lorsque la loi institue un monopole au profit d'une entreprise, ce qui est le cas d'Enedis et d'EDF.

maille concession, grâce à la mise en œuvre de nouveaux outils d'exploitation et de système d'information. A noter cependant que ce protocole ne s'applique pas explicitement à EDF-SEI.

Cette démarche « peut recouvrir la mise à disposition d'éléments comptables supplémentaires (par exemple le détail des comptes les plus significatifs au sein du poste « autres consommations externes »). En complément, une liste d'activités au périmètre de la concession pourra être portée à la connaissance de l'autorité organisatrice, telle que par exemple certaines dépenses de maintenance et d'entretien du réseau, constituées à la fois de dépenses « charges de personnel » et « autres charges ».

En outre, il prévoit que la plupart des affectations pourront s'effectuer à la nouvelle maille organisationnelle (par direction régionale), ce qui facilitera la répartition ensuite à la maille concession. Autant que possible, les systèmes d'information pourront identifier les « données concessions », sachant que le fait générateur de la majorité des charges se situe à une maille supérieure de la concession et ne peut être collecté à la maille concession.

L'existant

Conformément à l'article 32C du cahier des charges de concession, le compte-rendu annuel d'activité du concessionnaire présente, pour ce qui concerne le développement et l'exploitation des réseaux publics de distribution d'électricité, les « principaux éléments du compte d'exploitation au niveau géographique compatible avec l'obtention des données comptables et financières significatives ».

Afin d'optimiser les moyens techniques et financiers mis à disposition et donner tout son sens à la péréquation tarifaire basée sur l'efficacité du distributeur, un certain nombre de moyens, outils et activités sont centralisés au sein de la direction EDF-SEI 'fonctions centrales'. La répartition de ces ressources sur les concessions est explicitée *infra*.

Ces ressources sont produites en propre ou achetées à EDF et Enedis pour bénéficier des économies d'échelle liés à la spécialisation des activités.

Depuis 2016, Le CRAC est une étape intermédiaire vers une cible plus détaillée telle que l'attendent les autorités concédantes et qui est définie dans le 'décret CRAC' paru en 2016 (cf. *infra*).

Dans cet esprit, la présentation du compte de résultat a été améliorée en proposant plus de détail sur le poste « autres consommations externes ».

En outre, en 2015, en cohérence avec la définition du domaine concédé, les charges et produits relatifs à la HTB avaient été enlevés du compte de résultat, mais sur deux lignes, par simplification : autres consommations externes et charges de personnel.

La production du détail des autres consommations externes conduit ainsi à retirer ligne à ligne les produits et charges HTB. Pour information les principaux postes impactés : la production stockée immobilisée, les autres dotations d'exploitation, les autres produits divers, les autres consommations externes. Ces variations se compensent et n'affectent, en théorie, pas le résultat.

Pour autant, l'existence de maille supra-concessive, et notamment la maille « Centre » (regroupant les îles de Guadeloupe ainsi que les îles de Saint-Martin et Saint-Barthélemy) pour une partie significative des activités, afin de bénéficier d'économie d'échelle, n'affranchit pas de l'affectation localisée à l'échelle de la concession, dans la mesure où de nombreux actes liés aux réseaux ou aux clients de la distribution d'électricité sont bien localisés.

Par exemple, une partie significative des charges de personnel, des achats de matériels et services pour les activités de maintenance du réseau (préventives et curatives) et d'intervention clientèle sont identifiables sans nul doute à une échelle locale (*a minima* communale).

Le tableau *infra* montre :

- les postes affectés directement et les clés de répartition utilisées lorsque l'affectation n'est pas à la maille concession ;
- les montants directement affectés et ceux répartis par clé dans le total des dépenses affectables à la concession ;
- les données disponibles directement à la maille de la concession ou de la commune.

Certaines clés étant « mixtes », avec une part de montant natif, et une part de montant réparti, notamment les « autres impôts et taxes » dont la CVAE (Cotisation sur la valeur ajoutée des entreprises) est proratisée puisque calculée globalement à la maille SEI.

De même, une partie des « charges centrales » est logiquement proratisée de par le caractère même de ces frais de siège. A noter également que, côté recettes, le reversement TURPE d'Enedis à EDF-SEI résulte d'un calcul de prorata (cf. *infra*).

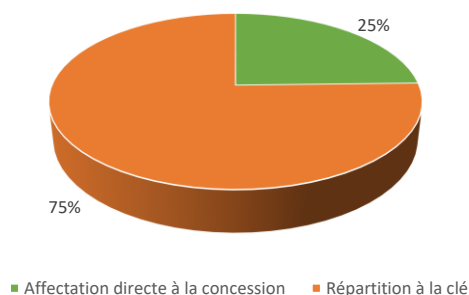
Pour des raisons de lisibilité, il est considéré que le terme « affectation directe à la concession » intègre tout de même une répartition des charges/produits des îles du nord dans les chiffres de charges/produits de la concession du Sy.MEG, mais cette approximation est acceptable compte-tenu du faible poids de ces îles.

Modalités de répartition des charges et produits d'exploitation pour 2021

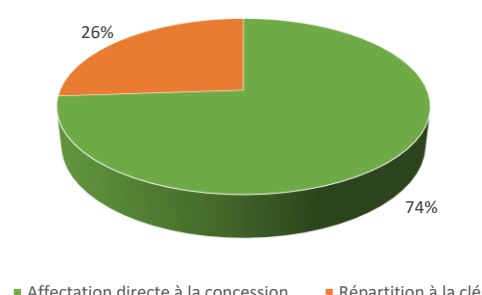
Produits d'exploitation détaillés	2021 (CRAC 2021)	Méthode de répartition 2021
Recettes d'acheminement	84 266 k€	
Dont clients HTA	10 848 k€	Affectation directe à la concession
Dont clients BT	60 382 k€	Affectation directe à la concession
Dont reversement TURPE ERDF	13 036 k€	Répartition par clé
Recettes de raccordements et prestations	2 592 k€	
Dont raccordements	2 576 k€	Affectation directe à la concession
Dont prestations	15 k€	Affectation directe à la concession
Autres recettes	980 k€	Répartition par clé
Chiffre d'affaires	87 838 k€	
Autres produits	15 342 k€	
Dont Production stockée et immobilisée	11 659 k€	Mix entre natif/répartition
Dont Reprises sur amortissements et provisions	2 515 k€	Répartition par clé
Dont Autres produits divers	1 168 k€	Répartition par clé
Total des produits	103 180 k€	

Charges d'exploitation détaillées	2021	Méthode de répartition 2021
Consommation de l'exercice en provenance des tiers	29 711 k€	
Dont Achats d'énergie pour couvrir les pertes sur le réseau	14 900 k€	Répartition par clé
Dont Redevances de concession	425 k€	Affectation directe à la concession
Dont Autres consommations externes	14 385 k€	Répartition par clé
Matériel	4 533 k€	
Travaux	4 272 k€	
Informatique et télécommunications	660 k€	
Tertiaire et prestations	2 447 k€	
Bâtiments	241 k€	
Autres achats	2 233 k€	
Impôts, taxes et versements assimilés	3 791 k€	Répartition par clé
Dont Contribution au CAS FACE	2 448 k€	Répartition par clé
Dont Autres impôts et taxes	1 343 k€	Répartition par clé
Charges de personnel	22 867 k€	Mix entre natif/répartition
Dotations d'exploitation	17 636 k€	
Dont Dotation aux amortissements DP	15 028 k€	Répartition par clé
Dont Dotation aux provisions DP	1 797 k€	Répartition par clé
Dont Autres dotations d'exploitation	811 k€	Répartition par clé
Autres charges	1 129 k€	Répartition par clé
Charges centrales	19 520 k€	Répartition par clé
Total des charges	94 654 k€	

Charges d'exploitation



Produits d'exploitation



Les évolutions entre 2012 et 2021 sur la présentation des éléments financiers

Jusqu'à récemment, les informations économiques d'exploitation transmises dans les CRAC étaient moins claires (plus dispersées), mais des efforts importants d'amélioration ont été effectués depuis, de manière progressive :

Niveau de détail sur les indicateurs de produits et de charges d'exploitation de la concession dans la partie principale du CRAC :

CRAC 2013

Produits détaillés (en k€)
Recettes d'acheminement
Dont Tarif vert
Dont Tarif Bleu
Dont complément versé par ERDF (TURP 3)
Recettes de raccordements et prestations
Autres recettes
Chiffre d'affaires
Autres produits
Contribution d'équilibre
Total des produits
Charges détaillées (en k€)
Consommation de l'exercice en provenance des tiers
Accès réseau amont
Redevances de concession
Contribution au CAS FACE
Dotation aux amortissements DP
Dotation aux provisions DP
Autres charges d'exploitation
Contribution aux charges centrales d'EDF
Contribution d'équilibre
Total des charges
Total des produits – total des charges (en k€)
Montant (y compris contribution à l'équilibre)

CRAC 2014

Produits détaillés (en k€)
Recettes d'acheminement
Dont Tarif vert
Dont Tarif Bleu
Dont complément versé par ERDF (TURP 3)
Recettes de raccordements et prestations
Autres recettes
Chiffre d'affaires
Autres produits
Contribution d'équilibre
Total des produits
Charges détaillées (en k€)
Consommation de l'exercice en provenance des tiers
Accès réseau amont
Redevances de concession
Contribution au CAS FACE
Dotation aux amortissements DP
Dotation aux provisions DP
Autres charges d'exploitation
Contribution aux charges centrales d'EDF
Contribution d'équilibre
Total des charges
Total des produits – total des charges (en k€)
Montant (y compris contribution à l'équilibre)

CRAC 2015

Charges d'exploitation détaillées (en k€)

Consommation de l'exercice en provenance des tiers
Accès réseau amont
Achats d'énergie pour couvrir les pertes sur le réseau
Redevances de concession
Autres consommations externes
Impôts, taxes et versements assimilés
Contribution au CAS FACÉ
Autres impôts et taxes
Charges de personnel
Dotations d'exploitation
Dotation aux amortissements DP
Dotation aux provisions DP
Autres dotations d'exploitation
Autres charges
Charges centrales
Total des charges
Total des produits - total des charges (en k€)

Produits d'exploitation détaillés (en k€)

Recettes d'acheminement
Dont clients HTA
Dont clients BT ayant une puissance souscrite ≤ 36 kVA
Dont clients BT ayant une puissance souscrite > 36 kVA
Dont reversement TURPE ERDF
Recettes de raccordements et prestations
Dont raccordements
Dont prestations
Autres recettes
Chiffre d'affaires
Autres produits
Production stockée et immobilisée
Reprises sur amortissements et provisions

Evolution par rapport au CRAC N-1

CRAC 2016 et 2017

Charges d'exploitation détaillées (en k€)		Produits d'exploitation détaillés (en k€)	
Consommation de l'exercice en provenance des tiers		Recettes d'acheminement	
Achats d'énergie pour couvrir les pertes sur le réseau		Dont clients HTA	
Redevances de concession		Dont clients BT ayant une puissance souscrite ≤ 36 kVA	
Autres consommations externes		Dont clients BT ayant une puissance souscrite > 36 kVA	
	Matériel	Dont autres	
	Travaux	Dont reversement TURPE ERDF	
	Informatique et télécommunications	Recettes de raccordements et prestations	
	Tertiaire et prestations	Dont raccordements	
	Bâtiments	Dont prestations	
	Autres achats	Autres recettes	
Impôts, taxes et versements assimilés		Chiffre d'affaires	
Contribution au CAS FACÉ		Autres produits	
Autres impôts et taxes		Production stockée et immobilisée	
Charges de personnel		Reprises sur amortissements et provisions	
Dotations d'exploitation		Autres produits divers	
Dotation aux amortissements DP		Total des produits	
Dotation aux provisions DP			
Autres dotations d'exploitation			
Autres charges			
Charges centrales			
Total des charges			
Total des produits - total des charges (en k€)			

Evolution par rapport au N-1

Depuis le CRAC 2015, les « autres charges d'exploitation » sont distinguées en :

- Charges de personnel ;
- Autres consommations externes ;
- Autres dotations d'exploitation.

De plus, les « recettes de raccordements et prestations » distinguent les « recettes de raccordements » des « recettes de prestations ».

En outre, **depuis le CRAC 2016**, EDF-SEI décompose le poste des « autres consommations externes », représentant plus de 15 % des charges, en les distinguant selon les 6 natures suivantes :

- **Achat de matériel** : Ils sont effectués sur la concession en fonction des besoins d'exploitation et d'investissement du réseau, et se décomposent en :
 - Une part relative à l'exploitation
 - Une part relative à la gestion clientèle
- **Achat de travaux**
- **Informatique et de télécommunications** : ils comprennent les achats locaux sur la concession concernée de petits équipements de bureautique et téléphonie ainsi qu'une quote-part des contrats mutualisés au niveau national (infogérance,...) ;
- **Tertiaire et prestations** : ils couvrent les besoins locaux sur la concession concernée (locations de salles et de matériel, frais de transport, études techniques, travaux d'impressions...) ainsi qu'une quote-part de ces mêmes achats, lorsqu'ils sont mutualisés au niveau national ;
- **Bâtiments** : ils concernent les besoins locaux sur la concession concernée (locations de bureaux, frais de gardiennage et de nettoyage, ...) ainsi qu'une quote-part de ces mêmes achats, lorsqu'ils sont mutualisés au niveau interrégional ou national ;
- **Autres achats** : ils concernent :
 - d'une part, divers postes relatifs aux besoins locaux sur la concession concernée ainsi qu'une quote-part de ces mêmes achats, lorsqu'ils sont mutualisés au niveau national,
 - d'autre part, ils enregistrent les Redevances d'Occupation du Domaine Public (RODP), qui sont affectées directement à la concession en fonction des RODP des communes la composant.

Ces dépenses sont affectées à la concession au prorata de la valeur des actifs bruts de la concession du Sy.MEG dans le Centre (EDF îles de Guadeloupe, incluant Saint Barthélemy et Saint Martin).

Cette clef de répartition n'a pas été explicitement transmise par EDF-SEI dans le cadre du présent contrôle portant sur l'exercice 2021.

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

Ainsi, malgré les évolutions significatives récentes, ces informations ne permettent donc pas au Sy.MEG de connaître les éléments financiers et économiques précis et par la suite la situation économique réelle

de la concession. Il faut reconnaître que le degré de précision sur cette dimension reste très pauvre par rapport à ce qu'il pourrait être objectivement fourni.

Evolutions possibles sur 2022 :

En métropole, Enedis a procédé (à partir du CRAC portant sur l'exercice 2016) au renforcement de la précision apportée sur certaines données, dans une logique d'amélioration continue et de transparence, concernant les reprises sur amortissements et provisions (recettes) et les dotations d'exploitation (charges) :

- Extrait du CRAC 2021 (modèle Enedis en métropole)

CHARGES D'EXPLOITATION DÉTAILLÉES (en k€) (CONCESSIONNAIRE)	
PRODUITS D'EXPLOITATION DÉTAILLÉS (en k€) (CONCESSIONNAIRE)	Consommation de l'exercice en provenance des tiers
	Accès réseau amont
	Achats d'énergie pour couvrir les pertes sur le réseau
	Redevances de concession
	Autres consommations externes
	Matériel
	Travaux
	Informatique et télécommunications
	Tertiaire et prestations
	Bâtiments
	Autres achats
	Impôts, taxes et versements assimilés
	Contribution au CAS FACÉ
	Autres impôts et taxes
	Charges de personnel
	Dotations d'exploitation
	Dotation aux amortissements DP
	Dont amortissement des financements du concessionnaire
	Dont amortissement des financements de l'autorité concédante et des tiers
	Dont autres amortissements
	Dotation aux provisions DP
	Autres dotations d'exploitation
	Autres charges
	Charges centrales
	Total des charges
Recettes d'acheminement	
Dont clients HTA	
Dont clients BT ayant une puissance souscrite ≤ 36 kVA	
Dont clients BT ayant une puissance souscrite > 36 kVA	
Dont autres	
Recettes de raccordements et prestations	
Dont raccordements	
Dont prestations	
Autres recettes	
Chiffre d'affaires	
Autres produits	
Production stockée et immobilisée	
Reprises sur amortissements et provisions	
Reprises sur amortissements	
Dont reprises d'amortissements de financements du concédant	
Dont autres types de reprises	
Reprises sur provisions	
Dont reprises de provisions pour renouvellement	
Dont reprises d'autres catégories de provisions	
Autres produits divers	
Total des produits	

En outre, le modèle de nouveau cahier des charges de concession, adopté par Enedis fin 2018 en métropole, prévoit en annexe un certain nombre d'indicateurs à communiquer, et notamment concernant les aspects financiers. Ce sont notamment :

- Produits et charges liés à l'exploitation courante de la concession :
 - Rubriques relatives aux produits d'exploitation :
 - Recettes d'acheminement par type de client final (en fonction du domaine de tension et de la puissance maximale souscrite : HTA, BT de puissance supérieure à 36 kVA, BT de puissance inférieure à 36 kVA) découlant du tarif d'utilisation des réseaux visé à l'article L. 341-2 du code de l'énergie,
 - Recettes de raccordement, de prestations annexes et autres recettes,
 - Production stockée et immobilisée,
 - Reprises sur amortissements distinguant les reprises d'amortissements de financements du concédant des autres types de reprises,
 - Reprises sur provisions distinguant les reprises de provisions pour renouvellement et les reprises d'autres catégories de provisions,
 - Total des autres produits d'exploitation,
- Rubriques relatives aux charges d'exploitation :
 - Achats dont coût d'accès au réseau amont et couverture de pertes,
 - Charges de personnel,
 - Redevances de concession,
 - Impôts et taxes,
 - Charges centrales et autres charges d'exploitation,
 - Charges calculées :
 - Dotations aux amortissements des biens en concession distinguant l'amortissement des financements du concessionnaire d'une part, et celui des financements de l'autorité concédante et des tiers d'autre part,
 - Autres amortissements,
 - Autres dotations d'exploitation.
- Produits et charges exceptionnels, le cas échéant.

Cela revient *de facto* à acter la transmission des indicateurs déjà communiqués dans la dernière version du CRAC métropolitain (version 2018).

Pour rappel, compte-tenu de divers changements de méthodes comptables et changements de périmètre (notamment concernant la HTB, « retirée » du compte d'exploitation à partir du CRAC 2015, cf. *infra*, ou des modifications des modalités de répartitions de divers postes de charges et de produits), EDF-SEI a recalculé les données N-1 au pro forma N (sur les CRACs 2015 et 2016).

Les principaux écarts entre les données N-1 des CRACs N-1 et les données N-1 des CRACs N apparaissent dans les tableaux suivants (→) :

Chronique des CRACs sur les produits d'exploitation

Source :		CRAC 2014	CRAC 2015 (V2)		CRAC 2016	
Produits d'exploitation détaillés (en k€)	Cf. Note	2014	Pro forma 2014	2015	PF 2015	2016
Recettes d'acheminement	2	94 600	74 647	76 742	→ 1 569 015,77	71 354 297,65
Dont clients HTA	}	9 847	9 847	10 088	9 450 712,53	9 197 910,83
Dont clients BT ayant une puissance souscrite ≤ 36 kVA		55 017	55 017	55 830	52 158 602,65	54 016 060,32
Dont clients BT ayant une puissance souscrite > 36 kVA						
Dont reversement TURPE ERDF		29 736	9 784	10 823	9 959 700,59	8 140 326,50
Recettes de raccordements et prestations		1 744	→ 2 903	3 681	3 657 046,57	4 647 375,42
Dont raccordements	3		1 757	→ 2 868	2 849 610,40	3 068 823,86
Dont prestations	4		556	151	150 031,20	765 845,34
Autres recettes	5		590	662	657 404,97	812 706,21
Chiffre d'affaires			77 550	80 423	→ 75 226 062,34	76 001 673,07
Autres produits		9 421	→ 9 848	12 614		
Production stockée et immobilisée	6		7 730	→ 9 400	→ 8 858 758,82	7 028 003,34
Reprises sur amortissements et provisions	7		62	416	415 207,49	835 904,87
Autres produits divers	8		2 056	→ 2 798	→ 2 415 033,87	2 271 177,39
Total des produits		105 765	87 398	93 037	→ 86 915 062,53	86 136 758,67

Chronique des CRACs sur les charges d'exploitation

		Source :	CRAC 2014	CRAC 2015 (V2)	CRAC 2016	
Charges d'exploitation détaillées (en k€)	Cf. Note	2014	Pro forma 2014	2015	PF 2015	2016
Consommation de l'exercice en provenance des tiers						
Accès réseau amont	9	18 500				
Achats d'énergie pour couvrir les pertes sur le réseau	10		9 382	12 230	-12 235 206,60	-12 317 501,01
Redevances de concession	11	254	30	394	-386 818,90	-154 117,71
Autres consommations externes	12		8 071	11 171	-12 493 791,13	-12 034 106,85
Impôts, taxes et versements assimilés						
Contribution au CAS FACE	13	780	778	865	-864 897,07	-827 212,86
Autres impôts et taxes	14		2 041	1 323	-1 939 244,58	-1 844 324,89
Charges de personnel	15		18 671	20 603	-20 618 734,57	-20 928 556,69
Dotations d'exploitation						
Dotation aux amortissements DP	16	13 960	10 536	10 988	-10 963 137,11	-11 972 732,13
Dotation aux provisions DP	17	1 051	1 165	922	-922 493,62	-764 993,49
Autres dotations d'exploitation	18		2 079	2 496	-155 845,14	-423 701,33
Autres charges	19	43 653	1 789	987	-987 899,06	-1 494 180,99
Charges centrales	20	1 770	12 631	11 297	-15 493 591,11	-15 350 456,72
Total des charges		85 064	67 173	73 277	-77 061 658,88	-78 111 884,67

Pour mémoire, EDF SEI étant un gestionnaire de système intégré, les recettes d'acheminement perçues sont calculées sur le TURPE HTA/BT qui inclut, comme en métropole, la part des coûts d'acheminement du réseau de transport. En Guadeloupe, comme dans l'ensemble des ZNI, ces coûts restent cependant dans le périmètre des activités d'EDF SEI et ne sont pas reversés à un autre opérateur de réseau.

En effet, les données pro forma 2014 et 2015 n'intègrent plus les charges « d'accès au réseau amont » liées à la HTB (logique de présentation). D'autres postes ont toutefois varié entre 2014 et le pro forma 2014 du CRAC 2015, idem entre 2015 et le pro forma 2015 du CRAC 2016, ne concernant a priori pas la HTB (dotation aux amortissements), sans explication d'EDF-SEI.

