COMPTE-RENDU D'ACTIVITÉ DE CONCESSION 2025

TERRITOIRE D'ÉNERGIE DE LA SOMME



Enedis • Développement et exploitation du réseau public de distribution d'électricité

EDF • Fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente

Nous avons le plaisir de vous faire part du compte-rendu annuel d'activité de votre concession pour l'année 2025, établi conformément au cahier des charges de concession.

Nous vous en souhaitons une bonne lecture.

Sommaire

Éditorial 4
Le service public de l'électricité 6
L'organisation du concessionnaire 8
Les chiffres clés de la concession 10

Compte-rendu de l'activité d'Enedis pour le développement et l'exploitation du réseau public de distribution d'électricité sur votre territoire 14

1. Ensemble, Enedis et votre territoire construisent la transition écologique 16
2. Le développement et l'exploitation du réseau public de distribution d'électricité 20
3. Placer la satisfaction client au sommet 38
4. Les éléments financiers et patrimoniaux de la concession 46

Annexes au compte-rendu de l'activité d'Enedis 65

Compte-rendu de l'activité d'EDF pour la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente sur votre territoire 94

1. Faits marquants 2025 et perspectives 2026 96
2. Les clients de la concession 102
3. La qualité du service rendu aux clients 112
4. La lutte contre la précarité énergétique au cœur des engagements d'EDF 138
5. La responsabilité sociétale d'entreprise 162
6. Les éléments financiers de la concession 166

Annexes au compte-rendu de l'activité d'EDF 171

Concernant la mission confiée à Enedis,



Luis RODRIGUEZ
Directeur Territorial Picardie

Brancher nos territoires à l'avenir.

C'est avec une réelle satisfaction que je vous présente le Compte Rendu Annuel d'Activité (CRAC) du service public de distribution d'électricité de votre Territoire pour l'exercice 2025 — une année qui confirme l'ampleur et la solidité de l'engagement d'Enedis au service des territoires et de la transition énergétique nationale.

Un effort d'investissement structurant et durable. L'année 2025 s'inscrit dans le cadre d'un plan d'investissements de long terme, à hauteur de 96 milliards d'euros sur la période 2022–2040. En 2025, 1,4 milliard d'euros ont été consacrés à la modernisation et au renforcement du réseau, avec pour objectif central d'améliorer durablement la qualité de fourniture et la résilience des infrastructures face aux événements climatiques de plus en plus fréquents et intenses.

Une dynamique sans précédent en faveur des énergies renouvelables. Avec 6,6 GW de capacité renouvelable raccordés au réseau public de distribution en 2025 — contre 5,5 GW en 2024 —, le parc atteint désormais 52 GW cumulés. Pour accompagner cette trajectoire, Enedis a déployé un nouveau plan de tension, renforcé les capacités d'accueil en postes sources et transformateurs, et développé des solutions de flexibilité adaptées aux nouveaux équilibres du système électrique. Dans certaines zones rurales ou à habitat diffus, des situations de saturation émergent : elles font l'objet d'un suivi attentif et d'une coordination renforcée avec RTE.

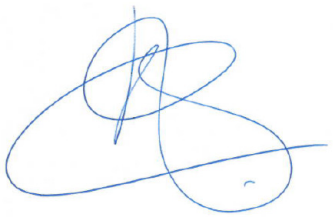
L'entrée en vigueur du TURPE 7 : un signal tarifaire au service des nouveaux usages. L'année 2025 a également été marquée par la mise en application du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE 7), qui constitue un levier essentiel pour soutenir l'effort d'investissement et accompagner l'évolution des usages.

La réforme des plages heures pleines / heures creuses, entrée en vigueur le 1er novembre 2025, vise à mieux aligner les comportements de consommation avec les périodes de forte disponibilité de l'électricité d'origine solaire, dans un contexte marqué par le développement du télétravail et des équipements programmables.

La continuité de service : une priorité opérationnelle constante. Plusieurs épisodes climatiques significatifs ont affecté le réseau en 2025, dont la tempête Benjamin et de violents orages localisés. À chaque occurrence, la Force d'Intervention Rapide Électricité (FIRE), qui regroupe 3 500 salariés volontaires, a été mobilisée en coordination avec les préfectures, les services de secours et l'ensemble des acteurs de la gestion de crise, assurant des délais de rétablissement conformes aux engagements de qualité de service.

FIERE : structurer la filière pour répondre aux défis de demain. Enfin, 2025 a vu la création de FIERE, l'association de la filière industrielle des entreprises des réseaux électriques. Face à l'ampleur des besoins en compétences — 40 000 recrutements anticipés d'ici 2030 —, la filière s'organise : 22 millions d'euros investis dans la formation, des partenariats noués avec l'Éducation Nationale et France Travail, et la mise en place du consortium « Écoles des Réseaux 2030 » pour structurer durablement les parcours de formation et renforcer l'attractivité des métiers du réseau.

Je souhaite que ce compte rendu d'activité constitue une base solide pour approfondir notre dialogue sur les enjeux énergétiques nationaux et locaux. Le réseau de distribution d'électricité, maillon indispensable de la transition énergétique, est au cœur de notre mission commune : connecter durablement chaque territoire à l'avenir.



Concernant la mission confiée à EDF,



Rémy VERGRIETE
Directeur du Développement Territorial

Nous avons le plaisir de vous rendre compte de l'exécution de la mission de service public qui nous est confiée sur votre territoire.

L'année 2025 a été caractérisée par l'atténuation des effets de la crise énergétique, se traduisant par un contexte de prix de l'électricité plus bas et une intensité concurrentielle à nouveau très soutenue.

Elle a en effet été marquée par la première baisse des prix du TRVE depuis le début de la crise énergétique. Le Tarif Bleu a ainsi diminué en moyenne de 15,00 % TTC pour les clients résidentiels et de 15,06 % TTC pour les non-résidentiels au 1er février 2025.

Dans cet environnement en pleine mutation, EDF a rempli pleinement sa mission de service public. Nous sommes particulièrement fiers d'avoir maintenu à un niveau exceptionnel la satisfaction client. 91 % des clients résidentiels qui nous contactent sont satisfaits et 88 % des clients professionnels, collectivités et syndics de copropriété. La qualité de notre relation client a de nouveau été distinguée par plusieurs prix externes. De plus, en novembre 2025, EDF est devenu le premier fournisseur d'énergie à obtenir le niveau Exemplaire du Label Engagé RSE pour la vente d'électricité.

Face à l'augmentation de la précarité énergétique, EDF a, en 2025, intensifié son soutien aux clients vulnérables. L'Entreprise a alloué 23,5 millions d'euros au Fond de Solidarité Logement pour aider au paiement des factures et a renforcé l'effectif et le professionnalisme de ses conseillers Solidarité.

Pour 2026, notre ambition reste la même : garantir un haut niveau de qualité de service à chaque client au TRV, tant au téléphone que sur les canaux digitaux.

Soyez convaincus de l'engagement d'EDF à poursuivre sa mission de service public placée sous votre contrôle, en anticipant les besoins de ses clients.

Je vous souhaite une bonne lecture de ce compte rendu et me tiens à votre disposition, avec nos équipes, pour vous le présenter et plus largement échanger avec vous sur le service concédé.



Un service public, deux missions

L'exercice du service public de l'électricité, dans le cadre des cahiers des charges de concession, recouvre deux missions dévolues par la loi à Enedis, filiale d'EDF gérée en toute indépendance, d'une part, et à votre fournisseur au TRV d'autre part.

Ces deux missions constitutives du service concédé sont :

1 Le développement et l'exploitation du réseau public de distribution d'électricité

Enedis assure, dans le cadre de sa mission de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'électricité, la desserte rationnelle en électricité du territoire national par les réseaux publics de distribution. À cet effet, elle développe, exploite, entretient et modernise le réseau public de distribution. De même, Enedis garantit la continuité du réseau, le raccordement et l'accès à celui-ci à l'ensemble des utilisateurs du réseau, dans des conditions objectives, transparentes et non discriminatoires et gère de nombreuses données associées. Enedis est indépendante des fournisseurs d'électricité.

Les charges relatives à ces activités sont couvertes par le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) qui constitue l'essentiel des recettes du gestionnaire du réseau de distribution (à plus de 90 %).

Le TURPE est fixé par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) en accord avec les orientations de politique énergétique définies par le Gouvernement. Ce tarif est unique sur l'ensemble du territoire national, conformément au principe d'égalité de traitement inscrit dans le Code de l'énergie, et garantit une cohésion sociale et territoriale.

2 La fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente

EDF assure la fourniture d'électricité aux clients raccordés au réseau de distribution de la concession, bénéficiant des tarifs réglementés de vente.

L'éligibilité aux tarifs réglementés de vente est définie à l'article L. 337-7 du Code de l'énergie (*cf.* 2.1 du compte-rendu de l'activité du fournisseur au TRV).

Les tarifs réglementés de vente présentent pour les clients quatre caractéristiques majeures :

- ces tarifs nationaux sont déterminés dans les conditions définies par le Code de l'énergie ;
- ils sont fondés sur une péréquation tarifaire au profit des clients de l'ensemble des concessions ;
- ils sont mis en œuvre, dans le cadre des contrats de concession, sous le contrôle des autorités concédantes, pour facturer la fourniture d'électricité assortie des conditions de service proposées aux clients ;
- les conditions générales de vente (CGV) applicables aux tarifs réglementés de vente sont mises à jour par le fournisseur au TRV selon les modalités définies par le contrat de concession et, pour les CGV des clients résidentiels, notamment après avis consultatif des associations de consommateurs représentatives (*cf.* 2.2 du compte-rendu de l'activité du fournisseur au TRV).

L’organisation du système français du service public de l’électricité s’articule autour de deux échelons

Au niveau national

L’alimentation en électricité de la concession est assurée par l’ensemble du système électrique national dans lequel l’offre et la demande sont équilibrées à tout instant. La réalisation de cet équilibre s’appuie sur une programmation à long terme des investissements de production et sur un développement rationnel du réseau public de transport géré par RTE (Réseau de transport d’électricité), conforté par des interconnexions avec les pays voisins.

Situés à la charnière entre le réseau de transport et le réseau de distribution, les postes sources, propriété de RTE et d’Enedis pour la partie des installations que chacune des deux entreprises exploite, jouent un rôle clé dans la qualité et la continuité de l’alimentation électrique des concessions de distribution.

Enedis et EDF bénéficient, au même titre que les entreprises locales de distribution (ELD), d’un monopole légal dans leur zone de desserte, respectivement, pour l’exploitation et le développement du réseau public de distribution d’électricité et pour la fourniture d’électricité aux tarifs réglementés de vente (TRV). Ces missions s’effectuent dans le cadre d’une péréquation tarifaire et d’une régulation nationale sous l’égide de la Commission de régulation de l’énergie (CRE).

Au niveau local

Enedis et EDF exercent leurs missions dans les conditions fixées par la loi et le contrat de concession signé avec chaque autorité concédante pour son territoire. Au 31 décembre 2025, le nombre de contrats de concession s’élève à 346, couvrant environ 95 % de la population métropolitaine continentale. La plupart de ces contrats ont été renouvelés puisque 300 contrats de concession signés avec les autorités concédantes le sont sur la base du nouveau modèle de contrat de concession conclu en décembre 2017 entre la FNCCR (Fédération nationale des collectivités concédantes et régies), France urbaine, EDF et Enedis.

Le contrat de concession fixe notamment le périmètre de la concession, définit le service concédé, la redevance de concession, la répartition éventuelle de la maîtrise d’ouvrage des travaux sur le réseau concédé entre l’autorité concédante et le concessionnaire, ainsi que la durée de la concession. Ce contrat traite également des relations du concessionnaire avec les usagers du service, fixées pour l’essentiel, s’agissant de la mission de fourniture aux TRV, par les conditions générales de vente (CGV) d’EDF annexées au contrat de concession. Ce dernier prévoit le contrôle par l’autorité concédante des missions concédées et la production d’un compte-rendu annuel d’activité (CRAC) établi par Enedis et EDF, chacune pour sa mission.

Le présent document constitue le compte-rendu d’activité pour l’exercice 2025.

Pour la mission de développement et l'exploitation du réseau public

Organisation d'Enedis



L'activité de distribution publique d'électricité confiée à Enedis dans sa zone de desserte s'exerce dans un contexte technique d'interconnexion des réseaux qui constitue le seul moyen d'assurer une continuité satisfaisante de la distribution de l'électricité. Après la rationalisation de l'exercice des activités électriques et gazières opérée en 1946 par la loi de nationalisation, les principes sous-tendant la gestion du service public de l'électricité sont ceux d'égalité, de continuité et d'adaptabilité, et ce, dans les meilleures conditions de sécurité, de qualité, de coût, de prix et d'efficacité économique, sociale et énergétique.

