

RAPPORT DE CONTRÔLE DE LA CONCESSION DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ 2023



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

Sommaire

CHIFFRES CLÉS

p.06

PRÉAMBULE

p.08

1 | PATRIMOINE DE LA CONCESSION

p.10

- ↪ Analyse des données physiques.
- ↪ Contrôles ciblés des mouvements du patrimoine technique.
- ↪ Les branchements de la concession.

2 | TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

p.32

- ↪ Producteurs raccordés au réseau public du Sigeif.
- ↪ Flexibilité.
- ↪ Irve.
- ↪ Linky et les compteurs communicants.
- ↪ Rénovation énergétique.

3 | CLIENTÈLE DE LA CONCESSION ET ÉNERGIE ACHÉMINÉE

p.40

- ↪ Évolution des données clientèle.
- ↪ L'énergie acheminée.
- ↪ L'enquête annuelle de satisfaction auprès des clients-usagers.
- ↪ Résultats du baromètre.
- ↪ Autres indicateurs « Fourniture ».

4 | QUALITÉ DE L'ÉLECTRICITÉ DISTRIBUÉE

p.56

- ↪ Continuité de la fourniture.
- ↪ Le temps moyen de coupure (critère B).
- ↪ Les interruptions de fourniture d'énergie sur le réseau HTA.
- ↪ Les interruptions de plus de 100 000 NiTi (nombre de clients coupés x durée de l'incident).
- ↪ Les interruptions de fourniture d'énergie sur le réseau BT.
- ↪ La durée moyenne des coupures.
- ↪ Les coupures pour travaux.
- ↪ Les coupures sous régime exceptionnel.
- ↪ La durée moyenne des coupures.
- ↪ Les clients dits mal alimentés.
- ↪ Contraintes d'intensité (I) et des transformateurs (T).
- ↪ Postes HTA-BT pour lesquels au moins un dipôle est en surcharge (Imax et Tmax).
- ↪ Les contraintes « Imax » des postes HTA / BT : au moins un dipôle BT est en surcharge.
- ↪ Contrôle des principaux incidents survenus en 2023.

5 | INVESTISSEMENTS DE DÉVELOPPEMENT ET DE PERFORMANCE

p.84

- ↪ La dynamique des investissements pour la concession du Sigeif : un fléchissement en 2023.
- ↪ Amélioration du patrimoine.
- ↪ Le plan pluriannuel d'investissement 2020-2023.
- ↪ Analyse par levier.
- ↪ Contrôles du plan pluriannuel d'investissement 2020-2023. Année 2023.
- ↪ Contrôles de la valorisation des remises gratuites.
- ↪ Audit sur les opérations soldées 2023.

6 | CONTRÔLE COMPTABLE ET FINANCIER

p.98

- ↪ Analyse des données financières présentées dans le rapport 2023 du concessionnaire.
- ↪ Conclusion.

7 | CONCLUSIONS

p.128

- ↪ Patrimoine technique de la concession.
- ↪ Clientèle de la concession.
- ↪ Qualité de la fourniture (critère B).
- ↪ Investissements du concessionnaire.
- ↪ Transition énergétique.
- ↪ Contrôle comptable et financier.
- ↪ Conclusion et perspectives.

8 | ANNEXES

p.132



Soixante-six communes adhérentes

Seine-et-Marne

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

Yvelines

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

Essonne

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

Hauts-de-Seine

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

Seine-Saint-Denis

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

Val-de-Marne

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

Val-d'Oise

Margency

* Est exclue de ce territoire la partie de la commune exploitée par la régie municipale.

Les chiffres clés 2023 de la concession électricité



66

communes

1 479 124

habitants

749 378

clients

5,9 TWh

acheminés*

*(1 TWh = 1 000 000 kWh)



Valeur du patrimoine en concession

1 152 M€

valeur brute des ouvrages en concession

47 %

taux d'amortissement

615 M€

valeur nette comptable

1 631 M€

valeur de remplacement



Droit à récupérer d'Enedis

419 M€



Investissements

16,9 M€

consacrés à la performance réseau (renforcement et modernisation)

38,5 M€

consacrés au développement du réseau (valeur brute des raccordements)



Qualité

50,7 MIN

critère « B »

266

clients affectés par plus de 6 coupures (toutes causes confondues)

50 462

clients coupés plus de 3 heures suite à incident

5,4

incidents aux 100 km sur le réseau HTA, et

17,6 sur le réseau BT

Clients BT mal alimentés

3 133



Les tarifs sociaux

1 319

clients aidés dans le cadre du FSL

30 238

clients crédités du chèque énergie par EDF Commerce



Résultat d'exploitation

277 M€

recettes d'acheminement

49,5 M€

résultat (total des produits moins total des charges), dont **59,5 M€** contribution à l'équilibre



Droit du concédant

411 M€

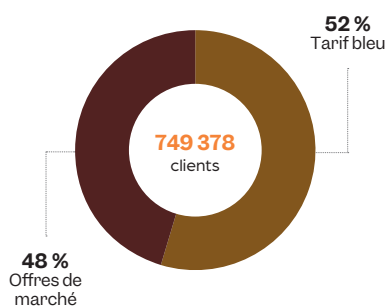


Provision pour renouvellement

194 M€

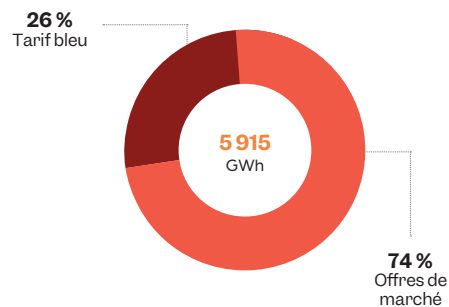
Répartition des clients «consommateurs»

Par type de contrat

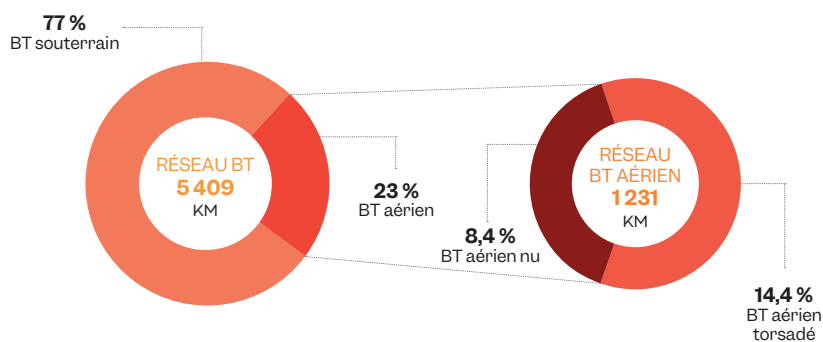
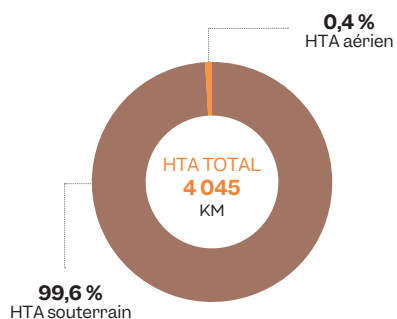


Répartition de la consommation

Par type de contrat



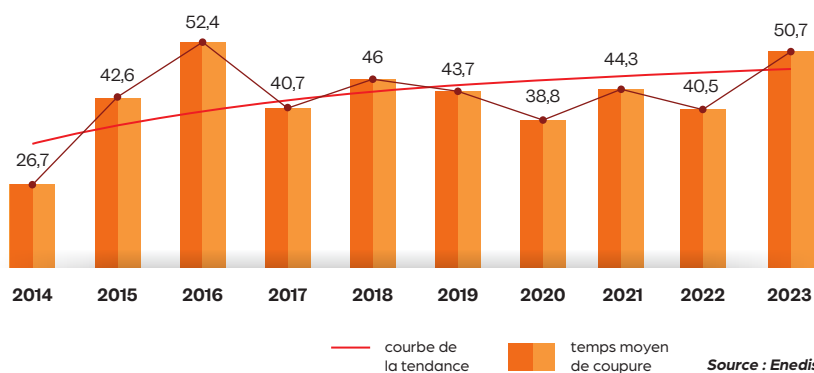
Nature et longueur du réseau de distribution



Critère B : temps moyen

[en minutes]

Avec **50,7 min** de temps moyen de coupure en 2023, le niveau du critère « B » Sigeif s'est dégradé fortement par rapport aux six dernières années.



2023 : un bilan, des espoirs et des préoccupations

A lors que l'année 2023 s'est terminée avec le premier plan pluriannuel des investissements (PPI) jugé satisfaisant et la négociation d'un second PPI plus ambitieux encore, signé en présence de la présidente du directoire d'Enedis, les mauvais résultats de la qualité de distribution publique d'électricité sont venus brutalement rappeler l'urgence d'une mobilisation renforcée pour moderniser les réseaux et répondre aux attentes légitimes des usagers en matière de qualité de service.

En effet, malgré des efforts constants pour moderniser les infrastructures et intégrer la transition énergétique, les résultats de performance ne répondent pas aux attentes. Le critère B, indicateur essentiel de la qualité de fourniture, atteint 50,7 min en moyenne dans le territoire, le plus mauvais résultat enregistré depuis 2017 ! Hors événement exceptionnel, le Syndicat n'avait même jamais connu un tel résultat, dépassant largement l'objectif contractuel de 25 min. Ce rapport de contrôle s'attache à analyser les causes de cette détérioration préoccupante.

Un comité stratégique réunissant les élus du Sigeif, les services et le concessionnaire a permis de partager le bilan du premier PPI sur la période 2020-2023 et préparer le suivant pour 2024-2027. Ensemble, il a été convenu de rehausser les objectifs techniques pour accélérer la modernisation du réseau et la qualité de la distribution publique d'électricité. Financièrement, nous avons défini un engagement minimal d'Enedis de 58 M€, soit +28 %, par rapport au précédent PPI (45 M€). Le comité stratégique a souhaité également obtenir de nouvelles marges de manœuvre pour les enfouissements et satisfaire au maximum les demandes

des communes. Ainsi, le plafond de participation d'Enedis a été relevé à 2,5 M€, soit +25 %, par rapport à la précédente convention. Toutefois, comme les précédentes années, il a fallu tenir de nouveaux échanges en 2024 avec les équipes des deux directions régionales d'Enedis afin de fluidifier les interactions et optimiser les chantiers.

Les quantités d'électricité ont baissé en 2023 dans le territoire alors que le nombre de points de livraison augmente et que l'électrification des usages se poursuit. Des températures clémentes ont probablement participé à cette tendance et aussi, souhaitons-le, les actions de sobriété et d'efficacité énergétique. Les investissements d'Enedis pour le raccordement des IRVE en 2023 illustrent le développement rapide de la mobilité électrique, à laquelle le Sigeif participe, et ceux pour le raccordement des producteurs, une accélération de la solarisation du territoire.

Ce rapport revient également sur les limites récurrentes de l'information transmise pour le contrôle comptable et financier, tant pour répondre à la mission d'Autorité Concédante confiée par les 66 communes que pour inscrire au bilan du Syndicat le patrimoine concédé dont la valeur brute atteint 1,1 milliard d'euros.

Le Sigeif souhaite que ce document soit le reflet de son patrimoine, de son action de contrôle sur les plans techniques comme financiers, de sa contribution aussi à la transition énergétique. C'est également une source d'amélioration pour le concessionnaire au service de la performance du service public de la distribution d'électricité.

Vos interlocuteurs pour le contrôle de la concession de distribution d'électricité



Christophe PROVOT
Directeur général
christophe.provot@sigeif.fr



Grégory FICHET
Directeur général adjoint
concessions et innovation
gregory.fichet@sigeif.fr



Omer GELI
Chargé de mission contrôle
de la concession électricité
omer.geli@sigeif.fr



Michel MASSON
Chargé de mission contrôle
des concessions
michel.masson@sigeif.fr



Julien GALLIENNE
Directeur de la transition
énergétique et de l'innovation
julien.gallienne@sigeif.fr



Lenny COLLET
Directeur des services techniques
lenny.collet@sigeif.fr

Les principaux points du contrôle

Le Sigeif a réalisé la mission de contrôle pour l'exercice 2023 et la bonne exécution de son contrat par le concessionnaire, conformément à l'article L. 2234-31 du Code général des collectivités territoriales, qui précise que les « autorités concédantes de la distribution publique d'électricité et de gaz (...) exercent le contrôle du bon accomplissement des missions de service public », qui repose sur les points suivants :

- ↳ la répartition des clients et l'évolution de l'énergie acheminée ;
- ↳ la qualité de la fourniture et des prestations perçues par les clients et leur degré de satisfaction ;
- ↳ la qualité du produit distribué (continuité de la fourniture d'énergie, respect des caractéristiques électriques) ;
- ↳ l'analyse des incidents et le traitement des différentes contraintes sur le réseau ;
- ↳ le programme pluriannuel d'investissement du concessionnaire en matière d'extension, de renouvellement, de renforcement et de maintenance ;

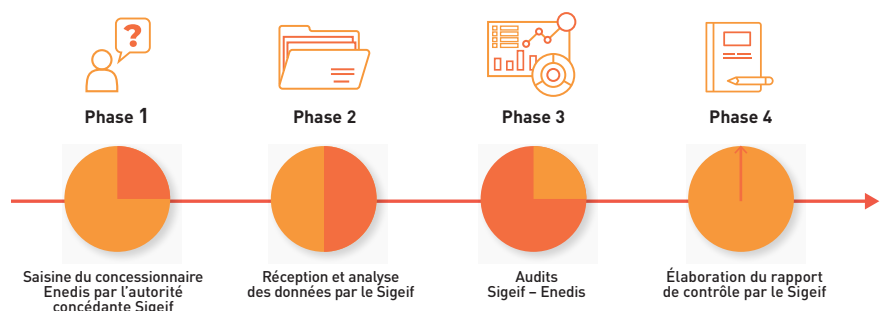
- ↳ l'analyse de la valeur financière et comptable des réseaux et des ouvrages concédés, avec la traçabilité des affectations comptables relatives à l'économie du concessionnaire ;
- ↳ la justification des mouvements liés aux variations patrimoniales et à l'évolution de la provision pour renouvellement ;
- ↳ l'équilibre économique du contrat, le droit du concessionnaire et le droit du concédant.

En vertu de la législation en vigueur, la fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés de vente relève de la Direction commerce Île-de-France d'EDF, et le service public du développement et de l'exploitation du réseau de distribution d'électricité d'Enedis, organisé de la façon suivante en Île-de-France (hors Paris) :

- ↳ la Direction régionale Île-de-France Ouest (DR IDFO) ;
- ↳ la Direction régionale Île-de-France Est (DR IDFE).

Ces contrôles permettent au concessionnaire et au Sigeif d'offrir un service public de qualité aux communes adhérentes du territoire.

Comment s'est déroulé le contrôle du concessionnaire ?





Patrimoine de la concession

Le Sigeif dispose de l'un des plus importants patrimoines concédés pour la distribution publique d'électricité, avec 9 454 km de réseau et 4 983 postes de transformation au service des 749 378 usagers et 3 334 producteurs. Le développement économique de la Région Île-de-France et la transition énergétique du territoire s'appuient notamment sur ces actifs dont le maintien en condition opérationnel fait l'objet de la plus grande attention du Syndicat.

ANALYSE DES DONNÉES PHYSIQUES

Le réseau de la concession

Au 31 décembre 2023, l'alimentation électrique des 749 378 clients-usagers de la concession est assurée par 44 postes sources HTB/HTA, dont 12 sont situés sur le territoire du Syndicat. Ces ouvrages représentent les points frontières entre le réseau haute tension (HTB), exploité par RTE, et le réseau moyenne tension (HTA) exploité par Enedis. L'inventaire technique de la concession dénombre 629 départs moyenne tension (HTA), qui alimentent 4 983 postes de transformation HTA/BT de distribution publique, pour un linéaire total des réseaux moyenne et basse tensions (HTA et BT), majoritairement souterrains, de près de 87 %.

Réseau moyenne tension (HTA)

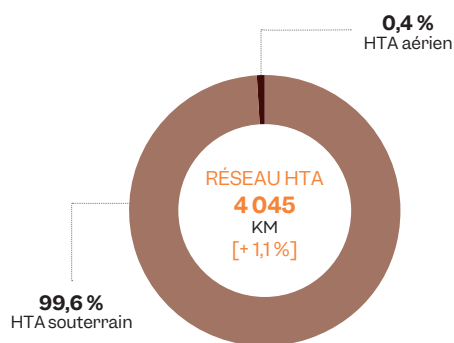
Le réseau moyenne tension (HTA), dont la tension nominale varie de 10 à 20 kV, représente les artères principales de la distribution publique d'électricité. Il est aujourd'hui long de 4 045 km, posés en souterrain à 99,6 %. Les câbles souterrains d'ancienne technologie (non synthétique) et les réseaux aériens implantés en zones boisées constituent des points de fragilité, notamment en cas d'aléas climatiques. Le Sigeif maintient une veille sur ces situations pour s'assurer que les risques sont maîtrisés.

La représentation de la part du souterrain, par département, est illustrée par le graphique P2.

Graphique P1

Répartition du réseau HTA par nature

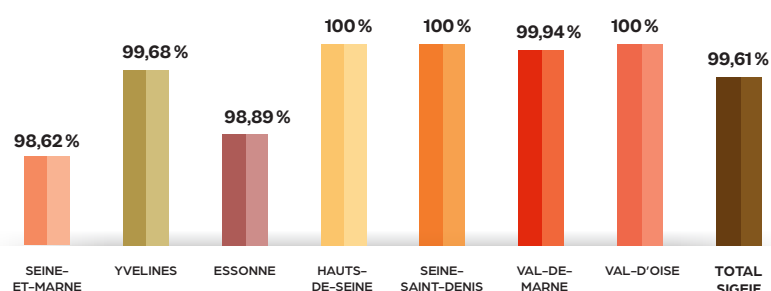
[66 communes]



Graphique P2

Part du réseau souterrain HTA

[par département]



Lignes aériennes HTA

La concession totalise 15,8 km de lignes aériennes HTA (soit une diminution de 512 m, par rapport à 2022) de tension nominale quasi homogène (14,4 km de lignes 20 kV), réparties dans onze communes et cinq départements (voir tableau P1). Cette variation par rapport à 2022 s'explique par la dépose de 311 m de

lignes aériennes sur la commune de Saint-Cyr-l'École et de 201 m sur la commune de Marcoussis, identifiées comme étant incidentogènes, à travers le SDI¹, et dont l'objectif du PPI² 2020-2023 était fixé à 250 m.

La suppression de ces 512 m de lignes aériennes, identifiées comme étant incidentogènes, répond en

partie aux attentes de l'Autorité Concédante.

Elle est en adéquation avec les résultats attendus sur la qualité, puisqu'on observe une diminution notable du nombre d'incidents HTA aux 100 km sur le réseau aérien, par rapport à 2022 (31,6 contre 48,9).

Tableau P1

Réseau HTA aérien

[en M]

					TENSION (EN KV)	NATURE DE L'OUVRAGE		
COMMUNES	2021	2022	2023	ÉCART 2022-2023		TORSADÉ	NU	DONT FAIBLE SECTION
Seine-et-Marne								
Mitry-Mory	4 425	4 425	4 425	0	20	-	4 425	-
Servon	588	588	588	0	20	-	588	-
SOUS-TOTAL SEINE-ET-MARNE	5 013	5 013	5 013	0	-	-	5 013	-
Yvelines								
Fontenay-le-Fleury	1 359	1 359	1 359	0	20	-	1 359	-
Jouy-en-Josas	804	804	804	0	15	-	804	-
Les Loges-en-Josas	637	637	637	0	15	-	637	-
Saint-Cyr-l'École	311	311	0	-311	15	-	-	-
SOUS-TOTAL YVELINES	3 111	3 111	2 800	-311	-	-	2 800	-
Essonne								
Ballainvilliers	196	196	196	0	20	-	196	-
Bièvres	2 112	2 112	2 112	0	20	451	1 661	-
Marcoussis	4 303	4 303	4 102	-201	20	-	4 102	-
Massy	130	130	130	0	20	-	130	-
Nozay	-	-	-	0	20	-	-	-
Saulx-les-Chartreux	1 325	1 325	1 325	0	20	-	1 325	-
SOUS-TOTAL ESSONE	8 066	8 066	7 865	-201	-	-	7 865	-
Hauts-de-Seine								
Saint-Cloud	50	-	-	0				
SOUS-TOTAL HAUTS-DE-SEINE	50	-	-	-				
Val-de-Marne								
Limeil-Brévannes	157	157	157	0	20	157	-	-
SOUS-TOTAL VAL-DE-MARNE	157	157	157	0	-	157	-	-
TOTAL 2023 (base 66 communes)	16 397	16 347	15 835	-512	-	608	15 227	-

¹ SDI : schéma directeur des Investissements.

² Programme pluriannuel d'investissement.

Lignes souterraines HTA

En 2023, la concession totalise un linéaire de 4 029 km de réseau HTA souterrain, +1 % par rapport à 2022. 24,6 % de celui-ci (993 km) sont constitués de câbles à isolation papier imprégné, dits "CPI", d'ancienne technologie (voir [tableau P2](#)). La suppression de ces ouvrages « CPI » représente un levier

majeur du schéma directeur des investissements, car ils constituent des points de fragilité et de risques. La gouvernance partagée avec Enedis, dans le cadre du suivi des PPI, doit contribuer à renforcer et accélérer les renouvellements des câbles d'ancienne technologie.

Tableau P2

Évolution du réseau HTA souterrain

[en M]

COMMUNES	SOUTERRAIN			DONT CPI			TENSION NOMINALE DE SERVICE		
	2021	2022	2023	2021	2022	2023	10 KV	15 KV	20 KV
Seine-et-Marne	357 156	357 866	358 173	73 890	72 580	71 104	-	87 683	270 490
Yvelines	876 787	876 037	884 855	240 694	238 827	234 176	79 679	444 152	361 024
Essonne	689 579	701 462	701 227	129 319	126 767	112 324	-	7 987	693 239
Hauts-de-Seine	615 347	615 523	626 401	215 126	210 196	207 997	190 698	2 203	433 500
Seine-Saint-Denis	1 172 155	1 179 622	1 201 902	311 831	305 666	297 096	-	297 722	904 179
Val-de-Marne	247 758	249 973	250 869	63 523	68 480	68 390	-	-	250 869
Val-d'Oise	5 685	5 685	5 699	2 073	2 073	2 073	-	4 447	1 252
TOTAL (base 66 communes)	3 964 467	3 986 167	4 029 124	1 049 859	1 024 589	993 159	270 377	844 194	2 914 552
ÉVOLUTION 2023/2022			42 956	-1,08 %					

Sur le territoire, le linéaire se compose de :

- ↪ 39,6 km de câbles à ceinture "cuivre" (-1,8% par rapport à 2022), issus de technologies datant de 1920 à 1960,
- ↪ 17,4 km de câbles à ceinture "aluminium" (-1,5% par rapport à 2022), issus de technologies datant de 1946 à 1960,
- ↪ 956,2 km de câbles dits "CPI" installés avant 1980 (-3,2% par rapport à 2022).

Il subsiste encore, dans les données fournies par le concessionnaire, 1 146 mètres de câbles de faibles sections (< ou = à 75 mm²) en cuivre et de technologies obsolètes alimentés en 20 kV. Eu égard à l'incohérence de ces données, le Sigeif saisira son concessionnaire, afin qu'une mise à jour de l'inventaire technique soit engagée pour fiabiliser les données.

Trois niveaux de tension HTA sont utilisés sur le territoire de la concession : 10, 15 et 20 kV.

Un programme de changement de tension est engagé, visant notamment à réduire la part du 10 kV ([tableau P3](#)), qui, en plus d'alimenter les ouvrages les plus anciens, limite les capacités d'accueil des réseaux. À travers le suivi du PPI, l'Autorité Concédante demandera à Enedis que ce programme travaux ne s'éternise pas afin de ne pas retarder la modernisation des réseaux concédés.

Tableau P3

Évolution du linéaire des câbles HTA sous 10 KV

[en M]

	SOUTERRAIN 10 KV			ÉVOLUTION		
COMMUNES	2021	2022	2023	2021/2020	2022/2021	2023/2022
Yvelines						
Carrières-sur-Seine	14 065	14 810	14 829	-4 474	745	19
La Celle-Saint-Cloud	634	634	634	142	-	-
Chatou	25 221	25 232	25 210	85	11	-22
Croissy-sur-Seine	7 832	7 832	7 832	11	-	-
Montesson	12 275	12 275	11 012	-296	-	-1 263
Vélizy-Villacoublay	-	-	-	-1 657	-	-
Le Vésinet	20 162	20 162	20 162	-	-	-
SOUS-TOTAL YVELINES	80 189	80 945	79 679	- 6 189	756	-1 266
Hauts-de-Seine						
Chaville	1 193	1 193	1 193	-5 697	-	-
Garches	23 713	23 594	23 592	259	-119	-2
Marnes-la-Coquette	2 957	2 957	2 957	34	-	-
Meudon	31 462	31 451	31 451	201	-11	-
Rueil-Malmaison	69 565	69 114	68 116	-2 149	-451	-997
Saint-Cloud	32 402	32 373	32 373	264	-29	-
Sèvres	16 539	16 539	16 775	14	-	236
Vaucresson	12 508	11 750	11 807	596	-758	57
Ville-d'Avray	2 412	2 375	2 434	-38	-39	59
SOUS-TOTAL HAUTS-DE-SEINE	192 752	191 345	190 698	-6 517	-1 407	-647
TOTAL SIGEIF	272 941	272 290	270 377	-12 706	-651	-1 914

Analyse des mouvements d'inventaire de faible ampleur

Généralement, certains mouvements d'inventaire sont la conséquence de corrections réalisées par le concessionnaire. Le nombre de communes (au nombre de 6) pour lesquelles une faible variation de linéaire a été enregistrée (arbitrairement fixée par l'Autorité Concédante à plus ou moins 20m) est quasi stable ces trois dernières années.



Postes de transformation HTA/BT de distribution publique

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

En moyenne, 150 clients-usagers sont alimentés par chacun d'entre eux.

Inventaire

La concession compte à ce jour 4 983 postes de distribution publique HTA/BT, et enregistre une augmentation de 1,1 % (+ 56 postes).

Ces données fournies par le fichier OHTA-006 et par le CRAC, diffèrent sensiblement de celles issues du fichier des données patrimoine qui en recense 4 980, principalement répartis comme suit :

↪ 4 852 postes de transformation de distribution publique,

↪ 128 postes de transformation mixtes, de distribution publique et de livraison, plus communément appelés « postes clients ».

Comme pour les années précédentes, l'Autorité Concédante souligne les difficultés à croiser l'ensemble des fichiers communiqués, dans le cadre du contrôle "fichier OHTA-006 pour la base technique", "inventaire des biens localisés et non localisés pour la base

comptable", et "fichier des mises en et hors service". Faute de code invariant commun aux deux bases, il ne lui est pas permis de retrouver les valeurs annoncées dans le CRAC **(voir tableau P4)**.

Face à ces difficultés, le Sigeif a saisi de nouveau le concessionnaire afin d'obtenir un éclairage sur les mises en service et hors service durant l'exercice 2023. Les données communiquées font apparaître une variation de 56 postes, par rapport à 2022 recensés dans le CRAC.

Tableau P4

Inventaire des postes HTA/BT de distribution publique, y compris mixtes

[synthèse]

COMMUNES	CRAC			ÉCART CRAC	MISE EN SERVICE		MISE HORS SERVICE	
	2021	2022	2023	2023/2022	SIG	BASE COMPTABLE	SIG	BASE COMPTABLE
Seine-et-Marne	451	453	458	5	5	5	1	1
Yvelines	1 160	1 186	1 195	8	8	-	4	-
Essonne	771	820	824	3	8	6	3	-
Hauts-de-Seine	725	739	751	11	11	2	3	-
Seine-Saint-Denis	1 384	1 417	1 442	25	21	6	10	1
Val-de-Marne	261	297	300	3	3	1	-	-
Val-d'Oise	12	12	13	1	1	1	-	-
TOTAL (base 66 communes)	4 764	4 924	4 983	56	57	21	21	2

Enfin, les quatre modèles principaux de construction – cabine basse (génie civil traditionnel), en immeuble, urbain portable (préfabriqué) et urbain compact (préfabriqué) – représentent, à eux seuls, plus de 96 % du patrimoine concédé **(voir tableau P5)**. Le Syndicat constate à nouveau l'intégration

des ouvrages provisoires (9 cabines chantiers) dans l'inventaire des ouvrages concédés.

Compte tenu de la réponse formulée les années précédentes sur ces types d'ouvrages, le suivi particulier se poursuit sur l'inventaire de ces

ouvrages *(réponse d'Enedis sur l'exercice 2020 : les cabines chantiers doivent être immobilisées, car elles constituent un ouvrage du réseau public de distribution. Après le chantier, elles sont retirées de l'inventaire et remplacées par un poste HTA-BT définitif « si la nécessité technique l'impose »)*.

Le Sigeif renouvelle sa volonté de faire la distinction entre cabines chantiers (alimentation des moyens nécessaires à l'exécution d'un chantier) et poste provisoire (poste de distribution publique déplacé provisoirement pour les besoins d'un chantier). Dans ce second cas, dès lors que du matériel neuf y est installé, il est entendu que

l'ouvrage peut être immobilisé dans son patrimoine.

L'Autorité Concédante interroge son concessionnaire sur la fiabilisation des données et la localisation des ouvrages, au regard de l'augmentation du nombre de postes DP classé en « non renseigné » (28 contre 20 en 2022).

Tableau P5

Type de postes de transformation HTA/BT de distribution publique, y compris mixtes

	CB	IM	UP	UC	EN	UIE	CH	RS	H61	CC	NR	RC	SA	SB	DI	CS	PO	TOTAL (données OHTA-006)	TOTAL (données CRAC)	TOTAL (données patrimoine 29/04/2024)
Seine-et-Marne	182	95	164	8	-	-	1	2	1	1	-	-	2	2	-	-	-	458	458	458
Yvelines	601	398	119	34	15	9	4	3	1	1	8	-	1	1	-	-	-	1 195	1 195	1 195
Essonne	414	176	157	22	1	1	11	11	12	-	6	5	2	4	-	1	1	824	824	823
Hauts-de-Seine	285	372	49	15	10	1	1	-	-	4	10	1	-	-	3	-	-	751	751	750
Seine-Saint-Denis	610	425	280	83	10	24	4	-	-	1	3	-	-	-	2	-	-	1 442	1 442	1 441
Val-de-Marne	137	53	74	30	-	-	-	-	-	2	-	-	-	-	4	-	-	300	300	300
Val-d'Oise	8	2	-	2	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	13	13	13
TOTAL (base 66 communes)	2 237	1 521	843	194	36	35	21	9	21	16	21	16	5	7	9	1	1	4 983	4 983	4 980

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

NB : un transformateur sur poteau installé à Champlan (91), bien que non équipé d'un H61, est classé par cohérence technique dans cette même colonne.

Puissance installée

Si, généralement, il est installé un transformateur par poste, pour 426 d'entre eux, la densité des zones desservies conduit à en installer de deux à cinq : on dénombre 5457 transformateurs HTA/BT qui équipent les postes de distribution publique de la concession. Les prescriptions des nouvelles règles de construction des postes de distribution publique, selon Enedis, interdisent l'installation de plusieurs transformateurs dans la même enceinte. L'Autorité Concédante poursuit ses investigations sur cette interdiction annoncée par le concessionnaire, puisque cette disposition nécessite que son application

réglementaire soit approuvée par un amendement des anciennes dispositions (la norme NFC 11-201).

La puissance totale installée sur la concession du Sigeif est de 2886 MVA (+2 %, par rapport à 2022), soit une puissance moyenne de 579 kVA par poste de transformation et de 529 kVA par transformateur HTA/BT.

Âge moyen et analyse

L'âge moyen des postes de transformation HTA/BT de distribution publique pour l'exercice 2023 est de 41 ans, contre 40,5 ans en 2022 (quasi stable sur ces trois dernières années), pour une durée d'amortissement de :

- ↪ 30 ans pour les transformateurs HTA/BT ;
- ↪ 40 ans pour l'appareillage électrique (tableau HTA, tableau BT...) ;
- ↪ 45 ans pour le génie civil.

Au cours de l'analyse des données communiquées dans le fichier OHTA-006, on dénombre 2 383 postes HTA/BT âgés d'au moins 45 ans. Sur les départements des Yvelines et des Hauts-de-Seine, le pourcentage d'ouvrages dont l'âge est supérieur ou égal à 45 ans est respectivement de 59 % et 60 %. Une veille particulière sur les programmes d'investissement, pour le renouvellement des postes HTA/BT, sera mise en place dans le suivi du PPI.

Réseau basse tension (BT)

Le réseau basse tension (BT), qui se situe en aval des postes de distribution publique, est alimenté par une tension de 230 et 400 volts, qui sera utilisée jusqu'aux installations terminales des clients. Il a la particularité d'être répertorié par tronçon homogène localisé au plus près des usagers.

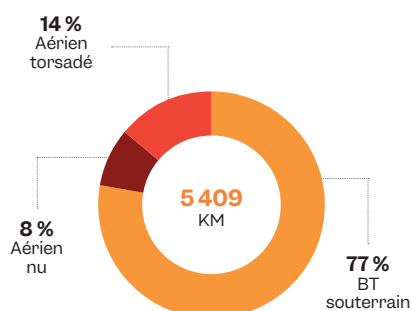
La part des réseaux aériens BT nus et torsadés diminue grâce à la volonté des communes et du Syndicat d'effacer ces lignes datées et parfois disgracieuses.

La dynamique d'enfouissement des réseaux aériens BT nus et torsadés observée ces dernières années

se poursuit sur le territoire de la concession. Dans le cadre de la négociation de la nouvelle convention, article 8, le Syndicat a milité pour renforcer les ressources, afin d'avoir la capacité de répondre favorablement aux demandes de ses collectivités membres.

Graphique P3

Répartition du réseau BT



Répartition du réseau BT par nature

Le linéaire de réseau basse tension (BT) s'étend sur 5 409 km.

Il est composé de :

- ↪ 4 178 km de canalisations souterraines (77,2 %) ;
- ↪ 455 km de lignes aériennes en conducteurs nus (8,4 %) ;
- ↪ 776 km de lignes aériennes en conducteurs isolés torsadés (14,4 %).

Tableau P6

Évolution du réseau souterrain BT

[en M]

		RÉSEAU SOUTERRAIN BT				
DÉPARTEMENT		TOTAL SOUTERRAIN	ALUMINIUM	CUIVRE	CÂBLE ANCIENNE TECHNOLOGIE	CÂBLE SYNTHÉTIQUE
2023	Seine-et-Marne	345 860	330 064	15 796	36 995	309 782
	Yvelines	1 119 044	1 023 314	95 730	456 687	656 518
	Essonne	680 393	641 287	39 106	185 814	493 936
	Hauts-de-Seine	684 490	613 676	70 814	195 034	482 043
	Seine-Saint-Denis	1 023 319	938 008	85 311	324 640	702 237
	Val-de-Marne	313 134	305 827	7 307	80 672	232 554
	Val-d'Oise	11 359	10 980	379	4 442	7 557
	TOTAL (base 66 communes)	4 177 599	3 863 156	314 443	1 284 284	2 884 627
2022	Seine-et-Marne	340 651	324 843	15 808	37 134	303 517
	Yvelines	1 104 905	1 006 946	97 959	461 230	631 347
	Essonne	669 173	630 064	39 109	180 288	457 322
	Hauts-de-Seine	673 735	600 879	72 856	203 758	469 977
	Seine-Saint-Denis	1 003 074	915 175	87 899	331 944	671 130
	Val-de-Marne	280 733	300 958	10 115	76 378	204 355
	Val-d'Oise	11 284	10 905	379	4 442	6 842
	TOTAL	4 083 555	3 789 770	324 125	1 295 174	2 744 490
VARIATION 2023/2022 (base 66 communes)		2,3 %	1,9 %	-3 %	-0,8 %	5,1 %

Tableau P7

Évolution du réseau aérien BT

[en M]

DÉPARTEMENT		TOTAL AÉRIEN	RÉSEAU AÉRIEN BT						
			AÉRIEN NU				AÉRIEN TORSADÉ		
			TOTAL	ALU	CU	DONT FAIBLE SECTION	TOTAL	ALU	CU
2023	Seine-et-Marne	156 656	44 771	-	44 771	474	111 885	111 885	-
	Yvelines	191 679	68 171	1 186	66 985	878	123 508	123 418	90
	Essonne	183 463	76 670	3 867	72 803	126	106 793	106 138	655
	Hauts-de-Seine	62 008	18 407	377	18 030	698	43 601	43 415	186
	Seine-Saint-Denis	571 445	222 379	939	221 440	357	349 066	348 721	345
	Val-de-Marne	64 202	24 491	97	24 394	-	39 711	39 711	-
	Val-d'Oise	2 000	315	-	315	-	1 685	1 685	-
	TOTAL (base 66 communes)	1 231 453	455 204	6 466	446 419	2 533	776 249	774 973	1 276
2022	Seine-et-Marne	159 498	49 026	59	48 967	666	108 525	108 525	-
	Yvelines	197 536	92 276	3 548	88 728	1 669	107 207	107 071	136
	Essonne	186 445	87 215	4 188	83 027	404	99 230	98 517	713
	Hauts-de-Seine	65 426	26 090	1 159	24 931	1 868	39 336	39 150	186
	Seine-Saint-Denis	577 769	240 552	3 539	237 013	904	337 217	336 692	525
	Val-de-Marne	69 060	31 551	883	30 668	-	37 509	37 509	-
	Val-d'Oise	2 000	315	-	315	-	1 685	1 685	-
	TOTAL	1 257 734	527 025	13 376	513 649	5 511	730 709	729 149	1 560
VARIATION 2023/2022 (base 66 communes)		-2,5%	-14,1%	-51,7%	-13,1%	-54 %	5,8%	5,9%	-18,2%

Âge du réseau BT

(Voir cartes « Âge moyen du réseau basse tension »)

Au 31 décembre 2023, l'âge moyen du réseau basse tension de la concession, issue du SIG, se maintient, comme pour les deux années précédentes, à 42 ans. Si le ralentissement du vieillissement des ouvrages est source d'optimisme pour l'Autorité Concédante, cette dernière souhaite, à travers les objectifs du schéma directeur des investissements, que le concessionnaire tienne ses

engagements en réalisant les travaux d'investissements nécessaires, dans le cadre du renouvellement des ouvrages d'anciennes technologies. Une veille particulière sera apportée au renouvellement des ouvrages incidentogènes, afin que le résultat ne repose pas uniquement sur la contribution des communes adhérentes et du Syndicat à moderniser leurs réseaux, à travers les opérations d'enfouissement. La répartition par décennie et par commune du linéaire des lignes et des canalisations BT (sources SIG et fichiers comptables) figure en annexe du présent rapport.

Totalisant 1 980 km, soit 37 % du linéaire de la concession, contre 2 053 km l'année précédente, les ouvrages de plus de cinquante ans se répartissent de la façon suivante (voir tableau P8) :

- ↪ 62 % pour les canalisations souterraines,
- ↪ 19 % pour les lignes aériennes nues,
- ↪ 19 % pour les lignes aériennes torsadées.

Tableau P8

Répartition par décennie du réseau BT

[en M]

	TOTAL	AÉRIEN NU	AÉRIEN TORSADÉ	SOUTERRAIN
< 11 ans	665 788	0	19 109	646 679
de 11 à 20 ans	600 970	243	24 375	576 352
de 21 à 30 ans	787 969	7 869	130 807	649 293
de 31 à 40 ans	1 174 610	67 968	183 555	923 087
Entre 1973 et 1982	199 680	12 016	36 365	151 299
Avant 1973	1 980 035	367 108	382 038	1 230 889
TOTAL (base 66 communes)	5 409 052	455 204	776 249	4 177 599

Dans le but de faciliter tout rapprochement ultérieur des fichiers du SIG (ex-GDO) avec les fichiers comptables, le rapport de synthèse de la mission des commissaires aux comptes en 2003 avait recommandé à EDF (concessionnaire, à l'époque) la fiabilisation progressive de l'attribut datation.

Ces recommandations sont reprises, d'autant que, lors de sa présentation à la commission de suivi du cahier des charges réunie le 15 novembre 2002, le concessionnaire avait exposé le but de cet inventaire (cf. rapport de contrôle 2010, p. 20).

La décision arbitraire du concessionnaire de renseigner le champ "date de pose" par "1946" (voir tableau P9) concerne plus de 1 543 km ; soit un travail de fiabilisation des données pour environ 60 km de linéaire de réseau BT.

Enfin, comme chaque année, le Sigeif souligne l'arrêt, en 1976, de la construction des réseaux aériens BT en conducteurs nus, au profit des conducteurs isolés torsadés. En conséquence, et dans la continuité des années précédentes, il encourage donc le concessionnaire à poursuivre l'ajustement du SIG, notamment en

ce qui concerne la partie "réseau nu" postérieure à 1976 (environ 86 km à périmètre constant, contre environ 108 km en 2022) et le torsadé alu antérieur à 1960 (324 km, contre 331 km en 2022), soit un linéaire total aérien de près de 30 km qui a été fiabilisé. Si cette accélération répond au souhait de l'Autorité Concédante, la mise à jour de l'inventaire technique ne devrait pas s'étendre sur plusieurs années, afin que le Syndicat puisse disposer d'un inventaire exhaustif de son patrimoine réel, tant sur l'aspect technique que comptable.

Tableau P9
Typologie de réseau daté de 1946

	ALUMINIUM	CUIVRE	TOTAL
Aérien nu	3 667	297 130	300 797
Aérien torsadé	321 877	587	322 464
Souterrain	759 440	160 522	919 962
TOTAL 2023 (base 66 communes)	1 084 984	458 239	1 543 223
TOTAL 2022 (base 66 communes)	1 098 482	505 307	1 603 889

Réseau aérien BT

(Voir carte « Réseau électrique aérien basse tension » et graphique P4)

La carte du réseau électrique aérien basse tension illustre la part des lignes aériennes en conducteurs en cuivre nu, construite pour les plus récentes au début des années 1980.

En 2023 on relève un linéaire long de 455 km sur le territoire de la concession, dont environ 2,6 km sont répertoriés comme "faible section", constituant une zone de fragilité des ouvrages aériens, contre 5,5 km en 2022. Soit une diminution de 53 %.

Par rapport à 2022, les mouvements d'inventaire du réseau aérien nu et torsadé sont respectivement de -72 km et +46 km, soit -La livraison est prévue le 26/06. 13,6 % et +6,2 %. Ces mouvements s'expliquent en grande partie par les actions de fiabilisation entreprises par le concessionnaire.

Plus du tiers du réseau basse tension (BT), 36,6 % des 5 409 km qui le constituent, a plus de 50 ans. Cette part s'élève à 80,6 % en ce qui

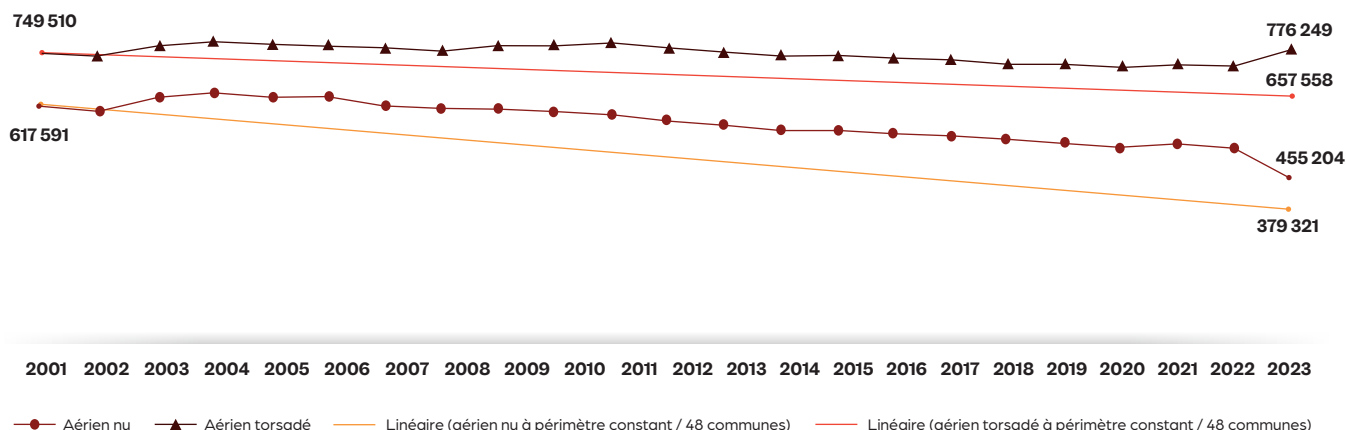
concerne spécifiquement le réseau en aérien nu. Entre 2022 et 2023, le volume du réseau aérien nu a fortement chuté, soit une baisse de 13,6 %. Celui de la totalité du réseau aérien BT de plus de 50 ans a diminué d'environ 7 %. La part du réseau aérien sur le territoire est d'environ 38 %.

À la maille de la concession, les éléments transmis pour l'année 2023 montrent une longueur totale de plus de 322 km de câbles aériens torsadés, de sections variables, censés avoir été installés en 1946. Cela représente 42 % des 776 km de longueur totale de ce même type de canalisation. L'Autorité Concédante constate une légère réduction du linéaire présent dans les fichiers transmis par le concessionnaire. Ce résultat laisse à penser que sa demande en matière de fiabilisation des données a été entendue et que le concessionnaire a engagé des actions de mise à jour de l'inventaire technique de

« Toutefois, le Sigeif continuera à mener une veille sur l'évolution de son patrimoine, et souhaite que l'inventaire des données soit définitivement fiabilisé. »

Évolution du réseau aérien BT

[en M]



Comme en 2022, il convient d'observer dans le **tableau P9** une diminution d'environ 42 km de réseaux censés avoir été posés au cours de l'année 1946.

Cette réduction s'explique soit par la suppression effective de

ces derniers, soit par la mise à jour partielle des bases de données. En effet, certains types de réseaux recensés en 1946 paraissent incompatibles avec les technologies de cette époque, qu'il s'agisse de réseaux souterrains ou aériens.

Réseau souterrain BT

Le réseau souterrain, long de 4 178 km (+1,5%, par rapport à l'exercice précédent), allie esthétique et sûreté de la desserte électrique. S'il peut être considéré comme la technique la plus robuste, nous pouvons souligner la vétusté d'une partie de celui-ci, illustrée par la nature d'anciennes technologies toujours en exploitation.

Les informations transmises par Enedis en 2023 ont permis d'en recenser une partie :

- ➔ **Câbles à ceinture cuivre :**
3 km (2%), datant des années 1920 à 1971.
- ➔ **Câbles à ceinture aluminium**
133 km (3,2%), datant des années 1946 à 1971.
- ➔ **Câbles à neutre périphérique**
148,5 km (3,6%), datant des années 1967 à 1980.

Le patrimoine constitué par les technologies les plus anciennes est en légère diminution en 2023 par rapport à 2022. On dénombre environ 920 km de câbles posés ou censés avoir été posés en 1946, ce qui porte à 1 284 km (soit un peu moins d'un tiers du réseau souterrain « 31 % ») le linéaire de câbles nécessitant une attention particulière en raison de l'année de pose et de la technologie relevée. Il demeure un doute sur la cohérence entre la date de pose, en 1946 de certains des ouvrages et la technologie de ces ouvrages.

L'Autorité Concédante estime que le renouvellement de ces ouvrages qui, pour un grand nombre, conjugent une part d'obsolescence technologique associée à un dimensionnement susceptible de ne pas répondre aux nouvelles demandes exige des investissements conséquents et une dynamique nouvelle.



CONTRÔLES CIBLÉS DES MOUVEMENTS DU PATRIMOINE TECHNIQUE

L'inventaire technique des ouvrages, support indispensable à la connaissance du patrimoine concédé, repose sur des données communiquées dans le cadre du contrôle pour lesquelles les variations de linéaire de réseaux d'un exercice à l'autre nécessitent, pour être comprises, des « zooms » particuliers.

C'est à ce titre que deux audits ont été réalisés en 2024, l'un à la DR Île-de-France Ouest le 10 octobre, et l'autre à la DR Île-de-France Est le 1^{er} octobre, à partir d'un échantillon fixé par l'Autorité Concédante, portant sur les mouvements ayant généré une variation de linéaire de réseaux de plus de 1 km, tant en HTA qu'en BT, et des mouvements inférieurs ou égaux à 20 m en HTA.

Ce contrôle permet au Sigeif de suivre l'inventaire technique de son patrimoine et aux services du concessionnaire d'affiner et de fiabiliser, au besoin, leur système d'information géographique.

Les différents mouvements de linéaires de réseaux HTA et BT

(Annexe 2 « Variation patrimoine »)

Les mouvements issus de l'échantillon des communes auditées représentent une variation de linéaire de réseau (de près de 48 km de lignes HTA et un peu plus de 43 km de lignes BT, pour

les longueurs > 1 km et de 50 m pour les longueurs de lignes HTA < 20 m). Ils sont classés selon trois items :

- les mouvements justifiés par des travaux,
- les mouvements dits « fiabilisation de la base de données ou encore recalage des bases »,
- les mouvements non justifiés.

Les résultats des audits seront communiqués ultérieurement en raison des écarts entre les données

ayant servi à constituer l'échantillon des communes et les données présentées au cours des audits, transmises par le concessionnaire le 29 avril 2024, et celles transmises dans la restitution qui nous a été remise le 24 octobre 2024.

Toutefois, une analyse partielle met en évidence un linéaire de près de 13 km en valeur absolue, pour les mouvements générés par des actions de fiabilisation, de recalage de base et de mise à jour de la cartographie.

