COMPTE RENDU ANNUEL DE CONCESSION ÉLECTRICITÉ



sicae
L'ÉNERGIE DE NOS CAMPAGNES

2025



QUELQUES MOTS D'INTRODUCTION



Le Président
Eric DESROUSSEAUX

L'année 2025 a marqué une étape clé dans l'évolution de notre réseau de distribution. Dans un contexte de transition énergétique accélérée, ce compte rendu témoigne de notre engagement à adapter les infrastructures électriques aux nouveaux usages : intégration des énergies renouvelables, avec notamment un taux d'autoproduction sur notre zone proche des 50 %, développement de la mobilité électrique et renforcement de la résilience du réseau face enjeux de demain, via notre engagement dans le projet ODEON, continuité du projet SG CAPITOLE.



Le Directeur Général
François AUSTRUY

L'année 2025 aura également vu les équipes de Roisel, Péronne et Escaudœuvres toutes regroupées ensemble à Doingt. Un emménagement en juin dans de nouveaux locaux fonctionnels et lumineux, avec bien sûr, une belle inauguration pour partager ce moment phare de l'histoire de notre SICAE. Souhaitons que ce nouveau site dure 100 ans, aussi longtemps que les lieux que nous avons quittés !

Le présent rapport annuel retrace l'activité de la concession d'électricité pour l'année écoulée. Il s'articule autour de trois piliers majeurs : la qualité de la desserte (continuité et qualité de tension), la sécurité des ouvrages et la gestion patrimoniale. Vous y trouverez l'ensemble des indicateurs techniques et financiers illustrant la rigueur de notre gestion au service des usagers de la SICAE de la Somme et du Cambraisis.



Le Directeur Réseaux
et Stratégie
Christophe DUFOUR

Ensemble, nous continuerons à bâtir un service public de l'électricité à la hauteur des attentes de nos usagers et élus, dans une logique de responsabilité, de résilience et de progrès.
Ensemble, poursuivons notre mission au service de l'intérêt général et de la transition énergétique !

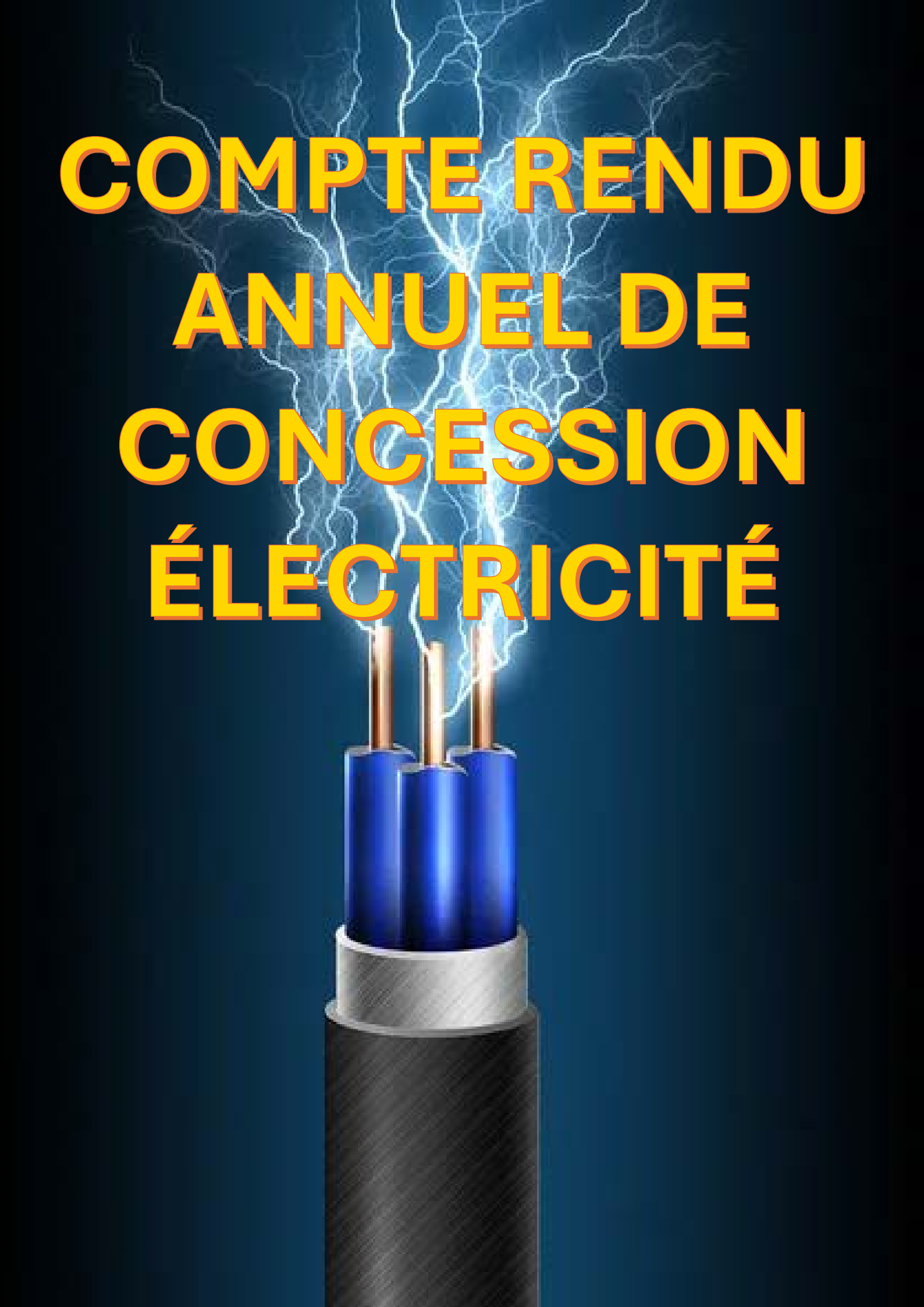
SOMMAIRE

COMPTE RENDU ANNUEL DE CONCESSION ELECTRICITE..... 4
Mission de développement et d'exploitation du réseau public de distribution 5
Descriptif physique des ouvrages..... 5
Longueurs mises en service..... 8
Données de raccordement..... 10
Qualité de performance..... 12
Investissement et développement du réseau..... 21
Investissement « en cours »..... 21
Programme d'investissement 2026..... 21
Nature des travaux réalisés sur les réseaux..... 22
Patrimoine concédé..... 23
Provision de renouvellement..... 24
Eléments financiers activité GRD..... 26
Complément annexe financière sur l'activité de fourniture..... 29

MISSION D'ACHEMINEMENT ET
DE FOURNITURE D'ENERGIE ELECTRIQUE..... 31
Caractéristiques de la concession..... 31
Données d'acheminement..... 31
Données de production..... 34
Données de fourniture..... 36
Qualité du service..... 38
Qualité du service rendu au client..... 38
Mise en service..... 38
Résiliation..... 38
Facturation..... 38
Traitement des difficultés de paiement des clients..... 39
Traitement des réclamations des clients..... 40

ENQUETE DE SATISFACTION..... 42
Projets et perspectives 2026..... 43
Projets 2026..... 43
Perspectives 2026..... 45

COMPTE RENDU ANNUEL DE CONCESSION ÉLECTRICITÉ



MISSION DE DEVELOPPEMENT ET D'EXPLOITATION DU RESEAU PUBLIC DE DISTRIBUTION



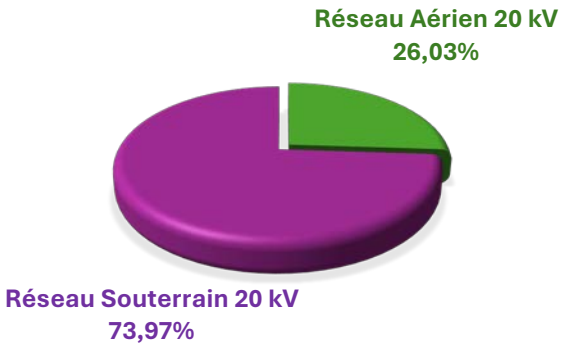
L'Adjoint au Directeur
Réseaux et Stratégie
Michaël HENON

DONNEES TECHNIQUES

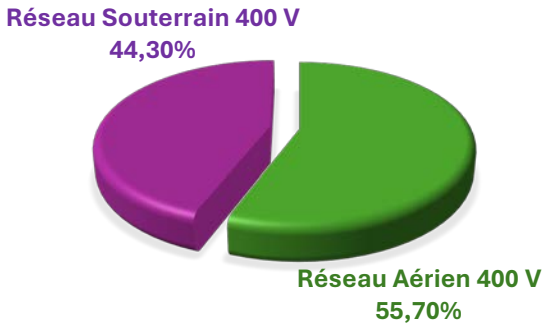
Descriptif physique des ouvrages

	2023	2024	2025
Réseaux en km :			
- **Réseau aérien 20 kV**	317,4	316,9	**313,93**
- **Réseau souterrain 20 kV**	884,6	887,4	**892,25**
Total réseau HTA	**1202**	**1204,3**	**1206,18**
- **Réseau aérien 400 V**	435,4	432,4	**430,76**
- **Réseau souterrain 400 V**	326,4	336,4	**342,57**
Dont longueurs des fils nus de faibles sections (≤ 14 mm² Cu et 22 mm² Alu)	0	0	**0**
TOTAL réseau BT	**761,8**	**768,8**	**773,33**

RÉSEAU HTA SOUTERRAIN / AÉRIEN

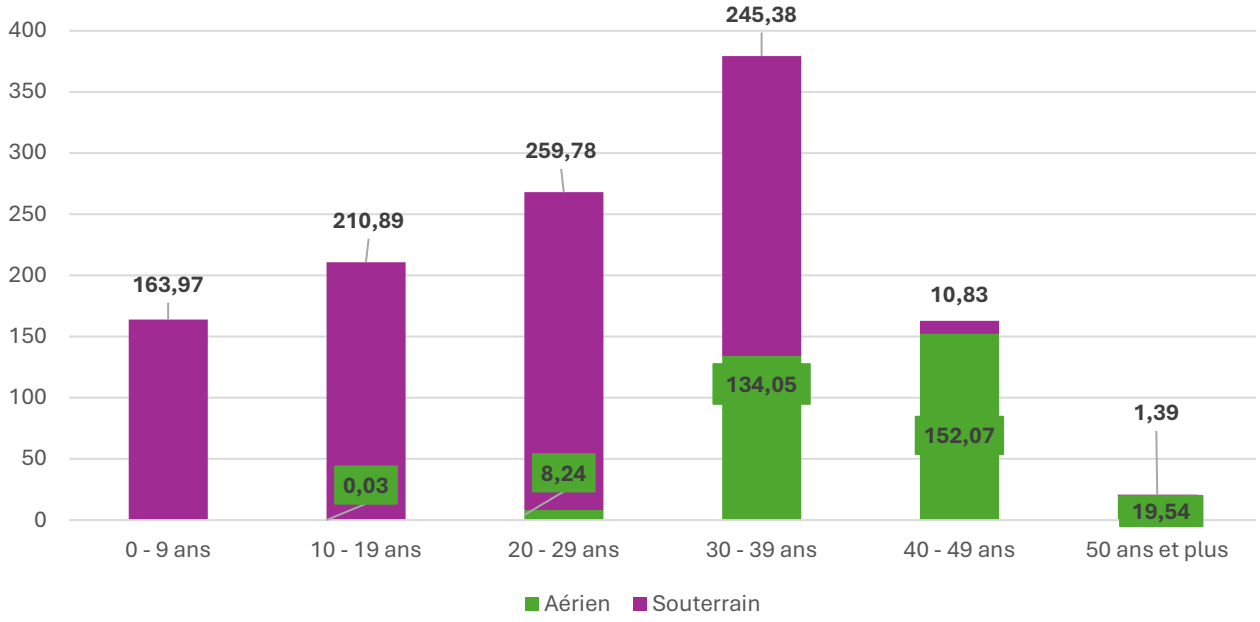


RÉSEAU BT SOUTERRAIN / AÉRIEN



NOTA : Commune d'Ercheu 6,7 km réseau HTA / 8,2 km réseau BT (Année 2025)

RÉPARTITION DES OUVRAGES HTA PAR TRANCHE D'ÂGE DE 10 ANS EN KM



RÉPARTITION DES OUVRAGES BT PAR TRANCHE D'ÂGE DE 10 ANS EN KM



On notera la baisse continue des longueurs de réseaux aériens HTA et corrélativement celle de l'âge moyen.
Au rythme actuel les réseaux aériens HTA devraient disparaitre à l'horizon 2050.
La même tendance est observable de façon atténuée pour les réseaux aériens BT sachant qu'en moyenne 30 à 40% des longueurs neuves mises en service sur une année pour le renforcement sont toujours en aérien.