En synthèse sur les évolutions constatées et points d'amélioration à attendre

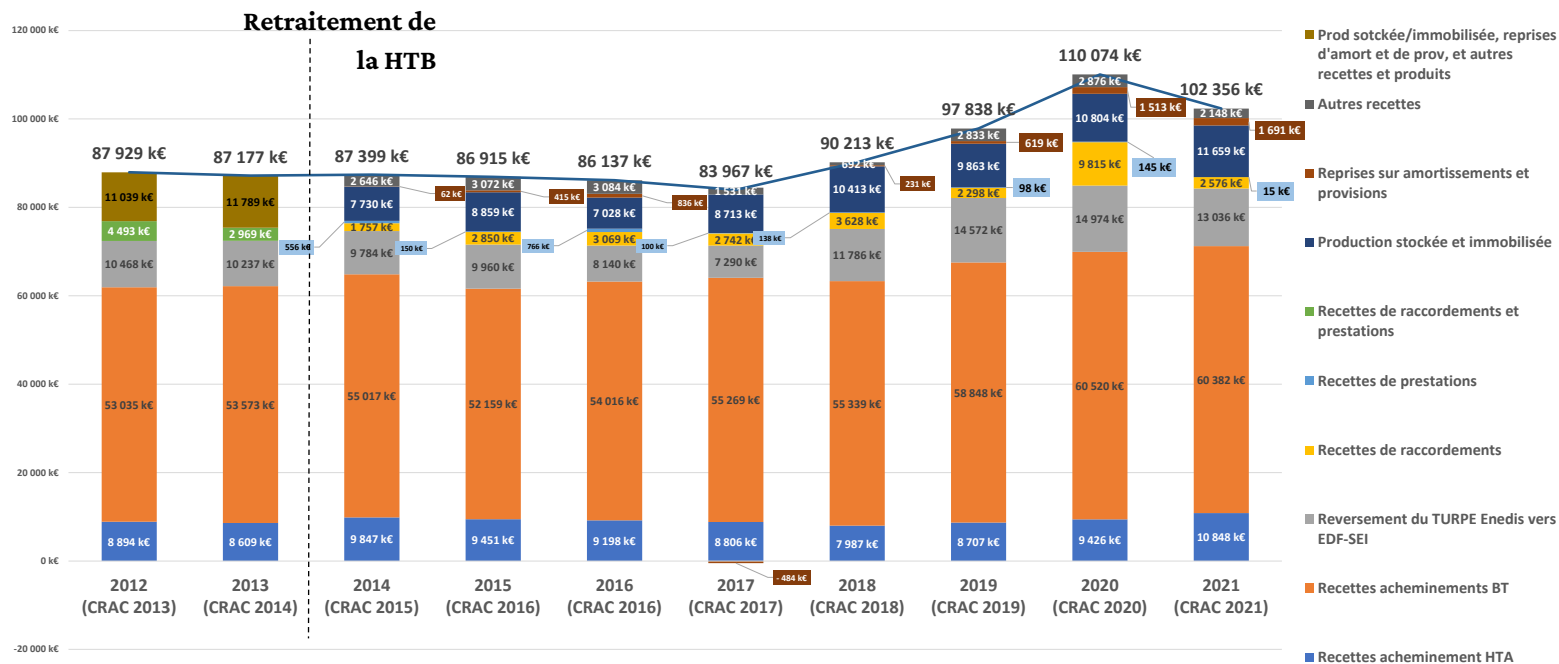
- Si on peut constater une **amélioration significative dans le format de présentation de l'équilibre économique de la concession ces dernières années** le degré de détail reste encore insuffisant, certains postes restant encore trop « globalisés » et la lisibilité sur une chronique de plusieurs exercices n'est pas chose aisée (rupture de chronique suite au retraitement de la HTB, modifications de certaines modalités d'imputation de dépenses/recettes dans les différents postes de charges/produits, etc.)
- Sur les charges d'exploitation, un effort significatif peut être attendu à horizon 2023 (CRAC relatif à l'exercice 2022) pour être conforme au protocole ERDF – FNCCR (non applicable explicitement à EDF-SEI) et au décret CRAC de 2016. Comme tend à le suggérer le protocole, une information d'ordre analytique permettant d'identifier par exemple l'effort de maintenance préventif et curatif serait très utile.
- Sur le plan des affectations, aujourd'hui Enedis EDF-SEI affecte près des trois quarts des recettes directement à la maille concession, ce qui apparaît satisfaisant. En revanche seul 14% des postes de charges sont concernées par une affectation directe à la maille concession (stable par rapport à l'exercice précédent), ce qui est bien insuffisant pour fournir une image financière représentative.
- Aucune évolution n'est survenue et n'a été constatée sur les éléments présentés dans le CRAC 2021 en comparaison du CRAC 2018, dernière année ayant fait l'objet d'un audit approfondi du compte d'exploitation.

1.2 Contenu et détermination des postes de produits d'exploitation

Le tableau et le graphique *infra* récapitulent les produits d'exploitation des 10 derniers exercices (2012 à 2021). A noter qu'afin d'afficher des valeurs au *pro forma* et tenant compte des corrections comptables apportées par EDF-SEI, notamment suite aux précédents audits, les montants relatifs à la période 2012-2017 présentés ici sont issus respectivement des CRACs 2013-2018, en se basant sur les colonnes « N-1 » des comptes d'exploitation figurant dans ces CRACs « N », qui tiennent donc compte des éventuelles modifications/corrections :

Evolution des produits d'exploitation sur la concession du Sy.MEG sur la période 2012-2021

(hors contribution à l'équilibre, source : CRACs 2013 à 2021 (Vdef))



Produits d'exploitation détaillés	2012 (CRAC 2013)	2013 (CRAC 2014)	2014 (CRAC 2015)	2015 (CRAC 2016)	2016 (CRAC 2017)	2017 (CRAC 2017)	2018 (CRAC 2018)	2019 (CRAC 2019)	2020 (CRAC 2020)	2021 (CRAC 2021)
Recettes d'acheminement	72 397 k€	72 419 k€	74 648 k€	71 569 k€	71 354 k€	71 365 k€	75 112 k€	82 127 k€	84 921 k€	84 266 k€
Dont clients HTA	8 894 k€	8 609 k€	9 847 k€	9 451 k€	9 198 k€	8 806 k€	7 987 k€	8 707 k€	9 426 k€	10 848 k€
Dont clients BT	53 035 k€	53 573 k€	55 017 k€	52 159 k€	54 016 k€	55 269 k€	55 339 k€	58 848 k€	60 520 k€	60 382 k€
Dont reversement TURPE ERDF	10 468 k€	10 237 k€	9 784 k€	9 960 k€	8 140 k€	7 290 k€	11 786 k€	14 572 k€	14 974 k€	13 036 k€
Recettes de raccordements et prestations	4 493 k€	2 969 k€	2 313 k€	3 000 k€	3 835 k€	2 842 k€	3 766 k€	2 396 k€	9 960 k€	2 592 k€
Dont raccordements			1 757 k€	2 850 k€	3 069 k€	2 742 k€	3 628 k€	2 298 k€	9 815 k€	2 576 k€
Dont prestations			556 k€	150 k€	766 k€	100 k€	138 k€	98 k€	145 k€	15 k€
Autres recettes	0 k€	0 k€	590 k€	657 k€	813 k€	724 k€	-1 247 k€	975 k€	1 827 k€	980 k€
Chiffre d'affaires	76 890 k€	75 388 k€	77 551 k€	75 226 k€	76 002 k€	74 207 k€	77 630 k€	85 498 k€	96 708 k€	87 838 k€
Autres produits	11 039 k€	11 789 k€	9 848 k€	11 689 k€	10 135 k€	9 760 k€	12 583 k€	12 340 k€	13 366 k€	14 518 k€
Dont Production stockée et immobilisée			7 730 k€	8 859 k€	7 028 k€	8 713 k€	10 413 k€	9 863 k€	10 804 k€	11 659 k€
Dont Reprises sur amortissements et provisions			62 k€	415 k€	836 k€	-484 k€	231 k€	619 k€	1 513 k€	1 691 k€
Dont Autres produits divers			2 056 k€	2 415 k€	2 271 k€	1 531 k€	1 939 k€	1 857 k€	1 049 k€	1 168 k€
Total des produits	87 929 k€	87 177 k€	87 399 k€	86 915 k€	86 137 k€	83 967 k€	90 213 k€	97 838 k€	110 074 k€	102 356 k€

A noter que, depuis le CRAC 2015, la décomposition des produits d'exploitation a gagné en lisibilité (cf. analyse des évolutions des informations figurant dans les CRACs *supra*). Il est fait une distinction entre :

- Les recettes de raccordements et les recettes de prestations ;
- La production stockée/immobilisée, les reprises d'amortissements/provisions et les autres recettes.

1.2.1. Recettes d'acheminement

Composition et niveau :

Les recettes d'acheminement sont valorisées par rapport aux modalités d'application du TURPE (Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité), fixé par décision ministérielle sur proposition de la CRE (Commission de Régulation de l'Energie) de façon à couvrir les coûts engagés dans l'activité de distribution d'électricité. Ce tarif est unique sur l'ensemble du territoire (principe de péréquation). Ces recettes sont celles facturées aux clients aux tarifs réglementés (tarifs bleus, bleus + et tarifs verts).

En outre, contrairement à ce qui est présenté par Enedis en métropole, les recettes d'acheminement ne sont pas présentées en distinguant les tarifs réglementés par puissance souscrite (recettes d'acheminement des clients ≤ 36 kVA, > 36 kVA et HTA), mais uniquement en distinguant les usagers HTA des usagers BT. En effet, aux dires d'EDF-SEI, le système d'information comptable et financier d'EDF-SEI ne permet pour le moment que la distinction des deux types de segments.

Il faut également rappeler que le tarif jaune n'existe pas dans les DOM contrairement à la métropole (jusqu'à récemment son extinction). Le tarif Bleu+ (qui correspond au segment des clients BT > 36 kVA) et le tarif Bleu (qui correspond au segment des clients BT ≤ 36 kVA) y ont la même structure tarifaire.

Les recettes d'acheminement intègrent aussi des « le reversement TURPE d'Enedis ».

Le reversement TURPE d'Enedis à EDF-SEI est déterminé par la CRE à la maille d'EDF-SEI en se basant sur l'écart entre les recettes d'acheminement effectives de SEI et les coûts exposés. Cela représente, pour EDF-SEI, une recette d'exploitation, provenant d'Enedis et non des usagers.

Le TURPE est établi *a priori* pour une période de 4 ans. Les charges et les produits, les investissements sont établis à la maille de SEI.

Les recettes d'acheminement sur la concession au titre de l'exercice 2021 s'élèvent à 84 266 k€ (en intégrant le reversement du TURPE d'Enedis) et représentent 82% des produits de la concession, en recul de -0,8% par rapport à l'exercice précédent.

Sans intégrer le reversement du TURPE d'Enedis, qui s'élève à 13 036 k€ sur 2021, les recettes d'acheminements (BT et HTA) atteignent 71 230 k€ sur 2021 (69% des recettes d'exploitation), en légère progression de +1,8% par rapport à l'exercice précédent.

Cette augmentation s'explique par la conjugaison d'un effet volume défavorable (baisse de -2,5% des volumes acheminés entre 2020 et 2021) compensé par un effet prix favorable (hausse du TURPE). En effet, rappelons que 2021 a vu l'application de 2 évolutions du TURPE :

- Un premier mouvement tarifaire du TURPE 5 bis au 1^{er} août 2020 de se traduisant par une hausse de +2,75% ;
- Un second mouvement tarifaire du TURPE 6 au 1^{er} août 2021 se traduisant par une hausse de +0,91%.

Les recettes d'acheminement proviennent pour l'essentiel (85%) des clients BT, les clients HTA représentant 15% des recettes.

Mode de détermination :

Les recettes d'acheminement indiquées sont des valeurs restituées directement au périmètre de la concession à partir des systèmes de facturation d'EDF SEI.

Le reversement du TURPE d'Enedis à EDF-SEI est imputé sur la concession après répartition par centre EDF à la clé acheminement.

1.2.2. Recettes de raccordement et prestations

Composition et niveau :

Les recettes de raccordements et prestations sont les recettes des raccordements des clients facturés au forfait et hors forfait parmi lesquelles les tickets (forfait) et les prestations de raccordement au réseau facturées aux clients selon un barème établi par la CRE (contributions suite à la mise en œuvre de la loi SRU-UH).

Ces recettes comprennent également des services et interventions facturés aux clients alimentés en basse et haute tension (BT et HTA) selon un barème approuvé par la CRE à travers le catalogue de prestations d'Enedis (mises en service, interventions pour impayés, mesures de tension, ...).

Les recettes de raccordements et prestations sur la concession du Sy.MEG au titre de l'exercice 2021 s'élèvent à 2 592 k€ (dont 2 576 k€ de recettes de raccordements et 15 k€ de recettes de prestations), soit 3% du total des produits, en très forte baisse de -74% par rapport à 2020 (cf. revue analytique des principales variations *infra*).

Mode de détermination :

Les recettes relatives à la facturation des prestations autres que les raccordements sont affectées directement à la maille de la concession, et reflètent donc bien ce qui a été réellement perçu au cours de l'exercice par le concessionnaire pour ce type de service.

1.2.3. Autres recettes

Les autres recettes correspondent aux montants comptabilisés par chaque centre dans le cadre de l'exécution de prestations annexes : prestations dans le cadre de la mixité EDF-GRDF (pour la partie en Corse d'EDF-SEI), modifications d'ouvrages, études diverses ainsi qu'une quote-part de ces mêmes recettes, lorsqu'elles sont mutualisées au niveau national. Cette quote-part est affectée à chaque centre au prorata de ses activités.

Elles s'élèvent à 980 k€ en 2021 et correspondent notamment à la rétrocession au Réseau du chiffre d'affaires « Services » et de la facturation de l'acheminement des producteurs autonomes (cf. détails *infra*).

Les autres recettes sont affectées à la concession au prorata du nombre de clients qu'elle représente au sein du Centre concerné.

1.2.4. Les « autres produits »

Composition et niveau :

Les autres produits sont principalement constitués par :

- La production stockée et immobilisée, représentant les valorisations des travaux réalisés par l'entreprise EDF-SEI pour elle-même, est évaluée au prix de revient. Cette production constitue un produit d'exploitation et vient neutraliser la charge d'exploitation correspondant aux coûts engagés en interne par EDF-SEI (coûts de main d'œuvre, de matériel, etc.) concourant à la création des immobilisations au cours d'un exercice donné.
- Ce mécanisme comptable permet de faire passer ces charges de « production interne » en immobilisations de telle sorte que la valeur de l'immobilisation produite figure à l'actif du bilan et que l'impact sur le résultat d'exploitation de ce type d'investissement soit nul.
A noter que les charges externes (études et prestations intellectuelles, travaux, fournitures et matériel), affectées directement aux investissements de la concession, sont enregistrées au bilan sans transiter par le compte de résultat.
- Les reprises sur amortissements et provisions correspondent principalement à :
 - Des reprises de diverses provisions « locales » comme des reprises de provisions pour renouvellement constituées sur les immobilisations du domaine concédé ou des reprises d'amortissement du financement concédant (dans le cas de mises au rebut sans renouvellement, les amortissements constitués sur l'ouvrage renouvelé sont repris au résultat),
 - Des reprises de diverses provisions « *supra*-concessives » comme des reprises de provision pour risques et charges constituées à l'échelle d'EDF-SEI (avantages au personnel, abondement, risque de litige, risque prud'homal, risque industriel, ...),
 - Reprises de provisions des reprises de provisions sur risques et litiges et, le cas échéant, sur les provisions pour renouvellement.
- Les autres recettes sont principalement constituées des remboursements divers et des subventions reçues de la part de tiers (notamment les indemnités d'assurance).

L'ensemble de ces « Autres Produits » s'élève à 14 518 k€ soit 14% du total des produits de la concession en 2021.

Ces « Autres Produits » sont en forte progression (+7%) par rapport à l'exercice précédent (cf. *infra*).

Mode de détermination :

La production stockée et immobilisée correspondant à des investissements localisables au niveau de la concession lui est affectée directement. Lorsque les investissements sont mutualisés au niveau du centre, la production stockée et immobilisée correspondante est affectée à la concession au prorata de la valeur de ses actifs bruts dans le réseau de distribution publique.

EDF-SEI n'a pas été en mesure de transmettre la répartition de la production stockée et immobilisée entre la part native à la concession et la part répartie par clé de répartition.

EDF-SEI a indiqué qu'« avoir le détail sur ce poste conduirait à donner le détail pour chaque affaire mouvementée dans l'année, relevant de facto des choix de politique industrielle ».

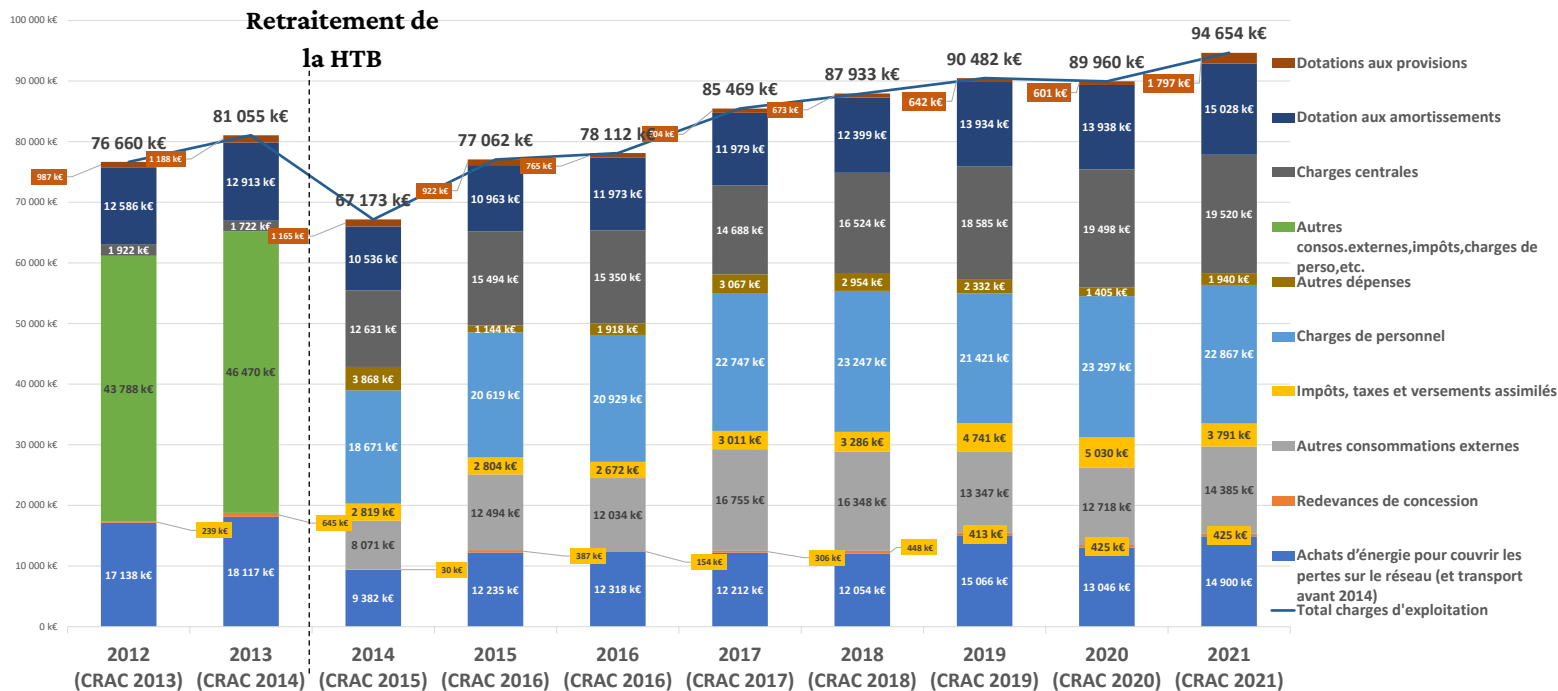
En revanche, **les reprises sur amortissements et provisions sont comptabilisées par clé de répartition** (affectation à la concession au prorata de la valeur des amortissements du réseau DP).

Si cela peut se justifier pour les reprises de provisions « nationales » puisqu'elles n'ont pas, à leur origine, été constituées sur le territoire de la concession (ce type de provision couvre essentiellement des risques nationaux), l'utilisation d'une clé de répartition sur les reprises sur amortissements et provisions constituées localement n'est pas justifiée dans la mesure où les systèmes comptables du concessionnaire permettent *a priori* de retracer ces flux à la maille de la concession.

1.3 Contenu et détermination des postes de charges d'exploitation

Le tableau et le graphique *infra* récapitulent les charges d'exploitation des 7 derniers exercices (2012 à 2021). A noter qu'afin d'afficher des valeurs au *pro forma* et tenant compte des corrections comptables apportées par EDF-SEI, notamment suite aux précédents audits, les montants relatifs à la période 2012-2017 présentés ici sont issus respectivement des CRACs 2013-2018, en se basant sur les colonnes « N-1 » des comptes d'exploitation figurant dans ces CRACs « N », qui tiennent donc compte des éventuelles modifications/corrections :

**Evolution des charges d'exploitation sur la concession du Sy.MEG sur la période 2012-2021
(hors contribution à l'équilibre, source : CRACs 2013 à 2021 (Vdef))**



Charges d'exploitation détaillées	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Consommation de l'exercice en provenance des tiers	60 414 k€	64 459 k€	17 483 k€	25 116 k€	24 506 k€	29 273 k€	28 850 k€	28 827 k€	26 190 k€	29 711 k€
Dont Achats d'énergie pour couvrir les pertes sur le réseau	17 138 k€	18 117 k€	9 382 k€	12 235 k€	12 318 k€	12 212 k€	12 054 k€	15 066 k€	13 046 k€	14 900 k€
Dont Redevances de concession	239 k€	645 k€	30 k€	387 k€	154 k€	306 k€	448 k€	413 k€	425 k€	425 k€
Dont Autres consommations externes	43 037 k€	45 697 k€	8 071 k€	12 494 k€	12 034 k€	16 755 k€	16 348 k€	13 347 k€	12 718 k€	14 385 k€
Matériel				4 105 k€	4 051 k€	3 610 k€	5 758 k€	4 956 k€	3 720 k€	4 533 k€
Travaux				4 305 k€	4 022 k€	8 977 k€	5 021 k€	3 223 k€	3 490 k€	4 272 k€
Informatique et télécommunications				674 k€	576 k€	584 k€	312 k€	652 k€	590 k€	660 k€
Tertiaire et prestations				3 205 k€	3 122 k€	3 559 k€	3 689 k€	2 849 k€	1 997 k€	2 447 k€
Bâtiments				181 k€	171 k€	198 k€	371 k€	222 k€	698 k€	241 k€
Autres achats				24 k€	92 k€	-174 k€	1 196 k€	1 445 k€	2 222 k€	2 233 k€
Impôts, taxes et versements assimilés	751 k€	773 k€	2 819 k€	2 804 k€	2 672 k€	3 011 k€	3 286 k€	4 741 k€	5 030 k€	3 791 k€
Dont Contribution au CAS FACÉ	751 k€	773 k€	778 k€	865 k€	827 k€	912 k€	867 k€	2 214 k€	2 346 k€	2 448 k€
Dont Autres impôts et taxes			2 041 k€	1 939 k€	1 844 k€	2 098 k€	2 419 k€	2 527 k€	2 684 k€	1 343 k€
Charges de personnel			18 671 k€	20 619 k€	20 929 k€	22 747 k€	23 247 k€	21 421 k€	23 297 k€	22 867 k€
Dotations d'exploitation	13 573 k€	14 101 k€	13 780 k€	12 041 k€	13 161 k€	14 734 k€	13 827 k€	15 286 k€	15 230 k€	17 636 k€
Dont Dotation aux amortissements DP	12 586 k€	12 913 k€	10 536 k€	10 963 k€	11 973 k€	11 979 k€	12 399 k€	13 934 k€	13 938 k€	15 028 k€
Dont Dotation aux provisions DP	987 k€	1 188 k€	1 165 k€	922 k€	765 k€	704 k€	673 k€	642 k€	601 k€	1 797 k€
Dont Autres dotations d'exploitation			2 079 k€	156 k€	424 k€	2 050 k€	755 k€	711 k€	691 k€	811 k€
Autres charges			1 789 k€	988 k€	1 494 k€	1 017 k€	2 199 k€	1 621 k€	714 k€	1 129 k€
Charges centrales	1 922 k€	1 722 k€	12 631 k€	15 494 k€	15 350 k€	14 688 k€	16 524 k€	18 585 k€	19 498 k€	19 520 k€
Total des charges	76 660 k€	81 055 k€	67 173 k€	77 062 k€	78 112 k€	85 469 k€	87 933 k€	90 482 k€	89 960 k€	94 654 k€

A noter que depuis le CRAC 2015, la décomposition des charges d'exploitation a gagné en lisibilité. En effet, il est fait une distinction entre :

- Les autres consommations externes (qui sont d'ailleurs détaillées en sous-catégories depuis le CRAC 2016, mais qui n'apparaissent pas sur le graphique *supra* afin de gagner en lisibilité, cf. analyse spécifique *infra*) ;
- Les impôts, taxes et versements assimilés ;
- Les charges de personnel.

