

**DELIBERATION DU COMITE SYNDICAL
SEANCE DU VENDREDI 13 JUIN 2025**

APPROBATION DU RAPPORT DE CONTROLE DE CONCESSION DE L'EXERCICE 2022

L'an deux mille vingt-cinq, le vendredi 13 du mois de juin à dix-huit heures, le Comité syndical du Syndicat Mixte d'Electricité de la Guadeloupe, dûment convoqué s'est réuni à la salle des délibérations du syndicat, sous la présidence de Monsieur Daniel DULAC, le président, pour délibérer sur les questions inscrites à l'ordre du jour de la présente assemblée syndicale.

	COMMUNES	TITULAIRES		Présents		Abs, exc		SUPPLEANTS		Présents		Abs, exc	
				X		X				X		X	
1	Abymes	DAVID	Pierre-Emile	X				HOUBLON	Christine				
2	Abymes	LOUIS-MARIE	Annie	X				CELIGNY	Jean-Luc				
3	Anse-Bertrand	DELTA	Edouard		X			BELIA	Georges				
4	Anse-Bertrand	BERAL	Olga	X				ELEORE	Jean-Pierre				
5	Baie-Mahault	EUSTACHE	Fred	X				CHALUS	Ary				
6	Baie-Mahault	MOUSSE	Tony	X				BERNADOTTE	Denis				
7	Baillif	BABEL	Francis	X				LICIUS	Romain				
8	Baillif	FAIRFORT	Éric		X			BABEL	Fred				
9	Basse-Terre	ATALLAH	André		X			ISSA	Jean-François				
10	Basse-Terre	PETRO	Sonia		X			REJON	Philippe				
11	Bouillante	ABELLI	Thierry		X			COËZY	Georget				
12	Bouillante	ABSALON	Kévin		X			SIBA	Denise				
13	Capesterre B/E	ZOZO	Gaby		X			DORVILLE	Murielle				
14	Capesterre B/E	JOSPITRE	Christian	X				BALON	David				
15	Deshaies	OPET	Ghislaine		X			PHILETAS	Christina				
16	Deshaies	VALLUET	Anselme	X				MOUILA	Gladys				
17	Désirade	ROBIN	Sabrina		X			SAINT-AURET	Sylvette				
18	Désirade	DESIREE	Pierre		X			ROSEAU	Fabrice				
19	Gosier	FRAIR	Jules		X			BORDELAIS	Félicien				
20	Gosier	JEANNE	Ghylaine		X			BEAUPERTHUY	Emmery				
21	Gourbeyre	ERDAN-DESCOTEAUX	Nicole	X				DI RUGGIERO	Patrick				
22	Gourbeyre	POMPILIUS	Anaïs		X			DI RUGGIERO	Nicole				
23	Goyave	EMMANUEL	Félix	X				SAHAI	Serge				
24	Goyave	BROCHANT	Patrick		X			TARER	Philippe				
25	Lamentin	MARICEL	Arthur	X				SAPOTILLE	Jocelyn				
26	Lamentin	COMBES	Yvon		X			BEAUZOR	Lucien				
27	Marie-Galante	MAES	Jean-Claude		X			ETZOL	Maryse				
28	Marie-Galante	NAVIS	François		X			TOTO	Joel				
29	Morne -à - l'Eau	MANNE	Éric		X			DANQUIN	Alberte				
30	Morne -à - l'Eau	BONTE	Jean-Louis	X				EMMANUEL	Anaïs				
31	Moule	DULAC	Daniel	X				PELAGE	Patrick				
32	Moule	ARMOUGOM	Betty	X				LOQUES	Rose-Marie				

	COMMUNES	TITULAIRES		<i>Présents</i>	<i>Abs, exc</i>	SUPPLEANTS		<i>Présents</i>	<i>Abs, exc</i>
33	Petit-Bourg	DEZAC	Philippe	X		COQUITTE	Richard	X	
34	Petit-Bourg	CHICOT	Eddy		X	LUCE	Fabrice		
35	Petit-Canal	CHERALDINI	Laurent	X		VERVIN	Rony		
36	Petit-Canal	KINDEUR	Ornella	X		MORDIER	Rose-Lise		
37	Pointe-à-Pitre	DURIMEL	Harry		X	PELLECUIER	François		
38	Pointe-à-Pitre	GALVANI	Tania		X	LOUIS	Jimmy		
39	Pointe-Noire	ELIZABETH	Camille		X	PHIBEL	Christine		
40	Pointe-Noire	MELANE	Merlin	X		FAMIBELLE	Roselise		
41	Port-Louis	MOUNSAMY	Olivier	X		ZEMBAMA	Rodrigue		
42	Port-Louis	MOUSTACHE-MAYEKO	Alin	X		BOUDHOU	Dimitri		
43	Saint-Claude	VERGE-DEPRE	Yves	X		RANCÉ	Rangy		
44	Saint-Claude	LAVAURY-BOSC	Jean-Pierre	X		BON	Pascal		
45	Sainte-Anne	LATCHOUMANIN	Éric	X		KANDASSAMY	Marcel		
46	Sainte-Anne	COUPPE DE K/MARTIN	Georges		X	NARDIN	Georges		
47	Sainte-Rose	CRAIL	Christophe	X		DELOS	Sylvie		
48	Sainte-Rose	REPIR	Jimmy		X	MAURIELLO	Edmée		
49	Saint-François	ABELA	Jean-Marie	X		PARSHAD	Alain		
50	Saint-François	ALBERT	Richard		X	VEYRIER	Didier		
51	Terre de Bas	EZELIN	Jean-Claude		X	BRUDEY	Jérôme		
52	Terre de Bas	PETIT	André	X		BEAUJOUR	M. Dany		
53	Terre de Haut	BONBON	Louly		X	BRUDEY	Jérôme		
54	Terre de Haut	PROCIDA	Gérard		X	AZINCOURT	Allan		
55	Trois-Rivières	SACILÉ	Serge		X	LOSAT	Albert		
56	Trois-Rivières	SARREAU	Alain	X		LAROCHELLE	Louis		
57	Vieux-Fort	ANDRÉ	Héric		X	DELANNAY MALESPINE	Rosie		
58	Vieux-Fort	MICHINEAU	Magloire	X		RÉNIA	Olivier		
59	Vieux-Habitants	LANCASTRE	Joel	X		BOULON	Ernan		
60	Vieux-Habitants	TOI	Yvon	X		BRESLAU	Nicolas		

Secrétaire de séance : Mme Betty ARMOUGON

Procuration : Monsieur Éric LATCHOUMANIN à Monsieur Georges COUPPE DE K/MARTIN

APPROBATION DU RAPPORT DE CONTROLE DE CONCESSION DE L'EXERCICE 2022

Le Sy.MEG, autorité organisatrice du service public de l'électricité (AODE), à l'obligation de contrôler les missions qu'il a concédées à EDF-Archipel-Guadeloupe dans le cadre du contrat de concession. À la vue de la préparation du nouveau cahier des charges, cet audit, 2022 et celui de 2023 ont été réalisés en présentiel du 14 au 17 octobre 2024.

À la suite de la remise du compte-rendu d'activité du concessionnaire (CRAC) 2022, le syndicat exerce sa mission de contrôle au plus près des intérêts de ses communes membres en s'assurant que les engagements en termes de qualité du produit distribué et de services rendus aux usagers, correspondent au moins aux exigences du cahier des charges de concession.

Le contrôle a porté sur les thèmes suivants :

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

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

- le patrimoine de la concession électrique,
- la qualité de desserte de l'énergie,
- les investissements sur la concession.

Dans un premier temps, il convient de souligner la collaboration constructive des équipes d'EDF-Archipel-Guadeloupe via les échanges pour apporter des réponses aux demandes formulées par le Sy.MEG dans le cadre du contrôle de l'exercice 2022.

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

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

- l'augmentation des clients mal alimentés (+26% en 2023), nécessitant :
 - une clarification sur la méthodologie de calcul récemment mise en œuvre,
- l'opacité persistante autour des mécanismes de constitution du compte d'exploitation,
- la non-conformité du poste HTA/BT « INRA 3 » à Petit-Bourg,
 - équipement du poste non-conforme à la réglementation en vigueur,
- l'absence de prise en compte effective de la vétusté des supports,
 - accompagnée d'un besoin pressant de communication du planning de renouvellement commune par commune,
- le déplacement d'ouvrage BT au Lamentin issu du poste « TORIBIO »

- impliquant 143 mètres de réseau basse tension toujours emprisonnés dans des propriétés privées (parcelles AT 104 et 208).
- le défaut de la mise à jour de QGIS concernant la séparation de réseaux basse tension au Lamentin,
 - notamment pour les postes HTA/BT « PAUL » et « FONDS BART ».

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

La synthèse de ce rapport 2022 a été présentée au concessionnaire le 15 avril 2025.

Ce rapport a été validé par la commission contrôle de la concession le 5 juin 2025.

ANNEXES :

- synthèse et tableau de bord de la concession 2022 et 2023,
- analyse de la situation patrimoniale de la concession 2022 et 2023,
- analyse de l'organisation de la relève 2022 et 2023,
- analyse des fiches problèmes 2022 et 2023,
- évaluation de la qualité des données contenues dans les bases 2022 et 2023,
- bilan pluriannuel de la continuité de fourniture 2022 et 2023,
- évaluation de la qualité des données contenues dans les bases 2022 et 2023,
- évaluation de l'entretien et de la maintenance des ouvrages 2022 et 2023,
- fiabilité et typologie des compteurs 2022 et 2023,
- rapport des incidents HTA et BT 2022 et 2023,
- suivi des écarts d'inventaires 2022 et 2023,
- tarification des raccordements 2022 et 2023,
- analyse du compte d'exploitation de la concession 2022 et 2023,
- évaluation du plan pluriannuel d'investissement du gestionnaire de réseau 2022 et 2023.

APPROBATION DU RAPPORT DU CONTRÔLE DE CONCESSION DE L'EXERCICE 2022

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

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

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

Vu le rapport du contrôle de concession de l'exercice 2022,

Vu l'absence d'observation du concessionnaire EDF-ARCHIPEL GUADELOUPE,

Le comité syndical,

Voix pour	31
Abstentions	0
Voix contre	0

DÉCIDE :

Article 1 : D'approuver le rapport du contrôle de la concession de l'exercice 2022.

Article 2 : D'autoriser le Président à mettre en œuvre les actions nécessaires afin de poursuivre l'amélioration des indicateurs révélés lors du contrôle de la concession 2022.