	2023	2024	2025
Longueur moyenne des départs de réseau HTA en km	**20,37**	**20,41**	**20,10**
- dont aérien	5,38	5,37	**5,23**
- dont souterrain	14,99	15,04	**14,87**

	2023	2024	2025
Longueur moyenne des départs de réseau BT en km	**0,35**	**0,34**	**0,31**
- dont aérien	0,20	0,19	**0,19**
- dont souterrain	0,15	0,15	**0,13**

	2023	2024	2025
Organe de Manœuvre Télécommandé (OMT)			
- Nombre d'OMT	475	475	**477**
- Nombre moyen d'OMT par départ HTA	9	9	**7**

	2023	2024	2025
Nombre de postes d'Interface Transport / Distribution et assimilés	**10**	**10**	**10**
- dont postes HTB/HTA	3	3	**3**
- dont postes de livraison HTA/HTA	4	4	**4**
- dont postes HTA/HTA	3	3	**3**

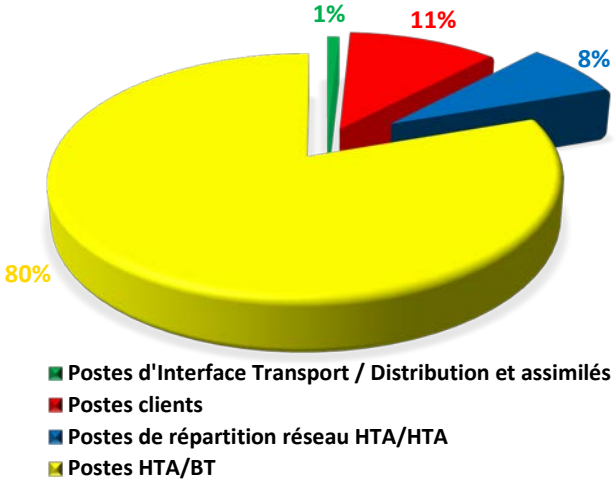
	2023	2024	2025
Nombre de postes clients HTA	**126**	**127**	**127**

	2023	2024	2025
Nombre de postes de répartition réseau HTA/HTA*	**79**	**83**	**85**

** armoire de coupure, poste....*

	2023	2024	2025
Nombre de postes HTA/BT	**879**	**889**	**908**
- dont postes sur poteau H61	125	121	**120**
- dont postes cabines basses	90	95	94
Dont cabines basses simplifiées		*57*	***54***
- dont postes cabines hautes	663	673	**694**
Cabines hautes : dont postes Tour	*34*	*34*	***32***

RÉPARTITION DES POSTES EN EXPLOITATION



Les valeurs caractéristiques du réseau HTA sont quasiment inchangées entre 2024 et 2025 : longueur moyenne des départs HTA, nombre de postes HTB/HTA et HTA/HTA.
Pas de nouveau poste client HTA.
Cependant le nombre de postes de répartition continue sa progression permettant une commandabilité plus importante du réseau HTA.
Le nombre de postes de distribution est en augmentation (+19) en ligne avec la progression du nombre de nouveaux raccordements BT (+300) et des raccordements photovoltaïques.

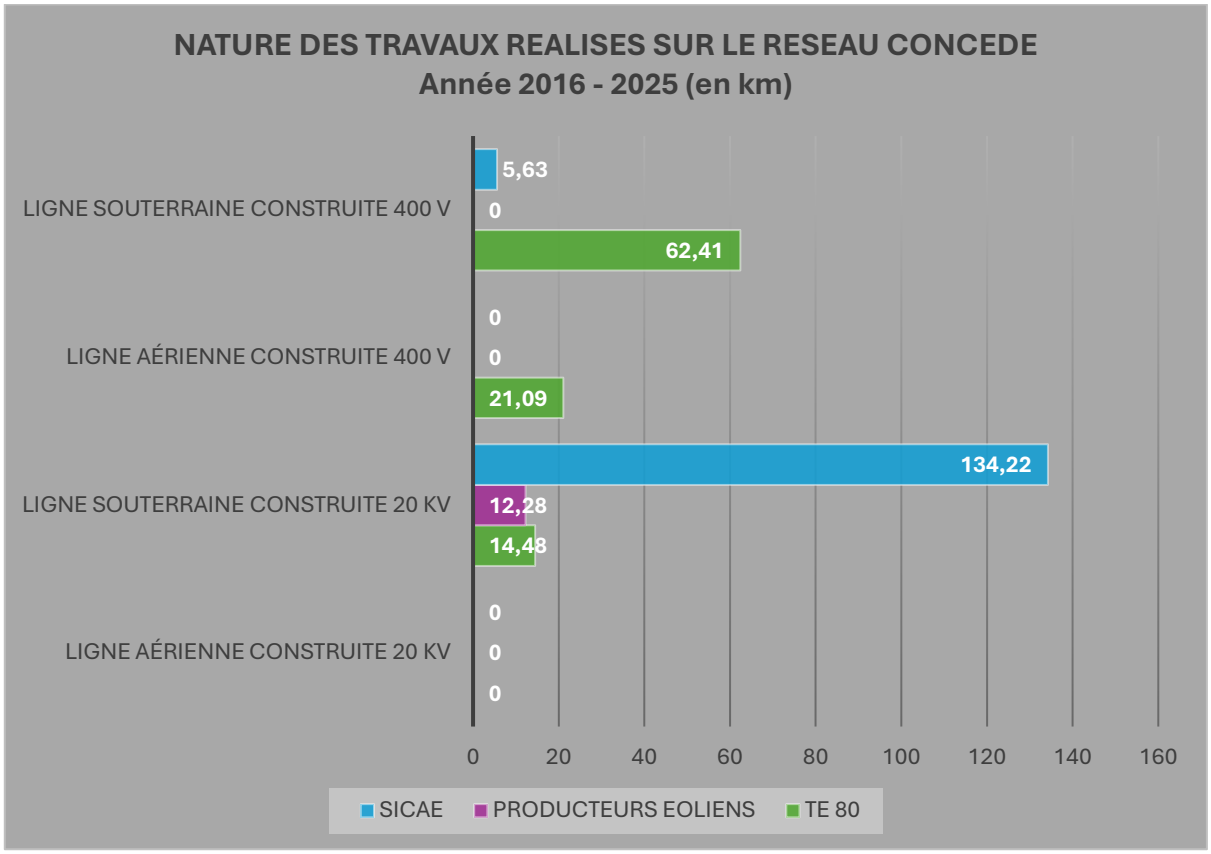
Longueurs mises en service en 2025

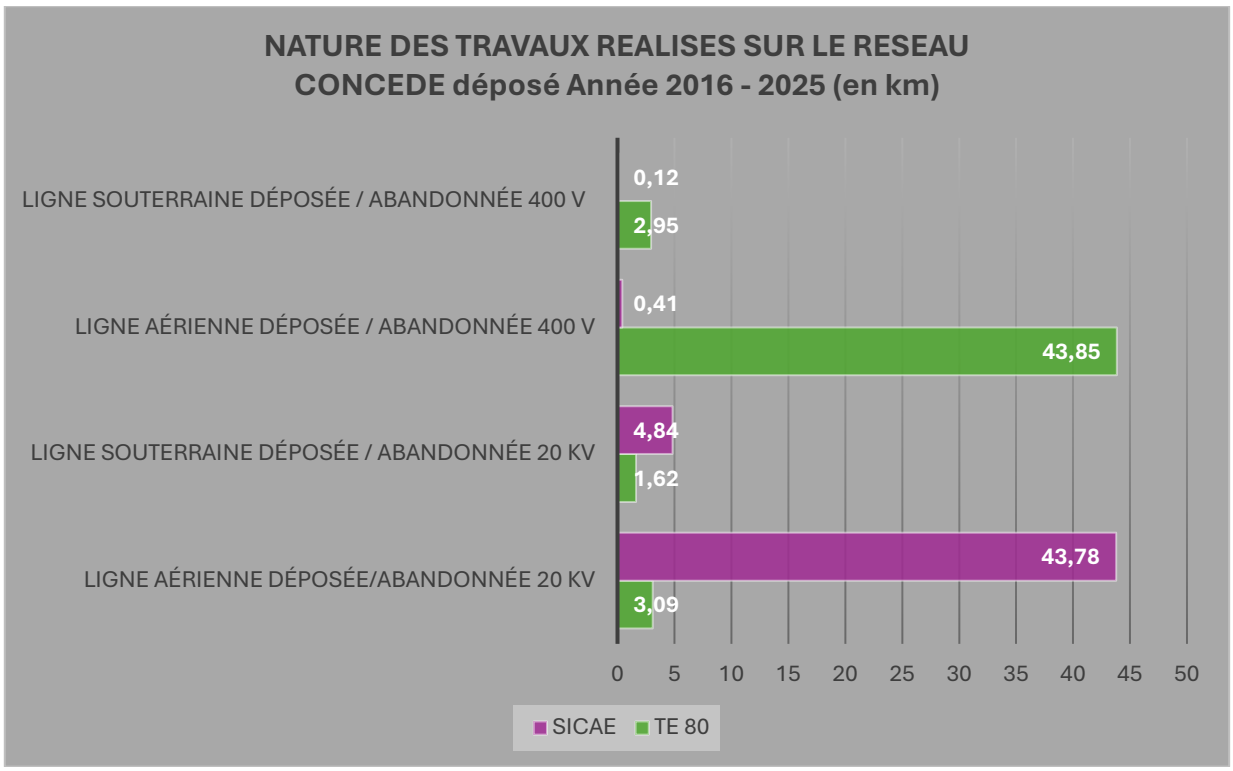
Réseaux HTA

Maitrise d'ouvrage	SICAE	TE 80
Ligne aérienne construite	0,00 Km	0,00 Km
Ligne aérienne déposée	1,895 Km	0,906 Km
Ligne souterraine construite	2,871 Km	1,056 Km
Ligne souterraine déposée/abandonnée	0,009 Km	0,187 Km

Réseaux BT

Maitrise d'ouvrage	SICAE	TE 80
Ligne aérienne construite	0,00 Km	0,840 Km
Ligne aérienne déposée	0,00 Km	2,893 Km
Ligne souterraine construite	0,093 Km	4,786 Km
Ligne souterraine déposée/abandonnée	0,008 Km	0,361 Km




NATURE DES TRAVAUX REALISES SUR LE RESEAU
CONCEDE déposé Année 2016 - 2025 (en km)
LIGNE SOUTERRAINE DÉPOSÉE / ABANDONNÉE 400 V
0,12
2,95
LIGNE AÉRIENNE DÉPOSÉE / ABANDONNÉE 400 V
0,41
43,85
LIGNE SOUTERRAINE DÉPOSÉE / ABANDONNÉE 20 KV
4,84
1,62
LIGNE AÉRIENNE DÉPOSÉE/ABANDONNÉE 20 KV
43,78
3,09
0 5 10 15 20 25 30 35 40 45 50
SICAE
TE 80

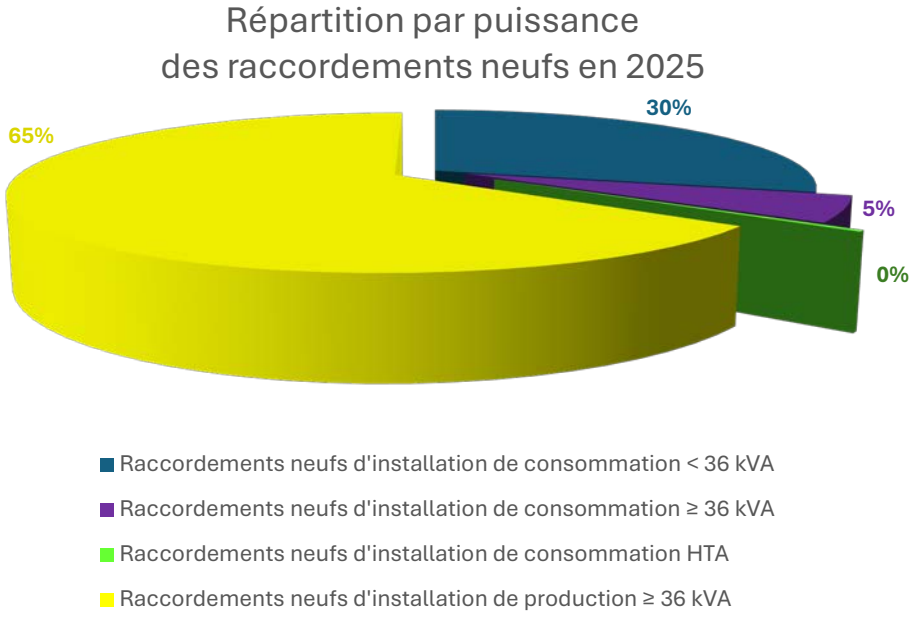


Données de raccordement

Raccordements

	2023	2024	2025
Nombre de raccordements neufs de consommateurs au réseau public de distribution réalisés	**147**	**139**	**106**
- dont nombre de raccordements en BT concernant des installations de consommation de puissance inférieure à 36 kVA	139	126	**89**
➢ dont raccordements individuels sans adaptation de réseau	136	125	**89**
➢ dont raccordements collectifs sans adaptation de réseau	0	1	
➢ dont raccordements individuels et collectifs avec adaptation de réseau	3	0	
- dont nombre de raccordements en BT concernant des installations de consommation de puissance comprise entre 36 kVA et 250 kVA	6	13	**16**
- dont nombre de raccordements en moyenne tension HTA	2	0	**1**

	2023	2024	2025
Nombre de raccordements neufs d'installations de production de puissance inférieure ou égale à 36 kVA	**122**	**166**	**197**
- dont nombre de raccordements sans adaptation de réseau	122	166	**197**
- dont nombre de raccordements avec adaptation de réseau	0	0	**0**



Le rythme de création de nouveaux branchements BT est similaire à celui des années précédentes, environ +300/an, mais porté principalement par les producteurs photovoltaïques aux deux tiers.

En comparaison en 2023 et 2024, un tiers et la moitié des raccordements neufs étaient respectivement liés aux producteurs photovoltaïques. Cette dynamique devrait s'inverser suite aux nouveaux tarifs d'obligation d'achat photovoltaïques privilégiant l'autoconsommation et non la revente totale.