1.3.1. Les consommations de l'exercice en provenance des tiers

Composition et niveau :

Les consommations de l'exercice en provenance des tiers sont constituées par :

- Les dépenses d'achats d'énergie, correspondant aux achats d'électricité effectués afin de couvrir les pertes constatées sur le réseau de distribution publique (pertes « techniques³ » et pertes « non techniques⁴ »). Conformément à l'article 14 de la deuxième directive européenne sur l'électricité du 26 juin 2003, les achats sont effectués au niveau national par appel d'offre auprès de fournisseurs qualifiés. Les contrats portent sur des produits de marché et sont réalisés aux travers d'enchères ;
- Les redevances de concession constituées de la somme des parts R1 et R2 ;
- Les autres consommations externes comprenant :
- Les achats de matériels avec 4 principales familles d'articles
 - L'appareillage ;
 - Les câbles, connectiques et supports ;
 - L'interface clientèle ;
 - La logistique industrielle.
 - Les achats de services externes, dont les actes réseau et clientèle sous-traités ;
 - Les redevances d'occupation du domaine public (RODP)

Une partie des achats correspond à des investissements et figure en production immobilisée (cf. *supra*). Cette rubrique comprend également certaines prestations fournies par le groupe EDF, notamment en matière de support SI, immobilier, recherche et développement.

Le fait de regrouper dans un même poste et sans différenciation les achats de matériel, les achats de services et les RODP (qui relèvent de la rubrique redevances) rend opaque la lecture des charges d'exploitation effectivement consacrées au réseau et à la clientèle.

Le poste « consommations en provenance des tiers » de l'exercice s'élève à 29 711 k€ en 2021, soit 31% du total des charges.

Il mixe des charges de natures bien différentes :

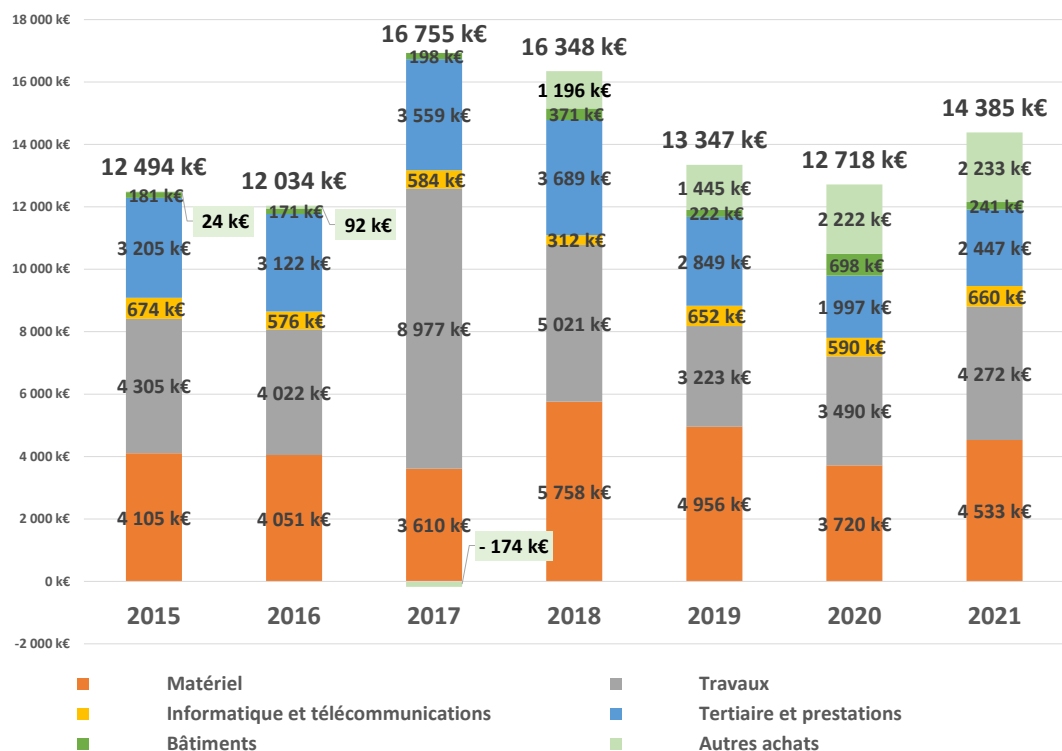
³ Les pertes techniques peuvent provenir de pertes en ligne (effet joule dans les réseaux de distribution HTA et BT) mais aussi de pertes liées à la transformation HTA/BT.

⁴ Les pertes non-techniques proviennent de consommation d'énergie non enregistrée. Ces pertes résultent de vols d'énergie ou d'erreurs de comptage.

- Des charges partiellement maîtrisables comme les achats d'énergie pour les pertes en ligne (14 900 k€ en 2021) ;
- La redevance de concession (non maîtrisables par le concessionnaire), parts R1 et R2 de la redevance annuelle, effectivement versées au cours de l'année (425 k€ en 2021) ;
- Les « autres consommations externes » maîtrisables par le concessionnaire (14 385 k€ en 2021), représentent 15% des charges totales, qui fait l'objet d'un niveau de détail supplémentaire, ce qui est fort appréciable (cf. analyse *infra*) :

Détail des « autres consommations externes »

Source : CRACs 2016-2021 (Vdef)



- A noter que EDF-SEI étant une entreprise intégrée, les coûts d'accès au réseau amont, correspondant aux charges d'acheminement de l'électricité sur le réseau de transport (« droit de péage » sur le réseau de transport HTB de Guadeloupe) n'apparaît plus depuis le CRAC 2015 dans le compte d'exploitation présenté.

En effet, il s'agit là d'une logique de présentation, EDF-SEI ayant fait le choix de retirer depuis la version 2015, en produits comme en charges, les éléments relatifs à la HTB, car ils ne correspondent pas au périmètre de la concession Sy.MEG, limité à la seule distribution publique d'électricité.

A signaler qu'en métropole, Enedis achète le coût du transport au RTE, générant une charge d'accès au réseau amont (représentant de l'ordre de un quart des charges d'exploitation) ;

Mode de détermination :

Hormis les redevances de concession et les RODP, et une partie des « autres consommations externes », ces charges sont réparties par clé :

- Les achats d'énergie pour couvrir les pertes réseaux sont calculés par chaque Centre, et donc à la maille concession dans le cas de la Guadeloupe ;
- Les redevances de concession sont directement enregistrées à la maille de la concession ;
- Les « autres consommations externes » sont affectées à la concession au prorata de la valeur de ses actifs bruts dans le Centre, donc à la maille concession dans le cas de la Guadeloupe.

1.3.2. Les impôts, taxes et versements assimilés

Les impôts, taxes et versements assimilés sont principalement constitués par :

- La contribution au FACE, correspondant à la quote-part calculée pour la concession de la contribution d'Enedis au Fond d'Amortissement des Charges d'Electrification ;
- Les autres impôts et taxes, correspondant essentiellement aux Taxes Foncières, à la Contribution Economique et Territoriale (en 2013, la Taxe Professionnelle est remplacée par la CET) et à l'Imposition Forfaitaire sur les Transformateurs (hors IS⁵) ;

Ne figurent dans cette rubrique ni l'Impôt sur les Sociétés (IS), ni les taxes dont EDF-SEI n'est que percepteur et qui n'apparaissent donc pas en charges (exemple : TVA).

Ce poste s'élève à 3 791 k€ en 2021 (dont 2 448 k€ de contribution au CAS FACE), soit 3% du total des charges.

L'ensemble des autres impôts et taxes est réparti sur la concession au prorata de la valeur des actifs bruts du réseau DP de la concession du Sy.MEG au sein du Centre concerné.

⁵ Impôt sur les Sociétés

1.3.3. Les charges de personnel

Composition et niveau :

Les charges de personnel couvrent les salaires et traitements du personnel d'EDF-SEI affectés totalement ou partiellement à la concession du Sy.MEG ainsi que les charges sociales afférentes.

Cette masse salariale est relative aux agents travaillant sur le réseau (entretien, dépannage, conduite du réseau), à ceux chargés des relations avec les clients (activités de comptage, relève, interventions techniques, accueil, facturation et raccordement) et au personnel en charge des activités « support » (gestion et administration).

Les charges de personnel sur la concession du Sy.MEG au titre de l'exercice 2021 s'élèvent à 22 867 k€, soit 24% du total des charges.

Mode de détermination :

Pour tenir compte de ces différentes activités et du fait que les agents ne sont pas dédiés à une concession en particulier, les charges de personnel d'EDF-SEI sont affectées à la concession selon les règles suivantes :

- les charges de personnel relatives à l'activité de construction d'immobilisations sont affectées selon les coûts de main d'œuvre imputés sur les affaires identifiables sur le périmètre de la concession (natif à la concession),
- les charges de personnel relatives à l'activité réseau sont affectées à la concession au prorata de la valeur des actifs bruts du réseau DP de la concession au sein du centre concerné, et donc à la maille concession pour la Guadeloupe.

EDF-SEI n'a pas donné la part des charges de personnel affectées de manière native à la concession (celle imputée sur les travaux de construction d'immobilisations) de la part non native (activité réseau).

Il n'existe aucune raison qui justifie que cette même méthode (ou une méthode similaire) ne soit aussi utilisée pour les achats de matériels et prestations qui relèvent soit d'actes d'investissement ; soit « d'activités réseau ».

1.3.4. Les dotations d'exploitation

Composition et niveau :

Ce poste regroupe l'ensemble des charges de dotations aux amortissements et aux provisions. Il s'agit :

- Des dotations aux amortissements sur immobilisations du domaine concédé, correspondant à la charge annuelle d'amortissement industriel calculée sur la valeur historique des biens, et étalée sur leur durée de vie. Elle couvre, d'une part, l'amortissement des financements du concédant et, d'autre part, celui des financements du concessionnaire ;
- **Rappelons qu'aucune dotation aux amortissements sur les ouvrages BT et les postes HTA/BT situés en zone ER n'est comptabilisée au compte d'exploitation de la concession, entraînant une sous-estimation de cette charge.**
- Des dotations aux provisions sur immobilisations du domaine concédé, correspondant à la dotation annuelle aux provisions pour renouvellement, assises sur la différence entre la valeur de remplacement et la valeur historique des biens et constituées pour les seuls biens renouvelables avant le terme de la concession ;

- Les autres dotations d'exploitation, correspondant essentiellement à l'imputation sur la concession des dotations aux provisions pour risques et charges ainsi qu'aux pensions et obligations assimilées comptabilisées au niveau national. Elles comprennent également les dotations aux amortissements sur immobilisations du domaine propre (généralement mutualisées sur l'ensemble du Centre, voire d'EDF-SEI).

Ces dotations sont comptabilisées conformément aux dispositions contractuelles du cahier des charges de concession, elles portent sur :

- L'amortissement constitué sur la partie des biens financés par le concédant ;
- La provision pour renouvellement ;
- L'amortissement constitué sur la partie des biens financés par le concessionnaire.

Le montant de ces postes s'élève en 2021 à 17 636 k€, soit 19 % du total des charges.

Mode de détermination :

- Les **dotations aux amortissements** sur les immobilisations du domaine concédé sont générées directement par le système d'information au niveau de chaque centre, et donc **imputées de façon native sur la concession** ;
- Les **dotations aux provisions pour renouvellement** sur les immobilisations du domaine concédé sont générées directement par le système d'information au niveau de chaque centre, et donc **imputées de façon native sur la concession** ;
- Les **autres dotations d'exploitation** sont, pour les mêmes raisons, **imputées de façon native sur la concession**.

1.3.5. Les autres charges et charges centrales

Les autres charges correspondent à d'autres charges d'exploitation courantes, de type valeur nette comptable des immobilisations mises au rebut, charges sur créances clients devenues irrécouvrables ainsi que divers éléments non systématiquement récurrents (éventuelles amendes et pénalités par exemple).

Les charges centrales regroupent quant à elles différentes charges constatées au niveau des services centraux d'EDF.

Elles représentent la somme des différentes charges constatées au niveau des services centraux d'EDF et des fonctions support des centres.

Les « autres charges » représentent 1% (1 129 k€) en 2021 du total des charges, en progression (cf. *infra*) et les charges centrales également en progression à 21% environ (19 520 k€) en 2021 (cf. *infra*).

Ces deux postes sont répartis au prorata de la valeur brute des actifs de la concession au sein du Centre concerné (à l'exception de la valeur nette comptable des immobilisations mises au rebut, directement affectée à la concession).

A noter que la répartition des « charges centrales » est validée par la CRE.

1.4 Le résultat d'exploitation de la concession

1.4.1. Mécanismes de calcul de la contribution à l'équilibre

Au niveau de la concession, le principe de péréquation tarifaire (tarif unique au niveau national) se traduit par le calcul d'un résultat intégrant une contribution à l'équilibre (sous-entendu la contribution à l'équilibre des autres concessions françaises) visant à assurer l'équilibre global d'EDF-SEI.

En effet chaque concession présente des caractéristiques territoriales qui induisent des niveaux de coûts d'exploitation différents. L'un des inducteurs de différence de coût majeur est la densité et la concentration des charges (clients) sur le territoire. Alors que les recettes tarifaires dépendent du nombre de clients et des consommations, les territoires à faible densité de consommation sont coûteux à exploiter (longueur et éloignement des réseaux, vulnérabilité, espacement des clients...).

Ainsi la contribution à l'équilibre représente la participation de la concession aux surcoûts associés aux territoires les plus coûteux à exploiter ou la participation du niveau national au financement de la concession si son territoire est plus coûteux à exploiter que la moyenne, au niveau d'EDF-SEI.

Pour calculer le niveau de contribution à l'équilibre de chaque concession, EDF-SEI calcule

- un résultat de la concession en faisant la différence entre les produits et les charges d'exploitation constatés, calculés ou affectés directement à la concession à partir des systèmes d'informations comptables. Ce résultat correspond à un **résultat d'exploitation « constaté » sur la concession**.
- une quote-part du résultat global de la direction EDF-SEI, calculée au prorata du chiffre d'affaires de la concession. C'est donc un **résultat théorique « affiché »** et correspond au résultat d'exploitation présenté dans le CRAC.
- la valeur de la contribution à l'équilibre calculée au titre de la concession représente la différence entre ces 2 résultats, c'est-à-dire la différence entre les charges et produits constatés, calculés ou affectés à la concession à partir des systèmes d'informations comptables et la quote-part du résultat d'exploitation de la direction d'EDF-SEI (niveau consolidé) calculé au *prorata* du chiffre d'affaires de la concession (résultat affiché « théorique »).

En d'autres termes, dans le cadre de la péréquation, la contribution à l'équilibre permet de matérialiser la somme « versée » ou « touchée » par chaque concession pour l'équilibre du système global d'EDF-SEI.

La valeur de la contribution à l'équilibre constitue un lien essentiel entre les concessions car il est le socle de l'unicité du tarif d'acheminement sur l'ensemble du territoire.

Au niveau de la comptabilité nationale d'EDF-SEI, la somme des résultats des concessions est toujours, par construction, égale au résultat d'exploitation d'EDF-SEI.

A noter qu'EDF-SEI étant simplement une « direction » au sein du groupe EDF, elle ne dispose pas d'une comptabilité dédiée, empêchant toute reconstitution de celle-ci à la maille concession sur la base de son résultat d'exploitation indisponible (puisque ce n'est pas une société ad-hoc).

1.4.2. Contribution à l'équilibre sur la concession du Sy.MEG

Sur la concession du Sy.MEG, les contributions à l'équilibre constituent, sur la période 2012 - 2015, des charges (venant *de facto* diminuer le résultat d'exploitation post-contribution à l'équilibre), d'un niveau relativement important (comprises entre 3% et 15% du chiffre d'affaires selon l'année considérée), signifiant que la concession du Sy.MEG est globalement plus « rentable » que la moyenne des concessions de la direction d'EDF-SEI. A l'inverse, les contributions à l'équilibre sur la période 2017-2021 correspondent à des recettes (venant *de facto* augmenter le résultat d'exploitation post-contribution à l'équilibre), traduisant le fait que la concession du Sy.MEG présente une rentabilité affichée moindre que la moyenne des concessions de la direction d'EDF-SEI sur cette période.

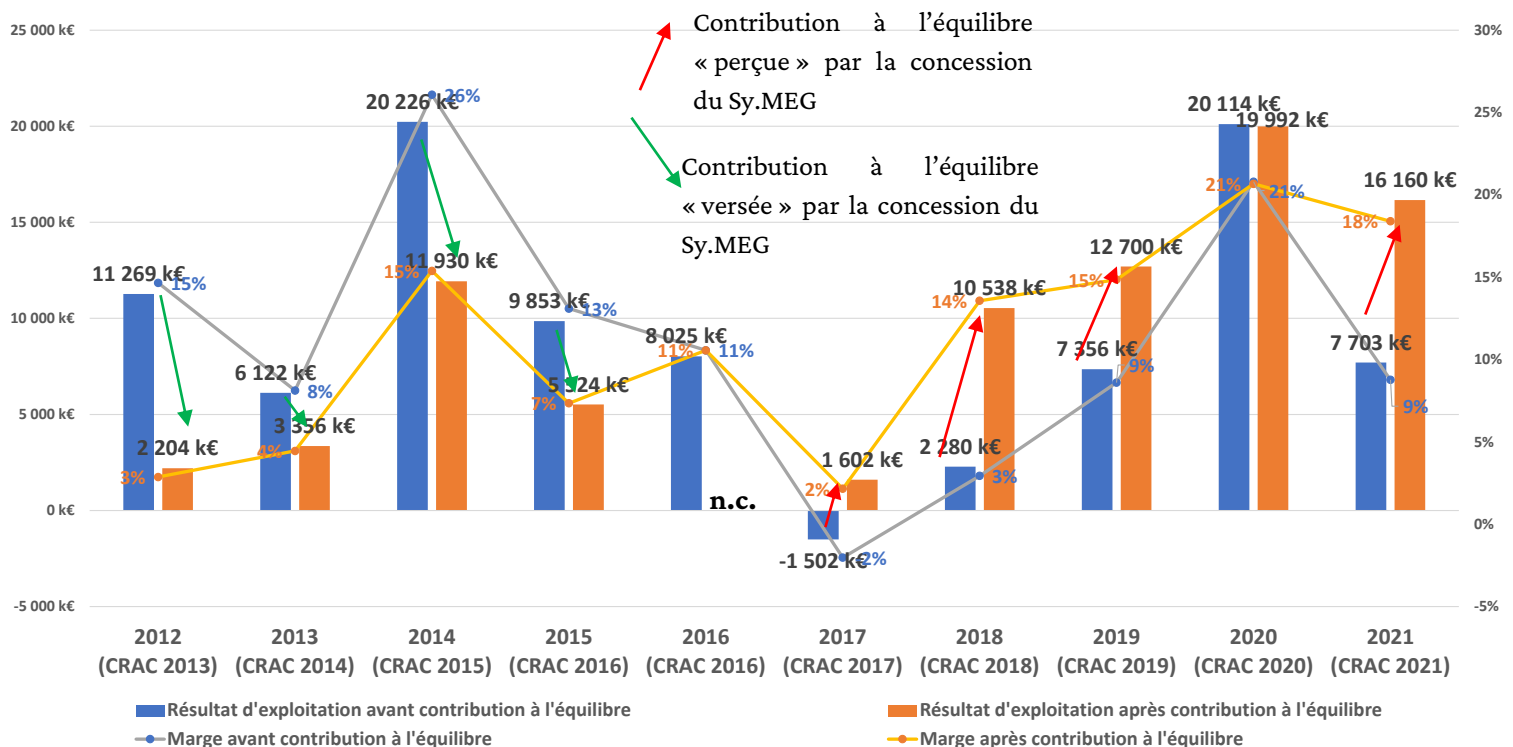
A noter que la contribution à l'équilibre relative à l'exercice 2016 n'a pas été transmise par le concessionnaire, et ce malgré de multiples demandes.

Cela représente, sur la période 2012-2015, une contribution de la concession du Sy.MEG vers les autres concessions d'EDF-SEI, pour assurer l'équilibre du système global, et une situation inverse sur les exercices 2017-2021 (contribution des autres concessions d'EDF-SEI vers la concession du Sy.MEG), même si évidemment, dans la réalité, cette contribution ne donne lieu à aucun flux de trésorerie.

Le résultat d'exploitation affiché pour la concession par Enedis au final correspond à la différence des produits et recettes, moins la contribution à l'équilibre (constituant une charge sur la concession du Sy.MEG sur la période 2012-2015 et un produit sur les exercices 2017-2021).

Le graphique *infra* représente les résultats d'exploitation avant et après comptabilisation de la contribution à l'équilibre, ainsi que le niveau de celle-ci (le premier en valeur absolu, le second en taux) :

**Evolution des résultats d'exploitation et taux de marge
(avant et après contribution à l'équilibre, sur la période 2012-2021 (Vdef))**



A noter que le taux de marge sur la concession du Sy.MEG (ratio entre le résultat d'exploitation et le chiffre d'affaires) avant péréquation est compris entre -2% et 26% selon l'exercice considéré, et varie à des valeurs comprises entre 2% et 21% après intégration de la contribution à l'équilibre, soit près de 11% en moyenne sur la période 2012-2021 (en métropole, les concessions Enedis ont un taux de marge de l'ordre de 10% en moyenne après intégration de la contribution à l'équilibre).

La concession du Sy.MEG est donc une concession tantôt plus rentable que la moyenne des concessions d'EDF-SEI (période 2012-2015, puisqu'elle est, contributrice à la péréquation sur cette période) et tantôt moins rentable que la moyenne des concessions sur les exercices 2017-2021, l'impact des cyclones IRMA et MARIA sur les charges d'exploitation expliquant notamment ces rentabilités inférieures à la moyenne nationale sur les dernières années (pour mémoire, l'impact des cyclones Irma et Maria de septembre 2017 avait été estimé à près de 7 M€ de charge d'exploitation en 2017 puis du même ordre de grandeur en 2018, sans qu'EDF-SEI n'ait précisément confirmé ce montant malgré de multiples demandes ni indiqué si il y avait encore un impact en 2019).