Les législations communautaire et nationale imposent à Enedis d'agir en gestionnaire de réseau efficace. Les coûts prévisionnels de l'entreprise ne sont pris en charge sur les quatre ans de la période tarifaire que s'ils correspondent à ceux d'un opérateur efficace. Par ailleurs, Enedis est incitée à améliorer sa performance par la mise en place de mécanismes spécifiques de régulation. Ceux-ci portent sur l'efficacité, tant du point de vue de la maîtrise des coûts que de la continuité d'alimentation et de la qualité du service rendu aux utilisateurs du réseau. Ils ont été accentués avec la mise en œuvre du TURPE 6 par l'introduction d'objectifs d'amélioration des délais de raccordements, ainsi que par des objectifs en matière de qualité des données mises à disposition par Enedis, notamment concernant celles issues du comptage. Dans le cadre du TURPE 7, ces mécanismes sont renforcés et élargis, notamment sur les délais et la qualité des raccordements, la fiabilité et l'accessibilité des données de comptage, ainsi que l'accompagnement de la transition énergétique et de l'électrification des usages.

L'accélération de la transition écologique, le raccordement des énergies renouvelables (EnR) et des infrastructures de recharge des véhicules électriques (IRVE) et des enjeux sociétaux, les attentes de plus en plus fortes des clients, des collectivités territoriales et des autorités concédantes conduisent Enedis à adapter ses modes de fonctionnement. Dans le cadre du Projet industriel et humain (PIH) 2020-2025, pour tenir compte des conséquences de l'accélération de la transition écologique dans les territoires, Enedis a renforcé son organisation au service de la performance industrielle, de la satisfaction des clients et des territoires, et de l'engagement de ses salariés. L'entreprise poursuivra la démarche en 2026 avec le lancement du PIH 2030.

Les 25 Directions régionales, ancrées au sein des territoires, sont responsabilisées en matière d'écoute des parties prenantes externes, notamment au travers des comités des parties prenantes (clients, autorités concédantes, industriels, etc). Dans chaque Direction régionale, les équipes assurent la mise en œuvre de la politique industrielle d'Enedis, dans un souci de développement économique local, de performance du service public concédé et de satisfaction de toutes les parties prenantes, en particulier dans le contexte de la transition écologique. Les équipes territoriales, rattachées à chacune de ces Directions régionales, au plus près des territoires, sont les interlocuteurs privilégiés des autorités concédantes.

Vos interlocuteurs chez Enedis

	Fonction	Téléphone
Luis RODRIGUEZ	Directeur Territorial	06 85 32 45 58
Pierre-Yves GANDON	Délégué Territorial	06 60 48 40 47

Pour la mission de fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente

Organisation d'EDF

La fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente (TRV) est assurée par EDF et, en son sein, par le Pôle Clients, Services et Territoires d'EDF.



Le Pôle Clients, Services et Territoires d'EDF recouvre notamment deux directions de marchés :

- la Direction du Marché des Clients Particuliers gère la fourniture d'électricité au Tarif Bleu résidentiel (ménages) ;
- la Direction du Marché d'Affaires gère la fourniture d'électricité au Tarif Bleu non résidentiel (professionnels, entreprises et collectivités territoriales).

L'organisation du Pôle est décentralisée ; elle s'appuie sur 8 Directions Commerciales Régionales (DCR) : Auvergne Rhône-Alpes, Est, Grand Centre, Île-de-France, Méditerranée, Nord-Ouest, Ouest, Sud-Ouest.

Les Directeurs du Développement Territorial, interlocuteurs des collectivités territoriales et concédantes, sont rattachés aux DCR ainsi que les Référents Concessions qui les appuient pour la gestion des contrats de concession. Ces derniers sont animés par les services nationaux du Pôle Clients, Services et Territoires, interlocuteurs des associations nationales représentatives des autorités concédantes, ainsi que de plusieurs associations nationales d'élus et d'agents territoriaux.

Les ressources mises en œuvre par EDF pour assurer le service concédé dans chaque concession sont mutualisées à une maille nationale.

Ainsi, EDF recourt à des systèmes d'information développés et maintenus nationalement pour gérer les contrats, la facturation ou encore les réclamations des clients, et proposer à ces derniers des outils Internet et applications mobiles adaptés à leurs attentes.

De même, les Centres de Relation Client (CRC) sont pilotés et animés par un service national dédié au sein d'EDF. Ils fonctionnent en réseau sur l'ensemble du territoire métropolitain. Cette organisation constitue une garantie de fiabilité du service rendu, en particulier pour assurer le traitement des appels des clients des différentes concessions.

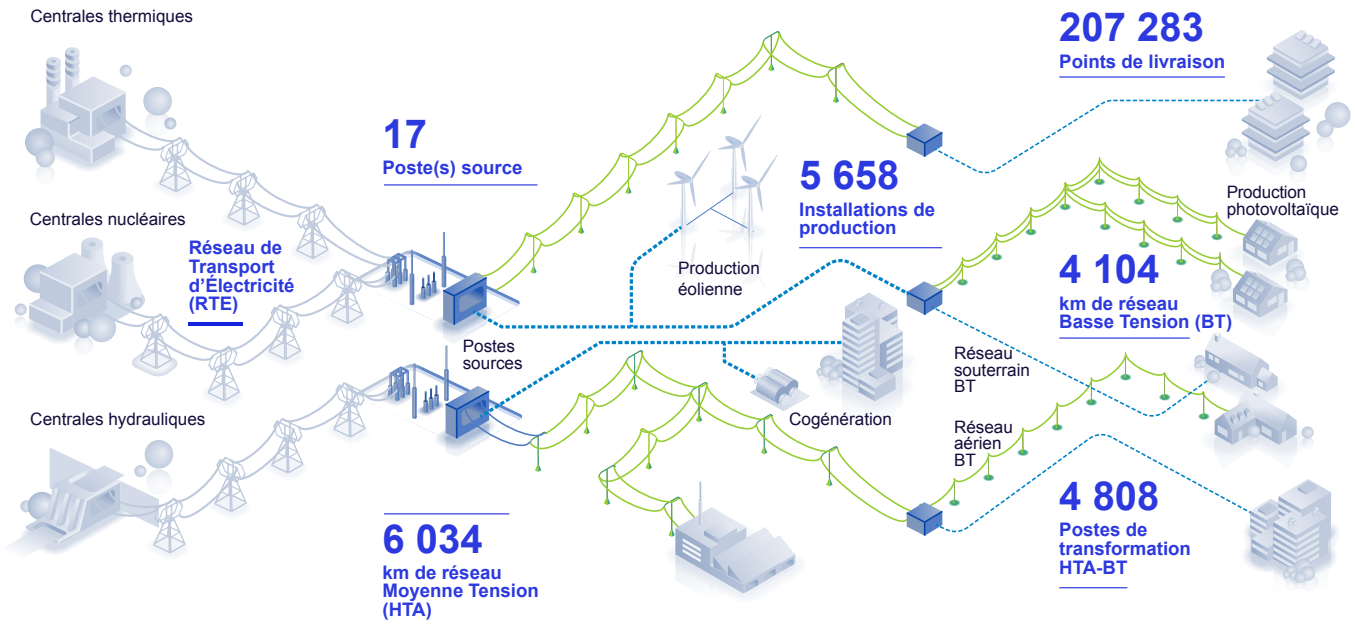
Cette mutualisation des moyens du concessionnaire à une échelle nationale permet une optimisation économique qui profite à l'ensemble des clients au travers de tarifs fixés nationalement.

Vos interlocuteurs chez EDF

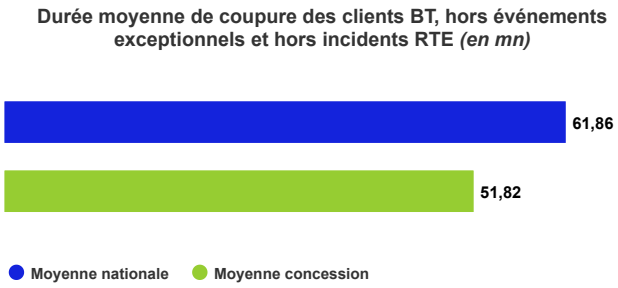
	Fonction	Téléphone
Rémy VERGRIETE	Directeur du Développement Territorial	06 99 24 45 31
Johanna SAVARY PETIT	Correspondante Solidarité	06 59 72 06 60
Gaëlle HUYGHE	Référente Concession	06 68 71 81 02

Le développement et l'exploitation du réseau public de distribution d'électricité en 2025

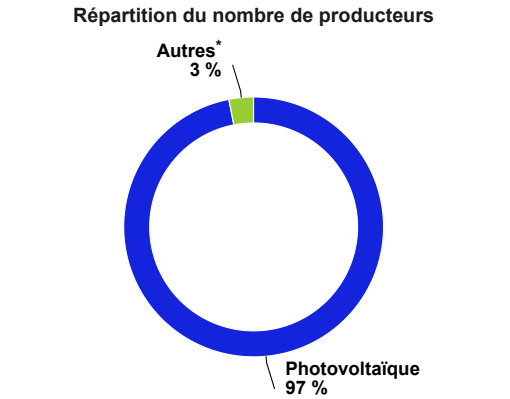
Le réseau public de distribution d'électricité



La qualité de desserte Critère B HIX hors RTE (en mn)

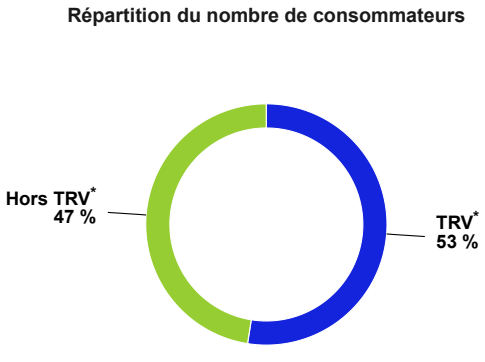


Les producteurs sur la concession

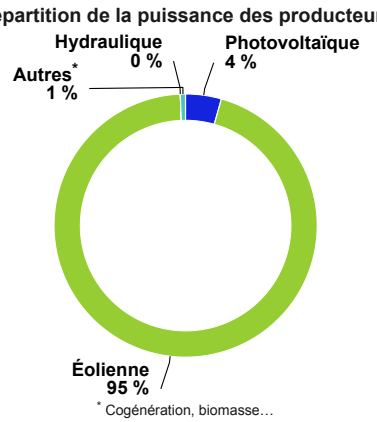


* Producteurs d'énergie d'origine éolienne, hydraulique, cogénération, biomasse.

Le nombre de consommateurs



* Tarifs réglementés de vente

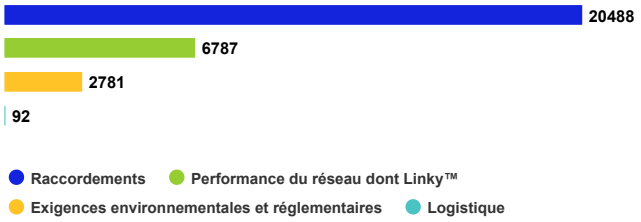


* Cogénération, biomasse…

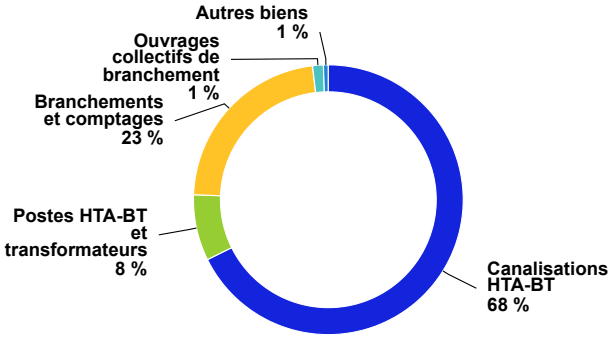
La fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente en 2025

Les investissements et le patrimoine

Investissements Enedis sur la concession *(k€)*

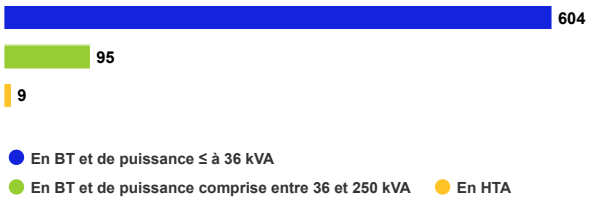


Répartition de la valeur nette comptable des ouvrages



Les raccordements à la concession

Répartition des raccordements d'installations de production neuves réalisés



Répartition des raccordements d'installations de consommation neuves réalisés



Les clients Tarif Bleu

Répartition des clients Tarif Bleu résidentiel et non résidentiel (*en nombre de clients*)



Répartition des consommations des clients Tarif Bleu résidentiel et non résidentiel (*en MWh*)



Tarif Bleu résidentiel — Tarif Bleu non résidentiel

Souscriptions dans l'année Tarif Bleu résidentiel

4 707 (4,5 %)

Résiliations dans l'année Tarif Bleu résidentiel

7 807 (7,5 %)

La mensualisation

Clients mensualisés Tarif Bleu résidentiel

73 197 (70,6 %)

La facturation électronique

Clients bénéficiant de la facturation électronique Tarif Bleu résidentiel

50 027 (48,2 %)

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

Les valeurs ci-dessous sont calculées de façon à protéger les données à caractère personnel (DCP), ainsi que les informations commercialement sensibles (ICS) des utilisateurs du réseau.