455 km réseau aérien nu basse tension

Quelques indicateurs sur le réseau aérien BT

Sur le territoire du Sigeif :

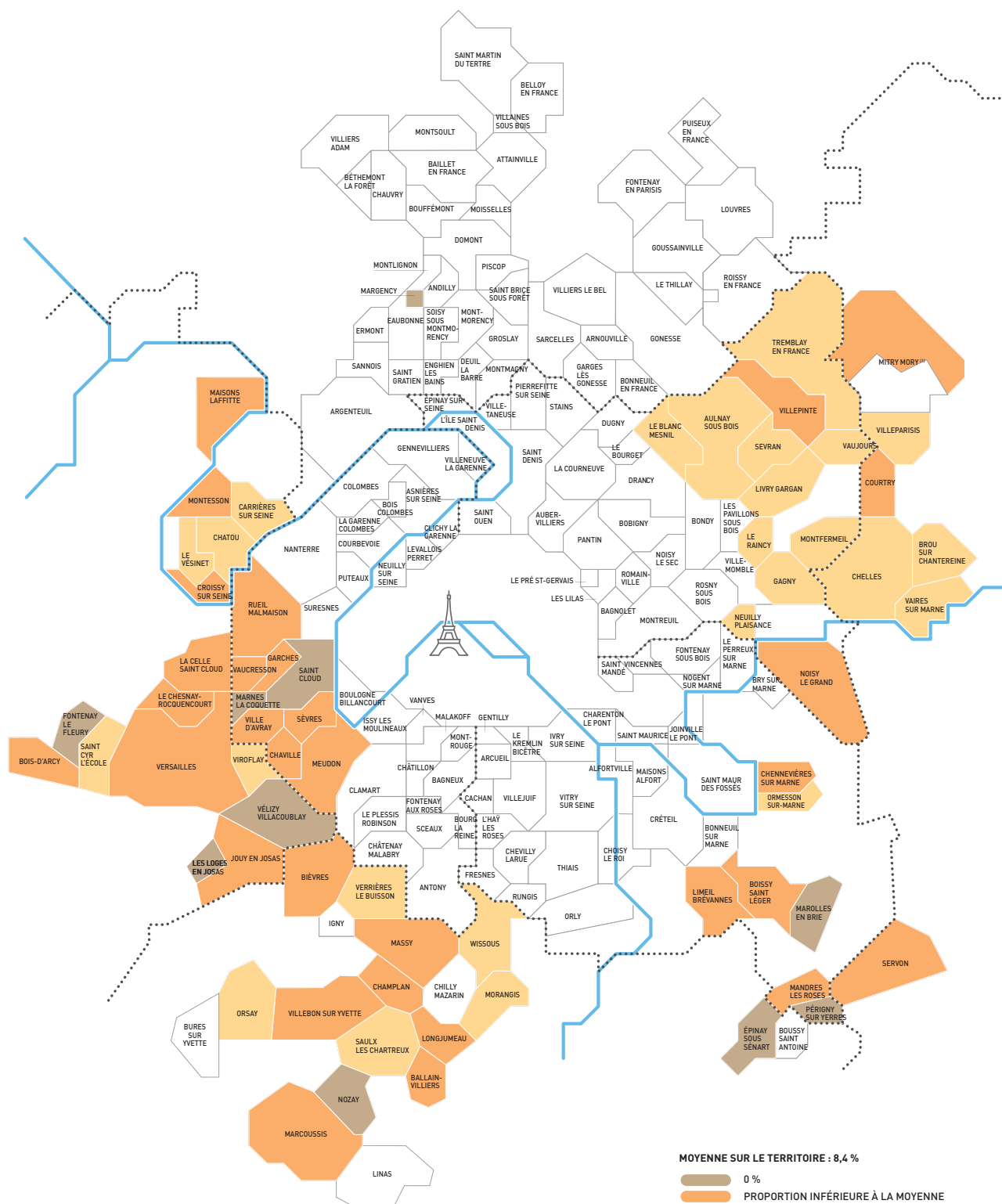
➔ Réseau aérien : 22,8 %

➔ Réseau aérien nu : 8,4 %

Au niveau national :

➔ Réseau aérien : 45 %

➔ Réseau aérien nu : 5,6 %

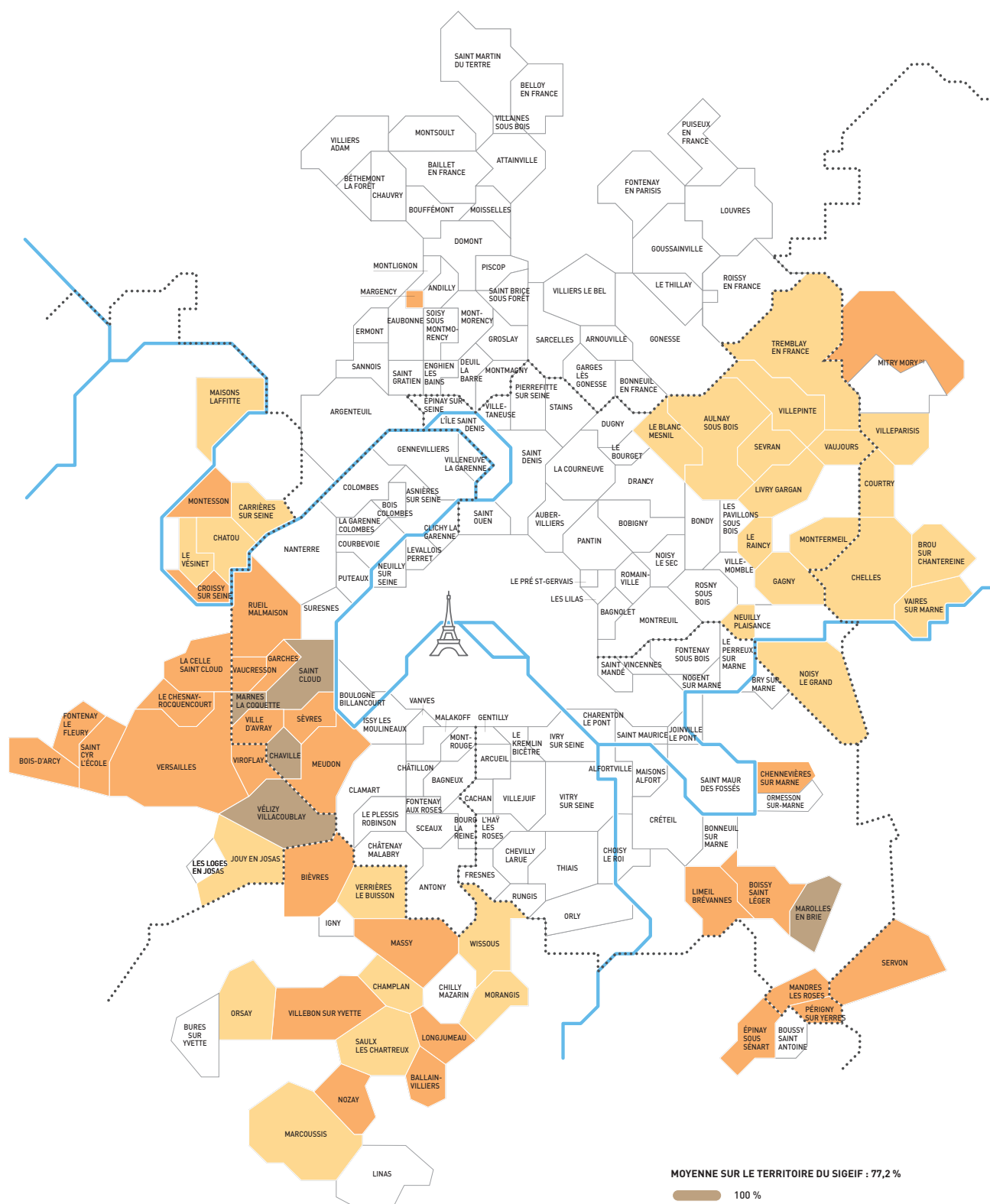


(1) Est exclue la partie du territoire de Mitry-Mory exploitée par la régie municipale.

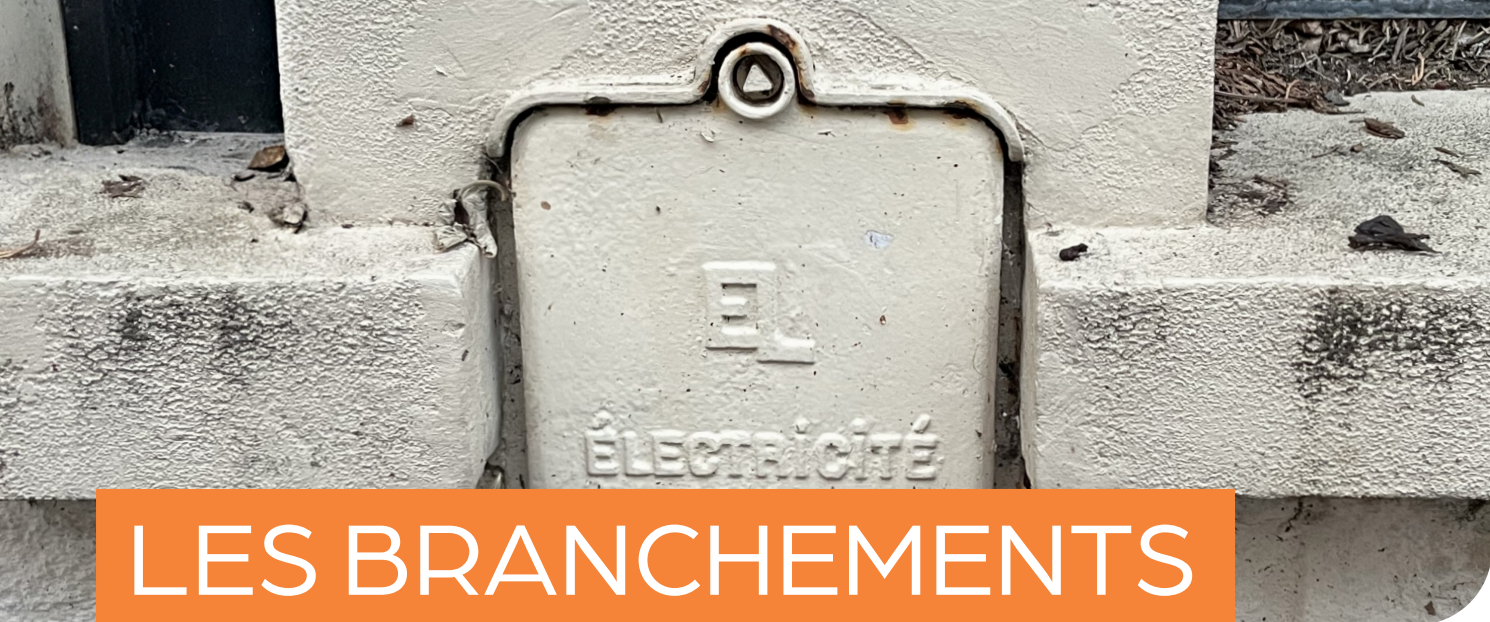
4178 km réseau souterrain basse tension

77,2% du réseau basse tension du Syndicat sont construits en souterrain.

Cette technique est considérée, aujourd'hui, comme la plus robuste.



(1) Est exclue la partie du territoire de Mitry-Mory exploitée par la régie municipale.

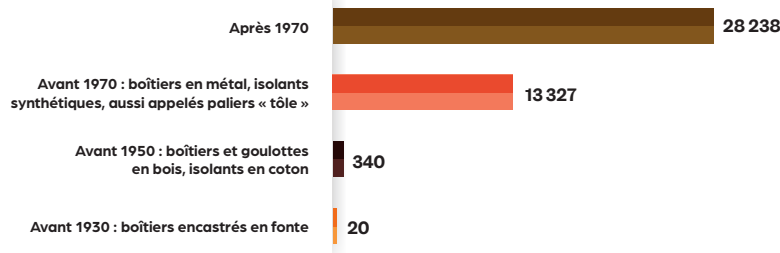


LES BRANCHEMENTS DE LA CONCESSION

Sur la concession, le nombre de points de livraison issus de branchements individuels ou collectifs augmente de 1,3 %, par rapport à 2022, et s'établit à 749 378.

Branchements collectifs

Graphique P5
Nombre de branchements
[colonnes montantes]



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

L'article 176 de la loi ELAN a clarifié le régime de propriété de ces ouvrages, en précisant que les colonnes montantes desservant les immeubles d'habitation relèvent de la concession, sauf si les propriétaires ont explicitement refusé le transfert de propriété avant l'expiration d'un délai de deux ans à compter du 23 novembre 2018, date de promulgation de la loi. À l'expiration du délai en 2020, nous avons constaté 24 revendications de propriété, tandis que la majorité des ouvrages avaient basculé en concession.

Depuis, chaque année l'Autorité Concédante enregistre une hausse

constante des ouvrages collectifs en concession.

Ainsi sont dénombrés sur le territoire de la concession 41 925 ouvrages collectifs de branchement (OCB), contre 41 092 en 2022, soit une augmentation de plus de 2 %, par rapport à 2022.

Selon la nature des matériaux et des matériels qui la composent, la colonne montante peut être répertoriée suivant plusieurs paliers technologiques, dont les plus « incidentogènes » relèvent des constructions datant de :

- ➔ **avant 1930** : coffrets encastrés en fonte ;
- ➔ **avant 1950** : coffrets fonte et tôle et goulottes en bois, isolants en coton ;
- ➔ **avant 1970** : coffrets en métal, isolants synthétiques, aussi appelés paliers « tôle ».

Colonnes montantes **mises en service en 1930** : 20 (10 communes concernées dans les départements de la Seine-

et-Marne, des Yvelines, des Hauts-de-Seine et de la Seine-Saint-Denis)

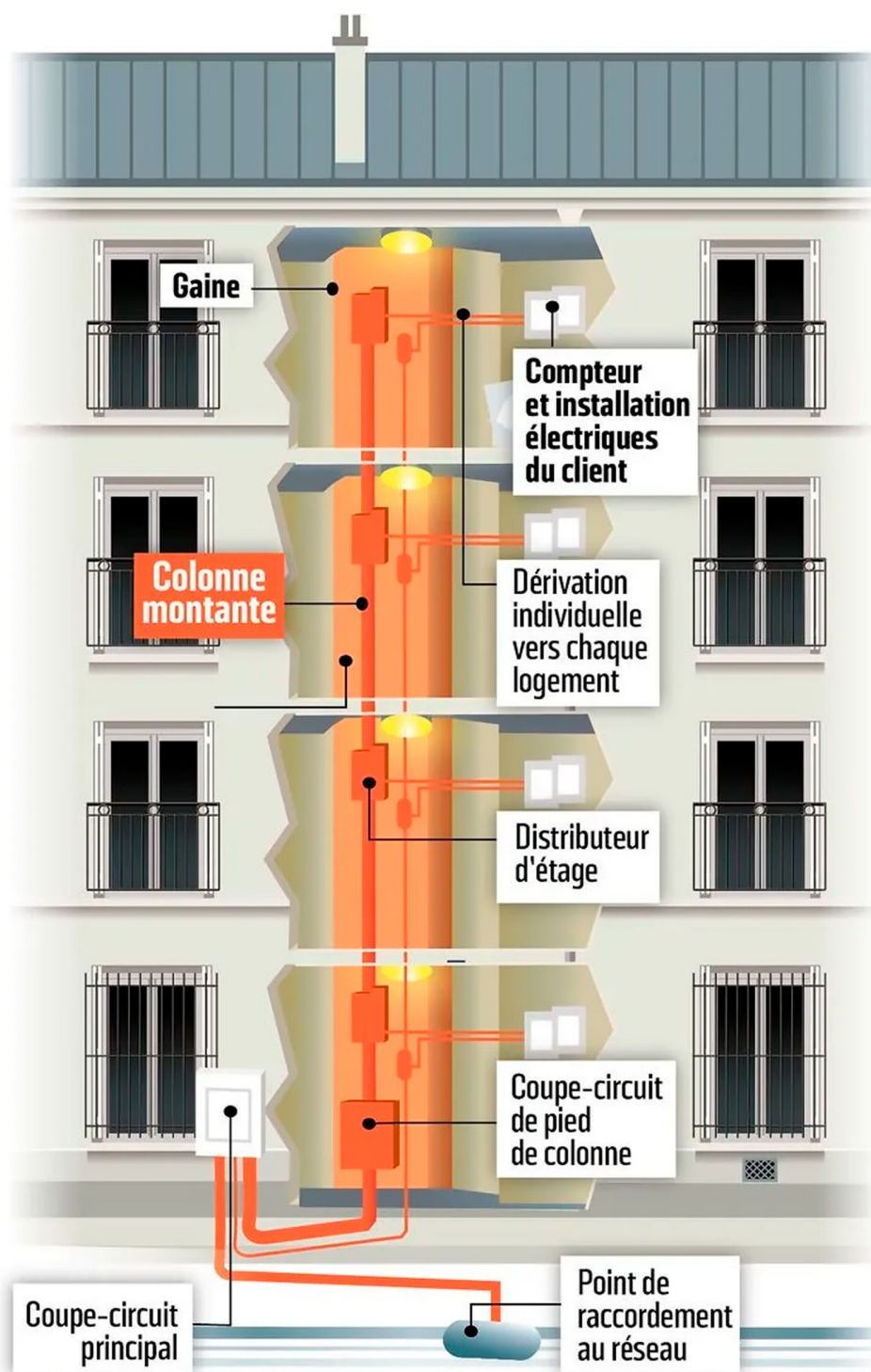
Colonnes montantes **mises en service avant 1950** : 340 ;

Colonnes montantes **mises en service avant 1970** : 13 327 ;

Colonnes montantes **mises en service après 1970** : 28 238.

Les chiffres évoluent ainsi avec +5 ouvrages construits avant 1950, ou -22 ouvrages construits avant 1970 ; il apparaît raisonnable, du point de vue du Sigeif, d'en déduire qu'il s'agit de mises à jour de données inconnues jusqu'alors. À la lecture du fichier « inventaire technique colonnes montantes », par date des ouvrages construits après 1970, il y a 441 « mises en exploitation » de colonnes montantes en 2023. L'Autorité Concédante saisira le concessionnaire pour un éclairage sur les mouvements patrimoniaux de ce type d'ouvrage, eu égard à l'accroissement des ouvrages construits après 1970, s'élevant à 850, par rapport à 2022.

Schéma des colonnes montantes



D

epuis 2021, le Sigeif a pris l'initiative d'engager des visites techniques des colonnes électriques de la concession.

Complétant les inventaires qu'ont entrepris de réaliser les concessionnaires GRDF et Enedis, le Syndicat a souhaité accompagner cette démarche rendue nécessaire par les évolutions législatives (loi ELAN), et par l'intégration dans la concession de la totalité des branchements collectifs (à l'exception de demandes formulées par les propriétaires, cas très peu rencontrés). Cette démarche volontariste revêt plusieurs objectifs :

- ➔ **Approfondir la connaissance du patrimoine du Syndicat ;**
- ➔ **Parfaire la complétude des bases de données des deux distributeurs (types de matériels, datation, état général) ;**
- ➔ **Relever les écarts et les situations à risque et les faire corriger ;**
- ➔ **Partager l'ensemble des informations collectées avec Enedis et GRDF, aidant ainsi à alimenter leurs programmes travaux respectifs ;**

➔ Sensibiliser les syndics et les bailleurs à leur responsabilité pour les installations liées au bâti des immeubles.

Le programme débuté en 2021 s'est poursuivi jusqu'en 2024, atteignant le nombre tout à fait conséquent de 526 rapports produits sur les territoires de 16 communes de la concession.

Une grille d'analyse a été créée permettant de déterminer la criticité de la situation rencontrée de U0 (sécurité des tiers) à U3 (proposition d'amélioration de l'ouvrage), en indiquant précisément la localisation de l'écart constaté.

Ces rapports établis permettent de relever les situations d'anomalies récurrentes très majoritairement sans risque pour les personnes et les biens, certaines méritant toutefois une attention particulière pouvant nécessiter le renouvellement de l'ouvrage, d'autres encore imposant une intervention immédiate des concessionnaires. Dans ce cadre, un circuit de prévenance et de retour d'information est institué entre les acteurs.

En effectuant des inspections ciblées, par zones bien identifiées, il sera possible d'intégrer les rapports de visites à notre cartographie qui permettra de disposer d'informations utiles à la maille d'un quartier ou d'une commune. Le concessionnaire pourra de son côté tirer de ces données de quoi opérer des choix pertinents de suivi ou de rénovation.

L'immense majorité des cas indique des ouvrages qui ne présentent aucun écart susceptible d'empêcher leur exploitation dans les conditions de sécurité requises.

« Un nouveau marché public prévoyant 600 nouvelles visites est lancé au début de l'année 2024. »

Bilan des ouvrages électriques

- ➔ **526 rapports de visites produits ;**
- ➔ **1 016 situations relevées avec écart ;**
- ➔ **1 012 constats de criticités.**

16 communes des 7 départements où rayonne le Sigeif ont été visitées. 39 % de ces enquêtes ont été réalisées à Meudon, Longjumeau et Maisons-Laffitte, et représentent 35 % des écarts.

À deux exceptions près (Ormesson-sur-Marne et Croissy-sur-Seine), au moins un écart a été trouvé lors de chacune de ces inspections. Dans quelques villes (Aulnay-sous-Bois, Épinay-sous-Sénart, Saint-Cloud), **ce sont presque 3 situations en anomalies qui ont été détectées en moyenne par visite.**

Tableau P10

DÉPARTEMENTS	COMMUNES	NOMBRE DE RAPPORTS PRODUITS	ÉCARTS CONSTATÉS
93	Aulnay-sous-Bois	25	67
77	Chelles	25	62
78	Croissy-sur-Seine	37	12
91	Épinay-sous-Sénart	51	136
94	Limeil-Brévannes	24	47
93	Livry-Gargan	25	68
91	Longjumeau	75	137
78	Maisons-Laffitte	55	78
95	Margency	12	23
91	Massy	35	42
92	Meudon	75	143
94	Ormesson-sur-Marne	3	0
92	Rueil-Malmaison	21	56
92	Saint-Cloud	1	3
93	Tremblay-en-France	20	23
78	Versailles	42	119
		526	1 016

À noter que 5 écarts constatés n'ont finalement pas été comptabilisés.

Détail des anomalies

	TYPES D'ÉCARTS	REPÈRES	1 007	
CCPC ³	Positionnement CCPC	A3	2	0,2%
	Accessibilité	A4	138	13,7%
	Accès pour l'opérateur	A5	1	0,1%
	État de conservation	A6	8	0,8%
Liaison CCPC au 1 ^{er} distributeur	État de conservation	C2	3	0,3%
Gaine de la colonne électrique	Maintien de la porte fermée	D2	7	0,7%
	Largeur de la gaine	D3	1	0,1%
	Seuil de propreté	D7	26	2,6%
	Obturation des réservations	D9	135	13,4%
	Passage du plancher réservé exclusivement aux canalisations de la colonne électrique	D10	19	1,9%
	Propreté	D11	161	16%
	Éclairage	D12	10	1%
	Présence des seuls ouvrages de la colonne électrique	D13	55	5,5%
	État de conservation	D17	68	6,8%
Colonne électrique	État de conservation	E2	1	0,1%
Distributeur à CCPI ⁴	Distributeurs maintenus fermés	F3	97	9,6%
	État des fixations des câbles	F4	26	2,6%
	État de conservation	F5	49	4,9%
	Repérage	F6	103	10,2%
Dérivation individuelle	Repérage des PDL	G4	89	8,8%
	État de conservation	G5	8	0,8%

Les colonnes électriques, dans leur acception générale, sont constituées de 6 éléments (depuis le coupe circuit principal collectif jusqu'à la dérivation individuelle) où, pour chacun d'entre eux, sont déclinées des typologies d'écarts.

21 d'entre elles ont été relevées lors des visites, depuis l'accès sécurisé pour l'opérateur du concessionnaire (0,1% des cas) à la propreté de la gaine de la colonne électrique (16% des cas). Cet item particulier, au-delà de la

seule propreté, recouvre une question de sécurité : en effet, l'encombrement dû à des produits ou des objets potentiellement inflammables en cas de court-circuit et de départ d'incendie, doit être empêché. Vient ensuite l'accessibilité aux ouvrages, avec 13,7% (l'accès permanent aux installations pour les techniciens d'Enedis n'est pas maintenu), et la non-obturation des réservations (les trémies ou les planchers ne sont pas bouchés, pouvant en cas d'incendie, accélérer la propagation du feu

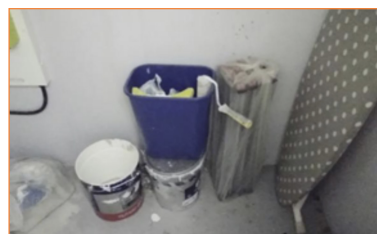
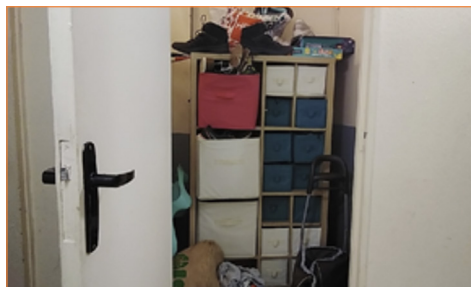
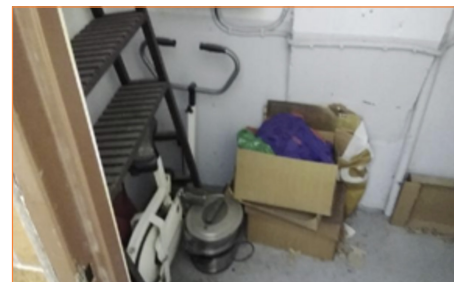
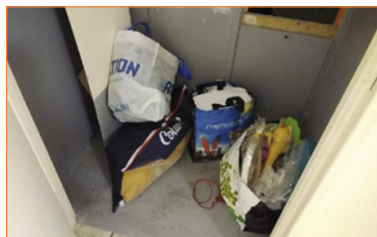
et des fumées dans les étages), avec 13,4%.

En ce qui concerne les repères F6 et G4 (**10,2% et 8,8%, cf. tableau P11**), bien que distincts parce qu'ils touchent deux éléments de la colonne, ils relèvent d'une seule et même problématique, qui est le repérage des installations (chaque liaison est repérée à chacune des extrémités ainsi qu'au bas de chacune des portes palières). Ils constituent en conséquence un point de fiabilité et de sécurité importante.

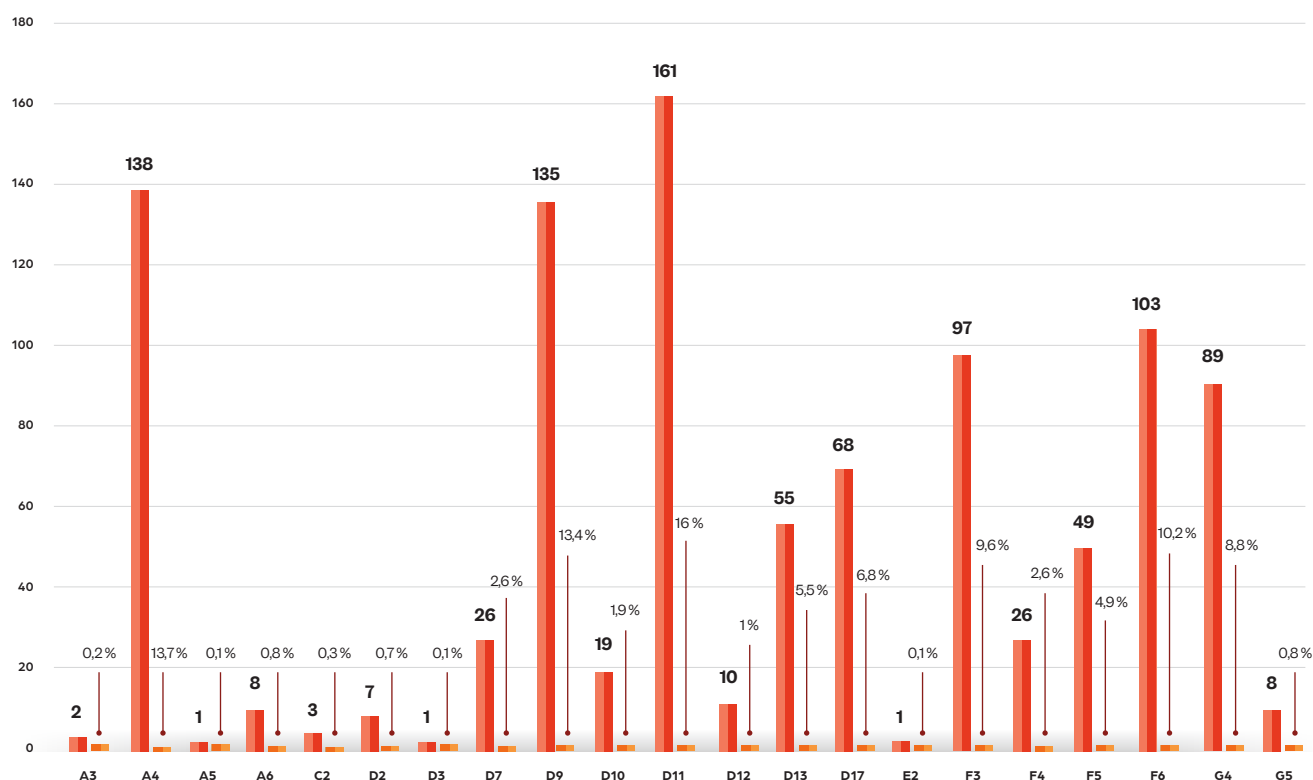
³ Coupe circuit principal collectif

⁴ Coupe circuit principal individuel

Quelques exemples d'encombrement de gaines de colonnes électriques



Graphique P6
1007 écarts



Il convient de distinguer les responsabilités dans l'entretien et le maintien en condition opérationnelle de ces ouvrages.
Si tout ce qui a trait strictement à l'exploitation de l'énergie électrique

relève de celle du concessionnaire, le bâti, le génie civil, les menuiseries et les huisseries relèvent pour leur part, du gestionnaire de l'immeuble. Il convient de lui signifier les écarts afin qu'il les corrige.

Cela constitue cependant une difficulté puisqu'il faut identifier le gestionnaire en premier lieu et, ensuite, qu'il reconnaisse et accepte la prise en charge des travaux qui lui incombent.

Criticités

1 012 relevés de criticités. Ils se décomposent comme suit :

Tableau P12

		1 012	%
Sécurité des tiers	U0	36	3,56 %
Obsolescence du matériel	U1	8	0,79 %
Dangerosité ou vétusté	U2	146	14,43 %
Amélioration	U3	822	81,23 %

Un peu plus de 8 constats sur 10 sont recensés en U3, amélioration de l'installation. Il faut entendre, à travers ce repère, les situations représentées par des écarts qui ne mettent pas en cause, directement, la sécurité des personnes et des biens. Ils constituent un éclairage intéressant de l'état général dans lequel se trouvent les ouvrages. Ils ne nécessitent pas d'intervention du concessionnaire, dans la majorité des cas.

La catégorie U2, dangerosité ou vétusté, est observée dans presque 15 % des cas, constitués notamment des cas enregistrés à la suite de dépannages faits par Enedis sans que la situation d'origine ait été retrouvée. Ce sont des situations où le Syndicat interpelle Enedis afin de savoir si ces ouvrages feront ou non l'objet d'une inscription au programme travaux de rénovation des colonnes électriques et de remise en état initial. Nous en trouvons également très souvent qui sont liées à des ouvrages annexes, éclairage par exemple, non conformes (boîtes de dérivation ouvertes, sans protection).

Dans ces cas spécifiques, ce sont les syndicats ou les propriétaires qui sont sollicités.

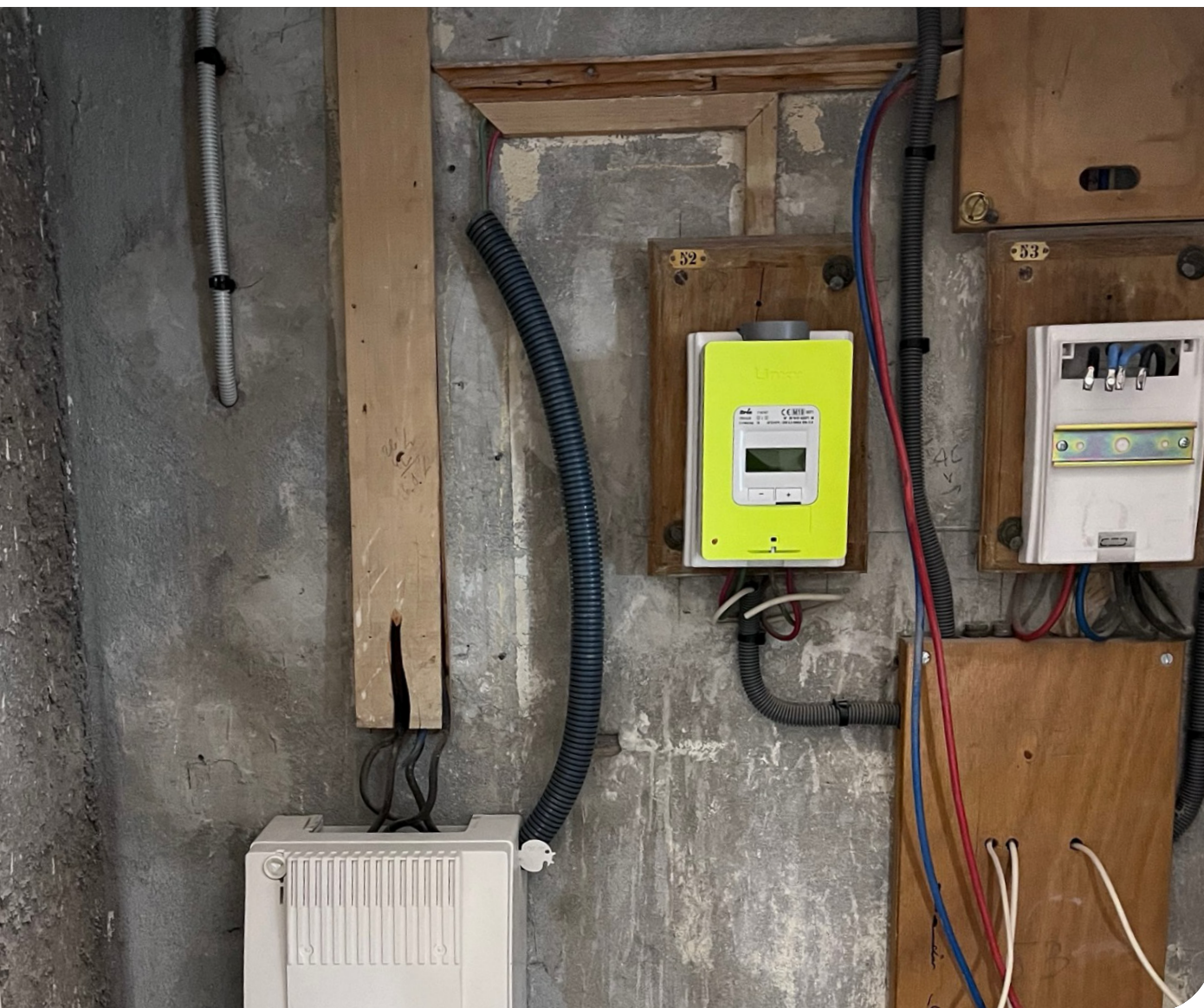
8 fois seulement, il a été donné de rencontrer des installations classifiées en U1, obsolescence du matériel. Ces constats d'obsolescence sont ainsi déterminés en raison également de suites d'intervention de mises en sécurité, laissées en l'état, sans réparation définitive et dont le matériel donne à penser que seule une rénovation complète devra être programmée. La différence est tenue entre un classement U1 et U2, ce qui explique des observations proches ou susceptibles d'être rangées dans une catégorie ou une autre.

Viennent enfin les U0 au nombre de 36 (3,6 %), seule catégorie qui impose un signalement immédiat à Enedis pour une intervention, dès lors qu'est constatée une anomalie. Il s'agit, dans la plupart des cas, d'ouvrages où seront découvertes une ou des pièces nues sous tension, pouvant entraîner un contact direct, voire mortel. Ces signalements font l'objet d'un numéro d'enregistrement et d'un suivi particulier auprès du concessionnaire.

À regarder par communes les U0, nous observons que, dans 40 % des inspections effectuées, un cas au moins de « sécurité des tiers » a été détecté à Chelles, 32 % à Aulnay-sous-Bois, tandis qu'il n'y en avait que 4 % à Meudon, commune pourtant très représentative (75 rapports).

Il convient de ne pas tirer de conclusion à la hâte et de considérer une commune plus à risque qu'une autre. Cela donne, en revanche, un critère caractérisé, possiblement daté et à rapprocher de la « carte d'identité » de l'ouvrage : a-t-il toujours été en concession, ou a-t-il été intégré dernièrement dans le cadre de la loi ÉLAN ?

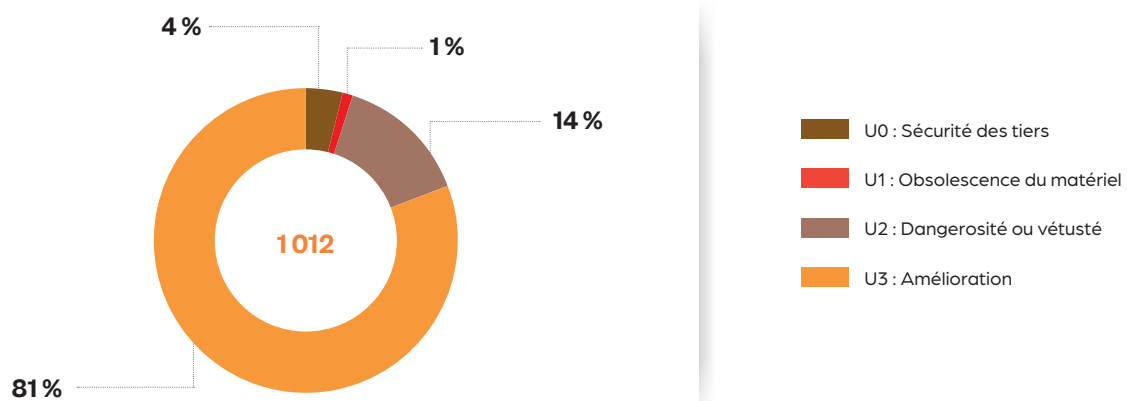
Le concessionnaire pourra ajouter à ses données cet aspect et opérer des choix de renouvellement pertinents et parfaitement ciblés.



Graphique P7

1 012 constats de criticités

[U0, U1, U2 et U3]





Transition énergétique

Le réseau public d'électricité du Sigeif joue un rôle majeur pour la transition énergétique. Il est l'un des supports à la mobilité décarbonée qui poursuit son développement. Il accompagne l'installation des unités de production d'électricité renouvelable, toujours plus nombreuses à se raccorder, ainsi que celui des autres énergies, comme la géothermie qui nécessite des puissances électriques d'une quinzaine de mégawatts pour le déploiement de réseaux de chaleur. Tout cela avec une réelle complémentarité avec les gaz renouvelables (biométhane et hydrogène).

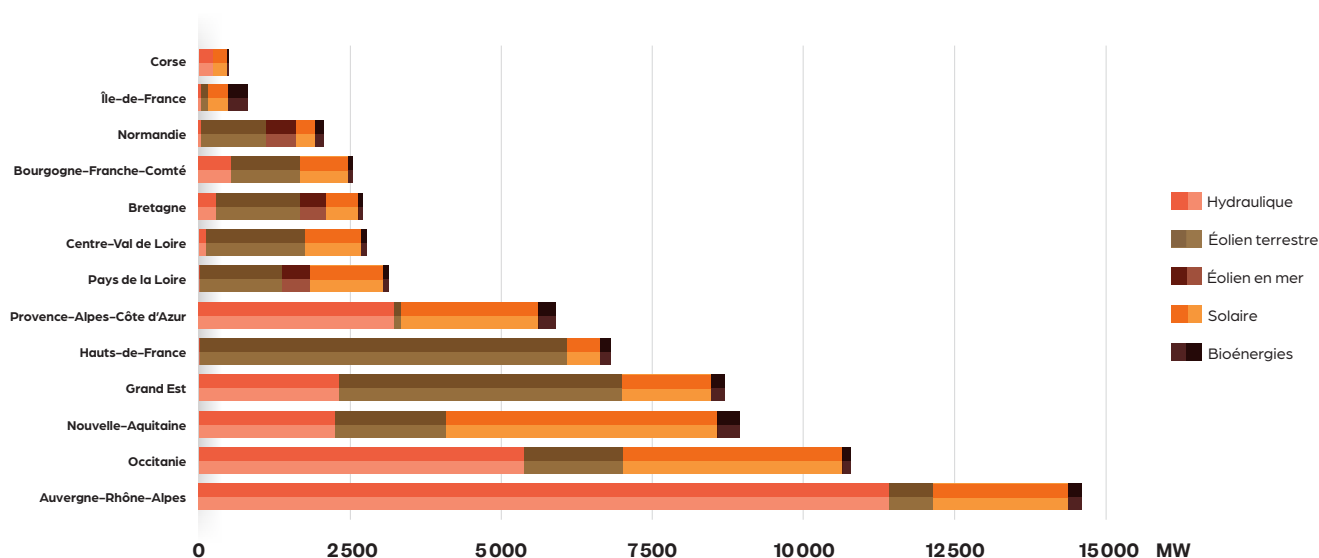
PRODUCTEURS RACCORDÉS AU RÉSEAU PUBLIC DU SIGEIF

Le 10 mars 2023, la loi relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables (loi « APER ») a été publiée. En plus d'un webinar co-animé avec la DRIEAT, le Sigeif a invité les services de l'État à la « commission EnR et efficacité énergétique » du second semestre 2023 afin d'expliquer comment cette loi permet d'accélérer le déploiement des énergies renouvelables et leur acceptation locale. Certaines dispositions restent à préciser par décrets et arrêtés pour profiter pleinement de cette nouvelle réglementation.

Le SER* a publié le panorama de l'électricité renouvelable, au 31 décembre 2023, suivant :

Graphique P8

Puissance raccordée par région au 31 décembre 2023*



*Source : site SER - <https://www.syndicat-energies-renouvelables.fr/wp-content/uploads/basedoc/panorama-electricite-renouvelable-2023-t4-vf.pdf>.

Sur le territoire du Syndicat, la production d'électricité locale et renouvelable est portée uniquement par le photovoltaïque avec des producteurs qui se raccordent en basse tension au réseau

public de distribution : le nombre d'installations de production solaire augmente de 29 % en 2023.

Le nombre d'unités de production d'électricité autres que PV, éolien ou hydraulique reste constant,

à 27. La quantité d'énergie produite a augmenté de 9,6 % en 2023, par rapport à 2022. Composés principalement de cogénération, ces « autres producteurs » représentent 91 % de l'énergie produite localement.

Tableau P13
Production photovoltaïque

INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES	2020	2021	2022	2023	PROGRESSION (2023/2022)
Nombre d'installations PV	1 967	2 180	2 568	3 306	29 %
Puissance raccordée en kW	9 907	11 473	29 568	33 445	13 %
Énergie produite en kWh	6 411 961	7 082 102	25 315 565	29 546 358	17 %
Puissance moyenne par site en kW	5	5,3	11,5	10,1	-12 %

Malgré la demande formulée par le Syndicat pour le contrôle, Enedis n'a pas présenté l'agence ARD IDF* ni indiqué la localisation des producteurs,

le nombre d'autoproduiteurs et le nombre de demandes éventuelles d'augmentation de puissance.



La ferme solaire photovoltaïque de Marcoussis en quelques chiffres en 2023

58 000
panneaux solaires photovoltaïques

20 762
MWh
Production locale d'énergie

Équivalent de la consommation électrique d'une ville de
10 500
habitants

Plus de 130 moutons se chargent de la tonte de la ferme solaire photovoltaïque à Marcoussis - Printemps 2023



*Agences accès au réseau de distribution IDF.

Flexibilité

La flexibilité se définit comme une « modulation de puissance, volontaire, d'un site ou de plusieurs sites agrégés, durant une période donnée, en réaction à un signal extérieur pour fournir un service au système électrique ou à un acteur en particulier ».

Bien que souhaitables, les efforts de sobriété ou d'efficacité énergétique conduisant à une baisse durable de la consommation d'électricité n'entrent pas dans cette définition.

L'enjeu est de faire face à des contraintes ponctuelles du réseau électrique et d'accélérer les projets de transition énergétique (production d'électricité renouvelable, mobilité électrique...).

En 2023, Enedis n'a pas évoqué d'enjeu particulier à ce sujet sur le territoire du Syndicat.

Côté EDF, l'offre de tarifs réglementés « TEMPO » est une opportunité pour développer la complémentarité des énergies, notamment avec des chaudières hybrides permettant de substituer le chauffage électrique par un appui gaz (type PAC hybride), lors des pics de consommation d'électricité fragilisant les réseaux électriques.

En 2023, les équipes du Sigeif ont mené une réflexion élargie en amont du lancement d'un nouveau marché IRVE. Il est apparu utile de pouvoir dialoguer avec les constructeurs de bornes, les exploitants de réseaux, les opérateurs de mobilité, les usagers professionnels ou particuliers (FFAUVE). En parallèle, un groupe de travail avec des communes volontaires a été constitué en juin 2023 pour intégrer leurs attentes, informations et expériences. Cet important travail préparatoire

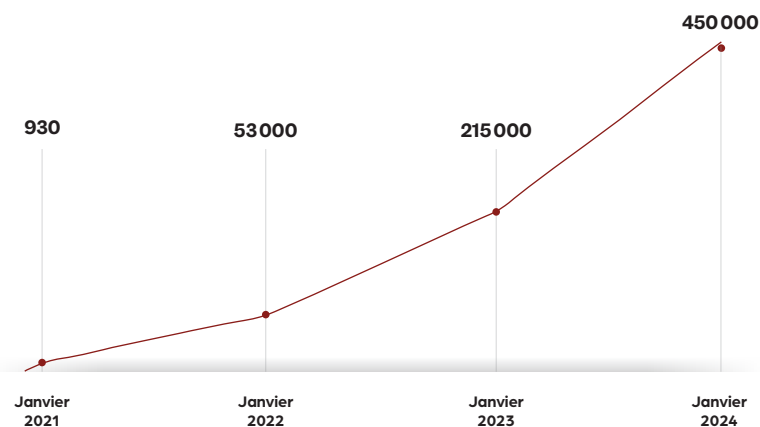


Infrastructure de recharge pour véhicules électriques (IRVE)

Bien que les communes adhérentes à la compétence IRVE ne soient pas toutes adhérentes à la concession électricité, le Sigeif compte sur son concessionnaire pour raccorder ses bornes dans les meilleurs délais ou effectuer les réparations nécessaires lors de pannes identifiées sur le réseau public d'électricité.

Graphique P9

Évolution des recharges des bornes des réseaux du Sigeif
[entre janvier 2021 et décembre 2023]

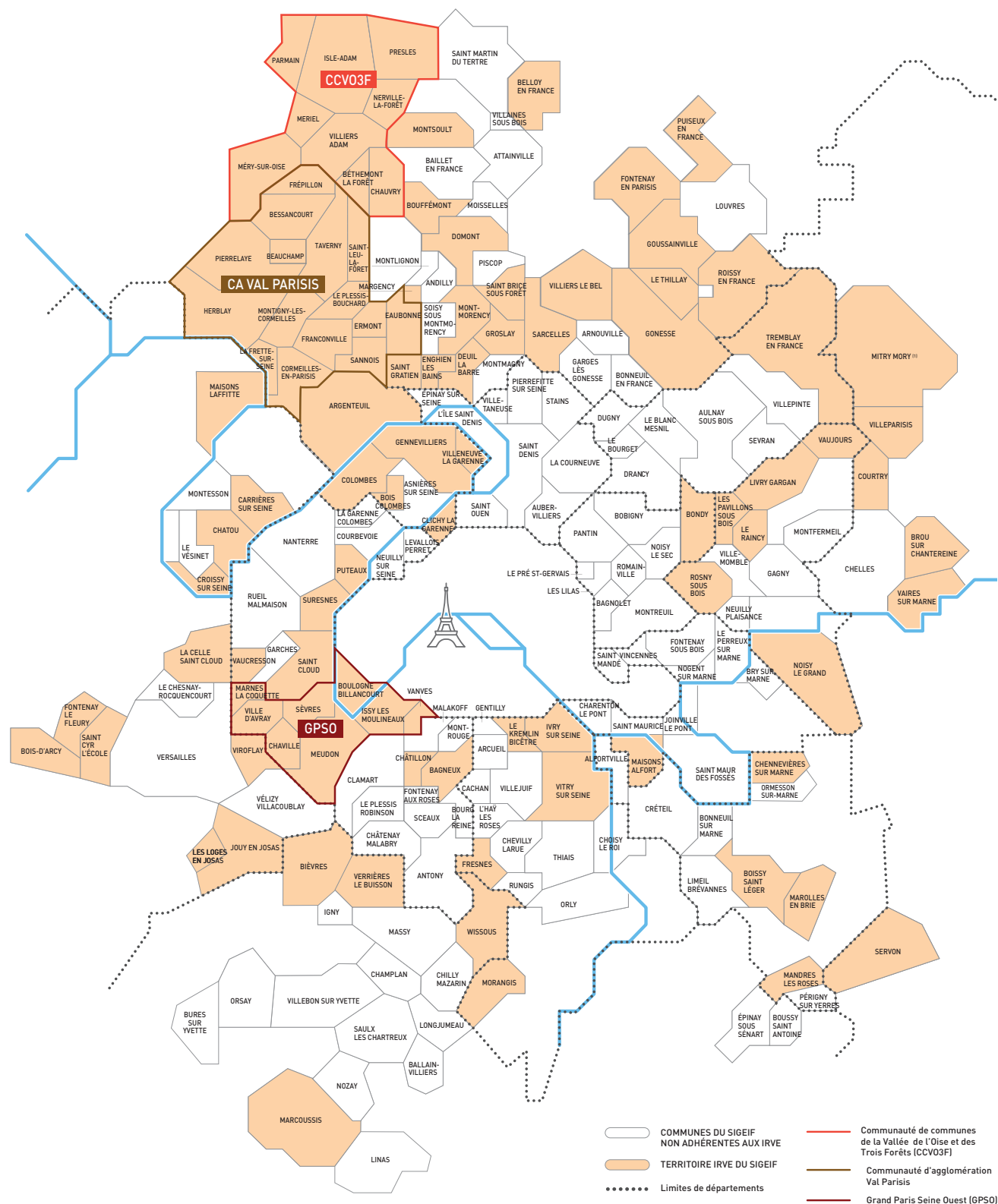


a permis d'enrichir le dossier de consultation des entreprises. Il a ainsi intégré diverses évolutions, comme la montée en gamme des bornes, l'obligation d'un taux de disponibilité élevé, la compatibilité Plug & Charge (ISO 15118) et des bornes « double DC » disponibles. La connexion en direct avec plusieurs opérateurs a été rendue obligatoire : Total, Izivia, Bouygues et Chargemap..., tandis que la connexion avec Hubject (équivalent européen de Gireve) était encouragée. Un dispositif

d'intéressement a été créé, afin de récompenser la surperformance. Le marché a aussi incité à la mise en place d'une filière de réparation. Fin 2023, il a été réattribué à Izivia, avec des exigences renforcées en matière de qualité de service, de fiabilité du réseau, de maîtrise des délais et des coûts. Par ailleurs, le groupement de commandes commun au Sigeif et à Enedis a été renouvelé pour optimiser les délais et réduire le nombre d'intervenants.

102 communes adhérentes à la compétence IRVE

Le réseau d'infrastructures de recharge pour véhicules électriques (IRVE) du Sigeif compte, **à fin décembre 2023, 991 points de recharge. 1 100 sont attendus fin 2024.** Le service clés en main, proposé aux collectivités ayant délégué leur compétence, est pris en charge à 100 % par le Syndicat, avec le soutien financier de la Région Île-de-France et du programme Advenir.



Le Sigeif, acteur de la mobilité électrique du futur

Pour anticiper les évolutions technologiques de l'« électromobilité », le Sigeif participe à un programme majeur de recherche : MOBENA



Lancé en juillet 2020 par les principales organisations de l'écosystème de la mobilité électrique, le projet MOBENA entend simplifier l'expérience utilisateur, grâce à l'interopérabilité des systèmes de recharge et le déploiement d'une nouvelle génération de systèmes informatiques dans le marché français. Coordonné par l'institut VEDECOM, le projet rassemble des industriels : la PFA (Plateforme française de l'automobile), L'AVERE (Association nationale pour le développement de la mobilité électrique), l'AFIREV (Association française pour l'itinérance de la recharge électrique, le GIMELEC (Groupement des entreprises de la filière électronumérique française), l'UFE (Union française de l'électricité) et l'institut VEDECOM (institution de transition énergétique dédiée à la recherche et à l'innovation sur la mobilité du futur, et membre des FIT (French institutes of technology).

La première étape du projet est la mise en place d'un référentiel partagé avec l'ensemble des acteurs pour le service *Plug & Charge* (branchez et rechargez).

La réussite du projet passe par l'adhésion de l'ensemble des acteurs de la recharge : les véhicules, les bornes, les opérateurs d'exploitation, les systèmes d'information, les opérateurs de mobilité et les usagers.

La première phase du projet s'est clôturée fin 2023 avec la tenue d'un événement au sein du campus Télécom Paris, à Palaiseau.

Le Sigeif a participé à la table ronde sur le futur des systèmes de recharge, avec nos missions sur les concessions électricité, le déploiement du réseau de recharge et le lien avec les élus et les usagers des bornes.

Il est prévu, à cette occasion, d'avoir les participations d'Izivia (exploitant), d'Ampère, groupe Renault (constructeur de véhicules), d'IES (fabricant de la borne), de Gireve (plateforme de communication entre les acteurs) et de Vedecom (coordonnateur du projet). Le Sigeif est identifié comme partenaire institutionnel et décideur public

« Lors des débats, le Sigeif a pu faire part de son expérience, comme maître d'ouvrage public. »

Participation à la table ronde de clôture du projet Mobena

En 2023, le Sigeif a participé à la table ronde de clôture de la première phase du programme de recherche Mobena.

Ce service dit « *Plug and Charge* » (branchez et rechargez) change profondément l'expérience des utilisateurs. Lors des débats, le Sigeif a pu faire part de son expérience, en sa qualité de maître d'ouvrage public d'un réseau majeur et urbain d'IRVE, ainsi que de ses liens avec les élus locaux et les fédérations d'usagers.

Un test de ce service aura lieu en mars 2024 sur son réseau.