A noter aussi que la rentabilité moyenne d'EDF-SEI (en moyenne près de 10% sur 2012-2021) est du même ordre de grandeur que celle d'Enedis en métropole (de l'ordre de 11%).

Le concept de calcul de la contribution à l'équilibre correspond à une démarche vertueuse car elle permet de mettre en évidence le surcôt ou le gain par rapport à la moyenne nationale engendrées par l'environnement d'exploitation et l'effort du concessionnaire sur le territoire. Cependant ces deux termes (l'impact sur les dépenses de l'environnement d'exploitation et la performance du distributeur) ne sont pas dissociés. De même, tant qu'une faible partie des charges est native de la concession, cette grandeur (la contribution à l'équilibre) sera peu représentative de la réalité. Elle sera forcément lissée puisque les répartitions relèvent en grande partie des proratas, comme explicité *supra*.

En synthèse sur les analyses des éléments financiers d'exploitation

- La concession du Sy.MEG dépasse la rentabilité moyenne d'EDF-SEI sur la période 2012-2015 (contribution à l'équilibre « versée » sur la période 2012-2015) ;
- Sur la période 2017-2021, le sens s'est inversé et le Sy.MEG est en deçà de la rentabilité moyenne d'EDF-SEI (contribution à l'équilibre « perçue » sur la période 2017-2021) ;
- Le montant de cette contribution à l'équilibre n'a pas été communiqué au concédant sur l'exercice 2016, et ce malgré plusieurs relances ;
- La concession du Sy.MEG a une rentabilité inférieure à la moyenne d'EDF-SEI sur les exercices 2017-2021 (contribution à l'équilibre « perçue » sur les exercices 2017-2021), l'impact des cyclones IRMA et MARIA sur les charges d'exploitation expliquant notamment ces rentabilités moindres sur les exercices 2017, 2018 voire jusqu'à 2019 ;
- EDF-SEI n'étant pas une société « ad-hoc », mais une direction d'EDF, elle ne dispose pas de comptes dédiés, empêchant toute reconstitution de la contribution à l'équilibre ;
- Le niveau de rentabilité de la concession du Sy.MEG, après contribution à l'équilibre (de l'ordre de 11% sur la période 2012-2021) et du même ordre de grandeur qu'Enedis en métropole (de l'ordre de 10%).

2. Revue pluriannuelle analytique des charges et des produits d'exploitation (période 2012-2021)

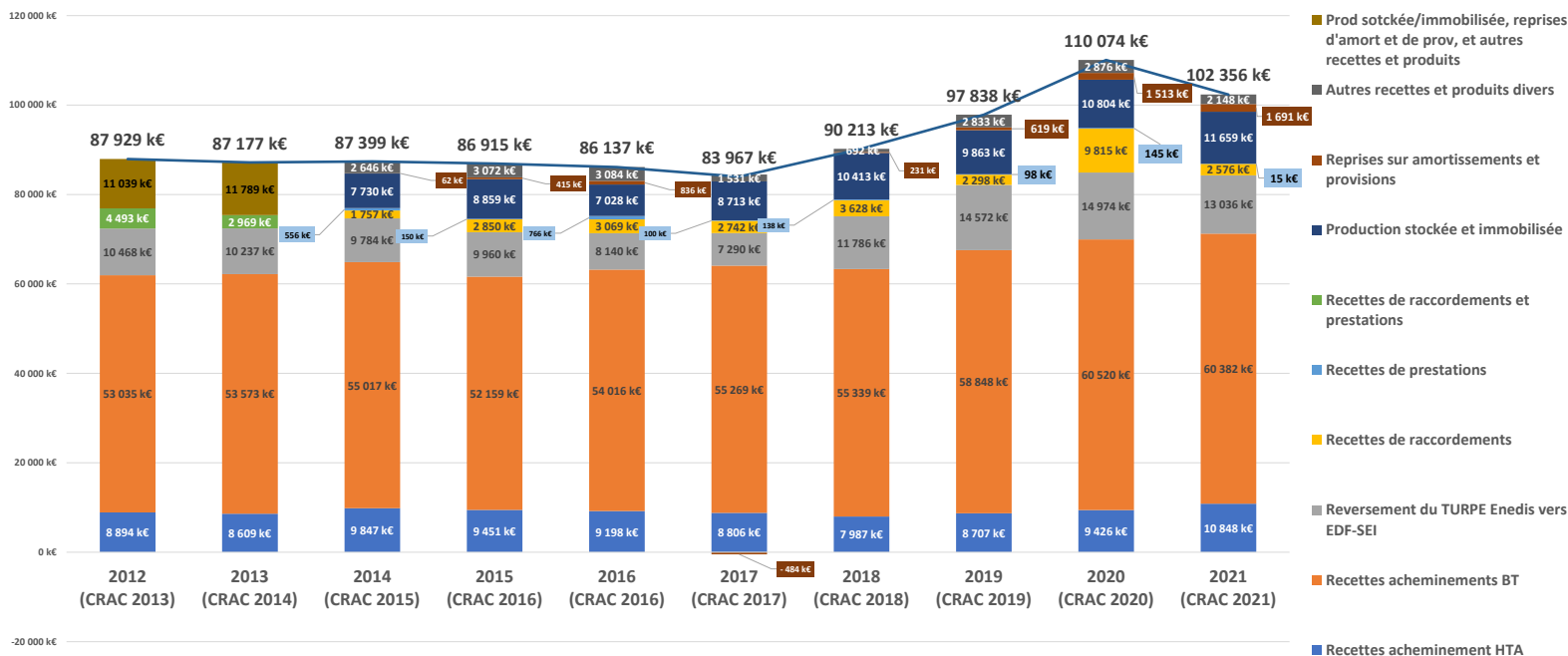
L'objet de cette seconde partie sera d'effectuer une revue analytique des variations entre les exercices 2012 et 2021 des principaux postes de charges et produits d'exploitation, ainsi qu'un contrôle de cohérence sur l'exercice 2021 entre différents éléments (représentativité des éléments financiers, cohérence de la dotation aux amortissements et aux provisions pour renouvellement au regard du solde de l'actif immobilisé, ...).

2.1 Principales évolutions des postes de produits d'exploitation

Les évolutions des produits d'exploitation sur la période 2012-2021 sont décrites *infra* :

Evolution des recettes d'exploitation sur la période 2012-2021

Sources : CRAC 2012-2021 (Vdef)



Recettes d'acheminement et reversement du TURPE d'Enedis à EDF-SEI

Sur la période 2012 – 2021, **les recettes d'acheminement** (hors reversement TURPE d'Enedis à EDF-SEI) sont orientées globalement à la hausse mais cela occulte une succession de hausses et de baisses successives en fonction des années.

Sans intégrer le reversement du TURPE d'Enedis, qui s'élève à 13,0 M€ sur 2021, les recettes d'acheminements (BT et HTA) atteignent 71,2 M€ sur 2021 (70% des recettes d'exploitation), en légère progression par rapport à l'exercice précédent. Cette augmentation de +1,3 M€ (+1,8%) entre 2020 et 2021 s'explique par la conjugaison :

- d'un **effet volume défavorable** (baisse de -2,5% des volumes d'électricité acheminés entre 2020 et 2021) ;
- compensé par un **effet prix favorable** (hausse du TURPE, globalement inflationniste sur la période 2012-2021 de surcroît), portés principalement par la HTA. En effet, rappelons que 2021 a vu l'application de 2 évolutions du TURPE :
 - Un premier mouvement tarifaire du TURPE 5 bis au 1^{er} août 2020 de se traduisant par une hausse de +2,75% ;
 - Un second mouvement tarifaire du TURPE 6 au 1^{er} août 2021 se traduisant par une hausse de +0,91%.

En outre, le **reversement du TURPE d'Enedis à EDF-SEI** a sensiblement baissé en 2021 par rapport à 2020 (il passe de 15,0 M€ en 2020 à 13,0 M€ en 2021, soit -2,0 M€, -13%).

Interrogé sur ce point suite à l'audit sur site, Enedis a répondu en réponse complémentaire que « *le montant du reversement TURPE d'ENEDIS à SEI se calcule par le reversement du TURPE à la Direction SEI puis reversé à SEI Guadeloupe selon la clé acheminement, diminué des affectations en amont, c'est-à-dire des achats de service système, des divers couts HTB et des pertes du réseau HTB* », sans toutefois apporter plus de précision sur la baisse importante, et ce malgré une interrogation formalisée en demande complémentaire faisant suite à l'audit sur site.

Autres postes de recettes

Concernant les variations de autres postes de recettes sur la période 2012-2021, et notamment entre les deux derniers exercices, plusieurs interrogations subsistent suite à cette mission de contrôle, **EDF-SEI ayant apporté des réponses partielles suite aux questions complémentaires posées suite à l'audit sur site**. En effet, EDF-SEI a partiellement répondu aux points suivants :

- Les « **recettes de raccordement** » passent de 9,8 M€ en 2020 à 2,6 M€ en 2021 et subissent donc une très forte baisse en 2021.
En séance, lors de l'audit sur site, il a été indiqué par EDF que cela était lié au fait que le niveau 2020 était élevé, notamment en raison du raccordement de « la montagne 2 », avec un raccordement atypique (régleur en charge + de 2 M€, construit comme un PS car exposé à la pollution marine + contrôle commande associé) ainsi que le raccordement de « dadoud 1/dadoud2 », 2 parcs de 10MW éolien.
EDF-SEI n'a pas apporté plus de précision dans sa réponse complémentaire faisant suite à l'audit sur site ;
- Une hausse de la « **production stockée et immobilisée** » qui passe de 10,8 M€ en 2020 à 11,7 M€ en 2021 (+0,9 M€, soit +7,9%), qu'EDF-SEI a expliqué par l'augmentation de part « Main d'œuvre » de cette production immobilisée en 2021, en lien avec la hausse du volume d'investissements (+9% par rapport à 2020) ;

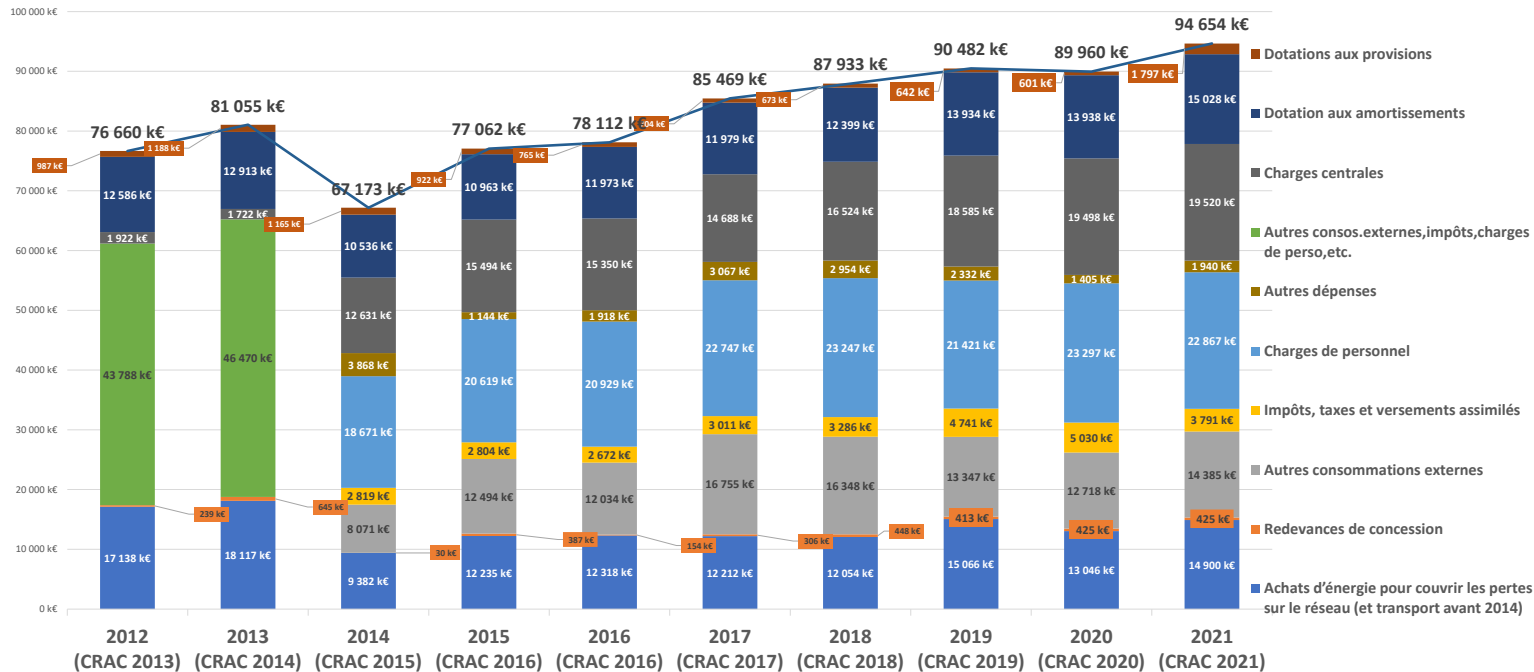
- Lors de l'audit sur site, il a été constaté ***a priori*** une forte augmentation (quasiment X 2) des « **reprises sur amortissements du financement du concédant** » qui passent de 1 186 k€ en 2020 à 2 044 k€ en 2021. En outre, l'audit a mis en exergue que le chiffre figurant au compte d'exploitation de reprise de DE (2 044 k€ en 2021) n'était pas cohérent avec le tableau de flux de DE 2021 transmis dans le cadre de cet audit et qui présente une reprise de seulement 1 214 k€. Interrogé sur cela, EDF-SEI a concédé qu'« *il s'agit d'une erreur sur le compte d'exploitation. Le montant des reprises sur amortissement a été comptabilisé à la maille centre, puis réparti à la clé amortissement sur la concession Sy.MEG, or les reprises sont bien localisées pour chacune des concessions* ». Ainsi, EDF-SEI a procédé à une correction du compte d'exploitation figurant dans la version définitive du CRAC 2021 et qui présente bien une reprise d'amortissements du financement du concédant de 1 214 k€ sur l'exercice 2021, stable par rapport à 2020 ;
- Lors de l'audit sur site, il a été constaté ***a priori*** une forte diminution (quasiment une division par 4) des « **reprises de provision pour renouvellement** » qui passent de 326 k€ en 2020 à 75 k€ en 2021. En outre, l'audit a mis en exergue que le chiffre figurant au compte d'exploitation de reprise de PR (75 k€ en 2021) n'était pas cohérent avec le tableau de flux de PR 2021 transmis dans le cadre de cet audit et qui présente une reprise de seulement 81 k€. Interrogé sur cela, EDF-SEI a concédé qu'« *il s'agit d'une erreur sur le compte d'exploitation. Le montant des reprises de provisions pour renouvellement a été comptabilisé à la maille centre, puis réparti à la clé amortissement sur la concession SYMEG, or les reprises sont bien localisées pour chacune des concessions* ». Ainsi, EDF-SEI a procédé à une correction du compte d'exploitation figurant dans la version définitive du CRAC 2021 et qui présente bien une reprise de provision pour renouvellement de 81 k€ sur l'exercice 2021, mais n'a pas apporté d'élément d'explication par rapport à la forte diminution par rapport à 2020 ;
- Il a été constaté une explosion (multiplication par 260) des « **reprises d'autres catégories de provision** » qui passent de 2 k€ en 2020 à 397 k€ en 2021.
Dans sa réponse complémentaire faisant suite à l'audit sur site, EDF-SEI a indiqué que « *Cela s'explique par l'augmentation des reprises de provisions constituées pour factures impayées en 2021* ».
- Les « autres recettes » passent de 1,8 M€ en 2020 à 1,0 M€ (-0,8 M€, quasiment divisées par 2) : quelles sont les principales « autres recettes » constituant ce montant et comment EDF-SEI analyse cette forte baisse ?
Dans sa réponse complémentaire faisant suite à l'audit sur site, EDF-SEI a indiqué que « *la diminution des « autres recettes » s'explique par la diminution des recettes d'acheminement de la part d'énergie réactive rétrocédée au réseau entre 2020 et 2021* » ;
- S'agissant des « autres produits divers », EDF-SEI a été interrogé en « questions complémentaires faisant suite à l'audit » sur site sur les principales recettes constituant ce montant qui atteint un niveau relativement élevé sur l'exercice 2021 (1 168 k€).
EDF-SEI a indiqué que « *l'augmentation des autres produits divers (+0,1 M€) s'explique principalement par l'augmentation des subventions versées au titre de l'année 2021. En 2020, les produits opérationnels ont principalement été des produits liés aux annulations de charges à payer sur des factures non parvenues de plus de 24 mois* ».

2.2 Principales évolutions des postes de charges d'exploitation

Les évolutions des charges d'exploitation sur la période 2012-2021 sont décrites infra :

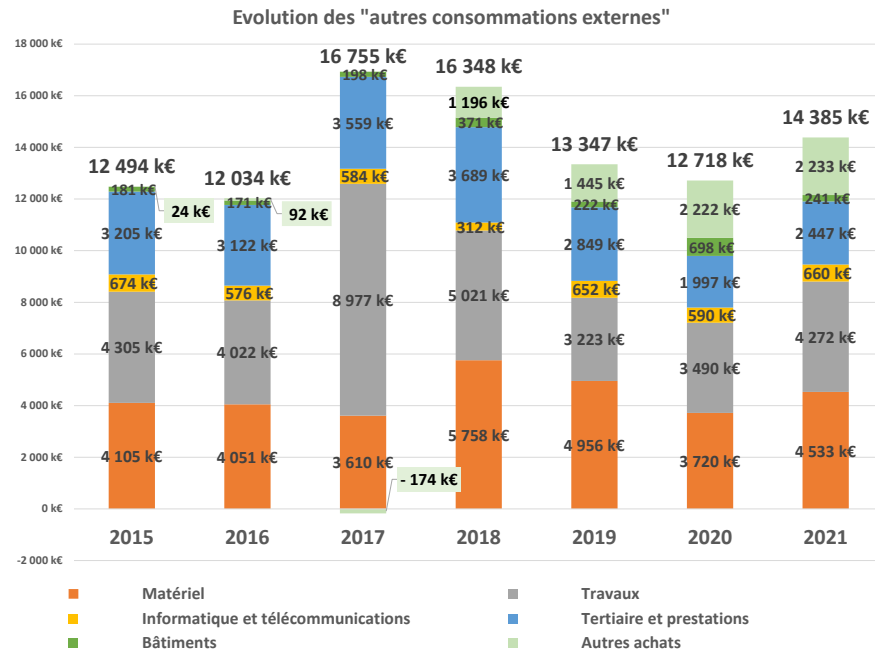
Evolution des charges d'exploitation sur la période 2012-2021

Sources : CRAC 2012-2021 (Vdef)



Concernant les variations de charges sur la période 2012-2021, et notamment entre les deux derniers exercices, plusieurs interrogations subsistent suite à cette mission de contrôle, **EDF-SEI ayant apporté des réponses partielles suite aux questions complémentaires posées suite à l'audit sur site :**

- Il a été constaté en 2021 que **les achats d'énergie pour couvrir les pertes sur le réseau** (pertes techniques et pertes non techniques) augmentent sensiblement en 2021 en passant de 13,0 M€ à 14,9 M€, soit +15%).
En séance, lors de l'audit sur site, cela a été expliqué notamment par la volonté d'EDF-SEI de limiter les volumes de perte et de mieux les comptabiliser / fiabiliser : ainsi, en 2021, 238 GWh de pertes ont été relevés en 2021 (représentant 17% de l'énergie facturée en 2021, sensiblement pareil en 2020), acheté de l'ordre de 60 €/MWh.
Il est attendu qu'EDF apporte des précisions sur les principes et modalités de calcul du prix d'achat des pertes (60 €/MWh) ainsi que sur le niveau des pertes relevés sur la concession du Sy.MEG (de l'ordre de 17%, ce qui peut paraître élevé en comparaison de ce qui peut être constaté par ailleurs, 10% en métropole notamment).
Suite à l'audit sur site, EDF-SEI a précisé que « des actions sont en cours pour réduire le niveau des pertes non techniques, piloté par un groupe de travail, les actions sont diverses (coupures hautes, traitement de la fraude, gestion de facturation) » ;
- Il a été constaté en 2021 une hausse importante des « **autres consommations externes** » qui passent de 12,7 M€ à 14,4 M€ entre 2020 et 2021 (+1,7 M€). Cette augmentation, portée notamment par la hausse des investissements en 2021 (+9% par rapport à 2020), se concentre essentiellement sur les « achats de matériel » et les « achats de travaux ».



En séance lors de l'audit sur site, EDF-SEI a indiqué que cela était vraisemblablement lié à des travaux délibérés HTA impliquant des achats en 2021 (obligation de commander des câbles par exemple), en lien avec le mécanisme de solidarité entre les différents SEI, pour des mises en service sur 2022/2023 (retard sur les projets HTA). EDF-SEI a été invité en « questions complémentaires suite à l'audit sur site » à développer cela.

Enedis n'a pas donné plus de précision sur ce point en réponse complémentaire ;

- Les « **impôts et taxes** » baissent sensiblement en 2021 par rapport à 2020 en passant de 2,7 M€ à 1,3 M€ (-1,4 M€).

Suite à l'audit sur site, EDF-SEI a expliqué que « *cela s'explique principalement par la diminution des charges de l'IFER (Imposition forfaitaire sur les entreprises de réseaux) et de la cotisation foncière des entreprises entre 2020 et 2021* » ;

- Les « **charges de personnel** » sont en légère diminution et passent de 23,3 M€ en 2020 à 22,9 M€ en 2021 (-0,4 M€, soit -1,8%) du fait, aux dires d'EDF-SEI, de l'impact lié à la crise sanitaire plus important en 2020 qu'en 2021 ;
- La **dotation aux provisions pour renouvellement** augmente sensiblement en 2021 par rapport à 2020 (plus que X 2) en passant de 0,6 M€ en 2020 à 1,8 M€ en 2021 (+1,2 M€). En comparant les tableaux de flux de PR 2020 et 2021, cette hausse est essentiellement concentrée sur les ouvrages de branchements (+0,5 M€ en 2021) et les réseaux HTA souterrains (+0,4 M€). EDF-SEI a été interrogé sur ce point en « questions complémentaires suite à l'audit sur site » faisant suite à l'audit sur site.

Enedis n'a pas donné plus de précision sur ce point en réponse complémentaire ;

- Les « **autres charges** » passent de 1,8 M€ à 1,1 M€ entre 2020 et 2021 (-0,7 M€). EDF-SEI explique cela dans sa réponse complémentaire notamment par une diminution des « *charges de la Médecine Contrôle affectée au réseau faisant également partie de ce poste ainsi que des travaux conduisant à des VNC (mise en rebus) concernant des travaux de renouvellement du réseau BT* » ;
- Les « **charges centrales** » se stabilisent à 19,5 M€ en 2021 après avoir fortement augmenté sur la période 2014-2019 ;

3. Synthèse et conclusions

Méthodes d'affectation

Une évolution significative des informations financières depuis 2012 et des affectations à la maille concession

Il a été constaté une amélioration significative dans la présentation de l'équilibre économique de la concession ces dernières années, avec notamment la transmission du détail des « autres consommations externes ». Cependant, le degré de détail reste encore insuffisant sur le plan des charges d'exploitation opérationnelles (aucun détail sur les charges de personnel par exemple).