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

Signé le jeudi 19 juin 2025
Président
DULAC Daniel






Syndicat Mixte d'électricité de la Guadeloupe

Synthèse de la mission d'assistance au contrôle de concession

Audit 2024 – Exercices 2022/2023

14 janvier 2025

Julien MARX

Sylvain TAILLAND

Sommaire

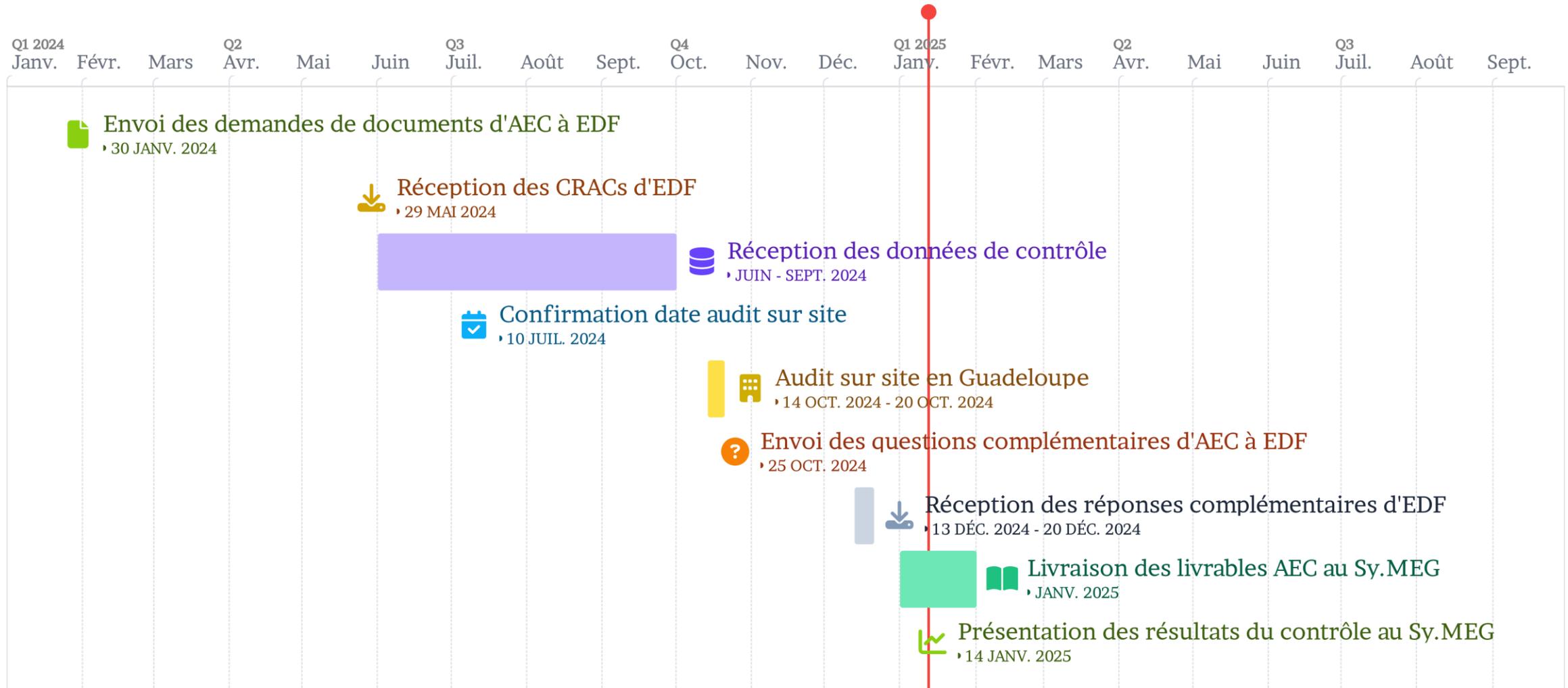
1. Déroulé de la mission et de l'audit du concessionnaire
2. Volet technique (continuité de l'électricité distribuée, qualité de tension et incidents)
3. Investissements d'EDF-SEI sur la concession
4. Visite sur le terrain des réseaux BT
5. Volet comptable et patrimoniale
6. Dossiers sous MOA Sy.MEG (audit des VRG)
7. Analyse spécifique du compte d'exploitation de la concession

Forme (1/2)

- En amont de l'audit sur site, production des données « générales » de **contrôle sur les exercices 2022 et 2023** satisfaisante, en amélioration continue
- **Audit sur site la semaine du 14 octobre 2024 : qualité des intervenants, des présentations effectuées et des échanges** sur l'ensemble des différentes thématiques spécifiques d'audit, en particulier sur les préparations des échantillons de dossiers sous MOA EDF, sous MOA Sy.MEG et l'audit des visites de postes
- **Un certain nombre de « points en suspens »** suite à l'audit sur site ont nécessité une instruction complémentaire post-audit de la part d'EDF-SEI et des corrections du concessionnaire
- **Réponses complémentaires d'Enedis sur les points « en suspens » transmise les 13 et 20 décembre 2024**
- **Rapports AEC livrés progressivement sur le mois de janvier 2025**

Forme (2/2)

Organisation générale de la mission :



Principaux besoins de complétude du prochain CRAC

Manques

Manques dans le CRAC 2023, ajouts à prévoir dans le CRAC 2024			
Indicateurs		Constat AEC	EDF SEI
1	Longueur des câbles HTA souterrains CPI	Absents du CRAC 2023	Indicateurs reçus en réponse post audit ex 2023 (à ajouter directement dans le CRAC 2024)
2	Nombre de transformateurs HTA/BT		
3	Taux de compteurs numériques installés		
4	Nombre de raccordements BT avec adaptation de réseau terminés dans l'année		
5	Nombre de réduction de puissance consécutives à des situations d'impayés	Evolutions sont à l'étude	
6	Synthèse des longueurs HTA et BT mises en service dans l'année, par type de réseau et par finalité d'affaires		
7	Valeurs du compte de résultat en k€ avec 1 décimale, au lieu de € avec 2 décimales (pour facilité la lecture)	Gagner en lisibilité	

Principaux besoins de complétude du prochain CRAC

Anomalies

Anomalies détectées dans le CRAC 2023, données fiabilisées à prévoir dans le CRAC 2024		
Indicateurs	Constat AEC	EDF SEI
7	Installations de production raccordées au réseau de DISTRIBUTION de la concession Les productions thermiques (301 MW) raccordées au réseau de TRANSPORT sont confondues dans le même tableau avec le PV, la biomasse, l'hydraulique etc... => Séparer en 2 tableaux : 1 tableau DISTRIBUTION et 1 tableau TRANSPORT	Evolutions sont à l'étude
8	Installations de production raccordées au réseau de DISTRIBUTION de la concession Malgré des raccordements annuels de producteurs en hausse (+22 en 2021, +35 en 2022 et +22 en 2023), le <u>nombre total de producteurs a baissé</u> entre 2022 et 2023 de 1 746 à 1 739	
9	Taux de départs HTA en contrainte maximale de tension > 5% Non communiqué (idem dans les données de contrôle)	
10	Valeur brute retirée des réseaux BT aériens Une erreur d'un facteur 1000 dans le CRAC 2023 : -84 161 k€ indiqué au lieu de -85 k€	Indicateur corrigé post audit
	Remarque : câbles sous-marins HTA de 47 km "hors concession"	Toujours présent dans le CRAC 2022, le CRAC 2023 exclu bien désormais ces ouvrages hors concession

Principaux besoins de complétude du prochain CRAC

Fiabilisations
majeures

Fiabilisations majeures attendues pour le CRAC 2024			
	Indicateurs	Constat AEC	EDF SEI
11	Critère B	<p>Il est indispensable que les critères B HIX et TCC soient calculés selon les principes établis par la CRE.</p> <p>Le TCC doit prendre en compte les événements classés exceptionnels en plus du HIX.</p> <p>La production (délestage ou grève) ne doivent pas être intégrés au B HIX et B TCC. Mais étant capital pour la concession, les temps de coupure moyen "production" doivent être présentés dans un tableau distinct.</p> <p><i>(cf. questions complémentaires)</i></p>	EDF SEI regardera les ajustements à opérer dans la maquette CRAC afin de tenir compte de vos remarques et suggestions
12	Réclamations traitées	<p>Les volumes de réclamations traitées par EDF SEI sont très hétérogènes selon les sources de données (CRAC, indicateurs détaillés, liste des réclamations, etc.).</p> <p>Il est attendu, une présentation unique des volumes de réclamations, en prenant en compte le périmètre le plus large</p> <p><i>(cf. questions complémentaires)</i></p>	EDF SEI regarde ce point pour les prochains CRAC et contrôles associés

Principaux besoins de complétude des données pour les audits

Données

Données de contrôle nécessaire à l'avenir		
Indicateurs	Constat AEC	EDF SEI
13 CAPEX (Liste des dépenses annuelles d'investissement d'EDF SEI)	Ce fichier est bien transmis, mais nécessité d'ajouter 3 colonnes : - en plus du montant des dépenses de l'année par affaire, ajouter le montant total de l'affaire (la plupart étant étalées sur plusieurs années)	Nous étudions la possibilité de prendre compte cette demande
14 ETRES 05 (inventaire HTA)	Transmettre dès la 1ère version, un inventaire HTA sans les 47 km de câbles HTA sous-marins hors concession	2ème version transmise pour 2023
15 ETRES 10 (contrainte de tension HTA)	Fichier erroné pour 2023, les contraintes maximales de tension HTA ne sont pas utilisables	La requête est incorrecte et fera l'objet d'une mise à jour pour les prochains contrôles
16 Accueil téléphonique	Le taux de réussite des appels téléphoniques, et la durée d'attente moyenne pour les clients n'ont pas été transmis.	Informations non disponibles à date feront l'objet d'instruction future
17 Supports vétustes	L'AODE désirerait avoir un indicateur de suivi du nombre de supports vétustes diagnostiqués chaque année, et du nombre de supports vétustes changés par an	Ce point n'est pas prévu à date et reste du domaine de l'exploitation.

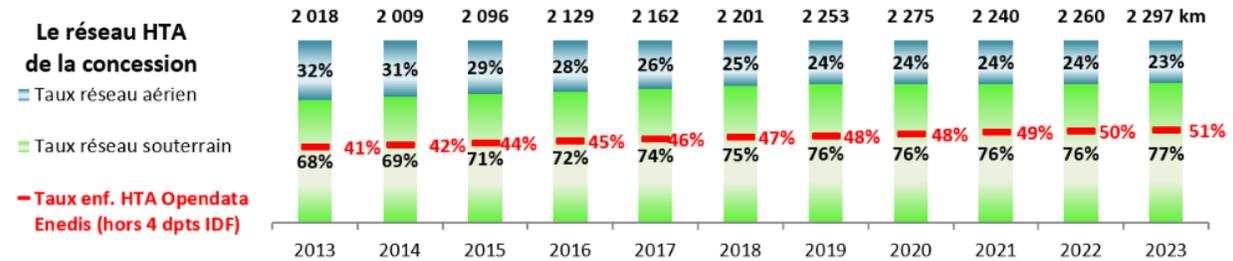
Réseaux HTA et BT à fin 2023

Réseaux HTA à fin 2023

- 120 départs HTA
- Longueur totale : 2 297 km (**sans** 47 km sous-marins)
- Augmentation moyenne sur 10 ans : +28 km/an
- **Taux d'enfouissement HTA : 77%** (68% pour le SMEM - 2021)
- Réseau HTA souterrain : 1 765 km fin 2023, dont **146 km en CPI**
- Les CPI sont résorbés à hauteur de -1,8 km par an en moyenne depuis 2015, suivant cette trajectoire, tous les linéaires CPI auront été renouvelés d'ici 70 ans

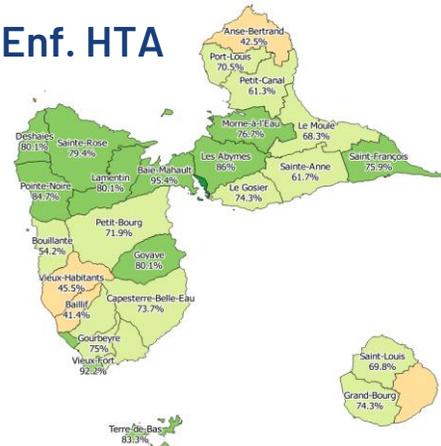
Réseaux BT à fin 2023

- 9 454 départs BT
- Longueur Totale : 4 354 km
- Augmentation : +56 km/an (moy. sur 10 ans)
- **Taux d'enfouissement relativement bas à 30%** (25% pour le SMEM - 2021)
- 37 km de **BT nu, soit 0,8% du linéaire BT**