Les installations de production raccordées au réseau public

Installations de production (Concession)

	2024			2025		
	Nombre	**Puissance installée***	**Quantité d'énergie produite****	**Nombre**	**Puissance installée***	**Quantité d'énergie produite****
Photovoltaïque	4 625	52 505	**29 718 262**	5 486	73 872	**53 568 432**
Éolien	149	1 560 984	**2 857 312 194**	151	1 596 594	**2 813 837 039**
Hydraulique	4	100	**0**	4	100	**0**
Autres	17	10 750	**40 022 279**	17	10 750	**40 866 511**
Total	**4 795**	**1 624 339**	**2 927 052 735**	**5 658**	**1 681 316**	**2 908 271 982**

* La puissance est exprimée en kVA pour les producteurs raccordés en basse tension et en kW pour ceux raccordés en HTA. ** En kWh.
Les autoconsommateurs totaux (producteurs qui n'injectent pas sur le RPD) sont considérés comme producteurs actifs. Avant 2024, la puissance de raccordement en injection (puissance d'injection que le producteur s'engage à ne pas dépasser) était prise en référence pour les producteurs en vente totale et revente du surplus. À compter de 2024, c'est la puissance installée qui est prise en référence pour tous. Cela permet une comptabilisation homogène des puissances sans distinction des modalités d'injection.

Les consommateurs raccordés au réseau public

Total des clients (Concession)

	2024	**2025**	**Variation** *(en %)*
Nombre de clients	206 384	**207 283**	**0,4 %**
Énergie acheminée *(en kWh)*	2 031 866 829	**2 097 714 403**	**3,2 %**
Acheminement facturé* *(en €)*	91 428 613	**101 969 093**	**11,5 %**

Total des clients BT ayant une puissance souscrite ≤ 36 kVA (Concession)

	2024	**2025**	**Variation** *(en %)*
Nombre de clients	203 218	**204 034**	**0,4 %**
Énergie acheminée *(en kWh)*	1 034 624 805	**1 057 613 080**	**2,2 %**
Acheminement facturé* *(en €)*	60 554 389	**69 158 185**	**14,2 %**

Total des clients BT dont la puissance souscrite est > 36 kVA (Concession)

	2024	**2025**	**Variation** *(en %)*
Nombre de clients	2 380	**2 451**	**3,0 %**
Énergie acheminée *(en kWh)*	230 996 866	**242 567 808**	**5,0 %**
Acheminement facturé* *(en €)*	12 386 062	**14 263 843**	**15,2 %**

Total des clients HTA (Concession)

	2024	**2025**	**Variation** *(en %)*
Nombre de clients	786	**798**	**1,5 %**
Énergie acheminée *(en kWh)*	766 245 158	**797 533 515**	**4,1 %**
Acheminement facturé* *(en €)*	18 488 162	**18 547 066**	**0,3 %**

* Hors acheminement en compteurs

Les clients bénéficiaires des tarifs réglementés de vente sur le territoire de la concession

La concession de fourniture d'électricité concerne exclusivement des sites de puissance inférieure ou égale à 36 kVA répondant aux critères d'éligibilité fixés par le Code de l'énergie. La très grande majorité des sites en concession sont au Tarif Bleu. Quelques sites de puissance inférieure ou égale à 36 kVA subsistent au Tarif Jaune ou Vert (*cf.* 2 du compte-rendu de l'activité d'EDF). Les recettes sont exprimées dans les tableaux ci-dessous hors contributions et taxes (accise sur l'électricité, TCCFE, TVA, CTA). Le sigle « s » remplace le cas échéant la valeur afin de protéger les données des clients.

Tarif Bleu (Concession)

	2024	2025	Variation *(en %)*
Nombre de clients	112 869	**109 528**	**-3,0 %**
Énergie facturée *(en kWh)*	552 881 604	**544 954 800**	**-1,4 %**
Recettes *(en €)*	131 017 912	**101 047 365**	**-22,9 %**

Tarif Bleu résidentiel (Concession)

	2024	2025	Variation *(en %)*
Nombre de clients	106 828	**103 711**	**-2,9 %**
Énergie facturée *(en kWh)*	497 010 409	**493 333 591**	**-0,7 %**
Recettes *(en €)*	120 965 222	**93 619 342**	**-22,6 %**

Tarif Bleu non résidentiel (Concession)

	2024	2025	Variation *(en %)*
Nombre de clients	6 041	**5 817**	**-3,7 %**
Énergie facturée *(en kWh)*	55 871 195	**51 621 209**	**-7,6 %**
Recettes *(en €)*	10 052 690	**7 428 023**	**-26,1 %**

EDF mesure chaque année au niveau national la satisfaction des clients (*cf.* 3.1 du compte-rendu de l'activité d'EDF).

Satisfaction des clients (National)

	2024	2025	Variation *(en %)*
Clients résidentiels	92 %	**91 %**	**-1 %**
Clients non résidentiels	83 %	**88 %**	**6 %**

EDF s'engage à répondre avec diligence aux réclamations qui lui sont adressées (*cf.* 3.5 du compte-rendu de l'activité d'EDF).

Réponse aux réclamations écrites* **des clients particuliers** (Concession)

	2024	2025	Variation *(en %)*
Taux de réponse d'EDF sous 30 jours	96,0 %	**94,7 %**	**-1,3 %**

* Courrier et Internet.

Enedis

Compte-rendu de l’activité d’Enedis pour le développement et l’exploitation du réseau public de distribution d’électricité sur votre territoire



Sommaire

1. Ensemble, Enedis et votre territoire construisent la transition écologique 16

1.1. Les faits marquants de l'année 2025 **16**
1.2. Perspectives et enjeux pour 2026 **17**

2. Le développement et l'exploitation du réseau public de distribution d'électricité 20

2.1. La qualité de l'électricité distribuée : un défi majeur pour Enedis **20**
2.2. Le compte-rendu de la politique d'investissement d'Enedis en 2025 **25**
2.3. Enedis aux côtés des territoires pour répondre au défi de la mobilité électrique et réduire les émissions de CO_2 **32**
2.4. La contribution d'Enedis au développement du très haut débit (THD) **35**
2.5. Opportunités et défis **36**

3. Placer la satisfaction client au sommet 38

3.1. Enedis, des services digitaux personnalisés pour les particuliers, les entreprises et les collectivités locales **39**
3.2. Enedis, votre satisfaction au cœur de nos actions **41**
3.3. Linky™. Des compteurs connectés au service de tous les clients des réseaux et de la transition énergétique **43**
3.4. Les évolutions et les enjeux clés de 2026 **44**

4. Les éléments financiers et patrimoniaux de la concession 46

4.1. Les éléments financiers de la concession **46**
4.2. Les informations patrimoniales **55**
4.3. Les flux financiers de la concession **62**

1 Ensemble, Enedis et votre territoire construisent la transition écologique

La période 2020-2025 constitue un cycle de transformation humaine et collective structurant pour Enedis qui a consolidé sa position d'acteur de référence au service de la transition écologique, en lien étroit avec ses parties prenantes : collectivités, clients et partenaires industriels.

En tant qu'opérateur d'un bien essentiel et partenaire de référence des territoires, Enedis contribue à l'électrification des usages et à l'émergence d'un modèle énergétique plus interconnecté, plus solidaire et plus responsable.

1.1. Les faits marquants de l'année 2025

Faits marquants 2025 : une année de référence pour Enedis

L'année 2025 constitue pour Enedis une année de référence dans l'exécution du contrat de concession, marquée par un niveau d'investissements sans précédent, une accélération très nette de la transition énergétique et un renforcement des liens avec les territoires et les autorités concédantes.

A l'issue de la délibération de la CRE du 13 mars 2025 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 7 HTA-BT), le TURPE 7, entré en vigueur le 1er août, permet à Enedis de financer des investissements en forte hausse, avec près de 6 milliards d'euros par an. En contrepartie, il engage l'entreprise à une performance accrue, dans un cadre de régulation incitative plus exigeant tant sur les objectifs – le critère B et les délais de raccordement notamment – que sur les bonus et malus.

La transition énergétique s'est traduite en 2025 par une très forte dynamique de raccordement des installations solaires. Avec un total de près de 6,6 GW raccordés en 2025 sur les réseaux HTA et BT, Enedis a raccordé une nouvelle puissance record de production et de stockage en un an, avec près de 185 000 installations au total, essentiellement photovoltaïques (PV).

Parallèlement, l'autoconsommation collective connaît une croissance soutenue : 1 625 opérations étaient actives en décembre 2025, contre 464 un an plus tôt. Ces opérations représentent une puissance cumulée de 235,3 MW, associant environ 2 418 producteurs et plus de 15 577 consommateurs, traduisant l'évolution vers un modèle énergétique plus local, décentralisé et partagé.

Enedis a par ailleurs significativement renforcé sa politique de lutte contre la fraude électrique, en réponse à une hausse marquée des manipulations de compteurs, touchant principalement les compteurs communicants Linky™. Cette dynamique s'inscrit dans le cadre d'un plan national engagé dès 2024, dont la mise en œuvre s'est traduite en 2025 par une montée en puissance notable des dispositifs mobilisés, tant sur les plans technologique et humain que juridique.

Afin d'accompagner durablement cette transformation du système électrique, Enedis a contribué en 2025 à la structuration de la filière industrielle des réseaux électriques. La création de l'association FIERE – Filière industrielle des entreprises des réseaux électriques – vise à coordonner les acteurs industriels et à répondre aux besoins massifs de compétences.

Enfin, Enedis a poursuivi en 2025 ses travaux prospectifs afin de préparer l'électrification massive des usages. Des études ont été menées sur les besoins de raccordement et de renforcement du réseau à horizon 2035 et 2050, notamment pour accompagner le déploiement des infrastructures de recharge pour véhicules électriques, y compris les poids lourds, ainsi que l'électrification croissante des usages industriels.

1.2. Perspectives et enjeux pour 2026

L'année 2026 s'affirme comme une année de transition stratégique, à la croisée des bilans et des projections. Elle doit permettre de consolider les acquis, de répondre aux défis immédiats et de préparer l'avenir à travers un nouveau projet d'entreprise ambitieux, collectif et responsable.

Les perspectives et enjeux pour Enedis en 2026

Accélération de la transformation industrielle et des investissements

Dans le cadre du TURPE 7, l'entreprise dispose de capacités d'investissement en hausse, permettant :

- la modernisation et la sécurisation des réseaux ;
- l'adaptation aux aléas climatiques ;
- l'intégration massive des énergies renouvelables ;
- l'accompagnement des nouveaux usages électriques.

Les travaux de prospective (Vision 2035, trajectoire Capex 2040) renforcent la capacité de l'entreprise à se projeter dans le temps long et à éclairer les décisions publiques.

Perspective majeure : conforter la position de l'entreprise comme pilier industriel de la transition énergétique.

Affirmation du rôle technologique et data

L'entreprise confirme son statut de grand acteur technologique :

- gestion de volumes massifs de données ;
- fiabilisation et modernisation des systèmes d'information ;
- montée en puissance de l'intelligence artificielle et des outils d'assistance numérique.

L'enjeu de 2026 consiste à passer d'une phase de diffusion des outils à leur intégration effective dans les métiers, au service de l'efficacité, de la simplification et de la qualité de service.

Perspective majeure : transformer la donnée et le numérique en leviers opérationnels de création de valeur.

Renforcement de la proximité avec les territoires et les clients

Les activités de raccordement, la réduction des délais, l'accompagnement des collectivités et le déploiement de nouvelles offres tarifaires constituent des priorités fortes. L'entreprise

poursuit ainsi son engagement au plus près des territoires, en réponse aux attentes croissantes des collectivités, des clients particuliers et des acteurs économiques.

Perspective majeure : renforcer la confiance et la satisfaction des parties prenantes locales.