Consommateurs

	2023	2024	**2025**
Taux de devis de raccordement envoyés dans les délais pour les consommateurs BT individuels de puissance souscrite ≤ 36 kVA (sans adaptation de réseau) *Nombre de dossiers*	91% *129*	93% *122*	**95%** ***96***
Délai* moyen d'envoi du devis pour les consommateurs BT individuels de puissance souscrite ≤ 36 kVA (sans adaptation de réseau) **Selon la délibération n°2019-275 le délai réglementaire est de 3 mois de la complétude du dossier à l'envoi de la Proposition Technique et Financière*	3 jours	4 jours	**6 jours**
Délai moyen de réalisation des travaux de raccordement concernant des installations de consommation de puissance inférieure à 36 kVA pour les branchements simples C5 : - entre date de réception de l'accord sur la proposition de raccordement et les autorisations, certificats de conformité et la date réelle de mise en exploitation	47 jours	32 jours	**43 jours**

Producteurs

	2023	2024	**2025**
Taux de devis de raccordement envoyés dans les délais pour les producteurs BT de puissance souscrite ≤ 36 kVA (sans adaptation de réseau) *Nombre de devis*	98% *53 / 54*	97% *160 / 165*	**100%** ***148***
Délai* moyen d'envoi du devis pour les producteurs BT individuels de puissance souscrite ≤ 36 kVA (sans adaptation de réseau) **Selon la délibération n°2019-275 le délai réglementaire est de 3 mois de la complétude du dossier à l'envoi de la Proposition Technique et Financière*	29 jours	23 jours	**19 jours**

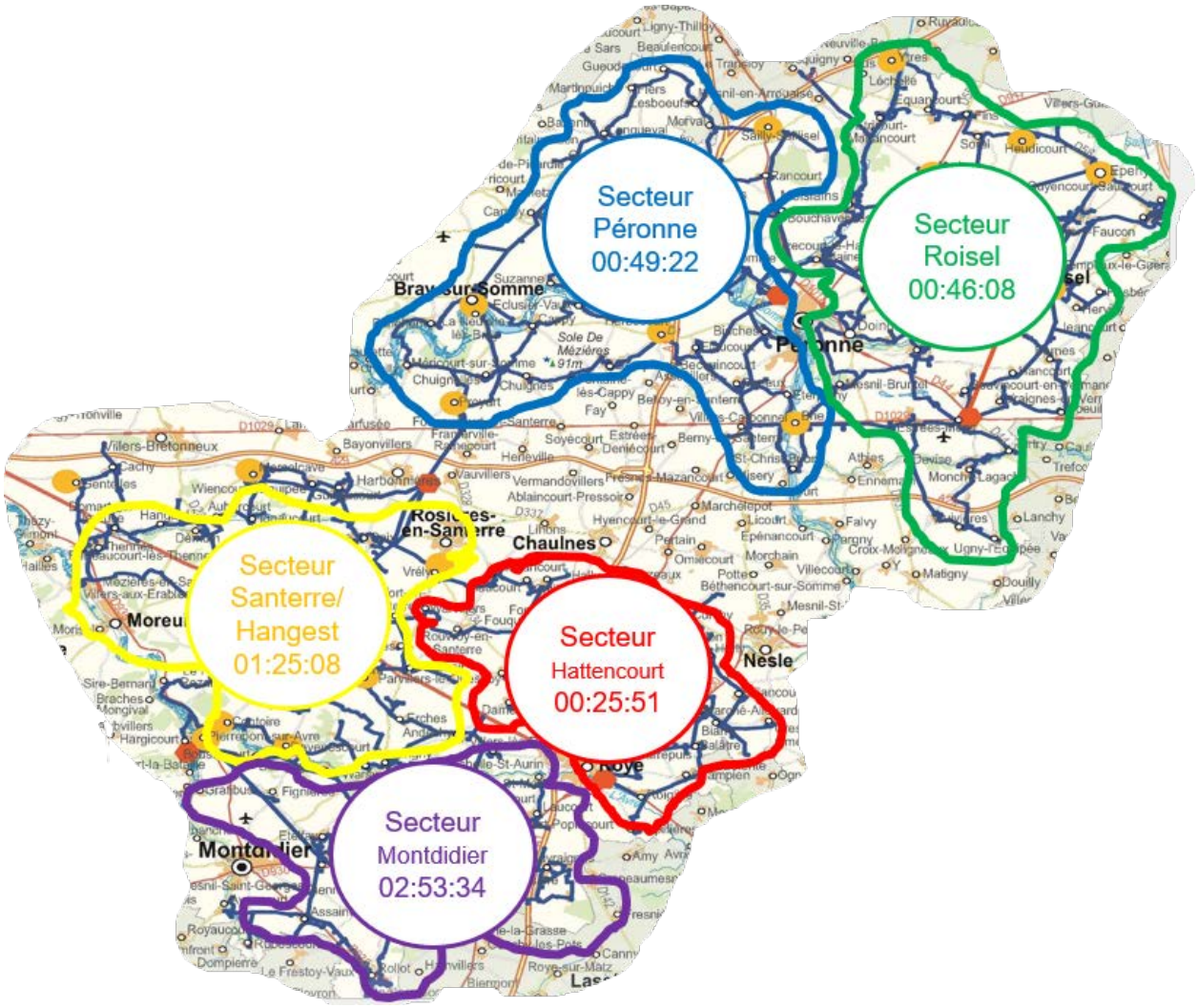
Les taux et temps de réponse sont dans les intervalles habituels. Il est à remarquer que les scores de réponses pour les producteurs se maintiennent à des niveaux très élevés malgré le nombre important de dossiers traités.



Qualité de performance

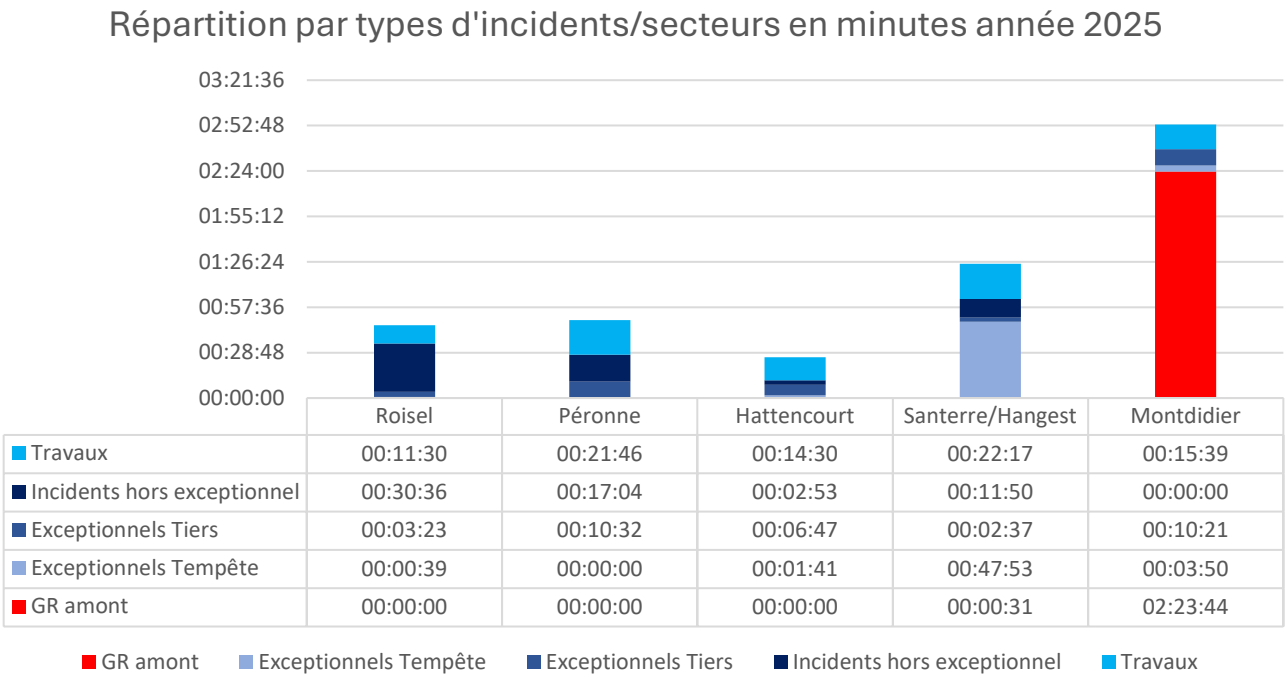
Qualité de la distribution et continuité d'alimentation

	2023	2024	**2025**
Durée moyenne annuelle de coupure perçue par un client alimenté en BT, toutes causes d'interruption confondues (en minutes)	55 min 41 s	27 min 45 s	**63 min 43 s**



Les temps moyens de coupure toutes causes confondues sont très élevés du fait d'un incident majeur côté Enedis sur le poste Hargicourt (2 heures 23 minutes) et d'un épisode de tempête sur la zone Hangest (47 minutes).

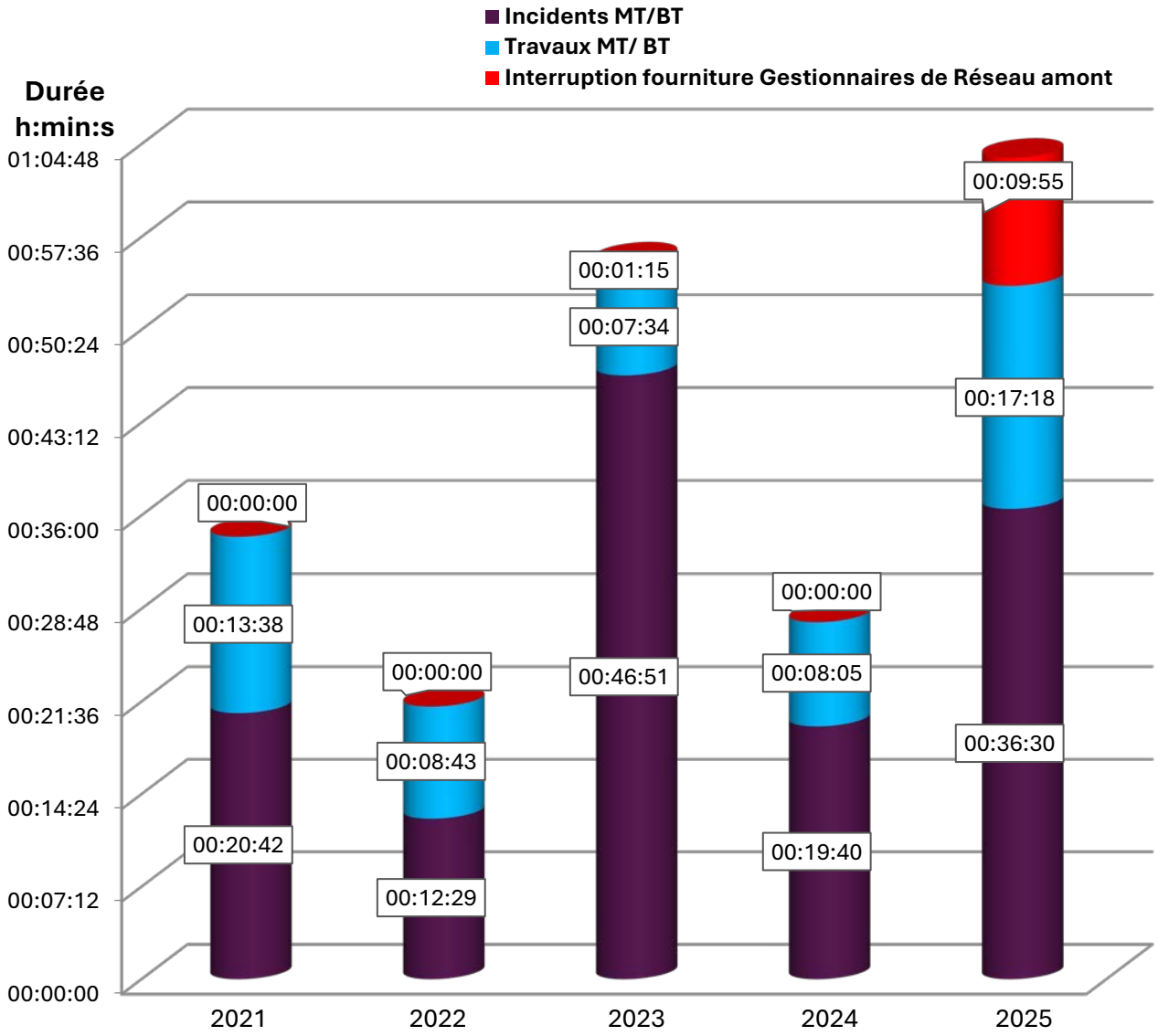
Hors ces deux évènements, les temps moyens de coupure restent dans les intervalles habituels (moyenne 34 minutes) et en dessous des valeurs nationales de référence.



	Roisel	Péronne	Hattencourt	Santerre/Hangest	Montdidier
Travaux	00:11:30	00:21:46	00:14:30	00:22:17	00:15:39
Incidents hors exceptionnel	00:30:36	00:17:04	00:02:53	00:11:50	00:00:00
Exceptionnels Tiers	00:03:23	00:10:32	00:06:47	00:02:37	00:10:21
Exceptionnels Tempête	00:00:39	00:00:00	00:01:41	00:47:53	00:03:50
GR amont	00:00:00	00:00:00	00:00:00	00:00:31	02:23:44



Evolution du critère B au cours des 5 dernières années



34 min 06 s*

Durée moyenne de coupure par client BT SICAE
(hors RTE et Enedis et hors événements exceptionnels)