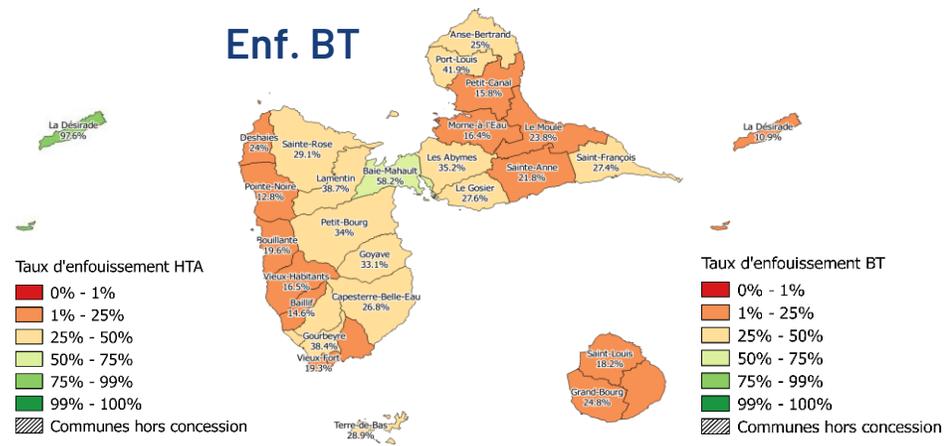


* Les longueurs totales des réseaux HTA peuvent présenter selon les années des évolutions anormales. En effet, selon les années EDF SEI ajoute ou pas dans les données (et CRAC) les 47 km réseaux HTA sous-marins qui sont pourtant "hors concession". Ces réseaux en section 95² de 1995 ou 2006 sont présents sur 4 communes : Capesterre-Belle-Eau, Saint-Louis, Saint-François et La Désirade.

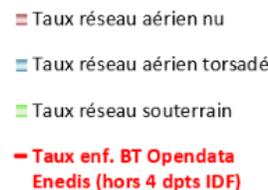
Enf. HTA



Enf. BT



Le réseau BT de la concession

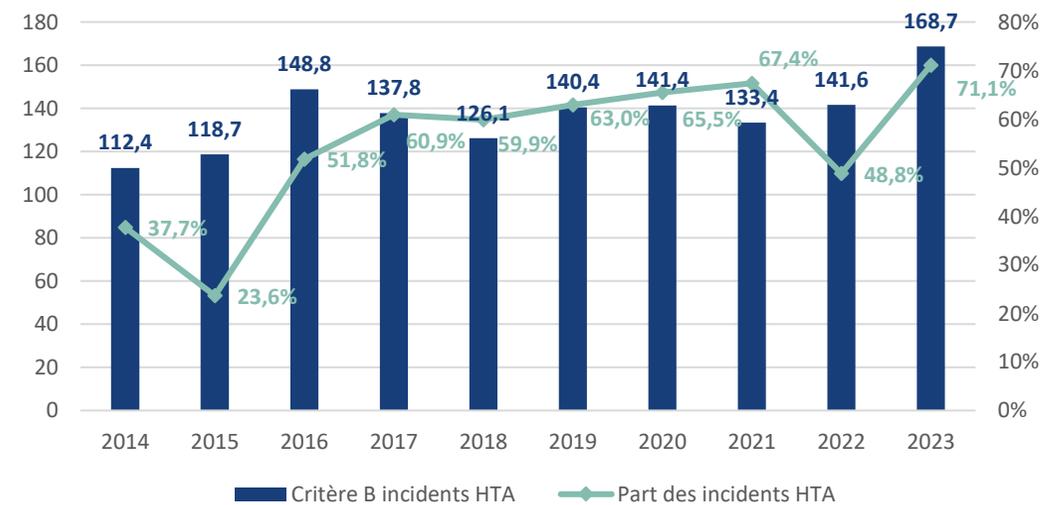
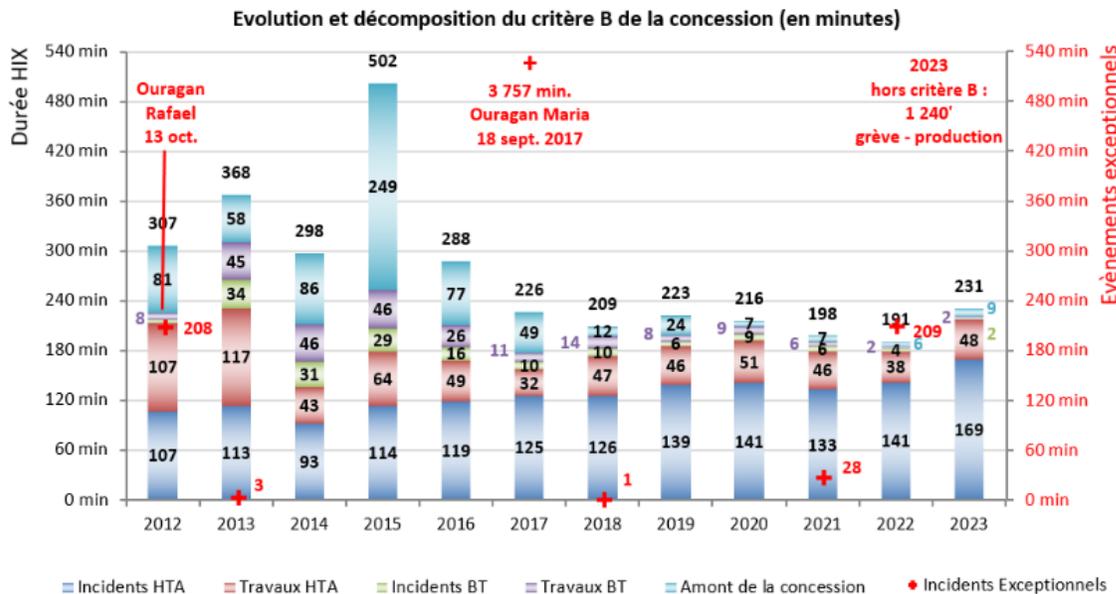
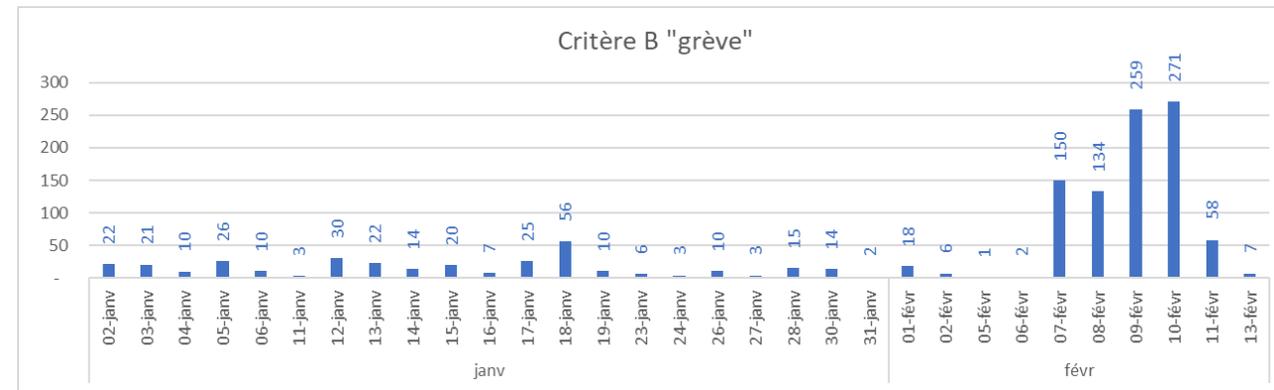


Un critère B HIX

➤ Comme indiqué précédemment, le suivi du critère B reste très dépendant de la fiabilisation des données (cf CRAC)

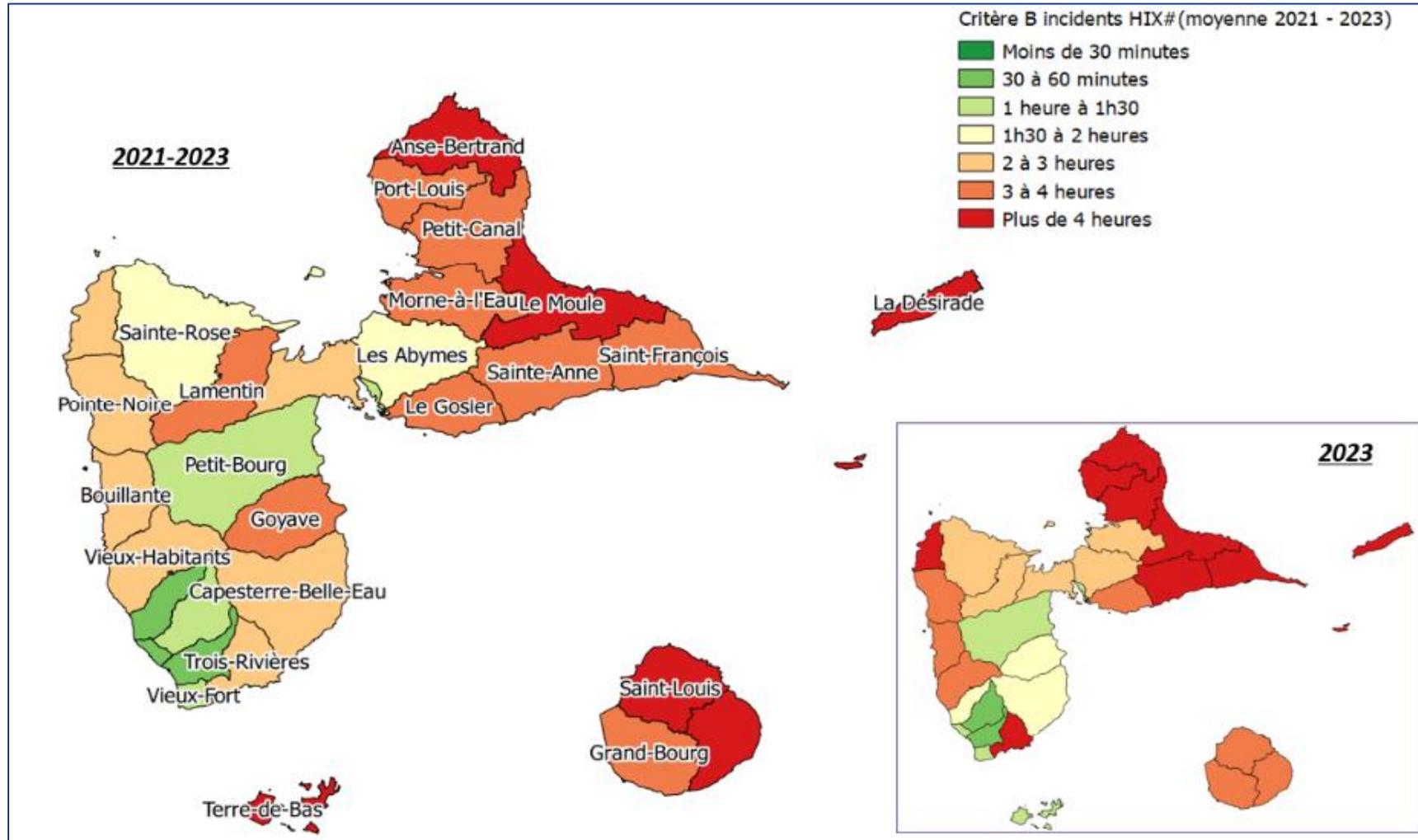
➤ Le critère B HIX 2023 :