Santé, sécurité et transformation managériale

L'année 2026 verra le déploiement d'un nouveau modèle managérial et de règles vitales communes, intégrant pleinement les prestataires, afin d'ancrer durablement une culture de prévention et de responsabilité partagée.

Enjeu clé : garantir une performance durable fondée sur la sécurité et la protection des personnes.

Filière industrielle et souveraineté

La montée en charge des investissements repose sur une filière industrielle robuste et compétitive. Le renforcement des partenariats, la sécurisation des approvisionnements et le soutien à l'industrie nationale participent à un objectif de souveraineté énergétique.

Enjeu clé : garantir la capacité de la filière à accompagner durablement la transition.

Responsabilité sociétale et crédibilité d'entreprise à mission

L'entreprise poursuit le déploiement de sa feuille de route d'entreprise à mission, notamment en matière de climat, de biodiversité, d'éthique et d'impact sociétal. En 2026, la biodiversité devient un nouveau levier d'engagement collectif.

Concernant sa Responsabilité sociétale et environnementale (RSE), Enedis a fait de la résilience de ses installations une priorité stratégique et a mis en œuvre un programme de renouvellement ciblé des infrastructures les plus exposées aux aléas climatiques.

Convaincue de la nécessité d'une approche territorialisée de la résilience, Enedis continue de déployer sa démarche PlanEt (« Planification écologique des territoires ») visant à accompagner les territoires dans la transition écologique, conformément à sa feuille de route de mission 2024-2026. A fin décembre 2025, ce sont 72 % des Directions régionales d'Enedis qui sont engagées dans cette démarche.

Enjeu clé : aligner les engagements, les actions et les résultats, dans un contexte d'attentes sociétales et d'accompagnement des territoires dans la transition écologique élevées.

Les perspectives et enjeux pour votre territoire en 2026

La géopolitique reste un facteur de perturbation majeur. La crise au Moyen-Orient a provoqué une forte volatilité des prix spot avec des pics autour de 178 €/MWh, tandis que le baril de Brent franchit les 109 dollars. La très bonne disponibilité du parc nucléaire français — près de 86 %, EPR de Flamanville inclus — constitue le principal rempart contre cette instabilité.

La Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE3) qui décline la Stratégie Bas Carbone prise par la France en 2025, publiée en février 2026, structure la trajectoire des Energies Renouvelables (EnR). Elle fixe un plafond de 2,9 GW par an de capacités photovoltaïques à attribuer d'ici 2028, organisant un ralentissement de la filière qui se fera sentir sur les volumes de raccordement.

La France entre dans une phase de surcapacité électrique de deux à trois ans, où l'enjeu principal est désormais la gestion des excédents de production. Dans ce contexte, le

déplacement des Heures Creuses et Heures Pleines (HP/HC) contribue à la flexibilité. La flexibilité s'impose comme réponse : un objectif de 4,7 GW d'effacement et de stockage a été fixé par décret en mars 2026.

Les collectivités, confrontées à des tensions financières persistantes et à la précarité énergétique, attendent un accompagnement concret. Avec 100 milliards d'euros d'investissements prévus d'ici 2040 sur le réseau de distribution, Enedis sera au rendez-vous, aux côtés des territoires et de leurs élus. Pour assurer un aménagement électrique équilibré et durable, Enedis accompagnera les collectivités dans leurs choix, prendra en compte les réalités locales et les éventuelles contraintes du réseau tout en intégrant les enjeux de développement économique et environnemental

Enedis est assurément une entreprise à mission.

Agir dans les territoires : engager nos ressources et nos investissements au plus près des collectivités, au service de la cohésion et de la résilience des territoires.

2 Le développement et l'exploitation du réseau public de distribution d'électricité

2.1. La qualité de l'électricité distribuée : un défi majeur pour Enedis

L'appréciation de la qualité d'alimentation est évaluée à partir d'indicateurs de continuité d'alimentation et de qualité de desserte, à la maille nationale comme à la maille de la concession.

Au niveau national

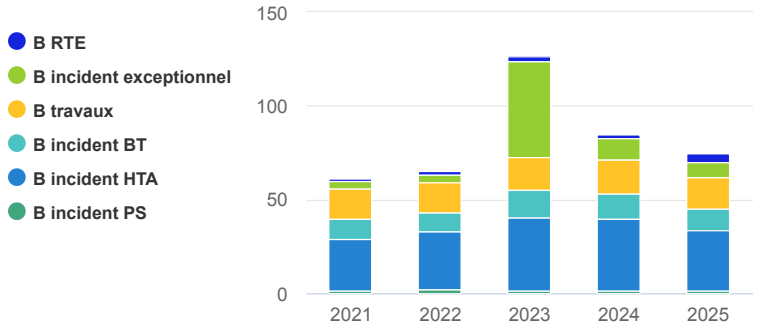
L'année 2025 a été ponctuée par dix événements climatiques d'ampleur (tempêtes, orages, vagues de chaleur) contre 13 en 2024 et 21 en 2023, ce qui reste plus élevé que la moyenne entre 2020 et 2022 qui s'élevait à cinq événements.

Seuls deux événements ont été qualifiés d'exceptionnels pour la continuité d'alimentation :

- la tempête Benjamin des 23 et 24 octobre qui a touché principalement les régions Alpes, Auvergne, Alsace, Franche-Comté, Côte d'Azur et Sillon Rhodanien ;
- les épisodes orageux des 25 et 26 juin 2025 qui ont touché les régions de Centre Val-de-Loire, Bourgogne, Auvergne, Aquitaine Nord, Normandie, en particulier les départements de la Haute-Garonne, du Gers, du Tarn-et-Garonne, du Lot, de la Corrèze, du Cantal, de l'Allier, du Puy-de-Dôme, de la Nièvre, de la Saône-et-Loire, de la Côte-d'Or, de l'Eure, de la Gironde, de la Dordogne, du Lot-et-Garonne, de l'Aveyron, de l'Indre, de l'Indre-et-Loire, du Cher, du Loir-et-Cher, de l'Eure-et-Loir et de la Seine-Maritime.

Le temps moyen de coupure des clients BT se situe à un bon niveau par rapport à 2023 et 2024 : en 2025, le critère B hors événements exceptionnels et hors incidents sur le réseau de transport géré par RTE est de 61,86 minutes.

Évolution du critère B national au cours des 5 dernières années (*en min*)



le saviez-vous ? Les enjeux de la gestion patrimoniale du réseau

Le réseau croît en moyenne chaque année d'environ 9 500 km et 6 000 postes de transformation HTA-BT, ce qui s'accompagne de travaux d'investissement ambitieux également dans les postes source.

Enedis poursuit ses efforts d'amélioration de la qualité pour installer durablement, à l'horizon 2030, sa zone de desserte à un niveau de qualité sous les 60 minutes, sans dégrader le ratio coût/qualité au bénéfice des clients et de l'économie française. Compte tenu de la densité de population et de la structure historique du réseau (arborescent aérien), cette ambition repose sur des programmes ciblés et priorisés, équilibrés entre zones urbaines et zones rurales, associés au développement des *smart grids* et à l'intensification des programmes de maintenance.

Enedis est favorable au développement d'un espace d'échanges sur ses stratégies d'investissement et celles des autorités concédantes (cohérence des choix d'investissement et coordination).

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

La continuité de l'alimentation en électricité au niveau de votre concession

Au périmètre de votre concession, les résultats sont les suivants :

Durée moyenne annuelle de coupure *(en min)* (Concession)

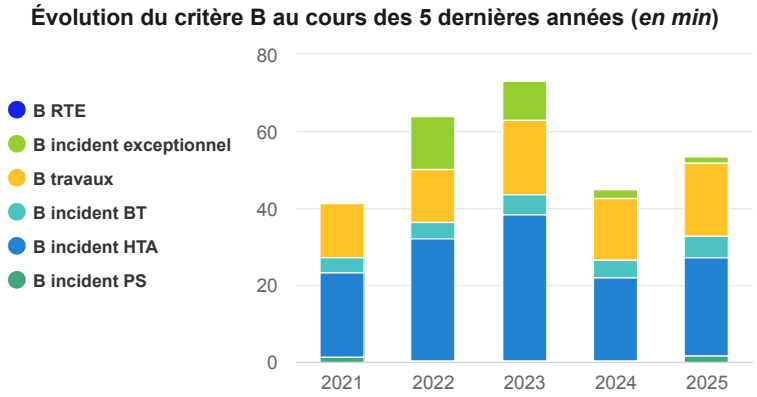
	2024	2025	Variation *(en %)*
Toutes causes confondues (critère B Concession)[1]	45,0	**53,5**	**19 %**
Toutes causes confondues hors incidents exceptionnels (critère B HIX)[2]	42,9	**51,8**	**21 %**
Dont origine RTE (incident sur le réseau de transport)	0,2	**0,0**	**-100 %**
Dont incident sur le réseau de distribution publique	26,5	**32,9**	**25 %**
Dont incident poste source	0,2	**1,5**	**683 %**
Dont incident réseau HTA	21,7	**25,7**	**19 %**
Dont incident réseau BT	4,6	**5,7**	**24 %**
Dont travaux sur le réseau de distribution publique	16,3	**18,9**	**16 %**
Dont travaux sur le réseau HTA	11,3	**14,2**	**25 %**
Dont travaux sur le réseau BT	4,9	**4,7**	**-5 %**

(1) La continuité de l'alimentation est évaluée à partir d'un indicateur que le concessionnaire suit dans le temps : le critère B. Il mesure le temps, exprimé en minutes, pendant lequel un client alimenté en basse tension est en moyenne privé d'électricité, quelle que soit la cause de l'interruption de fourniture (travaux ou incident fortuit sur le réseau de distribution publique, incident en amont du réseau public de distribution d'électricité).

(2) Conformément aux délibérations de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) du 21 janvier 2021 portant décision sur le TURPE 6 HTA-BT et du 13 mars 2025 sur le TURPE 7 HTA-BT, sont notamment considérés comme des événements exceptionnels « les phénomènes atmosphériques d'une ampleur exceptionnelle au regard de leur impact sur les réseaux, caractérisés par une probabilité d'occurrence annuelle inférieure à 5 % pour la zone géographique considérée dès que, lors d'une même journée et pour la même cause, au moins 100 000 consommateurs finaux alimentés par le réseau public de transport et/ou par les réseaux publics de distribution sont privés d'électricité ». Les incidents entrant dans le champ de la décision précitée sont exclus des statistiques de coupure de façon à produire le critère B hors événements exceptionnels (critère B HIX).

Le temps moyen de coupure de la concession reste maîtrisé sous les 60 min pour cette année 2025. Celui-ci est cependant marqué par la tempête du 25 juin qui a eu un impact de près de 4 min à elle seule.

Évolution du critère B au cours des cinq dernières années au périmètre de la concession



le saviez-vous ? La tenue de la tension et l'évolution du nombre de clients mal alimentés

En basse tension, un client est dit « client mal alimenté » (CMA) lorsque la tension à son point de livraison (en valeur efficace moyennée sur 10 min) sort, au moins une fois par an, de la plage de variation admise.

La plage de variation admise est de + 10 % ou - 10 % par rapport à la tension nominale 230/400 V (décret du 24 décembre 2007 codifié aux articles D. 322-1 à D. 322-10 du Code de l'énergie), soit une tension admissible comprise entre 207 et 253 Volts en basse tension pour les branchements monophasés.

Pour l'évaluation du nombre de CMA en tenue de tension, dont les résultats au périmètre de votre concession sont présentés dans le tableau ci-après, Enedis met en œuvre une méthode statistique, homogène sur l'ensemble du territoire national, appelée « calcul national ».

Cette méthode utilise un modèle statistique qui, compte tenu de la structure du réseau, de la répartition des consommations, des productions et des courbes de charges types, donne une évaluation du nombre de clients susceptibles de connaître des chutes de tension nécessitant des travaux de renforcement du réseau.

L'évaluation qui est faite en conditions de forte consommation et dans un schéma normal d'exploitation s'appuie sur un modèle de charge qui permet notamment de définir un profil de charge moyen par client en s'affranchissant de l'impact des fluctuations climatiques sur les appels de puissance, et qui apporte une homogénéité des résultats au niveau national.

Enedis est dans une démarche continue d'amélioration de son modèle d'évaluation statistique des chutes de tension sur le réseau basse tension, notamment par la mise à jour périodique de ses principaux paramètres de calcul.

Depuis 2018, la modélisation prend en compte l'impact du raccordement en basse tension de la production d'énergie renouvelable.

Les données de consommation des compteurs Linky™ permettent de fiabiliser les historiques de consommation et, à terme, les profils de charge utilisés dans la méthode statistique.