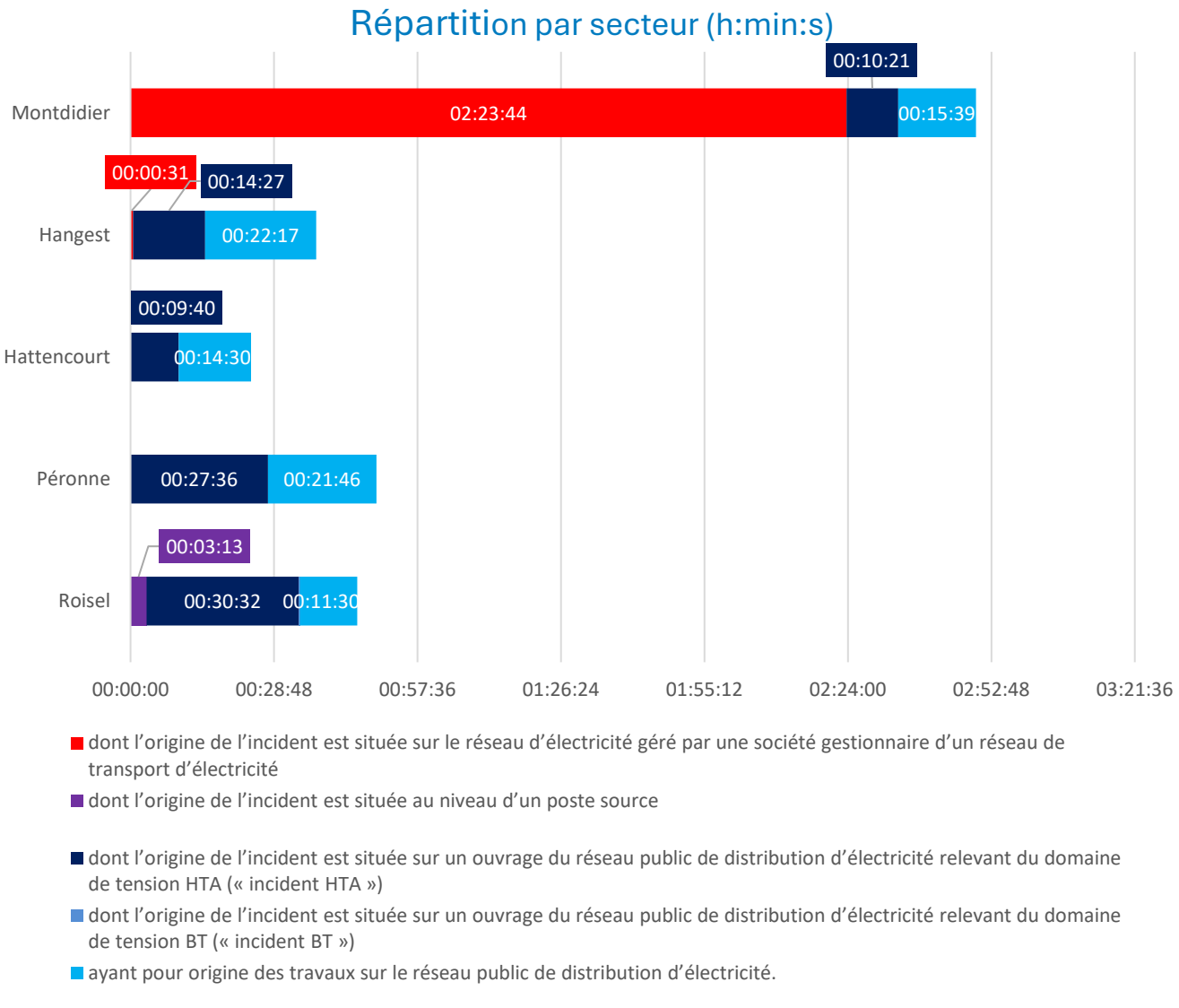
46 min 27 s**

Durée moyenne de coupure ENEDIS par client BT
(hors RTE et hors événements exceptionnels)

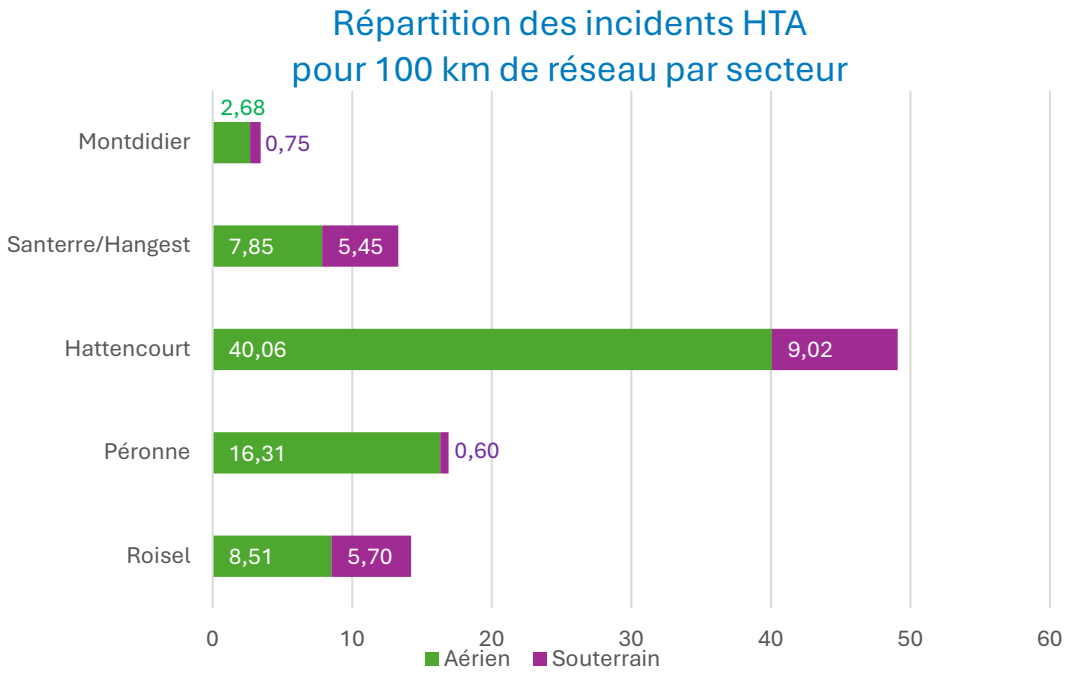
* Hors événements exceptionnels : 19 min 42 s

** Chiffres relatifs au 3ème trimestre 2025 (les données ENEDIS de l'année 2025 ne nous sont pas parvenues à ce jour)

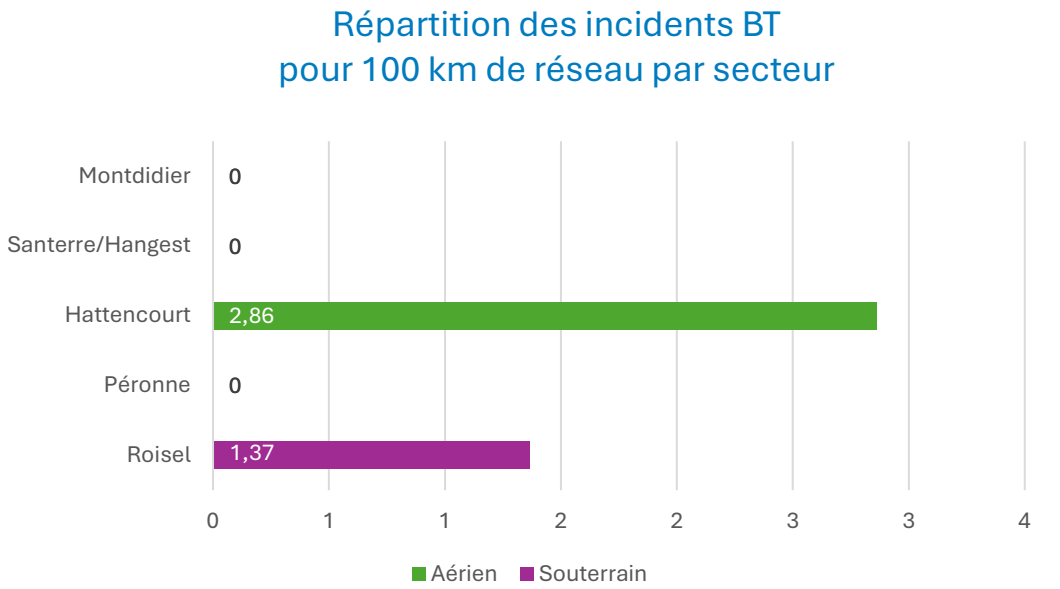
	2023	2024	2025
Durée moyenne annuelle de coupure perçue par un client alimenté en BT, toutes causes d'interruption confondues, hors incident exceptionnel (en minutes)	**19 min 16 s**	**24 min 49 s**	**39 min 42 s**
- dont l'origine de l'incident est située sur le réseau d'électricité géré par une société gestionnaire d'un réseau de transport ou distribution d'électricité	01 min 15 s	00 min 00 s	**09 min 55 s**
- dont l'origine de l'incident est située au niveau d'un poste source	04 min 22 s	03 min 07 s	**01 min 00 s**
- dont l'origine de l'incident est située sur un ouvrage du réseau public de distribution d'électricité relevant du domaine de tension HTA (« incident HTA »)	06 min 04 s	12 min 53 s	**21 min 20 s**
- dont l'origine de l'incident est située sur un ouvrage du réseau public de distribution d'électricité relevant du domaine de tension BT (« incident BT »)	00 min 16 s	00 min 44 s	**00 min 04 s**
- ayant pour origine des travaux sur le réseau public de distribution d'électricité.	07 min 34 s	08 min 05 s	**17 min 18 s**



	2023	2024	2025
Nombre d'incidents HTA pour 100 km de réseau	**1,2**	**9,85**	**7,28**
- dont aérien	3,8	11,38	**11,7**
- dont souterrain	0	9,28	**5,64**



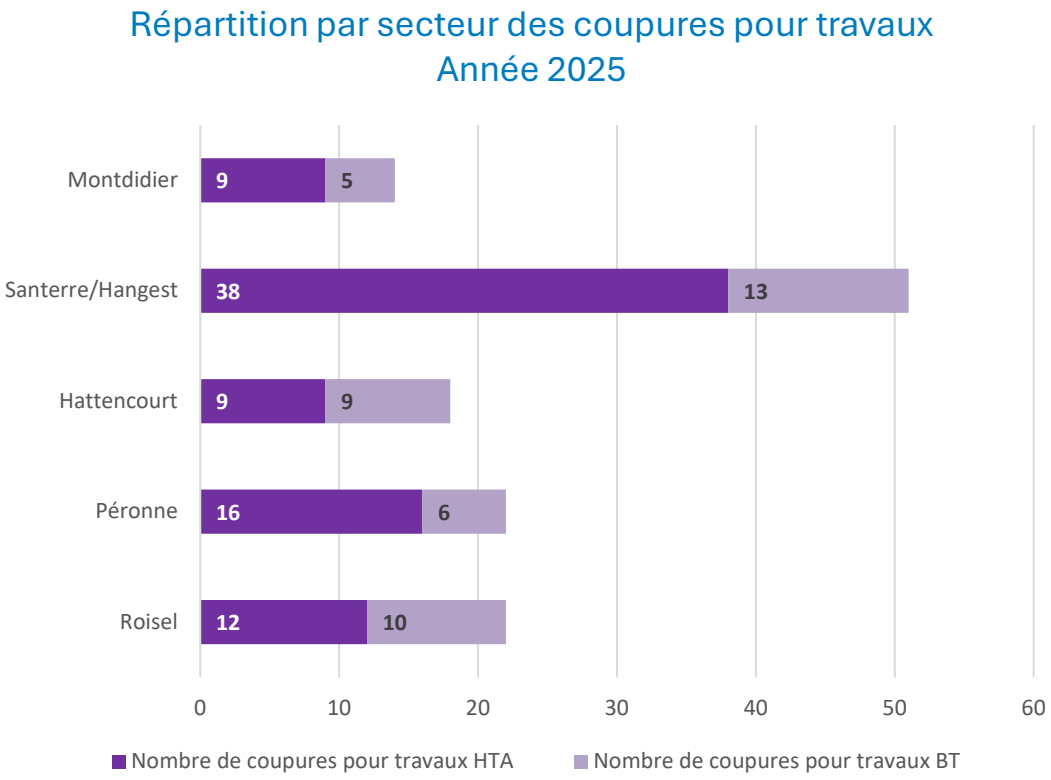
	2023	2024	2025
Nombre d'incidents BT pour 100 km de réseau	**0,4**	**0,85**	**0,28**
- dont aérien	0,7	1,43	**0,24**
- dont souterrain	0,0	0,0	**0,36**



Les incidents HTA et BT se situent en très grande majorité sur le réseau aérien, deux fois plus d'incidents au 100 km de réseau. Valeur habituelle.

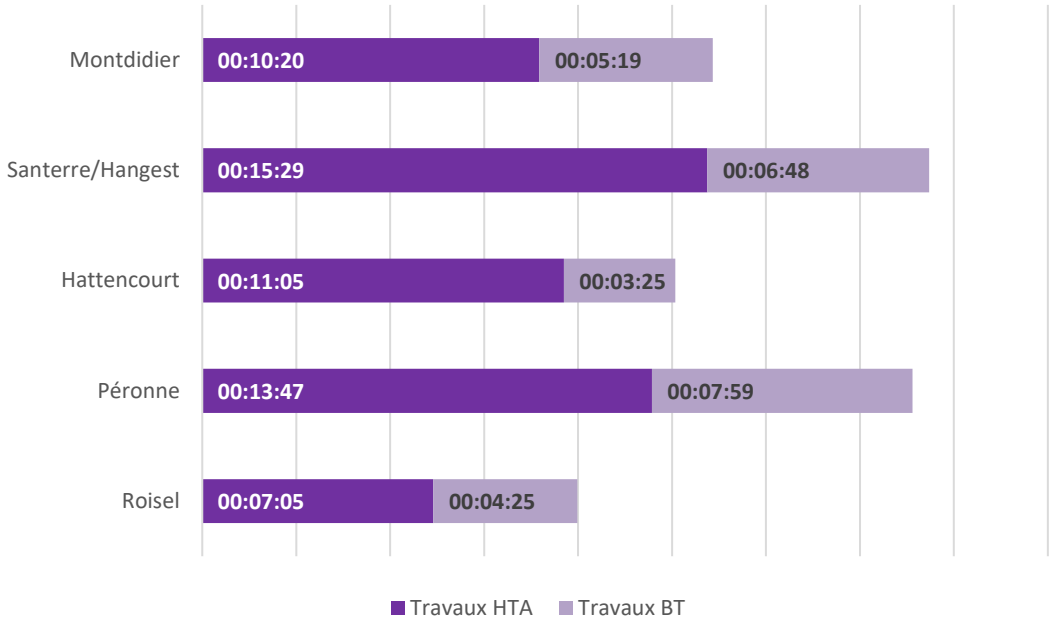
	2023	2024	2025
Nombre de coupures à la suite d'incidents sur le réseau public de distribution d'électricité	**39**	**108**	**72**
- dont nombre de coupures d'une coupure d'une durée supérieure à 3 minutes (ci-après « coupure longue »)	36	105	**69**
- dont nombre de coupures d'une coupure d'une durée supérieure ou égale à 1 seconde et inférieure ou égale à 3 minutes (ci-après « coupure brève »)	3	3	**3**