- 231 minutes, en hausse de +40 minutes sur un an, sans compter les 1 240' liées aux grèves (soit près de 21 h), étalées sur 1,5 mois dont 5 jours plus intenses
- Niveau supérieur à l'objectif de 195 minutes de EDF SEI
- plus de 70% du Critère B HIX est dû aux incidents HTA



Un critère B HIX

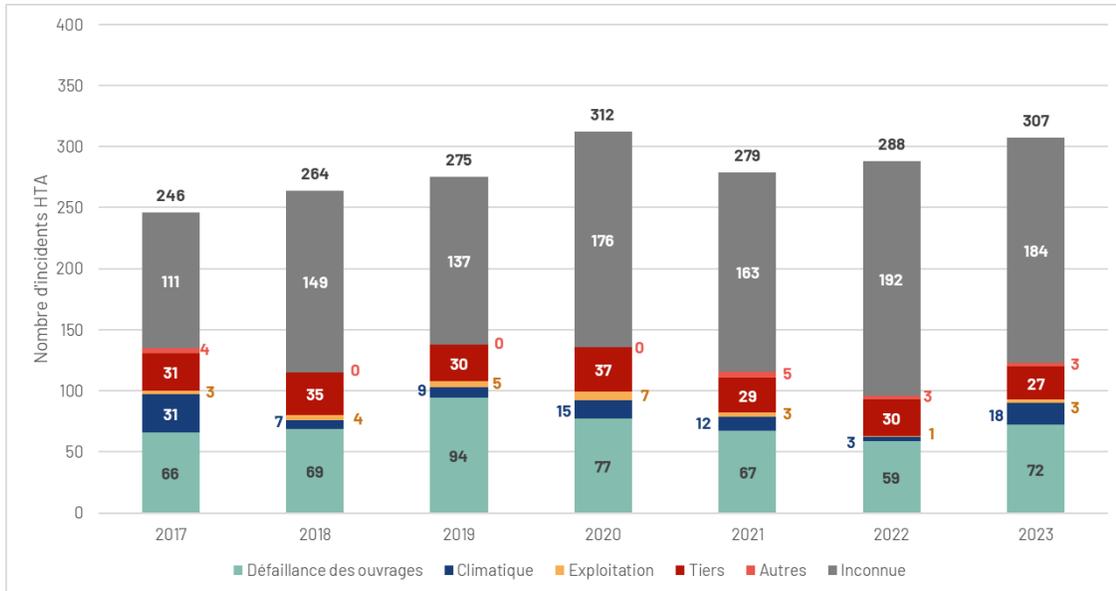
➤ En moyenne sur les 3 dernières années, les communes de Grande Terre sont les plus impactées par des coupures sur incidents HIX



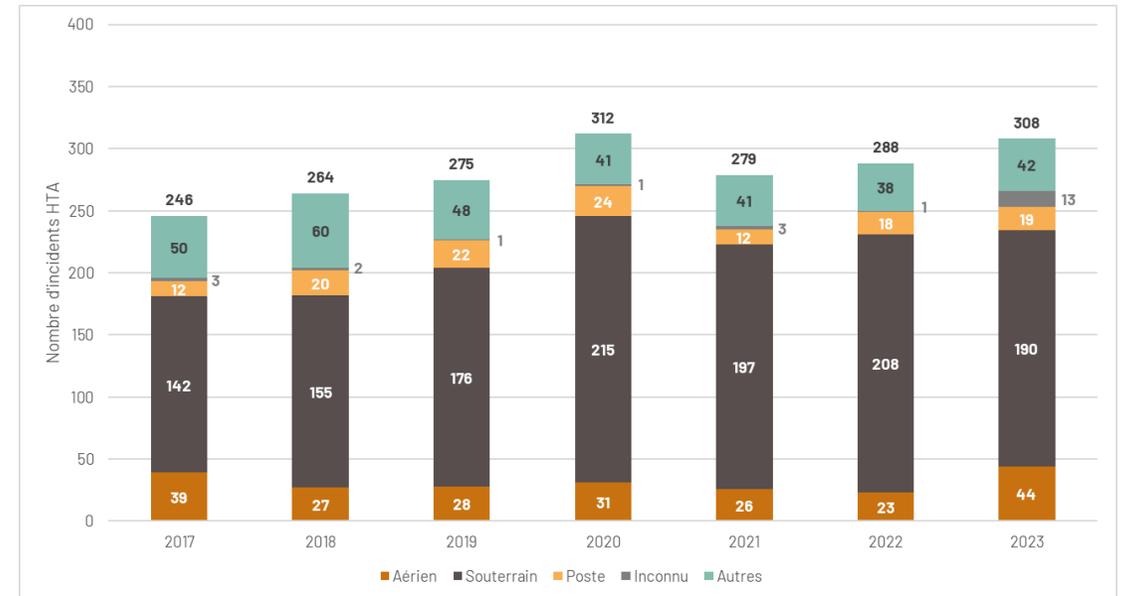
Des incidents HTA engendrant un fort temps de coupures en 2023

> 2023, année marquée par une forte incidentologie HTA HIX

- > 307 incidents HTA HIX ont été dénombrés sur la concession en 2023, 2^{ème} année la plus incidentogène sur la période 2017-2023
- > Sur la période 2017-2023, le réseau souterrain est le premier siège à la fois en termes de nombre d'incidents et en termes de contribution au temps de coupures (lié au fort taux d'enfouissement des réseaux HTA de la concession) ; **les causes des incidents HTA HIX restent majoritairement inconnues, et aucune amélioration n'est constatée en 2023 avec 184 incidents de cause inconnue, malgré les attentes d'amélioration des audits précédents.**
- > L'incidentologie HTA est fortement corrélée à l'âge des réseaux et à la présence de CPI : plus un départ dispose de linéaires HTA âgés et plus son incidentologie augmente ; de même, plus un départ a une part importante de CPI dans son linéaire et plus son incidentologie augmente.



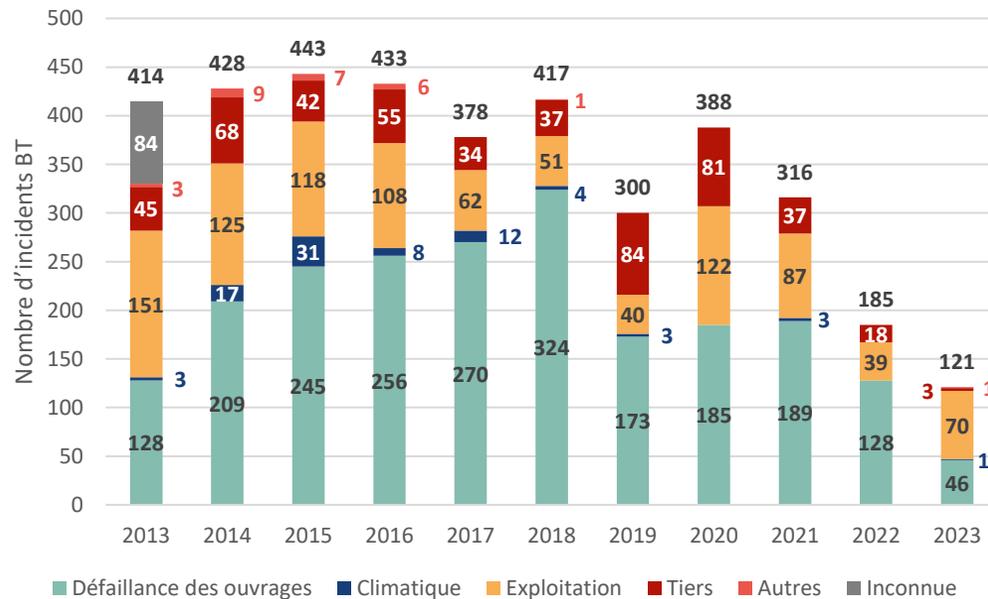
Causes des incidents HTA



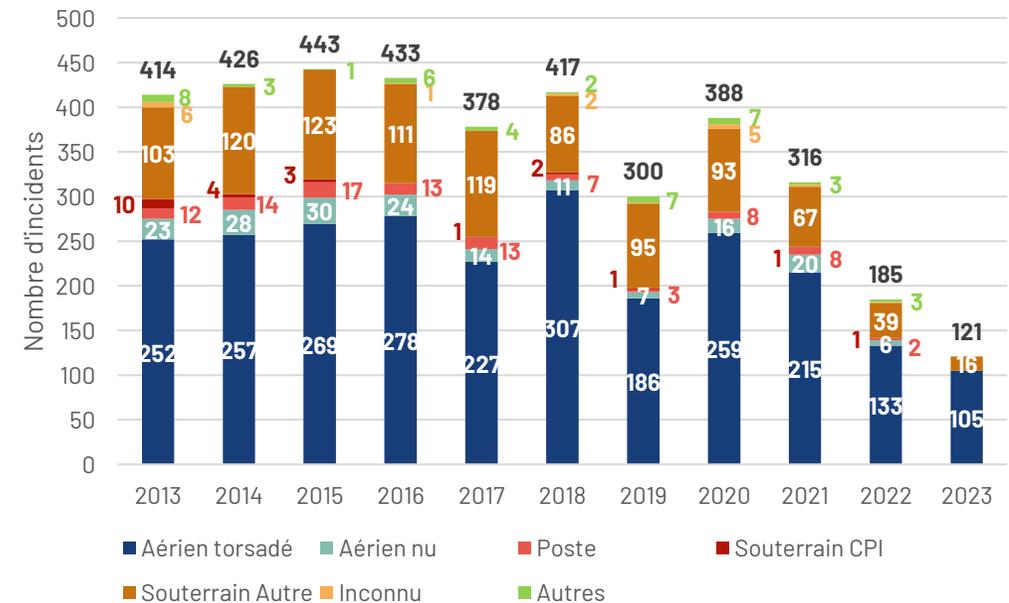
Siège des incidents HTA

Un niveau historiquement faible pour les incidents BT HIX en 2023

- **121 incidents BT HIX** ont été dénombrés sur la concession en 2023, un nombre historiquement faible sur la période 2013-2023, engendrant **2,4 minutes de temps de coupure**, temps de coupure historiquement faible lui aussi.
- Le réseau aérien est le premier contributeur en termes de nombre d'incidents et de temps de coupure, cependant les incidents sur le réseau souterrain engendrent plus de temps de coupure par incident.