En 2023, il a été procédé à une actualisation des températures de référence prises en compte dans le modèle de charge. Le précédent référentiel de température portait sur la période 1981-2010. Les nouvelles données de Météo France qui ont été intégrées fin 2023 couvrent la période 1991-2020.

En accord avec la FNCCR, et dans le contexte du déploiement du nouveau plan de tension, les prochaines évolutions du modèle ont été reportées en fin d'année 2025 : les évolutions des modèles intrinsèquement liées au nouveau plan de tension et le nouveau modèle de charge BT construit sur la base de données en courbe de charge de clients équipés du compteur Linky™.

Ces évolutions sont intégrées et pleinement mises en œuvre dans le calcul de référence de 2026. Ces évolutions (principalement le nouveau modèle de charge) induisent une baisse très significative du nombre de clients et de départs mal alimentés en tension basse (de l'ordre de 65 % en nombre de départs mal alimentés à la maille nationale).

Le nombre de clients affectés par ces perturbations au niveau de votre concession

Nombre de clients BT (Concession)

	2024	2025	Variation *(en %)*
Affectés par plus de 6 coupures longues (> à 3 min), toutes causes confondues	0	**0**	**-**
Coupés pendant plus de 5 heures consécutives, toutes causes confondues	6 013	**7 061**	**17,4 %**

Nota : Les indicateurs de continuité d'alimentation figurant dans le tableau ci-dessus font partie des indicateurs à produire dans les comptes-rendus annuels d'activité en application du protocole d'accord signé le 26 mars 2009 par la FNCCR, Enedis et EDF. Sauf mention explicite dans le libellé de l'indicateur, les informations communiquées portent sur le nombre de clients BT affectés par une ou plusieurs interruptions de fourniture, quelles que soient la nature (incident ou travaux) de la coupure et son origine (notamment : en amont du réseau concédé, réseau HTA, réseau BT).

Taux de CMA sur votre concession

Clients BT mal alimentés (Concession)

	2024	2025	Variation *(en %)*
Nombre de clients BT dont la tension d'alimentation est inférieure au seuil minimal de tension admissible	1 341	**271**	**-79,8 %**
Taux de clients BT mal alimentés (CMA) sur le territoire de la concession *(en %)*	0,7 %	**0,1 %**	**-80,0 %**

2.2. Le compte-rendu de la politique d'investissement d'Enedis en 2025

En application de l'article 21 de la loi NOME (art. L. 2224-31 du Code général des collectivités territoriales), Enedis, en qualité d'organisme de distribution d'électricité, présente un compte-rendu de la politique d'investissement et de développement des réseaux. Pour Enedis, le CRAC est le support privilégié de ce compte-rendu.

Au périmètre national

Un plan ambitieux d'investissements à horizon 2040

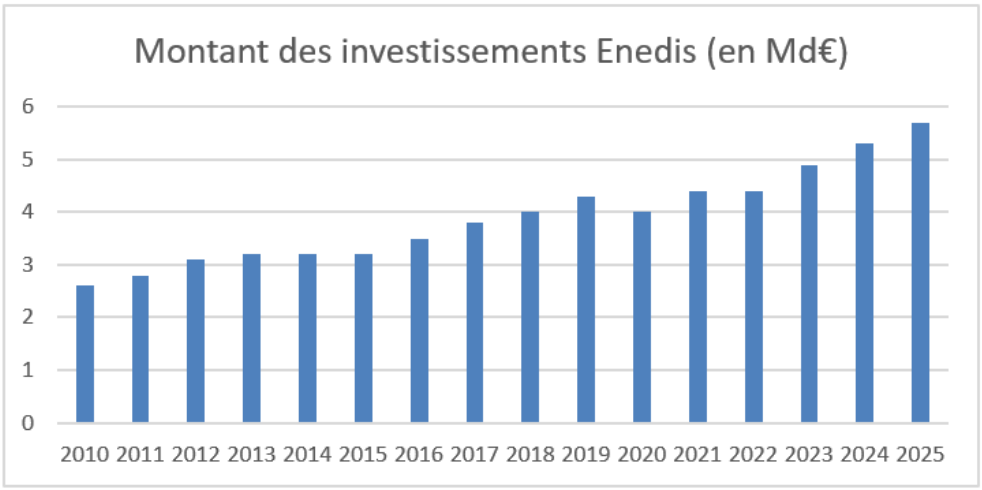
Enedis est engagée dans un programme d'investissements ambitieux, à hauteur de 96 milliards d'euros sur la période 2022-2040 (environ 5 milliards d'euros par an), pour moderniser le réseau électrique et le rendre plus intelligent, plus performant et plus résilient face au changement climatique.

Un réseau qui se développe pour favoriser les nouveaux usages électriques en remplacement des énergies fossiles.

Les investissements d'Enedis en 2025 sont d'un niveau élevé et s'établissent à 5,7 milliards d'euros (*cf.* graphique ci-après). En 2025, les investissements consacrés à la modernisation et au renouvellement des réseaux restent soutenus à près de 1,4 milliard d'euros.

Par ailleurs, 633 millions d'euros d'investissements ont été consacrés aux travaux relatifs au respect des obligations du décret du 5 octobre 2011 (notamment concernant l'amiante et les déclarations de travaux) ainsi qu'aux exigences liées à la sécurité, au respect de l'environnement et aux déplacements d'ouvrages à la demande de tiers.

Montant des investissements Enedis *(en Md€)*



Raccordement et transition énergétique

La forte dynamique de développement des énergies renouvelables (EnR) s'est poursuivie sur l'année 2025, se traduisant pour Enedis, par un niveau historique de raccordements au réseau électrique sur la période.

Un nouveau cap historique pour les raccordements en 2025



En 2025, 2,5 milliards d'euros ont été mobilisés pour raccorder de nouveaux consommateurs et producteurs. Le développement des énergies renouvelables a conduit Enedis à un niveau record de raccordements au réseau électrique de l'ordre de 185 000 mises en service d'installations de production dont près de 171 000 installations en autoconsommation.

Poursuite de la dynamique de forte croissance de la filière photovoltaïque BT

En 2025, les raccordements d'énergies renouvelables au réseau public de distribution exploité par Enedis ont représenté une puissance totale cumulée de production de 6,6 GW, contre 5,8 GW en 2024, dont plus de 5,8 GW d'installations photovoltaïques.

Au périmètre de votre concession, l'activité de raccordement d'installations de production est caractérisée par les données suivantes :

Raccordements d'installations de production individuelles neuves réalisés par Enedis

	2024	2025	Variation *(en %)*
Raccordements BT ≤ à 36 kVA sans adaptation de réseau	870	**603**	**-30,7 %**
Raccordements BT ≤ à 36 kVA avec adaptation de réseau	2	**1**	**-50,0 %**
Raccordements BT compris entre 36 et 250 kVA	38	**95**	**150,0 %**
Raccordements HTA ≥ 250 kVA	9	**9**	**0,0 %**

N.B. Cet indicateur ne prend pas en compte les autoconsommateurs totaux.

Les dépenses d'investissement d'Enedis sur le territoire de la concession en 2025

Au périmètre de la concession, le montant des dépenses d'investissement d'Enedis en 2025, pour le domaine concédé et les biens propres du concessionnaire, est présenté dans le tableau ci-après. Les investissements correspondent aux dépenses enregistrées sur l'année 2025. La présentation des investissements ci-dessous est faite en application de l'arrêté du 6 janvier 2020 pris en application de l'article R. 111-19-10 du Code de l'énergie et portant format des informations relatives aux réseaux publics de distribution d'électricité issues des conférences départementales mentionnées au troisième alinéa du I de l'article L. 2224-31 du Code général des collectivités territoriales.

Investissements Enedis *(en k€)* (Concession)

	2024	2025
I. Raccordements des utilisateurs consommateurs et producteurs*	22 464	**20 488**
Dont raccordement des consommateurs HTA	885	**714**
Dont raccordement des consommateurs BT	4 333	**5 350**
Dont raccordement des producteurs HTA	9 647	**5 665**
Dont raccordement des producteurs BT	1 389	**3 867**
II. Investissements pour l'amélioration du patrimoine	8 293	**9 569**
II.1 Investissements pour la performance et la modernisation du réseau	5 433	**6 787**
Dont renforcement des réseaux BT	299	**865**
Dont renforcement des réseaux HTA	89	**21**
Dont actions visant à améliorer la résilience des réseaux et des postes (capacité des territoires à limiter l'effet des catastrophes et à retrouver un fonctionnement normal rapidement)	389	**965**
Dont actions visant à améliorer la fiabilité des réseaux et des postes (hors programmes de prolongation de durée de vie)	3 442	**3 270**
Dont actions visant à améliorer la fiabilité des réseaux et des postes (programmes de prolongation de durée de vie)	911	**963**
Dont moyens d'exploitation	269	**597**
Dont smart grids	35	**106**
*Dont compteurs communicants***	0	**-**
II.2 Investissements motivés par des exigences environnementales et des contraintes externes	2 860	**2 782**
Dont intégration d'ouvrages dans l'environnement	300	**137**
Dont sécurité et obligations réglementaires	1 678	**1 886**
Dont modification d'ouvrages à la demande de tiers	881	**759**
III. Investissements de logistique	17	**92**
IV. Autres investissements	1	**0**
Total (= I + II.1 + II.2 + III + IV)	30 775	**30 149**
Dont total des investissements concernant les postes sources	6 959	**3 948**
Dont création de capacités d'accueil des ENR dans les postes sources	4 883	**2 677**

* Concernant le total des investissements liés aux raccordements des utilisateurs consommateurs et producteurs, certaines finalités de raccordement telles que le raccordement des ZAC, les achats de transformateurs HTA/BT, les compteurs communicants Linky™, etc., ne peuvent pas être attribuées exclusivement à l'une des quatre sous-catégories de raccordement figurant dans ce tableau. Ainsi, les dépenses engagées sur ces finalités sont bien prises en compte dans le total des investissements de raccordements des utilisateurs consommateurs et producteurs, mais ne sont pas ventilées dans une de ces quatre sous-catégories.

** À noter qu'en raison de la fin du déploiement en masse des compteurs communicants Linky™, les dépenses liées à ces compteurs ne sont plus isolées dans la catégorie spécifique « Dont compteurs communicants » depuis 2023 et dès lors comptabilisées dans la catégorie « Raccordements des utilisateurs consommateurs et producteurs ».

Sur le territoire de la concession, la liste détaillée des dépenses d'investissement du concessionnaire en 2025, avec la localisation des travaux, est jointe, par voie dématérialisée en complément du présent compte-rendu.

La mise en œuvre en 2025 du programme prévisionnel d'investissements et de développement des réseaux sur votre concession

Vous trouverez ci-après une sélection représentative des principaux travaux réalisés par Enedis sur votre concession.

Les travaux dans les postes sources :

Nom PS	Type d'affaire	Dépenses d'investissement 2025 *(k€)*
COQUEREL	Travaux postes sources SRRRER	**2 557**
QUENTOIS	Travaux postes sources SRRRER	**220**
AIRAINES	Intégrat° des ouvrages *(fonds sites, avifaune, ..)*	**150**
GAUVILLE	Travaux postes sources SRRRER	**141**
BEAUCHAMPS	Racc producteurs HTA	**101**
ROYE	Rempl. pour obsolescence sources *(courants forts)*	**89**
QUENTOIS	Racc producteurs HTA	**74**
COQUEREL	Travaux postes sources SRRRER	**74**
ROYE	Racc clients HTA	**70**
BERSEAUCOURT	Racc producteurs HTA	**8**

Par ailleurs, Enedis réalise, hors du périmètre de la concession, des investissements qui participent également à l'alimentation du territoire ainsi qu'à l'amélioration de la qualité de la desserte.

Le tableau ci-après présente les investissements d'Enedis dans les postes sources situés hors du périmètre géographique de la concession mais alimentant les clients de la concession.