Linky et les compteurs communicants

La promesse de Linky, brique essentielle de la transition énergétique pour le réseau public de distribution d'électricité, est d'optimiser les interventions clients, d'avoir une vision temps réel de l'état de son réseau, et aux clients de maîtriser leurs consommations.

C'est aussi un dispositif adapté à l'autoconsommation individuelle et collective.

En 2023, 716 600 clients disposent de Linky, soit 94,6 % sur le territoire du Sigeif, contre 93,5 % en 2022. Si 98,3 % de ces compteurs proposent l'ensemble des services à distance,

30 327 clients et producteurs ont choisi de lier leur compte aux services Linky, soit à peine 4,3 %. Le CRAC 2022 présentait pourtant un nombre plus important, avec 31 044 PDL (point de livraison) ouverts à tous les services Linky. Faut-il y voir un signe de promesses non tenues par le système ou de désintérêt des clients ?

Rénovation énergétique

En complément du plan d'aide, le Sigeif a lancé, en 2023, son premier appel à manifestation d'intérêt (AMI), afin d'accélérer la rénovation énergétique des bâtiments publics, dite Rénov'Sigeif.

Cet AMI a complété le soutien aux communes par l'octroi d'une enveloppe de deux millions d'euros. Pour être retenus et soutenus par le Sigeif, les projets devaient être à un stade avancé de développement (par exemple, en phase maîtrise d'œuvre, notification de marchés de travaux, début des travaux, etc.). Par ailleurs, ils devaient s'appuyer sur une logique globale et ambitieuse de rénovation : labellisation, utilisation de matériaux biosourcés, mise en place d'énergie renouvelable, etc. Huit projets ont su répondre aux exigences fortes qui se traduisent par un gain énergétique moyen de 68 %, ce qui est particulièrement exemplaire.

Tableau P14

Communes lauréates de l'AMI Rénov' Sigeif

COMMUNE		SOUTIEN
Aulnay-sous-Bois	Réhabilitation de la laiterie Garcelon en établissement multiservices	238 000 €
Boussy-Saint-Antoine	Rénovation du centre socio-culturel et administratif, projet de réhabilitation de la ferme Ailes Nord et Est	216 000 €
Le Chesnay-Rocquencourt	Rénovation et extension du groupe scolaire Paul Langevin	296 000 €
Neuilly-Plaisance	Rénovation et réhabilitation de la ferme Terrisse	216 000 €
Rosny-sous-Bois	Rénovation de l'école maternelle Bois Perrier	264 000 €
Rueil-Malmaison	Rénovation du groupe scolaire George Sand	232 000 €
Saint-Gratien	Rénovation et réhabilitation de la salle de sport – salle d'armes	230 000 €
Vanves	Rénovation et mise aux normes du groupe scolaire du Parc	308 000 €
TOTAL		2 000 000 €

Entraînant de nouvelles charges financières, la crise sanitaire puis la guerre en Ukraine ont réduit les marges de manœuvre des communes.

Pour les aider à investir, à l'automne 2020, le Sigeif a décidé de lancer un plan d'aide exceptionnel doté d'un volet de transition énergétique d'un million d'euros (efficacité énergétique, EnR et mobilités durables).

Reconduit depuis, ce fonds a permis d'attribuer des subventions à ses communes adhérentes.

Plan d'aide 2023 : les subventions accordées aux communes

235 000 €

Véhicules propres

287 000 €

Travaux d'isolation

10 000 €

Ventilation Mécanique Contrôlée (VMC)

8 000 €

Chaudières collectives gaz à haute performance

76 000 €

Diagnostiques thermiques de bâtiments communaux

23 000 €

Vélos ou vélos-cargos à assistance électrique



Clientèle de la concession et énergie acheminée

L'année 2023 s'inscrit dans la continuité de la sobriété constatée en 2022 avec un peu plus de 5,9 TWh d'électricité consommée par 749 378 clients de la concession du Sigeif. S'agissant des tarifs réglementés de vente, le nombre de clients abonnés poursuit sa baisse au profit des offres de marché.



ÉVOLUTION DES DONNÉES CLIENTÈLE

La clientèle de la concession

En 2023, la concession du Sigeif totalise 749 378 clients (+1,3 % par rapport à 2022) raccordés aux réseaux HTA et BT.

Les clients aux tarifs réglementés de vente (TRV)

Pour rappel, depuis le 1^{er} janvier 2016, les tarifs réglementés de vente (TRV) concernent uniquement les consommateurs finaux résidentiels et professionnels BT «C5» pour lesquels la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA. On les appelle aussi les «tarifs bleus». Les sites de puissance supérieure à 36 kVA, autrefois nommés «tarifs jaunes» en BT ou «tarifs verts» en HTA, doivent obligatoirement choisir une offre de marché.

Dans la continuité de l'année précédente, 2023 a été marquée principalement par une sensibilisation forte à la nécessaire sobriété énergétique et, aussi,

par une croissance de la précarité énergétique :

- ➔ En raison de la crise énergétique, les prix de l'énergie, qui avaient déjà subi une hausse en 2021 et 2022 ont poursuivi l'augmentation en 2023. Face à cette nouvelle évolution, le Gouvernement a maintenu le bouclier tarifaire pour l'année, limitant la hausse des TRV (tarif Bleu) à 27 % en moyenne.
- ➔ Le 1^{er} février 2023, la hausse du tarif Bleu a été limitée à 15 % pour les clients résidentiels et non résidentiels, contre respectivement 99 % et 98 % en moyenne sans la protection du bouclier tarifaire.
- ➔ Au 1^{er} février 2023, malgré l'intégration au 1^{er} janvier 2023 de la taxe communale à la TICFE (taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité), celle-ci a été

abaissée une nouvelle fois, alors qu'elle avait connu son niveau minimum en février 2022.

- ➔ Le 1^{er} août 2023, une nouvelle hausse tarifaire s'est établie à 10 %, contre 75 % sans la protection du bouclier tarifaire.
- ➔ En 2023, EDF a continué à promouvoir sa solution numérique Info Watt, destinée à accompagner les clients bénéficiaires du chèque énergie et, dans le cadre de la sobriété énergétique, elle a poursuivi l'accompagnement des clients pour les aider à consommer moins et mieux.

Au 31 décembre 2023, la concession dénombre 392 079 contrats (clients) de fourniture aux tarifs réglementés de vente (-1,9 %, par rapport à l'exercice précédent), soit environ 52 % des points de livraison (PDL) raccordés au réseau

Évolution du nombre de clients en offres de marché

L'ouverture des marchés de l'énergie permet à chaque client de faire valoir ses droits à l'éligibilité en quittant les tarifs réglementés et en optant

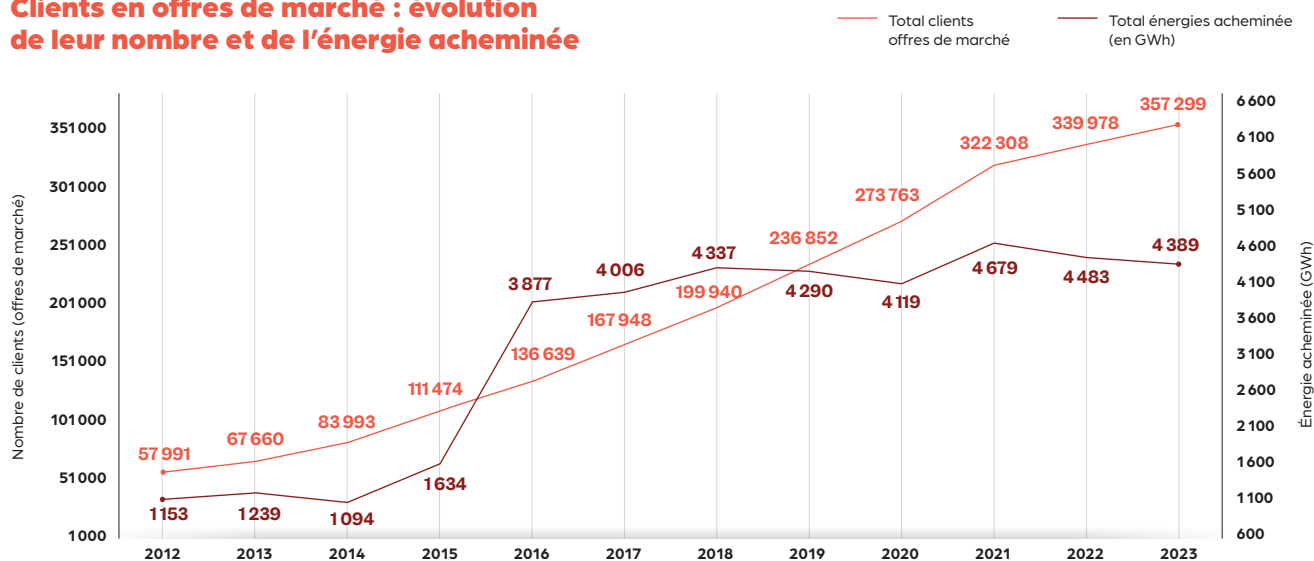
pour une offre dite de marché. Le médiateur national de l'énergie accompagne les clients avec plusieurs outils accessibles sur le site internet : <https://www.energie-info.fr/>.

Au 31 décembre 2023, la concession compte 357 299 clients qui ont choisi une offre de marché représentant

près de 48 % des points de livraison (PDL). **Le graphique CL1** illustre l'évolution sur le territoire du nombre de clients (en progression de 5,2 %, par rapport à l'exercice précédent). L'Autorité Concédante observe une progression constante autour de 5 % du nombre de clients à faire valoir leurs droits à l'éligibilité sur ces deux dernières années.

Graphique CL1

Clients en offres de marché : évolution de leur nombre et de l'énergie acheminée



L'énergie acheminée

Tableau CL1

Clientèle de la concession Sigeif (TRV et offres de marché) et quantité d'énergie acheminée

[en GWh]

CONCESSION SIGEIF	NOMBRE DE CLIENTS			VARIATION 2023/2022		ÉNERGIE ACHEMINÉE			VARIATION 2023/2022	
	2021	2022	2023	ÉCART	TAUX	2021	2022	2023	ÉCART	TAUX
TOTAL SIGEIF tous tarifs confondus	726 843	739 764	749 378	9 624	1,3 %	6439	6 109	5 915	-194	3,2 %
Clients "tarif bleu"										
Seine-et-Marne	29 561	29 126	28 352	-774	-2,7 %	143	133	123	-10	-7,5 %
Yvelines	108 964	107 725	106 174	-1 551	-1,4 %	423	392	374	-18	-4,5 %
Essonne	49 903	49 861	48 785	-856	-1,7 %	247	228	213	-16	-6,9 %
Hauts-de-Seine	78 759	78 227	77 015	-1 212	-1,5 %	316	289	273	-16	-5,6 %
Seine-Saint-Denis	114 022	112 103	109 301	-2 802	-2,5 %	501	466	434	-31	-6,8 %
Val-de-Marne	22 431	22 064	21 568	-496	-2,2 %	124	114	105	-9	-7,7 %
Val-d'Oise	846	851	847	-4	-0,5 %	5,2	4,8	4,4	-0,39	-8,1 %
TOTAL TARIF BLEU 66 comm. (A)	404 486	399 737	392 042	-7 695	-1,9 %	1 759	1 625,6	1 525,8	-100	-6,1 %
Clients particuliers « PS inférieurs à 36 KVA »*										
CLIENTS BT*	42	41	33	-8	-19,5 %	1,2	0,2	1	0,7	321,6 %
CLIENTS HTA* (BT ≤ 36 KVA)	7	8	4	-4	-50 %	0,2	0,5	0,1	-0,4	-79 %
Clients particuliers (B)	49	49	37	-12	-24,5 %	1,5	0,8	1,1	0,3	38,8 %
TOTAL SIGEIF tarifs réglementés de vente (A+B)	404 535	399 786	392 079	-7 707	-1,9 %	1 761	1 626,4	1 526,8	-100	-6,1 %
Clients offres de marché										
CLIENTS BT	320 912	338 569	355 886	17 317	5,1 %	1 636	425	1 292	867	204,2 %
CLIENTS HTA	1 396	1 409	1 413	4	0,3 %	3 043	4 058	3 096	-961	-23,7 %
TOTAL SIGEIF offres de marché (66 Communes)	322 308	339 978	357 299	17 321	5,1 %	4 679	4 483	4 389	-94	-2,1 %

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

Avec une période hivernale relativement douce et les actions en matière de sobriété énergétique, l'énergie totale acheminée (5 915 GWh en diminution de 3,2 % par rapport à 2022. Une baisse est observée sur tous les secteurs :

↪ 6,1 % pour l'ensemble des clients aux tarifs réglementés de vente (TRV) ;

↪ 2,1 % pour les clients en offres de marché.

L'indicateur local RTB (ratio tarif bleu)

Pour les clients relevant du tarif bleu (52,3 % des clients BT), l'indicateur local RTB, résultat de la fraction entre l'énergie totale acheminée et le nombre total de clients, décroît progressivement depuis 2016. Cette consommation unitaire moyenne mériterait d'être analysée pour identifier la part liée à la maîtrise de l'énergie (rénovation, autoconsommation, régulation...) et celle liée au climat.

($\sum$ énergie acheminée) RTB*
= (nombre total de clients)

EN KWH/CLIENT	2021	2022	2023
Valeur minimale	3 455	3 182	3 074
Valeur moyenne	4 741	4 247	4 108
Valeur maximale	8 652	7 214	6 939

* Valeurs extrêmes exclues.

Les valeurs extrêmes se situent, pour la première fois, à Massy (91), pour la consommation moyenne la plus faible, et, comme les années précédentes, à Marolles-en-Brie (94), pour la valeur la plus élevée.

EN KWH/CLIENT	2020	2021	2022	2023
Valeur la plus faible (Massy)			3 134	3 074
Valeur la plus forte (Marolles-en-Brie)	11 070	12 247	10 362	9 718

Les DJU (degrés-jours unifiés)¹

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

Exemple : pour une température moyenne de 0 °C, 18 degrés-jour sont comptabilisés. Sur trente ans, la moyenne a été de 2450 degrés-jour en Île-de-France, pour une saison de sept mois (octobre à avril). Plus l'hiver est doux, moins il y a de DJU, et inversement. Ainsi, une saison

est considérée comme douce autour de 2 000 DJU et très froide autour de 2 700 DJU.

Pour la station de Paris-Montsouris, nous obtenons :

EN KWH/CLIENT	2021	2022	2023
DJU	2 159	1 811	1 848

* Données Météo Consult.

À l'issue des calculs exposés ci-dessus, l'Autorité Concédante note une légère décorrélation entre évolution des DJU et la baisse de l'énergie acheminée en 2023. Cette décorrélation peut s'expliquer par l'ensemble des actions mises en place (chauffage limité à 19 degrés ou, pour les plus précaires, la solution Info

Watt proposée par le concessionnaire EDF), malgré une période de froid plus intense au premier trimestre de l'année 2023. Ces actions de sobriété énergétique ont conduit à une baisse de la consommation. Les résultats de l'enquête de satisfaction réalisée par l'Autorité Concédante montrent que plus de 60 % des interrogés

ont appliqué les consignes du Gouvernement (*voir tableau CL8c*).

De même, les données communiquées par le concessionnaire montrent une augmentation significative du nombre de clients ayant eu recours à la solution Info Watt sur l'année (*tableau CL12*). Ces chiffres témoignent de l'impact positif de la solidarité sur le territoire.

¹ DJU = 18 °C - (Tmax + Tmin) / 2.



L'enquête annuelle de satisfaction auprès des clients-usagers

Effectué tous les deux ans, le baromètre de suivi de la satisfaction des clients-usagers, réalisé par le Sigeif, est un des outils d'appréciation de la qualité des services du concessionnaire aux clients-usagers du territoire syndical.

Les résultats du baromètre réalisé en 2023 sont présentés ci-dessous ainsi que les autres indicateurs « Fourniture » communiqués par le concessionnaire.

Résultats du baromètre

Les interventions à domicile

Tableau CL2

La satisfaction des usagers vis-à-vis des interventions à domicile et de l'accueil

[en %]

L'accueil téléphonique du gestionnaire de réseau se révèle toujours aussi "performant", avec un résultat de 96 % de clients "total satisfait". De plus, on observe une amélioration durable du nombre d'interviewés "pas du tout satisfaits", qui se généralise pour tous les items liés à l'accueil téléphonique.

Après une intervention du gestionnaire de réseau au domicile des interviewés (8 % de l'échantillon), ces derniers ont

déclaré être satisfaits de la qualité du travail effectué (87 %), de la ponctualité de l'intervenant (85 %), du délai d'intervention (80 %), du rendez-vous proposé (76 %) et des informations fournies (75 %).

L'exercice 2023 fait apparaître, dans la continuité des années précédentes, un bon niveau de satisfaction pour l'ensemble des items, avec un léger recul sur la satisfaction des interventions d'Enedis.

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

EN %	2019	2020	2021	2022	2023			
	TOTAL SATISFAIT	TOTAL SATISFAIT	TOTAL SATISFAIT	TOTAL SATISFAIT	TOTAL SATISFAIT	TRÈS SATISFAIT	ASSEZ SATISFAIT	TOTAL PAS SATISFAIT
... de l'accueil globalement	94	-	93	-	96	51	45	3
... de l'attention à votre égard	91	-	89	-	92	48	44	7
... de la solution ou de la réponse apportées	89	-	89	-	91	52	39	8
... des horaires	90	-	92	-	91	46	45	7
... de la rapidité à obtenir l'interlocuteur	84	-	87	-	86	41	45	12

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

EN %	2019	2020	2021	2022	2023			
	TOTAL SATISFAIT	TOTAL SATISFAIT	TOTAL SATISFAIT	TOTAL SATISFAIT	TOTAL SATISFAIT	TRÈS SATISFAIT	ASSEZ SATISFAIT	TOTAL PAS SATISFAIT
... de la qualité du travail effectué	84	-	91	-	87	39	48	7
... de la ponctualité au rendez-vous	79	-	86	-	85	49	36	7
... du délai d'intervention	76	-	86	-	80	34	46	13
... du rendez-vous proposé (date et heure)	68	-	81	-	76	37	39	14
... des informations fournies (devis, conseils...)	75	-	84	-	75	39	36	17

L'ouverture des marchés et le choix du fournisseur d'électricité

80 % des clients interrogés pensent que pouvoir choisir entre plusieurs fournisseurs est une bonne chose, pourtant seulement 19 % ont opté pour le changement (offre de marché).

Pour 52 % des clients, EDF reste le fournisseur d'électricité. Pour près de 7 clients sur 10 interrogés, la principale raison est le taux de satisfaction des services.

Tableau CL3

L'impact du libre choix du fournisseur

[en %]

	2023			
	UNE BONNE CHOSE	UNE MAUVAISE CHOSE	NSP	TOTAL
... le service à la clientèle	80	17	3	100
... la garantie d'approvisionnement	77	18	5	100
... la sécurité des personnes	75	19	6	100
... les interventions à domicile	74	19	7	100
... la qualité de l'électricité (absence de coupure, chute de tension)	73	22	5	100
... l'environnement	70	24	6	100
... les prix	69	28	3	100

Sur le souhait de pouvoir choisir son fournisseur, pensez-vous que c'est une bonne chose ou une mauvaise chose ?

Les relations avec un fournisseur d'électricité

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

En ce qui concerne le motif d'une relation entre le client et son fournisseur, **le tableau CL4** fait apparaître en majorité des problèmes de mise en service, suivi simultanément des modifications de son contrat ou, encore, un besoin d'information sur les économies d'énergie.

Les nouvelles dispositions prévues par la Loi PACTE (pour la croissance et la transformation des entreprises) et en particulier l'article 194 de la loi n° 2019-486 du 22 mai 2019, incitent à la dématérialisation de la facturation pour les clients résidentiels et les petits professionnels, participant ainsi à la sobriété (moins de papier, moins d'encre, moins de déplacements...).

En adéquation avec le mode de vie des clients, qui se tournent de plus en plus vers le numérique, le concessionnaire adapte ses relations avec les clients, avec de nombreuses offres et plusieurs services digitalisés, tout en tenant à maintenir une relation humaine de qualité.

Tableau CL4

Les motifs de la relation d'un fournisseur avec le service clientèle

[en %]

Personnes ayant déclaré avoir été en relation avec le service clientèle.

	2018	2019	2020	2021	2022	2023
... modification de votre abonnement	-	26	-	27	-	21
... contestation d'une facture	-	18	-	18	-	17
... information sur les économies d'énergie	-	20	-	22	-	20
... coupure	-	14	-	14	-	9
... problème de mise en service	-	26	-	30	-	19
... dépannage de l'installation personnelle	-	14	-	13	-	11
... difficultés de paiement	-	5	-	8	-	5
Autres raisons	-	22	-	23	-	27



La perception du prix de l'électricité

Pour l'année 2023, 70 % des clients interrogés pensent que le prix de l'électricité en Île-de-France est cher. La perception globale est donc en rupture avec celle des années précédentes, qui oscillait autour de 50 %. 64 % des clients le jugent trop élevé en raison de la situation internationale actuelle.



Tableau C5

Les différents usages de l'électricité à son domicile

[en %]

À la question pour quel(s) usage(s) utilisez-vous l'électricité... ?

	2021	2022	2023
... pour vos appareils informatiques	80	-	72
... pour faire la cuisine	76	-	72
... pour la production d'eau chaude	54	-	51
... pour le chauffage	47	-	48
... pour la mobilité électrique (recharger la batterie de votre voiture électrique)	41	-	37
... rien d'autre que l'éclairage	7	-	12

Tableau C6

Perception du prix de l'électricité

[en %]

À la question : diriez-vous que le prix de l'électricité est plutôt... ?

	2019	2020	2021	2022	2023
... cher	48	-	54	-	70
... normal	42	-	37	-	22
... bon marché	8	-	8	-	6
... (NSP)	1	-	2	-	2

Tableau C7

Perception de la hausse du prix de l'électricité

[en %]

À la question : quel sentiment avez-vous concernant la hausse des prix... ?

	2021	2022	2023
... la hausse des prix est liée à la situation internationale actuelle	-	-	64
... la hausse des prix est liée à la hausse globale des matières premières (gaz, charbon...)	57	-	41
... la hausse des prix vient de l'Europe et de l'ouverture des marchés	50	-	39
... la hausse des prix est justifiée par la part réservée aux énergies renouvelables	36	-	15
... la hausse des prix permet la réduction des consommations	24	-	11
... la hausse des prix est maîtrisée	21	-	-
(Ne se prononcent pas)	4	-	7

Favorable au maintien des taxes pour le financement du développement des ENR et de lutter contre le réchauffement climatique

D'une manière générale, les clients interrogés sont plutôt favorables au développement des différentes énergies. Le trio qui remporte les plus forts taux est :

- ↳ l'énergie photovoltaïque (91 %)
- ↳ la géothermie (88 %)
- ↳ l'hydro-électricité (87 %)

Les solutions jugées utiles pour lutter contre le réchauffement climatique portent, pour plus de 8 personnes sur 10, sur la taxation forte des industries polluantes, sur l'accélération du développement des EnR, sur la sobriété énergétique et le renforcement de l'isolation thermique des bâtiments.

Tableau CL8a
Perception de la transition énergétique
[en %]

Sur les solutions mises en œuvre pour lutter contre le réchauffement, diriez-vous qu'elles sont très utiles, plutôt utiles, plutôt pas utiles ou pas du tout utiles ?

	2023			
	TRÈS UTILE	PLUTÔT UTILE	PLUTÔT PAS UTILE	PAS DU TOUT UTILE
... renforcer l'isolation thermique des bâtiments	60	34	3	3
... faire plus d'économies d'énergie	48	41	5	6
... amplifier le développement des énergies renouvelables	44	42	7	7
... taxer plus fortement les industries polluantes	41	40	9	10
... construire de nouveaux réacteurs nucléaires	27	39	17	17
... interdire d'ici 2035 les voitures à moteur thermique	15	33	24	28

Tableau CL8b
Perception de la transition énergétique
[en %]

Sur l'adhésion au développement de différentes énergies, êtes-vous tout à fait favorable, plutôt favorable, plutôt défavorable ou tout à fait défavorable ?

	2023			
	TOUT À FAIT FAVORABLE	PLUTÔT FAVORABLE	PLUTÔT DÉFAVORABLE	TOUT À FAIT DÉFAVORABLE
... à l'énergie solaire (photovoltaïque)	41	50	7	2
... à la géothermie (exploitation de la chaleur du sous-sol)	35	53	8	4
... à l'hydro-électricité	33	54	9	4
... à cultures agricoles pour produire des biocarburants	28	49	16	7
... à la méthanisation (valorisation en gaz de matières organiques)	21	54	17	8
... à l'énergie nucléaire	23	42	23	12
... à l'éolien terrestre	20	45	22	13

Perception de la sobriété énergétique

L'enquête révèle que plus d'une personne sur 10 interrogées a appliqué la consigne du gouvernement, c'est-à-dire de régler le chauffage durant la période hivernale à la température maximale de 19 degrés.

Elles trouvent également cette consigne justifiée et comptent l'appliquer cet hiver.

Tableau CL8c
Perception de la transition énergétique
[en %]

	2023				
	OUI TOUT À FAIT	OUI PLUTÔT	NON PLUTÔT PAS	NON PAS DU TOUT	(NSP)
... vous comptez l'appliquer cet hiver	44	23	8	23	2
... vous trouvez cette consigne justifiée	32	31	11	26	-
... vous avez appliqué cette consigne l'hiver dernier	39	24	9	26	2

Sur la consigne du chauffage à 19 degrés comme attitude à avoir pour la période hivernale, dans le cadre de la sobriété énergétique, diriez-vous : oui tout à fait, oui plutôt, non plutôt pas ou non pas du tout que... ?

Autres indicateurs « Fourniture »

Les aides

Selon l'Observatoire National de la Précarité Énergétique (ONPE), 26 % des Français ont souffert du froid au cours de l'hiver 2022-2023 et cela durant 24 h minimum. Pour 42 % d'entre eux, la raison est financière.

Malgré les nombreux dispositifs de soutien mis en place et une période hivernale relativement douce, les ménages français ont rencontré des difficultés à maintenir un niveau de chauffage suffisant durant l'hiver 2023. 79 % déclarent avoir restreint le chauffage pour ne pas avoir de factures trop élevées, soit une hausse de 10 points, par rapport à 2022.

Les principaux dispositifs d'aides et de soutiens mis en place à l'échelle nationale sont de nature financière :

- ➔ Soutien au revenu : mise en place d'aides exceptionnelles, prolongation des délais du dispositif chèque énergie ;
- ➔ Révision du plafond d'éligibilité pour percevoir le chèque énergie ;

➔ Allègement des charges liées au logement, avec le dispositif MaPrimeRénov, et 7 programmes de certificats d'économie d'énergie consacrés aux ménages précaires ;

➔ Protection en cas d'impayés.

Le chèque énergie a été adressé à 5,7 millions de ménages, contre 5,8 millions en 2022 et en 2021, et 5,5 millions en 2020. De plus, le gouvernement a décidé d'étendre le dispositif de chèque énergie exceptionnel de 200€ jusqu'à janvier 2024 à l'ensemble des bénéficiaires.

L'une des principales évolutions structurelles du dispositif est l'entrée en vigueur en 2022, du décret du 27 octobre 2022, portant sur le relèvement du niveau d'obligation de 2 500 à 3 100 TWh cumac, soit 25 %.

L'année 2023 constitue la deuxième année de la 5^e période du dispositif des CEE, qui s'étend de 2022 à 2025, et n'a pas connu de nouvelles évolutions.

La généralisation des contrôles a perduré en 2023 sur site et par contact avant dépôt d'une demande

de CEE, et a permis d'éviter un certain nombre de fraudes. Toutefois, en 2024, la Cour des comptes a publié un rapport critique sur le dispositif.

Le Sigeif continue à accompagner ses collectivités membres dans leur demande de CEE. Ainsi, en 2023, ce sont 337 GWh cumac de CEE qui ont été déposés. Le dispositif commun de valorisation des CEE a permis de reverser 2 millions d'euros aux collectivités ayant effectué des dépôts de dossiers en 2023.

CEE SYNERGIES
UNE EXPERTISE PUBLIQUE ET FRANCILIENNE POUR LA VALORISATION DES CEE

CEE Les certificats d'ÉCONOMIES D'ÉNERGIE

Rapport du médiateur national de l'énergie

En 2023, 4,9 millions de consommateurs, contre 4,6 millions en 2022, ont consulté le service d'information du médiateur national de l'énergie, pour s'informer ou rechercher des solutions aux litiges qui les opposent à leurs fournisseurs. Sur ces 4,9 millions de consommateurs, 4,4 millions ont utilisé le site internet «energie-info.fr» (+8 %, par rapport à 2022), dont 2,4 millions pour le comparateur d'offres du médiateur national de l'énergie. Cependant, seulement 9 000 clients ont effectué des demandes de médiation via le formulaire de contact.

Le nombre de litiges enregistrés par les services du médiateur pour l'année 2023 est en légère baisse : 27 350 dossiers reçus, contre 30 558 en 2022.

Les saisines, quant à elles, sont restées quasi stables, 13 999, dont 8 894 recevables, contre 8 567 en 2022. Néanmoins, la typologie est totalement différente de celle de 2022. Elles se caractérisent par une forte

augmentation des litiges liés aux évolutions de prix (+74 %). Elles représentent à elles seules 3 021 saisines recevables. Si on observe une baisse de 6 % des saisines émanant des particuliers, celles des petits professionnels et de copropriétés sont croissantes (1 423), elles représentent 16 %, soit une hausse de 72 %, par rapport à 2022.

La crise des prix de l'énergie a été à l'origine de nombreux litiges.

À l'instar de la baisse des litiges observée en 2022, l'évolution des litiges est la résultante du déploiement des compteurs communicants. En effet, Linky a permis aux fournisseurs et aux gestionnaires de réseaux de distribution de fiabiliser les données de consommation et les factures des consommateurs. Les litiges spécifiques impliquant les gestionnaires de réseaux, principalement Enedis, sont aussi en augmentation. De nombreux litiges, pour lesquels la responsabilité d'Enedis est avérée, ont pour origine le non-respect des délais d'intervention pour les raccordements, ou du temps mis pour effectuer les réparations définitives après un dommage ouvrage.

En 2023, on enregistre un délai moyen de traitement en médiation en légère diminution (137 jours, contre 145 en 2022) et un niveau de satisfaction des consommateurs qui continue sa progression (85 %, contre 75 % en 2022).

D'une façon générale, les pratiques contestables observées en 2022 ont diminué en 2023, du fait d'une meilleure conjoncture que celle connue dans le contexte de la crise énergétique liée à l'augmentation des prix.

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

La qualité des relations et des services portant sur la fourniture aux tarifs réglementés de vente (TRV) est mesurée via plusieurs indicateurs pouvant être classés dans trois grandes familles : la satisfaction des clients, le traitement des réclamations et la gestion du contrat (voir [tableau CL9](#)).

Satisfaction des clients relevant des TRV

Cet indicateur, communiqué à l'échelle nationale, par le fournisseur historique, fait apparaître un très bon résultat, comme les années précédentes.

Tableau CL9

Qualité des relations et des services pour les clients relevant du tarif réglementé de vente

[TRV]

	MAILLE	2020	2021	2022	2023	VARIATION
La satisfaction des clients (%)						
Particuliers (clients résidentiels)	Nationale	92	91	91	92	1,1 %
Particuliers (clients non résidentiels)	Nationale	91	90	91	91	-
Collectivités	Nationale	92	93	92	88	-4,3 %
Entreprises	Nationale	90	88	90	94	4,5 %
Nombre de réclamations des clients						
Écrites	Sigeif	8 707	9 457	8 619	12 513	41,2 %
Courrier	Sigeif	1 098	1 192	1 071	1 368	24,9 %
Internet	Sigeif	7 609	8 265	7 548	11 145	43,5 %
À l'item « Facturation »	Sigeif	2 734	3 095	2 877	4 199	42 %
À l'item « Recouvrement »	Sigeif	1 939	1 734	1 488	3 485	113,5 %
À l'item « Contrat »	Sigeif	1 781	1 958	1 735	1 814	4 %
À l'item « Accueil »	Sigeif	1 060	1 549	1 605	1 961	22,8 %
À l'item « Relations avec le distributeur »	Sigeif	-	584	521	496	-4,3 %
À l'item « Qualité de la fourniture et réseau »	Sigeif	-	249	196	276	32,1 %
Nombre de réclamations en instance d'appel	Sigeif	372	396	403	309	-23,7 %
Taux de réclamations traités dans les 30 jours	Sigeif	95,3	96,2	95,8	95,1	-0,7 %

Traitement des réclamations

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

Le client a également la possibilité de saisir le médiateur national de l'énergie s'il le souhaite.

À l'échelle nationale, EDF Commerce déclare une progression de 35 %

des réclamations écrites en 2023. Les motifs des réclamations sont principalement :

- ➔ Les évolutions tarifaires ;
- ➔ L'application du bouclier tarifaire ;
- ➔ Les problèmes avec l'espace client/ suivi conso ;
- ➔ L'offre Tempo ;
- ➔ Les heures méridiennes (effacement de l'asservissement méridien...).

Suivi à l'échelle de la concession, le taux de traitement des réclamations écrites (Internet, courrier) dans les 30 jours maintient son très bon niveau, mais avec un léger recul : 95,1 % contre 95,8 % en 2022.

Reprises dans le **tableau CL9**, ces réclamations (12 513) sont en forte hausse (+45,2 %, par rapport à l'exercice passé) et reposent essentiellement sur le recouvrement (+134,2 %) et la facturation (+46 %). La répartition du nombre de

réclamations par item sur l'année est la suivante : 33,6 % sur la facturation, 27,9 % sur le recouvrement, 15,7 % sur l'accueil et 14,5 % sur le contrat.

Classées sous la responsabilité du distributeur Enedis, les réclamations liées aux données de consommation estimées ou réelles, au fonctionnement du comptage, aux relations et à la qualité de fourniture et du réseau sont, depuis l'exercice précédent, présenté sous deux items distincts et ne permettent pas de faire un lien avec les exercices avant 2022. On peut toutefois noter que si les réclamations dont l'item est les « relations avec le distributeur » sont en baisses (-4,8 %), celles concernant la « qualité de la fourniture et réseau » sont en forte augmentation (+40,8 %).

Enfin, à l'instar des années précédentes, on observe une augmentation très significative des réclamations en lien avec la relève, soit 43,1 %, par rapport à l'année précédente.

Traitement des factures

Les modalités de traitement des factures continuent leur évolution, en intégrant de plus en plus le numérique dans le foyer des clients. L'arrivée du compteur Linky est une opportunité pour le fournisseur de montrer la pertinence de la facturation électronique.

En 2023, le ralentissement observé de la facturation établie sur la base d'une télérelève du compteur Linky se poursuit avec une très légère

décroissance (0,3 %, par rapport à 2022, contre 3,5 % entre 2022). Le ralentissement est également perceptible pour les factures établies sur la base de relevé effectué par le client résidentiel (+2,6 %, contre +74,3 % en 2022). En revanche est constatée une forte augmentation des factures établies sur la base de relevé effectué par le client dans le secteur non résidentiel (1 relevé en 2022, contre 1 317 en 2023) : elle est

expliquée par la mise en place d'une facturation mensuelle, les clients non résidentiels recevant une facture par mois au lieu d'une par an pour une mensualisation classique.

Cette augmentation est en corrélation avec le constat dressé par le médiateur de l'énergie, concernant les situations abusives qu'a connue cette tranche de clients avec la flambée des prix de l'énergie.



Gestion du contrat

Alors que le nombre de lettres "uniques" de relance pour impayés était en baisse constante ces dernières années, elle est repartie à la hausse (127 859, soit + 28,3 %, par rapport à 2022). Ce résultat met fin à la tendance observée précédemment avec sept années consécutives de baisse. Comme pour l'augmentation du nombre de lettres « uniques » de relance envoyées, le nombre de conseils tarifaires dispensés par EDF

Commerce est en augmentation de 13,4 % en 2023 (49 337, contre 43 507 en 2022). C'est le nombre le plus élevé enregistré sur ces six dernières années.

Grâce aux actions de solidarité engagées par le fournisseur « historique », il n'y a quasiment plus de coupures demandées par le fournisseur à Enedis (1 en 2023, contre 0 en 2022). Une seule coupure a été réalisée par le gestionnaire de réseau. Si ces engagements présentent une réelle avancée en matière de solidarité et de lutte contre la précarité énergétique, l'Autorité Concédante se doit de

maintenir une veille sur les bonnes pratiques dans l'intérêt du client. Car le nombre de résiliations de contrat à l'initiative du fournisseur pour impayé est reparti à la hausse, avec 372, contre 11 en 2022, alors que la précarité énergétique se fait ressentir de plus en plus, avec l'augmentation des prix de l'énergie. Il convient de noter que cette augmentation fait suite à une expérimentation, réalisée en 2022, qui a été industrialisée en 2023. Le chiffre de cette dernière année correspond en réalité au stock 2022 non traité, et aux situations

Tableau CL10

Évolution des modalités de facturation pour les clients relevant du tarif réglementé de vente

[TRV]

	MAILLE	2020	2021	2022	2023	VARIATION
Particuliers (clients résidentiels)						
Nombre de factures établies sur la base de relevé effectué par le client	Sigeif	32 147	14 874	25 919	26 584	2,6 %
Nombre de factures établies sur la base d'une téléopération sur compteur Linky	Sigeif	758 955	851 253	881 357	879 153	-0,3 %
Nombre de factures rectificatives	Sigeif	3 368	3 675	2 878	4 222	46,7 %
Nombre de clients bénéficiaires d'une facturation électronique	Sigeif	204 837	202 990	208 231	209 346	0,5 %
Particuliers (clients non résidentiels)						
Nombre de factures établies sur la base de relevé effectué par le client	Sigeif	86	-	1	1 317	131 600 %
Nombre de factures établies sur la base d'une téléopération sur compteur Linky	Sigeif	119 402	107 884	123 844	222 315	79,5 %
Nombre de factures rectificatives	Sigeif	-	-	156	1 565	903,2 %
Nombre de clients bénéficiaires d'une facturation électronique	Sigeif	13 822	9 294	10 715	13 477	25,8 %
La gestion du contrat						
Nombre de lettres « uniques » de relance envoyées	Sigeif	147 142	107 459	99 634	127 859	28,3 %
Nombre de conseils tarifaires dispensés par EDF	Sigeif	37 201	38 217	43 507	49 337	13,4 %

Tableau CL11

Qualité des relations et des services pour les clients "résidentiels" relevant du gestionnaire de réseau

[TRV]

	MAILLE	2020	2021	2022	2023	VARIATION
Le traitement des réclamations (nombre)						
À l'item « Relève »	Sigeif	517	305	197	282	43,1 %
À l'item « Qualité de fourniture et réseau »	Sigeif	268	243	195	276	41,5 %
À l'item « Relations avec le distributeur »	Sigeif	356	573	521	496	-4,8 %
Taux de réclamations traitées dans les 15 jours	Sigeif	92,5	96,2	95,8	95,1	-0,7 %
La gestion du contrat						
Nombre de coupures demandées par EDF à Enedis	Sigeif	2 998	4 367	0	1	-
Nombre de coupures effectives	Sigeif	712	1 493	1	1	0 %
Taux de coupures effectives par rapport à celles demandées	Sigeif	23,7	34,2	-	-	-
Nombre de pénalités liées aux impayés			28 349	35 180	33 309	-5,3 %
Nombre de résiliations de contrat à l'initiative du client			54 639	43 702	38 473	-12 %
Nombre de résiliations de contrat à l'initiative du fournisseur pour impayé			645	11	376	3318,2 %
Taux de résiliations de contrat à l'initiative du fournisseur suite à des coupures effectives du GRD	Sigeif	40,2	90,3	-	-	-

Solidarité, précarité énergétique

Le contexte économique et social, selon le baromètre 2023 du médiateur national de l'énergie, révèle une légère baisse de la précarité énergétique.

Toutefois, la crise des prix de l'énergie a démontré, une fois de plus, la nécessité de mieux protéger les petites entreprises et les copropriétés, qui sont moins bien protégées par rapport aux particuliers face aux hausses de prix.



Tableau CL12

Solidarité, précarité énergétique

FONDS DE SOLIDARITÉ POUR LE LOGEMENT (FSL)	MAILLE	2020	2021	2022	2023	VARIATION
Nombre de dossiers acceptés	Sigeif	1 724	1 789	1 327	1 689	27 %
Accompagnement Énergie	Sigeif	10 509	8 344	5 749	4 251	-26 %
Montant moyen des chèques énergie qui ont été crédités sur comptes des clients particuliers (en €)			160	159	157	-1,3 %
Montant versé par EDF au FSL (k€)	Sigeif	375	445	346	501	45 %
Montant versé par EDF au FSL (k€)	Département	3 420	3 420	3 550	3 600	1 %

Le chèque énergie (qui remplace le TPN ²)						
Nombre de clients particuliers pour lesquels un chèque énergie a été pris en compte sur l'exercice	Sigeif	30 507	28 941	30 595	30 238	-1 %
Nombre de clients particuliers pour lesquels un chèque énergie exceptionnel du millésime 2021 a été pris en compte sur l'exercice			21 090	4 103	0	-100 %
Nombre de clients particuliers pour lesquels un chèque énergie exceptionnel du millésime 2022 de 100 € a été pris en compte sur l'exercice				9 441	22 800	141 %
Nombre de clients particuliers pour lesquels un chèque énergie exceptionnel du millésime 2022 de 200 € a été pris en compte sur l'exercice				23 002	9 137	-60 %
Nombre de mises en service gratuites réalisées pour les clients particuliers identifiés par le fournisseur comme bénéficiaires du chèque énergie				806	611	-24 %
Nombre d'abattements sur les frais d'intervention pour impayé pour les clients particuliers identifiés par le fournisseur comme bénéficiaires du chèque énergie				671	117	-83 %
Nombre de clients particuliers ayant souscrit à la solution Info Watt au cours de l'année					445	N.D.
Nombre de clients particuliers ayant souscrit la solution Info Watt (au 31/12)				243	709	192 %
Nombre de clients particuliers ayant utilisé la solution Info Watt au cours des 12 derniers mois				77	372	383 %
Nombre de clients particuliers pour lesquels une attestation de droits a été traitée sur l'exercice	Sigeif	835	433	374	843	125 %

Service minimum (SMI, 1 kW)						
Nombre de réductions de puissance au cours de l'exercice	Sigeif	3 109	5 505	6 605	7 081	7 %
Nombre de réductions de puissance demandées en période de protection hivernale	Sigeif		6 442	4 090	3 216	-21 %
Nombre de réductions de puissance effectuées durant la période hivernale	Sigeif	1 000	2 532	1 922	1 623	-16 %
Nombre de clients en situation de réduction de puissance en fin d'année	Sigeif		1 196	1 275	1 235	-3 %

² Tarif première nécessité.

Les tarifs sociaux de l'énergie

Le chèque énergie, mis en place depuis le 1^{er} janvier 2018, est attribué en fonction des ressources fiscales (revenu fiscal de référence) et de la composition du ménage, il est envoyé nominativement par courrier à l'adresse connue des services fiscaux. Toutes sollicitation ou démarchage (domicile, téléphonique) doivent être refusées par le bénéficiaire.

À l'échelle de la concession du Sigeif, le nombre de clients particuliers, pour lesquels un chèque énergie a été pris en compte par le fournisseur historique, a connu une légère baisse en 2023 ; soit -1 %, par rapport à 2022. Dans un contexte économique de crise énergétique, cette baisse ne s'explique pas, malgré le maintien des mesures exceptionnelles du Gouvernement, qui relève :

- 1. d'une part**, le plafond d'éligibilité au chèque énergie, permettant à un plus grand nombre de Français de bénéficier de cette aide,
- 2. d'autre part**, le maintien des chèques énergie exceptionnels de 100 et 200 euros sur l'année,
- 3. enfin**, le bouclier tarifaire pour contenir les prix de l'énergie en France.

En effet, le chèque énergie peut être utilisé pour le règlement d'une dépense autre qu'une

facture d'électricité, comme, notamment, une facture de gaz, de fioul domestique ou de rénovation énergétique du logement...

Le tableau CL12 met en évidence le nombre de clients particuliers qui ont utilisé leur chèque énergie pour régler leur facture d'électricité.

Le fonds de solidarité pour le logement (FSL) vise à aider les personnes rencontrant des difficultés financières à accéder au logement ou à s'y maintenir. La contribution allouée par EDF est en légère hausse, avec 3,6 M€, contre 3,55 M€ en 2022 (+1 %) pour l'Île-de-France, hors Paris. La part de la concession est en forte augmentation de 45 % (0,5 M€, contre 0,35 M€ en 2022). Cette augmentation s'explique par l'augmentation du nombre de dossiers acceptés (+27 %, par rapport à 2022).

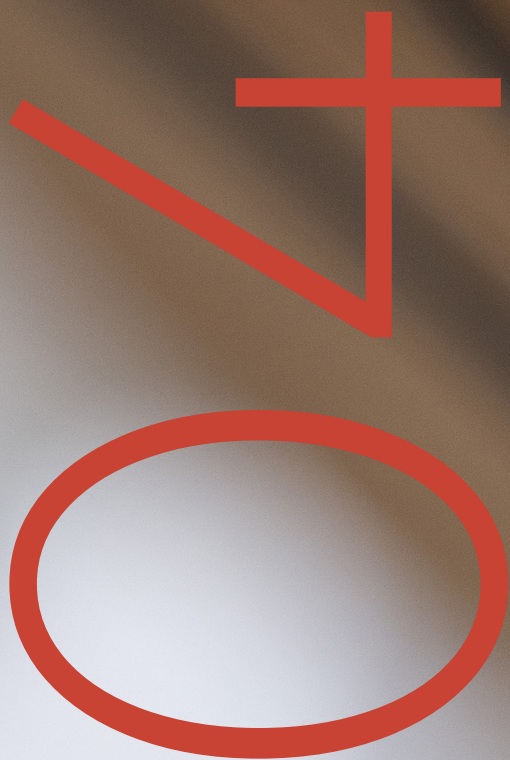
Enfin, depuis le 1^{er} avril 2022, au-delà de la réglementation en vigueur interdisant toute suspension de la fourniture d'énergie durant la trêve hivernale, EDF Commerce a souhaité aller plus loin que ses obligations réglementaires. Le concessionnaire a donc décidé de mettre fin aux coupures, en privilégiant une limitation de puissance, sauf s'il existe des impossibilités physique ou technique (cas exceptionnel).

Lorsque le fournisseur "historique" ne peut pas entrer en contact direct avec un de ses clients en situation d'impayé, une réduction de puissance est opérée pour ne pas interrompre sa fourniture d'électricité. La fourniture maintenue équivaut à une puissance de 1 kW. Pour les clients ne bénéficiant pas des aides, la limitation de puissance peut correspondre à une puissance de 2 ou 3 kW, en fonction de la puissance souscrite. Cet accompagnement solidaire ne concerne que les clients particuliers en situation d'impayé. Les mesures de limitation de puissance n'interviennent qu'en dernier recours, si les procédures de relance conformes à la réglementation en vigueur n'aboutissent pas à une solution de régularisation.

Cette démarche s'accompagne d'une facturation pour frais de retard de paiement. Le montant de la pénalité de retard est calculé sur la base de 1,5 fois le taux de l'intérêt légal appliqué au montant de la créance en TTC. Il ne peut être inférieur à 7,50 € TTC. Pour l'année 2023, le nombre de clients ayant subi une réduction de puissance déclaré par le fournisseur est de 1 623, contre 1 922 en 2022.

Pour information, le fournisseur a indiqué à l'Autorité Concédante que le nombre de clients en situation de réduction de puissance pour l'année 2023 est en hausse. Le nombre déclaré en 2022 est erroné, étant donné que les clients ayant souscrit un contrat en offres de marché ont été comptabilisés, alors que la donnée ne devrait intégrer que les clients ayant un contrat au TRV.





Qualité de l'électricité distribuée

Soucieux de la qualité du service public de la distribution d'électricité sur son territoire, le Sigeif a souhaité que le contrat de concession d'octobre 2019 intègre des critères de qualité conformes aux spécificités de la concession.

En effet, le décret du 24 décembre 2007, qui traite des niveaux de qualité et des prescriptions techniques imposées aux gestionnaires des réseaux publics de distribution (de transport également), ne répond pas suffisamment aux exigences légitimes des collectivités adhérentes au Syndicat.

CONTINUITÉ DE LA FOURNITURE

Ce chapitre aborde les résultats de l'année 2023, marquée par un critère B très en deçà des objectifs visés et fortement dégradée par rapport à 2022, année où avait été constatée une amélioration.

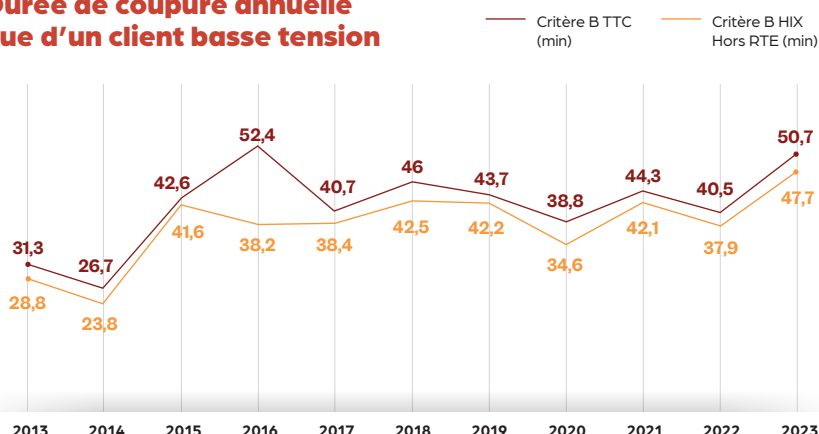
Le temps moyen de coupure (critère B)

[Source – fichier Enedis SIG 2023 CF 016 Crit B]

Le critère B mesure le temps moyen de coupure en minutes, vu par un client raccordé au réseau basse tension, à la maille de la concession. Il est représenté aux échelles départementale et communale (*voir carte durée moyenne de coupure*). Toutefois, afin qu'il conserve toute sa pertinence, il est important qu'il échappe aux conséquences de structure du réseau ou de travaux, d'autant plus impactantes que la maille observée est petite. C'est pourquoi il est important d'avoir une vision au niveau du territoire de la concession, qui permettra d'orienter ou de réorienter les priorités contenues dans les leviers de nos PPI.

Graphique Q1

Durée de coupure annuelle vue d'un client basse tension



En 2023, avec 50,7 min de coupure vue d'un client BT de la concession, nous enregistrons **le plus mauvais résultat depuis 2016 (année marquée par d'importantes crues), le second depuis 1999. Hors incident exceptionnel, l'indicateur n'a jamais été aussi médiocre.** C'est le double de l'objectif fixé au contrat, qui, rappelons-le, est de 25 min. Alors qu'était annoncée une stabilisation maîtrisée de cet indicateur essentiel, synonyme de l'état de santé des réseaux publics de distribution d'électricité et de la performance du concessionnaire, nous assistons à une dégradation notable. Si la courbe des données relevées ces cinq dernières années pouvait laisser espérer une légère amélioration tendancielle, il semble que le critère B pour l'année 2023 invalide cette hypothèse soutenue

par Enedis. Avec une augmentation de plus de 10 min de temps de coupure en moyenne, c'est 20 % d'interruptions de fourniture de plus que l'année précédente dont ont eu à souffrir les habitants des communes adhérentes au Syndicat.

À regarder chacune des composantes qui forment le critère B toutes causes confondues (TCC), nous relevons que seules celles des incidents survenus sur les réseaux HTA (- 2,5 min) et de transport RTE (- 0,2 min) diminuent ; résultat notable que nous espérons durable, notamment grâce aux actions réalisées et en cours du PPI. Cependant, les autres composantes conduisent à une augmentation du critère B hors incidents exceptionnels, (HIX) de près de 10 min.

Exception faite de la commune de Margency, dans le département du Val-d'Oise (-42,7 min), les adhérents des six autres départements ont vu les résultats de l'année dernière augmenter considérablement. C'est particulièrement vrai dans ceux qui comptent le plus de clients, comme :

- ↪ **les Hauts-de-Seine** (+8,8 min) ;
- ↪ **la Seine-Saint-Denis** (+5,2 min) ;
- ↪ **les Yvelines** (+4 min).