	2023	2024	2025
Nombre de coupures pour travaux sur le réseau public de distribution d'électricité	**94**	**113**	**127**
- dont nombre de coupures pour travaux sur un ouvrage du domaine de tension HTA	65	87	**84**
- dont nombre de coupures pour travaux sur un ouvrage du domaine de tension BT	29	26	**43**



	2023	2024	2025
Durée moyenne des coupures pour travaux perçue par un client alimenté en BT	**12 min 02**	**08 min 05**	**17 min 18 s**
- dont pour travaux sur un ouvrage du domaine de tension HTA	09 min 00 s	06 min 20 s	**11 min 35 s**
- dont pour travaux sur un ouvrage du domaine de tension BT	03 min 03 s	01 min 45 s	**05 min 43 s**

Répartition par secteur (h:min:s) durée moyenne des coupures pour travaux perçue par un client alimenté en BT



Critère F

	2023	2024	2025
Critère F	2,66	2,41	**2,86**

	2023	2024	2025
Critère F : Fréquence des coupures longues, toutes causes confondues	1,69	2,29	**2,49**

	2023	2024	2025
Critère F : Fréquence des coupures brèves, toutes causes confondues	0,96	0,12	**0,38**

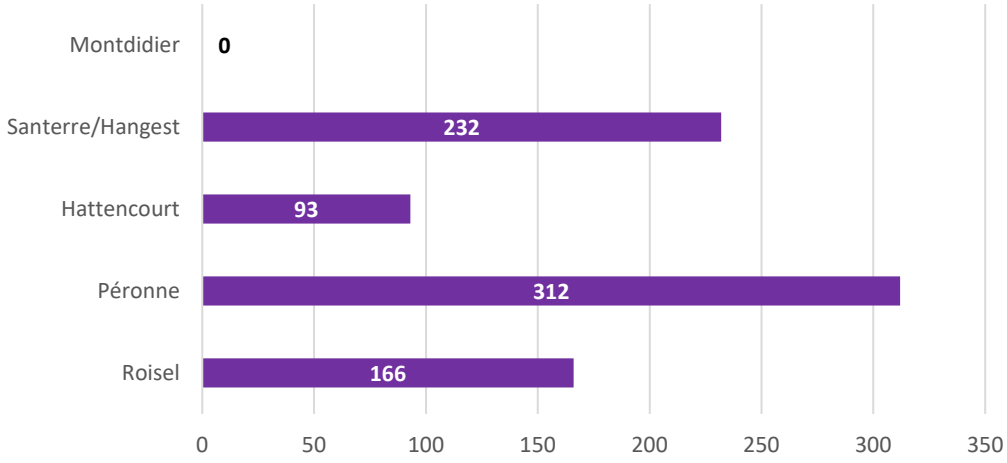
Les valeurs du critère F sont dans les intervalles habituels et dans les valeurs de référence pour les réseaux ruraux (2 à 3).

	2023	2024	2025
Nombre de clients BT ayant subi plus de 6 coupures longues, toutes causes confondues	**0**	**3227**	**2300**
- dont nombre de clients BT affectés par plus de 6 coupures longues, hors incidents BT	0	3150	**2265**

	2023	2024	2025
Nombre de clients BT ayant subi plus de 30 coupures brèves, toutes causes confondues	**0**	**0**	**0**

	2023	2024	2025
Nombre de clients BT ayant subi plus de 3 heures de coupure, en durée cumulée sur l'année, toutes causes confondues	**547**	**210**	**803**
- dont nombre de clients BT ayant subi plus de 3 heures de coupure, en durée cumulée sur l'année, hors incidents BT	305	88	**462**

Répartition par secteur du nombre de clients BT ayant subi plus de 3 heures de coupure, en durée sur l'année 2025, toutes causes confondues



Les évènements exceptionnels sur Hargicourt et la zone Hangest décrits précédemment ont impacté en 2025 un grand nombre de clients sur les secteurs Montdidier et Hangest, au total 2300 (vs 3227 en 2024).

	2023	2024	**2025**
Nombre de clients BT affectés par une interruption de fourniture d'une durée supérieure à 6 heures consécutives, quelle que soit la cause de l'interruption de fourniture	242	27	**103**
Montant global indemnisé		762 €	**1 452 €**
Moyenne d'indemnisation par client		28,22 €	**14,10 €**

	2023	2024	**2025**
Taux (en %) de départs BT comportant au moins un client BT mal alimenté[1]	1,6%	1,6%	**1,5%**
Taux (en %) de départs HTA comportant au moins un point de livraison HTA dont la tension d'alimentation est inférieure de plus de 5% à la tension contractuelle	0%	0%	**0%**

	2023	2024	**2025**
Nombre de clients BT mal alimentés	149	134	**54**

	2023	2024	**2025**
Taux (en %) de clients BT mal alimentés	0,54%	0,49%	**0,30%**

Les valeurs présentées des nombres de clients mal alimentés sont issues des relèves des excursions de tension hors gabarit relevées par les compteurs communicants. Elles permettent une approche plus fine et juste de la situation et de la localisation.
Une réflexion devra permettre d'intégrer également les clients mal alimentés du fait de la tension haute amenée par la multiplication de producteurs photovoltaïques sur le réseau BT.

[1] Un client BT est considéré comme mal alimenté lorsque, au moins une fois au cours de l'année civile dont il est rendu compte, sa tension d'alimentation, moyennée sur 10 minutes, est inférieure à 90% de la tension nominale mentionnée à l'article 1er de l'arrêté du 24 décembre 2007 pris en application du décret n°2007-1826 du 24 décembre 2007 relatif aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité ou supérieure à 110% de la tension nominale.

Investissement et développement du réseau

Investissement « en cours »	2023	2024	2025
Renouvellement	78 k€	193 k€	**576 k€**
Postes tours	9 k€	55 k€	**16 k€**
Branchements	0 k€	0 k€	**0 k€**
Réseaux neufs	41 k€	136 k€	**156 k€**
Smartgrids (ADMS – Téléconduite)	0 k€	198 k€	**595 k€**
Compteurs communicants	629 k€	284 k€	**0 k€**
S3REnR	0 k€	0 k€	**0 k€**
Raccordement Eolien	0 k€	0 k€	**0 k€**
Total	757 k€	866 k€	**1343 k€**

Programme d'investissement 2026	
Renouvellement	520 k€
Postes tours	0 k€
Branchements	400 k€
Réseaux neufs	180 k€
Smartgrids (ADMS – Téléconduite)	715 k€
Compteurs communicants	217 k€
S3REnR	0 k€
Raccordement Eolien	0 k€
Total	**2032 k€**

- Le programme de déploiement massif des compteurs communicants est terminé en 2025 avec 92% du parc équipé. Le solde va s'étaler en 2026 et 2027 au fil de l'eau pour les GRIP, les montages type EJP-Tempo, et les producteurs. Les refus restent sous la barre des 1%. Le taux d'équipement devrait dépasser les 95% fin 2026.
- Le renouvellement du système de téléconduite s'étale sur 2025-2026. Le système retenu SIEMENS remplace l'équipement SCHNEIDER en place depuis 10 ans en obsolescence. Le nouveau système sera mis en service en Q4 2026.
- Pas d'investissement S3RENR ni de raccordement Eolien car notre zone de desserte est saturée. Pas de perspective de libération de capacité amont par RTE à court terme.

Nature des travaux réalisés sur les réseaux

- 2 chantiers de renouvellement/enfouissement
- 6 tableaux HTA

✓ Ont été réalisés en 2025 :

- Le renouvellement de la ligne de bouclage 1ère tranche Beuvraignes
- L'enfouissement de la ligne HTA entre l'Ecluse 11 d'Allaines et l'Ecluse 12 de Moislains
- Le raccordement HTA d'un client à Geudecourt
- Le renouvellement de 6 tableaux HTA dans les communes de : 2 à Bray sur Somme, Etelfay, Fescamps, Moislains, Saint Christ Briost

Programme 2026 :

- Le renouvellement de la ligne HTA 20 kV 1ère tranche Gruny - Marché Allouarde
- Le déplacement des câbles des parcs éoliens « Mont de Trême »
- Le renouvellement la ligne HTA 20 kV 1ère tranche Rémaugies Piennes
- Modification de réseaux dans le cadre de la construction du Canal Seine Nord Europe
- Le renouvellement de tableaux HTA

Patrimoine concédé

Valorisation en fin d'exercice des ouvrages concédés HTA en euros	2023	2024	**2025**
Valeur brute des ouvrages	79 378 768 €	80 370 352 €	**82 067 681 €**
Amortissements cumulés	56 033 211 €	57 219 689 €	**58 328 084 €**
Valeur nette comptable	23 345 557 €	23 150 662 €	**23 739 596 €**
Provisions pour renouvellement cumulées	17 432 018 €	19 401 536 €	**21 404 016 €**
Valeur de remplacement	84 595 401 €	86 102 478 €	**87 188 297 €**

Valorisation en fin d'exercice des ouvrages concédés BT en euros	2023	2024	**2025**
Valeur brute des ouvrages	37 123 480 €	38 752 112 €	**40 595 350 €**
Amortissements cumulés	26 339 168 €	26 438 649 €	**26 683 208 €**
Valeur nette comptable	10 784 312 €	12 313 463 €	**13 912 141 €**
Provisions pour renouvellement cumulées	-	-	**-**
Valeur de remplacement	45 364 110 €	45 811 959 €	**46 216 203 €**

Variation des valeurs brutes au cours de l'exercice écoulé des ouvrages HTA en euros	2023	2024	**2025**
Valeur brute au 1er janvier	77 029 139 €	79 378 768 €	**80 370 352 €**
Mise en service dans l'année dont apports nets du concessionnaire et apports externes nets	2 468 657 €	1 128 944 €	**1 954 248 €**
Retraits en valeur brute dans l'année	(119 028 €)	(137 360 €)	**(256 919 €)**
Valeur brute au 31 décembre	79 378 768 €	80 370 352 €	**82 067 681 €**

Variation des valeurs brutes au cours de l'exercice écoulé des ouvrages BT en euros	2023	2024	**2025**
Valeur brute au 1er janvier	36 133 382 €	37 123 480 €	**38 752 112 €**
Mise en service dans l'année dont apports nets du concessionnaire et apports externes nets	1 145 609 €	1 902 698 €	**2 002 591 €**
Retraits en valeur brute dans l'année	(155 511 €)	(274 066 €)	**(159 353 €)**
Valeur brute au 31 décembre	37 123 480 €	38 752 112 €	**40 595 350 €**

	2023	2024	2025
Durée d'amortissement			
Ouvrages HTA (à l'exception du réseau HTA éolien sur 15 ans)	45 ans	45 ans	**45 ans**
Ouvrages BT	45 ans	45 ans	**45 ans**

	2023	2024	2025
Synthèse des passifs spécifiques de concession, par catégorie d'ouvrages, distinguant les financements respectifs du concédant et du concessionnaire, les amortissements de financements du concédant et le solde de la provision pour renouvellement en euros			
Valeur brut droit du concédant réseau BT	34 533 346 €	36 063 757 €	**37 490 042 €**
Amortissement droit du concédant réseau BT	24 798 143 €	24 881 478 €	**25 095 390 €**
Valeur nette droit du concédant réseau BT	9 735 203 €	11 182 279 €	**12 394 652 €**
Valeur du droit du concédant postes HTA/BT	4 015 921 €	4 255 992 €	**4 861 199 €**
Droit en nature du concédant postes HTA/BT	(2 515 264 €)	(2 545 476 €)	**(2 580 634 €)**
Droit en espèces du concédant postes HTA/BT	2 560 713 €	2 560 713 €	**2 560 713 €**
Valeur du droit du concédant réseau HTA	1 662 963 €	1 987 501 €	**2 220 349 €**
Provision de renouvellement réseau HTA	12 588 186 €	14 447 920 €	**16 308 519 €**
Provision de renouvellement postes HTA/BT	4 843 832 €	4 953 616 €	**5 095 496 €**
Provision de renouvellement projet Coko	1 941 298 €	898 675 €	**-**

Provision de renouvellement

A la suite de l'inventaire du patrimoine, le calcul de la provision de renouvellement a également été modifié.

Avant 2021, la provision de renouvellement correspondait aux travaux prévisionnels programmés dans les 5 années à venir.

A compter de 2021, la provision de renouvellement est constituée sur les ouvrages dont le renouvellement interviendra, compte tenu de la nouvelle durée d'amortissement des ouvrages passant de 20 ans à 45 ans, avant le terme de la concession en 2050 sur les ouvrages dont le concessionnaire a la maîtrise d'ouvrage soit le réseau HTA (hors raccordements producteurs éoliens) et les postes HTA/BT.

Le calcul de la provision de renouvellement est actualisé tous les ans par différence entre la valeur de remplacement (valeur d'origine actualisée via l'indice TP12) et la valeur d'origine, la constitution de cette provision s'étalant sur la durée de vie de l'ouvrage.

Remarque : La moyenne de l'indice TP12 utilisée sur 2025 s'élève à 132,66 contre 130,35 sur l'exercice précédent soit une augmentation de l'indice de 2% impactant le calcul des valeurs de remplacements et augmentant la provision de renouvellement 2025.

Au 31/12/2025, la provision de renouvellement (PR) relative au réseau HTA (hors raccordements producteurs éoliens) s'élève au total à 16 308 k€ :

Dates de mises en service	PR au 31/12/2023	PR au 31/12/2024	**PR au 31/12/2025**
Avant 1980	1 488 k€	1 563 k€	**1 563 k€**
Années 1980	5 763 k€	6 831 k€	**7 958 k€**
Années 1990	4 376 k€	4 964 k€	**5 587 k€**
Années 2000	961 k€	1 090 k€	**1 200 k€**
TOTAL	12 588 k€	14 448 k€	**16 308 k€**

Au 31/12/2025, la provision de renouvellement (PR) relative au réseau aux postes HTA/BT s'élève au total à 5 095 k€ :

Dates de mises en service	PR au 31/12/2023	PR au 31/12/2024	**PR au 31/12/2025**
Avant 1980	131 k€	122 k€	**109 k€**
Années 1980	2 809 k€	2 873 k€	**2 979 k€**
Années 1990	1 375 k€	1 413 k€	**1 441 k€**
Années 2000	529 k€	546 k€	**566 k€**
TOTAL	4 844 k€	4 954 k€	**5 095 k€**

Provision renouvellement : Projet CoKo (Compteurs communicants et concentrateurs) : 0 k€ au 31/12/2025

Une provision de renouvellement avait été constatée pour le renouvellement du parc de comptage BT<36 kVA (intégrant la pose de concentrateurs pour la collecte de données), le parc de comptage actuel devant faire l'objet d'un remplacement par un système de compteurs communicants permettant la télérelève des consommations et la transmission des ordres de modifications de puissances notamment.