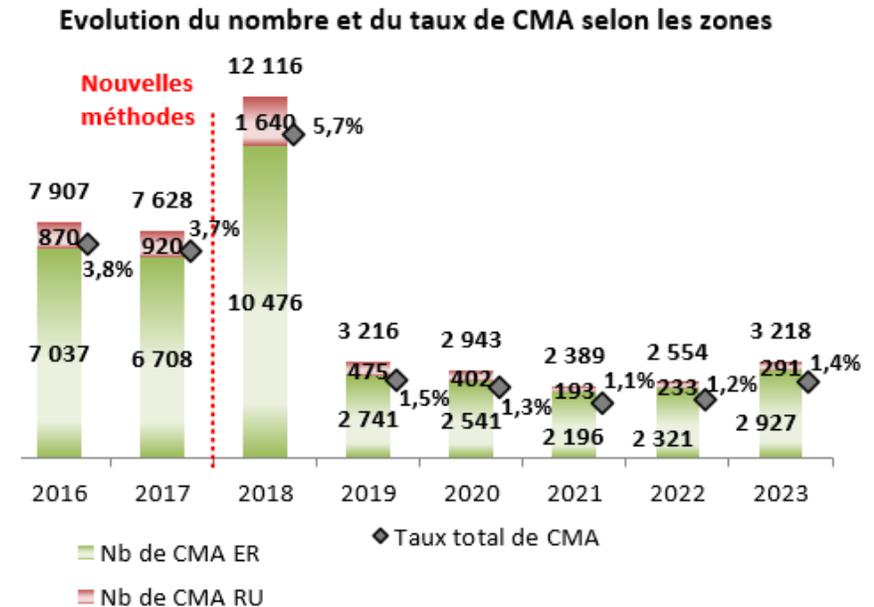
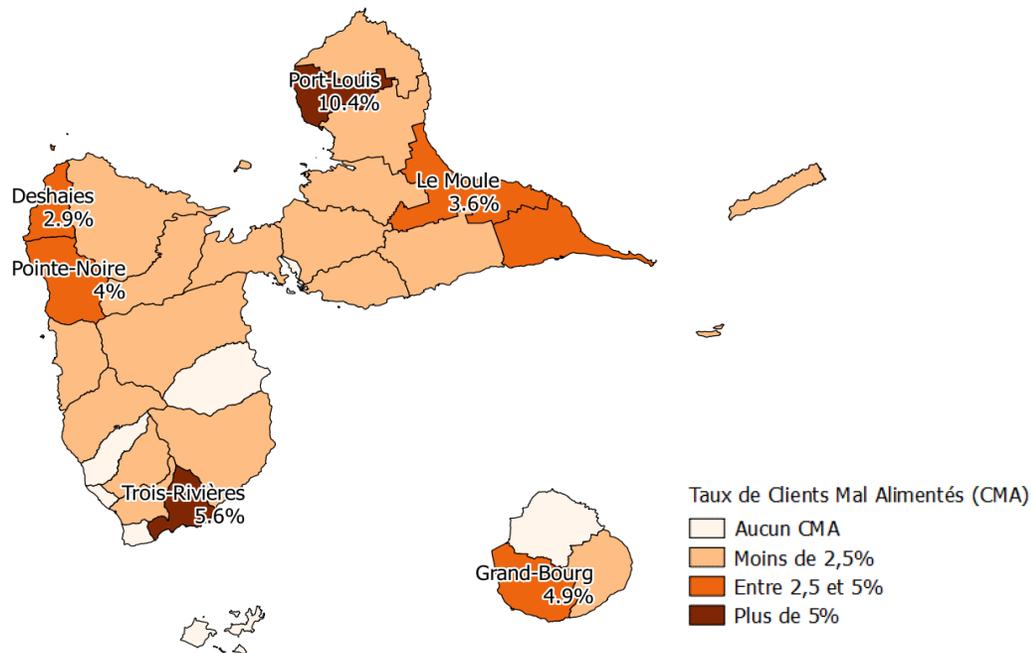
Causes des incidents BT



Sièges des incidents BT

> Un nombre de Clients Mal Alimentés en forte augmentation sur l'exercice 2023

- > **Contrainte de tension HTA non transmise en 2023** (valeurs erronées dans le fichier)
- > 3 218 usagers, soit **+ 674 usagers (+ 26 %)** sont considérés comme mal alimentés en 2023 contre 2 544 en 2022 (en 2023, EDF a fait évoluer sa méthode statistique de façon à prendre en compte la production décentralisée sur le réseau basse tension)
- > Trois-Rivières et Port-Louis **dépassent les 5 % d'usagers mal alimentés** en 2023, et ce depuis 2021 a minima. Globalement, les communes situées aux extrémités nord et sud de l'île sont particulièrement concernées par la problématique des CMA.

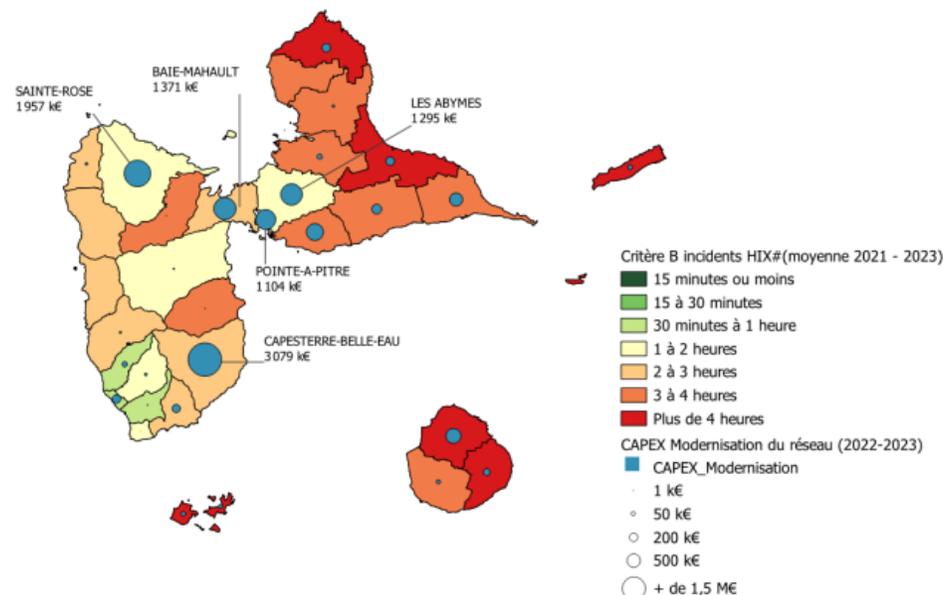
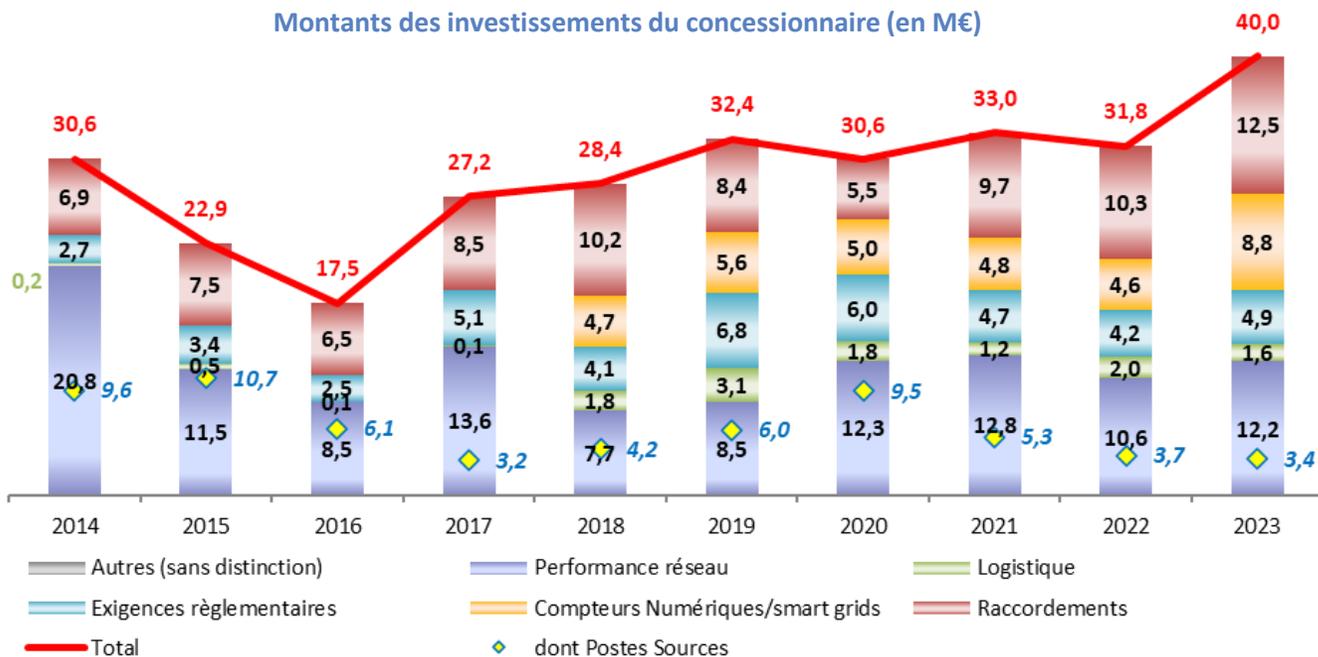


Les investissements globaux d'EDF-SEI pour la concession, globalement stables entre 2019 et 2022, sont en forte hausse en 2023, en particulier sur les raccordements et les compteurs numériques

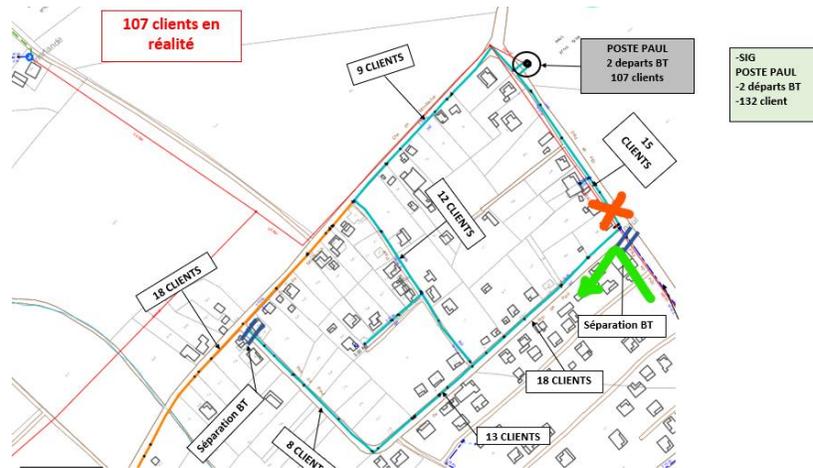
➤ **Les investissements globaux d'EDF pour la concession sont en hausse de +36% entre 2022 et 2023 et atteignent 40,0 M€ en 2023**

- Les investissements pour **raccordements** ont **progressé** de +21%, atteignant le montant le plus élevé (12,5 M€) sur la chronique de 10 ans ;
 - Les investissements pour les raccordements des consommateurs BT représentent 39% du total et ont augmenté de 39% en 2023 (4,8 M€) ;
 - Les investissements pour les producteurs BT > 36 représentent 20% du total et ont augmenté de 72% (2,4 M€ en 2023) ;
- Les investissements pour les **compteurs numériques** ont quasiment doublé (+91%) (+ 22 882 compteurs posés en 2023, avec un CU de 177 €) ;
- Les investissements pour la **performance du réseau** (modernisation des réseaux, climatiques, renforcement) sont restés plutôt stables entre 2020 et 2023 ;
- Les travaux de modernisation des réseaux (ex : remplacement des réseaux HTA souterrains obsolètes, renforcements poste source, etc..) représentent 60% des investissements pour la performance des réseaux et sont localisés en grande partie sur Grande-Terre, c'est-à-dire là où le niveau de continuité de distribution est le moins bon. Un chantier important sur Basse-Terre est celui pour la rénovation du PS CAPESTERRE (721 k€ en 2023).