Ces trois départements, qui comptent à eux seuls les presque trois quarts de la clientèle à la maille du Sigeif, pèsent beaucoup dans le résultat global.

Si le nombre de clients des trois derniers départements exerce une moindre influence, ils sont toutefois fortement touchés par la hausse du critère B :

- ↪ **de l'Essonne** (+32 min) ;
- ↪ **le Val-de-Marne** (+23,5 min) ;
- ↪ **de la Seine-et-Marne** (+11,1 min).

Les temps de coupure évoluent donc très défavorablement dans six départements et atteignent des chiffres incompatibles avec les exigences de notre Syndicat, des communes et des usagers. C'est ainsi que **l'Essonne** (73 min),

le Val-de-Marne (70,5 min) et **les Hauts-de-Seine** (61,8 min) dépassent l'heure de coupure. Il faut remonter à 2018 pour trouver trace d'une telle situation (un seul département était alors concerné).

Tableau Q2

Temps de coupure par département, comparatif 2022/2023

	2022	2023
DÉPARTEMENT	CRITÈRE B	CRITÈRE B
Seine-et-Marne	28	39,12
Yvelines	33	37
Essonne	41	72,99
Hauts-de-Seine	53	61,81
Seine-Saint-Denis	41	46,21
Val-de-Marne	47	70,50
Val-d'Oise	46	3,38
TOTAL	40,50	50,72
ÉCARTS 2022/2023	+10,2	



Bien que les conclusions à tirer de ces résultats ne puissent l'être qu'au niveau global de la concession, 36 communes ont cependant connu des situations très difficiles en 2023 avec des durées d'interruption de fourniture largement supérieures à celles qu'elles avaient connues en 2022 (hors RTE et HIX). Parmi les 36 communes les plus affectées :

- ↪ **Boissy-Saint-Léger** (+114 min, pour une durée totale de 147,5 min) ;
- ↪ **Meudon** (+96 min, pour une durée totale de 147,8 min) ;
- ↪ **Verrières-le-Buisson** (+76,2 min, pour une durée totale de 116,9 min) ;
- ↪ **Mandres-les Roses** (+60,4 min, pour une durée totale de 93,9 min) ;
- ↪ **Servon** (+57,7 min, pour une durée totale de 84,4 min) ;
- ↪ **Les Loges-en-Josas** (+50 min, pour une durée totale de 83 min) ;
- ↪ **Limeil-Brévannes** (+45,6 min, pour une durée totale de 79,1 min).

À noter qu'en plus de ces données considérablement altérées, nous observons un résultat global particulièrement inquiétant, avec quasiment 3 heures de suspension de fourniture dans certaines agglomérations, pourtant très urbanisées, et logiquement dotées de réseaux performants.

Les contrôles ciblés seront l'occasion pour Enedis d'apporter les réponses aux questions que posent ces résultats.

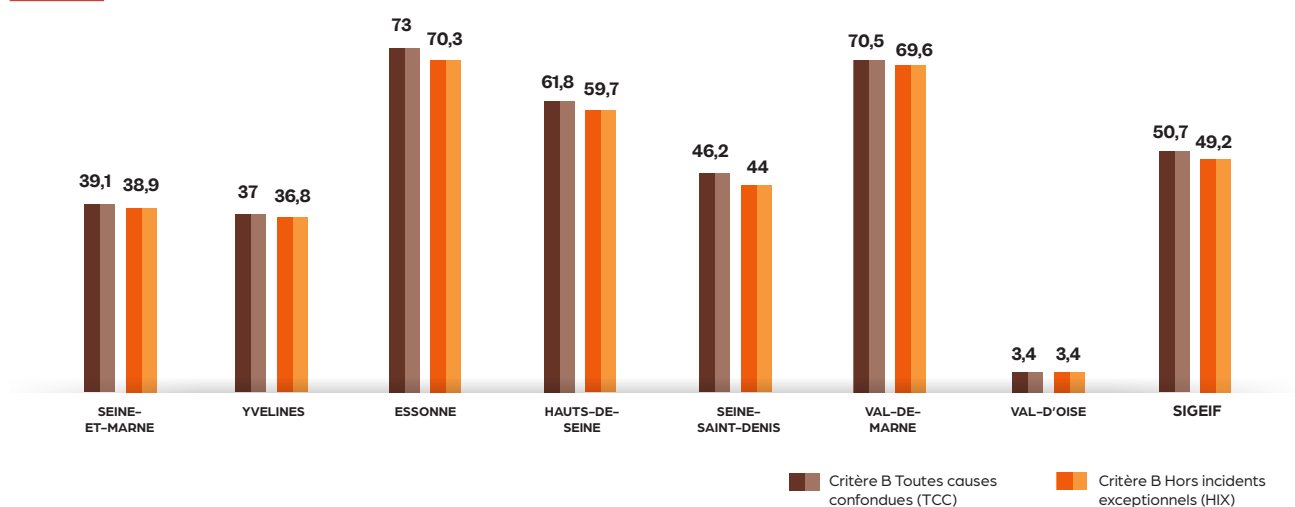
À l'inverse, c'est dans une bien moindre mesure que nous enregistrons des résultats en amélioration dans 30 des villes adhérentes, comme à :

- ↪ **Nozay** (-28,9 min, pour une durée totale de 11,8 min) ;
- ↪ **Vaujours** (-31,5 min, pour une durée totale de 4,6 min) ;
- ↪ **Sèvres** (-27,5 min, pour une durée totale de 24,4 min).

Graphique Q3

Critère B par département

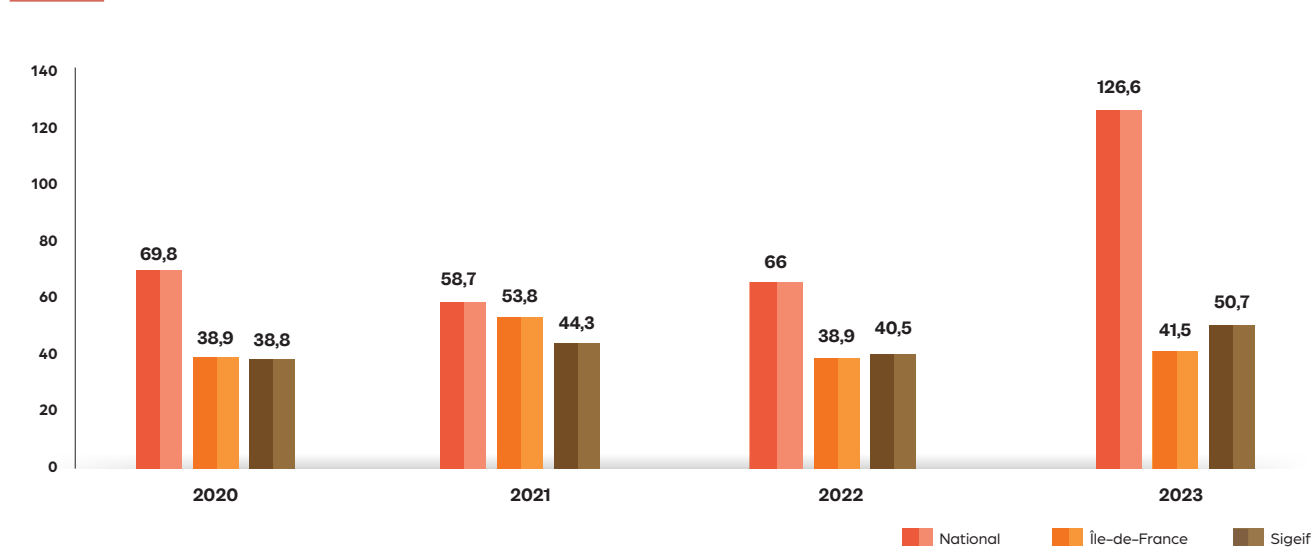
[en min]



Graphique Q4

Temps moyen annuel d'interruption pour un client BT

[en min]



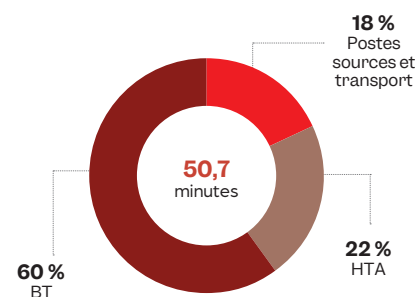
L'origine des coupures

Répartition du critère B :

- ↪ **Transport** : 1,5 min (-0,2 min, par rapport à 2022) ;
- ↪ **Incidents BT** : 18 min (+3,4 min, par rapport à 2022) ;
- ↪ **Postes sources** : 7,8 min (+7 min, par rapport à 2022) ;
- ↪ **Travaux HTA** : 1,2 min (+0,2 min, par rapport à 2022) ;
- ↪ **Incidents HTA** : 10 min (-2,5 min, par rapport à 2022) ;
- ↪ **Travaux BT** : 12,3 min (+2,3 min, par rapport à 2022).

Graphique Q5

Origine des coupures



Comme indiqué plus haut, la part prépondérante que prend le réseau BT au fil des années – pour la 4^e année consécutive – sur la HTA montre l'urgence de s'attaquer aux causes de cette situation, et valide le bien-fondé des choix opérés lors de la définition des leviers retenus dans le SDI, afin de traiter, par des opérations de renouvellement, les parties de réseaux vétustes et incidentogènes. Les coupures imputables aux travaux HTA, sont contenues, alors que celles réalisées sur la BT progressent de presque 20 %. La part du réseau HTA dans le critère B diminue en 2023 et s'établit à 10 min, soit – 2,5 min, par rapport à 2022. Enedis précise que deux éléments favorables participent à

l'explication de ce résultat, d'une part, l'absence d'épisode de fortes chaleurs et, d'autre part, la baisse du taux de « défaillance interne », expression qui reste à expliquer. Le nombre de dégâts tiers, qui avaient beaucoup augmenté en 2022, est stable, se situant toutefois au niveau élevé de 45 endommagements. Un incident en particulier a affecté la commune de Meudon en février 2023, coûtant à lui seul 1,7 min de critère B.

Les postes sources influent en 2023 de façon très sensible et voient leur résultat passer de 0,8 min à 7,8 min.

Comment expliquer la très forte augmentation des incidents postes sources pour les événements survenus en dehors de ceux des

postes de Massy et Primevères ? Si ces 2 postes concentrent un peu plus de 50 % de la valeur du critère B 2023, quelles explications peut nous fournir Enedis à propos des 3,51 min restantes (qui représentent 4,5 fois le résultat de 2022) ? À quel phénomène associer ces chiffres : les compétences spécifiques se sont-elles érodées ? La somme des travaux complexes participe-t-elle à cette dégradation spectaculaire ? La cogestion de certains ouvrages avec RTE est-elle parfaitement décrite et documentée ? **Autant d'interrogations sur lesquelles le Sigeif entend être éclairé.**

Le Syndicat souhaite également connaître la nature du plan d'actions engagé sur cet item en particulier.

Tableau Q6a

Origine et décomposition du critère B (ouvrage en concession)

[en min]

DÉPARTEMENT	CRITÈRE B TCC		CRITÈRE B HIX		INCIDENTS RÉSEAUX HTA		TRAVAUX RÉSEAUX HTA		INCIDENTS RÉSEAUX BT		TRAVAUX RÉSEAUX BT	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Seine-et-Marne	39,1	28	38,9	26,7	14	7,2	0,3	0,2	12,4	9,9	8,7	9,7
Yvelines	37	33	36,8	33,3	5,9	9,8	0,8	0,1	19,5	14,4	9,6	8,9
Essonne	73	41	70,3	41	12,2	18,6	2,3	1,4	10,2	8	12,8	12
Hauts-de-Seine	61,8	53	59,7	52,4	18,3	17,2	0,9	1	13,9	17,8	16,9	14
Seine-Saint-Denis	46,2	41	44	38,8	6,9	9,7	1,2	1,8	23,8	17,6	9,9	8,8
Val-de-Marne	70,5	47	69,6	46,8	8,8	19,2	2,8	0,8	18,2	9	27,5	3,7
Val-d'Oise	3,4	46	3,4	45,6	0	0,1	0	0	3,4	21,5	0	10,5
TOTAL Sigeif	50,7	40,5	49,2	39,6	10	12,5	1,2	1	18	14,6	12,3	10
VARIATION 2023/2022	+10,2		+9,6		-2,5		+0,2		+3,4		+2,3	

	CRITÈRE B TCC		CRITÈRE B HIX		DONT CLIMATIQUE (INCIDENTS RÉSEAUX HTA ET EN AMONT)		DONT EXCEPTIONNELS (INCIDENTS RÉSEAUX HTA ET EN AMONT)		DONT CLIMATIQUE (INCIDENTS RÉSEAUX BT)		DONT EXCEPTIONNELS (INCIDENTS RÉSEAUX BT)	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Seine-et-Marne	39,1	28	38,9	26,7	0	0	0	0	1,2	0,1	0,2	1
Yvelines	37	33	36,8	33,3	0,7	1,1	0	0	1,7	0,1	0,2	0,2
Essonne	73	41	70,3	41	0	0,2	1,9	0	0,7	0,1	0,7	0,2
Hauts-de-Seine	61,8	53	59,7	52,4	0	0	1,7	0	0,4		0,4	0,2
Seine-Saint-Denis	46,2	41	44	38,8	0	0	0	0	4,1	0,6	2,1	0,4
Val-de-Marne	70,5	47	69,6	46,8	0	0	0	0	0,2	0,4	0,9	0
Val-d'Oise	3,4	46	3,4	45,6	0	0	0	0				
TOTAL Sigeif	50,7	40,5	49,2	39,6	0,2	0,3	0,6	0	1,9	0,2	0,9	0,3
VARIATION 2023/2022	+10,2		+9,6		-0,1		+0,6		+1,7		+0,6	

Évolution critère B (hors concession)

DÉPARTEMENT	CRITÈRE B TCC		CRITÈRE B HIX		INCIDENTS RÉSEAUX HTA		TRAVAUX RÉSEAUX HTA	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Seine-et-Marne	39,1	28	38,9	26,7	2,4	0	1,4	0,7
Yvelines	37	33	36,8	33,3	0,2	0	1	0,3
Essonne	73	41	70,3	41	6,4	0,2	29,2	1
Hauts-de-Seine	61,8	53	59,7	52,4	2,4	0,4	9,3	2,1
Seine-Saint-Denis	46,2	41	44	38,8	0	2,7	4,5	0,4
Val-de-Marne	70,5	47	69,6	46,8	0	13,3	13,1	0,9
Val-d'Oise	3,4	46	3,4	45,6	0	0	0	13,6
TOTAL Sigeif	50,7	40,5	49,2	39,6	1,5	1,7	7,8	0,8
VARIATION 2023/2022		+10,2		+9,6		-0,2		+6,9

Les interruptions de fourniture d'énergie sur le réseau HTA

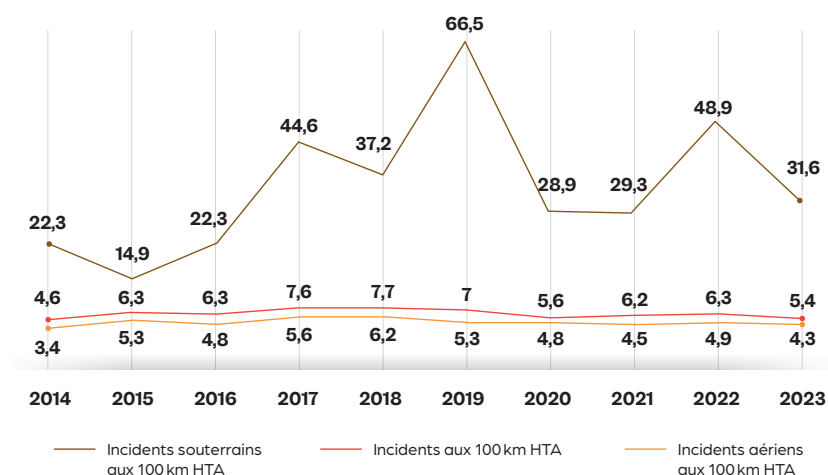
[Source Sigeif – CF007 interruptions longues HTA 2023]

Nombre d'incidents HTA pour 100 km de réseau

Le résultat 2023 est marqué par une baisse notable de 17%, affichant une valeur de 5,4. Cela permet d'envisager l'atteinte de la cible du schéma directeur des investissements, fixée à moins de 4 incidents pour 100 km de réseau HTA, en aérien et en souterrain. C'est le résultat le plus probant depuis 2020 qui avait enregistré 5,6 incidents/100 km de réseau HTA, en aérien et en souterrain.

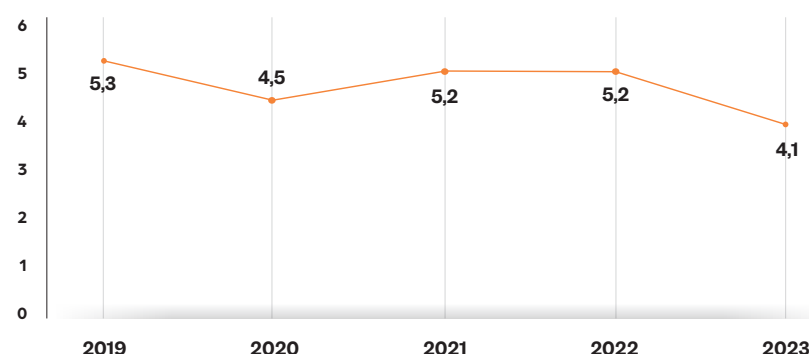
Graphique Q7a

Incidents aux 100 km de réseau HTA



Graphique Q7b

Incidents aux 100 km HTA hors DO





Sièges et causes des incidents HTA

D'après les éléments communiqués par le distributeur, 211 interruptions longues (supérieures à 3 min) imputables à des incidents ont émaillé l'année 2023. Ils ont touché 165 départs HTA sur les 629 de la concession.

Ils sont moins nombreux qu'en 2022 (- 43, soit -16,9 %), et pénalisent

moins les usagers en temps de coupure. 7 départs HTA de 6 postes sources différents ont concentré, au cours de l'année, de 3 à 5 incidents. Ils ont touché 12 908 clients de la concession. Aucun d'entre eux n'avait été identifié pour cette même raison en 2022. Ils étaient alors au nombre de 18. Ce constat est un des éléments qui explique la bonne tenue du réseau HTA et son influence positive dans la mesure du critère B.

7 postes sources ont connu 10 incidents ou plus en 2023 :

- ↪ Clichy-sous-Bois : 10 ;
- ↪ Saules (situé à Guyancourt) : 10 ;
- ↪ Versailles : 13 ;
- ↪ Galères (situé à Chelles) : 15 ;
- ↪ Rueil : 17 ;
- ↪ Primevères (situé à Sevran) : 19 ;
- ↪ Massy : 20.

Tableau Q8a

Incidents HTA – sièges des incidents sur les départs touchés 3 fois et plus

NOM DU DÉPART HTA	NOM DU POSTE SOURCE	COMMUNES	AÉRIEN	PLEIN CÂBLE	ACCESSOIRE CÂBLE SYNTHÉTIQUE	ACCESSOIRE AVEC CÂBLE PAPIER	POSTE DE TRANSFORMATION HTA	PAS DE DÉGÂTS OU NON IDENTIFIÉ	TOTAL
2C27	Rueil	Chatou, Le Vésinet, Montesson et Rueil-Malmaison			1	1	1		3
Baigna	Galères	Chelles et Noisy-le-Grand		2	1	2			4
Gratte	Jonchère	Servon		2		1		1	5
Noisy	Saules	Bois-d'Arcy et Fontenay-le-Fleury	1			1		1	3
Sablon	Galères	Chelles et Gagny		1		2			3
Sana	Montjay	Marcoussis	1	2					3
Sumo	Mitry-Mory	Mitry-Mory		1	1		1		3
TOTAL			2	8	3	7	2	2	24
POURCENTAGE			8,3 %	33,33 %	12,5 %	29,2 %	8,3 %	8,3 %	100 %

Les 2 sièges d'incidents, à l'origine des défauts les plus nombreux sur ces 7 départs, sont représentés par les « pleins câbles » (en dehors donc des diverses connexions indispensables aux raccordements ou aux grands linéaires de câbles), avec 33 %, et les « accessoires

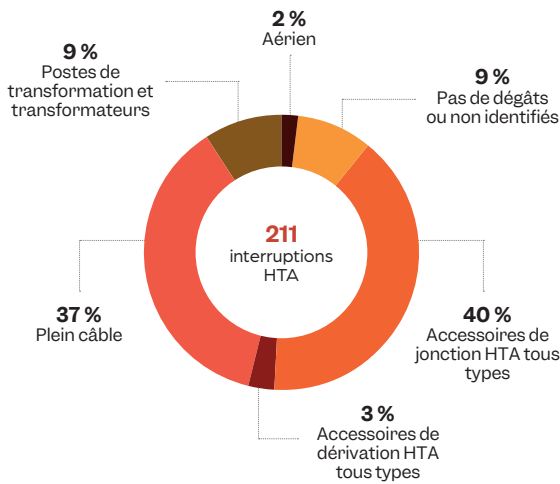
papiers », qui touchent les ouvrages de jonction (le plus souvent les fameuses JTR) ou de dérivation avec des câbles papiers, 29 %. Les accessoires de tous types (pour câbles synthétiques ou papier imprégné) sont incriminés dans plus de 42 % des cas. Indépendamment des seuls départs

évoqués ici en raison de la récurrence des pannes qu'ils subissent, les ordres de grandeur des diverses causes, divergent sensiblement lorsqu'est étudié l'ensemble des événements de défaillance du réseau HTA. Ainsi, nous constatons sur le territoire du Sigeif :

Tableau/Graphique Q8b

Interruptions HTA – Sièges des interruptions

SIÈGES	NOMBRE	%
Accessoires de jonction HTA tous types	84	39,81 %
Accessoires de dérivation HTA tous types	6	2,84 %
Plein câble	79	37,44 %
Postes de transformation et transformateurs	19	9 %
Aérien	5	2,37 %
Pas de dégâts ou non identifiés	18	8,53 %
Total (hors événements exceptionnels)	211	100 %
Événements exceptionnels	2	



Dans ce contexte plus large, les accessoires et les défauts pleins câbles sont les facteurs dominants, représentant plus de la moitié de la totalité des interruptions longues, représentant respectivement 43 et

38% des sièges. À noter que les interruptions supérieures à 3 min imputables au réseau HTA aérien sont recensées en très petit nombre, 2 %, alors qu’elles sont très conséquentes ramenées au kilomètre de réseau.

Tableau Q9

Incidents HTA – Causes des incidents

NOM DU DÉPART HTA	NOM DU POSTE SOURCE	COMMUNES	DÉFAILLANCE MATÉRIEL OU PROTECTION	USURE NATURELLE	CLIMATIQUE	FAUSSE MANŒUVRE	TRAVAUX TIERS	ÉLAGAGE	CAUSE INCONNUE	DÉFAUT DE MONTAGE	TOTAL	NOMBRE DE CLIENTS COUPÉS SUR LA CONCESSION	NOMBRE D'INCIDENTS 2022
2C27	Rueil	Chatou, Le Vésinet, Montesson et Rueil-Malmaison	1	1						1	3	1 016	
Baigna	Galères	Chelles et Noisy-le-Grand		5							5	4 943	1
Gratte	Jonchère	Servon		3					1		4	3 056	
Noisy	Saule	Bois-d'Arcy et Fontenay-le-Fleury	1	1	1						3	1 456	
Sablon	Galères	Chelles et Gagny		3							3	1 663	1
Sana	Montjay	Marcoussis			1		2				3	369	
Sumo	Mitry-Mory	Mitry-Mory		1			2				3	512	2
TOTAL			2	14	2		4		1	1	24	13 015	4
POURCENTAGE			8,3 %	58,3 %	8,3 %		16,7 %		4,17 %	4,17 %	100 %		

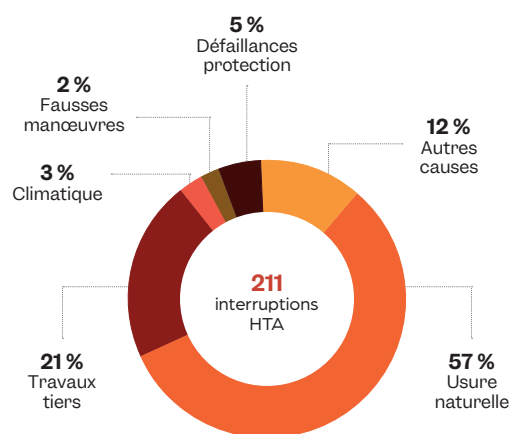
L'examen des causes dans leur globalité indique des variations entre les 211 situations d'interruptions connues en 2023, et celles plus spécifiques des départs souffrant de 3 pannes et plus. Les grands volumes, en revanche, conservent leur rang, l'usure naturelle en premier lieu et les travaux tiers pesant 57% pour l'un et 21 % pour l'autre. Ces derniers,

au nombre de 45 (presque un par semaine), indépendamment des dangers qu'ils ont fait courir et des coûts engendrés, ont privé d'électricité 28357 clients de la concession, soit l'équivalent de la ville de Vanves ou de Limeil-Brévannes. Le Syndicat relève le faible impact climatique sur les coupures longues, moins de 3%. Les fausses manœuvres,

au nombre de 3, et les défaillances de protection représentant 6,5% des situations survenues devraient pouvoir être jugulées et tendre vers zéro. Les « autres causes », un peu plus du dixième des incidents recensés, représentent des cas tels des « dépassements de capacité », ou encore des « défauts de conception ».

Interruptions HTA – Causes des interruptions

CAUSES	NOMBRE	%
Usure naturelle	121	57,35 %
Travaux tiers	45	21,33 %
Climatique	7	3,32 %
Fausse manœuvres	3	1,42 %
Défaillances protection	11	5,21 %
Autres causes	24	11,37 %
Total (hors événements exceptionnels)	211	100 %
Événements exceptionnels	2	



Les interruptions de plus de 10 heures

Rappel : selon Enedis, la durée maximale, fournie au Sigeif dans la restitution CF-007, correspond à la durée totale de la coupure depuis son enregistrement jusqu'au rétablissement du dernier client raccordé au réseau. Il est donc essentiel de disposer des

chroniques de réalimentation de chacun de ces défauts (par durée au regard du nombre de clients rétablis), puisque, dans l'immense majorité des cas, tous n'auront pas eu à subir une coupure aussi longue que celle qui a été collectée.

En 2023, 13 incidents (les travaux sont observés, par ailleurs), contre 18 en 2022, ont dépassé 10 heures d'interruption de fourniture.

Ils sont répartis comme suit dans le tableau Q10 ci-dessous :

Tableau Q10

Interruptions HTA – Interruptions sur incidents de plus de 10 heures

NOM DU POSTE SOURCE	NOM DU DÉPART HTA	DURÉE (EN MIN)	NOMBRE DE CLIENTS COUPÉS	SIÈGE	CAUSE
Sausset	SOY22	664	20	Plein câble synthétique	Autres travaux de tiers (arrachages...)
Robinson	KIRSH	672	2 645	Plein câble synthétique	Autres travaux de tiers (arrachages...)
Saint-Aubin	CORBEV	1 087	87	Jonction HTA câble synthétique/câble synthétique	Autres travaux de tiers (arrachages...)
Châtillon	ZEBRE2	1 403	1 596	Jonction HTA câble papier/câble papier	Autres travaux de tiers (arrachages...)
Montjay	SANA	4 104	111	Contact entre conducteurs	Chute d'arbre par vent
Villevaude	FLEURI	652	2 536	Poste HTA/BT : partie HTA	Dépassement de capacités électriques
Mitry-Mory	LAROSE	1 233	1 871	Poste HTA/BT : partie HTA	Installation de clients HTA
Rungis	LOCA22	765	130	Transformateur HTA/BT	Usure naturelle
Primevères	FREDO	776	837	Jonction HTA câble papier/câble papier	Usure naturelle
Massy	BEAULI	914	152	Plein câble papier	Usure naturelle
Rueil	2C62	1 099	1	Jonction HTA câble synthétique/câble synthétique	Usure naturelle
Primevères	FORT22	1 505	7	Plein câble papier	Usure naturelle
Primevères	FORT22	3 372	186	Plein câble papier	Usure naturelle

10 de ces incidents ont pour cause l'usure naturelle (6 fois) et les dégâts tiers (4 fois). Ces derniers représentent à eux seuls plus 6 millions de NiTi (**nombre de clients coupés x durée de l'incident**).

Ces données recourent celles précédemment évoquées, même si le Syndicat s'autorisera à questionner le concessionnaire à propos des pannes dont le siège est indiqué en « plein câble » et en cause « usure naturelle » : ces classifications sont-elles pertinentes ? En effet, autant la détérioration des accessoires dans la durée paraît « naturelle », autant celle des câbles – en-dehors des

agressions qu'ils peuvent subir – semble surprenante. Par ailleurs, il serait pertinent, en complément des analyses qu'Enedis produit sur les incidents supérieurs à 100 000 NiTi, d'obtenir un éclairage sur les coupures de plus de 10 heures. En particulier s'il est audible que les dommages occasionnés par des tiers (parfois de multi-endommagements surviennent sur un seul et même incident) puissent être difficilement réparables dans un court laps de temps, les défauts sur les accessoires semblent pouvoir trouver des solutions de reprise d'alimentation plus rapidement.

2 départs HTA du poste source Primevères ont été touchés par trois fois, FREDO et FORT 22, ce dernier cumulant 4 877 min d'interruption (soit plus de 81 heures). Des éléments précis sont attendus par le Sigeif sur ces cas particuliers, et sur les actions mises en œuvre pour empêcher la reproduction de tels événements.

Les travaux

Un seul chantier sur les 5 constaté dépassant les 10 heures d'interruption, sur le départ HTA Ambre du poste source de Mitry-Mory, a eu un impact sur les clients de la concession.

Les interruptions de plus de 100 000 NiTi (nombre de clients coupés x durée de l'incident)

Tableau Q11

Interruptions HTA – Interruptions sur incidents de plus de 100 000 NiTi

NOM DU POSTE SOURCE	NOM DU DÉPART HTA	COMMUNES CONCERNÉES	NITI DE LA CONCESSION	SIÈGE	CAUSE
Massy	SIXT	Champlan, Massy et Villebon-sur-Yvette	101 019	Jonction HTA câble papier/câble papier	Usure naturelle
Buzenval	EFFRAI	Garches et Saint-Cloud	107 970	Accessoire de dérivation HTA ou BT	Usure naturelle
Galères	CLOTAI	Chelles	109 145	Plein câble papier	Autres travaux de tiers (arrachages...)
Rungis	MASSIL	Wissous	114 840	Plein câble synthétique	Autres travaux de tiers (arrachages...)
Buzenval	TECK21	Garches, Saint-Cloud, Sèvres et Ville-d'Avray	115 584	Jonction HTA câble papier/câble papier	Usure naturelle
Buzenval	2B56	Garches et Rueil-Malmaison	122 445	Accessoire de dérivation HTA ou BT	Usure naturelle
Châtillon	ZEBRE2	Meudon et Sèvres	376 850	Jonction de transition rubanée HTA (synthétique/papier) - JTR	Usure naturelle
Châtillon	ZEBRE2	Meudon et Sèvres	1 271 447	Jonction HTA câble papier/câble papier	Autres travaux de tiers (arrachages...)

8 incidents dépassant les 100 000 Niti à la maille de la concession (certains départs HTA n'alimentent pas que des communes adhérentes au Sigeif) sont dénombrés en 2023, soit 9 de moins qu'en 2022. L'usure naturelle apparaît cinq fois comme cause (tous les incidents trouvent leur origine sur un accessoire de

connexion), et les arrachages causés par des tiers, trois fois.

Le poste source de Buzenval est particulièrement touché : 3 pannes sur 3 départs HTA différents ont généré un total de 345 999 NiTi.

Les communes de Garches et de Sèvres ont connu chacune trois

situations différentes à la suite des avaries survenues sur les départs les alimentant.

Enfin, le départ Zèbre 2 (et Zèbre 1, sur les communes de Meudon et Sèvres) a généré 1 648 297 NiTi lors d'un incident multiple engendré par un tiers, lors de travaux de génie civil.

Les interruptions de fourniture d'énergie sur le réseau BT

[Source Sigeif – CF007 interruptions longues HTA 2023]

Chaque année, le Sigeif analyse les interruptions générées par les incidents sur les ouvrages BT, toutes causes confondues – hors régime exceptionnel – ou programmées pour travaux (maintenance, raccordement ou structure de réseaux) qui suspendent

la distribution de l'électricité aux clients de la concession.

Plusieurs critères sont examinés :

- ↪ le siège de l'incident ;
- ↪ la cause de l'incident ;
- ↪ le nombre d'incidents aux 100 km ;

- ↪ la durée moyenne des coupures ;
- ↪ la persistance et la récurrence des pannes ;
- ↪ les 5 communes les plus touchées ;
- ↪ les coupures pour travaux.

Le siège de l'incident

Tableau Q12

Interruptions longues BT – Siège de l'incident par département



		DÉPARTEMENTS					
		77	78	91	92	93	94
SIÈGE DE L'INCIDENT							
Accessoire de branchement BT	37	1	16	11	11	5	3
Accessoire de dérivation HTA ou BT	3				3		
Accessoire de jonction BT	41		19		10	12	
Accessoire de jonction BT pour câble CPI	1				1		
Attache	12	1	3	3		4	1
Autres accessoires BT	42	2	13	6	1	14	6
Boîte de coupure souterraine BT	20		17	3			
Coffret hors sol BT	100	4	29	13	20	26	8
Conducteurs nus rompus, faible section	12		2	4	1	5	
Conducteurs nus rompus, hors faible section	54	5	7	7	4	29	2
Contact entre conducteurs	29		7	7	4	11	
Incidents BT avec siège sur branchement BT	22	4	1	5	4	8	
Isolateur	3			1		2	
Ligne à conducteurs isolés	25	3	10	2	1	7	2
Pas de dégât : éliminé avec manœuvres manuelles	7		2			4	1
Pas de siège	8		1	1		5	1
Plein câble neutre périphérique	2					2	
Plein câble papier	30		9	1	5	9	6
Plein câble synthétique	68	2	22	5	16	18	5
Poste HTA/BT : partie BT	221	16	51	25	27	85	17
Raccord, pont, bretelle	71	2	5	11	3	44	6
Raccordement matériel – extrémité BT	5		2		2	1	
Remontée aéro-souterraine : câble	14	2	1		1	9	1
Remontée aéro-souterraine BT – extrémités	9	1	1		1	6	
Rupture de neutre aérien	13					13	
Rupture de neutre souterrain	9		4	2		3	
Siège en attente d'identification ou non identifié	13		5	2	2	1	3
Support béton	3		1	1		1	
Support bois	3			1		2	
Transformateur HTA/BT	21	2	2		6	6	6
TOTAL (hors événements exceptionnels)	898	45	229	101	123	332	68

En 2023, 897 incidents (l'un d'entre eux, comptant 1 min de coupure au Blanc-Mesnil, est anormalement renseigné dans le fichier CF008 des coupures longues > 3 min) du réseau basse tension ont entraîné une coupure longue, soit 10 de plus (+1,1 %) que l'année précédente.

Parmi les sièges les plus fréquemment mis en cause, se trouvent les câbles et tous leurs accessoires, 267 interruptions (29,7 %), le domaine aérien, 256 situations (28,5 %), la partie BT des postes de distribution publique, 221 cas (24,6 %), et les coffrets, 100 fois (11,1 %).

Pour mémoire, les ouvrages en aérien pèsent 13,2 % de la totalité du réseau de la concession et sont donc surreprésentés en termes d'incidents.

Il n'y a pas d'évolutions marquantes qui permettraient de dégager des

tendances, ou de montrer des signaux d'alerte sur un aspect des ouvrages BT en particulier. Ces données stables, au regard du critère B de la concession notablement dégradé, induisent **des incidents de plus en plus longs**, qui mériteront d'être expliqués par le concessionnaire.

Fort logiquement, la répartition de ces défauts entre départements ne connaît pas de changement, les tendances restent celles de l'année passée : la Seine-Saint-Denis et les Yvelines sont les plus concernées, pesant respectivement 37 % et 25,5 % de ces coupures longues. Pour mémoire, ces départements sont peuplés de 30,4 % et 25,6 % de la totalité de la population de la concession.

Aucune coupure longue d'origine BT n'a été enregistrée pour la commune de Margency (seule adhérente du Sigeif dans le Val-d'Oise).

Les communes suivantes sont les plus fréquemment touchées par des incidents basse tension :

- ➔ Aulnay-sous-Bois, 76 fois,
- ➔ Versailles, 63 fois,
- ➔ Le Blanc-Mesnil, 59 fois,
- ➔ Rueil-Malmaison, 40 fois.

Le nombre d'incidents a été le plus important (319, soit + de 35 %) durant les mois de janvier (113), novembre (109) et décembre (97). Ce constat appelle l'attention du Syndicat, notamment sur la complémentarité des énergies pendant l'hiver. Il est également dans l'intérêt du concessionnaire de soutenir les autres énergies dans un territoire dense, avec un patrimoine gazier de qualité et un potentiel de géothermie conséquent.

La cause de l'incident

Tableau Q13
Interruptions longues BT – Cause de l'incident par département



	DÉPARTEMENT					
	77	78	91	92	93	94
CAUSE DE L'INCIDENT						
Conducteurs déréglés	2	1		1		
Travaux de tiers - élagage ou abattage	2				2	
Condensation, inondation	6	1		1	4	
Fausse manœuvre	6			4		2
Défaillance protection	7	3		1	2	1
Défaut de conception	7	1		3	3	
Autres animaux	8	1			5	2
Défaut de montage/tirage	8		1	6	1	
Chute d'arbre par vent	11	2	2	1	1	5
Chute de branche par vent	11	1	1	2	7	
Corps étranger	12	5	1	1	5	
Élagage insuffisant	14	4	2	2	6	
Véhicule	25	4	5	3	10	3
Effort anormal par tempête de vent ou de pluie	31	5	8		16	2
Autres travaux de tiers (arrachages...)	88	6	13	14	27	7
Dépassement de capacités électriques	207	18	49	19	84	16
Usure naturelle	453	19	138	49	156	35
TOTAL (hors événements exceptionnels)	898	45	228	101	123	68

NB : les différences entre les valeurs des « sièges et des causes » s'expliquent par l'absence de classement précis d'un incident ; c'est le cas une fois dans le département des Yvelines et une fois dans celui du Val-de-Marne.

Outre l'accroissement du nombre d'incidents entraînant une coupure longue, la cause principale estampillée « usure naturelle » continue d'augmenter, représentant, en 2023, 453 cas (50,4 %).

Depuis 2021, 86 situations supplémentaires ont détérioré le critère B directement imputable au réseau BT, étayant la part grandissante que celui-ci prend dans le temps de coupure annuelle.

Dans un autre registre, à l'inverse, le « dépassement des capacités » affiche de nouveau une baisse (-11 %), après celle de 2022 (-25 %), semblant indiquer une tendance positive et laissant augurer des actions de fond de la part du concessionnaire, susceptibles d'endiguer sur le long terme ce phénomène grâce à des travaux de structure, de remplacement de matériel ou d'adaptation aux charges. Peut-être faut-il y voir la

marque de la politique particulière de suivi et d'anticipation mise en œuvre par Enedis, notamment avec les données nouvelles mises à disposition avec Linky ? Les contrôles ciblés menés par le Syndicat, à propos du traitement des incidents, devraient permettre d'analyser plus profondément ces résultats et d'en tirer des conclusions affinées avec le concessionnaire.

Les pannes d'origine « climatique » (pluie et inondation, vent ou épisode de canicule), au nombre de 59, sont moins nombreuses et les événements d'ampleur ont donc moins influencé la tenue du réseau.

Les dommages provoqués par des « travaux tiers » évoluent peu (+4) mais conservent un niveau conséquent, représentant presque 10 % du total des incidents. Ce rebond, modéré mais réel, après le constat de l'année passée qui marquait une rupture nette, avec une diminution de 7 %, laisse cependant espérer que la courbe de ces incidents spécifiques s'infléchira dans les années à venir sous l'action conjuguée des concessionnaires, des

entreprises et du Syndicat. Soutenu et encouragé par le Sigeif, Enedis est à l'initiative, avec GRDF, de la mise en pratique d'une méthode d'intervention traduite sous le label « VIG4E », qui, avec l'implication des prestataires, diminue le risque d'endommagement des ouvrages, singulièrement les branchements.

Enfin, les fausses manœuvres, les défaillances de protection, les défauts de conception et de montage se montent à 28 cas (3 %). Bien que cela pèse peu au regard de la somme de toutes les pannes, ces causes diverses ont touché 1 900 clients de la concession et coûté 397 559 NiTi. Le Syndicat sera attentif à l'évolution de ces typologies et aux actions menées pour les réduire au minimum.

Il serait intéressant d'obtenir l'éclairage du concessionnaire sur l'harmonisation de la saisie des informations des incidents à la maille du territoire de la concession. Il apparaît des disparités d'imputation qui, pour des territoires similaires et homogènes techniquement, pourraient produire des données plus justes.

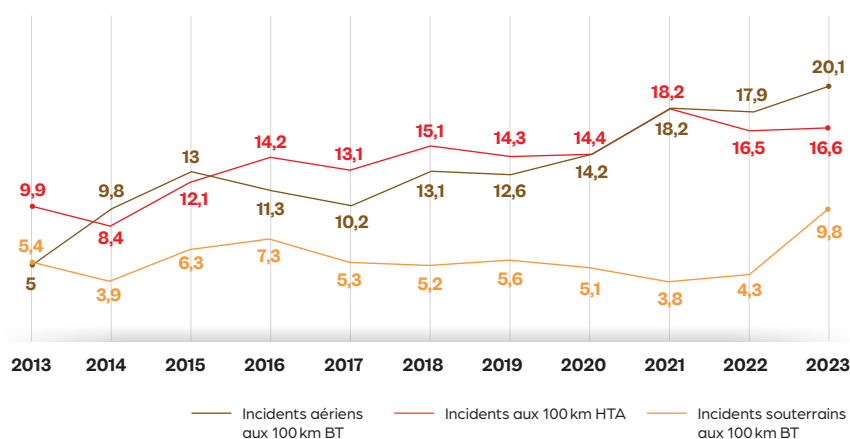
Nombre d'incidents BT pour 100 km de réseau

Cet indicateur augmente en 2023 et atteint la valeur de 16,6 incidents aux 100 km, soit une hausse de 0,1 %.

Il s'éloigne de l'objectif cible du schéma directeur des investissements : moins de 8 incidents aux 100 km de réseau. Nous sommes loin de revenir aux résultats de 2019 et 2020, et parvenons à une valeur naturellement corrélée à celle du critère B.

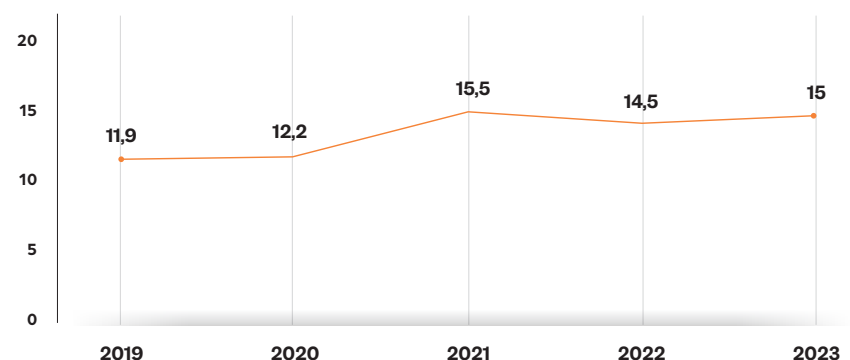
Graphique Q14a

Nombre d'incidents pour 100 km de réseau



Graphique Q14b

Nombre d'incidents BT hors dommages aux ouvrages



La durée moyenne des coupures

La durée moyenne des coupures à la suite d'incidents connaît un brusque à-coup, passant de 259 min à 302 min au périmètre du Sigeif, malheureusement de façon cohérente avec la hausse du critère B, particulièrement marquée en basse tension. Décomposé, cet indicateur livre des éléments dans la continuité de ce qui a été observé en 2023 :

↳ Les défauts sur le réseau aérien rebondissent de nouveau et la durée de coupure retrouve sa valeur de 2021, 292 min.

↳ La durée des interruptions du réseau souterrain diminue de 400 à 370 min.

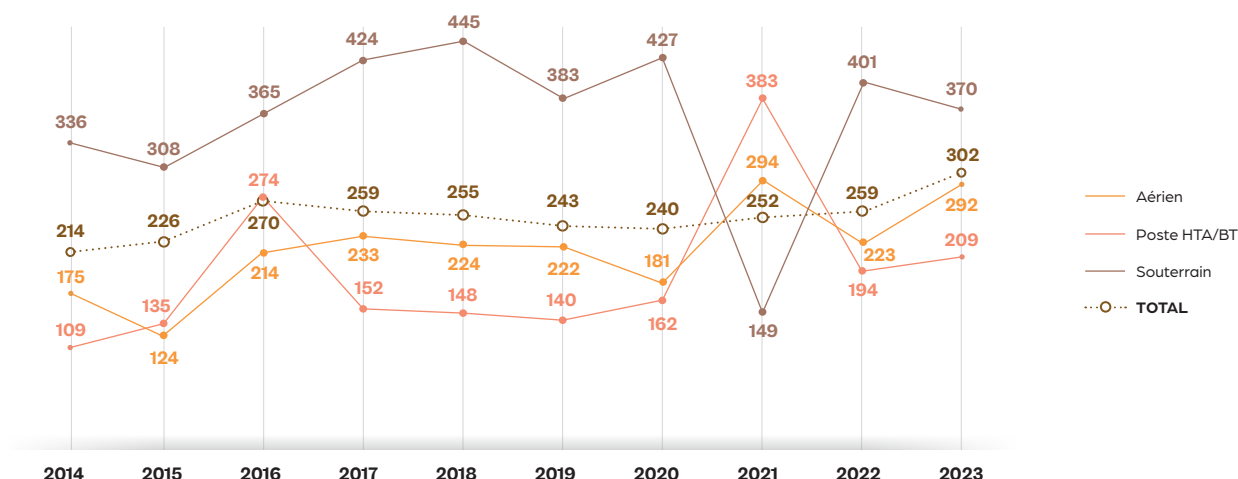
↳ Celle des pannes des postes HTA/BT augmente sensiblement, atteignant 209 min.

Le Syndicat ne peut que constater avec inquiétude que la durée moyenne de coupure sur son territoire est passée de 214 à 302 min en 10 ans, soit 1h28 min de plus. Cette situation interpelle d'autant plus que le concessionnaire dispose désormais

de moyens plus rapides et plus agiles de localisation, et que le déploiement de Linky devrait permettre une gestion d'anticipation de certains événements (rupture de neutre, par exemple). Pour ces raisons, il paraît paradoxal que le temps de coupure s'allonge ainsi. Il ne pourra pas être fait l'économie d'une analyse approfondie, afin que le Sigeif puisse communiquer auprès de ses communes adhérentes et des clients de son territoire, sur les raisons qui amènent à cette situation et sur les actions de fonds qu'Enedis s'emploie à développer pour y faire face.

Graphique Q15

Durée moyenne des coupures sur incidents BT



Les coupures pour travaux

En complément des seuls incidents, **les travaux** contribuent très significativement au mauvais résultat du critère B, du fait de certaines situations nécessitant des coupures, selon le concessionnaire. **Il faut toutefois distinguer l'impact des domaines de tension HTA et BT. En effet, leur nombre et leur durée sont sans commune mesure et ne doivent pas être confondus.**

Coupures longues HTA

À propos des travaux suscitant un dépassement de 100 000 NiTi, le Syndicat note que quatre chantiers en sont à l'origine. Il paraît étonnant d'avoir classé un de ces dossiers avec la nature «travaux», alors qu'il n'y a «pas de siège», associé à une cause «usure naturelle». L'Autorité Concédante interrogera Enedis sur les trois autres affaires dont le siège est situé dans un poste HTA/BT : quelles raisons ont conduit à ne pas recourir à un groupe électrogène, indépendamment de la cause mise en avant ? Il convient de souligner que 64 coupures libellées avec «autres causes» sont en réalité des «séparations de réseau» (prestation

demandée à Enedis par un client propriétaire d'un poste de livraison pour l'entretien ou le remplacement de son matériel), sans aucun impact sur les clients basse tension de la concession.

Enfin, il est à noter que 11 événements qualifiés «travaux» créant 149 844 NiTi sont causés par des opérations dites «urgentes pour mise en sécurité décidée par Enedis», dont on ne sait rien de la teneur : la saisie des horaires paraît plutôt désigner des incidents (5 h 28, 23 h 24, 20 h 40). S'agit-il d'interventions réalisées à la suite de travaux qui ont entraîné une défaillance ? Des précisions du concessionnaire sont attendues sur ce sujet.

Coupures longues BT

Ce sont 628 interventions réalisées en 2023 qui ont touché presque 51 000 clients de la concession.

214 interventions concernent celles qui ont affecté les postes de distribution publique, soit plus du tiers (34 %). Viennent ensuite, avec 77 occurrences (12,3 %), les coupures longues liées à des travaux sur le réseau aérien,

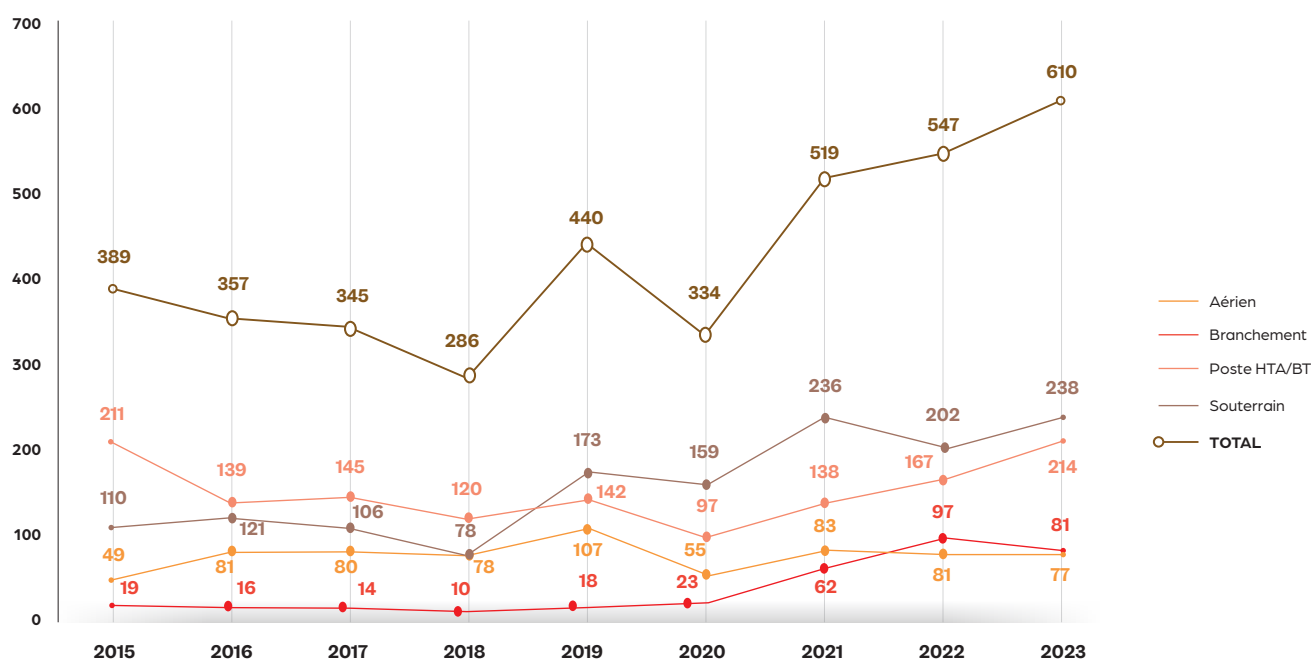
et 238 (37,9 %) le réseau souterrain.

Le reste étant réparti entre les ouvrages clients, 18 (7,5 %), et les branchements et/ou les colonnes montantes, 81 (12,9 %). 18 concernent des ouvrages clients (non intégrés au graphique). L'ensemble de ces situations représentent 9 198 097 NiTi.