Le déploiement s'est principalement étalé de 2022 à 2024 afin de respecter les dispositions des articles R341-4 à R341-8 du Code de l'Energie.

La provision relative à ce programme de renouvellement d'un montant de 899 K€ au 31/12/2024 correspondait à la différence entre la valeur de remplacement du parc de comptage via des compteurs communicants et la valeur d'origine du parc de comptage non communicants BT<36 à renouveler.

Elle a été intégralement reprise sur l'exercice 2025.

Eléments financiers activité GRD

	2023	2024	2025
Produits liés à l'exploitation :			
Recettes d'acheminement facturées par type de client final	**13 768 336 €**	**14 329 673 €**	**15 888 073 €**
- dont clients BT ayant une puissance souscrite ≤ 36 kVA	9 647 118 €	10 018 942 €	**10 924 618 €**
- dont clients BT ayant une puissance souscrite > 36 kVA	1 734 839 €	1 873 488 €	**2 263 888 €**
- dont clients HTA	2 386 379 €	2 437 243 €	**2 699 567 €**

	2023	2024	2025
Recettes de raccordement, de prestations annexes et autres recettes	596 971 €	581 280 €	**650 071 €**

	2023	2024	2025
Production stockée et immobilisée	272 418 €	219 745 €	**193 540 €**

	2023	2024	2025
Reprises sur amortissements	**329 112 €**	**389 339 €**	**591 073 €**
- dont reprises d'amortissements de financement du concédant	329 112 €	389 339 €	**591 073 €**
- dont autres types de reprises	0 €	0 €	**0 €**

	2023	2024	2025
Reprises sur provisions	**192 534 €**	**197 726 €**	**212 347 €**
- dont provisions pour renouvellement	60 921 €	67 582 €	**78 594 €**
- dont autres catégories de provisions	131 613 €	130 144 €	**133 753 €**

	2023	2024	2025
Autres produits d'exploitation	**1 738 627 €**	**1 452 174 €**	**1 337 276 €**
dont FPE (Fonds de Péréquation de l'Electricité) :	1 342 379 €	899 042 €	**1 001 531 €**

Les recettes d'acheminement passent de 14 330 k€ à 15 888 k€ soit +1.6 M€ (+11 %) en raison de :

- la hausse des volumes acheminés passant de 308 GWh à 319 GWh soit +3.6%
- ainsi que des évolutions successives du TURPE HTA/BT :
  - + 4.8 % au 1er novembre 2024
  - + 7.7% au 1er février 2025
  - - 1.9 % au 1er août 2025

	2023	2024	2025
Charges liées à l'exploitation :			
Achat	**6 753 769 €**	**7 047 204 €**	**6 521 438 €**
- dont Achats stockés (articles en stock utilisés pour les travaux réseaux…)	389 684 €	327 539 €	**363 821 €**
- dont Achats non stockés (consommations élec., carburants, petits matériels, fournitures)	327 130 €	212 936 €	**234 705 €**
- dont Coût d'accès au réseau amont et couverture de pertes	6 036 955 €	6 506 729 €	**5 922 912 €**
dont Soutirage RTE et Enedis	2 645 057 €	2 921 134 €	**3 360 645 €**
dont Achats des pertes réseaux	3 391 898 €	3 585 595 €	**2 562 267 €**

	2023	2024	2025
Charges de personnel	4 884 526 €	4 338 449 €	**4 370 085 €**

	2023	2024	2025
Redevances de concession	281 521 €	267 984 €	**263 277 €**

	2023	2024	2025
Impôts et taxes	364 846 €	336 270 €	**308 343 €**

	2023	2024	2025
Charges centrales et autres charges d'exploitation	2 314 391 €	2 475 150 €	**2 542 936 €**

	2023	2024	2025
Dotations aux amortissements des biens en concession	**1 900 783 €**	**2 112 861 €**	**2 205 334 €**
- dont amortissements des financements du concessionnaire	1 571 671 €	1 723 522 €	**1 614 261 €**
- dont amortissements des financements de l'autorité concédante et des tiers	329 112 €	389 339 €	**591 073 €**

	2023	2024	2025
Autres amortissements	198 702 €	199 592 €	**292 657 €**
Dotations provisions pour renouvellement	2 361 411 €	2 202 335 €	**2 121 622 €**
Autres dotations d'exploitation	131 921 €	94 615 €	**97 347 €**

Nous notons par ailleurs une diminution du poste « coût d'accès au réseau amont et couverture des pertes » de -584 k€ soit -9% :

- Le soutirage RTE et Enedis augmente de +440 k€ soit +15 %, lié principalement aux évolutions successives du TURPE HTB :
    - o +5.0 % au 1er novembre 2024
    - o +9.6 % au 1er février 2025

- La hausse des volumes acheminés ayant pu être compensée par une amélioration de l'autoproduction (de 43 % à 46 % entre 2024 et 2025) suite au transfert de l'alimentation d'un industriel du poste d'Hargicourt vers le poste d'Hangest en Santerre.

- Les achats des pertes réseaux ont nettement diminué de -1 M€ soit -29 % en lien avec la baisse du tarif de cession de -44.6 % au 1er février 2025 qui reflète la diminution des prix de marché moyens des 2 dernières années.

Complément annexe financière sur l'activité de fourniture (à titre d'information)

	CRAC 2023	CRAC 2024	CRAC 2025
PRODUITS EXPLOITATION	2023	2024	**2025**
Chiffre d'affaires facturé :			
Recettes de fourniture aux tarifs réglementés de vente dit « bleu »	**18 369 077 €**	**21 965 644 €**	**17 833 651 €**
Variation énergie en compteur	1 972 584 €	839 019 €	**-2 122 618 €**
- Autres produits d'exploitation	486 025 €	544 213 €	**517 735 €**
- Reprise sur provisions d'exploitation	311 934 €	364 095 €	**228 977 €**
CHARGES EXPLOITATION	2023	2024	**2025**
Charges liées à l'exploitation :			
Achats	**18 185 940 €**	**20 808 718 €**	**13 814 178 €**
- dont Achats sourcing fourniture	18 114 680 €	20 407 979 €	**13 335 581 €**
- CEE	0 €	364 554 €	**441 660 €**
- dont Achats non stockés (consommations élec., carburants, petits matériels, fournitures)	71 261 €	36 185 €	**36 937 €**
Obligation d'achat :			
Achats OA	37 327 744 €	31 350 740 €	**30 277 436 €**
Ventes Agrégateur (énergie et capacité)	-31 392 718 €	-15 165 352 €	**-14 432 389 €**
CSPE	-5 930 540 €	-16 355 274 €	**-15 849 759 €**
- Charges de personnel	974 752 €	903 354 €	**920 810 €**
- Impôts et taxes	46 334 €	35 624 €	**44 318 €**
- Charges centrales et autres charges d'exploitation	756 259 €	870 701 €	**715 786 €**
- Dotations aux amortissements	216 652 €	195 771 €	**265 459 €**
- Dotations aux provisions d'exploitation	302 381 €	682 039 €	**166 653 €**

RESULTAT EXPLOITATION activité fourniture TRVe	2023	2024	**2025**
- Résultat financier*	**815 059 €**	**238 877 €**	**0 €**
- Résultat exceptionnel	**8 082 €**	**16 471 €**	

* produits financiers CSPE

Les recettes de fourniture au TRVe incluant la variation d'énergie en compteur passent de 22 804 k€ à 15 711 k€ soit -7.1 M€ (-31 %) en raison :

- de l'évolution tarifaire de -22.6 % HT au 1er février 2025 (dont -37 % HT estimés sur la part fourniture),
- de la hausse des volumes de +3 %,
- de l'amélioration du calcul de l'énergie en compteur suite au déploiement des compteurs communicants.

La baisse des achats d'approvisionnement de la fourniture passant de 20.4 M€ à 13.3 M€ soit -7.1 M€ (-35 %) liée à la diminution de -44.6% au 1er février 2025 du tarif de cession.

Nous sommes acteur obligé depuis 2024 concernant les CEE qui sont en augmentation, passant de 365 k€ à 442 k€ soit +77 k€.

Les dotations aux provisions sont en baisse passant de 682 k€ à 167 k€ soit une baisse de 515 k€ liée principalement à un risque de reversement de CSPE provisionné en 2024.

MISSION D'ACHEMINEMENT ET DE FOURNITURE D'ENERGIE ELECTRIQUE



Le Responsable
Administratif et Financier
Stéphane POINTIN

CARACTERISTIQUES DE LA CONCESSION

Données d'acheminement

Les utilisateurs du réseau public de distribution d'électricité de la concession

28 133
Utilisateurs desservis par le réseau concédé

+ 115
Clients soutirage

319 084 486
Quantité d'énergie acheminée en kWh



	2023	2024	2025
Recettes d'acheminement facturées par puissance (en €) TOTAL	**13 768 336 €**	**14 329 673 €**	**15 888 073 €**
- Clients BT ayant une puissance souscrite ≤ 36 kVA	9 647 118 €	10 018 942 €	**10 924 618 €**
- Clients BT ayant une puissance souscrite > 36 kVA	1 734 839 €	1 873 488 €	**2 263 888 €**
- Clients HTA	2 386 379 €	2 437 243 €	**2 699 567 €**

	2023	2024	2025
Total des clients			
- Nombre de clients	28 025	28 018	**28 133**
- Energie acheminée facturée (en kWh)	313 232 851	308 401 931	**319 084 486**
- Recettes d'acheminement facturées (en €)	13 768 336 €	14 329 673 €	**15 888 073 €**

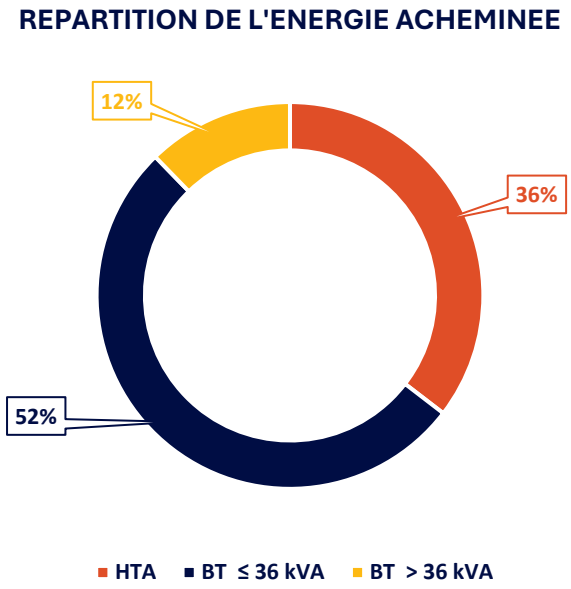
	2023	2024	2025
Total des clients BT ayant une puissance souscrite ≤ 36 kVA			
- Nombre de clients	27 473	27 458	**27 556**
- Energie acheminée facturée (en kWh)	164 220 338	163 768 903	**166 893 722**
- Recettes d'acheminement facturées (en €)	9 647 118 €	10 018 942 €	**10 924 618 €**

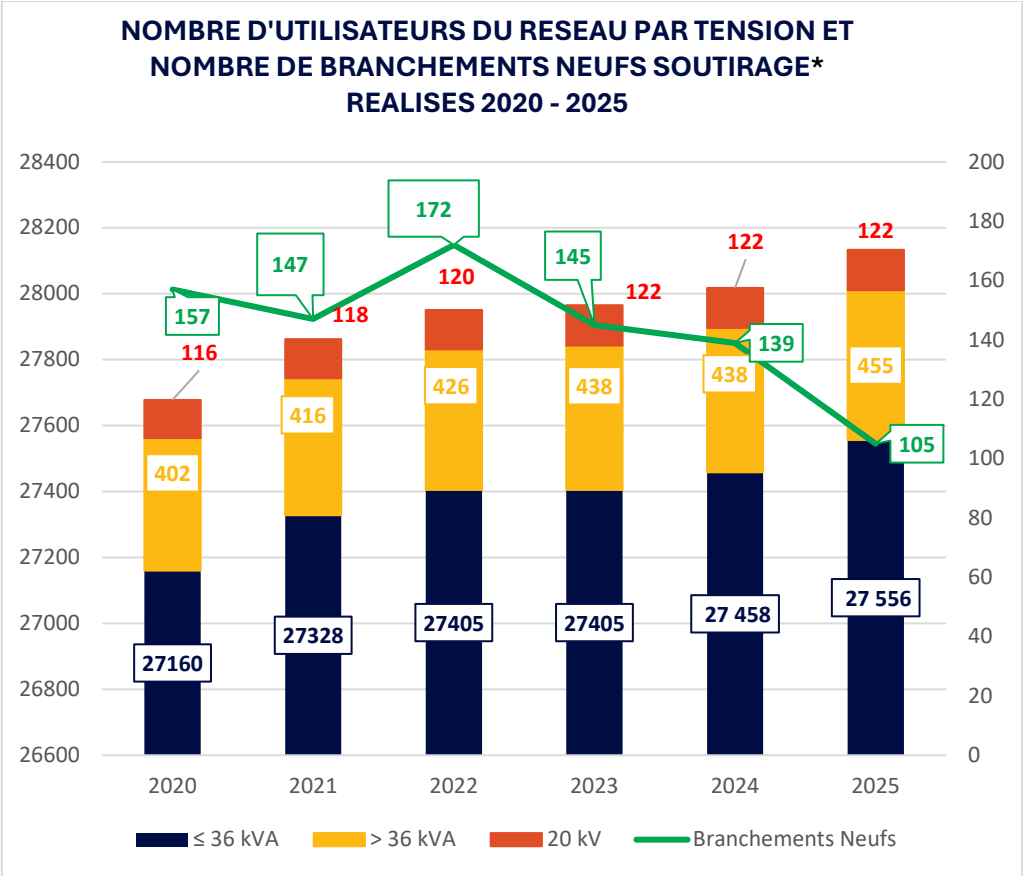
	2023	2024	2025
Total des clients BT ayant une puissance souscrite > 36 kVA			
- Nombre de clients	430	438	**455**
- Energie acheminée facturée (en kWh)	32 916 620	32 526 073	**39 150 316**
- Recettes d'acheminement facturées (en €)	1 734 839 €	1 873 488 €	**2 263 888 €**