Sur le plan des affectations, aujourd'hui, EDF-SEI affecte sur la concession du Sy.MEG 74% des recettes directement à la maille concession. Sont directement affectées toutes les recettes d'acheminement les recettes de prestations, les recettes de raccordement (directement affectées depuis 2015).

En revanche seulement 25% des postes de charges sont concernées par une affectation directe à la maille concession, ce qui est bien insuffisant pour fournir une image financière représentative, mais avec une tendance à l'amélioration.

La principale évolution sur le CRAC 2015 concernait l'affectation directe de la fiscalité locale et des recettes de raccordement. En outre, depuis le CRAC 2016, les autres consommations externes font désormais l'objet d'une présentation détaillée en 6 sous-rubriques.

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, ...), elles sont réaffectées dans la rubrique « charges centrales ».

A noter qu'en métropole, depuis 2016, Enedis distingue dans le CRAC les dotations aux amortissements selon que ces dotations concernent l'amortissement du financement du concessionnaire ou l'amortissement du financement du concédant.

De façon symétrique, les reprises d'amortissements et de provisions pour renouvellement sont distinguées selon qu'elles concernent l'amortissement ou les provisions pour renouvellement mais aussi selon l'origine de financement des ouvrages concernés.

Cela pourrait être une évolution dans le prochain CRAC relatif à l'exercice 2022.

En conséquence, l'image de l'équilibre économique fournie par le CRAC pour la concession est insuffisamment représentative de la réalité.

La plupart des charges (74%) étant réparties par clés, il est en cohérence avec le schéma économique moyen national, ne reflétant pas l'impact de l'environnement local d'exploitation.

Ainsi l'équilibre économique est « lissé » au regard des réalités n'apportant aucune perception de l'effort relatif du concessionnaire sur la concession.

La majorité des données financières de charges présentées dans le compte d'exploitation, résultant d'une affectation par clé, ne reflètent donc pas l'activité réelle du concessionnaire sur le territoire.

Le taux de marge sur la concession du Sy.MEG (ratio entre le résultat d'exploitation et le chiffre d'affaires) avant péréquation est compris entre -2% et 26% selon l'exercice considéré, et varie à des valeurs comprises entre 2% et 21% après intégration de la contribution à l'équilibre, soit près de 11% en moyenne sur la période 2012-2021 (en métropole, les concessions Enedis ont un taux de marge de l'ordre de 10% en moyenne après intégration de la contribution à l'équilibre).

La concession du Sy.MEG est donc une concession tantôt plus rentable que la moyenne des concessions

d'EDF-SEI (période 2012-2015, puisqu'elle est contributrice à la péréquation sur cette période) et tantôt moins rentable que la moyenne des concessions sur les exercices 2017-2021, l'impact des cyclones IRMA et MARIA sur les charges d'exploitation expliquant notamment ces rentabilités inférieures à la moyenne nationale sur les dernières années (pour mémoire, l'impact des cyclones Irma et Maria de septembre 2017 avait été estimé à près de 7 M€ de charge d'exploitation en 2017 puis du même ordre de grandeur en 2018, sans qu'EDF-SEI n'ait précisément confirmé ce montant malgré de multiples demandes ni indiqué si il y avait encore un impact en 2019).

A noter aussi que la rentabilité moyenne d'EDF-SEI (en moyenne près de 10% sur 2012-2021) est du même ordre de grandeur que celle d'Enedis en métropole (de l'ordre de 11%).

Une revue analytique des principales variations sur la période 2012-2021 avec un certain nombre de questions restées en suspens

- Plusieurs points posent encore question suite à cet audit portant sur l'exercice 2021, notamment concernant des précisions et éclaircissements sur certaines variations de charges et de produits entre 2020 et 2021 ;
- En outre, de façon « macro », concernant l'analyse de la variation globale des charges d'exploitation sur période 2012-2021 :
 - Une forte hausse des charges d'exploitation entre 2016 et 2020, venant faire chuter la rentabilité de la concession, et notamment en raison de la forte augmentation des « autres consommations externes » et des « charges de personnel », s'expliquant par l'impact des cyclones Irma et Maria de sept. 2017 dont l'impact financier sur les charges se fait ressentir en 2017 et 2018, mais également par un effet « crise sanitaire » en 2020 ;
 - Une forte diminution du niveau moyen de la charge d'exploitation liée au transport. Avant 2014, en plus du coût des pertes sur les réseaux, cette charge intégrait la part HTB du TURPE ainsi que les pertes sur le réseau de transport, ce qui n'est plus le cas depuis 2015 ;
 - Une explosion du niveau moyen des charges centrales, qui passent d'un niveau de l'ordre de 2 M€ chaque année en moyenne sur 2012 et 2013 à un niveau de plus de 15 M€ chaque année sur la période 2014-2021 : une part des « autres consommations externes » semble avoir été ventilée dans les « charges centrales » depuis 2014, cela ne pouvant tout expliquer.

Syndicat Mixte d'Electricité de la
Guadeloupe - Sy.MEG

Contrôle du rattachement des usagers dans l'outil SI utilisé par le concessionnaire EDF SEI, pour l'évaluation de la qualité de tension

Exercice 2021

Décembre 2022
Version 1

1.	INTRODUCTION	2
2.	EVALUATION DE LA FIABILITE DE LA DESCRIPTION DES OUVRAGES	3
2.1	METHODOLOGIE DU CONTROLE	3
2.1.1.	Analyse	3
2.1.2.	Incertitudes et approximations effectuées	3
2.1.3.	Localisation de la sélection	4
2.2	QUALITE D'OBTENTION DES ELEMENTS DE LA PART D'EDF SEI	5
2.3	DETAILS DES OBSERVATIONS EN AUDITS	5
2.4	RESULTATS OBTENUS	6
2.4.1.	Contrôle de la bonne description cartographique	6
2.4.2.	Récapitulatif des observations	6
2.4.3.	Fiabilité des longueurs de réseaux décrites dans le SIG	8
2.4.4.	Fiabilité du rattachement des usagers dans le SIG	9
3.	CONCLUSION	10
4.	ANNEXES	11
4.1	POSTE N°1 – GOUYER AU MOULE	11
4.2	POSTE N°2 – SCHALVIK AU MOULE	12
4.3	POSTE N°3 – CLERC AU MOULE	13
4.4	POSTE N°4 – L'ORANGER AU MOULE	14
4.5	POSTE N°5 – GONDRECOURT AU MOULE	15
4.6	POSTE N°6 – MONT PLAISIR A ST-FRANÇOIS	16
4.7	POSTE N°7 – COCOYER A ST-FRANÇOIS	17
4.8	POSTE N°8 – BELIRAY A ST-FRANÇOIS	18
4.9	POSTE N°9 – BIANCA A ST-FRANÇOIS	19
4.10	POSTE N°10 – SURGY A ST-FRANÇOIS	20

1. Introduction

Les exigences liées à la qualité de tension d'alimentation sont précisées par les arrêtés d'application du décret du 24 décembre 2007 relatif aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité. Celles-ci s'appuient sur les normes pour définir la plage réglementaire d'alimentation en basse tension à [90% ; 110%] de la tension nominale, contre [90% ; 106%] précédemment. Un usager est considéré comme mal alimenté si sa tension d'alimentation, moyennée sur 10 minutes, sort une fois dans l'année de cette plage réglementaire.

Face à l'impossibilité pratique d'assurer un suivi de la tenue de tension à partir de mesures sur chaque point de livraison, le nombre d'usagers BT mal alimentés (CMA) est estimé via l'outil Système d'Information Géographique (SIG). Anciennement appelé GDO-BT, cet outil évalue la tenue de tension sur les réseaux basse tension en s'appuyant sur :

- Une description fine du réseau ;
- Un modèle statistique d'estimation de charge électrique, enrichi depuis les déploiements des compteurs numériques dit « compteurs intelligents » ;
- Un modèle de calcul d'état électrique, intégrant notamment les réglages de tension au niveau des transformateurs HTB/HTA du Poste Source (régleur en charge) et des transformateurs HTA/BT (prise à vide).

L'analyse souhaitée par le Sy.MEG consiste à vérifier la fiabilité de la description cartographique du réseau par le concessionnaire, ainsi que la fiabilité du rattachement des usagers basse tension par rapport à leur Point De Livraison (PDL) réel sur le réseau. Ces aspects sont particulièrement importants car leur niveau de fiabilité peuvent directement influencer les résultats des calculs des DMA et des CMA.

Au travers d'une visite sur le terrain des réseaux BT issus d'un échantillon de 10 postes HTA/BT, les points suivants ont été traités :

- La correspondance des positions des ouvrages de la cartographie à l'échelle 1/2000^{ème} par rapport à leur situation réelle sur le terrain ;
- La conformité de la constitution et des longueurs de réseau dans la cartographie du concessionnaire et leurs mises à jour ;
- La correspondance entre le nombre de rattachements des usagers basse tension dans la base SIG par rapport aux PDL réels sur le réseau ;
- Les éventuels points d'exploitation et/ou de sécurité remontés à travers les observations sur le terrain.

2. Evaluation de la fiabilité de la description des ouvrages

Afin d'apprécier la fiabilité des plans cartographiques intégrés dans le SIG d'EDF-SEI, le Sy.MEG a souhaité effectuer des contrôles de cohérence avec la réalité du terrain.

L'objectif est de vérifier la fiabilité de la cartographie du concessionnaire au niveau des postes HTA/BT et des réseaux BT, ainsi que la fiabilité du rattachement des usagers basse tension par rapport à leurs PDL réels sur le réseau. Les points suivants ont été vérifiés :

- La conformité de la nature des ouvrages et de leur position sur la cartographie à l'échelle 1/2000^{ème} par rapport à leur situation exacte sur le terrain ;
- La correspondance entre le nombre de rattachements des usagers basse tension dans la base SIG par rapport à leurs PDL réels sur le réseau.

Un échantillon de 10 postes HTA/BT répartis sur 2 communes de la concession a ainsi été sélectionné (Le Moule, et Saint-François) et ont été « audités » sur le terrain en octobre 2022.

Sur cet échantillon, afin de préparer en amont la visite terrain, le concessionnaire a fourni une copie des éléments suivants :

- Les plans cartographiques des réseaux BT issus de ces postes (avec fond de plan) mais sans les numéros de dipôles ;
- Les fiches de l'état électrique de ces postes avec les dipôles correspondants ;
- Les fiches de raccordements indiquant l'emplacement des usagers.

2.1 Méthodologie du contrôle

2.1.1. Analyse

Les éléments collectés durant les visites des postes HTA/BT et les réseaux BT qui en sont issus ont été assemblés et retraités afin d'obtenir une vision globale des cohérences entre le terrain et les données des outils du concessionnaire.

Les écarts sont calculés de deux manières différentes. Les écarts relatifs sont calculés comme la somme des écarts entre le terrain et le SIG, qu'ils soient positifs ou négatifs. Ainsi, des compensations importantes peuvent avoir lieu au sein d'un écart global faible.

Alors, afin de faire ressortir les éventuelles compensations, l'écart absolu est également calculé comme étant la somme des écarts en valeur absolue, ce qui permet de faire abstraction du signe positif ou négatif d'un écart.

2.1.2. Incertitudes et approximations effectuées

Les mesures de longueur effectuées ne relevant pas de la métrologie de précision, il est convenu que les faibles écarts entre les mesures sur le terrain et les informations de la base SIG ne seront pas pris en compte, du fait du niveau de précision de la mesure. Plus précisément, les mesures avec l'odomètre indiquant un écart inférieur à 10%, l'écart n'a pas été enregistré, et le linéaire indiqué dans le SIG a été indiqué pour la mesure « terrain ».

Il est à noter que ces mesures ne tiennent pas compte de la flèche des câbles BT aériens. En outre, les longueurs des remontées entre le disjoncteur et le transformateur ont été considérés « forfaitairement » à 10 m.

De façon à faciliter l'analyse statistique les raccordements non observables seront considérés comme conformes à la base SIG, puisqu'aucune observation affirmant le contraire n'est possible.

2.1.3. Localisation de la sélection

Afin de limiter les temps de trajet entre chaque poste, il a été décidé de sélectionner des postes sur deux communes limitrophes. La répartition des postes visités par commune est présentée dans le tableau suivant.

Fichier ETQUAL 03 (31/12/2021)											
Echantillon 10 postes	Code INSEE	Nom de la commune	Nom du poste HTA/BT	Nb dep. BT	Nb TOT d'us. (du départ audité)	Code GDO poste HTA/BT	Code GDO départ audité	Long. TOT réseaux BT (du départ audité)	Type réseaux BT	Type poste HTA/BT	Taux de réseaux aériens (BT nus + BT T)
1	97117	Le Moule	GOUYER	1	15	97117P700	9,71E+09	350	BT T70	H61	100,0%
2	97117	Le Moule	SCHALVICK	1	13	97117P000	971170229	817	BT T70	H61	100,0%
3	97117	Le Moule	CLERC	1	24	97117P702	971170017	1 224	BT T70	H61	100,0%
4	97117	Le Moule	L'ORANGER	2	29	97117P012	971170023	1 086	BT T70	H61	100,0%
5	97117	Le Moule	GONDRECOURT	1	25	97117P095	971170265	712	BT T70	H61	100,0%
6	97125	Saint-François	MONPLAISIR	2	2	97125P009	971250012	89	BT T70	H61	100,0%
7	97125	Saint-François	COCOVER	3	7	97125P004	971250001	1 989	BT T70	CB	98,5%
8	97125	Saint-François	BELIRAY	1	31	97125P001	971250013	1 092	BT T70	H61	100,0%
9	97125	Saint-François	BIANCA	1	22	97125P100	971250009	765	BT T70	H61	100,0%
10	97125	Saint-François	SURGY	1	9	97125P010	971250223	926	BT T70	H61	100,0%

La numérotation affichée sera utilisée pour toute la suite du rapport. Cet échantillon présente ainsi, d'après le SIG d'EDF-SEI, un total de 9 km de réseau BT pour 177 usagers alimentés, informations inscrites dans la base technique du concessionnaire et qui ont été auditées sur le terrain.

Pour les 3 postes avec au moins 2 départs BT, 1 seul départ BT par poste a été visité afin de maîtriser la durée de cet « audit terrain » sur 1 journée. Les informations analysées *infra* sont donc limitées aux départs visités.

Les postes listés ci-dessus ont été sélectionnés ainsi :

- A partir des fichiers du concessionnaire, des tris ont été effectués afin de détecter les secteurs pour lesquels les volumes des **départs BT avec plus de 95% en aérien** sont les plus importants. En effet, seuls les réseaux aériens sont contrôlables avec cette méthode. Les réseaux souterrains « invisibles » ne peuvent pas être contrôlés, et donc ne sont pas retenus lors de l'échantillonnage ;
- Ensuite la sélection est faite en **fonction des nombres d'usagers par départ**, des distances kilométriques entre chaque poste et de la mixité BT nu et BT Torsadé ;
- L'objectif est également de **limiter les temps de trajet entre chaque poste**, c'est pourquoi un secteur est retenu, et ensuite au maximum 2 communes ont été choisies.

2.2 Qualité d'obtention des éléments de la part d'EDF SEI

Pour réaliser ce type d'audit, il est nécessaire que le concessionnaire fournisse en amont à la Collectivité les documents utiles. Car il s'agit d'une analyse comparative, sans ces documents l'audit sur place serait sujet à des incertitudes ou serait irréalisable pour certains postes.

Il était indispensable d'obtenir pour chaque poste HTA/BT : le plan des réseaux BT du poste HTA/BT et l'état électrique du réseau avec le détail par dipôle.

Pour se faire, une demande de documents a été produite et la sélection de l'échantillon de 10 postes HTA/BT a été réalisée.

Les éléments ont bien été transmis, ce qui est satisfaisant et conforme aux attentes initiales. AEC a ainsi pu effectuer les audits sur le terrain en octobre 2022. EDF SEI a notamment pu compléter la documentation pour 2 postes en cours d'audit.

2.3 Détails des observations en audits

L'audit réalisé par AEC comprenait pour chaque poste les points suivants :

- en amont de l'audit : repérage des dipôles (non transmis par EDF SEI) avec l'état électrique sur le plan des réseaux fourni ;
- Repérage du poste à partir des coordonnées GPS du SIG du Sy.MEG et vérification de la plaque signalétique ;
- Mesures des longueurs des dipôles avec une « roue d'arpenteur » ou « odomètre » ;
- Comptages des rattachements pour les branchements aériens et aéro-souterraine ;
- Vérification des présences de producteurs principalement photovoltaïques ;
- Signalements d'anomalies de la cartographie SIG (type de réseaux...) et situations anormales (végétations, accessibilité du poste...) ;
- Repérage des points d'ouverture BT, lorsqu'un dernier support est commun à 2 réseaux BT différents alimentés par 2 postes HTA/BT distinctes ;
- Vérification des présences des départs souterrains (mais ils ne sont pas mesurés). En outre, les mesures ont été faites uniquement s'il s'agissait de domaine a priori public, ainsi AEC assure aucune incursion en propriété privée ;
- Réponse aux sollicitations éventuelles des usagers sur place : explications de notre présence et du rôle du Sy.MEG.

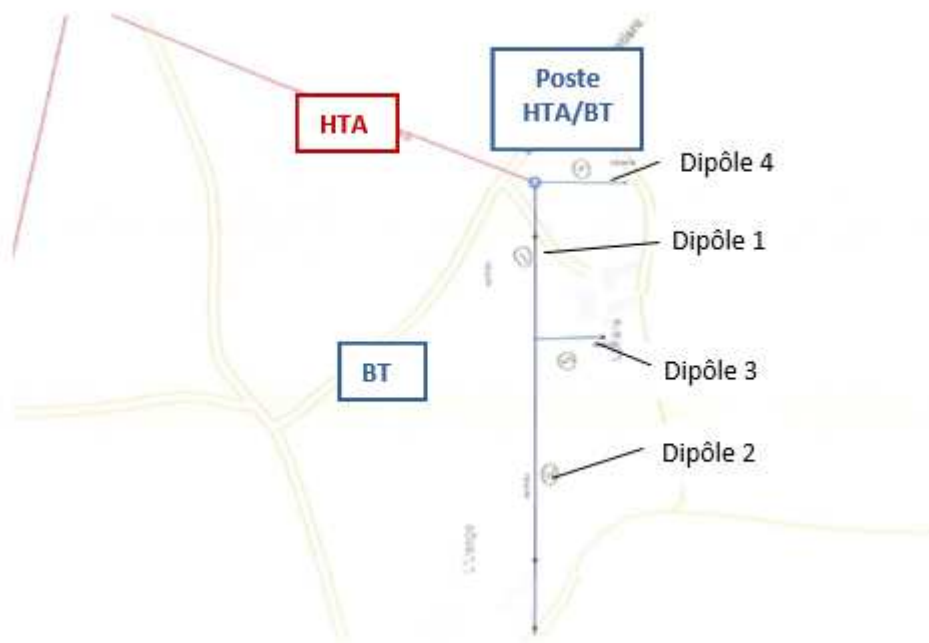
Les mesures sur le terrain ont été faites par 2 consultants d'AEC en présence d'un représentant du Sy.MEG et de 3 représentants d'EDF SEI.

2.4 Résultats obtenus

2.4.1. Contrôle de la bonne description cartographique

En préambule, les départs BT sont fractionnés en dipôles qui correspondent aux tronçons homogènes au regard de leur constitution et de leur date de pose. Cette décomposition prend également en compte de l'arborescence du réseau.

Exemple de cartographie présentant la décomposition par dipôle d'un départ BT



La constitution des ouvrages BT est définie par :

- Le type de réseau (aérien nu, torsadé, souterrain) ;
- La section du câble ;
- La nature du métal conducteur.

Ces deux derniers éléments sont pris en compte dans le calcul de la résistivité des lignes, ce qui impacte le calcul des chutes de tension.

Pour information, la résistivité linéique (résistance par mètre) des lignes est définie par le rapport entre la résistivité du matériau (2 fois supérieure pour l'Almélec que pour le cuivre) et la section. Ainsi, au sens des chutes de tension, une ligne en cuivre aura le même comportement qu'une ligne en Almélec de section 2 fois plus importante.

2.4.2. Récapitulatif des observations

Les observations faites sur chaque poste sont synthétisées dans le tableau à la page suivante, et sont également détaillées en Annexes.

971-200010759-20230127-DEL-2023-CON-05-DE

Accusé certifié exécutoire

Réception par le préfet : 13/02/2023			Fichier ETQUAL 03 (31/12/2021)									Fiches de poste (12/10/2022)					Visite terrain par AEC (19/10/2022)							
Echantillon 10 postes	Code INSEE	Nom de la commune	Nom du poste HTA/BT	Nb dep. BT	Nb TOT d'us. (du départ audité)	Code GDO poste HTA/BT	Code GDO départ audité	Long. TOT réseaux BT (du départ audité)	Type réseaux BT	Type poste HTA/BT	Taux de réseaux aériens (BT nus + BT T)	Nb dep. BT	Nb TOT d'us.	Long. TOT réseaux BT	Type réseaux BT	Type poste HTA/BT	Nb dep. BT	Nb TOT d'us.	Ecart Nb us.	Long. TOT réseaux BT	Ecart Long. Réseaux BT	Type réseaux BT	Type poste HTA/BT	Commentaires
1	97117	Le Moule	GOUYER	1	15	97117P7002	9711702070	350	BT T70	H61	100,0%	1	15	350	BT T70	H61	1	18	-3	339	11	BT T70	H61	RAS
2	97117	Le Moule	SCHALVICK	1	13	97117P0009	9711702292	817	BT T70	H61	100,0%	1	13	817	BT T70	H61	1	9	4	780	37	BT T70	H61	La plaque signalétique est manquante sur le support. Une portée absente sur le terrain, présente dans le SIG
3	97117	Le Moule	CLERC	1	24	97117P7025	9711700176	1 224	BT T70	H61	100,0%	1	24	1 225	BT T70	H61	1	24	0	1 253	-28	BT T70	H61	Sur le terrain : 1 point d'ouverture (au Nord du poste) à vérifier, car proximité de réseaux BT du poste, non décrits dans la fiche de poste
4	97117	Le Moule	L'ORANGER	2	29	97117P0129	9711700236	1 086	BT T70	H61	100,0%	2	29	1 086	BT T70	H61	2	29	0	971	115	BT T70	H61	Sur le terrain : 1 point d'ouverture à vérifier, car sur le terrain il semble être plus loin que sur le SIG. Et un antenne de 2 portées de BT T70 est manquantes
5	97117	Le Moule	GONDRECOURT	1	25	97117P0951	9711702654	712	BT T70	H61	100,0%	1	24	712	BT T70	H61	1	30	-6	1 163	-451	BT T70	H61	Sur le terrain : 1 point d'ouverture différent du SIG après le dipôle 2667, et 2 autres dipôles en plus sur le terrain (1 après le 2735 et 1 autre après le 2658) 451 m d'écart sans considérer les points précédents, sinon 660 m d'écart
6	97125	Saint-Fran	MONPLAISIR	2	2	97125P0090	9712500120	89	BT T70	H61	100,0%	2	2	89	BT T70	H61	2	2	0	50	39	BT T70	H61	RAS
7	97125	Saint-Fran	COCOYER	3	7	97125P0046	9712500011	1 989	BT T70	CB	98,5%	3	7	1 989	BT T70	CB	3	11	-4	1 965	24	BT T70	CB	RAS
8	97125	Saint-Fran	BELIRAY	1	31	97125P0010	9712500131	1 092	BT T70	H61	100,0%	1	31	1 092	BT T70	H61	1	31	0	1 116	-24	BT T70	H61	RAS
9	97125	Saint-Fran	BIANCA	1	22	97125P1006	9712500095	765	BT T70	H61	100,0%	1	22	765	BT T70	H61	1	24	-2	779	-14	BT T70	H61	La plaque signalétique est manquante sur le support
10	97125	Saint-Fran	SURGY	1	9	97125P0109	9712502230	926	BT T70	H61	100,0%	1	9	926	BT T70	H61	1	9	0	689	237	BT T70	H61	Un dipôle de 229 m n'existe pas sur le terrain

n.m. : non mesuré ; au moins une partie non mesurable

TOTAL					177				9 050					176	9 051			Somme écarts absolus :	19		980				
																		Taux de rattachement :	90%		10%	: Taux d'écart des linéaires			

2.4.3. Fiabilité des longueurs de réseaux décrites dans le SIG

Sur le terrain, la mesure a été réalisée à l'aide d'une roue d'arpenteur, ne tenant pas compte de la flèche de la ligne. Les faibles écarts n'ont pas été pris en compte (cf. méthodologie décrite *supra*), la mesure étant approximative du fait du manque de précision de la mesure terrain. L'objectif n'est pas d'obtenir des mesures précises ou millimétrées mais d'évaluer les plus grands écarts de manière « macro ». A partir d'un échantillon qui n'est pas mathématiquement représentatif.