Graphique Q16

Nombre de coupures pour travaux BT



Le nombre de chantiers entraînant une coupure longue augmente de nouveau : si le Syndicat apprécie les investissements consacrés à son réseau, la part des travaux réalisés sous coupure ne cesse de croître. De 2015 à 2023, celle-ci a augmenté de 57 %. Ce chiffre serait à rapprocher du volume global d'affaires réalisées. Or, les éléments du CRAC transmis en pages 140 à 165 ne permettent pas une analyse approfondie et encore moins un rapprochement avec les affaires du PPI listées en pages 71 à 79 du même document. Cependant, de façon générale, il

serait souhaitable de connaître les critères de choix que s'impose le concessionnaire afin de décider de la méthode de travail, sous tension ou non. Lorsque le Sigeif demande pour ses propres raccordements de bornes IRVE, le concessionnaire se retranche derrière la confidentialité de son savoir-faire et de son action, à « ses risques et périls ».

Les coupures longues pour travaux se répartissent et évoluent comme suit :

↪ **Aérien :** 77, contre 81 en 2022,

↪ **Branchements :** 81, contre 97 en 2022,

↪ **Postes HTA/BT :** 214, contre 167 en 2022,

↪ **Souterrain :** 238, contre 202 en 2022.

77 chantiers (+27 sur 2022) dépassent 30 000 NiTi (équivalent 100 clients coupés durant 5 h). 137 (+29 sur 2022) ont dépassé 5 h de coupures (108 en 2022). Parmi ceux-ci, 49 (+20, par rapport à 2022) ont enregistré de surcroît un NiTi supérieur à 30 000.

Toutes les valeurs sont à la hausse, de manière spectaculaire, participant chacune de la détérioration du critère B.

Les coupures sous régime exceptionnel

[Source Sigeif – CF008 interruptions longues BT 2023 et Sigeif – CF007 interruptions longues HTA 2023]

Graphique Q9c

Causes des interruptions sous régime exceptionnel en BT

INCIDENTS SOUS RÉGIME EXCEPTIONNEL	
CAUSE DE L'INCIDENT	NOMBRE
Incendie d'origine externe	31
Malveillance	16
Vol de métaux	1

TRAVAUX SOUS RÉGIME EXCEPTIONNEL	
CAUSE DE LA COUPURE	NOMBRE
Coupure à la demande des autorités	3

En BT, nous enregistrons 51 occurrences, dont 48 fois sur incidents et 3 fois pour travaux. Nous y retrouvons les causes diverses, comme les incendies d'origine externe, les actes de malveillance, les vols de métaux. Au sujet des travaux, il s'agit de coupures à la demande des autorités ou de GRDF. 2 500 clients ont subi ces interruptions d'alimentation électrique, avec un NiTi total de 671 374 (en cumulé, cela correspond à plus de 11 jours).

En HTA, seules 3 situations qualifiées d'exceptionnelles ont engendré des coupures : 2 sur incidents, 1 pour des travaux. Concernant les incidents, il s'agissait pour ces deux événements de malveillance, qui ont coûté dans 1 cas 178 097 NiTi et dans le second aucun (pas de client coupé mais un tronçon endommagé). Pour la partie travaux, il s'agit d'une coupure à la demande des autorités, dans un poste de distribution publique, entraînant un NiTi d'une valeur de 31 317.

Indicateurs locaux de la continuité d'acheminement

[Source Sigeif-2023-CF 001 4 Histo durée]

I. TCI A : taux de clients affectés par une coupure de longue durée, supérieure ou égale à 3 min.

$$TCI A = \frac{100 * (\text{somme des clients affectés})}{(\text{somme des clients de la zone concernée})}$$

	2018	2019	2020	2021	2022	2023
TCI A (en %)	69	69	52	68	50	70

Avec 521 750 clients coupés (en valeur cumulée), toutes causes confondues, le résultat 2023 enregistre un recul notable après une année 2022 en amélioration.

Ce résultat se situe parmi les taux les plus hauts de ces dernières années, atteignant la barre symbolique de 70 %.

Le Syndicat invite le concessionnaire à utiliser tous les moyens à sa disposition pour réduire autant qu'il le peut le nombre et les conséquences d'interruptions de fourniture.

II. TCL : taux de coupures de longue durée, supérieure ou égale à 3 min.

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

	2018	2019	2020	2021	2022	2023
TCL (en %)	0,20	0,22	0,19	0,25	0,20	0,25

Le nombre total de coupures longues qui ont altéré la distribution d'électricité en 2023 est passé de 1 386 en 2022 à 1 894 en 2023. Cela impacte très négativement cet indicateur, retrouvant une valeur de 0,25, atteinte une seule fois depuis 2017.

Cet accroissement, bien que touchant moins de clients que l'année dernière, constitue un signal important de détérioration de l'acheminement que le concessionnaire doit analyser et corriger.

III. TCB : taux de clients affectés par une coupure brève (1 s < ou = durée < 3 min).

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

	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Nbre CB	467	326	307	482	430	353
TCL (en %)	0,07	0,05	0,04	0,07	0,06	0,04

Les coupures brèves, contrairement à celles de longues durées, connaissent une forte diminution, retrouvant peu ou prou l'étiage autour duquel le Syndicat entend voir cet indicateur se maintenir.

Autres indicateurs de performance

[Source Sigeif – CF001 Histogrammes durée et nombre incidents TCC 2023 et CF006 Nombre de CL CB CTB par départs HTA]

Sont observés dans ce paragraphe les résultats de plusieurs indicateurs qualifiés de performance :

- ➔ **Le nombre de clients** subissant plus de 6 coupures longues dans l'année,
- ➔ **Le nombre de départs HTA** subissant plus de 4 coupures brèves dans l'année,
- ➔ **Le nombre de coupures** pour travaux basse tension, d'une durée supérieure à 5 heures,
- ➔ **Le nombre de clients coupés** plus de 3 heures ou plus de 6 fois (toutes causes confondues).

Clients subissant plus de 6 coupures longues dans l'année :

L'année 2023 enregistre une légère hausse de 48 clients basse tension qui ont subi plus de 6 coupures longues (266 contre 218 en 2022). Ces chiffres demeurent toutefois très inférieurs à ceux de 2021 (-730) et retrouvent une valeur proche de 2022 (+56). Les communes Sigeif de 4 départements alimentent cet indicateur : la Seine-et-Marne, l'Essonne, le Val-de-Marne et la Seine-Saint-Denis. Ce dernier concentre les trois quarts de ces clients, soit 198.

Départs HTA touchés par plus de 4 coupures brèves :

Seuls 2 départs HTA en 2023, contre 6 en 2022, ont été le siège de plus de 4 coupures brèves : **L21 du PS de Louveciennes et Grace 2 du PS de Robinson.**

Évolution du nombre de coupures pour travaux BT > à 5 heures :

Elles augmentent de 27 % et atteignent le chiffre record de 137. Cette évolution corrobore les autres données relatives aux coupures pour travaux, qui participent grandement au mauvais résultat du critère B. De manière connexe, les coupures de plus de 5 heures et de 30 000 NiTi croissent considérablement, +67 %, et celles de plus de 30 000 NiTi, indépendamment de la durée, de 53 %.

La courbe du **graphique Q17** est éloquent et interroge sur un changement de pratiques du concessionnaire depuis 2020.

Les interruptions de plus de 8 heures sont stables (13 pour 14 en 2022).

Graphique Q17

Évolution des coupures pour travaux BT > 5 heures et > 30 000 NiTi

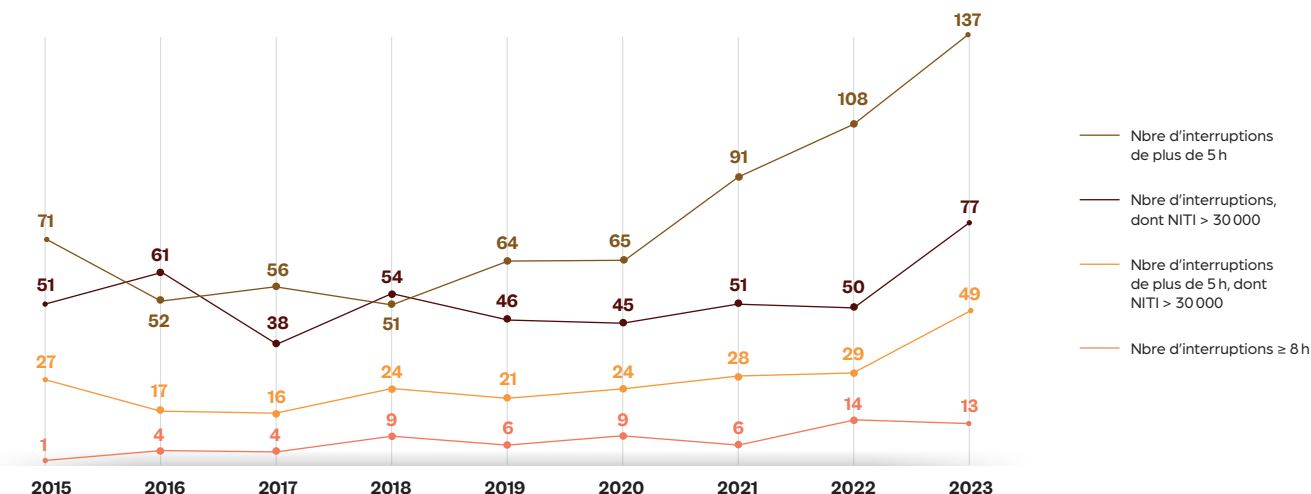


Tableau Q18

Le nombre de clients coupés plus de 3 heures ou plus de 6 fois (toutes causes confondues)

DÉPARTEMENT	PLUS DE 3 HEURES					PLUS DE 6 FOIS				
	2019	2020	2021	2022	2023	2019	2020	2021	2022	2023
Seine-et-Marne (77)	1 589	1 390	1 895	2 365	4 207	-	-	-	-	25
Yvelines (78)	11 290	12 183	9 820	9 586	10 335	29	-	160	-	-
Essonne (91)	5 142	7 062	6 548	5 188	7 242	20	16	166	-	10
Hauts-de-Seine (92)	13 219	9 302	10 518	11 962	11 264	109	194	65	-	-
Seine-Saint-Denis (93)	10 765	9 299	18 507	12 655	11 917	164	-	588	202	193
Val-de-Marne (94)	1 371	1 242	1 249	2 024	4 304	-	-	17	16	33
Val-d'Oise (95)	46	114	257	94	27	-	-	-	-	-
TOTAL CONCESSION SIGEIF	43 422	40 592	48 794	43 874	49 296	322	210	996	218	266



En 2023, 49 296 clients de la concession ont connu plus de 3 heures de coupure, représentant 6,6 % (5,9 % en 2022) de l'ensemble de la clientèle. Il s'agit donc de la valeur la plus élevée depuis 2016.

Les communes Sigeif de 4 départements enregistrent une hausse : la Seine-et-Marne, les Yvelines, l'Essonne et le Val-de-Marne. Tandis que, dans les 3 autres départements, les Hauts-de-Seine, la Seine-Saint-Denis et le Val-d'Oise, la baisse du nombre de coupures de plus de 3 heures est infime. **Pour la**

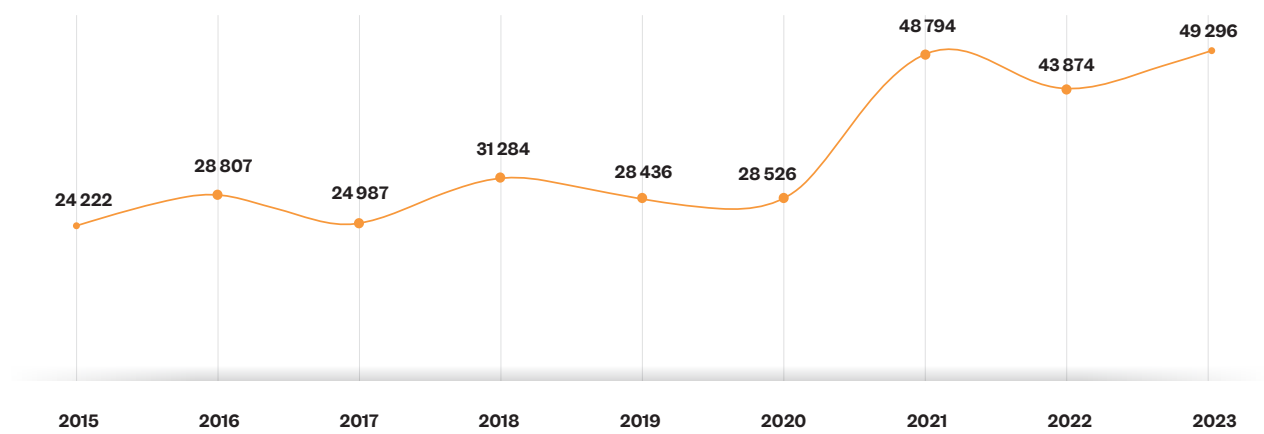
clientèle, cet indicateur reflète la mauvaise tenue du critère B au périmètre de la concession.

56 % de ces interruptions sont causées par des incidents et 44 % par des travaux. La part de ceux-ci augmente de 4 % en 2023.

En ce qui concerne les usagers privés d'électricité plus de 6 fois dans l'année, leur nombre augmente légèrement et atteint 266. Si cela est bien moindre que ce qu'ont connu les années 2018 et 2021, nous sommes loin de retrouver la donnée de 2016 où seuls 19 clients s'étaient trouvés dans cette situation.

Graphique Q19

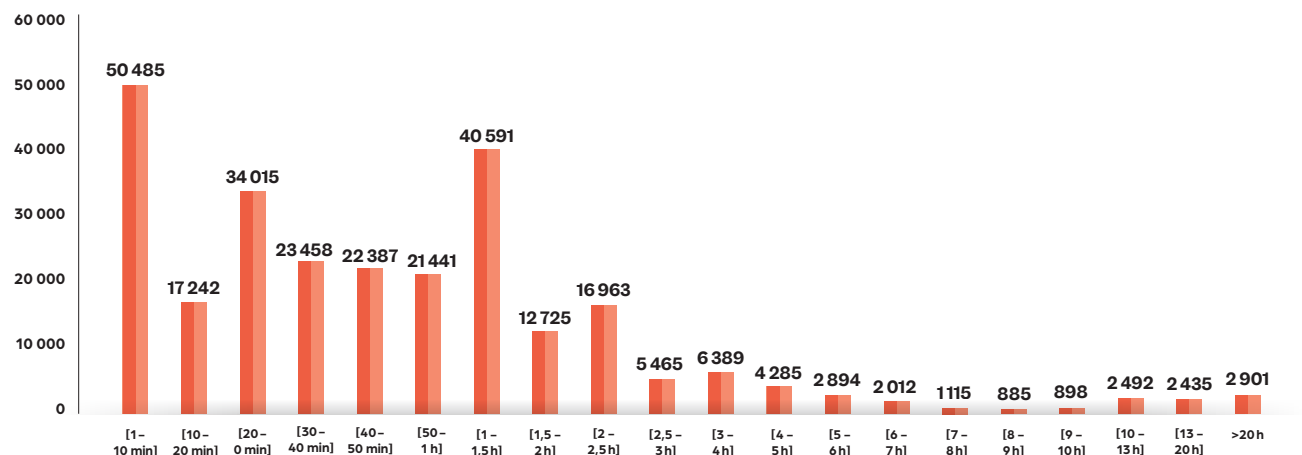
Nombre de clients coupés plus de 3 heures



Graphique Q20

Nombre de clients coupés sur incidents

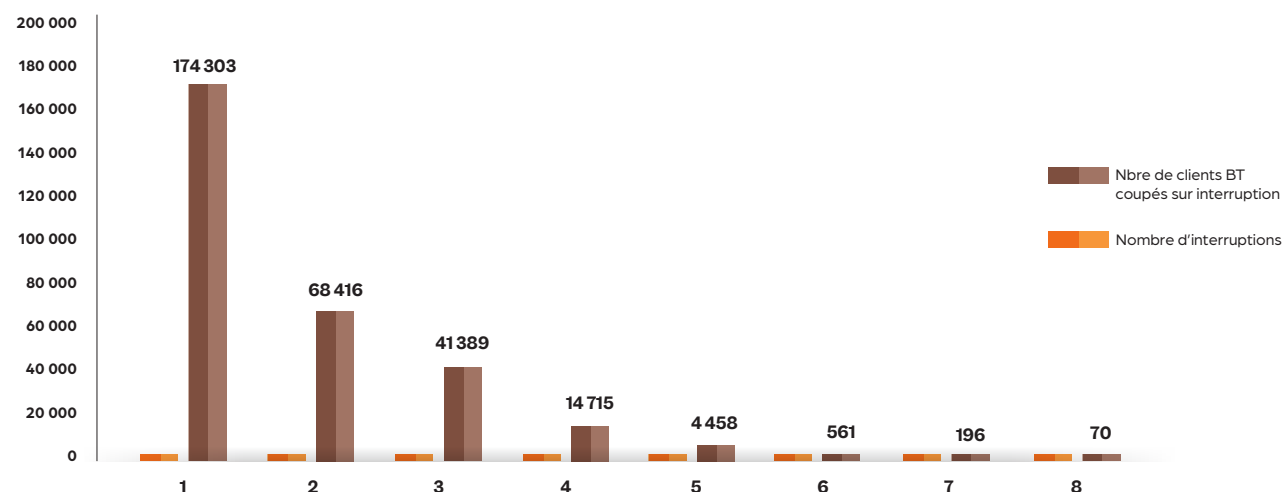
[par temps de coupure]



Graphique Q21

Nombre de clients coupés sur incidents

[par nombre de coupures]



Suivi des valeurs repères 2023 du contrat :

Tableau Q22

Caractéristiques des coupures sur le réseau HTA

TOUTES CAUSES CONFONDUES	ANNÉE			
	2023	2022	2021	2020
Nombre de clients subissant plus de 2 coupures de plus de 4 h pour travaux	0	0	0	0
Taux de clients coupés plus de 3 h	6,6 %	5,9 %	6,8 %	5,7 %
Taux de clients coupés plus de 6 h	3,3 %	2,5 %	2,8 %	2,8 %
Nombre de clients coupés plus de 3 h suite à incident	49 296	43 874	30 162	28 526

Contraintes sur les ouvrages

Constatant de nouveau le vieillissement des réseaux, accompagné d'une hausse des incidents occasionnés par leur « usure naturelle », le Sigeif vérifie le fonctionnement normal de son patrimoine et incite le concessionnaire, à travers le schéma directeur des investissements, à agir pour un service public de qualité.

Tenue de la tension HTA

Tableau Q23

Tenue de la tension sur le réseau HTA [UMAX]

(Source OHTA 008 caractéristiques des départs HTA et OHTA 007 chute de tension HTA par poste)

DÉPART HTA	POSTE SOURCE	COMMUNES	TENSION DE SERVICE (KV)	CHUTE DE TENSION (EN%)	CONTRAINTE 2022	CONTRAINTE 2 ANS OU PLUS	PRÉ-CONTRAINTE	NOMBRE D'USAGERS EN 2023
FORTRA	Villeneuve-Saint-Georges	Marolles-en-Brie, Limeil-Brévannes et Boissy-Saint-Léger	20	5,3 %	x	x	-	2 990
FLEURI	Villevaudé	Villeparisis	20	6,5 %	x	x	-	2 562

La chute de tension admissible du réseau HTA (mesurée par départ), telle que définie dans l'article 35B du cahier des charges du contrat de concession, doit être inférieure à 5%. En 2023, seuls 2 départs HTA (0,3% de l'ensemble des départs de la concession) dépassent cette valeur, alors que nous en dénombrions 9 en 2022, 10 en 2021 et 8 en 2020. Ces deux ouvrages étaient déjà recensés précédemment.

I. Départ Fortra du poste source de Villeneuve-Saint-Georges

En 2023, il atteint 5,23 %, soit 1 % de plus qu'en 2022. Le Syndicat avait indiqué à cette occasion qu'il

« attendait de son concessionnaire des actions qui permettront d'effacer tout risque d'une contrainte ». Quels événements sont venus détériorer la situation ? Nous observons que seul le paramètre « Puissance calculée TMB » augmente (TMB : température minimale de base), alors que l'ensemble des autres données susceptibles d'affecter la chute de tension n'évoluent pas.

II. Départ Fleuri du poste source de Villevaudé

Bien que la chute de tension de ce départ diminue de 7,2 % à 6,5 %, il conserve la valeur la plus haute de la concession. Les facteurs influençant

le delta U ne connaissent pas de modification notable, exception faite de la « puissance calculée TMB », qui baisse.

Il conviendra d'obtenir d'Enedis les informations concernant la valeur « puissance calculée TMB », qui dans le cas de Fortra augmente, et baisse dans celui de Fleuri. Dans cet esprit, il sera intéressant de connaître la formule de calcul utilisée pour cette puissance calculée « température minimale de base ».

Les clients dits mal alimentés

(Sigeif CTBT 003 chute de tension départ BT)

L'état de restitution CTBT-003 est un outil qui constitue une aide au diagnostic ainsi qu'à l'élaboration des programmes travaux des réseaux basse tension.

Les données produites permettent au concessionnaire de décider des actions à mener pour lever les contraintes identifiées dans les postes de distribution publique, dont le modèle de calcul fait apparaître une variation de tension en dehors des valeurs de référence, soit une tension de + ou - 10 % (tension simple comprise entre 207 volts et 253 volts).

Le nombre de clients mal alimentés (CMA) a diminué de 29,7 % en 2023, et s'élève à 3 133 (0,4 % des clients de la concession, contre 0,6 % en 2022). Pour rappel, le résultat de 2022 était de 4 457 et celui de 2021 de 5 184. Le taux de clients BT mal alimentés sur le territoire de la concession baisse à 0,4 %, contre 0,6 % en 2022.

Après une année 2022 enregistrant une diminution significative du nombre de CMA provenant principalement de la résorption des clients identifiés, 2023 poursuit la décrue, malgré l'électrification des usages et l'accroissement des longueurs de réseaux.

« Le Sigeif entend qu'Enedis maintienne et poursuive l'effort, en rappelant que le nouveau contrat prévoit le traitement des contraintes de tension dans les deux ans suivant leur apparition. »

Tenue de la tension – Évolution du nombre de clients mal alimentés

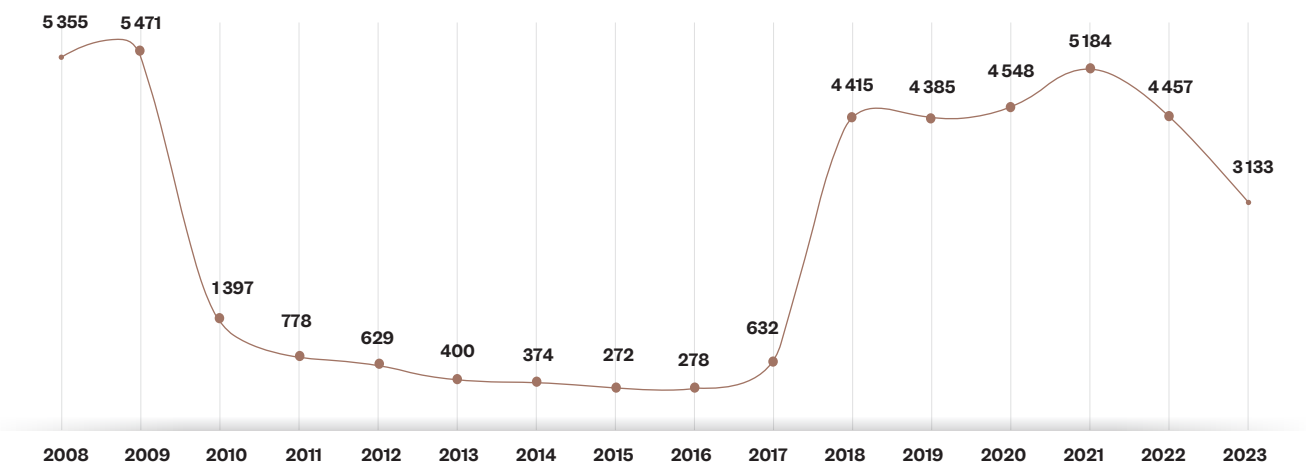


Tableau Q25

Tenue de la tension – Répartition par départements du nombre de clients mal alimentés

DÉPARTEMENT	CLIENTS BASSE TENSION					
	CMA* 2023	CMA* 2022	CMA* 2021	Taux CMA* 2023	Taux CMA* 2022	Taux CMA* 2021
Seine-et-Marne (77)	208	327	357	0,37 %	0,6 %	0,7 %
Yvelines (78)	612	733	778	0,32 %	0,4 %	0,4 %
Essonne (91)	462	714	708	0,49 %	0,8 %	0,8 %
Hauts-de-Seine (92)	365	352	618	0,27 %	0,3 %	0,5 %
Seine-Saint-Denis (93)	1 189	2 192	2 675	0,52 %	1 %	1,2 %
Val-de-Marne (94)	297	139	126	0,73 %	0,3 %	0,1 %
Val-d'Oise (95)	0	0	0	0 %	0,0 %	0,0 %
TOTAL SIGEIF	3 133	4 457	5 262	0,42 %	0,6 %	0,7 %

*CMA : clients mal alimentés.

Les informations à disposition du Syndicat montrent des évolutions hétéroclites entre les départements. Certains enregistrent de fortes baisses, comme la Seine-Saint-Denis qui passe d'un taux de 1 % de CMA à 0,52 %, l'Essonne de 0,8 % à 0,49 % et la Seine-et-Marne de 0,6 % à 0,37 %, alors que le Val-de-Marne évolue négativement, de 0,3 % à 0,73 % de CMA. L'ensemble, toutefois, poursuit la diminution engagée en 2022, et passe sous la barre de 0,5 % d'usagers alimentés de façon non satisfaisante.

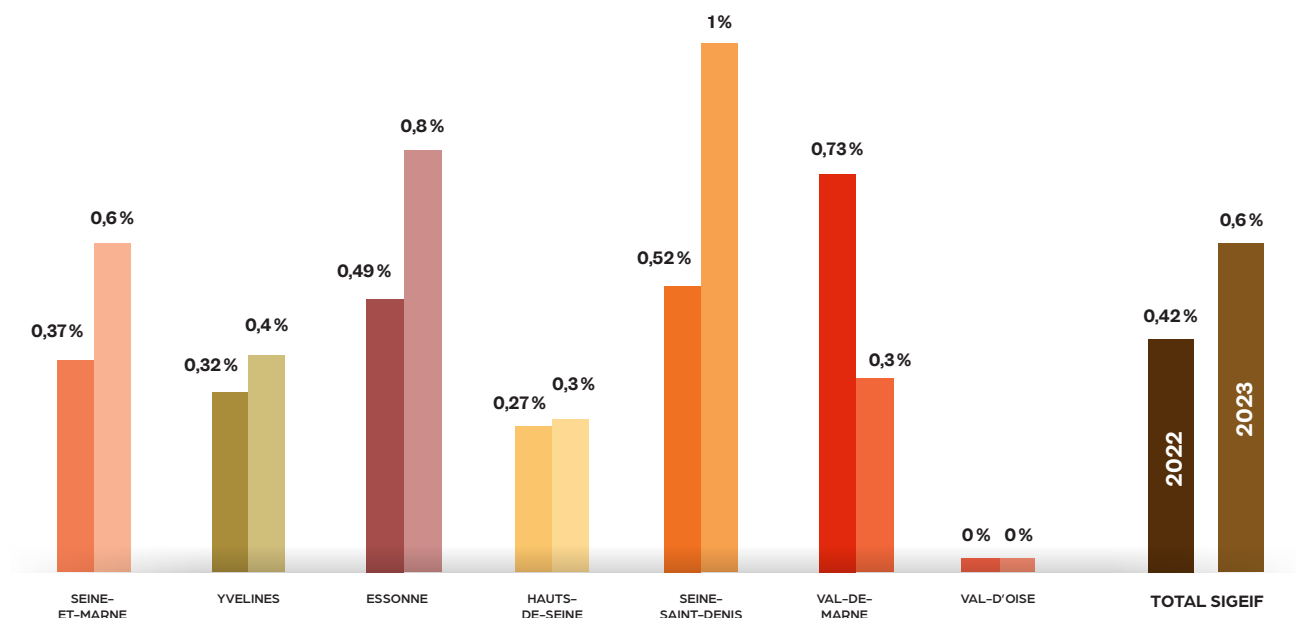
22 communes adhérentes au Sigeif n'ont aucun client basse tension mal alimenté. Nous retrouvons le chiffre de 2018, alors que 2022 avait marqué une rupture en enregistrant le plus petit nombre de villes sans contrainte. Ces résultats doivent être encouragés grâce à des investissements dédiés à la levée de celles-ci, dans le cadre des programmes travaux spécifiques visant à l'éradication de ces problématiques, peu en adéquation avec les spécificités de notre territoire majoritairement urbain.



Répartition par départements et évolution 2022/2023

Graphique Q26

Tenue de la tension – Répartition par départements du nombre de clients mal alimentés



Contraintes d'intensité (I) et des transformateurs (T)

[Source fichier CBT03 chute de tension par départ BT]

Aller au-delà des conditions normales d'utilisation des ouvrages fixées par les constructeurs et régies dans les notes internes d'Enedis, le réseau est fragilisé et son vieillissement s'en trouve accéléré. Le Sigeif veille donc à ce que soit respectées les capacités d'accueil des ouvrages concédés, et à faire corriger les situations susceptibles, dans certains cas, d'entraîner leur destruction.

Dans ce chapitre, nous analysons en particulier les contraintes d'intensité (la quantité d'électricité qui transite dans un ouvrage) et les transformateurs au travers du Tmax (charge électrique maximale que l'appareil peut supporter).

Intensités maximales atteintes, contraintes sur les départs HTA

À l'instar de l'année passée, les informations relatives à cette donnée n'ont pas été communiquées au Sigeif. Malgré les demandes réitérées, l'Autorité Concédante ne dispose toujours pas des valeurs des

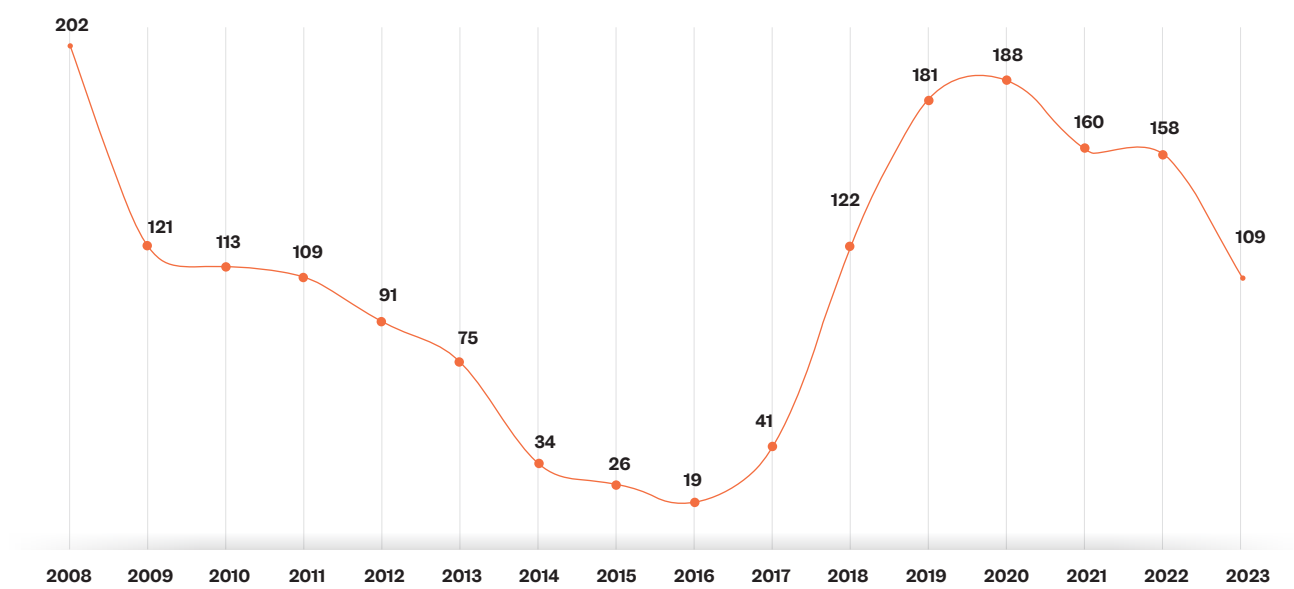
dépassements d'intensité des ouvrages HTA. Le Syndicat renouvelle sa demande auprès d'Enedis afin de les obtenir pour l'exercice antérieur, celui-ci et les suivants.



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

Graphique Q27

Évolution du nombre de postes HT/BT en contrainte d'intensité



Les contraintes « transformateurs (Tmax) »

Tableau Q28

Contraintes Tmax

DÉPARTEMENT	T MAX > OU = 100 %					
	2023	2022	2021	Taux 2023	Taux 2022	Taux 2021
Seine-et-Marne (77)	23	34	38	4,7 %	7 %	7,9 %
Yvelines (78)	37	58	62	2,8 %	4,5 %	4,9 %
Essonne (91)	36	57	77	4,2 %	6,5 %	9,4 %
Hauts-de-Seine (92)	38	47	51	4,5 %	5,7 %	6,4 %
Seine-Saint-Denis (93)	137	193	203	8,7 %	12,6 %	13,5 %
Val-de-Marne (94)	13	15	11	3 %	4,9 %	3,8 %
Val-d'Oise (95)	0	0	1	0 %	0 %	0 %
TOTAL	284	404	443	5,2 %	7,6 %	8,5 %

Le ou les transformateurs installés dans chacun des postes de distribution publique HTA/BT constituent l'organe qui permet d'abaisser la tension de 10 000, 15 000 ou 20 000 volts en 230/400 volts et ainsi permettre l'alimentation des particuliers ou des professionnels raccordés au réseau basse tension. La surveillance de ces organes spécifiques est donc importante au regard de la sécurité, de leur rôle et de leur prix. Le Sigeif suit tout particulièrement l'évolution des contraintes électriques auxquelles ils sont soumis. En 2023, les valeurs Tmax poursuivent la baisse déjà enregistrée en 2022. Cependant, les données, telles qu'elles sont fournies par le distributeur, ne permettent pas de mesurer cet indicateur à travers le nombre des transformateurs en

exploitation. En effet, les seules informations à notre disposition sont celles relatives au nombre de postes de distribution publique. Les chiffres de contraintes Tmax sont ceux observés à partir de ces ouvrages. Le taux de transformateurs, ou, plus précisément, des postes HTA/BT, dont la charge dépasse 100 % de sa valeur nominale, passe de 7,6 % à 5,2 % à la maille de la concession, soit 283 ouvrages, contre 405 en 2022.

De même, les transformateurs atteignant ou dépassant 110 % de leur charge nominale sont considérablement réduits, passant de 228 à 141 en 2023. Cette très nette amélioration, si elle est avérée, en plus d'assurer une utilisation plus conforme aux exigences techniques de ces appareils, permet aux usagers

de la concession de bénéficier d'une fourniture d'énergie respectueuse des dispositions retenues dans la loi et le cahier des charges du contrat de concession.

D'importantes disparités entre départements subsistent malgré les améliorations enregistrées pour chacun d'entre eux. La Seine-Saint-Denis conserve la position la plus défavorable, avec 137 cas d'ouvrages en contrainte. Malgré une diminution notable, ce sont encore près de 9 % des postes de distribution publique qui sont en écart sur cet indicateur. Aulnay-Sous-Bois, à elle seule, concentre ainsi 23 % des contraintes du département et 11 % du territoire du Syndicat. C'est donc à des actions particulièrement ciblées qu'appelle le Sigeif pour qu'Enedis continue et accentue le traitement de ces

Les contraintes « Imax » des postes HTA/BT : au moins un dipôle BT est en surcharge

En 2023, le taux de départs basse tension dépassant leurs capacités diminue fortement, passant de 158 à 109, traduisant ce que le Syndicat espère être une tendance à moyen et long termes, conséquence d'adaptations de schémas d'exploitation par le concessionnaire et d'optimisation

du parc transformateurs (ajuster au plus près des réalités électriques les puissances des appareils en place). Ce résultat est à mettre en perspective avec la baisse des interruptions d'alimentation dues aux dépassements de capacité des ouvrages BT.

DÉPARTEMENT	IMAX ≥ 100%			
	2022	2023	Taux 2022	Taux 2023
Seine-et-Marne (77)	12	6	2,5 %	1,2 %
Yvelines (78)	40	26	3,1 %	2 %
Essonne (91)	24	14	2,7 %	1,6 %
Hauts-de-Seine (92)	36	30	4,4 %	3,6 %
Seine-Saint-Denis (93)	38	25	2,5 %	1,6 %
Val-de-Marne (94)	8	8	2,5 %	2,4 %
Val-d'Oise (95)	-	-	0 %	0 %
TOTAL SIGEIF	158	109	2,9 %	2 %



Contrôle des principaux incidents survenus en 2023

Fin octobre 2024, le Syndicat a participé à l'analyse de certains des incidents majeurs qui ont touché la concession en 2023.

Les informations communiquées à cette occasion s'ajoutent à celles, succinctes, reçues durant l'année écoulée lorsque ces pannes sont survenues. **Si l'exercice s'inscrit dans les dispositions retenues dans le cahier des charges du contrat**

de concession, il souffre d'être souvent très éloigné de la date de l'incident, et perd en conséquence de l'intérêt qu'il y aurait à les traiter dans la même année.

Par ailleurs, le Syndicat a sollicité le distributeur afin qu'un système de prévenance rapide (SMS, par exemple) l'informe des pannes survenues sur le territoire de la concession pour

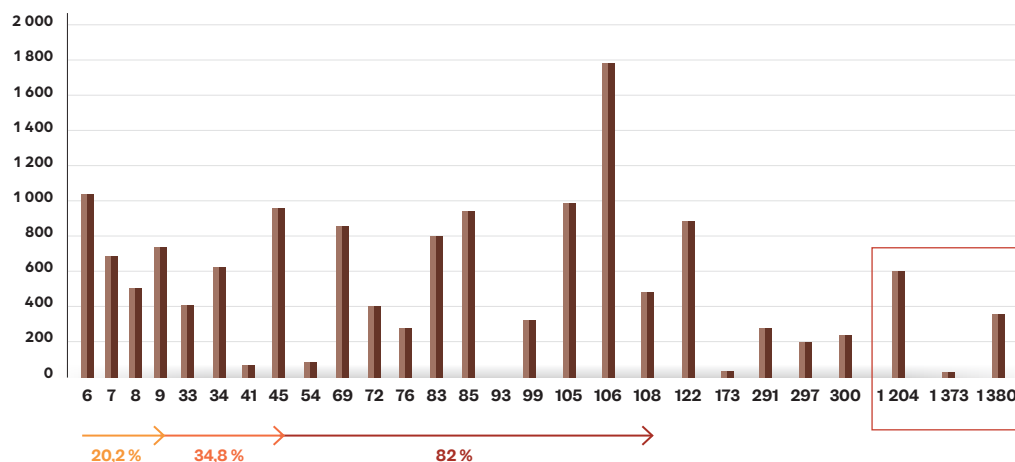
indiquer a minima qu'un incident est en cours sur une commune, au même moment que les clients, les services ou les élus concernés.

➔ **En HTA :** Enedis indique une baisse de 17 % sur 2022 des incidents, atteignant le chiffre de 8 incidents supérieur à 100 kNiTi, communiqué au travers de son fichier de

Chronique de réalimentation des clients à la suite de ces pannes

[Sigeif 2023 CF 007 interruptions longues HTA].

Réalimentation des clients BT – tous incidents majeurs agrégés



« 6,8 % des clients réalimentés **en 5 heures et plus** lors d'un incident spécifique (+4 % vs 2022). »



Le nombre de clients affectés lors de ces incidents par plus de 5 heures de coupure croît de 4 % en 2023, alors que 2022 avait déjà enregistré une hausse de 0,8 %.

À l'autre extrémité de la chronique, le nombre de clients réalimentés en moins de 2 heures chute de 8 %, valeurs témoins d'une moindre réactivité de réalimentation.

Les valeurs intermédiaires de réalimentation de la clientèle évoluent ainsi :

↪ **20,2 % des clients réalimentés en moins de 30 min (+1,5 % sur 2022),**

↪ **34,8 % des clients réalimentés en moins de 1 heure (-4,6 % sur 2022).**

L'« usure naturelle » est mise en avant 5 fois, alors que les arrachages imputables aux « travaux tiers » le sont 3 fois. Les accessoires sont responsables de 100 % des pannes dont la cause est réputée naturelle.

Au regard des éléments fournis dans le fichier de référence, ce sont 165 départs HTA qui sont incriminés (Enedis en annonce 167).

Le détail présenté par Enedis a porté sur 5 incidents dits majeurs (au-delà de 5 heures de coupure) parmi les 8 concernés. **Il s'agit des pannes survenues :**

- ↪ le 4 février sur une artère HTA du poste source de Buzenval (situé à Garches),
- ↪ le 20 février sur deux départs issus du poste source Châtillon (situé à Clamart),

- ↪ le 3 mars sur la même artère du poste source de Châtillon,
- ↪ le 3 avril sur un ouvrage du poste source de Menus (situé à Boulogne-Billancourt),
- ↪ le 30 mai sur un ouvrage provenant du poste source Primevères (situé à Sevran).

S'il n'est pas possible de tirer de conclusions génériques, le Sigeif relève toutefois pour chaque incident des caractéristiques particulières :

- ↪ Un fort impact des dégâts causés par des travaux tiers,
- ↪ La concomitance d'incidents dans un même environnement et d'une même période,
- ↪ La récurrence des pannes
 - parfois de très longues durées
 - sur certains ouvrages, avec une incidence forte sur le nombre de clients touchés,
- ↪ L'implication des accessoires liée à la nature des ouvrages,
- ↪ L'absence de fonctionnalité d'automatismes.

Les communes de Chelles et Servon ont subi un volume important d'incidents, respectivement 5 et 4. L'examen des situations qui ont entraîné ces multiples coupures met en évidence le rôle joué par les accessoires installés sur le réseau HTA des câbles papier imprégné (CPI).

À l'occasion de cet audit, Enedis a détaillé 2 incidents particuliers survenus dans les postes sources de Massy et Primevères. Le premier de

ces défauts a conjugué une avarie avec des ouvrages précédemment mis hors tension dans le cadre de travaux ou de maintenance, entraînant la coupure qui a pu durer plus de deux heures pour certains clients. Le second, survenu également dans le cadre de travaux entraînant notamment l'installation d'un nouveau palier technologique, a montré des dysfonctionnements dans le partage des infrastructures électriques entre le gestionnaire du réseau HTB (très haute tension), RTE et Enedis.

↪ **En basse tension : 898 incidents** (hors événements exceptionnels) ont été recensés en 2023. Comme évoqué par ailleurs, si leur nombre évolue peu, en revanche, leur durée et, implicitement, leur poids de NiTi accentuent leur impact négatif sur la qualité de fourniture. Selon les informations du distributeur, les tranches à partir de 25 000 NiTi sont en très nette augmentation sur les trois dernières années.

Un retour sur 5 incidents majeurs a été présenté au Syndicat. 3 ont touché la commune de Villepinte, 1 celle de Viroflay et un dernier celle de Meudon.

Nous pouvons relever quelques points saillants :

↪ **Des défauts auxquels s'ajoutent des difficultés diverses :** climatiques (inondation causée lors des tempêtes), manque de personnel (renforts dans les régions touchées par la tempête Ciaran), une localisation aléatoire ou encore des ouvertures de fouilles de grandes dimensions.

De façon plus générale, 23 ouvrages (départs basse tension depuis les postes de distribution publique) et 13 communes paraissent connaître une récurrence significative sur ces mêmes installations. Enedis indique une fréquence de coupure par départs BT ainsi répartie :

- ↪ 81 % des départs ont subi 1 avarie,
- ↪ 12,2 % des départs, 2 avaries,
- ↪ 3,4 % des départs, 3 avaries,
- ↪ 3,4 % des départs, 4 avaries et plus.

Il ressort des éléments fournis par le distributeur des 7 cas identifiés avec plus de 5 occurrences sur les communes d'Aulnay-sous-Bois, du Blanc-Mesnil, Boissy-Saint-Léger, Neuilly-Plaisance, Maisons-Laffitte, Meudon et Wissous, que les accessoires et la partie BT des postes de distribution publique représentent les causes les plus communément répandues (14 fois chacun), suivies du plein-câble papier (7 fois). Il convient de relever également la répétition souvent très rapprochée des incidents – parfois plusieurs dans la même journée – avant que, semble-t-il, la situation ne soit réglée.

Sur les 679 ouvrages basse tension concernés par des avaries en 2023, 129 l'ont été 2 fois au moins, et seuls 286 incidents sur les 898 recensés (32 %) ont duré moins de 2 heures.

Au terme de la présentation, le Syndicat fait plusieurs observations :

- ↪ La bonne tenue des FAC (fonctions avancées de conduite),
- ↪ L'augmentation des clients coupés plus de 5 heures sur incident HTA (+4 %),
- ↪ Des dysfonctionnements d'automatismes ou leur absence (dans 3 cas au moins sur incidents HTA) qui ont nui à la réalimentation plus rapide de la clientèle,
- ↪ Des difficultés de gestion des différents paliers technologiques dans les postes sources en travaux entravant les capacités de reprise,
- ↪ La confirmation de la forte incidence du réseau BT dans la dégradation du critère B.





Investissements de développement et de performance

L'année 2023 a été marquée par la fin du premier PPI (plan pluriannuel d'investissements) du SDI (schéma directeur des investissements), au terme de quatre années qui ont présenté des résultats d'ensemble satisfaisants bien que non homogènes.

Ces investissements se distinguent par l'empreinte de la gouvernance partagée que le Sigeif souhaite voir renforcée dans les années à venir. Plus largement, les montants investis sur la concession commencent à refléter les ambitions communes de développement et d'amélioration des réseaux au service de la qualité du service public et de la transition énergétique. À cet égard, les investissements en 2023 présentent des résultats contrastés.



LA DYNAMIQUE DES INVESTISSEMENTS POUR LA CONCESSION DU SIGEIF : UN FLÉCHISSEMENT EN 2023

Les investissements en 2023 – raccordements, renforcements, modernisation, réponses aux exigences environnementales – enregistrent une baisse de 3 %, passant de 73,4 M€ à 71,2 M€, dont une diminution de plus de 1,6 M€ concernant la modernisation des réseaux.

Le Sigeif analyse ci-dessous les différentes évolutions des chapitres d'investissement.

Raccordements consommateurs

Si les raccordements consommateurs HTA diminuent fortement, de 7,3 M€ à 2,67 M€ (-64 %), ceux des consommateurs BT augmentent de nouveau en 2023, atteignant 29,1 M€, contre 28,2 M€ en 2022 (+3,11 %). En HTA, la baisse précédemment enregistrée se poursuit, cette année de manière plus marquée encore, probablement en raison de l'absence de demandes de raccordements avec des puissances élevées nécessitant d'importants travaux d'alimentation. La hausse continue en basse tension traduit l'attractivité du territoire de la concession, indépendamment de l'augmentation des coûts de production des travaux sur voirie.

La hausse substantielle des dépenses consacrées aux infrastructures de recharges des véhicules électriques (IRVE, +70 %, de 2 à 3,4 M€) constitue également un marqueur fort du territoire du Sigeif, notamment en raison de son parc sans cesse grandissant.

Raccordements producteurs

Les producteurs en HTA voient les investissements les concernant diminuer de 50 %, reculant de 2 à 1 k€. Outre le fait que ce seul k€ indique l'inexistence de raccordements, la faiblesse de ces montants interroge : à quelle action précisément correspondent-ils ? Le Syndicat souhaite que le concessionnaire l'éclaire à ce sujet.

En BT, à l'inverse, la croissance ne se dément pas, pour atteindre 142 k€, soit plus de 3 fois la valeur des investissements consentis en 2022 (57 k€). Toutefois, si on rapporte ces investissements au nombre de producteurs raccordés, le coût unitaire évolue de l'ordre de 180 €/producteur en 2022 à près de 250 €/producteur. Cet indicateur est à prendre avec précaution car un « auto-consommateur » mis en service ne nécessite pas nécessairement de raccordement pour injecter son surplus dans le réseau.

Malgré la demande du Sigeif d'avoir la répartition entre producteurs et auto-consommateurs, il est donc difficile d'estimer un coût unitaire de raccordement.

Amélioration du patrimoine

a) Performance et modernisation du réseau

En ce qui concerne les dépenses 2023 consacrées à l'amélioration de la fiabilité des réseaux et des postes de distribution publique, elles diminuent très sensiblement, de 19,6 M€ à 17,9 M€, et sont circonscrites aux seuls domaines de tension BT et HTA, elles passent de 16,6 M€ à 14,4 M€, soit - 13,3%.

Le tassement global de cette ligne qui enregistre une baisse de deux millions d'euros de 19 M€ à 16,9 M€ en 2023, interroge sur les perspectives d'amélioration de la qualité de desserte.

Le renforcement BT voit son enveloppe augmenter de 62,2%, passant de 1,12 M€ à 1,8 M€, alors qu'en renforcement HTA, le montant investi se tasse de 69%, évoluant de 567 k€ en 2022 à 175 k€ en 2023.

Le Sigeif souhaite qu'au regard de la dégradation du critère B basse tension, les investissements spécifiques à ce domaine de tension soient poursuivis et amplifiés, non sans avoir examiné avec le concessionnaire les conditions dans lesquelles se réalisent les travaux, fortement contributeurs également de temps de coupures.

Pour la HTA, bien que sa part dans les résultats du critère B continue à baisser et que le prochain PPI cible les câbles HTA CPI, il conviendra de s'assurer que la forte diminution de dotation financière (hors PPI) n'obère pas, à terme, les capacités d'atteinte des objectifs en matière de temps de coupures.

Les actions d'amélioration de la résilience des réseaux et des postes, si elles consacrent une augmentation globale passant de 450 k€ en 2022 à 804 k€, incluent les dépenses engagées au titre des postes sources, qui n'entrent pas dans la

concession. Aux seuls périmètres de la basse tension et de la HTA, les investissements reculent pour cet objet de 54 %, de 643 k€ en 2022 à 368 k€ en 2023.

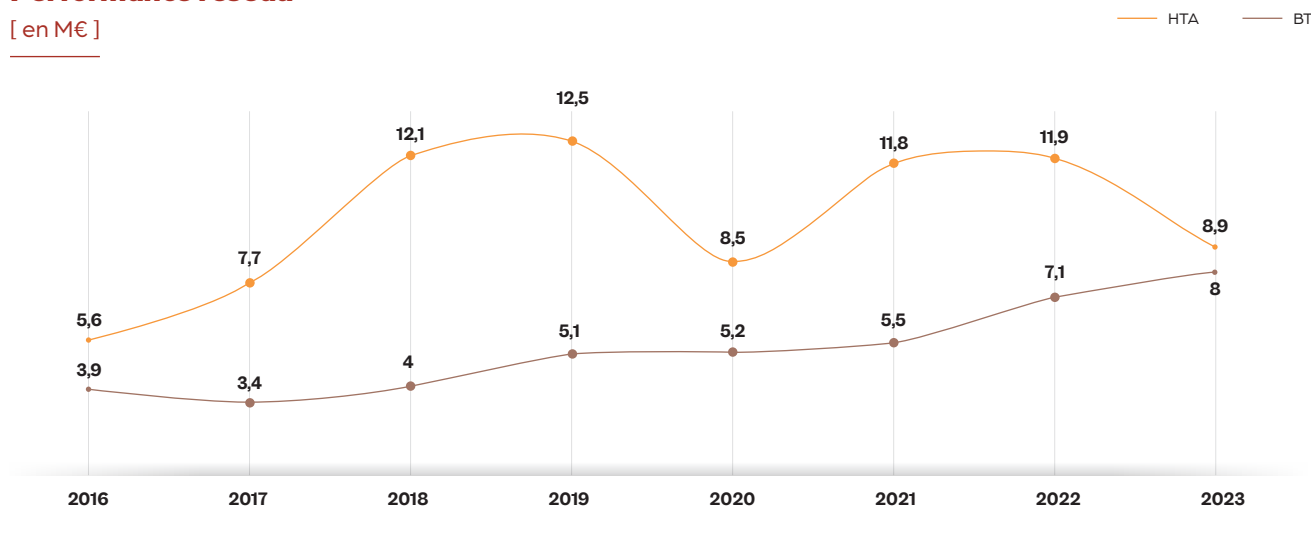
Dans ce contexte, si les investissements dédiés aux postes sources paraissent légitimes à la seule lecture de leur poids dans les résultats du critère B, notamment, ils ne sauraient se faire au détriment de la HTA.