Montants des investissements du concessionnaire (en M€)



- **Vérification sur le terrain de la qualité du SIG du concessionnaire, sur les réseaux BT (échantillon de 10 postes)**
 - 10 **types** de postes conformes, et nombre de **départs** BT par poste **conforme**
 - 5 **plaques** signalétiques manquantes : Paul, Toribo, Inra3, Tracy, Aucagos (derrière Traffix), et 1 plaque peu lisible (Chartreux)
 - 2 **séparations** de réseaux BT pas au bon endroit dans le SIG : Paul (601 m SIG vs 197 m) & Fonds Bart (538 m SIG vs 230 m)
 - 50 m de BT fils nus dans le SIG => désormais un **branchement** torsadé en 25² (Toribo)
 - **Sécurité** : 100m de BT T déposé non enlevés (Toribo), 2 portés BT T décrochées (Inra3), 3 coffrets ouverts (Aucagos)



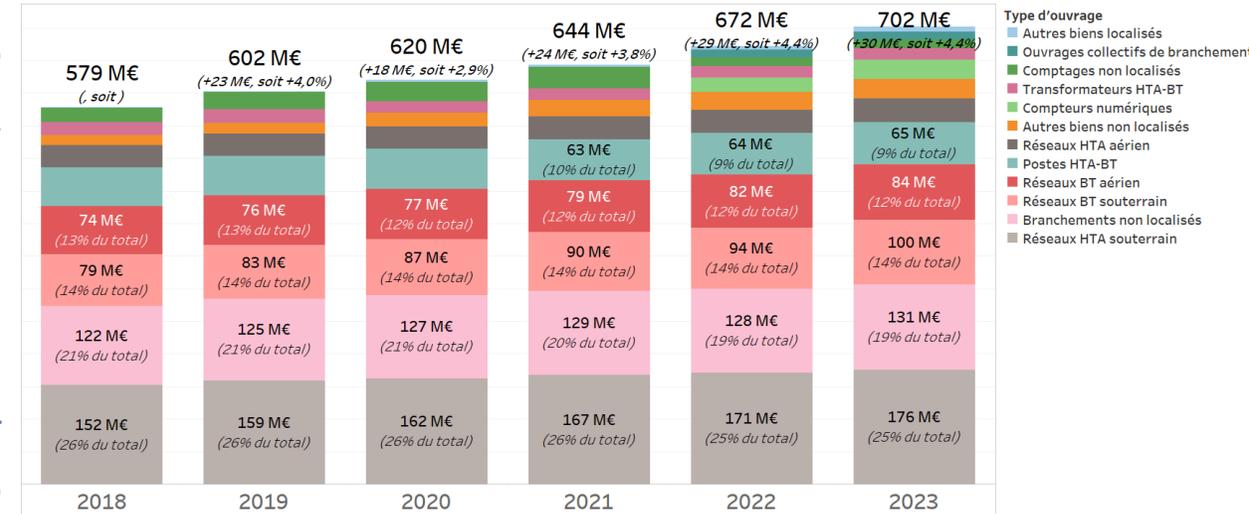
- **Traitement en cours par EDF : « L'ensemble de ces questions ont été transmis au service réseau pour traitement. Un récapitulatif vous sera adressé courant premier semestre 2025 »**

Description comptable du patrimoine concédé (1/3)

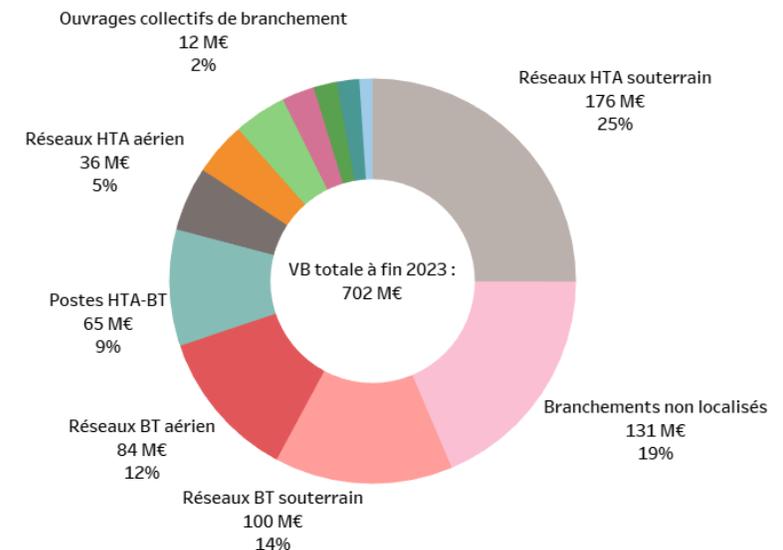
> Valeur brute (VB) et évolution

- > **702 M€ en valeur brute** de patrimoine concédé , pour une **valeur nette comptable (VNC) de 378 M€**, soit 3 049€/us (2 750 €/us pour les concessions Enedis)
- > Le réseaux HTA et BT représentent près de 60% du patrimoine concédé en VB
- > Transmission au titre des exercices depuis 2019 d'un inventaire comptable conforme avec l'arrêté du 10 février 2020 fixant le contenu et les délais de production de l'inventaire détaillé et localisé des ouvrages prévu à l'article L. 2224-31 du CGCT
- > En particulier, les origines de financement des ouvrages ont été communiquées par EDF depuis 2019
- > Localisation dans l'inventaire comptables des colonnes montantes (branchements collectifs) en 2022
- > Contrairement à la situation en hexagone, **les branchements individuels (19% du patrimoine) restent à ce jour des ouvrages « non localisés »**, sans calendrier précis pour leur localisation

Evolution annuelle de la valeur brute du patrimoine de la concession



Décomposition de la valeur brute par type d'ouvrage à fin 2023

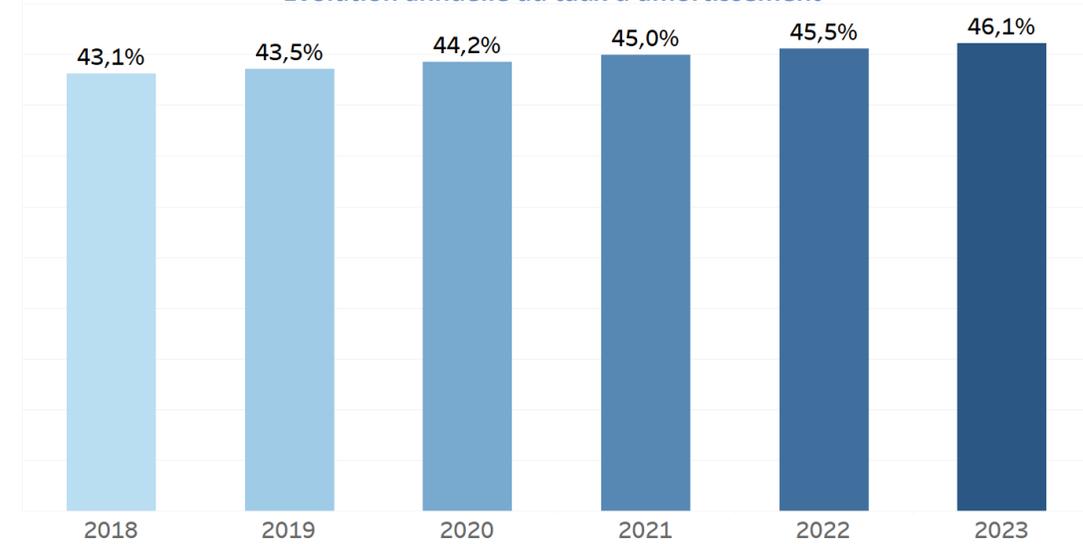


Description comptable du patrimoine concédé (2/3)

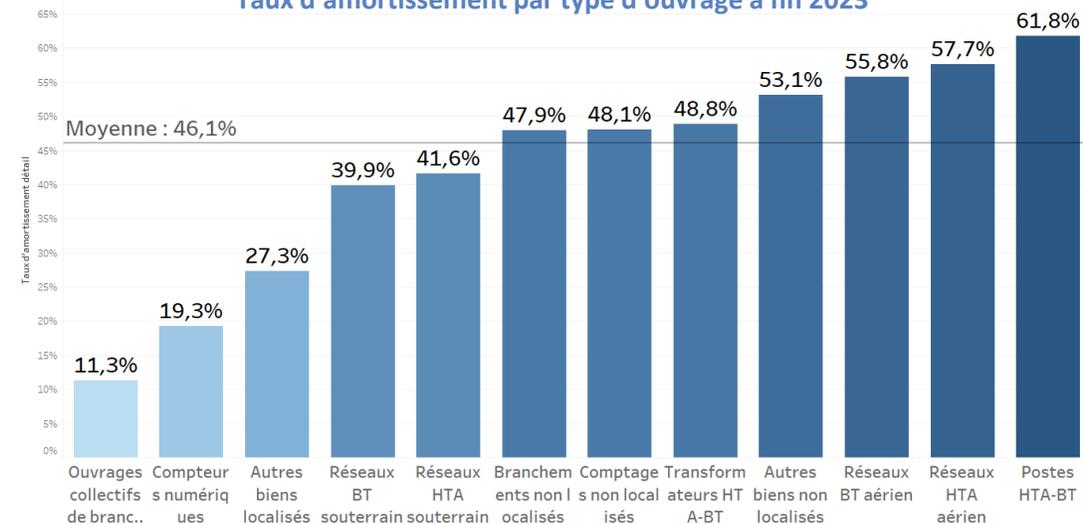
> Amortissement des ouvrages

- > Le taux d'amortissement n'a de sens que sur les ouvrages localisés (la plupart des ouvrages non localisés « sortent » automatiquement de l'inventaire une fois leur durée de vie comptable atteinte)
- > Le **taux d'amortissement global des ouvrages concédés est de 46,1% à fin 2023** (45,3% en moyenne pour les concessions Enedis), en hausse continue depuis a minima 10 exercices (+0,6 point / an les 6 dernières années), concernant toutes les typologies d'ouvrages
- > Les **misés en service d'ouvrages ne parviennent pas à faire diminuer ni même à stabiliser le taux d'amortissement**
- > Le taux d'amortissement est le plus élevé sur les réseaux aériens HTA et BT et les postes HTA/BT
- > Le taux d'amortissement des colonnes montantes (ouvrages collectifs de branchements) s'élevant à 11,3% à fin 2023 est étonnamment bas (inférieur à celui compteurs numériques), remonté à EDF pour investigations

Evolution annuelle du taux d'amortissement



Taux d'amortissement par type d'ouvrage à fin 2023



Description comptable du patrimoine concédé (3/3)

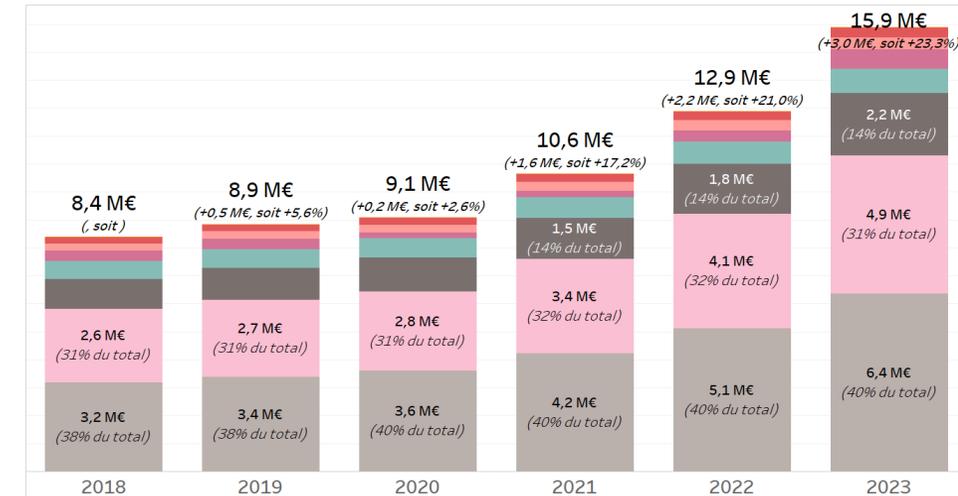
> Les provisions pour renouvellement (passif d'EDF)