	2023	2024	2025
Total des clients HTA			
- Nombre de clients	122	122	**122**
- Energie acheminée (en kWh)	116 095 893	112 106 955	**113 040 448**
- Recettes d'acheminement (en €)	2 386 379 €	2 437 243 €	**2 699 567 €**

Les volumes acheminés passent de 308 GWh à 319 GWh soit +11 GWh (+3.6 %) et se répartissent ainsi :

- BT < 36 : 167 GWh soit +3 GWh (+2 %)
- BT > 36 : 39 GWh soit +7 GWh (+20 %) liés aux pompages
- HTA : 113 GWh soit +1 GWh (+1%)





* « Branchements neufs » dans le graphique précédant correspondant au nombre d'utilisateurs en soutirage mis en service dans l'année

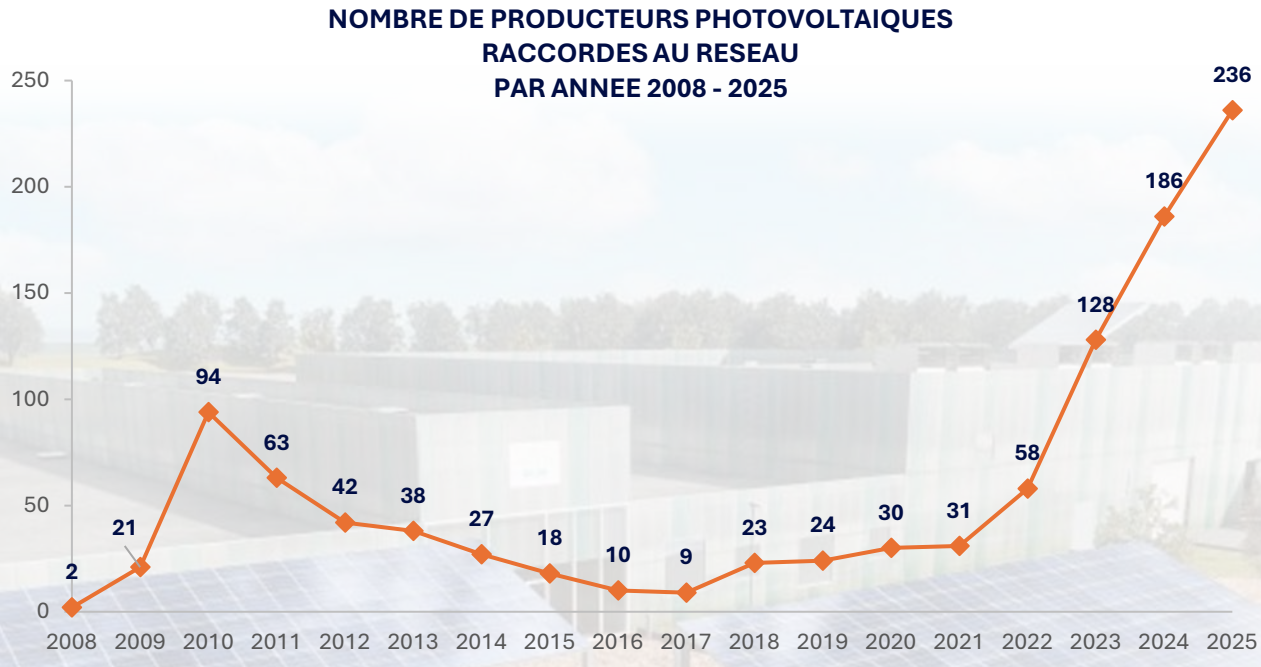
Données de production

1 045
Producteurs sur le réseau concédé

+ 236
Nouveaux producteurs

453 759 255
Quantité d'énergie produite en kWh

	2023	2024	2025
Productions photovoltaïques mises en service au cours de l'année	**128**	**186**	**236**
- dont vente en totalité	3	11	**21**
- dont vente en surplus	102	145	**173**
- dont autoconsommation	23	30	**42**
- dont augmentation de puissance	1		
Puissance (en kWc)	**1 566**	**3 745**	**9 463**



La hausse perçue sur les années 2023 et 2024 s'est prolongée en 2025 portée par les tarifs d'obligation d'achat de rachat très favorables pour l'injection totale.
Cette tendance va fortement s'amoindrir en 2026 du fait des nouveaux tarifs, de nombreux raccordements de producteurs « en file d'attente » à fin 2025 seront encore raccordés en 2026 cependant.

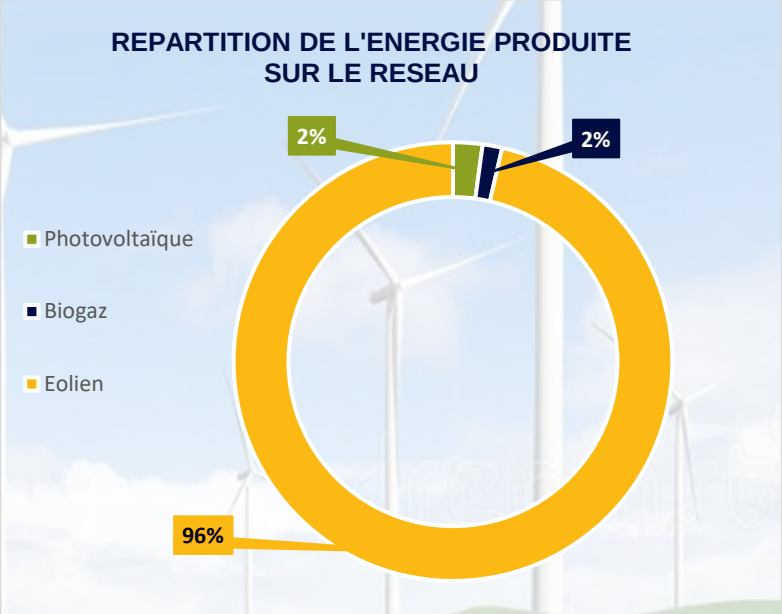
Sont en service au 31 décembre

Productions Biogaz	2023	2024	2025
Nombre	2	2	**2**
Puissance en MW	1,27	1,27	**1,27**

Productions photovoltaïques	2023	2024	2025
Nombre	602	788	**1024**
Puissance en MW	5,69	9,44	**18,9**

Productions Eoliennes	2023	2024	2025
Nombre	19	19	**19**
Puissance en MW	209,1	209,1	**209,1**

Quantité d'énergie produite par type de production	2023	2024	2025
Energie électrique produite d'origine photovoltaïque en kWh	4 188 241	5 582 138	**9 450 053**
Energie électrique produite d'origine éolienne en kWh	541 136 946	440 698 308	**420 045 196**
Energie produite d'origine biogaz en kWh	7 666 290	6 778 784	**6 264 006**
TOTAL	**552 991 477**	**453 059 230**	**435 759 255**



Sur l'éolien :

- Pas de changement de périmètre ni de projet de repowering nous impactant en 2025. L'année a été peu venteuse avec des valeurs de production en retrait et de nombreuses limitations d'injection par le gestionnaire de réseau de transport.
- Les limitations de puissance sur ces centrales éoliennes ont totalisé 10 GWh approximativement d'énergie non produite/non évacuée et compensée.
- En 2026 (après clôture) : les gabarits de puissance réactive à produire par les centrales éoliennes ont été ajustés pour compenser côté RTE. La modification venant du changement du TURPE en 2025.

Sur le photovoltaïque :

- La puissance installée photovoltaïque est proche de 20MW fin 2025 et a doublé par rapport à 2024 (+25% en nombre d'installations).
- La visée 2026 est aux alentours de 40MW considérant les dossiers en cours.
- La puissance photovoltaïque devient significative et induit maintenant des flux refoulés sur les postes d'interface HTA Enedis, qui vont devenir plus systématiques en 2026.

Données de fourniture

388
Clients ayant souscrit un contrat TRV au cours de l'année

282
Clients ayant résilié leur contrat TRV au cours de l'année

	2023	2024	**2025**
Tarif bleu résidentiel			
Nombre de clients	24 032	24 037	**24 202**
- Energie facturée (en kWh)	139 736 699	138 240 602	**141 907 036**
- dont option Base	28 591 400	29 107 147	**30 233 419**
- dont option Heure Pleine / Heure Creuse	108 106 803	105 587 693	**107 270 438**
- dont EJP / TEMPO	3 038 496	3 545 762	**4 403 179**
- Recettes facturées (en €)	16 290 059 €	19 565 769 €	**15 929 472 €**

	2023	2024	**2025**
Tarif bleu non résidentiel			
Nombre de clients	2 405	2 351	**2 292**
- Energie facturée (en kWh)	15 706 408	15 925 273	**16 731 192**
- dont option Base	5 186 042	5 260 494	**5 682 437**
- dont option Heure Pleine / Heure Creuse	8 297 829	8 575 364	**8 947 885**
- dont EJP / TEMPO	866 391	984 029	**1 005 275**
- dont Eclairage Public	1 356 146	1 105 386	**1 095 595**
- Recettes facturées (en €)	2 079 018 €	2 399 875 €	**1 904 179 €**

Répartition nombre des clients au « tarif bleu résidentiel »									
BASE									
3 kVA		6 kVA		9 kVA		12 kVA		> 12 kVA	
2024	**2025**	2024	**2025**	2024	**2025**	2024	**2025**	2024	**2025**
382	**364**	4448	**4383**	1497	**1401**	735	**704**	261	**255**
HEURE PLEINE / HEURE CREUSE									
3 kVA		6 kVA		9 kVA		12 kVA		> 12 kVA	
2023	2024	2024	**2025**	2024	**2025**	2024	**2025**	2024	**2025**
/	/	6386	**6348**	6253	**6533**	2350	**2406**	1106	**1132**

Répartition nombre des clients au « tarif bleu résidentiel » 2024									
EJP / TEMPO									
3 kVA		6 kVA		9 kVA		12 kVA		> 12 kVA	
EJP	TEMPO	EJP	TEMPO	EJP	TEMPO	EJP	TEMPO	EJP	TEMPO
/	/	/	/	1	214	74	81	187	62

Répartition nombre des clients au « tarif bleu résidentiel » 2025									
EJP / TEMPO									
3 kVA		6 kVA		9 kVA		12 kVA		> 12 kVA	
EJP	TEMPO	EJP	TEMPO	EJP	TEMPO	EJP	TEMPO	EJP	TEMPO
/	/	/	/	2	272	70	86	179	67

Répartition nombre des clients au « tarif bleu non résidentiel »									
BASE									
3 kVA		6 kVA		9 kVA		12 kVA		> 12 kVA	
2024	**2025**	2024	**2025**	2024	**2025**	2024	**2025**	2024	**2025**
120	**121**	250	**232**	205	**202**	167	**159**	432	**436**
HEURE PLEINE / HEURE CREUSE									
3 kVA		6 kVA		9 kVA		12 kVA		> 12 kVA	
2024	**2025**	2024	**2025**	2024	**2025**	2024	**2025**	2024	**2025**
/	**/**	63	**55**	92	**94**	152	**145**	443	**442**
ECLAIRAGE PUBLIC									
2024				**2025**					
356				**339**					

Répartition nombre des clients au « tarif bleu non résidentiel » 2024									
EJP / TEMPO									
3 kVA		6 kVA		9 kVA		12 kVA		> 12 kVA	
EJP	TEMPO	EJP	TEMPO	EJP	TEMPO	EJP	TEMPO	EJP	TEMPO
/	/	/	/	/	/	4	1	48	18
Répartition nombre des clients au « tarif bleu non résidentiel » 2025									
EJP / TEMPO									
3 kVA		6 kVA		9 kVA		12 kVA		> 12 kVA	
EJP	TEMPO	EJP	TEMPO	EJP	TEMPO	EJP	TEMPO	EJP	TEMPO
/	/	/	/	/	/	4	45	1	17

QUALITE DU SERVICE

Qualité du service rendu aux clients

MISE EN SERVICE	2023	2024	2025
Taux de mise en service sur installation existante dans les délais standards ou convenus	100 %	100 %	**100 %**
Nombre de mises en service	*3 013*	*3 078*	***3 117***

RESILIATION	2023	2024	2025
Taux de résiliation dans les délais standards ou convenus	100%	100%	**100%**
Nombre de mises en service	*2 742*	*2 566*	***2 661***

FACTURATION	2023	2024	2025
Nombre de clients ventilés par fréquence de facturation au 31 décembre			
- BT - mensualisés (1 facture par an)	13 899	14 059	**14 084**
- BT - non mensualisés (1 facture tous les 3 mois)	13 574	13 399	**13 472**
- BT + (1 facture tous les mois)	430	438	**455**
- HTA (1 facture tous les mois)	122	122	**122**

	2023	2024	2025
Nombre de clients bénéficiant d'une facturation électronique au 31 décembre	7 710	8 129	**8 783**
Nombre de clients bénéficiant d'une facturation via chorus	900	896	**843**

	2023	2024	2025
Nombre total de factures émises au cours de l'exercice	89 121	83 261	**83 411**

	2023	2024	2025
Nombre de factures établies sur la base d'un télé-relevé au cours de l'exercice	21 173	54 191	**68 704**

	2023	2024	2025
Nombre de factures rectificatives au cours de l'exercice	648	408	**142**

- La numérisation continue sa progression avec quasiment 30% des factures en dématérialisé,
- Le déploiement des compteurs communicants permet d'atteindre 82% des factures sur index télérelevés (donc réels), en progression de 18% vs 2024,
- Les téléopérations sont réalisées à 97,9% le même jour, le taux de publication sur index mensuel est à 99,7%.