« Le Syndicat sera vigilant à ce qu'elle ne décroche pas du niveau des investissements requis pour l'atteinte des objectifs fixés dans le PPI. »

Graphique I1

Performance réseau

[en M€]



b) Exigences environnementales et contraintes externes

Les montants affectés à l'intégration des ouvrages dans l'environnement augmentent en 2023 et atteignent 1,8 M€, alors que 1,5 M€ leur avaient été consacrés en 2022 au titre de l'article 8.

Les sommes allouées aux exigences réglementaires et de sécurité reculent légèrement, au global. Toutefois, la part BT et HTA est en hausse très nette de 664 K€ en 2022 et 1,864 M€ en 2023, soit presque 3 fois plus. La seule lecture des chiffres communiqués ne permet pas de déterminer les postes qui ont été touchés par cette forte augmentation. L'Autorité Concédante attend d'Enedis des éléments d'explication relatifs à cette situation.

Les déplacements d'ouvrages à la demande de tiers connaissent une forte croissance, occasionnant une hausse de 15,5% des montants investis, soit 5,8 M€ en 2023 et 5,1 M€ en 2022.

Les compteurs communicants ne constituent plus une ligne d'investissement, leur déploiement en masse étant achevé. Le distributeur les impute désormais à la catégorie des raccordements.

Tableau I2

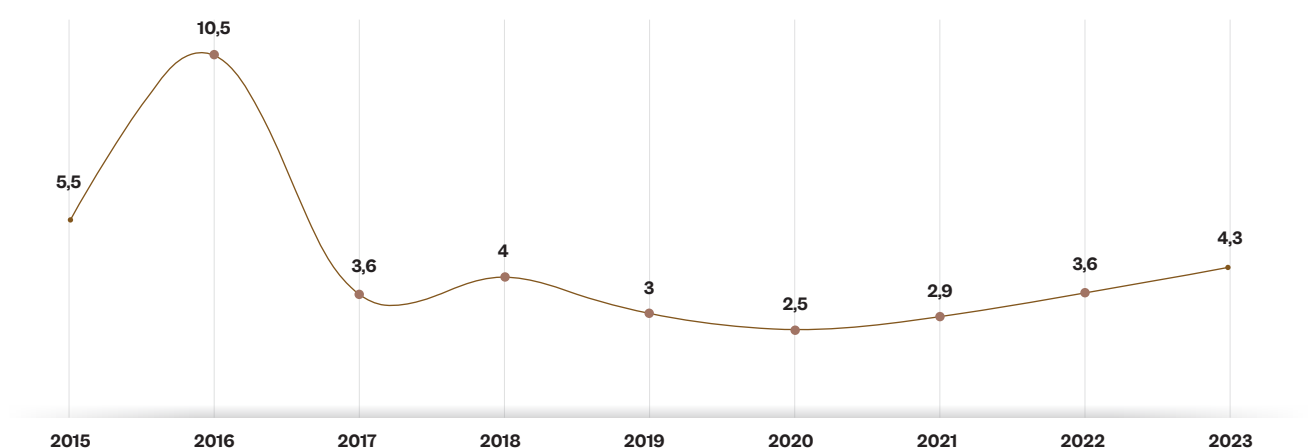
Bilan des investissements 2023 sur les réseaux HTA et BT

INVESTISSEMENTS (EN K€, TOUTES ORIGINES DE FINANCEMENT CONFONDUES)	2022	2023	DONT HTA	DONT BT
I. Raccordements des utilisateurs consommateurs et producteurs	39 385	38 496	5 003	33 494
dont raccordement des consommateurs HTA	7 295	2 670	2 670	0
dont raccordement des consommateurs BT	28 216	29 124	0	29 124
dont raccordement des producteurs HTA	2	1	1	0
dont raccordement des producteurs BT	57	142	0	142
II. Investissements pour l'amélioration du patrimoine	26 234	26 305	10 787	15 518
II.1 Investissements pour la performance et la modernisation du réseau	18 978	16 860	8 864	7 996
dont renforcement des réseaux BT	1 119	1 815	0	1 815
dont renforcement des réseaux HTA	567	175	175	0
dont actions visant à améliorer la résilience des réseaux et des postes	643	368	265	103
dont actions visant à améliorer la fiabilité des réseaux et des postes (hors programmes de prolongation de durée de vie)	16 648	14 388	8 338	6 050
dont actions visant à améliorer la fiabilité des réseaux et des postes (programmes de prolongation de durée de vie)	0	0	0	0
dont Smart-Grids	1	0	0	0
II.2 Investissements motivés par des exigences environnementales et des contraintes externes	7 256	9 446	1 923	7 523
dont intégration d'ouvrages dans l'environnement	1 525	1 740	0	1 740
dont sécurité et obligations réglementaires	664	1 864	18	1 846
dont modification d'ouvrages à la demande de tiers	5 067	5 841	1 904	3 937
III. Déploiement des compteurs communicants	1 563	0	0	0
SOUS-TOTAL SUR LE RÉSEAU CONCÉDÉ	67 182	64 803	15 790	49 013
Investissement de logistique, moyens d'exploitation	2 818	2 950		
Investissements sur les postes sources situés sur le territoire de la concession	3 557	4 313		
TOTAL DES INVESTISSEMENTS SUR LE TERRITOIRE DE LA CONCESSION	73 557	72 066		

Graphique I3

Les investissements dans les postes sources implantés sur le territoire de la concession

[en M€]



Bien qu'exclus des ouvrages concédés, les postes sources revêtent un rôle essentiel dans la distribution de l'électricité. 44 d'entre eux alimentent les réseaux HTA de la concession. Ces ouvrages, situés à la frontière entre les réseaux publics de transport (RPT alimenté en HTB, très haute tension) et les réseaux publics de distribution (RPD en HTA, moyenne tension), sont des maillons indispensables de réponse

aux besoins de développement que connaissent la région et le territoire de la concession. De par leur taille et les puissances qui y sont installées, ils déterminent de manière conséquente le niveau de qualité de l'énergie distribuée.

Dans un contexte qui voit croître la part que prennent les postes sources aux mauvais résultats du critère B, les investissements qui leur sont

dédiés paraissent légitimes. L'absence de possibilité de regard de l'Autorité Concédante sur leur destination précise ne permet pas d'apprécier leur influence sur la qualité de desserte finale.

Le plan pluriannuel d'investissement 2020-2023

Comme en 2022, l'année 2023 a été marquée, une fois de plus, par la crise énergétique, et aussi par les conflits ukraino-russe, israélo-palestinien et des émeutes urbaines qui ont eu un impact non négligeable sur les activités du concessionnaire.

A contrario, Enedis dépasse les engagements pris dans le cadre du premier programme pluriannuel (PPI) signé pour la période 2020-2023 (55 M€, pour 45 M€ annoncés initialement).

Tableau I4

Suivi technique du PPI

N°	LEVIERS	OBJECTIFS DU PPI 2020-2023	RÉALISÉ 2020	RÉALISÉ 2021	RÉALISÉ 2022	RÉALISÉ 2023	RÉALISÉ	TAUX DE RÉALISATION AU TERME DU PPI
1	Sur perte d'un PS, sécurisation de l'alimentation par le réseau HTA	Sur perte totale d'un PS, être en capacité de reprendre en moyenne 58 % des clients BT desservis par OMT et 85 % par le réseau, d'ici 2025	63,4 % et 80,6 %	63,6 % et 78,9 %	64,6 % et 79 %	66,5 % et 58 %	-	-
2a	Remplacement pour obsolescence réseau HTA souterrain	Renouveler le réseau CPI HTA, soit 100 km à l'échéance du PPI	27,7 km	40 km	25 km	31,2 km	123,9 km	124 %
2b	Sécuriser le réseau aérien HTA	Sécuriser 0,25 km de réseau aérien en zone boisée	0	0	0	512 m	205 m	205 %
3	Automatisation du réseau HTA	Créer 130 OMT (organes de manœuvre télécommandés) supplémentaires	27	36	36	35	134	103 %
4	Maîtrise risque crue	Traitement de 100 % des clients coupés en zone non inondée au scénario R0.8	-	-	-	-	2 419 clients traités	-
5	Rénovation des postes HTA/BT	Rénover partiellement ou totalement environ 60 postes HTA/BT	33	51	18	9	111	185 %
6a	Renouveler les canalisations BT souterraines incidentogènes	Renouveler 55 km de câbles souterrains BT à risque incidentogène	20,4 km	9,6 km	8,8 km	19,6 km	58,4 km	106 %
6b	Sécuriser les lignes aériennes en nu sous MOA Enedis	Sécuriser 10 km de lignes aériennes BT en conducteur nu	3,6 km	4 km	2,2 km	3,7 km	13,5 km	135 %
6c	Sécuriser les lignes aériennes en nu sous MOA Sigeif	Sécuriser 20 km de lignes aériennes BT en conducteur nu	8,1 km	3,8 km	6,2 km	8,9 km	27 km	135 %

Pour la mise en œuvre du schéma directeur des investissements (SDI), le concessionnaire et l'Autorité Concédante ont élaboré de façon concertée des programmes d'investissements par période de quatre ans, appelés programmes pluriannuels (PPI). Chaque PPI comporte des objectifs par finalité (que l'on retrouve sous le nom de « leviers ») portant sur une sélection d'investissements qualifiés et localisés. Enedis s'engage à l'atteinte des objectifs techniques exprimés en quantité par catégorie (linéaire HTA

et BT, nombre d'OMT installés...) ; les investissements correspondants sont objectivés financièrement.

En préambule des analyses à suivre, le Syndicat s'est étonné qu'à la fin de l'année 2023 le résultat financier soit finalement plus bas de 1,13 M€ que celui annoncé lors des négociations du PPI suivant, pour des résultats techniques parfois supérieurs. C'est notamment le cas pour le levier 2a, renouvellement de la moyenne tension, qui atteint 124 km au lieu des 117 km annoncés, et pour le levier 6a de la basse tension, avec 58,4 km au lieu de 55 km.

« *Souhaitons que le second PPI connaisse également des résultats techniques dépassés pour des investissements optimisés.* »

Tableau I5

Suivi financier du PPI

N°	LEVIERS	OBJECTIFS DU PPI 2020/2023	RÉALISÉ 2020 EN K€	RÉALISÉ 2021 EN K€	RÉALISÉ 2022 EN K€	RÉALISÉ 2023 EN K€	RÉALISÉ SUR L'ENSEMBLE DU PPI EN K€	OBJECTIF DU PPI EN K€	TAUX DE RÉALISATION AU TERME DU PPI
1	Sur perte d'un PS, sécurisation de l'alimentation par le réseau HTA	Sur perte totale d'un PS, être en capacité de reprendre en moyenne 58 % des clients BT desservis par OMT et 85 % par le réseau, d'ici 2025	4 747	2 836	3 424	2 667	13 674	9 700	141 %
2a	Remplacement pour obsolescence réseau HTA souterrain	Renouveler le réseau CPI HTA, soit 100 km à l'échéance du PPI	2 848	6 095	6 309	5 062	20 314	15 700	129 %
2b	Sécuriser le réseau aérien HTA	Sécuriser 0,25 km de réseau aérien en zone boisée	0	0	149	70	219	200	109 %
3	Automatisation du réseau HTA	Créer 130 OMT (Organes de manœuvres télécommandés) supplémentaires	154	353	211	127	845	2 400	35 %
4	Maitrise risque crue	Traitement de 100 % des clients coupés en zone non inondée au scénario R0.8	64	245	454	277	1 040	1 000	104 %
5	Rénovation des Postes HTA/BT	Rénover partiellement ou totalement environ 60 postes HTA/BT	353	621	435	748	2 157	1 500	144 %
6a	Renouveler les canalisations BT souterraines incidentogènes	Renouveler 55 km de câbles souterrains BT à risque incidentogène	3 312	2 968	4 046	3 425	13 751	13 000	106 %
6b	Sécuriser les lignes aériennes en nu sous MOA ENEDIS	Sécuriser 10 km de lignes aériennes BT en conducteur nu	944	970	727	411	3 052	1 500	203 %
TOTAL			12 422	14 087	15 755	12 787	55 051	45 000	122 %

Analyse par levier

Levier 1

Sécurisation de l'alimentation par le réseau HTA

L'objectif recherché est de permettre, en cas de perte d'un poste source HTB/HTA (s'entend par perte, la mise hors tension totale des installations qui le constituent), de réalimenter les clients concernés par le réseau HTA, lui-même alimenté depuis d'autres postes sources. L'ambition affichée était qu'au terme de ce premier PPI, il soit possible de reprendre 58 % de la clientèle par opérations télécommandées (OMT) et 85 % par des manœuvres nécessitant des déplacements sur le terrain.

L'atteinte de cet objectif impose de lourds travaux afin de permettre au réseau d'absorber les contraintes électriques imposées par l'effacement d'un poste source. 13,67 M€ (141 % de l'objectif financier initial) ont ainsi servi au développement des ouvrages, à travers notamment des changements de tension en HTA.

Levier 2a

Renouvellement des câbles HTA souterrains à risque incidentogène

Ce levier vise à remplacer des câbles HTA d'anciennes technologies, dits CPI (câbles papier imprégné), sièges de nombreux incidents, notamment au niveau des jonctions de raccordement. Ces jonctions sont particulièrement sensibles aux épisodes de fortes chaleurs, occasionnant des ruptures d'alimentation affectant massivement la clientèle. Ce programme spécifique permet, outre leur éradication, de remplacer ces ouvrages datés par une technologie nouvelle adaptée à tous les niveaux de tension de la HTA (10 kV ou 20 kV). En 2023, un peu plus de 31 km ont été supprimés, permettant d'atteindre un linéaire total de 124 km éliminés au terme du premier PPI, soit 124 % de l'objectif fixé. Du point de vue financier, plus de 20,3 M€ ont été affectés à ce levier, soit 129 % de l'ambition fixée, ce qui représente un coût unitaire moyen au mètre

Levier 2b

Sécurisation du réseau aérien HTA à risque incidentogène

La HTA aérienne de la concession représentait 0,4 % du linéaire total du réseau HTA en 2022, soit 16,3 km, principalement situés en Essonne, en Seine-et-Marne et dans les Yvelines, à l'exception de 157 m à Limeil-Brévannes. Le PPI prévoyait de renouveler 250 m de structure en zone boisée.

510 m ont disparu du paysage, réduisant les charges d'élagage et fiabilisant ces tronçons en les rendant insensibles aux problématiques des zones boisées, notamment en cas d'intempéries. Pour y parvenir, 219 K€ ont été alloués à cet objectif, pour 200 K€ prévus au début de l'exercice 2020-2023. Les travaux ont été circonscrits aux communes de Saint-Cyr-l'École, dans les Yvelines, et de Marcoussis, dans l'Essonne.

Levier 3

Automatisation du réseau

Le Sigeif est particulièrement attaché à la mise en œuvre de ce levier. Le rapport entre la recherche de la performance du réseau HTA, et le faible coût qui lui est associé (les coûts comparés de renouvellement HTA sont sans commune mesure), font de cet outil un déterminant essentiel de la qualité de fourniture, spécifiquement en HTA. La possibilité de manœuvrer à distance diminue le temps d'intervention ; et les coupures en cas de panne se trouvent réduites. Fonction de plusieurs critères (risques

d'incidents, nombre de clients, puissance installée), la pertinence des implantations de ces OMT (organes de manœuvres télécommandés) participe de l'amélioration continue du critère B imputable au réseau HTA.

En 2023, 127 K€ ont alimenté ce levier et assuré la mise en service de 35 nouveaux OMT.

L'objectif final de 130 OMT à la fin du PPI est légèrement dépassé et atteint le chiffre de 134, alors que 845 K€ ont été dépensés. La décorrélation entre la somme des objets techniques et les montants consacrés proviendrait, selon Enedis, du fait que la plupart des télécommandes étaient installées

dans les postes de distribution publique sans être mises en service avant le début du PPI, et qu'à ce titre les investissements associés n'ont pas été enregistrés au bilan de notre plan pluriannuel. Le Syndicat s'interroge sur le nombre restant et la localisation de ces OMT posés, encore en attente d'une simple mise en service.

Sur le plan technique, la fin programmée du réseau de communication RTC (réseau téléphonique commuté en cuivre) entraînera des adaptations à travers le rétrofit des matériels **en exploitation utilisant cette ancienne technologie, qui ralentiront la croissance des OMT installés, sans pour autant la stopper.**

Levier 4

Maîtrise du risque crue

Les études d'impact d'une crue sur **les structures de réseaux HTA** conduisent à classer pour les différents scénarios hydrographiques :

- ↪ **Les postes de distribution publique « coupés inondés »** qui font l'objet d'une mise hors tension de sécurité en phase de montée des eaux,
- ↪ **Les postes de distribution publique « coupés non inondés »** : l'eau n'atteint pas ces ouvrages mais ils doivent être mis hors tension en raison d'ouvrages qui

les alimentent ou qu'ils alimentent, qui sont pour leur part inondés.

La finalité revient à réduire ce second cas afin de ne pas avoir à priver d'électricité des clients qui sont alimentés par des postes non inondés. Les techniques vont donc consister à rehausser ou étanchéiser les matériels installés dans des postes qui ne peuvent échapper aux crues. En 2023, 277 K€ ont servi ce levier. Sur la durée du PPI, 1 M€ ont permis de traiter, d'après le distributeur, 2419 clients qui sans ces actions, auraient été privés d'électricité. Les communes concernées sont situées aux abords immédiats de cours d'eau

- notamment la Seine – comme Rueil-Malmaison, Saint-Cloud ou Carrières-sur-Seine.

Par ailleurs, dans le cadre du Programme d'action de prévention des inondations (PAPI) révisé par l'Établissement Public Territorial de Bassin (EPTB) Seine Grands Lacs a été soumis en 2022 aux services de l'État. Le Sigeif s'engagera dans les prochaines années à la constitution d'un diagnostic global de vulnérabilité de l'ensemble de son patrimoine. Enedis indiquait avoir la capacité de fournir précisément le réalisé technique en septembre 2024, ce qui, à ce jour, n'est pas le cas.

Levier 5

Rénovation des postes HTA/BT de distribution publique

Ces ouvrages, qui transforment la HTA en basse tension pour la distribuer jusqu'aux installations des clients, ont vu les technologies de leurs matériels évoluer considérablement. Ajouté aux besoins de capacités nouvelles, le PPI prévoyait de rénover 60 de ces postes afin d'assurer la sécurité des intervenants et des biens avec ces nouveaux matériels et de permettre l'accueil de nouveaux raccordements.

À fin 2023, 111 postes de distribution publique ont été rénovés, partiellement ou totalement. Les montants investis s'élèvent à 2,157 M€ alors qu'étaient programmés 1,5 M€.

Levier 6a

Renouvellement des canalisations souterraines basse tension à risque incidentogènes

Le PPI se fixait l'objectif de remplacer 55 km de réseau souterrain basse tension réputé incidentogène. Il est recherché avec ce levier d'améliorer la qualité de fourniture en supprimant et installant en lieu et place de câbles anciens (CPI « câble papier imprégné », câble à « neutre périphérique ») des ouvrages synthétiques de nouvelle technologie. Il était prévu de réaliser ces travaux avec une enveloppe de 13 M€. Le point de sortie financier se monte à 13,751 M€, et l'objectif technique à 58 km.

Ce levier est déterminant : le poids croissant et prépondérant du réseau BT (18 min +3,4 min en 2023) dans la valeur du critère B impose un rythme de renouvellement soutenu et continu des ouvrages les plus exposés aux incidents. Le nombre de pannes, le temps nécessaire à leur localisation et à leur réparation nécessitent des ambitions et des moyens associés élevés.

Levier 6b

Sécurisation des lignes aériennes sous MOA Enedis

Ces lignes, les plus anciennes du **réseau BT aérien**, font l'objet d'un programme d'enfouissement spécifique en agissant sur :

- ↪ **Les réseaux toiture en priorité,**
- ↪ **Les lignes situées à proximité des zones boisées,**
- ↪ **La commune de Versailles, par obligation contractuelle.**

Ces opérations sont longues à réaliser puisqu'elles imposent des phases de travaux complexes, multiples jusqu'à l'intérieur des propriétés afin de basculer les installations de l'aérien vers le souterrain.

En 2023, 411 K€ y furent consacrés, et 8,9 km de réseau déposés. Au terme du PPI 20/23, 3,052 M€ ont alimenté ce levier (1,5 M€ prévus) et 13,5 km ont ainsi pu être abandonnés.

Le Sigeif, quant à lui, sous sa MOA, a déposé durant ce PPI 13,5 km de réseau aérien.

Bilan sur les investissements du premier PPI 2020-2023

Le Sigeif se félicite des résultats techniques du PPI 2020-2023

qui ont montré que le niveau des ambitions fixées lors de son élaboration était parfaitement légitime, chacun des leviers atteignant ou dépassant très largement les termes du contrat.

Sur le plan financier, nous enregistrons 122 % de l'objectif initial, soit 55,05 M€ alors qu'étaient prévus 45 M€.

Cependant, il est regrettable qu'il soit difficile de reconstituer précisément les coûts moyens qui donneraient de la visibilité et de la matière tangible pour la construction des PPI suivants.



Perspectives 2024

Enedis annonce qu'il poursuivra en 2024 la mise en œuvre de sa politique de maintenance des réseaux, de renouvellement du patrimoine et d'amélioration de la qualité et de la sûreté d'alimentation.

Le distributeur entend continuer ses actions dans le cadre de la transition écologique et de l'insertion des énergies renouvelables. Il déclare qu'il accompagnera les grands projets, améliorera la résilience des réseaux ruraux, sécurisera l'alimentation des agglomérations, renouvellera les câbles souterrains incidentogènes, répondra aux problèmes ponctuels de la qualité de fourniture, remplacera les composants les plus sensibles des postes sources, en précisant que la stratégie d'investissement sur les réseaux HTA est « facteur clé d'amélioration de la desserte en électricité ».

Autant d'actions et de déclarations de principe que le Syndicat partage tout en soulignant la nette dégradation du critère B en 2023, qui impose de ne laisser aucun levier sans action forte. En particulier, le Sigeif invite Enedis à porter ses meilleurs efforts sur le renouvellement des ouvrages BT qui impactent de manière extrêmement importante le temps de coupure sur son territoire.

Enedis souligne la nécessité de voir se « coordonner les investissements avec les travaux prévus par le Sigeif afin d'en optimiser l'efficacité ».

Maintenance 2023

Nous relevons une baisse de 2,6 % du montant consacré aux dépenses pour l'entretien et la maintenance du réseau (2,8 M€, contre près de 3 M€ en 2022).

L'importance d'un programme de maintenance pour l'amélioration de la qualité de fourniture, et ce notamment au regard des 359 M€

consacrés au niveau national pour les travaux de maintenance, interpelle l'Autorité Concédante sur cette baisse des moyens dédiés sur son territoire, avec un montant de base aussi faible.

Comment explique-t-on un montant des dépenses pour l'entretien et la maintenance de ce niveau pour une concession comme celle du Sigeif, qui semble être décorrélié des perspectives et des principaux enjeux de la gestion du patrimoine dans la politique de maintenance du concessionnaire ?

De plus, avec un critère B en forte dégradation hors événements exceptionnels, un suivi particulier de la maintenance des ouvrages, attendu dans le plan de contrôle de cette année, a été refusé par Enedis.

Seule une politique de maintenance efficace et suivie, associée aux investissements nécessaires de construction et de renouvellement des réseaux, permet une qualité de desserte performante répondant aux enjeux de nos territoires.

Contrôles du plan pluriannuel d'investissements 2020-2023

Année 2023

Les contrôles ont été réalisés les 17 et 24 septembre 2023, respectivement sur les Directions Régionales Île-de-France Ouest et Île-de-France Est. Chacune d'entre elles a vu 19 dossiers représentatifs des leviers qui constituent les objectifs

techniques du PPI. Ces contrôles exercés par le Syndicat portent sur la contribution des travaux à l'atteinte des objectifs fixés, à la juste affectation des travaux aux leviers, ainsi qu'aux résultats techniques et financiers.

Ce sont donc 38 affaires des travaux 2023 et 2022 qui ont été passées en revue, ainsi réparties :

Tableau I6

Panel d'affaires contrôlées

LEVIERS N°	LIBELLÉ DU LEVIER	IDF EST	IDF OUEST
1	Sécurisation de l'alimentation par le réseau HTA sur perte d'un poste sources	2	3
2.a	Remplacement pour obsolescence du réseau HTA souterrain	3	2
2.b	Sécurisation du réseau aérien HTA		1
3	Automatisation du réseau HTA	3	3
4	Maîtrise du risque crue	3	3
5	Rénovation des postes HTA/BT	2	3
6.a	Renouvellement des canalisations BT en souterrain incidentogènes	3	3
6.b	Sécurisation des lignes aériennes réseau nu sous MOA Enedis	3	1

La définition du panel d'affaires examinées s'est opérée à partir des données fournies par le concessionnaire, sur la base des informations techniques et financières à la disposition du Syndicat. En substance, l'examen porte sur les flux financiers (types de dépenses réalisées et dans certains cas, à venir), les quantités d'ouvrages posés (les câbles et les branchements), installés (postes de transformation, télécommandes) ainsi que les déposes qui peuvent y être associées. Une attention particulière est notamment portée à l'affectation des diverses réalisations aux leviers qu'elles sont censées alimenter, en objectif technique ainsi que financier.

Pour ce faire, il est indispensable de disposer dans les meilleurs délais, après que le Syndicat a communiqué la liste des affaires qu'il souhaite

étudier, des pièces nécessaires à la préparation des contrôles. Force est de constater que, de façon récurrente, ces éléments lui parviennent tardivement. De la même façon, il est souhaitable que ces éléments soient homogénéisés, indépendamment des typologies d'affaires et de leur rattachement aux structures d'Enedis.

Enfin, le fichier « programme travaux » du fait de sa nature même, n'est pas l'exact reflet de l'état d'avancement des dossiers : il ne permet pas, à l'aune de l'analyse qui en est faite, d'avoir une photographie exacte de la situation. Afin de permettre au Sigeif de bénéficier d'une meilleure et plus lisible information, la fourniture de données fiables et irréfragables serait profitable à tous.

Lors des deux séances d'audit, le Syndicat a pu prendre connaissance,

dans certains cas, d'éléments complémentaires qui sont venus étayer ceux préalablement fournis, qu'il s'agisse de plans ou de précisions relatives à l'avancement des affaires, et ainsi avoir une vision aussi exhaustive et précise que possible des dossiers examinés.

Dans d'autres cas, ces précisions manquent et ne permettent pas d'en connaître l'avancement réel, soit par manque d'échange d'informations en interne d'Enedis, soit parce que des événements externes perturbent le déroulement de l'affaire, sans indiquer au Syndicat si un règlement est envisageable ou en vue. Il est à noter également qu'il peut être difficile même d'obtenir une échéance fiable de fin de travaux, sans qu'il y ait, semble-t-il, de particularités notables à l'affaire.

Il convient, sur ces aspects, de noter que les dossiers de la Direction Régionale d'Enedis en Île-de-France Est mettent en exergue les situations suivantes :

- ↪ **1 affaire avec une erreur de qualification de levier, qui a été redressée,**
- ↪ **7 affaires avec des échéances de fin de travaux imprécises ou inconnues,**
- ↪ **2 affaires avec des solutions techniques qui évoluent significativement,**
- ↪ **2 affaires avec des contraintes externes qui n'ont pas été étudiées en amont de leur lancement.**

4 affaires font, quant à elles, l'objet de la part du Syndicat de demandes explicites de précisions et de nouveaux éléments : qu'il s'agisse de la connaissance des phasages des travaux, des possibles imbrications d'affaires entre elles ou encore de l'état des discussions entre les gestionnaires de voiries, les syndic et le concessionnaire. Enedis a communiqué au Sigeif des pièces et des explications supplémentaires pour ces quatre dossiers, qui répondent dans l'ensemble aux questions posées. Il subsiste toutefois que, pour les diverses situations rencontrées, les commentaires du Sigeif qui ont été associés conservent leur pertinence.

Le Syndicat s'étonne de voir que certains dossiers débutent avant même que toutes les autorisations nécessaires à la réalisation des travaux aient été obtenues. Une affaire en particulier au Blanc-

Mesnil, débutée en 2018, voit ses dépenses s'élever à plus de 450 k€, sans qu'il soit possible d'affirmer que les ouvrages d'ores et déjà installés se verront un jour mis en service.

En ce qui concerne la Direction Régionale d'Enedis en Île-de-France Ouest, des caractéristiques du même ordre sont relevées :

- ↪ **5 affaires avec des échéances de fin de travaux imprécises ou inconnues,**
- ↪ **1 affaire avec des contraintes externes qui n'ont pas été étudiées en amont de leur lancement,**
- ↪ **1 affaire avec des dépenses sur 5 exercices pour finalement être abandonnée.**

Le Sigeif note que 2 télécommandes du levier automatisé ont été installées depuis un an, ne sont toujours pas en service, et sont donc, à ce jour, d'aucun secours, notamment en cas d'incident.

Un dossier en particulier, à Rueil-Malmaison, fait l'objet d'une demande de compléments d'information, le levier auquel il est attaché faisant l'objet d'une interrogation : les travaux entrepris relèvent-ils ou non de levier 4, « maîtrise du risque crue » ? Les éléments demandés qui ont été fournis par le concessionnaire au Syndicat n'ont pas levé l'ambiguïté mentionnée en séance sur la qualification de l'opération et son fléchage « risque crue », en raison notamment du commentaire accompagnant les plans, contradictoires avec la cartographie.

Les conclusions qui peuvent être tirées de ces deux contrôles réalisés sur des sites d'Enedis les 17 et 24 septembre 2024 relèvent à la fois de considérations techniques, comme évoqué, plus haut, et financières.

Ajoutons aux données techniques que les différents outils métiers utilisés par les équipes ne communiquent pas toujours entre eux, rendant plus ardue encore la tâche de l'Autorité Concédante pour comprendre en amont des audits la teneur exacte des opérations réalisées ou à réaliser, ainsi que leur état physique.

À propos de l'aspect financier, les coûts globaux des affaires sont dans bien des cas élevés, avec des coûts unitaires au mètre de tranchée tout à fait remarquables, atteignant par exemple 646 €/m en BT pour une affaire étudiée. La main-d'œuvre concentre une part non négligeable des coûts totaux des chantiers, se montant pour une affaire à plus de 36 % du total investi et pour une autre à 10 %, mais pour un montant de 110 000 €, ce qui constitue cependant une valeur exceptionnelle qui interroge sur la pertinence et le bien-fondé des imputations de main-d'œuvre.

Il convient également de noter que de nombreux dossiers font l'objet de « compléments de valeurs » à l'issue de la mise en service de leurs ouvrages sans qu'il soit possible de déterminer leur nature. Il est permis de se questionner sur la gestion et le suivi des affaires qui engendrent autant de situations de modifications comptables.

Devant certaines des interrogations posées, le Syndicat suivra particulièrement en 2025 les cas rencontrés qui sont en situation d'attente d'autorisations administratives.





Contrôles de la valorisation des remises gratuites

De nouveau, comme les années précédentes, le Sigeif met en évidence les différences existant entre la valorisation (coût réel ou coût exposé) des travaux d'enfouissement qu'il réalise (remise gratuite) et le coût estimé par son concessionnaire à l'aide d'un barème spécifique.

Rappel du protocole d'accord FNCCR-Enedis

Le déséquilibre, souvent en défaveur du concédant, constituait un problème national. Il avait conduit la FNCCR (Fédération nationale des collectivités concédantes et régies) et Enedis à engager une réflexion qui s'est conclue en 2009 par la signature d'un protocole d'accord. Ce dernier invitait le concessionnaire à se rapprocher « systématiquement » de l'Autorité Concédante lorsque la

valorisation s'écarte du coût exposé. Il a été prorogé en 2011 pour une durée de 3 ans. Faute d'un nouvel accord, c'est cette prorogation de 2011 qui est tacitement utilisée par le concessionnaire. **Trois seuils d'alerte sont définis :**

- ➡ 1 000 euros pour une opération inférieure à 10 000 euros,
- ➡ + ou - 8 % pour une opération comprise entre 10 000 et 80 000 euros,
- ➡ + ou - 5 % pour une opération

Audit sur les opérations soldées 2023

Au cours de l'année 2023, ce sont 46 opérations d'enfouissement de réseau qui ont été réalisées sous maîtrise d'ouvrage du Sigeif. Elles ont donné lieu à un bilan général des dépenses et des recettes.

Celui-ci trace la totalité des dépenses réelles et fixe la participation d'Enedis et l'assiette de financement du concédant éligible à la redevance d'investissement (R2).

La liste des opérations figure en annexe du présent rapport. 35 % d'entre elles entrent dans la tolérance définie dans l'accord précité.

Il ressort pour l'exercice 2023 une majoration de la valeur vénale du bien financé par l'Autorité Concédante de :

↪ **9,6 % de la valeur d'entrée du patrimoine,**

↪ **17,5 % (+ 363 369 €) de la valeur de financement net du concédant.**

Les opérations pour lesquelles le seuil d'alerte a été atteint ou minoré feront l'objet, comme chaque année, d'une demande de rapprochement, c'est-à-dire d'une analyse contradictoire, portant sur les quantités réellement exécutées, la prise en compte de la particularité des difficultés d'accès, de réfection définitive, de voies de circulation restreintes, ou de toutes autres contraintes justifiant les écarts.

Néanmoins, le Syndicat renouvelle ses conclusions, portées à la connaissance d'Enedis, lors des précédents rapports de contrôles :

« En ce qui la concerne, l'Autorité Concédante juge que la valeur vénale d'un bien reçu à titre gratuit correspond au prix acquitté dans les

conditions normales de marché. Par conséquent, il n'y a aucune raison de retenir une autre valeur d'entrée en patrimoine et de valider la pratique d'un concessionnaire qui s'autorise à appliquer sans autorisation préalable de l'Autorité Concédante (le maître d'ouvrage) une « minoration » ou une « majoration » de la valeur de l'ouvrage construit. »

Face à ce constat récurrent, depuis la mise en place de l'application «VRG» par Enedis, le Sigeif conteste, une nouvelle fois, l'ensemble des valorisations effectuées par son concessionnaire. L'Autorité Concédante saisira de nouveau Enedis sur le sujet, afin de remédier à ces inexactitudes et de respecter la valeur créée.

C'est en effet cette valeur qui est inscrite à l'actif du Sigeif avec l'objectif d'intégrer l'ensemble du patrimoine concédé à son bilan.

Tableau 17
Valorisation de la remise gratuite 2023

DÉCLARATION DE COMMENCEMENT DE TRAVAUX		
	EN EUROS	%
Coût réel des opérations (HT)	3 791 606,58 €	-
Coût valorisé (Enedis) HT	4 154 975,45 €	-
Écart (VRG-Sigeif)	363 368,87 €	9,6 %
Coût réel (HT) résultant du concédant	2 081 081,44 €	17,5 %

Tableau 18
Situation des opérations VRG, par rapport à leur tolérance

INFÉRIEUR (DÉCOTE)	COMPRISE	SUPÉRIEUR (SURCOTE)
10	16	20
21,7 %	34,8 %	43,5 %

NB : Il est important de noter que le concessionnaire communique, dans son compte rendu d'activité de concessions (CRAC) des chiffres sur les investissements, qui n'incluent pas le détail des montants consacrés aux ZAC (zones d'aménagement concerté) ni ceux de l'achat des transformateurs HTA/BT des postes de distribution publique. Leur imputation au réseau BT ou HTA est donc impossible.



60

Contrôle

comptable et financier

Rappel sur le contexte et les
objectifs du contrôle financier.

Sommaire

ANALYSE DES DONNÉES FINANCIÈRES PRÉSENTÉES DANS LE RAPPORT 2023 DU CONCESSIONNAIRE

p.101

- ↪ Informations relatives au patrimoine en concession.
- ↪ Inventaire et valeur du patrimoine en concession.
- ↪ Localisation du patrimoine.
- ↪ Évolution du patrimoine en concession.
- ↪ Amortissement du patrimoine.
- ↪ Les passifs de concession.
- ↪ Les droits du concédant.
- ↪ La provision pour renouvellement.
- ↪ Structure financière de la concession.
- ↪ Impossibilité d'établir un bilan de fin de contrat.
- ↪ Schémas de synthèse de la structure financière de la concession.
- ↪ Enjeux de fin de contrat et risque indemnitaire.
- ↪ Synthèse des droits du concédant présentés par le concessionnaire.
- ↪ Le compte d'exploitation de la concession.
- ↪ Principes d'élaboration du compte d'exploitation de la concession.
- ↪ Les limites de l'information communiquée.
- ↪ Synthèse des résultats d'exploitation.
- ↪ Les dépenses de maintenance.

CONCLUSION

p.127



ANALYSE DES DONNÉES FINANCIÈRES PRÉSENTÉES DANS LE RAPPORT 2023 DU CONCESSIONNAIRE

Informations relatives au patrimoine en concession

Inventaire et valeur du patrimoine en concession

Les informations communiquées

Le **patrimoine localisé** fait l'objet d'une description détaillée (inventaire) au niveau de la « fiche immobilisation ». Une « fiche immobilisation » regroupe les investissements réalisés au titre d'une ou plusieurs affaires connexes sur le territoire d'une commune (le détail par affaire des fiches immobilisations n'est pas communiqué).

L'inventaire communiqué permet de disposer des informations suivantes au niveau de chaque fiche immobilisation, **pour le patrimoine localisé uniquement** :

- ↪ Numéro d'immobilisation ;
- ↪ Libellé de l'immobilisation ;
- ↪ Identifiant technique⁴ ;
- ↪ Nature de l'ouvrage ;
- ↪ Catégorie d'ouvrages ;
- ↪ Numéro de commune ;
- ↪ Libellé de commune ;
- ↪ Date de mise en service ;
- ↪ Année de fin d'amortissement ;
- ↪ Date d'entrée en concession ;
- ↪ Valeur brute comptable ;
- ↪ Amortissements cumulés (industriels) ;
- ↪ Valeur nette comptable ;
- ↪ Quantité totale ;
- ↪ Unité quantité ;
- ↪ Valeur de remplacement ;
- ↪ Provision pour renouvellement ;
- ↪ Part du financement du concessionnaire dans la valeur brute ;
- ↪ Part du financement du concédant dans la valeur brute ;
- ↪ Écarts de réévaluation (1959/1976) ;
- ↪ Amortissements des financements du concessionnaire ;
- ↪ Amortissements des financements du concédant ;
- ↪ Valeur nette comptable du droit du concédant ;
- ↪ Valeur nette comptable du financement du concessionnaire.

Les sept dernières lignes de la liste ci-dessus, qui appartiennent à la section « Passif » de l'état d'inventaire, n'ont été insérées dans l'état d'inventaire qu'à partir de 2019 et n'étaient donc pas disponibles pour la période antérieure.

⁴ Champ apparu en 2019 pour faire le lien entre l'inventaire comptable et les bases techniques.

Les limites de l'information communiquée

Certaines informations essentielles ne sont pas disponibles dans cet inventaire, notamment :

- ↪ le caractère de bien de premier établissement ou de bien remplaçant ;
- ↪ le montant des financements cumulés récupérés via l'amortissement (toutes modalités comprises et notamment l'amortissement de caducité jusqu'en 2004 inclus), qu'il s'agisse de l'amortissement des financements du concessionnaire ou de ceux du concédant ;
- ↪ si la production de l'information « financements du concédant » au niveau de chaque fiche

d'immobilisation, depuis 2019, constitue un progrès, celle-ci est limitée, car le concessionnaire ne communique pas la répartition de ces financements par type d'origine⁵ ;

- ↪ la nature ou la matière des biens ;
- ↪ la date de renouvellement prévue ;
- ↪ la probabilité de renouvellement estimée ;
- ↪ le ou les numéros d'affaires correspondant à la fiche immobilisation ne sont pas communiqués. **Il n'est ainsi pas possible de faire le lien entre le fichier des mises en service et l'inventaire, ce qui constitue une**

limite extrêmement préjudiciable au contrôle ;

- ↪ la très grande majorité des lignes d'inventaire ne présente pas d'informations permettant d'identifier la localisation géographique (adresse, parcelle cadastrale...) de l'immobilisation dans la commune et/ou de faire le lien avec l'inventaire technique des immobilisations ;
- ↪ Il semble que la traçabilité des immobilisations antérieures à 2007 (ancien système d'information) ne puisse pas être garantie par la production des pièces justificatives des valorisations retenues et des dates de mise en inventaire.

Valorisation du patrimoine par familles d'ouvrages (valeurs brutes)

Le tableau ci-après permet de décomposer par grandes familles d'ouvrages la valeur historique (valeur brute) du patrimoine en concession.

Tableau CF1

Ventilation du patrimoine en concession par nature d'ouvrages

EN K€	2023	2022	2021	2020	2019
Canalisations haute tension A	317 643	302 939	283 771	271 338	255 929
<i>Dont aérien</i>	385	390	340	345	275
<i>Dont souterrain</i>	317 257	302 549	283 431	270 993	255 654
Canalisations basse tension	293 273	277 997	257 120	244 891	234 707
<i>Dont aérien</i>	22 520	22 270	21 618	21 620	21 745
<i>Dont souterrain</i>	270 753	255 727	235 502	223 271	212 962
Postes HTA/BT	104 116	101 272	95 474	92 263	89 635
Transformateurs HTA/BT	30 854	29 448	27 622	26 729	26 192
Compteurs	66 976	64 956	53 279	46 106	37 679
<i>Compteurs Linky</i>	54 099	52 720	50 638	43 571	35 229
<i>Compteurs affaires</i>	2 837	2 759	2 642	2 535	2 450
<i>Disjoncteurs</i>	10 039	9 477			
Branchements localisés	234 210	221 843			
<i>Branchements aériens</i>	5 760	5 375			
<i>Liaisons réseaux</i>	181 740	172 397			
<i>Dérivations individuelles</i>	46 709	44 071			
Ouvrages collectifs de branchement	98 089	90 006	82 490	79 783	65 070
Autres biens localisés	3 612	4 298	4 410	4 032	4 197
PATRIMOINE LOCALISÉ	1 148 771	1 092 759	804 168	765 142	713 409
Branchements non localisés			223 946	217 998	207 349
Comptages non localisés			26 614	27 703	28 200
Autres ouvrages non localisés	3 665	3 803	2 935	2 873	2 968
PATRIMOINE NON LOCALISÉ	3 665	3 803	253 496	248 574	238 517
PATRIMOINE EN CONCESSION	1 152 436	1 096 562	1 057 664	1 013 716	951 926

Source : CRAC 2023

⁵ Remises à l'origine, remises gratuites, participations de tiers, affectations de la provision pour renouvellement ou des amortissements industriels ou de caducité, affectations des amortissements du concédant...

La valeur brute du patrimoine en concession est en hausse de près de 55,9 M€, soit 5,1 % du patrimoine en concession.

Les mouvements justifiant cette variation sont présentés au paragraphe 2.1.3 plus avant dans le présent rapport.

Les principales évolutions observées concernent :

- ↪ **les canalisations haute tension souterraines** : +14,7 M€, soit +4,9 % ;
- ↪ **les canalisations basse tension souterraines** : +15 M€, soit +5,9 % ;

↪ **les ouvrages collectifs de branchement** : +8 M€, soit +9 %.

Rappel : en 2022, la valeur des branchements à l'inventaire avait diminué du fait de l'opération de localisation réalisée.

Localisation du patrimoine

Évolution du patrimoine non localisé

Environ un quart du patrimoine en concession restait non localisé en début de période.

Le patrimoine non localisé concernait alors essentiellement les branchements et comptages.

Tableau CF2

Part des immobilisations non localisées dans le patrimoine en concession

EN K€	2023	2022	2021	2020	2019
Immobilisations en concession	1 152 436	1 096 562	1 057 664	1 013 716	951 927
Dont non localisées	3 665	3 803	253 496	248 574	238 517
Part non localisée	0,3 %	0,3 %	24 %	24,5 %	25,1 %

La part du patrimoine non localisée a été réduite progressivement, à partir d'une première étape de localisation concernant les transformateurs en 2015, puis avec la localisation des compteurs Linky installés à partir de 2016.

Le concessionnaire a ensuite « engagé des travaux de dénombrement et d'individualisation des ouvrages de branchement, qui ont permis d'aboutir, au cours de l'exercice 2018, à un inventaire détaillé et localisé des compteurs pour les catégories de clients du "marché d'affaires" et à une première étape de dénombrement et localisation sur les colonnes électriques ».

Au cours de l'exercice 2022, les liaisons réseau, les dérivations individuelles et les disjoncteurs ont fait l'objet d'une localisation.

« À l'issue de cette opération, la quasi-intégralité du patrimoine est désormais localisée. »

Rappel des incidences des opérations de localisation survenues en 2018 :

L'impact des travaux de localisation réalisés au cours de l'exercice 2018 a constitué en une minoration de 8,2 M€ de la valeur brute du patrimoine, et de 2,7 M€ pour la valeur nette,

essentiellement au titre des ouvrages collectifs de branchement.

En contrepartie de cette diminution du patrimoine, le concessionnaire a enregistré des mouvements conduisant à une réduction des droits du concédant 9,7 M€ ainsi qu'à une reprise de provisions pour renouvellement 1,5 M€.

Rappel des incidences des opérations de localisation survenues en 2022 :

Les conséquences financières de ces opérations n'ont pas été présentées au CRAC 2022, mais le concessionnaire a formalisé un document⁴ **qui présente les évaluations suivantes** :

EN K€	VALEUR BRUTE	VALEUR NETTE	AMORTISSEMENTS DU CONCÉDANT	FINANCEMENTS ENEDIS NON AMORTIS	PROVISION POUR RENOUVELLEMENT
Avant inventaire	250	132	70	57	14
Après inventaire	222	120	57	58	21
VARIATION	-27,9	-11,7	-12,7	1,4	7,1

⁴ Finalisation-inventaire-branchements_Sigeif-nouv-perimetre.PPTX.

Il apparaît que, comme lors de l'opération de 2018, les conséquences financières de la localisation des branchements et des disjoncteurs en 2022 ont été fortement négatives pour le Sigeif :

- ↳ La valeur brute du patrimoine a reculé de près de 28 M€ en valeur brute et 12 M€ en valeur nette.

Le concessionnaire explique cette diminution par « une surestimation du poids de la concession au sein de la direction interrégionale induit par le calcul des clés de répartition, qui tenait principalement compte des nombres de clients ».

- ↳ Les amortissements du concédant ont reculé de près de 13 M€, soit plus de 6 % du total de cette composante du droit du concédant au niveau de la concession, ce qui est considérable.

Sur la base du taux d'amortissement au 1/01/22, la diminution proportionnelle des amortissements du concédant aurait dû être limitée à environ 7,9 M€.

Aucun élément d'information permettant de comprendre cette incohérence apparente n'a été fourni au Sigeif.

La provision pour renouvellement avait quant à elle, augmenté d'un peu plus de 7 M€, ce qui constitue en théorie un événement favorable pour le bilan de la concession, sous réserve que ces provisions se transforment effectivement en droit du concédant à terme et qu'elles ne soient pas reprises au compte de résultat du concessionnaire.

Aucune information permettant d'assurer la traçabilité de ces compléments de provisions n'a été communiquée à l'Autorité Concédante.

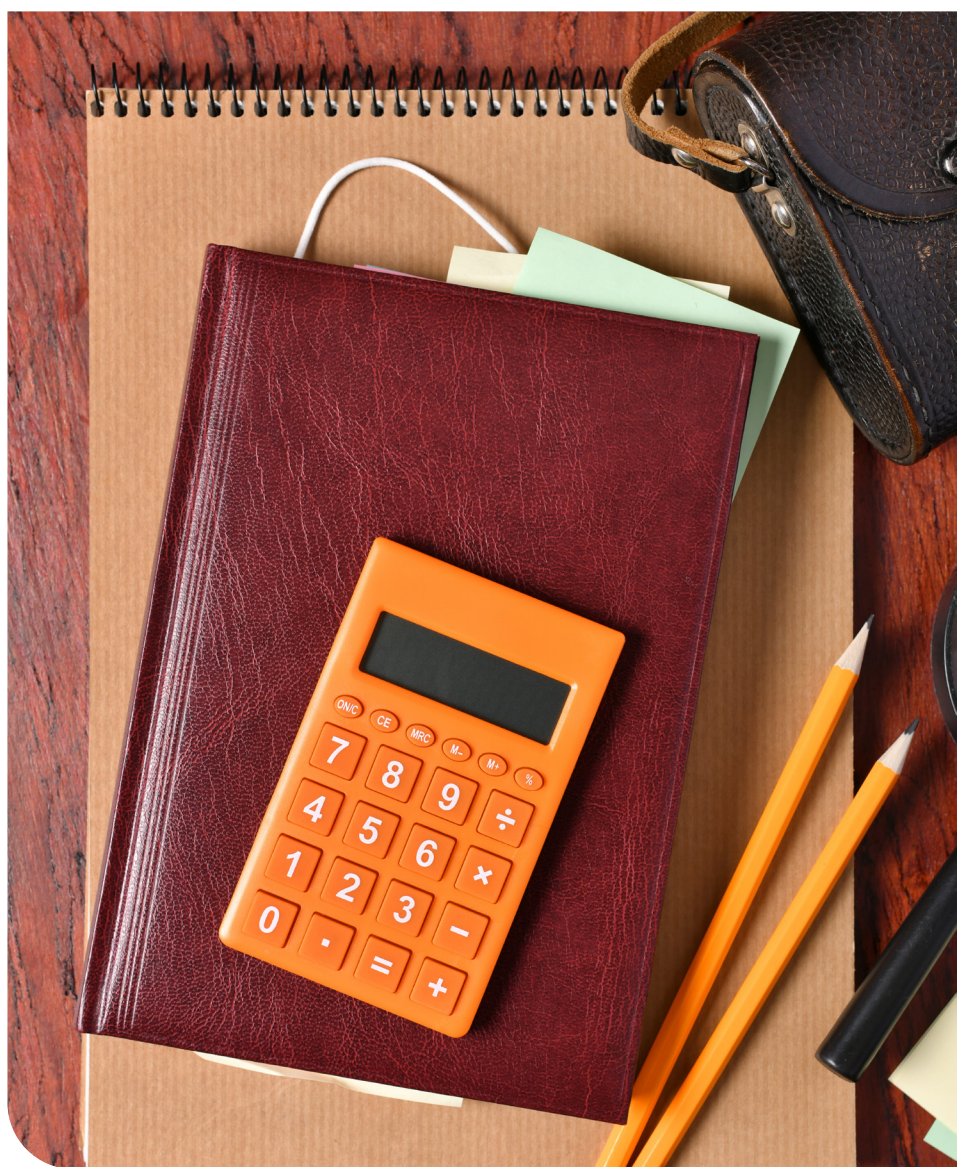
Les limites de l'information communiquée

- ↳ Aucune information de traçabilité permettant de justifier en détail les conséquences comptables et financières des opérations de localisation de 2018 et 2022 n'a été transmise au Sigeif⁷.

- ↳ Auparavant, les biens non localisés étaient en principe sortis automatiquement de l'inventaire à leur date de fin de vie comptable, même si ces derniers demeuraient en usage. Parallèlement, les retraits de biens non localisés réalisés avant leur date de fin de vie comptable n'étaient pas comptabilisés en déduction de l'inventaire.

Il découle de ces méthodes comptables – dérogatoires aux principes comptables applicables – que les valeurs brutes et nettes des ouvrages qui ont fait l'objet d'une réallocation, sur la base de l'inventaire théorique issu du processus de localisation, ne correspondaient pas à la valeur réelle du patrimoine non localisé en concession au 1/01/2022.

- ↳ La détermination des quantités théoriques en inventaire, qui ont été retenues pour répartir les valeurs brutes et nettes en inventaire non localisé, ont été déterminées à partir d'un algorithme et n'ont donc pas donné lieu à un inventaire physique des branchements et disjoncteurs réellement présents sur le terrain. Cette méthode souffre donc d'un niveau



⁷ Seules des informations concernant les impacts globaux de l'opération ont été communiquées, sans traçabilité.