	Montant *(k€)*
Poste Source de AMARGUE situé à SALEUX	1 417
Poste Source de AMIENS situé à AMIENS	236
Poste Source de AUMALE situé à AUMALE	794
Poste Source de CAUDIERE situé à BERCK	2
Poste Source de FREVENT situé à FREVENT	78
Poste Source de HESDIN situé à HESDIN	6
Poste Source de MOFFLAINES situé à TILLOY-LES-MOFFLAINES	69
Poste Source de ROISEL situé à ROISEL	1
Poste Source de SORRUS situé à SORRUS	54
Poste Source de VALESCOURT situé à VALESCOURT	836
Total	**3 492**

Les travaux en HTA :

Commune*(s)*	**Type d'affaire**	**Pose HTA** *(m)*	**Dépenses d'investissement 2025** *(k€)*
GAUVILLE	Racc producteurs HTA	4 789	**678**
CERISY; CHIPILLY; MORCOURT	Programme ResClimA - Antenne	1 005	**269**
CORBIE	Rénovation ciblée rés. HTA sout. incidentogènes	1 352	**188**
BRUTELLES; LANCHERES	Programme ResClimA - Antenne	1 337	**168**
HAM	Rénovation ciblée rés. HTA sout. incidentogènes	1 155	**148**
AUBVILLERS; SAUVILLERS-MONGIVAL	Rénovation ciblée rés. HTA aérien incidentogénes	113	**138**
ABBEVILLE	Rénovation ciblée rés. HTA sout. incidentogènes	629	**107**
IRLES	Modifications d'ouvrages pour motif de sécurité	1 046	**96**
GAUVILLE	Racc producteurs HTA	2 418	**85**
CORBIE; FOUILLOY	Rénovation ciblée rés. HTA sout. incidentogènes	281	**51**

La Rénovation Programmée (RP) :

En 2025, un budget de 610 k€ a été dépensé sur le territoire de la concession pour rénover 59 km de réseau HTA.

Les travaux en BT :

Commune	**Type d'affaire**	**Pose BT** *(m)*	**Dépenses d'investissement 2025** *(k€)*
RUE	Levée de contraintes rés. BT *(U ou I)* zone ENEDIS	260	**169**
ABBEVILLE	Rénovation ciblée rés. BT sout. incidentogénes	764	**135**
GRANDCOURT	Racc producteurs BT > 36 kVA	41	**89**
HAM	Rénovation ciblée rés. BT sout. incidentogénes	325	**78**
LAMOTTE-BULEUX	Racc producteurs BT > 36 kVA	17	**73**
LE CROTOY	Racc clients BT ≥ 120kVA	599	**65**
VAUDRICOURT	Racc producteurs BT > 36 kVA	89	**55**
HERLEVILLE	Racc producteurs BT > 36 kVA	13	**54**
POIX-DE-PICARDIE	Racc clients BT ≥ 120kVA	256	**46**
GRATIBUS	Racc producteurs BT > 36 kVA	75	**46**

La coordination des efforts d'investissement d'Enedis et de l'autorité concédante au plan local :

Aux investissements d'Enedis évoqués précédemment s'ajoutent les travaux réalisés sous la maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante.

Au plan local, Enedis et l'autorité concédante ont une démarche coordonnée qui s'est concrétisée au travers de la mise en place de réunions mensuelles de suivi des affaires.

Le suivi annuel du programme pluriannuel des investissements (PPI)

Conformément aux dispositions du cahier des charges de concession (article 2 de l'annexe 2A), le suivi annuel du programme pluriannuel des investissements (PPI) établi pour la période 2025-2028 vous est présenté ci-après, pour l'exercice écoulé.

Suivi technique des indicateurs :

Pour l'exercice 2025, les indicateurs de suivi technique (par type de priorité/programme de travaux) prévus par l'article 2.1 de l'annexe 2A au cahier des charges de concession sont mentionnés dans le tableau ci-après :

Ouvrages traités *(km)* **sous MOA Enedis**	**Indicateurs du PPI 2025-2028**	**Réalisé 2025**	**%**
Fiabilisation du réseau HTA aérien *(RP)*	**150**	**53,2**	35%
Renouvellement ou ajout OMT	**12**	**7**	58%
Dépose de ligne HTA aériennes *(PAC)*	**8**	**18**	225%
Renouvellement BT fils nus	**9**	**1,6**	18%
Renouvellement des câbles HTA souterrain CPI	**6**	**5,4**	90%
Renouvellement des câbles BT souterrain CPI	**3**	**0,8**	27%

Suivi financier :

Le suivi des investissements d'Enedis pour l'exercice 2025 est indiqué ci-dessous, conformément à l'article 2.4 de l'annexe 2A au cahier des charges de concession :

Performance du réseau / Modernisation (en k€)			
Dépenses d'investissement *(en k€)*	**Engagement PPI 2025-2028**	**Réalisé 2025**	**%**
Investissement pour la performance du réseau			
dont renforcement des réseaux BT	**850**	**650**	76%
dont renforcement des réseaux HTA	**0**	**-**	-
dont modernisation des réseaux BT	**3 150**	**505**	16%
dont modernisation des réseaux HTA	**5 500**	**2 172**	39%
TOTAL	**9 500**	**3 899**	**41%**
dont réalisé avec renouvellement	**7 800**	**3 327**	

Politique maintenance et élagage :

En complément de ces investissements, Enedis a consacré, en 2025 au niveau national, 377 millions d'euros aux travaux de maintenance et d'entretien du réseau public de distribution d'électricité, dont environ 177 millions d'euros à des programmes d'élagage pour protéger les lignes électriques aériennes en HTA et BT.

Pour la concession, le montant consacré à l'élagage des réseaux HTA et BT a été de 1 205 k€ en 2025.

2.3. Enedis aux côtés des territoires pour répondre au défi de la mobilité électrique et réduire les émissions de CO_2

Enedis poursuit le développement et l'adaptation du réseau de distribution pour accompagner la montée en puissance de la mobilité électrique qui représentera près de la moitié de la croissance de la demande d'électricité d'ici 2035.

Fin 2025, la France compte **2,8 millions de points de recharge**, dont plus de **185 000 ouverts au public** (+21 % en un an), et un parc de **2,5 millions de véhicules électriques et hybrides rechargeables**, soit près d'un tiers des ventes automobiles. Les ventes de véhicules 100 % électriques dépassent désormais celles des modèles essence, signe d'un changement durable dans les usages.

Le résidentiel collectif progresse rapidement

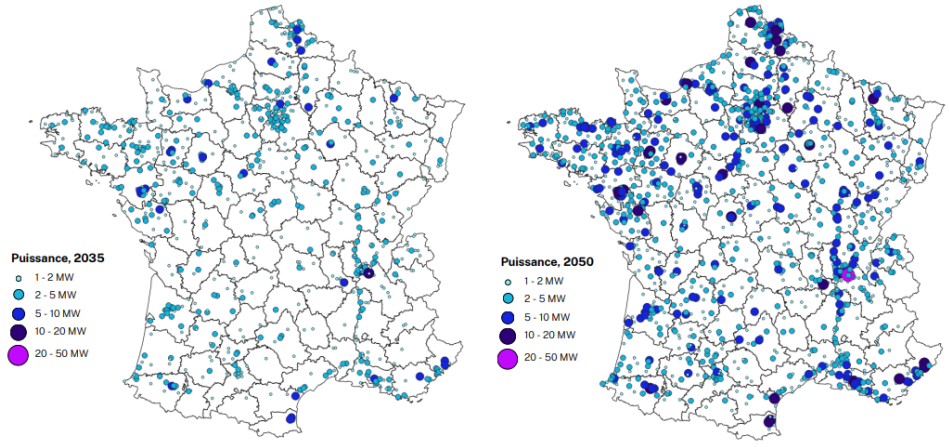
En 2025, **15 000 immeubles** disposent d'une infrastructure collective, quatre fois plus qu'en 2023. Pourtant, seuls **38 %**[1] des habitants d'immeubles peuvent recharger chez eux, alors que **77 %** de l'ensemble des utilisateurs chargent principalement à domicile. Ces écarts confirment l'importance de renforcer l'accès à la recharge en copropriété, un enjeu auquel Enedis contribue via un plan d'actions national pour réduire les délais de raccordement en copropriété.

[1] *Enedis et l'institut CSA ont conduit une enquête comportementale auprès des possesseurs de véhicules électriques, rendue publique en octobre 2025.*

La mobilité lourde devient également une réalité industrielle

Enedis accompagne les transporteurs, constructeurs et opérateurs dans le raccordement d'infrastructures de recharge pour poids lourds. Une étude prospective publiée par Enedis en 2025 anticipe **24,1 TWh** de consommation en 2050, dont **70 %** des besoins concentrés sur des sites logistiques.

Pour Enedis, l'enjeu est double : gérer un volume important de raccordements moyenne tension (HTA) pour répondre à des besoins de recharge sur le territoire, et planifier de manière concertée avec l'ensemble des acteurs l'aménagement de zones logistiques denses qui peuvent présenter des besoins de recharge significatifs à horizon 2035 ou 2050.



Résultats issus de l'étude publiée en décembre 2025 : besoins de puissance à la maille des postes sources Enedis en 2035 et 2050, associés à la recharge des poids lourds électriques en dépôt et entrepôt.

Enfin, l'État déploie un programme d'électrification du réseau routier national à horizon 2035, représentant 1 500 raccordements et plus de 4 GW de puissance à installer.

Le pilotage de la recharge : un gisement de flexibilité clé pour le système électrique

La recharge électrique est un usage naturellement flexible : elle peut être **décalée** vers des périodes où l'électricité coûte moins cher ou **modulée** pour limiter la puissance appelée. Ces pratiques sont bénéfiques pour tout le monde : elles permettent d'utiliser l'électricité quand elle coûte moins cher, d'intégrer plus facilement les énergies renouvelables et de préserver l'équilibre entre production et consommation.

En 2025, **35 %**[2] des particuliers pilotent systématiquement ou presque la recharge de leur véhicule (+3 points par rapport à 2024), principalement via les outils des constructeurs. Ceux qui ne pilotent pas citent notamment un manque d'information ou une complexité perçue. Pour être adopté à grande échelle, le pilotage doit être simple, accessible et peu coûteux. Et pour être efficace vis-à-vis du système électrique, il doit être automatisé.

Les entreprises sont de plus en plus engagées : **36 %** des flottes professionnelles pilotent désormais la recharge (+15 points par rapport à 2024), souvent via des systèmes de gestion énergétique du bâtiment. Enedis travaille actuellement à segmenter et à évaluer les gisements de flexibilité liés à la mobilité électrique (en résidentiel, au travail, mobilité lourde, notamment) afin de cibler efficacement les actions à mener et d'informer au mieux les acteurs concernés.

[2] *Pour la sixième année consécutive, Enedis a réalisé une enquête auprès des particuliers propriétaires de véhicules électriques.*

L'électrification de la flotte interne d'Enedis

Enedis poursuit l'électrification de sa flotte de véhicules légers en maintenant l'objectif de 100 % d'électrification de sa flotte d'ici 2030 (hors véhicules d'intervention liés aux aléas climatiques). À la fin de 2025 avec plus de 8 000 véhicules électriques, ce qui représente un taux d'électrification de 44 %, Enedis a permis d'éviter d'émettre environ 13 000 tonnes de CO_2 en 2025.

Cette trajectoire confirme le rôle exemplaire d'Enedis dans la transition écologique.

Le raccordement des infrastructures de recharge de véhicules électriques (IRVE)

NOUVEAU

À la maille nationale, la volumétrie des raccordements dédiés à l'alimentation des infrastructures de recharge de véhicules électriques a augmenté de 28 % par rapport à l'an passé.

Il s'agit d'équipements installés dans des immeubles résidentiels collectifs, sur le domaine public ou privé (parkings, aires d'autoroutes, etc.).

Au périmètre de votre concession, l'activité de raccordement des infrastructures de recharge de véhicules électriques (IRVE) est caractérisée par les données suivantes :

Nombre de raccordements des infrastructures de recharge de véhicules électriques (IRVE)

	2024	2025	Variation *(en %)*
Nombre de raccordements des IRVE BT ≤ à 36 kVA	21	**33**	**57,1 %**
Nombre de raccordements des IRVE BT > à 36 kVA et HTA	27	**37**	**37,0 %**

L'animation de la Mobilité Electrique en 2025 sur le territoire picard :

L'année 2025 a permis de poursuivre les actions engagées en 2024, notamment dans les rapports avec les parties prenantes externes au travers des réunions de l'association AVERE Picardie :

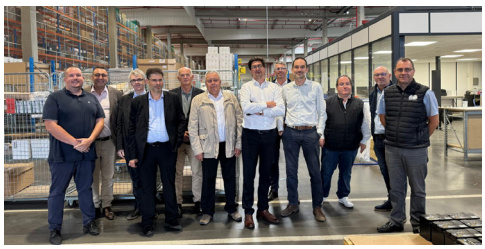
- le 16 janvier dans les locaux du SE60 à Tillé,
- le 12 juin dans les locaux d'Enedis à Amiens,
- le 4 septembre sur la plateforme logistique du groupe Gueudet à Boves,
- le 2 décembre dans les locaux du TE80 à Boves.