Finalement, certaines parties de réseaux BT n'ont pas pu être auditées en totalité, en effet des problèmes d'accessibilité principalement sur les domaines privés n'ont pas permis de réaliser les mesures. Lors de la sélection il n'est pas possible de présager quels seraient les linéaires visibles sur le domaine public et ceux sur le domaine privé.

Sur les 10 postes visités et considérés dans l'analyse, **4 postes présentent des écarts particulièrement importants**. Les grilles d'analyses détaillées pour chaque poste sont indiquées en Annexe.

En cumulé, les longueurs mesurées sont supérieures à celles renseignées dans le SIG ; l'écart absolu s'établit à 980 m sur 9,1 km audités, et sans prendre en compte les problèmes de positionnement des points d'ouverture, soit un taux d'écart de 10%.

Les principaux biais constatés sont de fortes ampleurs, et nécessitent des vérifications par EDF SEI, et des actions de correction :

- Pour les postes SCHALWIK et BIANCA, il sera nécessaire de remettre en place les plaques signalétiques, et vérifier si celle du poste SURGY est bien en place ;
- Pour le BELIRAY, un ancien « tréfix » abandonné dans un champ devra être évacué ;
- Pour le poste SURGY, 229 m de BT torsadé indiquée dans le SIG, n'existe plus sur le terrain, idem pour un dipôle de 62 m du poste SCHALWIK ;
- Pour les postes L'ORANGER (150 m) et GONDRECOURT (210 m), des dipôles entiers de réseaux BT torsadés ne sont pas décrits dans le SIG ;
- Et pour les postes CLERC, L'ORANGER et GONDRECOURT, les points d'ouverture ne sont pas bien positionnés sur le SIG par rapport à la réalité du terrain, ce qui engendre des linéaires de réseaux BT supplémentaires, et aussi des usagers supplémentaires à rattacher aux postes audités.

La principale source d'erreur sur les longueurs provient d'omission de tronçon entier de réseau dans le SIG, et des enregistrements des points d'ouverture. Lorsque le réseau est correctement décrit (en termes de dipôle et d'architecture BT), les longueurs sont assez cohérentes. Ces anomalies peuvent avoir des conséquences sur l'exactitude de l'estimation des CMA par exemple, c'est pourquoi il est nécessaire de traiter ces détections.

2.4.4. Fiabilité du rattachement des usagers dans le SIG

Le nombre d'usagers total sur l'échantillon s'élève à 177 selon le fichier de contrôle de 2021 (ETQUAL03) et 176 selon le cumul des nombres d'usagers des fiches de postes. En effet, entre l'extraction du fichier initial (fin décembre 2021) et la production des fiches de postes par EDF SEI (en octobre 2022), il y avait un usager de moins entre temps. C'est pourquoi la comparaison des comptabilisations des rattachements sur le terrain est faite par rapport aux fiches de postes.

Ainsi sur les 10 postes visités et considérés dans les observations, 5 présentent des écarts sur le nombre d'usagers rattachés. Au total, 187 usagers ont été constatés sur le terrain, soit 11 de plus que sur le SIG en écart relatif, intégrant les compensations entre postes.

En écart absolu, il y a un écart de 19 usagers entre le SIG et le terrain.

Au global, selon l'écart relatif, le taux de rattachement de l'échantillon est de 90%. C'est-à-dire qu'environ 1 usager sur 10 n'était pas rattaché à fin 2021, selon cet échantillon.

Les postes GOUYER (-3), GONDRECOURT (-6) et COCOYER (-2) présentent les déficits les plus importants d'usagers non rattachés.

3. Conclusion

Le Sy.MEG a souhaité examiner la cohérence des informations contenues dans le SIG, notamment concernant la constitution et le positionnement des ouvrages sur le terrain, les longueurs de réseau et le bon rattachement des usagers dans la base SIG.

Rappelons que la fiabilité des indicateurs de la tenue en tension, et notamment le calcul du nombre de CMA, est basée non seulement sur la bonne transcription des caractéristiques électriques des réseaux dans la base technique mais aussi sur les informations de la base clientèle (emplacement du rattachement, type de contrat, puissance souscrite, consommation relevée, etc.).

Le taux global de clients rattachés fournis par le concessionnaire s'établit à près des 98,7% (221 838 usagers BT<36 kVA dans la base clientèle, *versus* 218 855 usagers BT<36 kVA rattachés dans la base technique) soit un taux similaire au 99% de la métropole. Ce taux est stable depuis 3 ans. Il était de 95% au milieu des années 2010. Les projets et les efforts du concessionnaire sont ainsi visibles à travers notamment ce résultat, et l'audit sur le terrain, certes sur un échantillon réduit, a confirmé ce gain de rattachement du SIG.

Sur cet échantillon, un écart d'environ 10% a été relevé sur les linéaires de BT Torsadés. Des portées sont parfois absentes du SIG, et d'autres n'existent plus sur le terrain. De plus, les points d'ouvertures ne sont pas toujours bien positionnés.

Le taux de rattachement communiqué annuellement sur la concession et les actions entreprises par le concessionnaire en termes de suivi des usagers non rattachés et mal rattachés sont à suivre mais ne préjugent pas du bon rattachement sur le bon poste, le bon dipôle et à la bonne distance.

Le concessionnaire avait expliqué connaître les difficultés sur les rattachements et avait entrepris d'améliorer progressivement ces taux en fiabilisant les bases. Ces projets doivent être maintenus, et maintenant que le flux est sous contrôle, poursuivre les travaux sur le stock des écarts constatés.

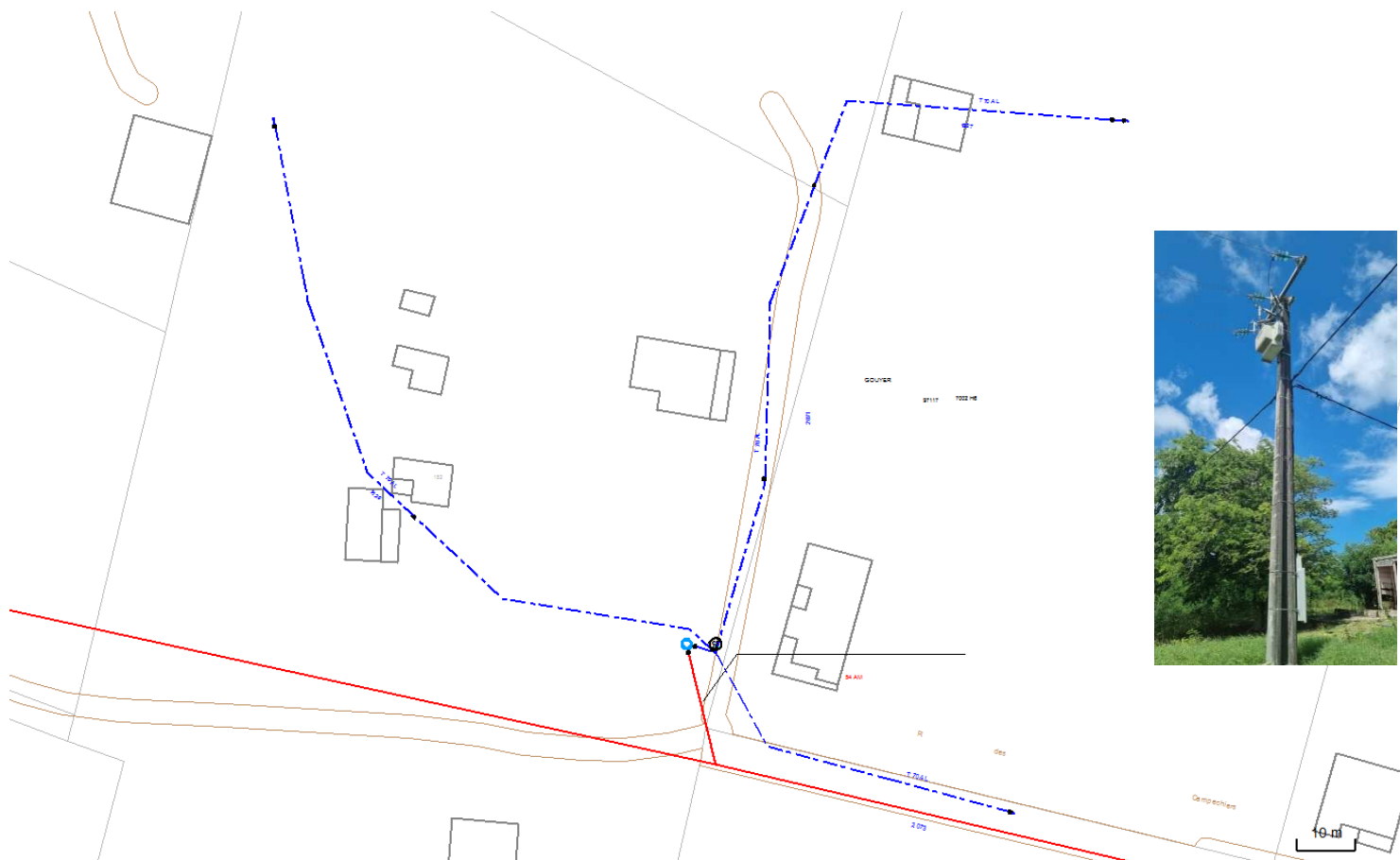
En outre, il serait opportun que les CRAC présentent un suivi de ces types d'indicateurs.

A la suite de ce rapport d'audit, il est recommandé que :

- Des mises à jour du SIG devront être faites par le concessionnaire, notamment sur la correction des positionnements des points d'ouverture des réseaux BT, et les portées manquantes dans le SIG ou déjà déposées. Selon les constats détaillés dans Annexe ;
- De communiquer à l'AODE, un bilan annuel des corrections faites dans le SIG, dans le cadre de la fiabilisation de l'inventaire.

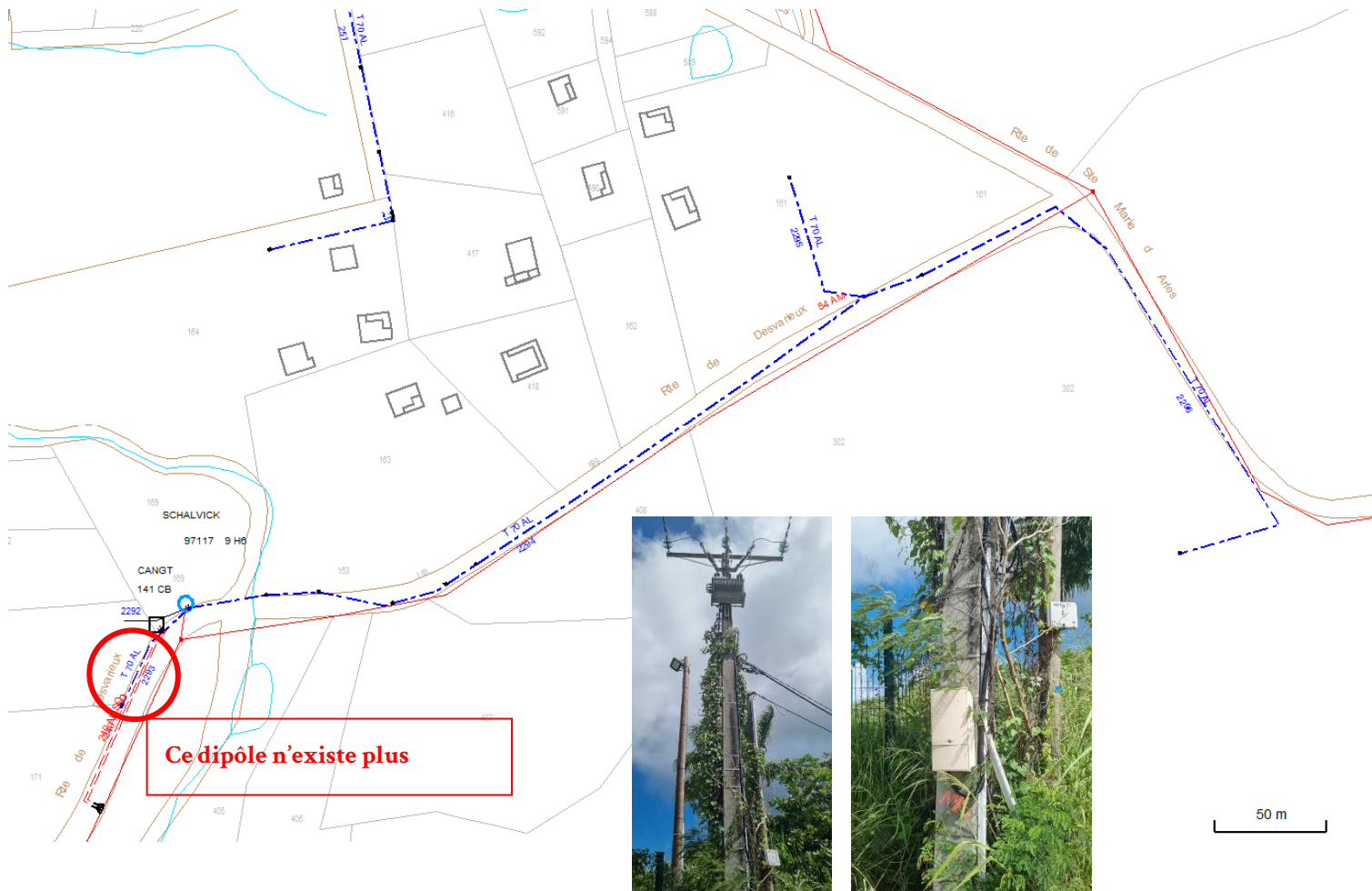
4. Annexes

4.1 Poste n°1 - GOUYER au Moule



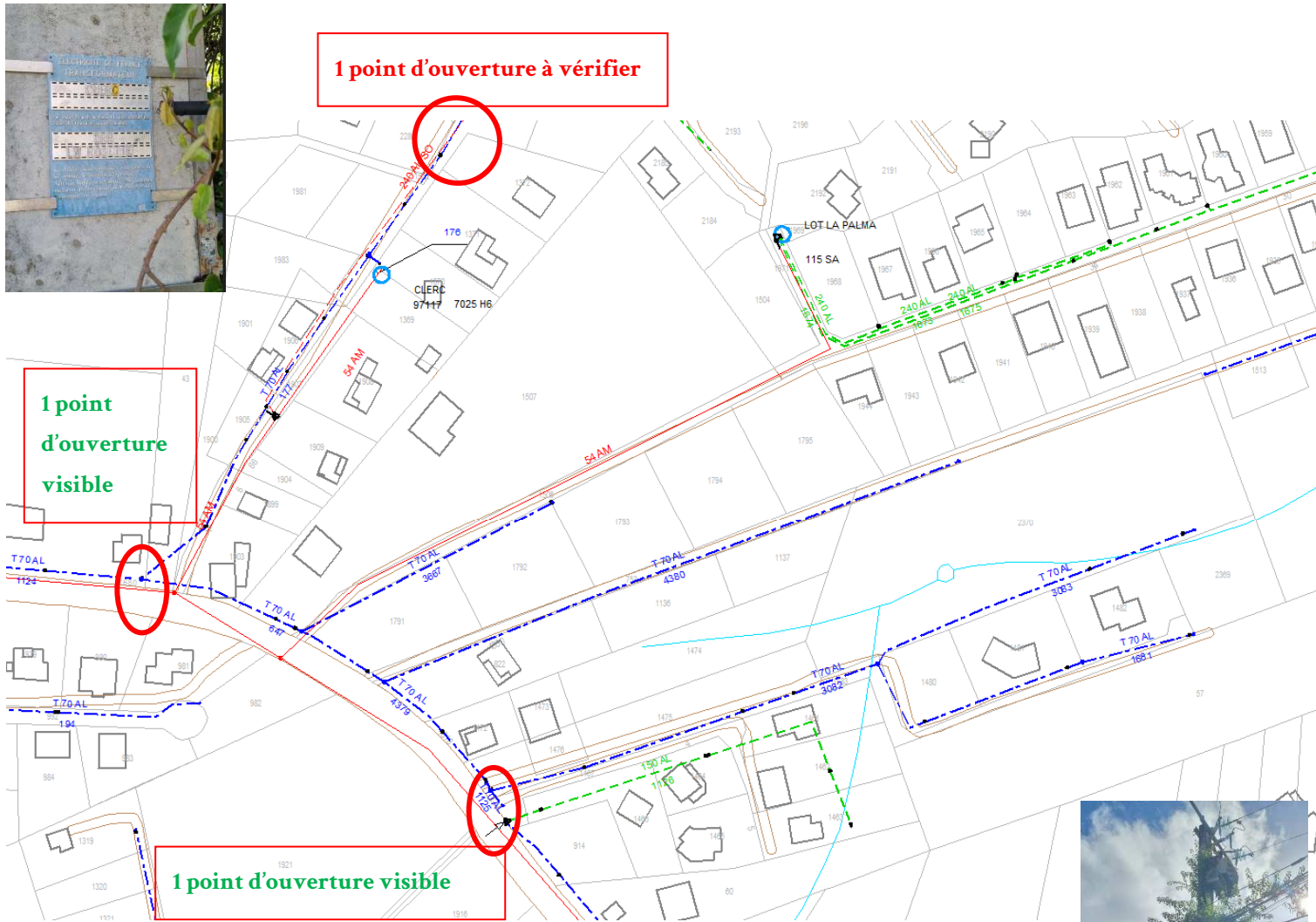
	N°	Fiche de poste		AEC		Ecart long	
		Long (m) élec	dip	Long (m) élec	dip		
GOUYER	1	5	0	5	0	0	
9711702070	2	134	8	134	8	0	Non mesuré - propriété privée
	3	63	1	45	6	18	
	4	62	4	110	2	-48	
	5	86	2	45	2	41	Non mesuré - chien
	Total	350	15	339	18	11	

4.2 Poste n°2 - SCHALVIK au Moule



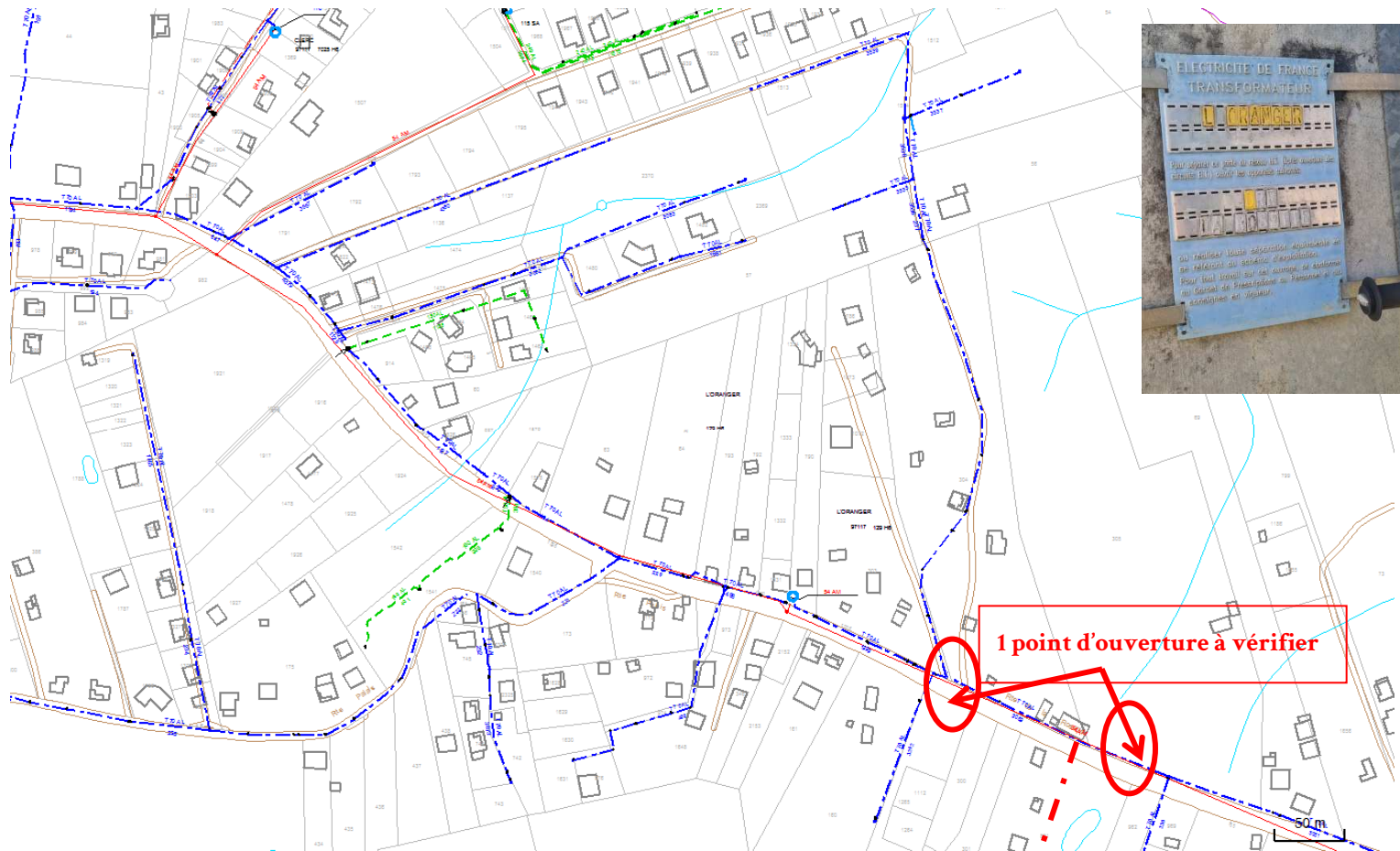
		Fiche de poste		AEC			
	N°	Long (m) élec	dip	Long (m) élec	dip	Ecart long	
SCHALVICK	1	9	0	9	0	0	La plaque signalétique est manquante sur le support
9711702292	2	350	4	438	4	-88	
	3	62	2	0	0	62	Ce dipôle n'existe plus sur le terrain
	4	323	3	260	1	63	1 seul branchement visible au lieu de 3
	5	73	4	73	4	0	Non mesuré
	Total	817	13	780	9	37	