Évolution du patrimoine en concession

Justification de la variation de la valeur brute

Le patrimoine inscrit à l'inventaire comptable de la concession a augmenté de 282,3 M€ en 2023, soit une progression de 26,7 %.

Tableau CF3

Origines de la variation de la valeur brute du patrimoine en concession

EN K€	01/01/2022	ADHÉSIONS	APPORTS ENEDIS NETS	APPORTS EXTERNES (CONCÉDANT + TIERS)	RETRAITS BRUTS	TRANSFERTS	LOCALISATION	31/12/2023
Immobilisations brutes	1 096 562	N/A	53 514	7 935	-5 636	58		1 152 436
TOTAL APPORTS : 61,4 M€					Source : CRAC 2023			

Les nouvelles immobilisations inscrites à l'inventaire comptable, qui correspondent en principe aux mises en service de l'exercice, représentent au total près de 61 M€ (contre 56 M€ en 2022), soit 5,6 % de la valeur brute en concession en début de période.

Ces mises en concession sont constituées pour 7,9 M€, soit 13 %, par des remises gratuites.

Rappel : intégration en concession des colonnes montantes propriété des tiers :

Le concessionnaire n'avait pas indiqué au cours des exercices

précédents quel avait été l'impact de l'intégration en concession des colonnes montantes organisée par la Loi Elan⁸, bien que cette demande lui soit signifiée formellement dans les rapports de contrôle. **Cette demande est donc de nouveau réitérée.**

Rapprochement des investissements inscrits en comptabilité avec les investissements revendiqués par le concessionnaire :

Pour l'exercice 2023, le concessionnaire revendique dans le CRAC un montant d'investissements⁹ de 71,2 M€, dont 4,3 M€ au titre des postes sources et 0,3 M€ pour la logistique. Le montant

correspondant au domaine concédé représente donc en principe 66,6 M€.

Il est impossible, malgré les demandes adressées au concessionnaire, de rapprocher ce montant des 53,5 M€ inscrits à l'actif en comptabilité au titre du même exercice tels qu'ils ont été présentés au **tableau 3 ci-dessus**.

Il est demandé de nouveau au concessionnaire de procéder à la réconciliation des deux valeurs ci-dessus, en communiquant notamment la valeur du poste « immobilisations en cours » figurant en comptabilité au titre de la concession, en début et en fin de période.

Les limites de l'information communiquée

Un certain nombre d'informations importantes relatives à la variation du patrimoine ne sont pas communiquées, ce qui limite fortement la capacité de l'Autorité Concédante à procéder au contrôle :

→ La décomposition des 61,4 M€ présentés dans le **tableau CF3** ci-dessus entre premier établissement et renouvellement.

Cette situation découle du fait que les fichiers de mises en service qui sont communiqués par le concessionnaire ne permettent pas d'identifier le type

d'opération (premier établissement ou renouvellement). Il découle de cette situation qu'il est impossible d'identifier quelles sont les opérations de renouvellement, ce qui constitue une limite importante apportée au contrôle, notamment en ce qui concerne le suivi des passifs portés par les immobilisations renouvelées.

→ Les numéros de fiches des immobilisations concernées par les mises en service ou les retraits et les numéros d'affaires correspondants ne figurent pas dans les états transmis. Ces

lacunes empêchent de faire le lien entre le fichier des mises en service et l'inventaire ; et en conséquence, **il n'est pas possible d'assurer la traçabilité des variations de la valeur en inventaire, ce qui constitue une limitation au contrôle très fortement préjudiciable ;**

→ La valeur des provisions utilisées pour financer les immobilisations renouvelées.

→ La valeur des amortissements des financements du concédant affectés.

⁸ Les colonnes montantes mises en service avant la publication de la Loi appartiennent à la concession si leur propriété n'a pas été revendiquée au 24 novembre 2020.

⁹ « 2.2 Le compte rendu de la politique d'investissement d'Enedis en 2023 », page 60 du CRAC.

↪ Les informations nécessaires à la réconciliation des investissements inscrits en inventaire comptable, au titre d'un exercice¹⁰ donné avec ceux présentés au paragraphe «compte rendu de la politique d'investissement d'Enedis», dans le CRAC pour la même période.

↪ Malgré les demandes récurrentes de l'Autorité Concédante, le concessionnaire ne communique pas la description précise¹¹ de la méthode retenue pour valoriser les apports externes (bien remis gratuitement).

En complément des limites relevées ci-dessus, il est également apparu au cours des tests réalisés que :

↪ Les états des mises en service et des mises hors service communiqués au titre des exercices 2022 et 2023 mélangeaient les données relatives aux nouvelles immobilisations mises en service avec les informations correspondant au reclassement des immobilisations anciennes, antérieurement non localisées. Ce choix d'organisation des données est préjudiciable au contrôle dès lors qu'il crée une confusion entre deux types de données différentes : des données relatives aux mises en service et hors service qui concernent la variation de l'actif,

physiquement en concession, et des données de corrections qui ne sont pas liées à des mouvements physiques.

Ces mouvements ne sont pas identifiables en tant que corrections, en l'absence d'un champ « type de mouvement » qui prendrait la valeur « correction ».

↪ Il apparaît que les fichiers de mouvements ne listent pas le détail des mises en service et hors service réalisées dans l'exercice. En effet, les lignes qui les constituent cumulent potentiellement l'ensemble des mouvements de l'exercice sur un quadruplet : commune/année/ETI/MOA.

↪ Les compléments de valeur, qu'ils soient positifs ou négatifs, sont retracés dans l'état des mises en service. Ils ne sont cependant pas identifiables en tant que compléments de valeur en l'absence d'un champ « type de mouvement » qui prendrait la valeur « CVAL ».

↪ Sur la base de l'organisation décrite au point précédent, les compléments de valeur positifs et/ou négatifs sont potentiellement cumulés avec des mouvements de mise en service, puisque les lignes du fichier « mises en service » sont des regroupements par commune /année/ETI/MOA, tous types de mouvements confondus.

Au total, il apparaît, en l'état des informations disponibles, qu'il est impossible de procéder à la justification détaillée de la variation des valeurs du patrimoine en concession, d'une année sur l'autre, à partir des données figurant dans les états de mouvement transmis à l'Autorité Concédante.

Ceci constitue une limitation forte du contrôle mais également un point de faiblesse potentiel de l'information financière qui devra être communiquée par la collectivité concédante, dans le cadre des obligations qui lui sont faites par la norme 18 du CNOCP¹².

Il est donc attendu du concessionnaire une évolution rapide des informations communiquées.

Amortissement du patrimoine

Dans le modèle économique concessif, l'amortissement a une double fonction :

1. Constaté la dépréciation de la valeur des actifs en concession du fait de l'effet du temps et/ou de l'obsolescence technologique ;

2. Permettre la récupération des financements engagés : les dotations aux amortissements constituent des charges calculées qui sont prélevées sur le résultat sans qu'il y ait décaissement des sommes correspondantes.

Ainsi, les dotations aux amortissements viennent constituer des flux de trésorerie qui complètent le résultat de l'exercice et contribuent à la capacité d'autofinancement annuelle.

Tableau CF4

Taux d'amortissement des immobilisations

EN K€	2023	2022	2021	2020	2019
Immobilisations brutes	1 152 436	1 096 562	1 057 664	1 013 715	951 928
Amortissements	537 319	513 041	496 383	474 175	451 379
VALEUR NETTE	615 117	583 521	561 280	539 540	500 549
Taux d'amortissement	46,6 %	46,8 %	46,9 %	46,8 %	47,4 %

Le taux d'amortissement ci-contre montre que l'âge moyen du patrimoine avoisine la moitié de sa durée de vie comptable.

Le taux est en légère décroissance sur 5 ans, ce qui signifie en principe que les nouveaux investissements permettent de compenser le vieillissement comptable du patrimoine sur la période.

¹⁰ En principe, sont inscrits à l'inventaire comptable au titre d'un exercice les investissements mis en service au cours de la période.

¹¹ Notes de procédures Enedis.

¹² La norme 18 du CNOCP (Conseil de Normalisation des Comptes Publics) prévoit que les biens objets de contrats concourant à la réalisation du service public soient exhaustivement inscrits à l'actif du bilan des collectivités concédantes, quelle que soit l'origine des financements. Elle prévoit que la justification de la variation de la valeur brute et de la valeur nette du patrimoine en concession soit communiquée en annexe des comptes annuels.

Les amortissements cumulés présentés ci-dessus correspondent à un amortissement de dépréciation calculé selon les durées d'amortissement linéaire qui figurent dans le tableau qui suit :

Le tableau ci-contre montre que de nombreux changements comptables concernant les durées d'amortissement ont été opérés :

↪ Les immobilisations en concession ont fait l'objet d'un amortissement de caducité¹³ **jusqu'en 2004. Depuis 2005**, les immobilisations sont amorties sur les durées de vie estimées des immobilisations ;

↪ **En 2011**, un changement d'estimation a été réalisé : allongement de la durée de vie estimée des canalisations basse tension aériennes torsadées à 50 ans au lieu de 40 ans ;

↪ **En 2012**, un changement d'estimation a été réalisé : allongement de la durée de vie estimée des transformateurs HTA/ BT à 40 ans au lieu de 30 ans ;

↪ **En 2015** : certaines installations de comptage ont fait l'objet d'un amortissement accéléré ;

↪ **En 2019** : le concessionnaire a procédé à un changement d'estimation pour l'ensemble des colonnes montantes dont la durée de vie a été réestimée à 60 ans, contre 40 ans précédemment. Ce changement a également généré des reprises de provisions pour renouvellement pour les biens devenant renouvelables, après la fin du contrat de concession en vigueur, suite à l'allongement de durée de vie ;

↪ **En 2022** : le concessionnaire a procédé à un changement d'estimation pour les branchements aériens (câbles de liaisons réseau aérien) dont la durée de vie a été réestimée à 50 ans, contre 40 ans précédemment. Il n'a pas été indiqué si ce changement a également généré des reprises de provisions pour renouvellement.

Tableau CF5

CATÉGORIE D'IMMOBILISATIONS	DURÉE D'AMORTISSEMENT SIGNALÉE PAR ENEDIS
Génie civil des postes	45 ans
Canalisation HTA (souterrain - aérien)	40 ans
Canalisation BT (souterrain et aérien nu)	40 ans
Canalisation BT (torsadé)	50 ans depuis le 1/1/2011, 40 avant cette date
Bâtiment de poste	30 à 45 ans depuis 2007, 30 ans avant cette date
Transformateurs	HTA-BT : 40 ans depuis le 1/1/2012, 30 ans avant. Autres transformateurs : 30 ans
Branchements souterrains	40 ans
Branchements aériens torsadés (Liaisons réseaux)	50 ans à compter du 1/01/2023, 40 ans avant cette date
Colonnes montantes	60 ans à compter du 1/01/2019, 40 ans avant cette date
Installations de comptage	20-30 ans depuis le 1/1/2007, 20-25 avant cette date

Il est rappelé que le Sigeif avait indiqué dans son rapport au titre de l'exercice 2019 :

« Contrairement à ce qui est indiqué dans le CRAC 2019 à la page 94, les impacts de cette opération sur la concession ne sont pas précisés (...).

L'Autorité Concédante constate de nouveau l'absence de concertation et de communication préalable à un changement de méthode et l'insuffisance de la communication financière relative aux conséquences de ce changement comptable. Elle réitère en conséquence les protestations et mises en demeure du concessionnaire formulées dans la motion votée le 16 décembre 2013 et rappelée ci-dessus.

En cohérence avec la conclusion de cette motion, elle indique à nouveau **qu'elle ne se considère pas engagée par des changements comptables qui sont réalisés unilatéralement par le concessionnaire, particulièrement s'ils sont susceptibles d'avoir un impact sur l'économie du contrat de concession et les droits réciproques du concessionnaire et du concédant.** »

« Le même raisonnement et la même position peuvent être retenus pour le nouvel allongement de durée de vie des ouvrages pratiqué unilatéralement par le concessionnaire en 2023. »

¹³ C'est-à-dire un amortissement linéaire sur la durée résiduelle du contrat de concession à la date de mise en service de l'immobilisation.

D'une manière générale, les changements comptables survenus depuis 2011 ont été traités de façon prospective, ce qui signifie que les amortissements constatés à la date du changement comptable ont été maintenus tels quels. **En revanche, la question du mode de traitement des changements comptables survenus entre 2006 et 2011 reste également sans réponse : ces changements comptables ont-ils été traités de façon prospective ou rétrospective ?**

Les changements comptables énumérés ci-dessus ont tous eu pour conséquence d'allonger les durées d'amortissement des biens en concession et donc d'accroître les valeurs nettes comptables des immobilisations en concession à la date d'analyse.

Ces changements comptables aboutissent ainsi à ralentir la récupération apparente des financements du concessionnaire.

Ces allongements de durée de vie ne sont pas anodins, dès lors qu'en cas de non-renouvellement du contrat, le concessionnaire pourrait, sur la base de **l'article 49** du cahier des charges annexé au nouveau traité de concession, être amené à revendiquer une indemnisation basée sur la valeur nette comptable de ses financements non récupérés, réévaluée au moyen du taux moyen de rendement des obligations des sociétés privées (TMO).

Dans ce cadre, il convient de souligner que **l'article 31** prévoit que la valeur du financement du concessionnaire serait déterminée **sur la base de sa comptabilité**.

Il est donc essentiel de disposer d'une traçabilité complète des informations comptables transmises par le concessionnaire, ce qui n'est pas le cas.

Par ailleurs, l'abandon de l'amortissement de caducité à partir de 2005 suscite une interrogation particulière à laquelle le concessionnaire n'a jamais répondu : **quel a été le sort des financements récupérés par ce biais ? Ces financements ont-ils été maintenus dans un compte de passif, dans les comptes du concessionnaire, et pour quel montant ?**

L'enjeu sous-jacent consiste à garantir que ces sommes seraient bien déduites des financements nets du concessionnaire, dans le cas d'une interruption anticipée du contrat ou d'un non-renouvellement.

Il n'est pas possible, sur la base des informations communiquées, de répondre à cette question.

Les limites de l'information communiquée en matière d'amortissements

Un certain nombre d'informations importantes relatives aux amortissements ne sont pas communiquées :

- ↪ Le sort des amortissements de caducité pratiqués jusqu'en 2004 et des éventuels amortissements de dépréciation qui auraient pu être annulés, dans le cadre de changements comptables traités rétrospectivement ;
- ↪ La justification exhaustive de la variation des amortissements d'un exercice à l'autre ne peut pas être retracée à partir des informations communiquées.

D'une façon générale, il est rappelé que l'incidence des changements comptables est insuffisamment documentée.



Les passifs de concession

Les droits du concédant

Notion de droits du concédant et informations communiquées

Les droits du concédant correspondent en principe :

- ↪ à la valeur des biens remis en début de contrat ;
- ↪ aux participations¹⁴ versées par le concédant ou des tiers finançant la création ou l'acquisition d'ouvrages en concession ;
- ↪ aux remises gratuites du concédant ou des tiers ;
- ↪ aux affectations de provisions pour renouvellement, d'amortissements industriels et d'amortissements du financement du concédant, lors des opérations de renouvellement ;
- ↪ aux financements du concédant reconstitués par amortissement (amortissements des financements du concédant) ;

↪ aux amortissements de caducité.

Le concessionnaire ne communique pas les informations selon le détail mentionné ci-dessus, à l'exception des « amortissements des financements du concédant », communiqués pour chaque ligne d'inventaire. En complément, le concessionnaire communique uniquement, pour chaque ligne d'inventaire, un montant globalisé de « financements du concédant ».

Avant 2019, ces informations étaient communiquées de façon agrégée, sans détail par immobilisation au niveau des lignes d'inventaire.

Nota bene : le concessionnaire ne comptabilise pas les contributions facturées aux clients au titre des raccordements au réseau en tant que participations versées par les tiers. Il considère ces financements de tiers, par analogie avec la règle fiscale, comme des recettes d'exploitation.

Cette position a toujours été contestée par le Sigeif, la règle fiscale n'ayant pas à se substituer aux principes comptables.

Les financements du concessionnaire restant à récupérer

Ces financements correspondent, en théorie, à la valeur initiale des financements consentis par Enedis pour l'édification du réseau concédé, diminuée des récupérations de financements obtenues par le biais de l'amortissement¹⁵.

À partir des informations nouvelles fournies par le concessionnaire, il est désormais possible de déterminer – pour chaque ligne figurant à l'inventaire des biens localisés – le montant non réévalué¹⁶ du financement du concessionnaire restant à récupérer, tel qu'il est évalué par lui.

Le Sigeif rappelle cependant que, dans la mesure où les modalités de détermination de ce montant ne sont pas traçables et puisqu'il existe des divergences d'interprétation entre le concessionnaire et le concédant sur les

montants à affecter en droits du concédant, il émet des réserves expresses concernant la valeur des financements du concessionnaire restant à récupérer, présentés à l'inventaire.

¹⁴ Au sens large, c'est-à-dire y compris les subventions.

¹⁵ En proportion de la part du financement d'Enedis dans l'investissement initial.

¹⁶ Il convient de bien conserver à l'esprit que la clause indemnitaire prévue tant par l'ancien que par le nouveau contrat prévoit que le montant net des financements du concessionnaire non récupéré à la date d'interruption du contrat serait réévalué, ce qui pose un problème d'équité souligné dans nos précédentes notes.

Synthèse des droits du concédant présentés par le concessionnaire

Le tableau ci-dessous permet de synthétiser les informations transmises par le concessionnaire au titre des droits du concédant. Eu égard aux limitations subies quant

au détail de ces informations et à leur traçabilité (il est notamment impossible de justifier la variation des agrégats d’une année à l’autre), **ces données sont présentées sous toutes réserves.**

Tableau CF6
Revue analytique des droits du concédant

EN K€	SENS	2023	2022	2021	2020	2019
Droit en nature du concédant (VNC)	(a)	615 117	583 519	561 250	540 707	500 548
Financement à récupérer revendiqué par le concessionnaire	(b)	419 129	387 888	356 830	328 903	301 144
Financement net du concédant	(a-b)	195 987	195 631	204 420	211 804	199 404
Amortissements des financements du concédant	(c)	215 230	206 793	207 834	198 777	188 642
Droit du concédant net	(a -b +c)	411 217	402 424	412 254	410 581	388 046
FINANCEMENT THÉORIQUE NET DU CONCESSIONNAIRE	(b-c)	203 899	181 095	148 996	130 126	112 502

La baisse significative des financements nets du concédant, qui avait été observée en 2022, avait été interprétée comme étant liée à l’opération de localisation. Il n’avait cependant pas été possible de remonter la piste d’audit pour

justifier cette évolution, les données de détail concernant les conséquences de la localisation des ouvrages n’ayant pas été communiquées par le concessionnaire.
En 2023, les financements nets du concédant stagnent, ce qui signifie en

principe que les 7,9 M€ de nouvelles remises gratuites présentées au point 2.1.3 ont tout juste compensé les dotations aux amortissements et les retraits pratiqués pour leur part relative aux financement du concédant.

Les limites de l’information communiquée

- Les financements du concédant sont communiqués globalement pour chaque immobilisation, sans détailler les différentes origines de financements du concédant, qui sont les suivantes :
 - biens remis à l’origine du contrat de concession,
 - apports en concession réalisés gratuitement par les tiers ou l’Autorité Concédante,
 - contributions et/ou participations financières de tiers ou de collectivités locales,
 - contre-valeur des ouvrages remplacés, financée par la provision pour renouvellement,

- contre-valeur des ouvrages remplacés, financée par l’utilisation de l’amortissement industriel (**article 10 de l’ancien cahier des charges**) et amortissement des financements du concédants).
- Le détail des inscriptions en droit du concédant ne peut pas être tracé à partir des informations communiquées par le concessionnaire. Il est donc impossible à l’Autorité Concédante de vérifier que ces inscriptions sont bien satisfaisantes (suffisantes).
- Il est impossible de justifier la variation des droits du concédant, d’un exercice à l’autre, à partir

des informations communiquées par le concessionnaire. Il existe donc ici également un déficit de traçabilité qui limite fortement le contrôle que peut faire l’Autorité Concédante de ses droits au passif du concessionnaire.

Il apparaît donc que, même si des progrès ont été enregistrés, il existe toujours **un important déficit de traçabilité** concernant les droits du concédant.

La provision pour renouvellement

Les stipulations de l'article 11 du traité de concession

L'existence de provisions pour renouvellement au passif du bilan de la concession découle des stipulations de **l'article 11 du cahier des charges annexé au traité de concession du 18 octobre 2019, qui prévoit :**

« À partir de l'entrée en vigueur du présent contrat, le concessionnaire n'est tenu, au cours de celui-ci, vis-à-vis de l'Autorité Concédante, à aucune obligation financière en lien avec le renouvellement des ouvrages, mis à part :

- ↳ l'obligation d'amortir les financements de l'Autorité Concédante rattachés aux ouvrages concédés réalisés sous sa maîtrise d'ouvrage ;
- ↳ l'obligation explicitée au point 2° ci-après, relative à la gestion des

droits du concédant sur les biens à renouveler existant à la date d'effet du contrat de concession. »

Puis :

« Les passifs relatifs aux ouvrages concédés existant dans la comptabilité du concessionnaire à la date d'effet du présent contrat, constitués au titre du contrat précédent, qui représentent les droits de l'Autorité Concédante sur ces ouvrages, sont maintenus à cette date. Ceux-ci consistent en :

- ↳ des droits de l'Autorité Concédante sur les biens existants (...) ;
- ↳ des droits de l'Autorité Concédante sur les biens à renouveler, qui correspondent aux obligations du concessionnaire, au titre des biens à renouveler et recouvrent :

↳ l'amortissement constitué sur la partie des biens financés par l'Autorité Concédante,

↳ la provision pour renouvellement antérieurement constituée et non utilisée à la date d'effet du présent contrat. »

Il est utile de rappeler que l'ancien contrat de concession imposait au concessionnaire de doter des provisions et de constituer un amortissement industriel en vue de pourvoir au renouvellement des immobilisations¹⁷.

Les informations communiquées

Comme cela a été indiqué plus haut, la quasi-intégralité du patrimoine est désormais localisée. Le tableau ci-dessous isole cependant les provisions correspondant aux immobilisations, auparavant non localisées, de façon à permettre leur suivi dans le temps.



Tableau CF7

Revue analytique de la provision pour renouvellement

EN K€	2023	2022	2021	2020	2019
Biens localisés	172 963	176 321	177 032	180 734	183 962
Ex-biens non localisés	21 293	21 515	14 198	14 171	14 162
TOTAL DES PROVISIONS	194 255	197 836	191 231	194 905	198 124
Évolution en %	-1,8 %	3,5 %	-1,9 %	-1,6 %	0,2 %

Source : CRAC 2019 à 2023 et inventaires

Après une progression de 3,5 % en 2022 concernant les biens auparavant non localisés qui avaient bénéficié de l'affectation d'une partie des provisions mises en attente entre 2015 et 2017, la provision pour renouvellement reprend sa décroissance sur un rythme voisin de celui observé en 2020 et 2021.

¹⁷ Obligations liées à l'article 10 de l'ancien traité de concession.

Justification de la variation de la provision pour renouvellement

Comme le montre le tableau ci-dessous, les informations communiquées par le concessionnaire, en ce qui

concerne les mouvements de la provision pour renouvellement, **ne permettent pas de justifier la variation de celle-ci.**

Tableau CF8

Informations communiquées concernant les mouvements de la provision pour renouvellement

EN K€	2023	2022	2021	2020	2019
Dotations aux provisions	-95	155	-28	673	2 923
Reprises de provisions	-1 442	-1 206	-1 145	-773	-385
Impact du compte de résultat sur la variation de provision	-1 537	-1 051	-1 173	- 100	2 538
Affectation	- 2 196	- 1 364	- 1 733	- 3 564	-940
Incidence de la localisation		7 100			
Incidence adhésions nouvelles communes		2 203			
Variation expliquée	-3 733	6 888	-2 906	-3 664	1 598
Variation observée	-3 581	6 605	-3 674	-3 219	421
ÉCART NON EXPLIQUÉ	152	- 263	-768	445	-1 177

On peut s'interroger sur le caractère équitable et la légitimité des importantes reprises de provisions pratiquées par le concessionnaire, qui aboutissent à retenir à son profit une part des provisions initialement constituées. Sur les 5 exercices retracés ci-dessus, ce sont ainsi environ 5 M€ qui auraient pu être consacrés au financement des renouvellements et affectés aux droits du concédant, mais qui ont été réorientés vers le compte de résultat du concessionnaire, **sans qu'aucun**

contrôle sur la justification de ces reprises ne soit possible.

Pourtant, le contrat de concession, dans sa nouvelle version, stipule explicitement que **les provisions existant à l'ouverture du contrat représentent des « droits du concédant »**.

Dans ce cadre, il semblerait légitime de considérer ces ressources comme des financements du concédant ayant vocation à être **affectées, de façon exclusive et intégrale, au financement des renouvellements**

et, ainsi, à être maintenues en droits du concédant *in fine*.

Cette interrogation est renforcée par les constats faits lors des contrôles sur pièce. En effet, ces contrôles montrent que d'importants mouvements de reprises de provisions, considérées comme devenues sans objet, sont pratiqués dans le cadre d'opérations qualifiées d'extensions de réseau. Des précisions sur les conditions qui peuvent justifier ces situations *a priori* contre-intuitives ont été demandées au concessionnaire.



Sort des provisions pour renouvellement portées par les biens auparavant non localisés

Au cours des contrôles réalisés jusqu'en 2014, il était apparu que les provisions constituées au titre des immobilisations non localisées faisaient l'objet d'une « sortie¹⁸ » à l'issue de leur vie comptable, soit quarante ans après la date de mise en service. Ces provisions en attente faisaient ensuite l'objet d'une affectation¹⁹ au cours de l'année suivant cette « sortie ».

En 2011 puis en 2014, l'analyse du processus d'affectation aux droits du concédant de la provision afférente aux immobilisations non localisées avait montré que les provisions « sorties » au titre des deux exercices concernés **n'avaient pas été intégralement affectées aux droits du concédant**.

Il avait alors été signalé au concessionnaire que la solution retenue par lui – qui aboutissait à affecter en droit du concédant un montant inférieur aux besoins de financements réels, et ce alors qu'une provision excédentaire existait globalement – ne pouvait être admise par l'Autorité Concédante.

Nota bene : la position de l'Autorité Concédante est la même concernant les biens localisés.

Par ailleurs, et alors que l'Autorité Concédante souhaitait procéder à la même analyse pour les exercices postérieurs à 2014, le concessionnaire n'avait pas transmis les données correspondantes sur la période de 2015 à 2018. Interrogé sur le devenir des provisions relatives aux ouvrages non localisés parvenus en fin de vie entre 2015 et 2017, le concessionnaire avait fini par donner les indications suivantes en octobre 2019 :

« Une partie de la provision relative aux ouvrages de branchement (...) a été conservée dans un compte de provision dédié. À l'issue de la complète finalisation des travaux d'individualisation et de localisation des branchements, ces provisions en attente seront réaffectées aux ouvrages de branchements (...). À noter que le processus de sortie automatique de l'actif des branchements à la fin de leur durée de vie a été arrêté en 2018, et que les stocks de PR associés à ces ouvrages sont maintenus au passif du bilan en vue de leur renouvellement. Le montant de provision en attente (...) est actuellement estimé à 11 M€ sur le périmètre de votre concession. »

L'Autorité Concédante peut difficilement comprendre quelles sont les raisons qui avaient pu conduire le concessionnaire à passer sous silence ce changement comptable significatif pendant quatre ans.

L'Autorité Concédante s'est interrogée sur le sort final des provisions concernées dans les précédents rapports de contrôle et a indiqué **qu'elle souhaitait obtenir des informations suffisamment précises pour vérifier que la nouvelle méthode ne conduise pas à la priver d'une partie des affectations au droit du concédant**, qu'elle aurait pu attendre à méthode constante.

Or, en pratique, au titre du présent contrôle, le concessionnaire s'est borné à indiquer qu'un montant de 7,8 M€²⁰ de provisions supplémentaires avait été affecté aux branchements, dans le cadre du processus de localisation, **sans transmettre aucun élément de traçabilité** permettant de justifier cette affectation partielle (les provisions en attente représentaient au moins 11 M€, semble-t-il, le montant définitif n'ayant pas été communiqué non plus).

Il est donc demandé au concessionnaire :

- ➡ de justifier en détail le montant des provisions en attente d'affectation au 1/02/2023 ;
- ➡ de justifier en détail les modalités de calcul des montants affectés aux lignes d'inventaire correspondant aux immobilisations antérieurement non localisées, depuis l'origine du processus ;
- ➡ de préciser quel a été le sort des provisions en attente qui n'ont pas été affectées à la concession.

Les limites de l'information communiquée au titre des provisions pour renouvellement

- ➡ Il apparaît que les éléments communiqués par le concessionnaire ne permettent pas de reconstituer la variation des provisions, observée d'un exercice sur l'autre.
- ➡ L'incidence des variations de périmètre n'est pas communiquée et ne peut être déterminée, notamment car l'Autorité Concédante ne dispose pas des états d'inventaire des communes entrantes pour l'exercice précédent leur entrée en concession.

- ➡ Les éléments permettant de justifier le solde de la provision pour renouvellement (plan de renouvellement, éléments de revalorisation, probabilités de retrait) ne sont pas transmis à l'Autorité Concédante.
- ➡ Le fichier des mises en service ne permet pas d'identifier les opérations qui constituent des renouvellements. En tout état de cause, il n'est pas possible de réaliser le lien entre le fichier des mises en service et l'inventaire.

Dans ce contexte, il est impossible d'identifier quelles sont les lignes d'inventaire qui ont été concernées par des opérations de renouvellement pour réaliser des tests sur celles-ci.

- ➡ Le fichier d'inventaire ne distingue pas le montant des provisions pour renouvellement affectées à l'intérieur du champ « financement concédant ». Il est donc impossible d'identifier les lignes d'inventaire qui ont bénéficié d'une affectation de provision, que ce soit au titre d'un exercice ou globalement.

¹⁸ Il semble qu'il s'agisse plutôt d'un reclassement à un compte de provision en attente d'affectation que d'une reprise de provision, au sens comptable.

¹⁹ C'est-à-dire soit une affectation aux droits du concédant, soit une reprise au compte de résultat du concessionnaire.

²⁰ La variation nette de 7,1 M€ mentionnée plus haut tient compte d'un mouvement de reprise de 0,7 M€.

- ↪ Les informations disponibles ne permettent pas de réaliser le lien (filiation) entre les immobilisations remplaçantes et les immobilisations remplacées. Il n'est donc pas possible d'interpréter si une diminution de provision apparaissant sur une ligne d'inventaire a pu donner lieu à affectation en droit du concédant sur une autre ligne.
- ↪ Les éléments de traçabilité permettant de justifier les montants de provisions afférents aux branchements non localisés, qui avaient été inscrits dans un compte d'attente entre 2015 et 2017, n'ont pas été communiqués à l'Autorité Concédante.
- ↪ Le sort des provisions en attente non affectées à la concession n'a pas été communiqué.

Au total, il apparaît donc qu'il est impossible à l'Autorité Concédante de réaliser le suivi des droits qui lui sont conférés sur la provision pour renouvellement par l'article 11 du cahier des charges annexé au traité de concession.

Il n'est notamment pas possible de vérifier le caractère satisfaisant des affectations de provisions pour renouvellement aux droits du concédant et des montants de provisions repris au compte de résultat du concessionnaire.

Par ailleurs, l'Autorité Concédante continue à rappeler sa position concernant le sort des provisions pour renouvellement considérées comme devenant sans objet : celles-ci devraient être intégrées dans les droits du concédant plutôt qu'être reprises au profit du concessionnaire dans son compte de résultat.

De plus, eu égard à l'imprécision manifeste de la méthode de calcul des provisions au niveau unitaire, l'intégralité du besoin de financement devrait être prélevée sur le stock de provisions global, lorsque la provision unitaire est insuffisante.

Structure financière de la concession

Impossibilité d'établir un bilan de fin de contrat

Il est apparu, dans le cadre des discussions relatives au nouveau contrat, qu'Enedis ne souhaitait pas (ou n'était pas en mesure de) transmettre les informations nécessaires pour établir un bilan de fin de contrat et déterminer les conditions d'entrée dans le nouveau contrat (identification et valorisation du patrimoine, identification des financements réciproques), dans des conditions de traçabilité, de sécurité et d'exhaustivité satisfaisantes.

Le Sigeif a donc dû renoncer à établir un « bilan de fin de contrat », dans le cadre du processus de signature du nouveau contrat, car les délais et les difficultés identifiées ne permettaient pas de parvenir à un document suffisamment fiable pour recevoir une valeur contractuelle.

C'est dans ce contexte qu'il a été décidé d'établir un « bilan d'ouverture » de façon indépendante du processus de signature du nouveau contrat, afin de matérialiser un état des lieux de l'information financière disponible sur la situation active (patrimoine et valorisation) et passive (engagements, dont droits du concédant) de la concession.

Dans ce cadre, Enedis a transmis au Sigeif un certain nombre d'informations qui ont été retracées dans un document intitulé « Service

public du développement et de l'exploitation du réseau de distribution d'électricité – Bilan 2014 – 2019 ».

Dans le préambule de ce document, le Sigeif a tenu à indiquer que « l'Autorité Concédante rappelle, comme souligné dans ses rapports de contrôle, qu'elle n'est pas en mesure de contrôler les valeurs communiquées puisqu'elle se considère insuffisamment informée, quant :

- ↪ aux conséquences des importants changements de méthodes survenus depuis le 1^{er} janvier 2005, notamment pour ce qui concerne le sort réservé aux financements récupérés par le concessionnaire à cette date, que ce soit pour son propre compte ou pour celui de l'Autorité Concédante.
- ↪ à la méthodologie d'élaboration du compte de résultat de la concession, qui ne garantit pas systématiquement le lien entre les valeurs présentées et l'exploitation de la concession ;
- ↪ à l'impossibilité de remonter la piste d'audit permettant la justification des valeurs inscrites à l'inventaire antérieurement à 2008 pour le patrimoine localisé et pour l'intégralité du patrimoine non localisé ;

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

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

Il apparaît donc que les limitations rappelées ci-dessus ne permettent pas à l'Autorité Concédante de valider les données patrimoniales et financières communiquées par le concessionnaire au moment de l'entrée dans le nouveau contrat de concession.

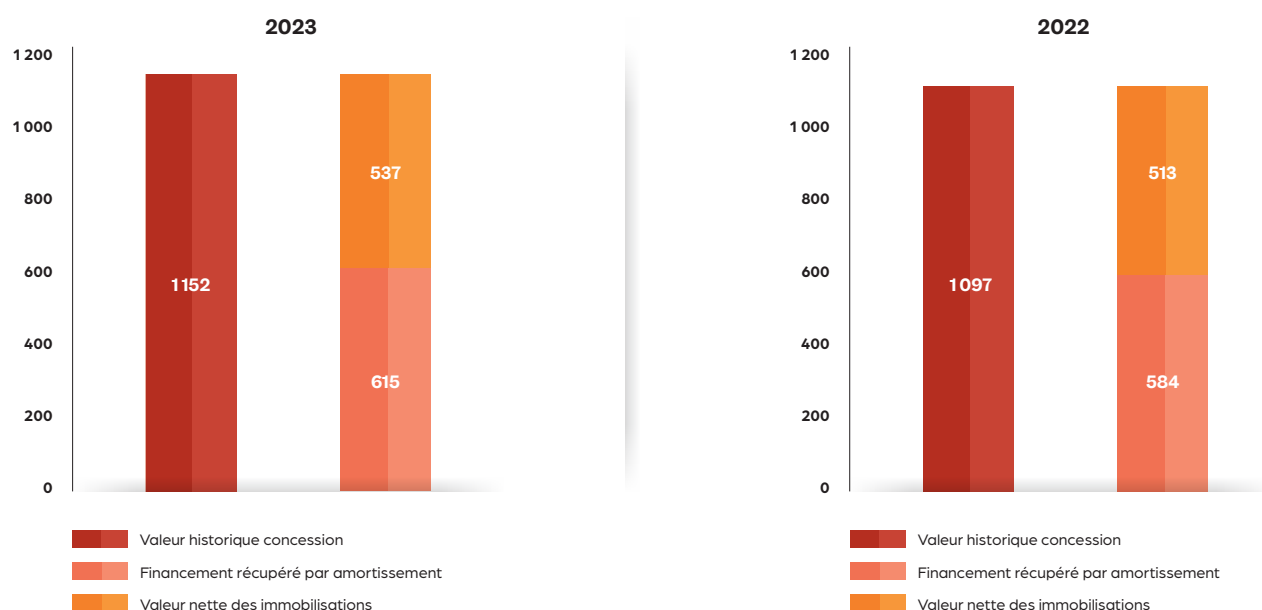
Schémas de synthèse de la structure financière de la concession

Les schémas de synthèse qui figurent dans les paragraphes suivants sont présentés à titre d'illustration à partir des données communiquées par le concessionnaire, afin d'identifier les enjeux financiers structurels de la concession au 31/12/2023.

Eu égard aux limitations et aux incertitudes en ce qui concerne les informations transmises, ces schémas sont présentés sous toute réserve et sont à analyser avec prudence.

Amortissement des financements initiaux

[en M€]



Les limites de l'information communiquée

Il est probable que le chiffre de 615 M€ présenté dans le graphique ci-dessus n'intègre pas l'ensemble des dotations aux amortissements²¹ prélevées sur les comptes de résultat depuis la date de mise en service des biens en concession.

Cette incertitude concerne en particulier **les amortissements de caducité pratiqués jusqu'en 2004, qui ne figurent pas dans le montant**

ci-dessus, puisque le chiffre de 513 M€ correspond aux seuls amortissements de dépréciation.

Les amortissements de caducité constitués jusqu'en 2004 devraient figurer en principe dans un compte spécifique de passif, mais le concessionnaire n'en fait pas mention dans sa communication sur les passifs de concession.

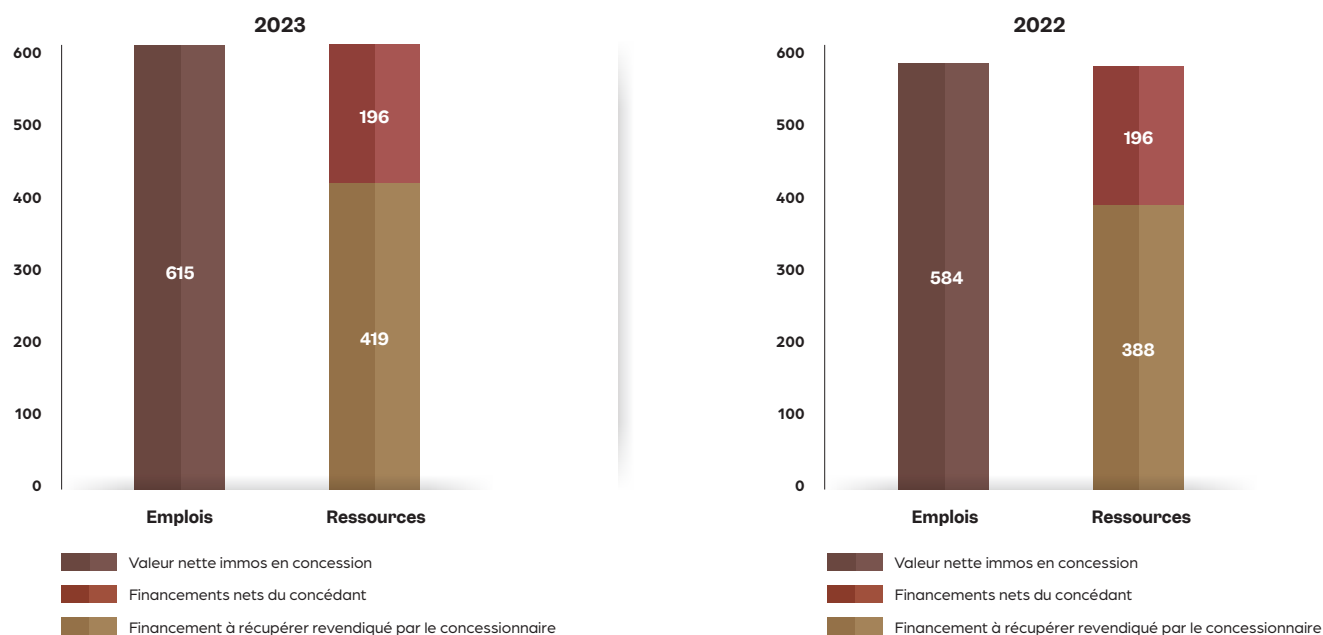
De plus, si les changements comptables récents ont été réalisés de manière prospective²², rien ne garantit que les changements comptables opérés avant 2011 aient également été traités de façon prospective, ce qui pourrait constituer une source supplémentaire d'écarts entre la somme des dotations prélevées et les amortissements apparaissant en inventaire.

²¹ Amortissement de dépréciation et/ou amortissement de caducité, le cas échéant.

²² C'est-à-dire que les stocks d'amortissement existant ont été maintenus en comptabilité, et qu'ainsi les effets des rallongements de durées de vie ne portent en principe que sur l'avenir.

Financements nets du concédant et du concessionnaire

[en M€]



Les limites de l'information communiquée

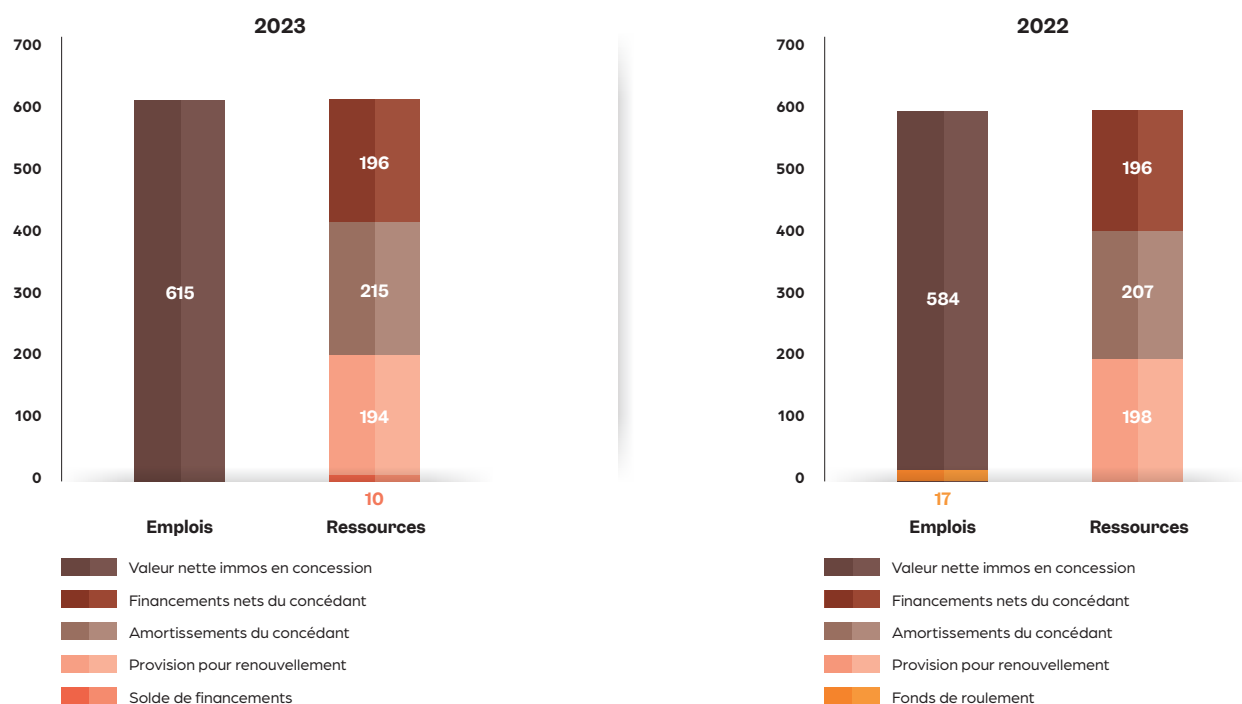
Si les financements du concédant, bruts et nets²³, sont désormais communiqués²⁴, cette information globale ne permet pas de connaître la décomposition de ce montant par catégorie (*cf. supra*).

Par ailleurs, **il est impossible de justifier intégralement la variation des financements nets du concédant d'une année sur l'autre** (-8,8 M€ en 2022, après -7,4 M€ en 2021). En effet, le concessionnaire ne communique

pas l'intégralité des informations nécessaires pour reconstituer les mouvements observés.

Approche de la trésorerie structurelle liée à la concession

[en M€]



²³ C'est-à-dire après récupération par amortissement.

²⁴ Depuis 2019 uniquement.

Sur la base des chiffres communiqués par le concessionnaire, il apparaît que la structure financière de la concession au 31/12/2023 consiste en un besoin de trésorerie structurel de l'ordre de 10 M€, soit moins de 1 % de la valeur brute du patrimoine en concession (1 152 M€) et 1,6 % de sa valeur nette.

Ce montant de trésorerie structurelle était encore excédentaire en 2022,

bien qu'en forte baisse sur les derniers exercices. Il est très délicat de commenter cette baisse en l'absence d'éléments suffisants pour justifier intégralement la variation des différents agrégats présentés en ressources ci-dessus.

Malgré ces limitations, on peut cependant considérer que la baisse de la trésorerie structurelle est

liée en 2023 aux investissements de l'exercice – soit 53,5 M€ – dont seuls 7,9 M€ sont considérés comme financés par le concédant. Une partie prépondérante des nouveaux financements est donc considérée comme relevant du concessionnaire et pèse donc sur le besoin en ressources financières.

Enjeux de fin de contrat et risque indemnitaire

L'approche réalisée ci-dessus retranche les passifs de concession constitués pour le compte de l'Autorité Concédante du financement net restant à récupérer, tel qu'il est revendiqué par le concessionnaire pour déterminer le solde des financements réciproques avant réévaluation, qui pourrait devoir être réglé au concessionnaire en cas d'interruption ou de non-renouvellement du contrat de concession.

Nota bene : le terme « ticket de sortie » n'est pas retenu, car il prête à confusion. On a pu notamment observer que, lors du précédent renouvellement de contrat, le concessionnaire avait refusé de régler les passifs de concession, y compris en échange d'une remise à disposition immédiate des financements concernés dans le nouveau contrat.

Il est également nécessaire de rappeler que l'approche ci-dessus est strictement comptable, dans un premier temps, et s'appuie uniquement sur la comptabilité du concessionnaire, alors que certaines des règles appliquées par lui sont contestées par le concessionnaire.

Selon cette approche, le solde des financements réciproques **non réévalué** correspond logiquement à l'excédent de trésorerie structurel généré par la concession tel que calculé au paragraphe précédent.

Cependant, si l'on se réfère au contrat, l'approche retenue ci-dessus ne permet pas d'évaluer l'indemnité à verser qui pourrait résulter de l'application de l'article

49 du contrat de concession.

En effet, le contrat prévoit qu'en cas d'interruption ou de non-renouvellement de la concession, une indemnité soit calculée « égale cumulativement :

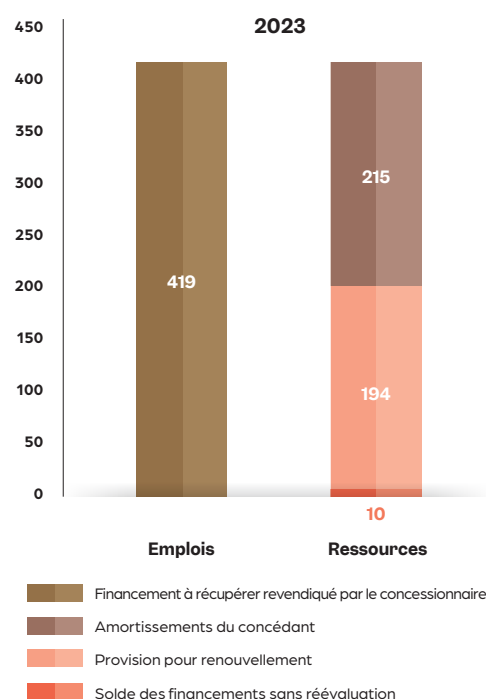
➔ à la différence, plafonnée à la valeur nette comptable des ouvrages de la concession, entre :

➔ le montant non amorti de sa participation²⁵ au financement des ouvrages de la concession, tel qu'il résultera de la comptabilité du concessionnaire, réévalué²⁶ par référence au TMO²⁷,

➔ et le montant des amortissements constitués dans la proportion de la participation de l'Autorité Concédante au financement des ouvrages de la concession, complété, s'il y a lieu, du solde des provisions pour renouvellement ».

Or, en pratique, les informations nécessaires au calcul de la réévaluation du financement non amorti du financement du concessionnaire, prévu ci-dessus, ne sont pas disponibles et le concessionnaire refuse de communiquer le montant de l'indemnité qu'il serait amené à réclamer en cas d'interruption du contrat.

[en M€]



Nota bene : les termes de l'article 49 ne prévoient pas de réévaluation des droits du concédant. Cette distorsion semble discutable d'un point de vue économique et inéquitable.

Cette iniquité a été constatée par la jurisprudence²⁸ qui considère la clause de réévaluation de la valeur nette comptable de la participation du concessionnaire au financement des ouvrages de la concession comme illégale.

²⁵ C'est-à-dire la participation du concessionnaire.

²⁶ La valeur réévaluée de l'année N est obtenue par application à la valeur nette comptable de l'année N du taux de réévaluation composé depuis l'année de mise en service jusqu'à l'année N-1.

²⁷ Le TMO correspond à la moyenne arithmétique des douze derniers taux moyens mensuels de rendement au règlement des emprunts garantis par l'État ou assimilés, calculée et publiée par l'INSEE.

²⁸ Cour administrative d'appel de Nancy du 8 décembre 2020.

EN K€	SENS	2023	2022	2021	2020	2019
Valeur non amortie des financements Enedis	(a)	419 129	387 888	356 830	328 903	301 144
Amortissements des financements du concédant	(b)	215 230	206 793	207 834	198 777	188 642
Provisions pour renouvellement non utilisées	(c)	194 255	197 836	191 231	194 905	198 124
SOLDE DES FINANCEMENTS NON RÉÉVALUÉ	(a-b-c)	9 644	-16 741	-42 235	-64 779	-85 622

L'article 49 cité ci-dessus n'indique pas quel serait le sort d'un solde de financement négatif, c'est-à-dire d'une dette potentielle du concessionnaire vis-à-vis du concédant. L'analyse ci-dessus montre que, en retenant les données transmises par le concessionnaire en l'état, le solde des financements non réévalué est devenu positif en 2023 pour la première fois, après avoir été historiquement systématiquement négatif.

Bien entendu, les réserves et désaccords mentionnés dans le présent rapport, concernant les modalités de détermination des financements réciproques du concessionnaire et du concédant, donneraient au Sigeif de nombreux arguments pour remettre en cause le solde des financements non réévalué tel qu'il est présenté ci-dessus, dans le cas où la clause indemnitaire serait amenée à être mise en œuvre.

L'attention du lecteur est de nouveau attirée sur le fait que les chiffres qui précèdent doivent être pris avec prudence, et ce d'autant plus que l'on constate que les informations financières transmises par le concessionnaire ne permettent pas d'évaluer l'indemnité qui pourrait être due potentiellement.