- > Constitution du stock de PR uniquement depuis la signature du contrat de 2008 : pas de rattrapage, d'où **un stock de PR relativement bas rapporté à la valeur du patrimoine de la concession**
- > Hausse continue du **stock de PR** depuis 2008 atteignant **près de 16 M€ à fin 2023**, constituées pour moitié sur les réseaux HTA
- > Mécanisme de dotation sera stoppé en 2024 avec l'entrée en vigueur du nouveau contrat de concession), ce stock ne pourra alors que décroître
- > EDF-SEI a communiqué pour la première fois un tableau de flux détaillé des provisions pour renouvellement et du droit en espèce par type d'ouvrage

> Les dettes et créances réciproques (« ticket de sortie »)

- > Le **solde des dettes et créances réciproques poursuit sa dégradation** et s'élève à plus de **194 M€ à fin 2023**, en défaveur de la Collectivité
- > Cela représente une dette potentielle du concédant envers le concessionnaire de **844 €/us à fin 2023**, ce qui est **considérable** (180€/us en moyenne pour les concessions Enedis à fin 2023), en hausse de près de 25€/us en moyenne par an
- > Cette hausse est notamment portée par la croissance des investissements d'EDF sur la concession venant gonfler la composante « VNC financement concessionnaire »

Evolution annuelle du stock de provisions pour renouvellement



Evolution annuelle du ticket de sortie



■ VNC financement concessionnaire
 ■ Amortissement du financement concédant (DE)
 ■ Provisions pour renouvellement

Analyse des coûts unitaires en fonction de la MOA

- Une sous-valorisation chronique des coûts-unitaires des réseaux BT (torsadé et souterrain) et HTA souterrain lorsqu'ils sont sous MOA Sy.MEG et donc valorisés via l'outil VRG en comparaison des coûts réels d'EDF-SEI lorsque les travaux sont sous a propre MOA (alors qu'ils sont censés converger par principe), **en forte dégradation par rapport à ce qui avait été relevé lors des précédents contrôles**

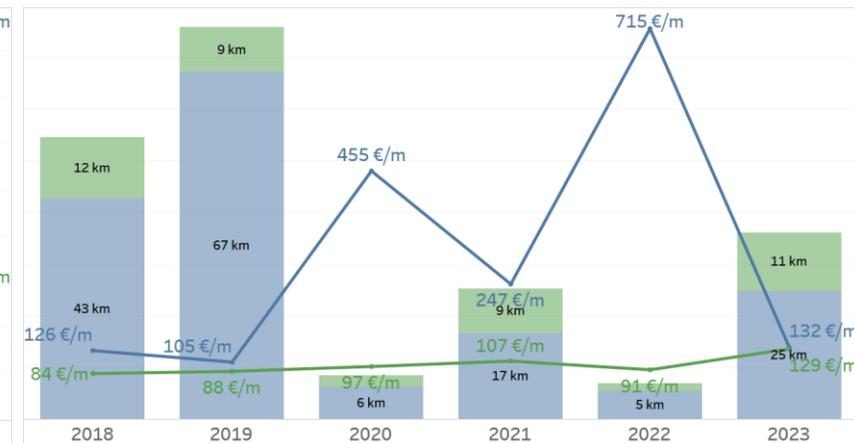
Linéaire et CU des réseaux BT torsadés immobilisés par MOA



Linéaire et CU des réseaux BT souterrains immobilisés par MOA



Linéaire et CU des réseaux HTA souterrains immobilisés par MOA



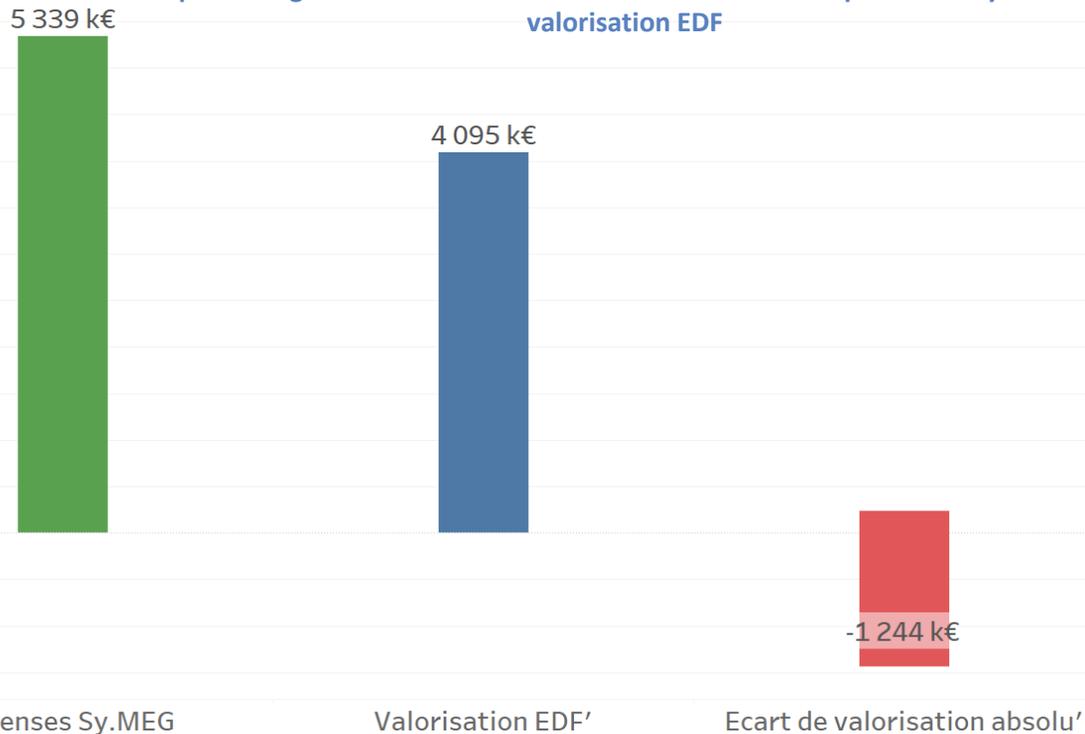
Maitrise d'ouvrage
 ■ Collectivité et tiers
 ■ Concessionnaire

- Aux dires d'EDF, le barème VRG utilisé pour la valorisation des ouvrages réalisés sous maîtrise d'ouvrage du concédant (**non transmis par EDF malgré plusieurs demandes**) ne prend pas en compte l'inflation (pas de revalorisation automatique)
- La **mise à jour du barème VRG a eu lieu en juin 2023** (barème VRG identique sur l'ensemble des territoires SEI) : la valeur moyenne de la réévaluation du barème, bien que visible sur le graphique du suivi des coûts unitaires, n'a pas été communiqué par EDF malgré de multiples demandes

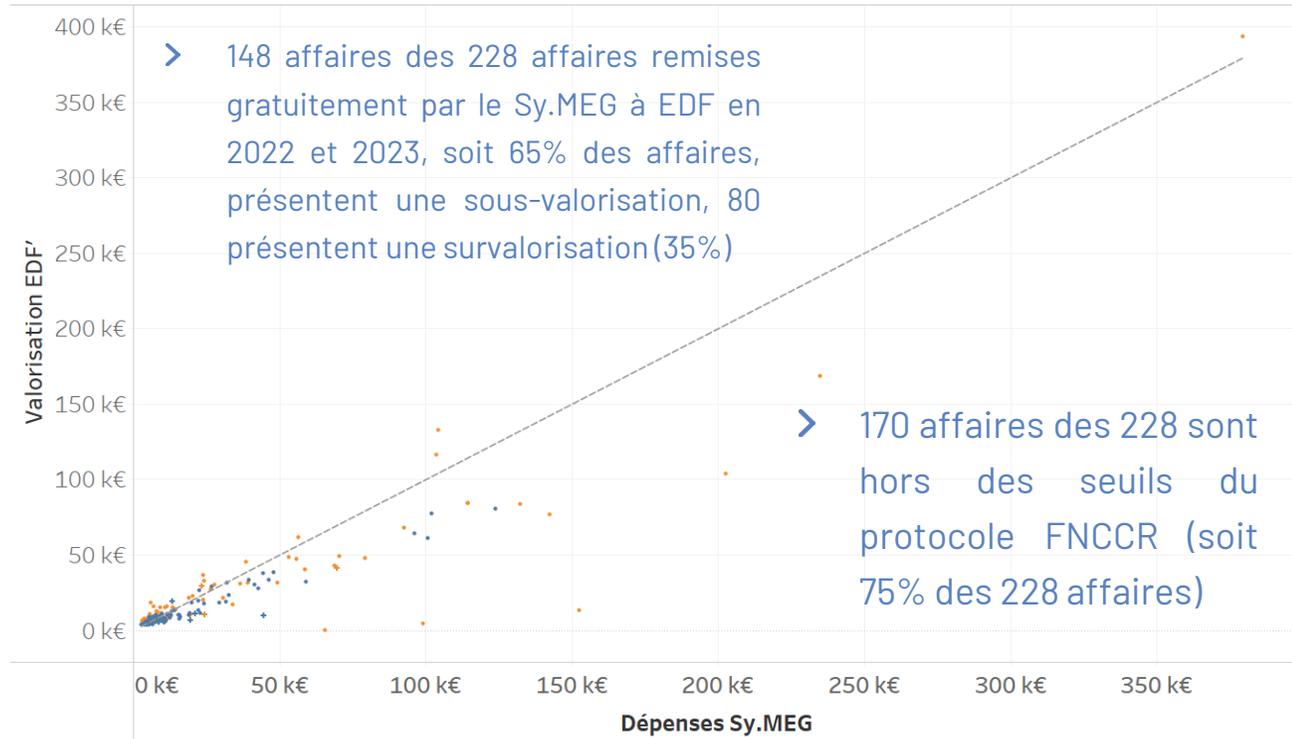
Analyse globale sur l'exhaustivité des affaires sous MOA Sy.MEG 2022-2023

➤ Pour la première fois, ce contrôle a permis, après divers retraitements et croisements des requêtes transmises, d'effectuer une analyse des VRG globale sur l'exhaustivité des affaires 2022-2023 :

Comparaison globale sur les affaires 2022-2023 entre les dépenses du Sy.MEG et la valorisation EDF



Comparaison par affaire entre les dépenses du Sy.MEG et la valorisation EDF



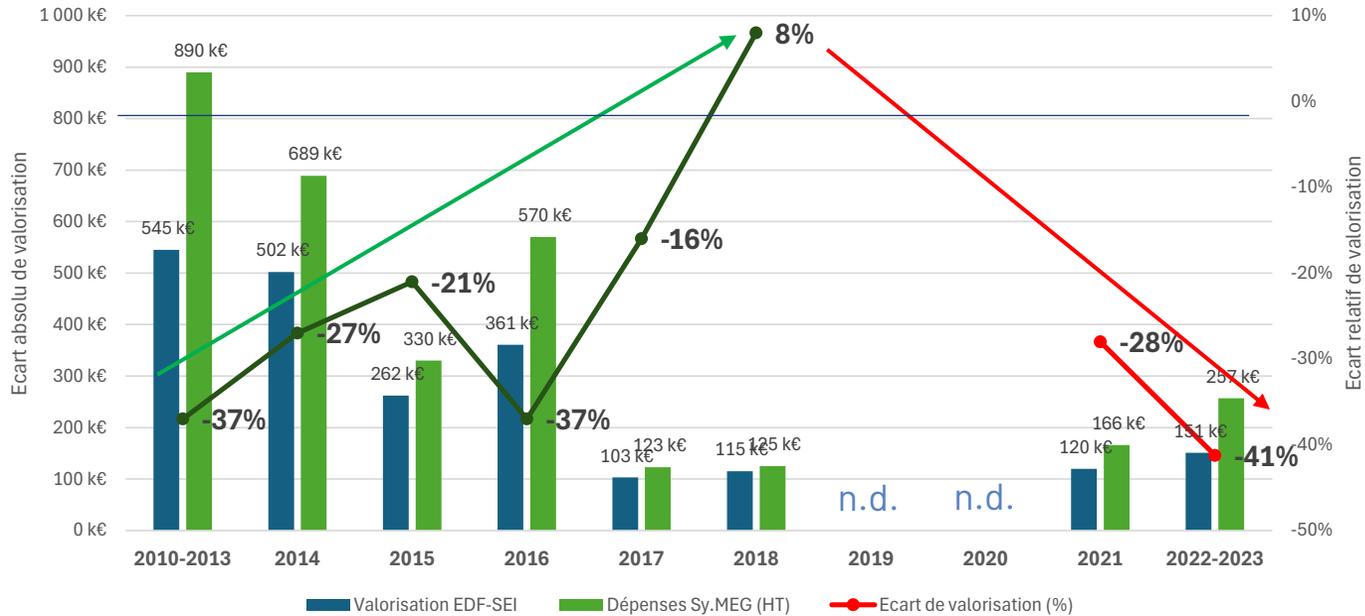
➤ De façon globale, **s'agissant des 228 remises gratuites par le Sy.MEG à EDF sur 2022 et 2023**, les résultats montrent :