Ces réunions ont permis de réaliser un point à date du déploiement des Schémas Directeurs des IRVE initiés sur chacun des 3 départements, d'échanger avec la société Milence autour des enjeux de la mobilité lourde, d'installer le nouveau bureau de l'association lors de l'AG de septembre et d'échanger avec la société Gireve autour des enjeux des données du secteur de la recharge électrique.

Pour l'année 2026, l'AVERE Picardie poursuivra ses actions initiées en 2025 autour :

- De la sensibilisation auprès des parties prenantes externes (notamment sur la mobilité lourde,…)
- Du verdissement des flottes entreprises avec le partage des freins et des bonnes pratiques auprès des acteurs locaux (CCI,…)
- Du renforcement des relations avec les acteurs du résidentiel collectif avec notamment les bailleurs sociaux.





A gauche : les membres de l'AVERE Picardie lors de la réunion de janvier dans les locaux du SE60

A droite : les membres de l'AVERE Picardie lors de l'assemblée générale de septembre sur la plateforme logistique du groupe Gueudet à Boves.

2.4. La contribution d'Enedis au développement du très haut débit (THD)

Avec la fin du déploiement de la fibre, Enedis a mis en place un fonctionnement interne pérenne pour le très haut débit (THD).

En complément, des travaux sont en cours, en commun avec les opérateurs d'infrastructures et la FNCCR, pour :

- concevoir et valider un avenant « exploitation » à la convention « appuis communs » en vigueur ;
- lever les non-conformités issues du déploiement et détectées via des contrôles de conformité ;
- récupérer les droits d'usages (DU) et les redevances d'utilisation (RU) conformément à la convention en vigueur.

Enedis continuera à s'assurer du respect de ces trois fondamentaux immuables :

- la sécurité de tous les intervenants sur les appuis communs ou à proximité du réseau ;
- la pérennité des ouvrages de la distribution d'électricité ;
- la neutralité économique pour tous les utilisateurs du réseau public de distribution (RPD).

2.5. Opportunités et défis

Les perspectives et les principaux enjeux de la gestion du patrimoine

- **Faciliter** la transition écologique en raccordant les projets d'électrification des usages, dont les infrastructures de recharge des véhicules électriques (IRVE), et les installations de production d'énergies renouvelables.
- **Accompagner** les grands projets pour optimiser le développement des réseaux et préparer les infrastructures nécessaires pour répondre aux ambitions futures des territoires et des métropoles.
- **Poursuivre** l'intensification des programmes de maintenance dont la gestion de la végétation, notamment dans le respect des obligations légales de débroussaillement.
- **Améliorer** la résilience des réseaux vis-à-vis de l'ensemble des aléas, en investissant en priorité dans les territoires les plus en écart afin d'améliorer durablement la qualité de fourniture. Pour les zones rurales, l'objectif est de réduire l'exposition des réseaux aux aléas climatiques et d'accroître leur fiabilité en combinant de façon équilibrée les actions d'Enedis en matière de sécurisation et de fiabilisation. Des efforts d'automatisation compléteront ces programmes pour accroître la réactivité et permettre une réalimentation rapide du plus grand nombre de clients en cas d'incident. Sur chaque territoire concerné, ces actions seront coordonnées avec celles de l'autorité concédante.
- **Accélérer la rénovation programmée (RP),** programme industriel ambitieux visant à assurer sur le long terme la pérennité du patrimoine aérien HTA par des cycles d'investissements fondés sur des diagnostics ciblés et approfondis. La montée en puissance de ce programme va se poursuivre par une mise en œuvre industrielle pour atteindre la cible de 8000 km de réseaux traités par an.
- **Sécuriser** l'alimentation des grandes agglomérations en cas d'incident en poursuivant le programme de sécurisation des grands postes urbains dans les zones urbaines denses, en développant les programmes réduisant la sensibilité des réseaux aux inondations.
- **Poursuivre**, en zone urbaine, les investissements de renouvellement des câbles souterrains HTA et BT d'anciennes technologies, en ciblant les portions de réseaux souterrains HTA et BT qui le nécessitent, là où les risques d'incidents et les impacts sont les plus élevés.
- **Poursuivre** la dynamique de croissance des investissements visant au renouvellement des composants les plus sensibles des postes sources.
- **Répondre** aux problèmes ponctuels de qualité localisés.

La stratégie d'investissement sur les réseaux en HTA est un facteur clé d'amélioration de la desserte en électricité.

La coordination des investissements d'Enedis avec les travaux prévus par l'autorité concédante est nécessaire pour en optimiser l'efficacité.



6,6 GW d’énergies renouvelables raccordées en 2025, soit plus de 20 % en un an

3 Placer la satisfaction client au sommet



3.1. Enedis, des services digitaux personnalisés pour les particuliers, les entreprises et les collectivités locales

Modernisation des services destinés aux clients

Enedis poursuit la modernisation de ses services pour simplifier le parcours client et renforcer la qualité de la relation. En 2025, un important travail d'harmonisation et d'amélioration des données a été mené, notamment avec le déploiement progressif du nouvel outil de gestion de la relation client basé sur Salesforce, déjà utilisé par plusieurs Directions régionales.

La digitalisation des services s'est renforcée avec la mise en ligne d'un **catalogue digitalisé des prestations**, pensé pour offrir une consultation simple et à jour. Depuis août 2025, il a enregistré plus de **100 000 visites**, preuve de l'intérêt croissant pour ces services en ligne.

Espace clients Particuliers

Plus de **3 millions de comptes actifs** permettent désormais aux clients de suivre leurs consommations ou de demander une intervention en ligne, comme la pose d'un compteur Linky™ ou un relevé sur site. Cette autonomie contribue fortement à la fluidification des démarches.

Espace clients Entreprises

Pour plus de simplicité, le compte client professionnel a fusionné avec le compte clients Entreprise. L'espace Entreprises s'est également enrichi de nouvelles fonctionnalités (ajout de la puissance de raccordement ajustée, renseignement des coordonnées de prévenance en cas de coupure sur incident notamment). Avec **75 000 comptes actifs**, il constitue un point d'accès privilégié pour consulter les données de consommation ou de production, sécuriser les échanges ou suivre les demandes de raccordement. Les petits professionnels sont en tête des utilisateurs avec plusieurs milliers de nouveaux comptes ouverts chaque mois.

Relevé des consommations des compteurs C5 d'ancienne génération

Malgré les actions d'incitation menées, **1,5 million de clients** disposent encore d'un compteur historique. Enedis poursuit les campagnes de relance, même si près d'un quart des clients sollicités ne transmettent toujours pas leur index.

En complément des actions mises en œuvre les années précédentes et qui ont perduré, la facturation des frais de relevé résiduel liée aux compteurs historiques a été mise en œuvre selon les modalités prévues par le TURPE 7.

Information des clients en cas de coupure

Enedis a significativement augmenté la part d'informations envoyées par SMS ou courriel grâce à la fiabilisation des coordonnées : **12 millions de SMS** et **5,5 millions de courriels** ont été adressés en 2025 pour prévenir les coupures pour travaux. Le service d'alerte en cas d'incident HTA continue de monter en puissance avec **23 millions de notifications** envoyées.

Modernisation des services à destination des collectivités locales et des autorités concédantes

Enedis propose des solutions pour aider les collectivités dans leur démarche de transition énergétique, en s'appuyant sur sa mission de gestionnaire du réseau public de distribution

d'électricité et son expertise de la donnée. L'entreprise fournit aux acteurs publics des informations fiables et régulièrement mises à jour. En 2025, Enedis a poursuivi l'enrichissement de son offre dédiée aux collectivités.

Espaces clients

Le portail Collectivités propose des services de données énergétiques et cartographiques pour accompagner la transition des territoires. En 2025, il intègre « Vision IRVE » (suivi véhicules électriques, bornes de recharge, émissions CO_2) et un service Info Travaux rénové. L'espace Mesures et Services, enrichi de nouveaux tableaux de bord ergonomiques et d'indicateurs, s'ouvre également aux données des établissements scolaires relevant des régions et des départements ainsi qu'à de nouveaux acteurs territoriaux comme les ALEC (agences locales de l'énergie et du climat).

Fin 2025, 78 % des collectivités disposent d'un compte dans le portail Enedis et près de 15 000 Espaces Mesures et Services sont activés.

Services de données territoriales

En 2025, Enedis renforce ses services de données territoriales. Le « Bilan de mon Territoire » inclut désormais les réseaux de chaleur, et l'Observatoire de la transition énergétique propose de nouveaux indicateurs sur les data centers et l'électrification. Le tableau de bord **vision électrique territoire (VET) Quartier à enjeu,** facilite le diagnostic et la gestion des projets de rénovation. Enfin, le service « Information logements inoccupés » offre désormais aux collectivités une cartographie des logements réputés vacants à la maille « rue ».

L'accessibilité des accueils téléphoniques



En complément des canaux digitaux, Enedis maintient un haut niveau d'accessibilité téléphonique. Grâce aux outils d'hypervision et à une meilleure orientation des appels, le volume global d'appels a diminué de **13,3 %** en 2025, tout en améliorant la qualité de service.

Le service Clients a traité **1,4 million d'appels** avec un taux d'accessibilité de **90 %**. Sur le segment du raccordement, l'accessibilité atteint **91 %**, portée par la baisse des demandes du fait d'un marché de la construction neuve en retrait et par l'usage croissant des services en ligne.

Le Service Urgence dépannage reste disponible **24 h/24 et 7 j/7.** Les centres d'appels ont reçu **5,4 millions d'appels** en 2025, avec un taux d'accessibilité en nette amélioration.

3.2. Enedis, votre satisfaction au cœur de nos actions

Enedis attache une grande importance à traiter toutes les réclamations de ses clients, quel que soit le canal qu'ils utilisent, aussi bien les réclamations des clients adressées par les fournisseurs d'électricité que celles qui parviennent directement chez le gestionnaire du réseau de distribution, par téléphone, par courrier, par mail, ou sur les réseaux sociaux tels que Facebook et X (ex-Twitter).

Une écoute attentive des associations de consommateurs, dans le cadre de rencontres régulières, ainsi que les relations de grande proximité avec le Médiateur national de l'énergie (MNE) et les médiateurs d'entreprises (médiateur du Groupe EDF et médiateur du Groupe Engie) permettent également de mieux comprendre les sources d'insatisfaction et de mettre en place les actions correctrices.

Les réclamations

Après une année 2024 marquée par une légère hausse des réclamations, liée aux tempêtes de fin 2023 (dont Ciaran), les réclamations reprennent leur tendance baissière en 2025 avec un volume de près de 228 000 réclamations, soit -7 % par rapport à 2024.

Le taux de traitement en 15 jours de ces réclamations est atteint à 98 % en 2025, en ligne avec l'objectif de la CRE pour 2025 de 97 % (TURPE 7).

Un dispositif d'enquêtes de satisfaction bien ancré

Depuis 2016, Enedis dispose d'une palette large d'enquêtes clients afin de permettre à chaque client ayant une interaction avec Enedis de s'exprimer librement sur son ressenti du traitement de sa demande et de sa relation avec le distributeur (enquêtes « à chaud » et « à froid »).

Les enquêtes de satisfaction « à chaud » sont envoyées aux clients par courriel ou par SMS, afin de recueillir leurs avis en quasi-temps réel, au plus proche de leur interaction avec Enedis. Près de 4,5 millions d'enquêtes par an sont ainsi adressées chaque année par mail ou SMS.

Elles permettent de mettre en place des actions en réponse aux besoins des clients et d'en mesurer immédiatement les effets, plaçant ainsi la voix du client au centre des préoccupations opérationnelles du distributeur.

Les 25 Directions régionales d'Enedis utilisent quotidiennement ce dispositif. Le résultat de la satisfaction « hors raccordement » est très bon en 2025 :

91,4 % de clients Particuliers satisfaits, 89,4 % pour les Professionnels et 91,8 % pour les Entreprises.

En ce qui concerne le raccordement au réseau public de distribution, la satisfaction des clients augmente par rapport à 2024, grâce aux bons résultats obtenus auprès des clients Professionnels et Entreprises.