4.3 Poste n°3 - CLERC au Moule



	N°	Fiche de poste		AEC		Ecart long	
		Long (m) élec	dip	Long (m) élec	dip		
CLERC	1	7	0	39	1	-32	Point d'ouverture non visible, à vérifier ?
9711700176	2	167	7	164	6	3	
	3	69	2	69	2	0	
	4	131	1	131	1	0	
	5	39	1	39	0	0	
	6	267	0	267	1	0	
	7	62	4	62	4	0	
	8	171	4	171	3	0	
	9	12	0	12	0	0	
	10	144	2	144	2	0	
	11	108	2	108	3	0	
	12	47	1	47	1	0	
	Total	1224	24	1253	24	-29	

4.4 Poste n°4 - L'ORANGER au Moule

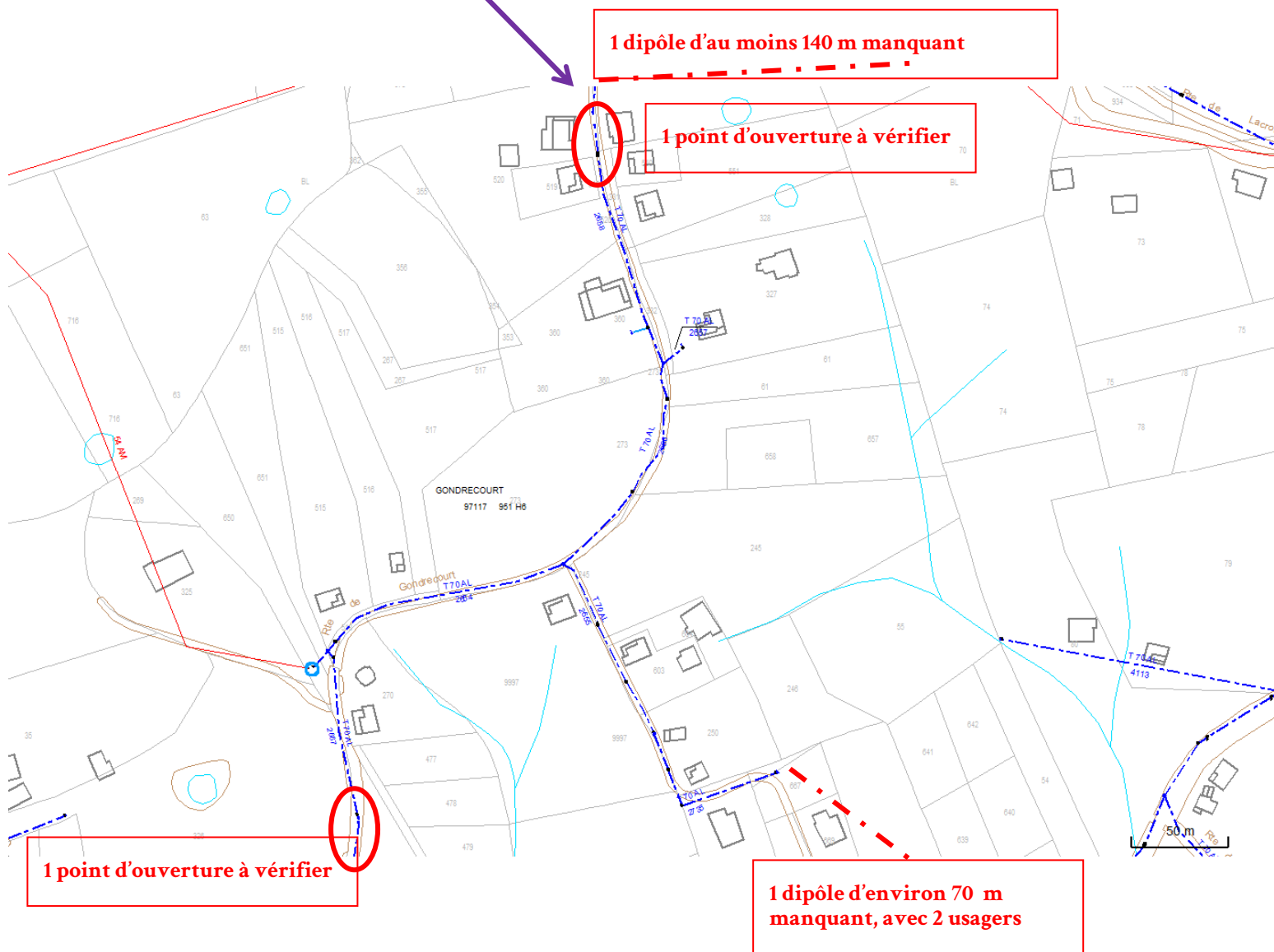


1 point d'ouverture à vérifier

3 portées de BT T manquantes

	N°	Fiche de poste		AEC		Ecart long	
		Long (m) élec	dip	Long (m) élec	dip		
L'ORANGER	14	118	11	62	11	56	
9711700236	15	121	3	80	3	41	
	16	9	1	9	1	0	Point d'ouverture plus loin que sur le plan, à vérifier ?
	17	384	12	376	12	8	
	18	50	0	50	0	0	
	19	46	0	36	0	10	
	20	58	1	58	1	0	
	21	202	0	202	0	0	Non mesuré
	22	98	1	98	1	0	
Total		1086	29	971	29	115	

4.5 Poste n°5 - GONDRECOURT au Moule



	N°	Fiche de poste		AEC		
		Long (m) élec	dip	Long (m) élec	dip	
GONDRECOURT	1	11	0	32	0	-21
9711702654	2	135	2	125	2	10
	3	88	6	450	10	-362 Point d'ouverture non visible, à vérifier ?
	4	102	5	144	6	-42
	5	128	2	140	3	-12
	6	107	1	53	1	54
	7	14	1	14	1	0
	8	127	7	205	7	-78
	9	0	0	69	2	-69 Dipôle absent du SIG
	10	0	0	140	5	-140 Dipôle absent du SIG
	Total	712	24	1372	37	-660
Sous.tot sans dipôles absents		712	24	1163	30	-451

4.6 Poste n°6 – MONT PLAISIR à St-François



4.7 Poste n°7 - COCOYER à St-François



	N°	Fiche de poste		AEC		Ecart long	
		Long (m) élec	dip	Long (m) élec	dip		
COCOYER	1	16	0	16	0	0	
9712500011	2	246	0	239	0	7	
	3	101	0	101	0	0	Non mesuré - voie privée
	4	91	0	91	0	0	
	5	139	1	139	1	0	
	6	643	1	626	5	17	
	7	37	0	37	0	0	
	8	14	0	14	0	0	
	9	116	4	116	4	0	Non mesuré - voie privée
	10	210	0	210	0	0	
	11	172	0	172	0	0	Non mesuré - voie privée
	12	128	0	128	0	0	Non mesuré - voie privée
	13	76	1	76	1	0	Non mesuré - voie privée
	Total	1989	7	1965	11	24	

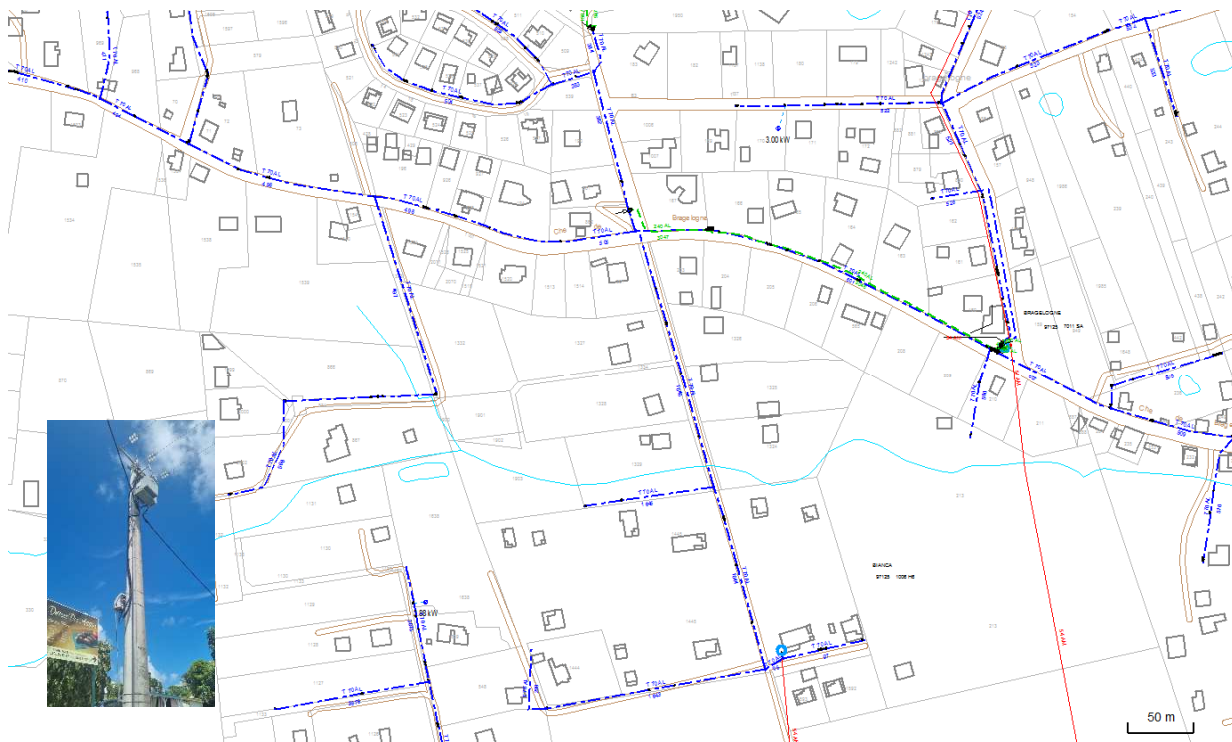
4.8 Poste n°8 - BELIRAY à St-François



1 dipôle d'environ 220 m manquant

	N°	Long (m) élec	dip	Long (m) élec	dip	Ecart long	
BELIRAY	1	73	0	55	0	18	Des réseaux BT à l'Est du poste non décrits dans le SIG
9712500131	2	139	4	223	5	-84	"reprise de réseau" durant un renforcement Sy.MEG
	3	184	8	473	7	-289	1 ancien "tréfis" abandonné dans le champ à côté
	4	280	8	0	8	280	
	5	108	0	76	2	32	
	6	6	0	113	5	-107	1 signalement pour 2 attaches BT cassés a été fait
	7	110	9			110	
	8	80	0	96	2	-16	Point d'ouverture non visible, à vérifier ?
	9	112	2	80	2	32	
	Total	1092	31	1116	31	-24	

4.9 Poste n°9 - BIANCA à St-François



	N°	Fiche de poste		AEC		Ecart long	
		Long (m) élec	dip	Long (m) élec	dip		
BIANCA	1	6	0	6	0	0	La plaque signalétique est manquante sur le support
9712500095	2	16	0	16	0	0	
	3	63	6	80	6	-17	
	4	145	5	145	5	0	
	5	170	4	170	4	0	
	6	99	2	99	2	0	Non mesuré - voie privée
	7	201	5	220	5	-19	
	8	65	0	43	2	22	
	Total	765	22	779	24	-14	

4.10 Poste n°10 - SURGY à St-François



	N°	Fiche de poste		AEC		Ecart long	
		Long (m) élec	dip	Long (m) élec	dip		
SURGY	1	7	0	7	0	0	Pied du support inaccessible, derrière de la végétation
9712502230	2	73	0	65	3	8	plaque signalétique non vérifiable
	3	56	3	56	0	0	
	4	229	0	0	0	229	Ce dipôle n'existe pas ou plus.
	5	561	6	561	6	0	Non mesuré - végétation - 5 portées de BT T
Total		926	9	689	9	237	



Syndicat Mixte d'électricité de la Guadeloupe – Sy.MEG

Contrôle du reversement de la taxe communale sur la consommation d'électricité – TCCFE Exercice 2021

Décembre 2022 — Version 1

www.aeconseil.fr

18, rue de la Pépinière – 75008 PARIS

+33(0)1 44 70 78 10

contact@aeconseil.fr

Sy.MEG : Contrôle du reversement de la taxe communale sur la consommation d'électricité (TCCFE)

Exercice 2021



Table des matières

INTRODUCTION	4
1. EVOLUTION DU REGIME DE TAXATION DE L'ELECTRICITE	6
1.1 RAPPEL REGLEMENTAIRE.....	6
1.2 LA REFORME	6
1.2.1. L'ancien système des taxes locales sur l'électricité (TLE)	6
1.2.2. Le système en vigueur des taxes sur les consommations finales d'électricité (TCCFE)	7
1.3 LA SITUATION POUR L'ANNEE 2011 ET LE FONCTIONNEMENT POUR LES ANNEES SUIVANTES	8
1.4 LES EVOLUTIONS RECENTES.....	9
1.4.1. Perception de la TCCFE.....	9
1.4.2. Modification d'actualisation et de fixation des taux.....	9
1.4.3. Les dispositions encadrant les conséquences sur la TCFE de la fusion de plusieurs syndicats	10
1.4.4. Les dispositions encadrant les conséquences sur la TCFE des communes nouvelles	10
1.4.5. Application de ce fonctionnement sur la concession de le Sy.MEG :.....	10
2. PRINCIPES GENERAUX DE COLLECTE ET DE REVERSEMENT DES TCFE DU FOURNISSEUR EDF-SEI	11
2.1 ORGANISATION GENERALE D'EDF-SEI	11
2.2 RYTHME DE FACTURATION DES CLIENTS	12
2.3 RYTHMES DE MISE A JOUR DES COEFFICIENTS MULTIPLICATEURS ET DE LA LISTE DES COLLECTIVITES BENEFICIAIRES.....	12
2.4 PRISE EN COMPTE DE LA LOCALISATION ET DU TYPE D'USAGER.....	13
2.5 EXIGIBILITE DES TCFE (FACTURES/ACOMPTES).....	13
2.6 APPLICATION DES TAXES « PRORATA TEMPORIS »	14
2.6.1. Cas des clients à facturation bimestrielle ou semestrielle (non mensualisés)	14
2.6.2. Cas des clients à facturation annuelle (mensualisés)	14
2.7 MODALITES D'ENVOI DE LA DECLARATION TRIMESTRIELLE ET DU PAIEMENT DES TAXES	16
2.8 MODALITES D'ENVOI DE LA DECLARATION TRIMESTRIELLE ET DU PAIEMENT DES TAXES	17
3. ANALYSE DE LA COLLECTE ET DU REVERSEMENT DE LA TCFE SUR LE PERIMETRE DU SY.MEG	18
3.1 ANALYSE DES DECLARATIONS TRIMESTRIELLES DE L'EXERCICE 2021	18
3.2 CROISEMENT DES DECLARATIONS TRIMESTRIELLES AVEC LE FICHIER DE « DETAIL PAR PDL » TRANSMIS PAR EDF-SEI DANS LE CADRE DU CONTROLE DU REVERSEMENT DE LA TCCFE (RAPPROCHEMENT ENTRE LES QUANTITES ET MONTANTS DE TAXE « DECLARES » SU SY.MEG ET LES QUANTITES ET MONTANTS DE TAXE « FACTURES » AUX USAGERS	19
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 »	20

3.2.2.	<i>Rapprochement entre les quantités d'électricité « déclarées » au Sy.MEG et les quantités d'électricité « facturées » aux usagers</i>	22
3.2.3.	<i>Rapprochement entre les montants de TCCFE « déclarées » au Sy.MEG et les montants de TCCFE « facturés » aux usagers</i>	22
3.3	CROISEMENT DES DECLARATIONS TRIMESTRIELLES AVEC LES ETATS CLIENTELES D'EDF-SEI (RAPPROCHEMENT ENTRE LES QUANTITES D'ELECTRICITE « TAXEES » ET LES QUANTITES D'ELECTRICITE « ACHEMINEES »).....	23
4.	SYNTHESE ET CONCLUSION.....	26

Introduction

La loi du 13 août 1926 a autorisé les communes et les départements à instituer, par délibération, une taxe sur les quantités d'électricité consommées pour l'éclairage, le chauffage et les usages domestiques.

Les textes ont ensuite été modifiés à plusieurs reprises ; notamment en 1970 avec la substitution d'une taxe par deux nouvelles taxes sur l'électricité. Les grandes lignes du régime de taxes locales sur l'électricité en vigueur ont été établies par la loi de finances rectificative de 1984 (n° 84-1209 du 29 décembre 1984). Cette dernière fixe une « taxe sur les fournitures d'électricité sous faible ou moyenne puissance » jusqu'à la fin 2010.

Depuis le 1er janvier 2011, un nouveau régime de taxe locale sur l'électricité est mis en œuvre conformément à l'article 23 de la loi NOME (Nouvelle Organisation du marché de l'Électricité) du 7 décembre 2010 (loi n°2010-1488) et aux dispositions européennes. La mise en place de ce nouveau régime implique pour l'ensemble des autorités organisatrices de la distribution (AOD) la perception de la taxe sur l'ensemble des communes rurales de leur territoire (moins de 2 000 habitants). Depuis le décret n°2011-1996 du 28 décembre 2011 relatif aux modalités d'application des taxes locales sur la consommation finale d'électricité, le cadre réglementaire encadrant le processus de contrôle de la TCCFE a ainsi été complété.

Le Sy.MEG est collecteur de la TCCFE pour 31 des 32 communes adhérentes à la compétence électricité (toutes les communes de Guadeloupe à l'exception de BASSE TERRE,) a mandaté AEC pour effectuer le contrôle du reversement de la taxe communale sur la consommation finale d'électricité (TCCFE) par le fournisseur EDF-SEI concernant l'exercice 2021 sur ces 31 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 déroulé le 20 octobre 2012 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.

La période analysée porte sur l'exercice 2021. Le cadre en vigueur est celui mis en œuvre depuis le 1^{er} janvier 2011 en application de l'article 23 de la loi NOME complété du décret n°2011-1996 du 28 décembre 2011.

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, 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 système en vigueur 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, qui s'applique à partir du 1^{er} janvier 2011 aux deux tarifs de base évolutifs et fixés par la loi (valeurs applicables à 2021) :

- 0,78 €/MWh pour toutes les puissances souscrites des clients non professionnels, et pour les puissances souscrites des clients professionnels inférieures ou égales à 36 kVA (0,77 €/MWh pour les consommations 2020),
- 0,26 €/MWh pour les puissances souscrites des clients professionnels supérieures à 36 kVA et inférieures à 250 kVA (également 0,26 €/MWh pour les consommations 2020).

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 4,25 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, 4,25 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'État, 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 des parts communale et départementale de la TCFE 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%. À 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 dans le présent rapport.

1.4.2. Modification d'actualisation et de fixation des taux

L'article 37 de la loi n° 2015-1655 du 29 décembre 2014 de finances rectificative pour 2014 prévoit qu'à compter du 1^{er} janvier 2017, 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 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 de l'ancien régime, 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). 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 TCFE de la fusion de plusieurs syndicats

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

- Pendant l'année de la fusion, les dispositions relatives à la TCFE 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 TCFE des communes nouvelles

Toute commune nouvelle dépassant 2 000 habitants perçoit de droit la taxe.

Le syndicat et la commune doivent dès lors engager un dialogue pour définir le mode de reversement de la taxe s'il y a lieu.

1.4.5. Application de ce fonctionnement sur la concession de le Sy.MEG :

- Le **coefficient utilisé est 8,5** sur l'ensemble des communes pour la TCCFE ;
- Les fournisseurs appliquent un taux de **frais de gestion de 1%** sur le montant de TCCFE collectée ;
- Les montants sont collectés par EDF-SEI auprès des clients, puis transférés au Sy.MEG (à l'exception de la taxe prélevée sur les habitants de la commune de Basse-Terre qui est directement reversée à celle-ci).

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 calculée 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.

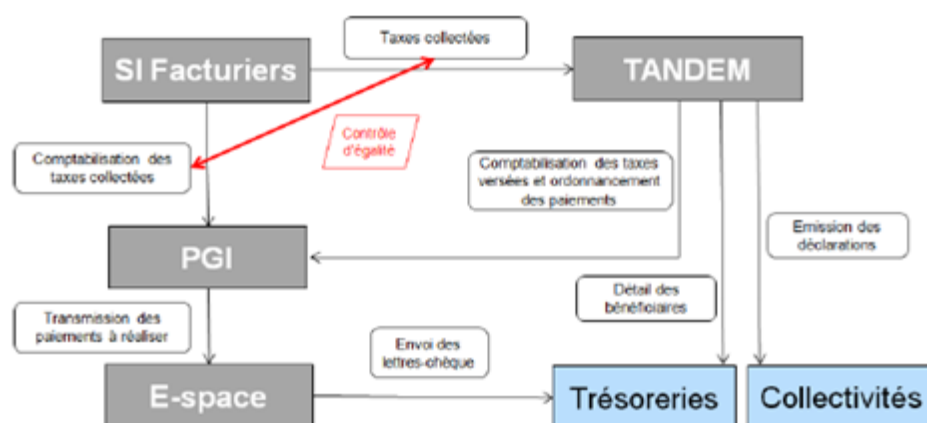
2.1 Organisation générale d'EDF-SEI

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 Rythme 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 1er décembre de chaque année N des taxes applicables au 1er 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 1er janvier 2013 et 1er 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 1er janvier N – plusieurs mises à jour publiées à date sur le site internet.

En 2021, 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'usager

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 quels que soient 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 1er janvier N+1 sur les kWh consommés à partir du 1er janvier N+1. Par conséquent, une facture dont la période de consommation est à cheval sur le 1er 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.

Votre contrat Electricité "Tarif Bleu"					Point de livraison n°02 226 193 876 334 - Compteur électronique n° 549			
Consommation sur la base d'un index réel					Consommation (kWh)	Prix Unitaire (€/kWh)	Montant HT (€)	
Du 26/11/2011 au 25/01/2012 36 kVA								
Index début de période								
Index fin de période								
Base	27268	27636			368	0,0812	29,88	
Total de votre consommation d'électricité (dont acheminement 12,48 €)							29,88	
Abonnement *								
Remboursement Abonnement Tarif Bleu 06 kVA Base							-10,72	
Abonnement Tarif Bleu 06 kVA Base du 26/11/2011 au 25/01/2012					5,36 €/mois		10,72	
Abonnement Tarif Bleu 06 kVA Base du 26/01/2012 au 25/03/2012					5,36 €/mois		10,72	
Total de votre abonnement (dont acheminement 8,67 €)							10,72	
Taxes et Contributions								
Contribution au Service Public d'Electricité							3,31	
Taxe sur la Consommation Finale d'Electricité							3,32	
Contribution Tarifaire d'Acheminement électrique*							3,28	
Remboursement Contribution Tarifaire d'Acheminement électrique*							-1,64	
Total Electricité hors TVA							48,07	
TVA								
TVA à 5,5% sur montant total de 12,36 €							0,68	
TVA à 19,6% sur montant total de 36,51 €							7,17	
Total TVA							7,85	

Période	26/11/2011	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			3,12	

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 1er 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 1er 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 1er janvier N+1 qui restent soumises à l'ancien montant de taxe et les consommations postérieures au 1er 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.