- Dépenses totales du Sy.MEG : 5 339 k€
- Valorisation totale réalisée par EDF : 4 095 k€
- Écart de valorisation absolu : -1 244 k€ (-23%) dans le sens d'une sous valorisation par EDF

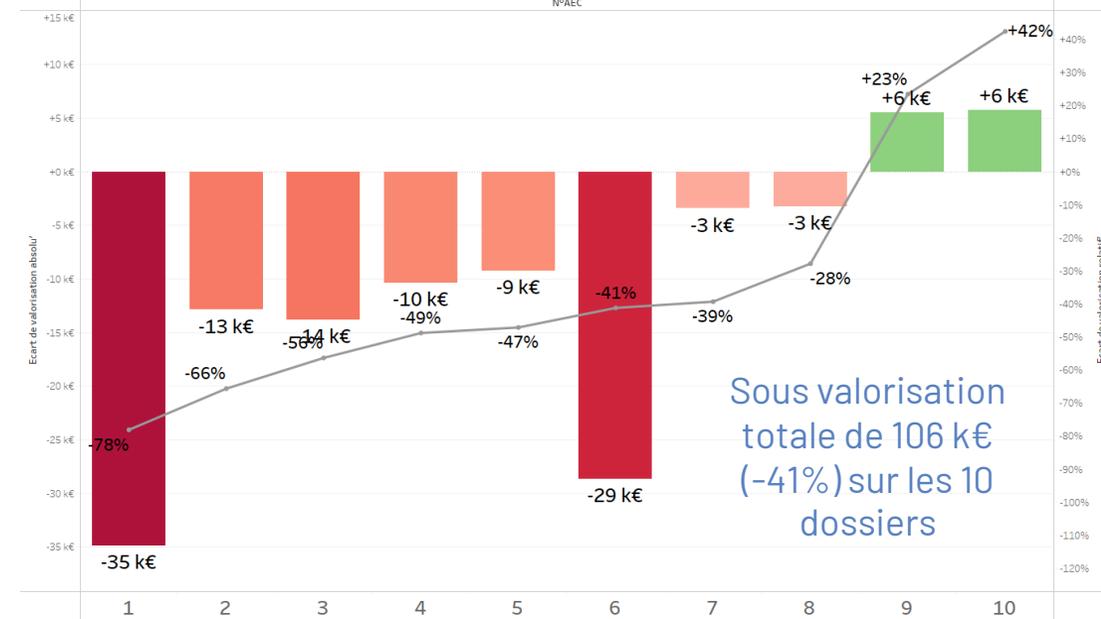
Analyse détaillée de la VRG sur un échantillon de 10 dossiers

➤ Analyse détaillée des écarts de valorisation sur un échantillon de 10 affaires sous MOA Sy.MEG mises en service sur 2022 et 2023 :

Evolution de l'écart de valorisation selon les audits VRG réussis



Ecarts de valorisation sur l'échantillon de 10 dossiers 2022-2023



➤ Sur les 10 dossiers analysés sur cet audit portant sur 2022-2023, le montant total valorisé par EDF-SEI est **41% inférieur au coût réel des ouvrages** (257 k€ HT dépensés par le Sy.MEG (hors MOA) valorisés à 151 k€ par EDF-SEI), d'où un écart de 106 k€ entre les deux montants dans le sens d'une sous-valorisation, en nette dégradation par rapport aux 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 :

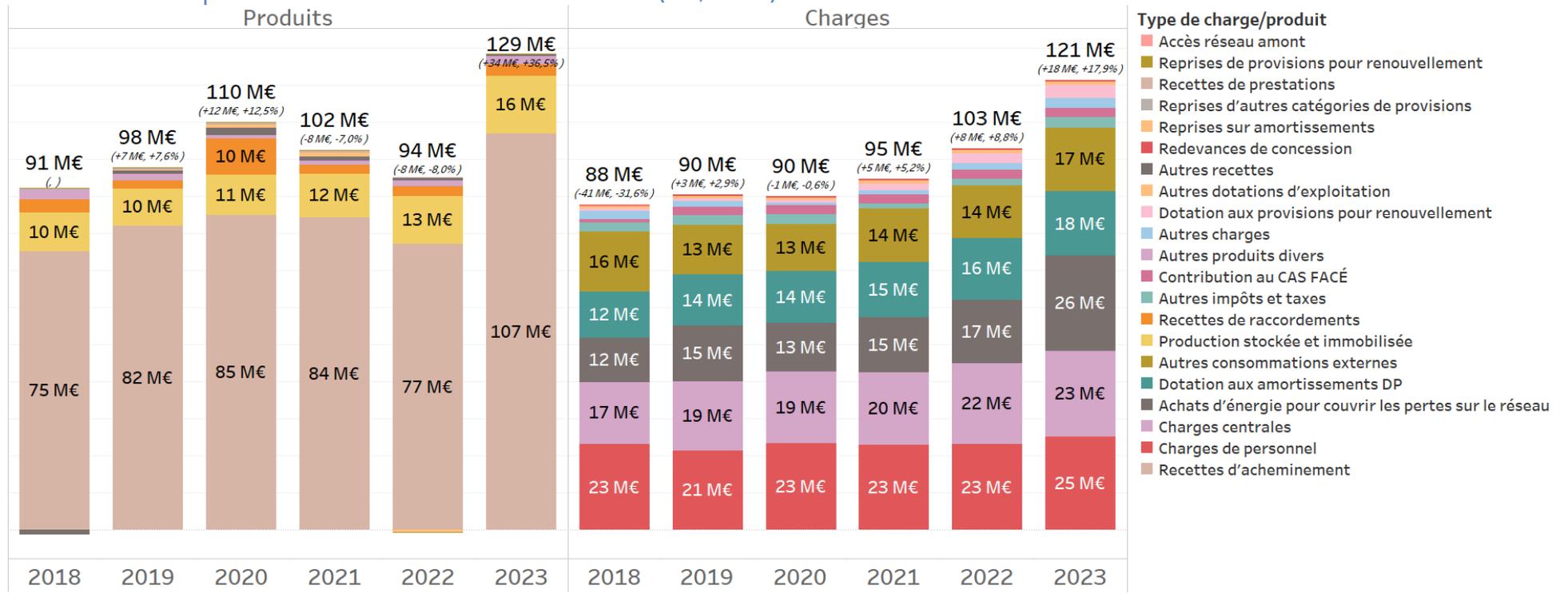
- Sous-valorisation chronique des coûts unitaires (CU) utilisés par EDF dans son barème VRG pour valoriser les affaires
- Absence de valorisation systématique des branchements ni des mutations de transformateurs HTA/BT
- Une absence de valorisation des difficultés spécifiques rencontrées par le Sy.MEG lors de la réalisation des travaux et les coûts induits par la dépose non pris en compte dans la valorisation

Analyse du compte d'exploitation de la concession (1/2)

➤ En 2023, très forte augmentation des recettes d'exploitation, bien supérieure à celle des charges d'exploitation :

- **Les recettes d'exploitation atteignent 129 M€ en 2023**, soit + 34 M€ en 2023 (+37%) , portée notamment par la hausse des recettes d'acheminement qui intègrent d'une part un effet prix fortement inflationniste en 2023 (volume acheminé quant à lui quasiment stable) et d'autre part une forte composante de « reversement du TURPE d'Enedis à EDF-SEI » pour près de 25 M€ en 2023 contre moins de 7 M€ en 2022 : **les raisons à cette forte hausse n'ont à ce jour pas été totalement précisément explicitées par EDF-SEI**
- **Les charges d'exploitation s'élèvent à 121 M€ en 2023**, soit +18 M€ en 2023 (+18%) , portée par la forte hausse des achats de pertes (+8M€/+48%) en lien avec la hausse des prix de sourcing (recours plus important au TAC notamment suite aux grèves de PEI) et à une forte hausse des charges centrales dans la poursuite de ce qui a été constaté les autres années(+2,0 M€)

Evolution des charges et produits d'exploitation sur la concession du Sy.MEG :



Analyse du compte d'exploitation de la concession (2/2)

- En conséquence, forte amélioration du résultat d'exploitation de la concession en 2023 après la dégradation de 2022 : +7,1 M€ en 2023 VS -8,8 M€ en 2022 avant péréquation
 - **7,1 M€ de bénéfice d'exploitation avant péréquation en 2023** (+16M€ par rapport à 2022 où il était constaté une perte d'exploitation de 8,8 M€)
 - **20,6 M€ de bénéfice d'exploitation après péréquation en 2023** (+14 M€ par rapport à 2022 où il était constaté un bénéfice d'exploitation de +3,3M€) de par la contribution à l'équilibre de +13,5 M€ dont « bénéficie » la concession du Sy.MEG au titre de l'exercice 2023 (affichage)
 - La **concession affiche une rentabilité nette (taux de marge avant péréquation) de +6% en 2023**, inférieure à la moyenne de concessions SEI (+19% en 2023) et également à la moyenne des concessions Enedis (+8 % en métropole pour Enedis ces dernière années)

Evolution des résultats d'exploitation avant et après péréquation sur la concession du Sy.MEG :



> Bilan du contrôle des exercices 2022-2023

> Améliorations :

- > Progression continue dans la qualité des données de contrôle et des audits
- > Augmentation des investissements (+36 % en 2023) bien que concernant surtout sur les raccordements et les compteurs numériques
- > Résultats financiers en nette amélioration (+7,1 M€ avant péréquation en 2023)

> Défis :

- > Forte incidentologie HTA en 2023 impactant la continuité de service
- > Sous-valorisation chronique des remises gratuites (VRG), en dégradation par rapport à ce qui avait été relevé lors des précédents contrôles, du fait notamment de CU bas utilisés par SEI dans son barème VRG
- > Forte augmentation du nombre de clients mal alimentés (+26 % en 2023)
- > Les résultats de l'opération de fiabilisation des bases entreprise par EDF-SEI, et en particulier de la base comptable, ne sont pas encore pleinement visibles dans les données
- > Certains mécanismes de constitution du compte d'exploitation restent à clarifier, notamment concernant le reversement du TURPE d'Enedis à EDF-SEI et son imputation sur la concession du Sy.MEG



Synthèse de la mission d'assistance au contrôle de concession

Audit 2024- Exercices 2022-2023

14 janvier 2025