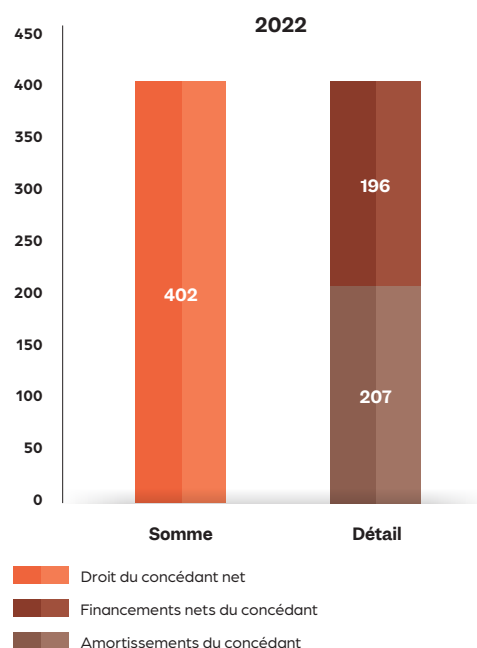
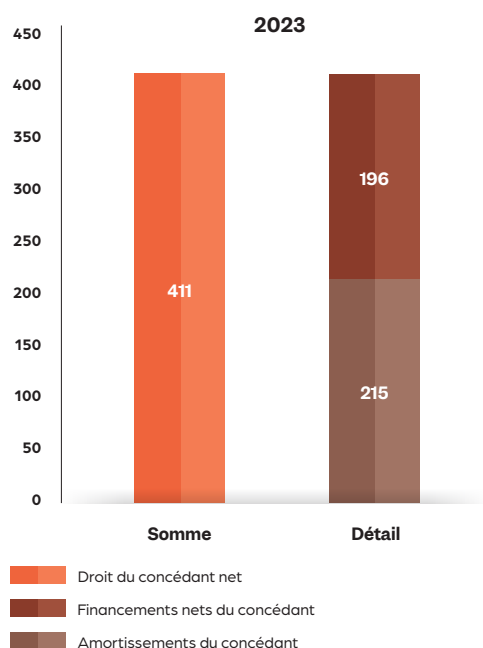
Il est également rappelé que les choix comptables faits par le concessionnaire, notamment en ce qui concerne l'affectation des provisions pour renouvellement en droits du concédant, en matière d'affectation des participations

des tiers, de valorisation des remises gratuites ou en matière de durées d'amortissement, sont contestés par l'Autorité Concédante et qu'en conséquence, celle-ci ne valide pas le montant des financements réciproques qui figurent dans la comptabilité du concessionnaire.

Par ailleurs, les importants montants de corrections apportées aux droits du concédant, dans le cadre des opérations de localisation, souffrent d'un **fort déficit de traçabilité** qui rendent ces opérations sujettes à caution en l'état.

Synthèse des droits du concédant présentés par le concessionnaire

[en M€]



La détermination des droits du concédant découle de la logique présentée ci-dessus : il s'agit de l'addition des financements nets du concédant avec les « amortissements du concédant ». Ces derniers correspondent à la quote-part du

financement du concédant, qui est récupérée pour son compte chaque année via le mécanisme de l'amortissement.

Comme cela a été indiqué plus haut, **la variation des financements nets du concédant ne peut**

être reconstituée à partir des informations transmises par le concessionnaire, et les droits du concédant sont donc présentés sous toute réserve.

Le compte d'exploitation de la concession

Principes d'élaboration du compte d'exploitation de la concession

Dans le CRAC, le concessionnaire indique que les principes d'établissement suivants sont retenus :

1. Un certain nombre de produits et de charges font l'objet d'une affectation directe à la maille locale (concession ou commune). Il s'agit :

- ↪ des recettes d'acheminement,
- ↪ des prestations et des facturations de raccordements,
- ↪ de la production stockée et immobilisée,
- ↪ des achats de travaux,
- ↪ des redevances de concession,
- ↪ des impôts fonciers (TF, CFE),
- ↪ des dotations aux amortissements et aux provisions relatives au domaine concédé.

2. En ce qui concerne les autres produits et charges, le concessionnaire ne réalise pas d'affectation directe des charges et des produits sur le périmètre de la concession mais procède par répartition à partir d'une collecte réalisée à un niveau supra-concessif.

Pour l'essentiel, la maille comptable retenue pour le suivi des charges d'exploitation est la maille supra-concessif régionale (DR)²⁹. Le rétrécissement de la maille de collecte survenue en 2015 renforce le lien entre les charges collectées et la concession. Cependant, dans la mesure où l'Autorité Concédante ne dispose d'aucun accès au système de collecte et d'enregistrement des produits et charges d'exploitation et au processus d'affectation et de répartition, elle ne dispose d'aucun moyen pour évaluer dans quelle mesure cette évolution a réellement induit une amélioration de

la significativité de l'information relative au compte de résultat.

La répartition du niveau régional vers la concession se fait au prorata du nombre de clients, sauf pour les charges d'accès au réseau amont et les achats d'énergie qui sont répartis au prorata des kilowattheures facturés, et les charges de contribution au FACE qui sont réparties au prorata des kilowattheures acheminés en basse tension.

Le compte d'exploitation comporte une rubrique « charges centrales ». Elles sont présentées par le concessionnaire comme regroupant les charges nationales affectées à la concession. Cet agrégat « charges centrales » ne correspond pas à une notion comptable normalisée, il est donc impossible d'évaluer précisément la nature des charges qui peuvent ainsi être regroupées.

Les limites de l'information communiquée

- ↪ Les recettes d'acheminement retenues en comptabilité diffèrent de celles présentées au CRAC dans les chiffres clés de la concession, qui seuls permettent de connaître les volumes acheminés concernés.
- ↪ Les recettes d'abonnement ne sont pas isolées à l'intérieur des recettes d'acheminement.
- ↪ Il est très délicat de réaliser une analyse de comptes d'exploitation qui ne présentent qu'un lien souvent indirect, en ce qui concerne les

charges imputées, avec le domaine concédé et qui sont soumis à l'incidence de l'impact climatique pour les recettes.

- ↪ La rubrique « charges centrales » ne correspond pas à une notion comptable normalisée et il est donc impossible d'évaluer précisément la nature des charges qui peuvent ainsi être regroupées. Cette situation est aggravée depuis 2023 par l'agrégation des dotations aux amortissements des immobilisations incorporelles dans cette rubrique.

- ↪ Bien qu'en progrès, les commentaires portant sur le compte d'exploitation, formalisés dans le CRAC, donnent encore trop peu d'indications et d'explications sur les chiffres présentés au niveau de la concession, notamment dans le but d'en expliquer et d'en justifier l'évolution pluriannuelle.
- ↪ L'analyse est également limitée par l'absence quasi complète de traçabilité des charges et produits agrégés dans le compte de résultat.

²⁹ En l'occurrence les DR Île-de-France Ouest et Île-de-France Est.

Synthèse des résultats d'exploitation

Les recettes d'exploitation

Tableau CF10

EN K€	2023	2022	2021	2020	2019
Recettes acheminement	277 313	263 377	261 415	251 287	246 373
Coût d'accès au réseau amont	52 325	27 563	54 712	51 537	54 004
Achats énergie couverture pertes	53 253	33 305	21 712	16 727	14 972
Marge acheminement	171 735	202 509	184 991	183 023	177 397
Recettes de raccordement	13 758	12 076	12 381	9 740	9 881
Recettes de prestations	2 726	3 440	3 266	2 690	3 187
Autres recettes	5 906	4 366	3 408	3 068	4 286
Production stockée et immobilisée	24 928	25 621	24 609	21 179	23 341
Reprises amortissements concédant	330	12 573	130	183	126
Reprises autres amortissements	-	-	-	-	238
Reprises sur provisions pour renouvellement	1 442	1 206	1 145	773	385
Reprises sur autres provisions	11 975	12 533	11 303	12 249	12 961
Autres produits	1 862	3 500	2 198	1 289	1 733
TOTAL DES PRODUITS	340 240	338 692	319 855	302 458	302 511

Source : CRAC 2023, page 103

Les recettes d'acheminement

Dans le compte de résultat présenté page 103 du CRAC 2023, la hausse des recettes d'acheminement observée est de 5,3%. Cette évolution est cohérente en ordre de grandeur avec la hausse de 5,1% décrite dans le CRAC page 12 :

TOTAL DES CLIENTS (CONCESSION)	2023	2022	2021	VARIATION
Nombre de clients	749 378	739 764	718 924	+1,3 %
Énergie acheminée (en kWh)	5 915 433 876	6 109 024 999	6 350 958 396	-3,2 %
Recettes d'acheminement (en K€)	280 106	266 516	267 517	+5,1 %

Source : CRAC 2023, page 12

Il apparaît pourtant, et de nouveau, que les recettes présentées au CRAC page 12, au titre des chiffres clés de la concession, sont sensiblement supérieures à celles présentées dans le compte de résultat à la page 103. Pour expliquer cette distorsion, le concessionnaire indique que les recettes présentées dans le compte de résultat sont issues de la comptabilité et qu'elles sont en conséquence figées au 31/12/2023, alors que les recettes présentées dans le tableau de la page 12 du CRAC tiennent compte des redressements de facturation effectués postérieurement à la date de clôture de l'exercice.

À nouveau, l'importance de l'écart observé entre ces deux approches

conduit le Syndicat à réitérer la demande faite au concessionnaire d'approfondir son analyse afin de lui permettre de comprendre quels sont les facteurs particuliers qui expliquent cette situation.

Il apparaît notamment, sur les trois derniers exercices, que les recettes enregistrées en comptabilité sont significativement inférieures aux recettes « méritées », telles qu'elles semblent ressortir de l'analyse *a posteriori* de la facturation. Il en résulte que la rentabilité apparente qui ressort des comptes de résultat présentés dans le CRAC se trouve minorée et que l'analyse de la rentabilité est faussée par cette situation.

Afin de contextualiser l'évolution des recettes observées en comptabilité et en facturation, on peut rappeler :

➡ que le TURPE 6 HTA-BT a évolué de +2,26 % au 1^{er} août 2022 ;

➡ que le TURPE 6 HTA-BT a évolué de +6,51 % au 1^{er} août 2023.

L'évolution des recettes a donc bénéficié d'un effet « prix » favorable, de l'ordre de 4,4 % en moyenne sur la période.

Sur la base des données présentées à la page 12 du CRAC, les recettes ont bénéficié d'un effet « abonnements » favorable, du fait de l'augmentation du nombre de clients (+1,3 %, après +2,90 % en 2022).

Malgré un nouveau recul des consommations – de l'ordre de 194 GWh – sur le territoire de la concession, les recettes sont en progression sensible grâce à la forte hausse des tarifs accordée au concessionnaire, et probablement également du fait de la hausse des recettes d'abonnement. La décomposition des recettes comptables

entre abonnements et recettes liées aux volumes acheminés n'étant malheureusement pas fournie dans le CRAC, il n'est pas possible de confirmer cette seconde hypothèse.

Il est également impossible d'évaluer l'impact du climat sur les recettes, le concessionnaire ne transmettant aucune donnée à ce titre.

Il apparaît ainsi que les éléments communiqués par le concessionnaire ne permettent pas d'analyser de façon satisfaisante la hausse des recettes d'acheminement présentée au compte de résultat.

Les recettes de raccordement et de prestations

Après un palier en 2022, les recettes de raccordement sont de nouveau en hausse, pour atteindre +41 % sur 3 ans. Elles représentent plus du quart des 54 M€ de financements revendiqués par Enedis au titre de 2023 (cf. 2.1.3).

Cette ressource – qui n'est pas identifiée comme telle dans le bilan de la concession – participe donc effectivement de façon très significative au financement du patrimoine en concession.

Les autres recettes

La hausse de 35 % de ces recettes est expliquée dans le CRAC par des rattrapages de facturation de clients sans contrats³⁰ et par la hausse des prestations de travaux et de modifications d'ouvrage.

Les recettes de production immobilisée

Les recettes de production immobilisée stagnent après une période de forte croissance, puisqu'elles ont augmenté de 90 % depuis 2015, ce qui est considérable et sans commune mesure avec la croissance des investissements.

Ces recettes correspondent à la valorisation des consommations de matériels, mais surtout des coûts de main-d'œuvre engagés par Enedis pour le pilotage et la réalisation des investissements en concession.

Les recettes de production immobilisée représentent 25 M€ en 2023, soit plus de 46 % des 54 M€ de financements revendiqués par Enedis, au titre des investissements en concession.

Les reprises d'amortissements du concédant

Ce poste historiquement peu significatif (à l'exception de 2018) avait enregistré en 2022 un mouvement inhabituel, avec 12 573 K€ de produits. Il s'agit (comme en 2018 pour 4 662 K€) d'un produit lié aux opérations de localisation. Ce sont donc ainsi plus de 17 M€ d'amortissement qui avaient été

retirés des financements du concédant pour les porter en produits dans le compte de résultat du concédant.

En 2023, le poste reprise d'amortissements du concédant retrouve une valeur sensiblement plus faible, bien qu'en hausse de 250 %, par rapport à 2021.



³⁰ Pertes non techniques.

La marge sur acheminement

La marge sur acheminement correspond au solde obtenu en retranchant des recettes d'acheminement les charges d'«accès au réseau amont» et d'«achats d'énergie pour couverture de pertes».

En 2022, cette marge avait connu une forte progression – de l'ordre de 17,5 M€ – liée à deux phénomènes contradictoires : la diminution des coûts d'accès au réseau amont pour près de la moitié, d'une part, et la hausse de 53 % des achats d'énergie pour couvrir les pertes, d'autre part.

En 2023, on observe un mouvement inverse, et la marge sur acheminement retrouve un niveau sensiblement inférieur à celui de la période 2019-2021. Ce mouvement de recul s'explique par les phénomènes suivants :

1. La hausse de 25 M€ des coûts d'accès au réseau amont constitue un retour à la normale, puisque

l'exercice 2022 avait bénéficié d'une rétrocession exceptionnelle de la part de RTE pour 27 M€.

2. Le poste « Achats énergie pour couverture des pertes » augmente de près de 60 %, après avoir connu une croissance de 53 % sur le précédent exercice.

Le concessionnaire indique dans le CRAC : « Dans la continuité de la crise énergétique inédite survenue en Europe en 2022, les prix de l'électricité en France sont restés très hauts au premier semestre 2023. Cela s'est traduit par une hausse du coût des achats d'énergie de 64,6 % au niveau national. Ainsi, les charges de rachat des pertes sont en nette hausse en 2023. »

Cette explication est trop lapidaire et mérite d'être développée, **ce pourquoi le concessionnaire est ici explicitement sollicité**. En effet,

le premier choc de prix enregistré en 2022, soit +53 %, s'expliquait par un contexte de flambée des cours. Le niveau de cette hausse montrait cependant qu'Enedis avait manifestement bénéficié d'une stratégie de couverture ayant permis de compenser en partie les effets de la hausse des cours.

En 2023, on aurait pu s'attendre à ce qu'un opérateur performant parvienne à stabiliser ses coûts. En effet, avec la baisse progressive des prix sur les marchés de gros, il semble que le concessionnaire aurait pu sécuriser une partie de ses approvisionnements à des niveaux plus bas via des PPA³¹ et des contrats à long terme.

Dans ce contexte, la nouvelle hausse de 60 % des achats pour couverture de pertes observée en 2023 doit faire l'objet d'une explication de la part du concessionnaire.

Les charges d'exploitation

Tableau CF11

Charges d'exploitation et résultat d'exploitation

EN K€	2023	2022	2021	2020	2019
TOTAL DES PRODUITS	340 240	338 692	319 855	302 458	302 511
Accès au réseau amont	52 325	27 563	54 712	51 537	54 004
Achats énergie pour couverture des pertes	53 253	33 305	21 712	16 727	14 972
Autres consommations externes	39 886	42 102	42 289	40 150	44 525
Redevance de concession (R1, R2)	4 502	4 427	4 349	4 507	3 509
Contribution au FACE	7 835	7 905	8 027	7 949	7 883
Impôts, taxes, versements assimilés	5 674	6 322	5 735	7 429	6 872
Charges de personnel	37 820	36 223	34 687	34 730	33 125
Autres charges	15 329	8 935	9 235	8 580	8 329
Charges centrales	24 678	16 277	15 326	14 210	13 765
Dotations amortissements concessionnaire	18 454	18 637	16 793	14 865	15 038
Dotations amortissements concédant	9 362	9 259	9 771	11 090	9 745
Dotation aux provisions	-95	155	-28	673	2 923
Autres dotations d'exploitation	21 702	30 942	27 960	28 062	26 007
TOTAL DES CHARGES	290 725	242 052	250 568	240 509	240 697
RÉSULTAT AVANT PÉRÉQUATION	49 515	96 640	69 287	61 949	61 814

Source : CRAC 2019 à 2023

³¹ Power purchase agreement.

Comme cela a déjà été indiqué, les charges ci-dessus relèvent en grande partie d'une répartition statistique et ne sont pas traçables depuis les comptes du concessionnaire jusqu'à la concession du Sigeif, ce qui induit :

- une difficulté à réaliser des contrôles de cohérence ;
- une significativité limitée par rapport à une approche directe des charges et produits affectés à la concession.

Globalement, le niveau des charges imputées à la concession est en baisse, par rapport à l'exercice 2022, de 20 %. Ce chiffre global est cependant à relativiser, car il est fortement impacté par les évolutions des postes « accès au réseau amont » et « achats d'énergie pour couverture de pertes » qui ont été commentées plus haut : si l'on neutralise ces deux postes, les charges d'exploitation progressent de 2,2 %.



Les principaux postes à l'origine de cette progression des charges d'exploitation sont les suivants :

1. Les autres consommations externes sont en recul de 5,3 %. Le recul concerne les postes achats de matériel, travaux et informatique. En effet, le poste bâtiments enregistre une hausse de 12 % et les autres achats de 21 %. Cette dernière évolution est expliquée par la hausse des charges liées au Fonds de Péréquation de l'Électricité en faveur d'EDF SEI.
2. La rubrique impôts et taxes diminue de 10 % du fait de la réduction de la CVAE.
3. Les charges de personnel augmentent de 4,4 %, soit la même augmentation qu'en 2022.
4. Les autres charges augmentent de 72 %, soit +6,4 M€.

Le concessionnaire indique dans le CRAC :

« Cette augmentation de 72 % des valeurs de cette rubrique correspond à la hausse de la facturation de l'avantage en nature "énergie", le bouclier tarifaire ne s'appliquant pas au "tarif agent", pour +3,4 M€, et à la hausse liée au règlement des écarts responsable d'équilibre, pour +1,5 M€. »

5. Le poste « charges centrales » – qui constitue un agrégat « hors norme³² », enregistre une nouvelle hausse de 51,6 %, ce qui porte la hausse de ce poste à 91 % en 5 ans, ce qui est considérable.

Le concessionnaire indique dans le CRAC :

« La hausse de 50 % des valeurs de cette rubrique est principalement liée au reclassement des dotations aux immobilisations incorporelles dans cette rubrique. »

Ce choix de présentation est très discutable et problématique. En effet :

- La notion de « charges centrales » ne correspond pas à une décomposition par nature reconnue par le plan comptable général et, dès lors, le fait d'utiliser cette notion pour présenter le compte de résultat de la concession pose en soi un problème.
- Les dotations aux amortissements sont des charges particulières, puisque non décaissées et liées au cycle des investissements. Il est notamment nécessaire de les isoler pour calculer l'autofinancement, ce qui n'est plus possible une fois qu'elles se trouvent agrégées avec d'autres natures de charges.

Il est donc demandé avec insistance au concessionnaire de présenter le détail par nature comptable de charges des coûts agrégés dans cette rubrique.

6. Le poste « dotations aux amortissements » se stabilise après une hausse de +11 % pour la partie concessionnaire en 2022.
7. Le poste « autres dotations d'exploitation » enregistre une baisse de 30 %. Cette baisse n'est pas commentée dans le CRAC. Il est probable que le transfert des dotations aux amortissements incorporelles dans la rubrique « charges centrales » ait eu une incidence sur cette évolution.

En dehors des indications mentionnées ci-dessus, dont il convient de signaler l'intérêt, le concessionnaire ne donne que peu de précisions ni d'éléments d'analyse dans le CRAC pour expliquer quelles sont les causes à l'origine des variations observées.

³² En effet, cette nature de charges n'existe pas en comptabilité

Les résultats d'exploitation

Tableau CF12

Résultats d'exploitation et péréquation

EN M€	2023	2022	2021	2020	2019	2023/2022
CONTRIBUTION AU RÉSULTAT D'ENEDIS	49,5	96,6	69,3	61,9	61,8	-47,1
% recettes acheminement	17,9 %	36,7 %	26,5 %	24,7 %	25,1 %	-18,8 %
Contribution à la péréquation	59,5	50,7	35,8	39,7	39,7	8,8
"RÉSULTAT" APRÈS PÉRÉQUATION	-10	45,9	33,5	22,3	22,1	-55,9
% recettes acheminement	-3,6 %	17,4 %	12,8 %	8,9 %	9 %	

Du fait de la très forte augmentation des charges, on observe un recul important du résultat avant péréquation : celui-ci recule de 47,1 M€, soit presque la moitié du résultat 2022. Il convient cependant de conserver à l'esprit que le résultat 2022 était exceptionnellement élevé, car il bénéficiait :

↳ d'un gain exceptionnel de 27 M€ sur les coûts d'accès au réseau amont ;

↳ d'une reprise sur amortissements du concédant de 12,6 M€.

Sans ces deux éléments, le résultat aurait été de 56,9 M€, soit un niveau inférieur à celui des années 2019 à 2021.

Rapportée à ce résultat retraité, la baisse de la rentabilité observée en 2023 est ramenée à -7,4 M€, soit -13 %.

Dans ce contexte, on observe une hausse de la contribution calculée à la péréquation³³ qui augmente de 17 % malgré le recul du résultat. En conséquence de ces évolutions, le résultat après la contribution calculée devient négatif, alors qu'il avait toujours été positif par le passé.

Ceci ne signifie pas que la concession du Sigeif n'est plus rentable – il a été montré que le résultat apparent de la concession approche les 50 M€, mais cela signifie *a priori* que la rentabilité d'Enedis est négative en 2023 et que la perte enregistrée nationalement serait de l'ordre de 3,6 % des recettes d'acheminement. Cette hypothèse peut être vérifiée à partir des nationaux d'Enedis : les recettes d'acheminement sont de 14 752 M€ et le résultat d'exploitation de -505 M€, soit -3,4 %.

On peut également noter que la dégradation de la rentabilité du Sigeif est moins forte que celle observée au national : -19 %, contre -21 % si l'on compare 2023 avec 2022, et -7,5 %, contre -14 % si l'on compare 2023 avec la moyenne 2019-2021.

Il va donc être nécessaire qu'Enedis explique comment la rentabilité nationale a pu autant se dégrader et notamment, comment l'impact du coût des couvertures de pertes a pu être aussi important s'il se confirme qu'il est le facteur principal du recul de la rentabilité au niveau national. Il sera également nécessaire que la forte hausse des « autres charges » et des « charges centrales » fasse l'objet d'une explication beaucoup plus précise, et ce sur les 5 dernières années.



³³ Enedis utilise le terme « contribution à l'équilibre ».



Tableau CF13

Résultats d'exploitation et flux de trésorerie

EN K€	2023	2022	VARIATION	2021	2020	2019
Contribution au résultat d'Enedis (résultat avant péréquation)	49,5	96,6	-47,1	69,1	61,9	61,8
Charges non décaissées (amortissements et provisions)	49,4	59	-9,6	54,5	54,7	53,7
Produits non encaissés (reprises de provisions)	13,7	26,3	-12,6	12,6	13,2	13,7
Capacité d'autofinancement transférée	85,2	129,3	- 44,1	111	103,4	101,8
% recettes acheminement	30,7 %	49,1 %	-18,4 %	42,5 %	41,2 %	41,3 %
Financements du concessionnaire	53,5	46,4	7,1	48	48,6	53,3
Flux de trésorerie disponible	31,7	82,9	-51,2	63,1	54,8	48,5
% recettes acheminement	11,4 %	31,5 %	-20,1 %	24,1 %	21,8 %	19,7 %
Contribution à la péréquation pour mémoire	59,5	50,7	8,8	33,8	39,7	39,7

Dans le contexte de détérioration des résultats retrace ci-dessus, on observe une réduction sensible de l'autofinancement dont le niveau est significativement inférieur à celui des 5 exercices précédents. L'autofinancement s'établit ainsi à 85M€ en 2023, soit environ 20M€ de moins que sur la période 2019-2021.

Le taux de transformation d'un euro de recettes d'acheminement en flux de trésorerie avant investissement est ainsi de 30 %, contre plus de 40 % avant 2022.

Malgré cette détérioration, l'autofinancement transféré reste significativement supérieur aux financements consacrés par le concessionnaire au réseau en concession en 2023.

Les dépenses de maintenance

Le concessionnaire indique dans le CRAC : «Au niveau national, Enedis a consacré, en 2023, 359 millions d'euros aux travaux de maintenance et d'entretien du réseau public de distribution d'électricité, dont environ 122 millions d'euros à des programmes d'élagage pour protéger les lignes électriques aériennes en HTA et BT.

Le montant des dépenses d'élagage et d'entretien des lignes HTA et BT au périmètre de la concession du Sigeif est calculé sur la base du montant total des dépenses des deux directions régionales, Île-de-France Ouest et Île-de-France Est, auquel est appliquée une clé de répartition liée aux longueurs de réseaux HTA et BT de la concession.

Pour la concession, le montant consacré à la maintenance préventive a été de 2837 k€ en 2023, soit une baisse de 2,6 % par rapport à 2022. »



Tableau CF14

Dépenses pour entretien et maintenance du réseau

[en k€]

EN K€	2023	2022	2021	2020	2019	2018
Postes sources	1 197	1 199	1 101	987	1 002	994
Réseau HTA	435	537	493	456	403	356
Postes DP	363	408	412	451	441	482
Réseau BT	843	820	685	693	834	789
TOTAL	2 838	2 964	2 691	2 587	2 680	2 621

Source : CRAC 2023

Dans la mesure où le lien entre les dépenses imputées à la concession au titre de la maintenance et les comptes du concessionnaire ne peut être tracé, les chiffres ci-dessus sont présentés sous toute réserve.



CONCLUSION

Malgré les progrès enregistrés dans la communication du concessionnaire, certaines informations essentielles restent manquantes ou insuffisantes, notamment :

- ↪ il est impossible d'identifier les opérations constituant des renouvellements parmi les mises en service de l'exercice ;
- ↪ il est impossible d'établir un lien précis entre les fichiers de mouvements communiqués et les lignes de l'inventaire enregistrant des variations ;
- ↪ la classification des biens immobilisés comme « biens de premier établissement » ou « biens remplaçants » n'est pas disponible ;
- ↪ la communication et la justification des différentes composantes ayant permis la constitution du Droit du Concédant (biens en concession à l'origine, remises gratuites, affectation de la provision pour renouvellement et des amortissements, participations versées...) n'est pas disponible ;
- ↪ La justification que l'ensemble des dotations aux amortissements prélevées sur les comptes de résultats successifs depuis l'origine de la concession, aient bien été affectées à la diminution du financement du concessionnaire restant à récupérer et aux amortissements du financement du concédant, ne peut être garantie ;
- ↪ la vérification de la cohérence de la variation des droits du concédant et de la provision pour renouvellement à partir des différents mouvements enregistrés au cours de l'exercice ne peut être réalisée ;
- ↪ la justification du montant de la provision pour renouvellement figurant au passif du bilan du concessionnaire au titre du domaine concédé, ainsi que les informations nécessaires pour vérifier que ses modalités d'affectation sont satisfaisantes, ne sont pas communiquées.

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

- ↪ à la méthodologie d'élaboration du compte de résultat de la concession qui ne garantit pas systématiquement le lien entre les valeurs présentées et l'exploitation de la concession ;
- ↪ à l'impossibilité, en l'état des informations disponibles, de reconstituer la variation de la valeur du patrimoine en concession, d'un exercice à l'autre, à partir du détail des mouvements de l'exercice ;
- ↪ à l'impossibilité de remonter la piste d'audit permettant la justification des valeurs inscrites à l'inventaire antérieurement à 2008 ;
- ↪ à l'impossibilité de justifier les financements réciproques du concessionnaire et du concédant, ainsi que le montant de la réévaluation potentielle du financement du concessionnaire restant à récupérer, qui constituent des paramètres essentiels à maîtriser pour anticiper les conséquences potentielles de la fin de concession ;
- ↪ à l'impossibilité de vérifier exhaustivement les modalités de mise en œuvre des obligations d'affectation des droits de l'Autorité Concédante, lors des opérations de renouvellement.

« Il est également important de rappeler que le Sigeif est en droit de se voir communiquer une documentation actualisée en ce qui concerne les procédures comptables appliquées et de pouvoir accéder aux documents comptables probants permettant de valider leur correcte application. »



Conclusions

Malgré quelques constats positifs pour la concession, l'année 2023 est marquée par le plus mauvais résultat du critère B mesurant le temps moyen de coupure et donc la qualité du service public de distribution d'électricité.

Malgré quelques constats positifs pour la concession, l'année 2023 est marquée par le plus mauvais résultat du critère B, mesurant le temps moyen de coupure et donc la qualité du service public de distribution d'électricité.



Patrimoine technique de la concession

Le réseau public d'électricité du Sigeif s'étend désormais sur 9 454 km, avec une prépondérance de réseaux souterrains (87 % en BT, 99,6 % en HTA). Malgré ces chiffres encourageants, les câbles à isolation papier imprégnés (CPI), représentant 24,6 % du réseau souterrain HTA demeurent une vulnérabilité majeure.

Ces ouvrages constituent une des priorités de renouvellement pour garantir la qualité du service public.

La part restante de lignes aériennes BT, estimé à 1 258 km, comprend 527 km de fils nus, nécessitant des efforts soutenus d'enfouissement pour améliorer la sécurité et limiter les interruptions.

En complément, le territoire compte 41 537 colonnes montantes, dont un échantillon fait l'objet d'une démarche proactive d'inspection initiée par le Sigeif, visant à identifier les infrastructures les plus à risque et à planifier des interventions adaptées.

Clientèle de la concession

En 2023, la concession dénombre 749 378 clients, avec une progression annuelle de 1,3 %, reflet de la vitalité démographique du territoire. La consommation totale s'établit à 5,9 TWh, en recul de 3,2 %, par rapport à 2022. Cette baisse s'explique par des actions de sobriété énergétique et un hiver relativement doux, mais aussi par une sensibilisation accrue aux enjeux climatiques.

Le mouvement de bascule entre les tarifs réglementés (-1,9 %) et les offres de marché (+5,2 %) s'accélère, tandis que la précarité énergétique demeure un enjeu central. Le concessionnaire a maintenu des mesures d'accompagnement, telles que la limitation de puissance au lieu de coupures pour les foyers précaires, soutenues par une contribution accrue au Fonds de solidarité pour le logement, qui atteint 3,6 M€.

Qualité de la fourniture (Critère B)

Le critère B, mesurant la durée moyenne de coupure vue par client BT, a atteint 50,7 min en 2023 (+20 %, par rapport à 2022 - 40,5 min). C'est un résultat préoccupant et le plus mauvais depuis 2016. Hors événements exceptionnels, le Sigeif n'a jamais connu une situation aussi médiocre. Ce chiffre dépasse de loin l'objectif contractuel de 25 min.

Les causes principales incluent :

↪ Une augmentation des interruptions sur le réseau BT, représentant une part grandissante du critère B.

↪ Une influence croissante des incidents sur les postes sources, dont les interruptions sont passées de 0,8 min en 2022 à 7,8 min en 2023.

Certains départements, comme l'Essonne (+32 min) et le Val-de-Marne (+23,5 min), concentrent une part significative de cette dégradation. À l'inverse, une légère amélioration est observée sur les réseaux HTA, avec une baisse des interruptions à 10 minutes (-2,5 min), résultat présumé des efforts de modernisation.

Investissements du concessionnaire

En 2023, le montant total investi sur la concession s'élève à 71,2 M€, marquant une diminution de 3 %, par rapport à l'exercice précédent. Ce fléchissement global contraste avec des dynamiques disparates :

↪ Des raccordements en hausse, témoignant de l'attractivité économique et démographique du territoire, dont +70 % pour les infrastructures de recharge pour véhicules électriques (IRVE), atteignant 3,4 M€, en réponse à la montée en puissance de la mobilité électrique.

↪ Baisse notable des dépenses pour la modernisation des réseaux HTA, tombées à 14,4 M€ (-13,3 %), soulevant des inquiétudes pour la résilience à long terme, malgré l'atteinte des objectifs fixés dans le Programme Pluriannuel des Investissements.

La gouvernance partagée pour le PPI 2020/2023 a payé, avec des résultats techniques qui ont montré que le niveau des ambitions fixées lors de son élaboration était parfaitement légitime, chacun des leviers atteignant ou dépassant très largement les termes du contrat. Sur le plan financier, nous enregistrons 122 % de l'objectif initial, soit 55,05 M€ alors qu'étaient prévus 45 M€.

Cependant, il est regrettable qu'il soit difficile de reconstituer précisément les coûts moyens qui donneraient de la visibilité et de la matière tangible pour la construction des PPI suivants.

Transition énergétique

Le territoire enregistre quelques résultats marquants :

↪ Une hausse de 9,6 % de la production locale d'électricité renouvelable, par rapport à 2022.

↪ +29 % de nouvelles installations photovoltaïques raccordées en 2023, représentant une puissance totale de 33,4 MWc (dont les 2/3 environ grâce à la ferme solaire de Marcoussis).

↪ Le Sigeif poursuit le développement des IRVE, intégrant des solutions innovantes comme la compatibilité *Plug & Charge* et des bornes "double DC", montrant l'engagement du territoire dans la mobilité décarbonée.

Cependant, l'intégration croissante de ces énergies renouvelables et de l'électrification des usages nécessite une adaptation continue du réseau pour garantir sa stabilité.

Contrôle comptable et financier

Les chiffres communiqués par le concessionnaire indiquent une valeur brute du patrimoine en concession de 1 152 millions d'euros au 31/12/2023, en progression de 5,1 %, par rapport à 2022. Cette valeur brute est amortie à hauteur de 538 millions d'euros, soit un taux d'amortissement de 46,6 %, présentant une stabilité par rapport à l'exercice précédent, amenant la VNC à 615 millions d'euros.

Dans le cadre de l'évolution des normes comptables publiques, le Sigeif prévoit d'engager, dans les années à venir, un projet d'intégration des immobilisations concédées à son bilan financier. Le Syndicat compte sur la poursuite des efforts du concessionnaire pour garantir la traçabilité et l'analyse des données

financières présentées, en particulier pour les ouvrages anciens encore soumis à des lacunes de localisation ou de valorisation.

Les recettes d'acheminement de la concession s'élèvent à 277 millions d'euros, en augmentation par rapport à 2022 (263 M€). Les charges progressent significativement pour atteindre 291 millions d'euros versus 242 millions d'euros en 2022, du fait notamment de charges centrales en hausse (+52 %) et des achats de perte (+60 %, par rapport à 2022, et +318 % par rapport à 2020).

Le résultat d'exploitation pour l'exercice 2023 s'établit à 102 millions d'euros, en hausse de 6 %, par rapport à 2022.

Conclusion et perspectives

L'année 2023 confirme les défis structurels de la concession, avec une qualité de fourniture en nette détérioration et des investissements contrastés. Pour répondre à ces enjeux, le prochain PPI négocié avec Enedis prévoit d'augmenter ses investissements sur le territoire pour renouveler

les réseaux sensibles. Il a été signé avec la présidente d'Enedis le 18 décembre 2023 et porte l'objectif financier à plus de 58 M€.

Face à ces défis, le Sigeif compte sur le concessionnaire Enedis pour améliorer ses performances et sur EDF pour aider les clients des tarifs réglementés à maîtriser leurs

consommations ou à faire face à la précarité énergétique.

Le Syndicat compte sur Enedis pour gérer rigoureusement les investissements de la concession et anticiper les besoins futurs du territoire pour garantir un service public d'électricité durable et adapté aux attentes des usagers.



Annexes

ANNEXE 1

Inventaires des ouvrages par commune au 31 décembre 2023

[en M]

	RÉSEAU HTA			NOMBRE DE POSTES DP+ MIXTES	RÉSEAU BT				TOTAL (HTA - BT)	RÉSEAU BT SOUTERRAIN
COMMUNE	AÉRIEN	SOUTERRAIN	TOTAL		AÉRIEN NU	AÉRIEN TORS.	SOUTERRAIN	TOTAL		%
Seine-et-Marne										
Brou-sur-Chantereine	-	7 766	7 766	17	2 319	2 805	12 592	17 716	25 482	71,08 %
Chelles	-	141 887	141 887	175	22 363	49 657	141 048	213 068	354 955	66,20 %
Courtry	-	19 989	19 989	33	416	10 614	29 298	40 328	60 317	72,65 %
Mitry-Mory	4 425	86 331	90 756	60	2 886	5 475	41 520	49 881	140 637	83,24 %
Servon	588	32 406	32 994	37	891	2 702	32 647	36 240	69 234	90,09 %
Vaires-sur-Marne	-	21 449	21 449	43	7 067	9 862	34 933	51 862	73 311	67,36 %
Villeparisis	-	48 346	48 346	89	8 829	30 770	53 822	93 421	141 767	57,61 %
SOUS-TOTAL SEINE-ET-MARNE	5 013	358 173	363 186	454	44 771	111 885	345 860	502 516	865 702	
Yvelines										
Bois-d'Arcy	-	57 093	57 093	48	1 675	5 524	55 942	63 141	120 234	88,60 %
Carrières-sur-Seine	-	43 157	43 157	46	8 265	7 900	51 097	67 262	110 419	75,97 %
Celle-Saint-Cloud (La)	-	45 607	45 607	62	2 244	8 922	73 237	84 403	130 010	86,77 %
Chatou	-	68 155	68 155	87	15 524	13 839	85 460	114 823	182 978	74,43 %
Chesnay (Le) - Rocquencourt	-	66 747	66 747	95	5 423	8 091	83 824	97 338	164 085	86,12 %
Croissy-sur-Seine	-	23 031	23 031	39	2 557	3 290	53 042	58 889	81 920	90,07 %
Fontenay-le-Fleury	1 359	27 845	29 204	37	-	706	37 119	37 825	67 029	98,13 %
Jouy-en-Josas	804	29 952	30 756	42	1 322	8 777	33 126	43 225	73 981	76,64 %
Les Loges-en-Josas	637	7 199	7 836	13	-	1 803	12 166	13 969	21 805	87,09 %
Maisons-Laffitte	-	40 210	40 210	83	1 803	31 311	75 902	109 016	149 226	69,62 %
Montesson	-	40 170	40 170	55	3 587	5 900	66 202	75 689	115 859	87,47 %
Saint-Cyr-l'École	-	70 920	70 920	64	6 088	3 982	56 404	66 474	137 394	84,85 %
Vélizy-Villacoublay	-	101 481	101 481	89	-	-	76 552	76 552	178 033	100 %
Versailles	-	205 008	205 008	270	1 913	6 646	243 306	251 865	456 873	96,60 %
Vésinet (Le)	-	33 535	33 535	53	12 747	12 571	71 361	96 679	130 214	73,81 %
Viroflay	-	24 745	24 745	52	5 023	4 246	44 304	53 573	78 318	82,70 %
SOUS-TOTAL YVELINES	2 800	884 855	887 655	1 135	68 171	123 508	1 119 044	1 310 723	2 198 378	
Essonne										
Ballainvilliers	196	26 897	27 093	26	262	3 722	28 347	32 331	59 424	87,68 %
Bièvres	2 112	22 639	24 751	41	1 343	6 034	32 532	39 909	64 660	81,52 %
Champlan	-	30 061	30 061	24	1 477	6 220	15 774	23 471	53 532	67,21 %
Épinay-sous-Sénart	-	31 168	31 168	33	-	377	30 568	30 945	62 113	98,78 %
Longjumeau	-	44 558	44 558	70	3 120	4 607	74 475	82 202	126 760	90,60 %
Marcoussis	4 102	43 091	47 193	60	2 084	18 151	47 241	67 476	114 669	70,01 %
Massy	130	210 624	210 754	172	6 284	6 129	131 440	143 853	354 607	91,37 %
Morangis	-	39 962	39 962	54	25 397	6 046	48 225	79 668	119 630	60,53 %
Nozay	-	14 852	14 852	24	-	1 454	24 904	26 358	41 210	94,48 %
Orsay	-	77 721	77 721	72	15 018	18 464	57 666	91 148	168 869	63,27 %
Saulx-les-Chartreux	1 325	19 940	21 265	40	3 290	10 422	22 068	35 780	57 045	61,68 %
Verrières-le-Buisson	-	34 242	34 242	57	10 164	11 875	63 189	85 228	119 470	74,14 %
Villebon-sur-Yvette	-	56 023	56 023	90	2 620	7 720	66 255	76 595	132 618	86,50 %
Wissous	-	49 449	49 449	48	5 611	5 572	37 709	48 892	98 341	77,13 %
SOUS-TOTAL ESSONNE	7 865	701 227	709 092	811	76 670	106 793	680 393	863 856	1 572 948	

	RÉSEAU HTA			NOMBRE DE POSTES DP+ MIXTES	RÉSEAU BT				TOTAL (HTA - BT)	RÉSEAU BT SOUTERRAIN
COMMUNE	AÉRIEN	SOUTERRAIN	TOTAL		AÉRIEN NU	AÉRIEN TORS.	SOUTERRAIN	TOTAL		%
Hauts-de-Seine										
Chaville	-	28 142	28 142	47	181	593	56 518	57 292	85 434	98,65 %
Garches	-	54 763	54 763	63	4 660	5 626	46 982	57 268	112 031	82,04 %
Marne-la-Coquette	-	9 209	9 209	10	-	-	11 302	11 302	20 511	100 %
Meudon	-	130 720	130 720	131	1 815	6 194	112 788	120 797	251 517	93,37 %
Rueil-Malmaison	-	220 477	220 477	260	9 913	28 407	225 756	264 076	484 553	85,49 %
Saint-Cloud	-	90 495	90 495	101	-	-	88 313	88 313	178 808	100 %
Sèvres	-	43 348	43 348	66	246	1 260	66 663	68 169	111 517	97,79 %
Vaucresson	-	30 336	30 336	33	1 368	1 276	43 505	46 149	76 485	94,27 %
Ville-d'Avray	-	18 909	18 909	35	224	245	32 663	33 132	52 041	98,58 %
SOUS-TOTAL HAUTS-DE-SEINE	-	626 401	626 401	746	18 407	43 601	684 490	746 498	1 372 899	
Seine-Saint-Denis										
Aulnay-sous-Bois	-	229 923	229 923	210	44 467	46 502	155 649	246 618	476 541	63,11 %
Blanc-Mesnil (Le)	-	99 025	99 025	131	23 344	26 414	114 145	163 903	262 928	69,64 %
Gagny	-	45 639	45 639	106	24 169	43 520	67 302	134 991	180 630	49,86 %
Livry-Gargan	-	71 336	71 336	112	27 616	38 651	80 211	146 478	217 814	54,76 %
Montfermeil	-	49 391	49 391	75	17 396	29 519	53 112	100 027	149 418	53,10 %
Neuilly-Plaisance	-	60 958	60 958	70	7 253	22 439	44 579	74 271	135 229	60,02 %
Noisy-le-Grand	-	201 455	201 455	229	13 364	42 313	158 013	213 690	415 145	73,94 %
Raincy (Le)	-	21 163	21 163	54	6 978	13 921	37 180	58 079	79 242	64,02 %
Sevran	-	82 394	82 394	108	16 077	22 399	93 188	131 664	214 058	70,78 %
Tremblay-en-France	-	211 105	211 105	156	27 827	34 397	102 710	164 934	376 039	62,27 %
Vaujours	-	20 705	20 705	24	3 847	7 318	20 036	31 201	51 906	64,22 %
Villepinte	-	108 806	108 806	124	10 041	21 673	97 194	128 908	237 714	75,40 %
SOUS-TOTAL SEINE-SAINT-DENIS	-	1 201 902	1 201 902	1 399	222 379	349 066	1 023 319	1 594 764	2 796 666	
Val-de-Marne										
Boissy-Saint-Léger	-	28 404	28 404	52	2 862	4 308	55 031	62 201	90 605	88,47 %
Chennevières-sur-Marne	-	74 669	74 669	72	3 552	9 539	69 533	82 624	157 293	84,16 %
Limeil-Brévannes	157	63 325	63 482	73	5 701	8 650	69 481	83 832	147 314	82,88 %
Mandres-les-Roses	-	16 815	16 815	22	570	5 198	30 145	35 913	52 728	83,94 %
Marolles-en-Brie	-	20 355	20 355	29	-	-	39 390	39 390	59 745	100 %
Ormesson-sur-Marne	-	36 455	36 455	30	11 806	11 177	30 372	53 355	89 810	56,92 %
Périgny-sur-Yerres	-	10 845	10 845	16	-	839	19 182	20 021	30 866	95,81 %
SOUS-TOTAL VAL-DE-MARNE	157	250 869	251 026	294	24 491	39 711	313 134	377 336	628 362	
Val-d'Oise										
Margency	-	5 699	5 699	13	315	1 685	11 284	13 284	18 983	84,94 %
SOUS-TOTAL VAL-D'OISE	-	5 699	5 699	13	315	1 685	11 359	13 284	18 983	
TOTAL SIGEIF	15 835	4 029 124	4 044 959	4 852	455 204	776 249	4 177 599	5 408 977	9 453 936	77,23 %

ANNEXE 2

Étude de la variation des linéaires de réseaux HTA et BT

[échantillon de communes]

RÉSEAU HTA [EN M]	JUSTIFICATIFS [M]							
	SIGNE	MOUVEMENT (CRAC) 2023/2022	SIGNE	ASSAINISSEMENT OU RECALAGE DE LA BASE DE DONNÉES	SIGNE	TRAVAUX	LINÉAIRE NON JUSTIFIÉ	COMMENTAIRE
Aérien HTA nu								
Aulnay-sous-Bois								
Blanc-Mesnil (Le)								
Champlan								
Jouy-en-Josas								
Massy								
Meudon								
Montesson								
Noisy-le-Grand								
Saint-Cyr-l'École	-	311						
Sevran								
Versailles								
Villepinte								
TOTAL*	-	311		0		0	0	
TOTAL % RÉPARTITION		-		-		-	-	

Aérien HTA torsadé								
Aulnay-sous-Bois								
Blanc-Mesnil (Le)								
Champlan								
Jouy-en-Josas								
Massy								
Meudon								
Montesson	-				-			
Noisy-le-Grand								
Saint-Cyr-l'École								
Sevran								
Versailles								
Villepinte								
TOTAL *	-	0		0	-	0	0	
TOTAL % RÉPARTITION	-	-		-	-	-	-	

Souterrain HTA								
Aulnay-sous-Bois	-	6 626		162	+	6 462	2	Mouv. générés par 2 actions de fiabilisation pour un linéaire total de 160 m et 16 op. de travaux, dont 2 à finalité de renouvellement. 2 m de réseaux n'ont pas pu être justifiés.
Blanc-Mesnil (Le)	+	8 471			+	8 469	2	Mouv. générés par 12 op. de travaux dont une en renouvellement CPI (3 332 m) par opportunité.
Champlan	+	3 271			+	3 271		Mouv. générés par 4 op. dont un renouvellement et un renforcement.
Jouy-en-Josas	+	1 010						
Massy	-	5 994						
Meudon	+	9 097						
Montesson	+	3 089						
Noisy-le-Grand	+	1 849						La variation présentée en séance est différente de la variation des fichiers de contrôle reçus le 29 avril 2024.
Saint-Cyr-l'École	+	1 905						
Sevran	+	2 370			+	2 370		Mouv. générés par 9 op. dont une en renouvellement de 433 m.
Versailles	+	2 073						
Villepinte	+	1 860						
TOTAL *		47 615		162		20 572	4	
TOTAL % RÉPARTITION		-		0,8 %		99,2 %	0,02 %	
TOTAL VARIATION HTA*		47 926		162		20 572	4	
TOTAL % RÉPARTITION		-		0,8 %		99,2 %	0,02 %	

(*) Les sommes sont présentées en valeur absolue.

RÉSEAU BT [EN M]	JUSTIFICATIFS [M]							
	SIGNE	MOUVEMENT (CRAC) 2023/2022	SIGNE	ASSAINISSEMENT OU RECALAGE DE LA BASE DE DONNÉES	SIGNE	TRAVAUX	LINÉAIRE NON JUSTIFIÉ	COMMENTAIRE
Aérien BT nu								
Aulnay-sous-Bois	-	2 022	-	1 946	-	34		Mouv. justifiés par une op. de fiabilisation fil nu de 1 946 m et une op. A8 Sigeif de 34m de suppression de fil nu
Blanc-Mesnil (Le)	-	1 497	-	1 232	-	265		Mouv. justifié par une opération de fiabilisation de fil nu de 1 135 m, une mjr carto GTE 235 de 97m et de 3 op. de trvx dont une MOA Sigeif de 15m de suppression de fil nu
Champlan	-	81	-	81				Mouv. justifié par une opération de fiabilisation de fil nu
Jouy-en-Josas	-	590						
Massy	-	1 167						
Meudon	-	997						
Montesson	-	857						
Noisy-Le-Grand	-	2 827	-	2 287	-			
Saint-Cyr-l'École	-	1 369						
Sevran	-	726	-	723	-	3		Mouv. justifiés par une op. de fiabilisation de 723m et une op. de trvx de 3m
Versailles	-	950						
Villepinte	-	628						
TOTAL*		13 711		6 269		302	0	

Aérien BT torsadé								
Aulnay-sous-Bois	+	1 750	+	1 841		339		Mouv. justifiés par 1 841 m de fiabilisation avec le fil nu, 339 m qui ont donné lieu à des travaux, dont 120 m sous MOA Sigeif par la suppression du réseau aérien BT torsadé.
Blanc-Mesnil (le)	+	324	+	1 135		1 006	5	Mouv. justifiés par 1 135 m de fiabilisation avec le fil nu, 5 op. dont 3 MOA Sigeif par la suppression de 820 m de torsadé.
Champlan	+	81	+	81				Affaire de fiabilisation en lien avec la suppression du fil nu.
Jouy-en-Josas	+	290						
Massy	+	543						
Meudon	+	40						
Montesson	+	696						
Noisy-le-Grand	+	1 493		2 423		410	145	Linéaire justifié partiellement par aff de fiabilisation en lien avec la suppression du fil nu d'une longueur de 2 287 m, et le retrait de 136m supposés inexistantes. La part travx prend en compte 3 op. A8 Sigeif pour suppression de 533 m et 2 op. de DO.
Saint-Cyr-l'École	+	667						
Sevran	+	723	+	723				Affaire de fiabilisation en lien avec la suppression du fil nu.
Versailles	+	410						
Villepinte	-	116						
TOTAL *		7 133		6 203		1 755	150	

Souterrain BT								
Aulnay-sous-Bois	+	2 097			+	2 150	53	Mouv. justifiés par le delta entre pose et dépose lors des opérations de travaux, dont 2 sont liées à des DO.
Blanc-Mesnil (le)	+	4 695	+	57	+	9 758	23	Mouv. justifiés partiellement pour 9 758 m de pose et dépose de câble généré par des travaux, 57 m de mjr de carto et 23 m non justifiés.
Champlan	+	125			+	125		Mouv. justifiés par 2 op. dont un A8 et un renforcement (travaux délibérés).
Jouy-en-Josas	+	779						
Massy	+	3 856						
Meudon	+	3 520						
Montesson	-	608						
Noisy-le-Grand	+	1 852	+	117		3 280	7	Mouv. justifiés partiellement par 2 mjr carto et 27 op. dont une en renouvellement et une en modernisation.
Saint-Cyr-l'École	+	1 465						
Sevran	-	52	-	275	+	775		Mouv. justifiés par le delta entre pose et dépose pour 13 op. de travaux, dont un A8 Sigeif et la suppression de 275 m de câble à travers une mjr carto.
Versailles	-	299						
Villepinte	+	2 936						
TOTAL *		22 284		449		16 088	83	
TOTAL % RÉPARTITION		-		2,7 %		96,8 %	0,5 %	
TOTAL VARIATION BT*		43 128		12 921		18 145	233	
TOTAL % RÉPARTITION		-		41,3 %		58 %	0,7 %	

(*) Les sommes sont présentées en valeur absolue.

Rapport présenté à la commission de suivi
du cahier des charges de distribution publique d'électricité du Sigeif
du 5/12/2024 et au comité du 16/12/2024.

Le responsable chargé du contrôle des concessions,

Christophe Provot

Directeur général du Sigeif

ch. Provot

Conception graphique : Unik Studio - Réalisation, typographie : Sigeif.

Crédits photos : Sigeif, Enedis, Shutterstock.

ISSN 2647-4344



*Imprimé en France sur papier provenant
de forêts gérées selon des principes conformes aux normes environnementales.*

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



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

64 bis, rue de Monceau
75008 Paris
Téléphone + (0)1 44 13 92 44

www.sigeif.fr