Tableau 1: Votre contrat Électricité "Tarif Bleu"

Consommation sur la base d'un relevé	Index initial	Index final	Différence	Consommation (kWh)	Proportion HT (€)	Montant HT (€)	Taux de TVA
De 26/07/2012 au 25/07/2013	8108	8781	673	3493	0,0078	27,14	19,6%
De 26/07/2012 au 25/07/2013	8108	8781	673	3493	0,0078	27,14	19,6%
Total de votre consommation d'électricité (dont abonnement) 373,22 kWh						1 004,08	

Tableau 2: Facturation

Proportion temporelle	26/07/2012	31/12/2012	01/01/2013	01/02/2013	02/02/2013	25/07/2013
Proportion temporelle	70,40%			29,60%		100%
Consos Heures Creuses (kWh)				2495		2495
Consos Heures Pleines (kWh)				4055		3617
Consos Heures Creuses (kWh)	1756		739			2495
Consos Heures Pleines (kWh)	2855		1200			3617
Tarif TCCFE	0,00609			0,00611		
Montant TCCFE	28,08		12,04			37,77
Tarif TDCFE	0,003			0,00311		
Montant TDCFE	19,83		6,03			18,92
Total TCFE			18,67			

Total Électricité hors TVA : 1 496,08

TVA
 TVA à 5,5 % sur un montant total de 1 496,08 € : 82,30
 TVA à 19,6 % sur un montant total de 1 496,08 € : 291,30
Total TVA : 373,60

Pour votre information
 Montant de votre compte depuis le décaissement de votre acompte : 1 769,68
 Déduction des prélèvements effectués : -1 769,68
Régularisation de votre échéancier : 24,11

■ Acquiescement d'acompte conformément à un échéancier pré défini

Echéancier

Dates de prélèvement	Montant Total TTC en €
Le 09/09/2012	146,48 €
Le 10/10/2012	146,48 €
Le 09/11/2012	146,48 €
Le 10/12/2012	146,48 €
Le 09/01/2013	146,48 €
Le 09/02/2013	146,48 €
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 €

Avenant échéancier

Dates de prélèvement	Montant Total TTC en €
Le 09/02/2013	146,48 €
Le 12/03/2013	171,52 €
Le 09/04/2013	171,52 €
Le 10/05/2013	171,52 €
Le 09/06/2013	171,52 €
Le 10/07/2013	171,52 €
Total TTC	1 004,08 €

Prélèvement de régularisation vers le 09/08/2013

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
12/12/2012	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	12/12/2012	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	20,58	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	31/07/2013	-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 1er 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 œuvre pour les Taxes collectées à compter du 1er 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 1er janvier N.

Conformément aux articles L 2333-5 CGCT, L 3333-3-1 et s CGCT, L 5212-24-1 du CGCT, les éléments suivants 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'envoi de la déclaration trimestrielle et du paiement des taxes

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 10ème jour de ce mois ;
- Si l'attestation est reçue postérieurement au 10ème 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 2021, il a été constaté qu'aucune consommation n'avait été exonérée de taxe sur le territoire de la Guadeloupe au titre de l'exercice 2021 (idem que lors du contrôle similaire précédent portant sur 2017).

Pour mémoire, lors d'un contrôle encore plus antérieur, 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).

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 2021

EDF-SEI a reversé au syndicat au titre de la taxe communale sur la consommation finale d'électricité (TCCFE) 6 878 555 € au titre de l'exercice 2021 (source : déclarations trimestrielles de TCCFE relative à l'exercice 2021).

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 2021
(source : déclarations trimestrielles de TCCFE relative à l'exercice 2021)

Typologie de clients	T1	T2	T3	T4	Total
Consommations autres que professionnelles 36 kVA < PS ≤ 250 kVA	72 968 €	80 267 €	77 578 €	61 616 €	292 429 €
Consommations professionnelles 36 kVA < PS ≤ 250 kVA	78 900 €	82 262 €	86 466 €	84 459 €	332 087 €
Consommations professionnelles et autres que professionnelles PS ≤ 36 kVA	1 485 859 €	1 559 003 €	1 611 444 €	1 667 213 €	6 323 520 €
Total taxe perçue par EDF-SEI	1 637 727 €	1 721 531 €	1 775 489 €	1 813 288 €	6 948 035 €
Frais de gestion	16 377 €	17 215 €	17 755 €	18 133 €	69 480 €
Total taxe reversée au Sy.MEG	1 621 350 €	1 704 316 €	1 757 734 €	1 795 156 €	6 878 555 €
Taux de frais de gestion recalculé	1,00%	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 2021, EDF-SEI a appliqué un coefficient multiplicateur uniforme de 8,5, recalculé à partir des éléments détaillés par commune. Les quantités présentées étaient en 2021 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.

A noter que le coefficient multiplicateur de 8,5 n'a pas évolué depuis *a minima* 2017.

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 2021, 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 correspondante 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	contait	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 2021 ont été concaténés et, préalablement au rapprochement avec les déclarations trimestrielles, les retraitements informatiques suivant ont été nécessaires sur la colonne « assiette à déclarer ».

A noter qu'ont été exclues de ce fichier pour les analyses les communes de Guadeloupe pour lesquelles le Sy.MEG ne perçoit pas la TCCFE (seulement BASSE TERRE s'agissant de l'exercice 2021, le Sy.MEG percevant désormais, à la différence de ce qui avait été constaté en 2017, la taxe sur les communes de CAPESTERRE DE MARIE GALANTE, GRAND BOURG et ST LOUIS)

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

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 »

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 (0,26 €/MWh ou 0,78 €/MWh pour les consommations de l'année 2021, 0,26 €/MWh ou 0,77 €/MWh pour les consommations de l'année 2020) 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 2021 et globalement, les quantités d'électricité taxées et les montants de TCFE perçus par segment de clientèle avec la reconstitution des tarifs et coefficient de TCCFE utilisés par EDF-SEI

Tarif	T1 2021		T2 2021		T3 2021		T4 2021		TOTAL 2021		Tarif de taxe reconstitué	Coefficient de TCCFE reconstitué
	Quantité d'électricité taxée	Montant de taxe prélevé	Quantité d'électricité taxée	Montant de taxe prélevé	Quantité d'électricité taxée	Montant de taxe prélevé	Quantité d'électricité taxée	Montant de taxe prélevé	Quantité d'électricité taxée	Montant de taxe prélevé		
Tarif bleu	222 416 MWh	1 467 501 €	233 551 MWh	1 546 259 €	239 955 MWh	1 592 708 €	248 541 MWh	1 651 025 €	944 462 MWh	6 257 493 €		
dont agricole	80 MWh	527 €	215 MWh	1 417 €	90 MWh	597 €	194 MWh	1 284 €	578 MWh	3 826 €	0,78	8,5
dont coll. locales	4 393 MWh	28 908 €	3 242 MWh	21 459 €	3 942 MWh	26 106 €	4 335 MWh	28 742 €	15 912 MWh	105 216 €	0,78	8,5
dont communs imm.	250 MWh	1 647 €	204 MWh	1 351 €	268 MWh	1 776 €	300 MWh	1 983 €	1 021 MWh	6 756 €	0,78	8,5
dont domestique	161 590 MWh	1 065 851 €	154 095 MWh	1 019 957 €	181 752 MWh	1 203 762 €	178 060 MWh	1 180 035 €	675 497 MWh	4 469 605 €	0,78	8,5
dont ep et assimilé	6 335 MWh	41 580 €	6 283 MWh	41 522 €	5 890 MWh	39 044 €	6 576 MWh	43 598 €	25 083 MWh	165 744 €	0,78	8,5
dont professionnel	49 962 MWh	329 544 €	48 472 MWh	320 487 €	51 516 MWh	341 208 €	53 698 MWh	355 440 €	203 648 MWh	1 346 678 €	0,78	8,5
dont serv. publics	1 312 MWh	8 637 €	1 061 MWh	7 026 €	1 269 MWh	8 415 €	1 067 MWh	7 077 €	4 710 MWh	31 155 €	0,78	8,5
dont autres	-1 505 MWh	-9 193 €	19 979 MWh	133 041 €	-4 771 MWh	-28 200 €	4 311 MWh	32 866 €	18 013 MWh	128 514 €	0,78	8,5
Tarif bleu plus	29 054 MWh	86 813 €	30 078 MWh	92 044 €	31 884 MWh	94 331 €	30 945 MWh	89 333 €	121 961 MWh	362 521 €		
dont coll. locales	3 607 MWh	23 805 €	3 951 MWh	26 169 €	3 708 MWh	24 582 €	3 291 MWh	21 817 €	14 556 MWh	96 373 €	0,78	8,5
dont communs imm.	0 MWh	0 €	0 MWh	0 €	0 MWh	1 €	119 MWh	788 €	119 MWh	789 €	0,78	8,5
dont domestique	0 MWh	0 €	45 MWh	298 €	97 MWh	645 €	94 MWh	620 €	236 MWh	1 563 €	0,78	8,5
dont ep et assimilé	11 MWh	74 €	12 MWh	79 €	12 MWh	78 €	12 MWh	77 €	46 MWh	307 €	0,78	8,5
dont professionnel	23 459 MWh	51 704 €	24 355 MWh	53 582 €	26 236 MWh	57 305 €	25 696 MWh	56 263 €	99 747 MWh	218 854 €	0,26	8,5
dont régime dérogatoire	351 MWh	777 €	381 MWh	841 €	231 MWh	511 €	365 MWh	807 €	1 328 MWh	2 936 €	0,26	8,5
dont serv. publics	1 563 MWh	10 316 €	1 839 MWh	12 190 €	1 736 MWh	11 509 €	1 343 MWh	8 902 €	6 480 MWh	42 917 €	0,78	8,5
dont autres	62 MWh	138 €	-505 MWh	-1 115 €	-135 MWh	-299 €	26 MWh	58 €	-552 MWh	-1 219 €	0,26	8,5
Tarif IEG	2 550 MWh	16 762 €	1 903 MWh	12 579 €	2 734 MWh	18 125 €	2 371 MWh	15 720 €	9 559 MWh	63 186 €		
dont domestique	1 059 MWh	6 956 €	735 MWh	4 861 €	1 165 MWh	7 722 €	937 MWh	6 209 €	3 896 MWh	25 748 €	0,78	8,5
dont professionnel	0 MWh	0 €	7 MWh	48 €	4 MWh	27 €	0 MWh	0 €	11 MWh	75 €	0,78	8,5
dont régime dérogatoire	1 492 MWh	9 806 €	1 160 MWh	7 670 €	1 565 MWh	10 377 €	1 435 MWh	9 511 €	5 652 MWh	37 363 €	0,78	8,5
Tarif Vert	18 403 MWh	66 588 €	19 451 MWh	70 638 €	19 705 MWh	70 300 €	17 281 MWh	57 190 €	74 839 MWh	264 715 €		
dont agricole	5 MWh	11 €	6 MWh	14 €	6 MWh	13 €	6 MWh	13 €	23 MWh	50 €	0,26	8,5
dont coll. locales	3 297 MWh	21 767 €	3 433 MWh	22 762 €	3 246 MWh	21 521 €	2 685 MWh	17 805 €	12 662 MWh	83 855 €	0,78	8,5
dont domestique	27 MWh	182 €	28 MWh	185 €	32 MWh	215 €	28 MWh	186 €	116 MWh	768 €	0,78	8,5
dont professionnel	11 225 MWh	24 082 €	11 970 MWh	25 605 €	12 688 MWh	27 102 €	11 814 MWh	25 325 €	47 697 MWh	102 114 €	0,26	8,5
dont régime dérogatoire	1 106 MWh	2 445 €	1 027 MWh	2 270 €	747 MWh	1 650 €	985 MWh	2 177 €	3 865 MWh	8 542 €	0,26	8,5
dont serv. publics	2 742 MWh	18 101 €	2 987 MWh	19 801 €	2 986 MWh	19 799 €	1 762 MWh	11 684 €	10 477 MWh	69 386 €	0,78	8,5
TOTAL	272 423 MWh	1 637 664 €	284 982 MWh	1 721 520 €	294 278 MWh	1 775 464 €	299 139 MWh	1 813 267 €	1 150 823 MWh	6 947 916 €		

Cette analyse a montré que les coefficients de TCCFE appliqués par EDF-SEI étaient corrects (8,5 sur les consommations 2021).

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

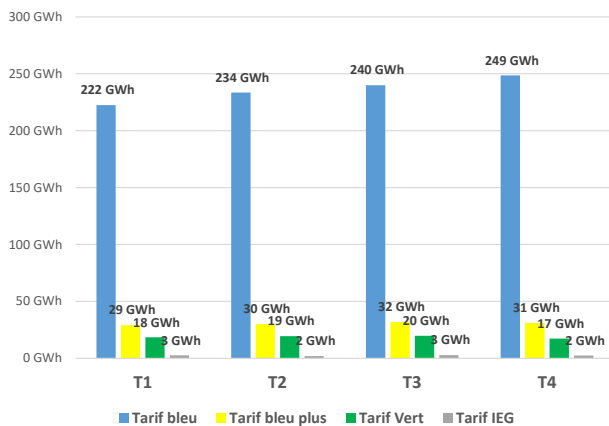
Les deux tarifs de taxe en vigueur, sont, pour rappel :

- 0,78 €/MWh pour les toutes consommations non professionnelles taxées, et pour les consommations professionnelles inférieures ou égales à 36 kVA de puissance souscrite,
- 0,26 €/MWh pour les consommations professionnelles supérieures à 36 kVA et inférieures à 250 kVA de puissance souscrite.

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

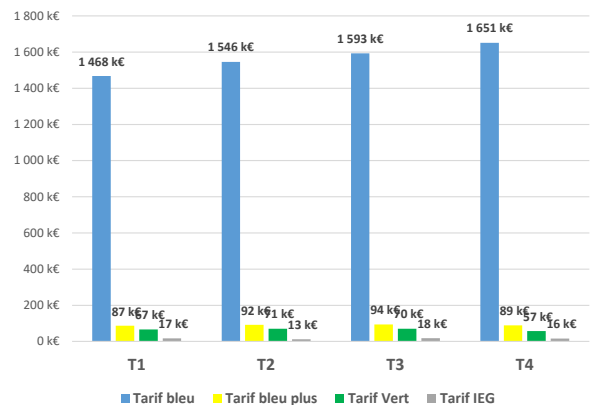
Evolution des quantités d'électricité taxées par tarif et par trimestre de l'année 2021

(source : « détail par PDL »)



Evolution des montants de TCCFE facturés par tarif et par trimestre de l'année 2021

(source : « détail par PDL »)



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

Le tableau *infra* détaille ce rapprochement :

Quantités d'électricité taxées	T1	T2	T3	T4	Total 2021	Ecart
source : "détail par PDL" 2021	272 GWh	285 GWh	294 GWh	299 GWh	1 150 GWh	0 GWh
source : déclarations trimestrielles 2021	272 GWh	285 GWh	294 GWh	299 GWh	1 150 GWh	

Aucun écart n'est relevé entre les quantités d'électricité taxées figurant sur les déclarations trimestrielles 2021 et celles facturées aux usagers figurant sur le fichier de de « détail par PDL », ce qui démontre la cohérence et la fiabilité des données produites par EDF-SEI dans le cadre du présent contrôle de la taxe sur l'électricité.

Pour rappel, lors d'un précédent contrôle similaire portant sur l'exercice 2017, un écart relatif de -1,2% avait été relevé et n'avait 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

Le tableau *infra* détaille ce rapprochement :

Total de taxes perçues par EDF-SEI	T1	T2	T3	T4	Total 2021	Ecart
source : "détail par PDL" 2021	1 638 k€	1 722 k€	1 775 k€	1 813 k€	6 948 k€	0 k€
source : déclarations trimestrielles 2021	1 638 k€	1 722 k€	1 775 k€	1 813 k€	6 948 k€	

Aucun écart n'est relevé entre les montants de taxe reversée au Sy.MEG (hors déduction des frais de gestion) figurant sur les déclarations trimestrielles 2021 et les montants de taxe facturés aux usagers figurant sur le fichier de de « détail par PDL », ce qui démontre la cohérence et la fiabilité des données produites par EDF-SEI dans le cadre du présent contrôle de la taxe sur l'électricité.

Pour rappel, lors d'un précédent contrôle similaire portant sur l'exercice 2017, un écart relatif de 32 k€ avait été relevé et n'avait 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 2021, 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 2021). Il ressort notamment que :

- Le périmètre de perception des TCFE (31 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). Le croisement réalisé ici a ainsi été effectué en soustrayant les données de cette commune adhérente 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 2021, 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).

Or, 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 retirant les tarifs verts, qui pèsent de toute façon très peu dans le calcul des TCCFE puisqu'ils sont essentiellement >250 kVA et donc nous soumis à la TCCFE.

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 2021

Commune	INSEE	source : détail par PDL, hors tarifs verts	source : requête "clientèle" relative aux tarifs bleu et bleu plus en 2021	Ecart absolu	Ecart %age
		Quantité d'électricité taxée	Quantité d'électricité acheminée		
ANSE BERTRAND	97102	10 827 MWh	10 652 MWh	-175 MWh	-2%
BAIE MAHAULT	97103	155 594 MWh	153 686 MWh	-1 908 MWh	-1%
BAILLIF	97104	14 106 MWh	13 954 MWh	-152 MWh	-1%
BOUILLANTE	97106	17 541 MWh	17 225 MWh	-316 MWh	-2%
CAPESTERRE BELLE EAU	97107	39 973 MWh	39 359 MWh	-614 MWh	-2%
CAPESTERRE DE MARIE G	97108	7 372 MWh	7 296 MWh	-75 MWh	-1%
DESHAIES	97111	12 474 MWh	12 226 MWh	-248 MWh	-2%
GOURBEYRE	97109	16 131 MWh	15 891 MWh	-240 MWh	-1%
GOYAVE	97114	16 603 MWh	16 053 MWh	-550 MWh	-3%
GRAND BOURG	97112	15 352 MWh	15 090 MWh	-262 MWh	-2%
LA DESIRADE	97110	3 888 MWh	3 861 MWh	-28 MWh	-1%
LAMENTIN	97115	39 220 MWh	38 481 MWh	-739 MWh	-2%
LE GOSIER	97113	86 367 MWh	84 618 MWh	-1 749 MWh	-2%
LE MOULE	97117	56 351 MWh	55 447 MWh	-904 MWh	-2%
LES ABYMES	97101	145 363 MWh	142 743 MWh	-2 619 MWh	-2%
MORNE A L EAU	97116	38 179 MWh	37 788 MWh	-391 MWh	-1%
PETIT BOURG	97118	66 173 MWh	65 047 MWh	-1 126 MWh	-2%
PETIT CANAL	97119	18 536 MWh	18 176 MWh	-360 MWh	-2%
POINTE A PITRE	97120	57 106 MWh	56 575 MWh	-531 MWh	-1%
POINTE NOIRE	97121	13 751 MWh	13 512 MWh	-239 MWh	-2%
PORT LOUIS	97122	12 901 MWh	12 732 MWh	-169 MWh	-1%
ST CLAUDE	97124	20 984 MWh	20 601 MWh	-383 MWh	-2%
ST FRANCOIS	97125	56 411 MWh	55 142 MWh	-1 269 MWh	-2%
ST LOUIS	97126	6 318 MWh	6 309 MWh	-9 MWh	0%
STE ANNE	97128	57 890 MWh	56 808 MWh	-1 082 MWh	-2%
STE ROSE	97129	45 696 MWh	44 897 MWh	-799 MWh	-2%
TERRE DE BAS	97130	1 994 MWh	1 961 MWh	-33 MWh	-2%
TERRE DE HAUT	97131	6 650 MWh	6 634 MWh	-16 MWh	0%
TROIS RIVIERES	97132	17 193 MWh	16 638 MWh	-555 MWh	-3%
VIEUX FORT	97133	3 195 MWh	3 096 MWh	-99 MWh	-3%
VIEUX HABITANTS	97134	15 844 MWh	15 412 MWh	-432 MWh	-3%
TOTAL		1 075 983 MWh	1 057 909 MWh	-18 074 MWh	-2%

Ainsi, il ressort de cette analyse qu'EDF-SEI a reversé un montant de taxe calculé sur la base d'une assiette d'électricité livrée s'élevant à 1 076 GWh (hors tarifs verts puisque part marginale, cf. *supra*) alors que sa base clientèle indique que, s'agissant des clients au tarif bleu et bleu plus, la quantité d'électricité livrée s'élève à 1 058 MWh, soit 2% de moins.

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 estimées par EDF-SEI et non sur la base de quantités effectivement acheminées 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.

En outre, l'écart de 2% relevé ici entre les quantités d'électricité taxées et les quantités d'électricité livrées sur la base des données 2021 est moindre que celui constaté en 2017 (5%) et comparable à ce qui est constaté par ailleurs.

4. Synthèse et conclusion

EDF-SEI a reversé au Sy.MEG au titre de la taxe communale sur la consommation finale d'électricité (TCCFE) 6 878 555 € perçue au cours de l'exercice 2021 selon les déclarations trimestrielles de TCCFE relatives à l'exercice 2021 (pour mémoire, 6 684 195 € lors du précédent contrôle similaire portant alors sur 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 (1%) ont pu être dans le cadre de ce contrôle croisés avec :

- Les quantités d'électricité acheminées en 2021 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 2021, 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 sur 2021 représentent globalement 2% 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, moindre que ce qui avait été constaté lors du contrôle similaire portant sur 2017 (5%) 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 (pour tous les usagers, y compris les exonérés et les >250 kVA, qui ne sont pas redevables de la TCCFE) et pouvant de facto 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 2021) est correct ;

- Le tarif de la taxe (0,26 €/MWh ou 0,78 €/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 que, contrairement à une anomalie relevée lors du contrôle similaire portant sur l'exercice 2017, EDF-SEI n'a en 2021 pas appliqué, pour certains usagers professionnels ayant une puissance souscrite supérieure à 36 kVA, un tarif de taxe de 0,78 €/MWh, comme le prévoit bien la loi (0,26 €/MWh pour cette typologie d'usagers). Pour mémoire, cela concernait des usagers au tarif vert référencés comme « professionnels ».
- 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 ;
- Aucun écart n'a été constaté, aussi bien en termes de quantités d'électricité taxées que de montants de taxe facturés aux usagers, entre les déclarations trimestrielles et le fichier de « détail par PDL ». Pour mémoire, lors du précédent contrôle portant sur l'exercice 2017, un écart relatif de 1,2% sur les quantités n'avait pas été explicité par EDF-SEI ce qui représentait au maximum un potentiel de taxe de l'ordre de 30 k€.

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