Traitement des difficultés de paiement des clients

	2023	2024	2025
Nombre de lettres uniques de relance envoyées au cours de l'exercice, dans le cadre des dispositions du décret n°2008-780 du 13 août 2008 relatif à la procédure applicable en cas d'impayés des factures d'électricité, de gaz, de chaleur et d'eau	18 399	19 001	**16 235**

	2023	2024	2025
Nombre de coupures demandées par le fournisseur aux tarifs réglementés de vente au gestionnaire du réseau de distribution au cours de l'exercice	804	1 235	**1 490**

	2023	2024	2025
Nombre de coupures effectives réalisées par le gestionnaire du réseau de distribution au cours de l'exercice	661	711	**1 477**

	2023	2024	2025
Taux de coupures effectives par rapport à celles demandées au cours de l'exercice	82%	58%	**99%**

	2023	2024	2025
Nombre de résiliations de contrats à l'initiative du fournisseur aux tarifs réglementés de vente suite à coupure au cours de l'exercice	173	196	**124**

	2023	2024	2025
Nombre de clients en situation de coupures effectives réalimentés au début de la période hivernale de l'exercice considéré[2], au titre de l'article L. 115-3 du code de l'action sociale et des familles	9	0	**0**

	2023	2024	2025
Nombre de réductions de puissance effectuées pendant la période hivernale[3]	52	311	**468**

	2023	2024	2025
Nombre de réductions de puissance effectuées au cours de l'exercice	103	463	**692**

	2023	2024	2025
Nombre de clients en situation de réduction de puissance au 31 décembre	15	43	**47**

	2023	2024	2025
Nombre de clients dont le compte client a été crédité avec un chèque énergie au cours de l'exercice	7 067	2 696	**1 757**

Les compteurs communicants permettent une gestion efficace des coupures (+100% vs 2024), et l'usage beaucoup plus systématique des réductions de puissance (+50% vs 2024), alternative pertinente à la coupure, accélérateur du recouvrement, et permet de pouvoir traiter des situations de précarité.

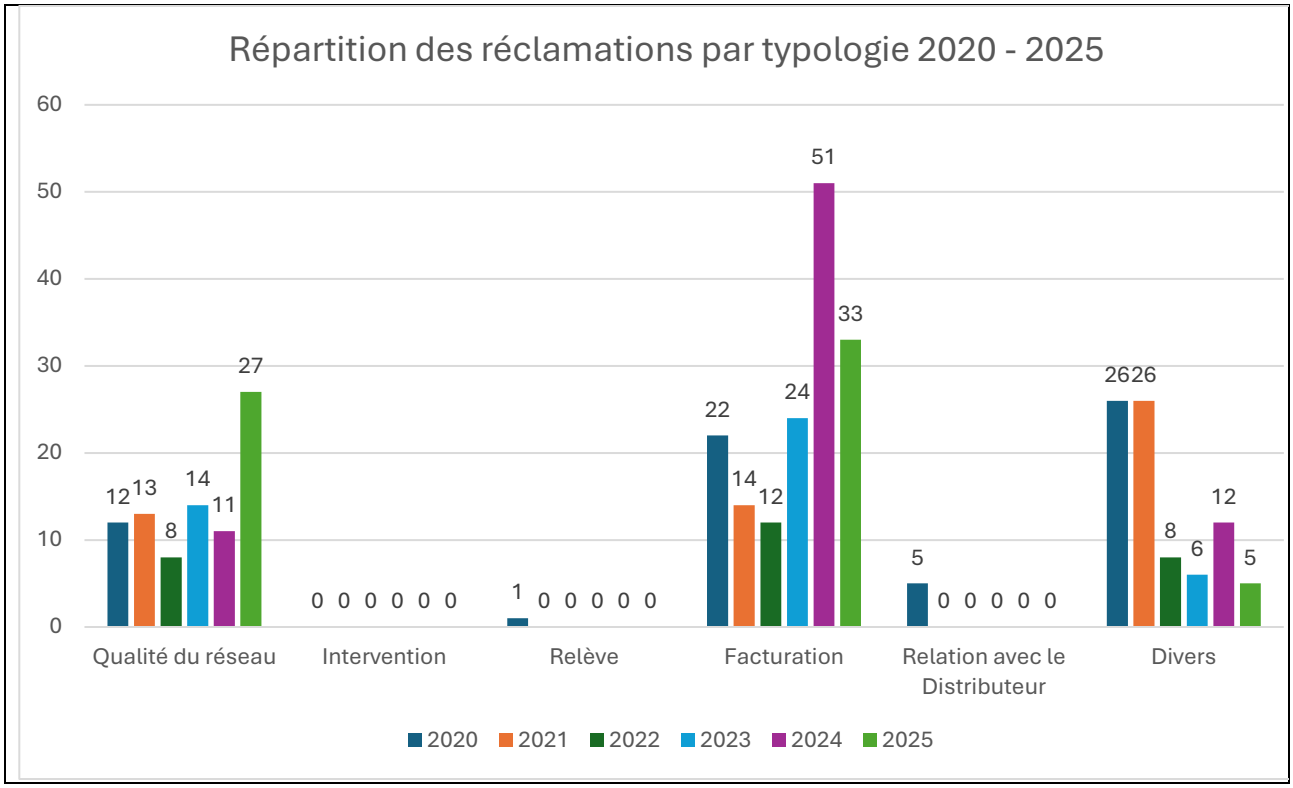
[2] A la date de signature du présent contrat : le 1er novembre de l'année dont il est rendu compte

[3] A la date de signature du présent contrat : du 1er janvier au 31 mars inclus et du 1er novembre au 31 décembre inclus de l'année dont il est rendu compte

Traitement des réclamations des clients

Traitement des réclamations des clients	2023	2024	2025
Nombre total de réclamations écrites reçues au cours de l'exercice	44	74	**65**

Ventilation du nombre de réclamations écrites par typologie	2023	2024	2025
- Accueil		1	**5**
- Conseils et services			
- Contrat			
- Facturation	20	42	**24**
- Qualité de la fourniture et réseau	14	11	**27**
- Recouvrement	4	9	**9**
- Relation avec le distributeur			
- Relevé (relève)			
- Divers	6	11	



Traitement des réclamations des clients	2023	2024	2025
Taux de réclamations écrites avec réponse dans les 30 jours	63,63%	82 %	**94%**
Taux de réponse aux réclamations sous 15 jours calendaires	47,72% *Soit 21 sur 44*	41 % *Soit 30 sur 74*	**75%** ***Soit 49 sur 65***

	2023	2024	2025
% des réclamations des clients particuliers (segment C5) par activités			
- Raccordement	0%	0%	
- Relève, facturation	54%	69%	**51%**
- Accueil	0%	1%	**8%**
- Interventions techniques et mises en services	0%	%	
- Qualité de la fourniture	32%	15%	**41%**
- Divers	14%	15%	**8%**



ENQUÊTE DE SATISFACTION



Le Responsable Marketing - Communication
Marc LAGUERRE

Les principaux points à retenir :

La satisfaction des clients de la SICAE Somme marque un recul en 2025, avec des résultats sur le canal papier qui reviennent à des niveaux plus faibles, tandis qu'internet affiche une stabilité encourageante.

Les services de la SICAE Somme sont bien évalués par les clients, et 43% perçoivent une amélioration de la qualité sur l'année. La part de clients percevant une dégradation progresse toutefois légèrement, un point de vigilance à suivre.

L'image de la SICAE reste bonne, mais la proximité client ressort comme la dimension la plus fragile et la plus clivante, c'est un axe de travail pour les prochaines années.

Spontanément, les clients suggèrent en priorité la baisse des tarifs (10%) et le développement du site internet et d'une application (10%), notamment pour suivre plus facilement leur consommation (6%), un besoin qui revient de manière récurrente dans leurs attentes.

La distribution d'énergie demeure l'atout numéro 1 de la SICAE Somme, avec 86% de clients satisfaits au global. La régularité de la distribution est particulièrement saluée (88%), ainsi que la rapidité de résolution en cas de problème (84%).

Les interventions techniques, thème souvent mal évalué dans les enquêtes, constituent un autre point fort de la SICAE Somme. Le savoir-être des techniciens est excellent : courtoisie à 95% et ponctualité à 90%. L'efficacité et la qualité du conseil sont également très appréciées (89%). Seule la rapidité d'intervention marque un léger recul en 2025.

L'accueil physique en agence reste bien perçu (83% de satisfaction globale). La présentation des agences est le point le plus apprécié (88%), devant la courtoisie des conseillers (84%) et la rapidité de prise en charge (83%). La qualité de la documentation disponible est le critère le moins bien évalué (75%), en recul notable en 2025.

La gestion reste un axe d'effort prioritaire en 2025. Le critère le plus fragile demeure la qualité des estimations de consommations en cas d'absence à la relève (71% de satisfaction). La simplicité des démarches et la qualité des explications fournies par les conseillers plafonnent toutes deux à 77%.

Les informations et conseils apportés aux clients restent le domaine le moins bien évalué de la SICAE Somme. Les clients se montrent particulièrement critiques sur la souscription (65%) et sur les informations relatives à la maîtrise de l'énergie (66%). La satisfaction sur la clarté du contrat (71%) et celle de la facture (76%) laisse également une marge de progression. Seuls les modes de paiement tirent leur épingle du jeu, avec 87% de clients satisfaits.

Sur l'accueil téléphonique, deux critères ressortent comme axes de travail prioritaires : la capacité à répondre à la demande (77%) et la joignabilité des conseillers (78%), les autres aspects de l'accueil téléphonique se maintenant à des niveaux satisfaisants.

PROJETS ET PERSPECTIVES 2026

Projets 2026

Coko EJP/TEMPO : l'objectif de l'année 2026 est de terminer la campagne de déploiement des 490 compteurs avec des tarifs tempo ou EJP à l'aide de campagnes dédiées. Il restera également près de 2000 compteurs avec option double tarif, ceux dépendant de nos systèmes d'émission d'ordre tarifaire (TCFM) seront traités en priorité afin de permettre l'arrêt de ces systèmes.
Fin 2025 le taux de déploiement s'établissait à 93,2%, la visée 2026 portera ce chiffre au-delà des 95%.
En 2026 seront développés les usages des masses de données issues des compteurs communicants. Leur volume conséquent forcera à considérer les outils de stockage et de traitements adaptés.



Evolutions informatiques 2026 : en 2026, les projets suivants vont être menés à bien :

- **SIGMA :** Le projet SIGMA a pour but de moderniser l'ERP permettant la gestion du stock, le passage des commandes, la réalisation des devis et la facturation de ces derniers. La phase opérationnelle de ce projet a été lancée en février 2026. La mise en production doit être faite avant janvier 2027
- **Back-up satellite :** La SICAE travaille sur des solutions de secours satellitaire pour ses accès internet critiques, en particulier pour les agences et les postes électriques. Le but est d'être en mesure de communiquer même lorsque les solutions classiques (fibre ou réseaux 4/5G) sont en panne.
- **Portail raccordement :** Une refonte du portail raccordement sera engagée sur l'année 2026 afin de se conformer aux évolutions réglementaires mais surtout améliorer l'efficacité opérationnelle en automatisant les liens avec les autres systèmes informatiques, notamment SIGMA.



Qualité de Vie et Conditions au Travail

Plusieurs projets structurants seront poursuivis ou engagés en 2026 afin de renforcer la performance de l'entreprise, la prévention des risques, la qualité de vie au travail et la continuité des activités.



Un travail important sera conduit sur le PRA / PCA (*plan de reprise d'activité / plan de continuité d'activité*), avec pour objectif d'assurer la continuité des opérations essentielles de l'entreprise en cas de crise ou de sinistre, de prévenir les interruptions d'activité et d'organiser une reprise rapide et maîtrisée des services.



L'entreprise prévoit également l'organisation d'un « Safety Day », destiné à sensibiliser l'ensemble des collaborateurs aux enjeux de sécurité.

Cet événement prendra la forme de stands animés par des entreprises spécialisées, chacun consacré à une thématique spécifique de prévention et de bonnes pratiques.

Perspectives 2026

Opérations de renouvellement

- Renouvellement de tableau HTA à Fouquescourt, Maricourt et Moislains
- Réseau HTA à Gruny et Remaugies

Canal Seine Nord Europe

Les travaux de dévoiement des réseaux exploités par la SICAE vont être poursuivis, notamment dans les communes d'Allaines, Moislains, Nurlu, Biaches

Cartographie

Différents travaux ont été menés en 2025 afin de qualifier le Système d'Informations Géographiques. L'objectif est de pouvoir consolider et qualifier la base de données et de connecter différents modules de gestion à destination des utilisateurs.

Pour cette qualification de base de données, la première étape passe par une analyse complète des données notamment avec des outils d'intelligence artificielle afin d'identifier les anomalies topologiques ou encore l'absence de connexion des différents objets tels que les branchements. Une fois, la base qualifiée et consolidée, des modules de mobilité, requêtage et statistiques vont pouvoir être implémentés avec des premières expérimentations au second semestre 2026.

A noter que les travaux sur le géoréférencement reste un axe prioritaire pour 2026 ainsi que les travaux d'intégration de tous les plans, afin de lancer les opérations de reclassification terrain ou bureau au plus tard au second semestre 2026.

Etant donné les enjeux liés à la cartographie, une étude est en cours pour le renouvellement du système actuel afin d'intégrer les données issues des compteurs communicants.

SCADA

Un nouveau système de supervision et de contrôle sera mis en service fin 2026. Développé conjointement avec SIEMENS en remplacement du système SCHNEIDER en place depuis 10 ans et rendu obsolète.

Optimisation réseau

La SICAE continuera à développer les opportunités liées aux optimisations réseau : taux d'autoproduction (visée 2026 au-dessus de 50%), la recherche des pertes et l'usage des données.