Les résultats de l'enquête de satisfaction liée au raccordement sont les suivants :

Indicateurs de satisfaction : raccordements *(en %)*

	Résultat national 2025	Maille	Résultat local 2025
Clients « Particuliers »	82,7 %	**Concession**	**91,7 %**
Clients « Professionnels » (≤ à 36 kVA)	87,9 %	**Concession**	**94,1 %**
Clients « Entreprises » (> à 36 kVA)	87,5 %	**Département**	**89,5 %**

Les résultats de l'enquête de satisfaction liée à la qualité de fourniture sont restitués ci-dessous au périmètre de la Direction régionale d'Enedis :

Indicateurs de satisfaction : qualité de fourniture *(en %)*

	Satisfaction maille nationale 2025	Satisfaction maille DR 2025
Clients « Particuliers »	92,2 %	**91,1 %**
Clients « Professionnels » (≤ à 36 kVA)	94,3 %	**98,9 %**
Clients « Entreprises » (> à 36 kVA)	92,8 %	**93,0 %**

3.3. Linky™. Des compteurs connectés au service de tous les clients des réseaux et de la transition énergétique

Le compteur Linky™ en 2025, les chiffres à retenir



Entre 2015 et 2021, Enedis a généralisé le déploiement des compteurs Linky™ conformément à la directive 2009/72 et à la loi du 17 août 2015. Depuis, les directions régionales poursuivent les poses dans le cadre du TURPE 7. En 2025, 1,16 million de compteurs Linky™ ont été posés, en légère baisse par rapport à 2024 du fait du moindre volume de compteurs anciens à remplacer. La répartition des poses est la suivante : 41,9 % de remplacements d'anciennes générations, 32,6 % de raccordements de nouveaux clients et 25,5 % de maintenance.

Au 31 décembre 2025, le parc atteint **38,47 millions** de compteurs, soit **96,2 %** des foyers équipés. Parallèlement, **42 952** concentrateurs ont été ajoutés pour accompagner les nouveaux raccordements.

Linky™, un outil important de l'exploitation du réseau

En moyenne, 45 200 téléopérations quotidiennes (environ 1,38 million par mois) ont été réalisées à la demande des fournisseurs. Elles évitent des déplacements, réduisent les émissions de CO_2, optimisent les coûts et limitent les risques d'accidents. Depuis la mise en place de Linky™, les réclamations liées aux ruptures du neutre ont été divisées par cinq grâce à la maintenance préventive que permet l'exploitation de la chaîne communicante.

Linky™, maintenir et améliorer la chaîne communicante

Enedis a remplacé 296 773 compteurs en 2025, soit 0,77 % du parc, dont plus de la moitié au titre de la maintenance préventive, conformément aux engagements suivis avec la CRE.

Linky™, une technologie évolutive

La communication entre les concentrateurs et le système d'information s'appuie sur les réseaux mobiles. L'arrêt programmé des 2G/3G impose la modernisation des équipements d'ici 2027 via la technologie LTE-M (norme de communication bas débit et de faible consommation conçue pour les objets connectés), pérenne jusqu'en 2040. Le remplacement ne concerne que la partie communication du concentrateur, limitant les travaux. Lancé en décembre 2023, le programme a permis de reconfigurer 380 806 concentrateurs fin 2025 (47 % du parc).

Le comptage Marché d'Affaires

Ce segment représente 1,44 % des compteurs mais 45 % des consommations. À fin 2025, son parc est quasi intégralement communicant. Chaque site utilise un boîtier IP et est soumis à la même migration 2G/3G, avec remplacement à réaliser d'ici 2027-2028.

3.4. Les évolutions et les enjeux clés de 2026

La relation et les nouveaux services clients

Généralisation du nouvel outil de gestion de la relation client

En 2026, Enedis vise une relation client plus simple, performante et humaine, appuyée sur des outils modernisés. Les conseillers, mieux outillés et dont les actes métiers sont simplifiés, pourront se concentrer sur des missions à plus forte valeur ajoutée et sur l'accompagnement des clients, au sein d'une organisation agile, durable et exemplaire.

Les accueils Enedis

Le renforcement du pilotage centralisé des activités d'accueil via les hypervisions permettra d'harmoniser la qualité de service entre les entités. Cette approche nationale favorisera l'agilité collective, l'entraide et une meilleure capacité à faire face aux aléas, notamment climatiques.

L'évolution de l'espace Entreprises

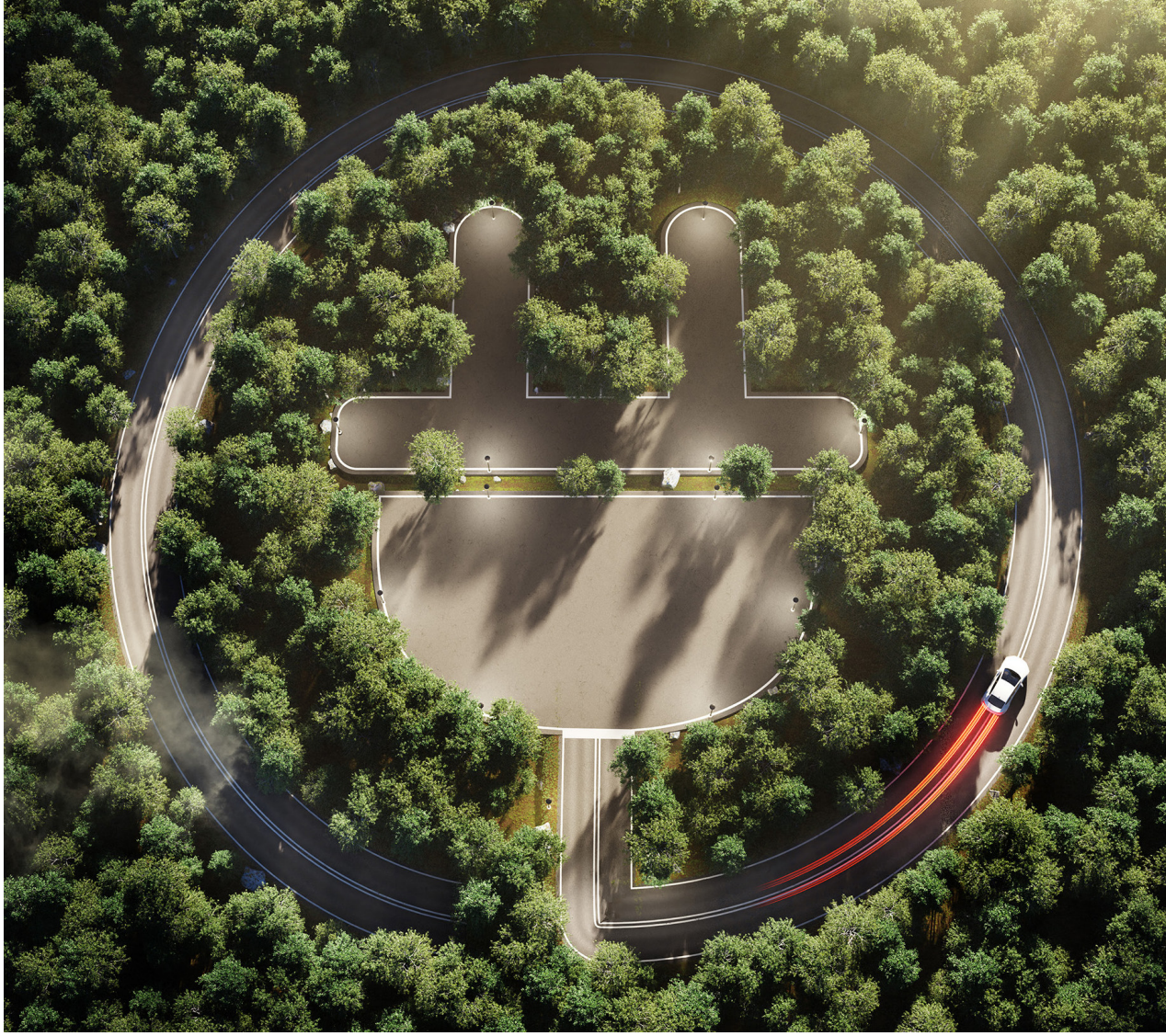
De nouvelles fonctionnalités seront déployées en 2026 : accès aux factures électroniques pour les clients en Contrats uniques, consultation des conventions d'exploitation et intégration des éléments requis par la loi de finances 2026. En complément, un service open data dédié au suivi des rénovations, au-delà des seules collectivités, viendra enrichir l'offre de services.

Le service « Information client en cas de coupure »

Une refonte complète de l'information client lors des délestages programmés sera mise en œuvre. En cas d'incidents liés à des événements climatiques majeurs, les messages de prévenance pourront être personnalisés, renforçant la qualité et la pertinence de l'information diffusée sur le site Enedis.fr.

Saisonnalité des heures creuses

La seconde phase de reprogrammation des heures creuses, prévue entre 2026 et 2027, introduira une saisonnalité été/hiver, conformément aux orientations de la CRE. Par ailleurs, la délibération TURPE 7 fait évoluer le dispositif d'indemnisation en cas de dysfonctionnement du compteur Linky™ avec une meilleure information des clients sur leurs droits et une évolution progressive des règles de positionnement des heures creuses jusqu'à mi-2027.



2,8 millions de points de recharge toutes catégories confondues

4 Les éléments financiers et patrimoniaux de la concession

4.1. Les éléments financiers de la concession

4.1.1. Les produits et charges d'exploitation liés à l'activité d'Enedis

Conformément au cahier des charges de concession, le compte-rendu annuel d'activité du concessionnaire présente des éléments financiers d'exploitation de la concession comprenant, d'une part, les méthodes et les éléments de calcul retenus pour la détermination des produits et charges et, d'autre part, au titre de la mission de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'électricité, les rubriques de produits et de charges liés à l'exploitation courante de la concession.

Le réseau de distribution d'électricité étant interconnecté, l'organisation d'Enedis est fondée sur cette réalité physique et certaines activités du distributeur, très spécifiques et à forte technicité, sont organisées à une échelle qui dépasse le périmètre de la concession ; c'est notamment le cas des agences d'interventions spécialisées (AIS - postes sources, marché d'affaires et HTA) ou des agences de conduite du réseau (ACR) qui interviennent sur plusieurs départements.

Enedis est organisée en 25 Directions régionales (DR) que viennent appuyer et animer des fonctions mutualisées aux niveaux interrégional (communes à plusieurs DR) et national.

Cette organisation vise une optimisation des moyens techniques et financiers à la disposition d'Enedis, eu égard notamment aux objectifs de productivité qui lui sont fixés par le régulateur.

Dans ce cadre, l'affectation à chaque concession est la suivante :

- les données disponibles à la maille de la concession lui sont affectées directement ;
- les données correspondant au niveau de mutualisation *supra* Direction régionale sont réparties sur les DR au prorata de leurs activités respectives ; les données comptables enregistrées au niveau de la DR concernée ou issues des mutualisations *supra* Direction régionale sont réparties vers chaque concession selon des clés de répartition.

Produits d'exploitation détaillés *(en k€)* (Concession)

	Cf. Note	2024	2025
Chiffre d'affaires		112 419	**116 175**
Recettes d'acheminement	1	92 244	**104 059**
Dont clients HTA		18 180	**20 878**
Dont clients BT ayant une puissance souscrite ≤ 36 kVA		60 362	**68 824**
Dont clients BT ayant une puissance souscrite > 36 kVA		12 372	**14 334**
Dont autres		1 330	**23**
Recettes de raccordements et prestations		18 682	**10 355**
Dont raccordements	2	18 080	**9 835**
Dont prestations	3	602	**521**
Autres recettes	4	1 493	**1 761**
Autres produits		19 293	**20 822**
Production stockée et immobilisée	5	14 459	**15 591**
Reprises sur amortissements et provisions	6	3 944	**4 628**
Reprises sur amortissements		173	**247**
Dont reprises d'amortissements de financements du concédant		173	**247**
Dont autres types de reprises		0	**0**
Reprises sur provisions		3 771	**4 381**
Dont reprises de provisions pour renouvellement		208	**292**
Dont reprises d'autres catégories de provisions		3 562	**4 089**
Autres produits divers	7	890	**604**
Total des produits		**131 712**	**136 997**

Charges d'exploitation détaillées *(en k€)* (Concession)

	Cf. Note	2024	2025
Consommation de l'exercice en provenance des tiers		53 388	**55 702**
Accès réseau amont	8	18 840	**21 483**
Achats d'énergie pour couvrir les pertes sur le réseau	9	12 557	**10 079**
Redevances de concession	10	2 105	**1 901**
Autres consommations externes	11	19 887	**22 239**
Matériel		11 485	**12 663**
Travaux		1 521	**1 652**
Informatique et télécommunications		1 190	**1 156**
Tertiaire et prestations		2 995	**3 077**
Bâtiments		1 562	**1 723**
Autres achats		1 134	**1 967**
Impôts, taxes et versements assimilés		3 840	**3 492**
Contribution au CAS FACÉ	12	1 264	**711**
Autres impôts et taxes	13	2 576	**2 781**
Charges de personnel	14	17 281	**17 668**
Dotations d'exploitation		23 161	**23 664**
Dotation aux amortissements DP	15	14 650	**15 219**
Dont amortissement des financements du concessionnaire		9 709	**10 180**
Dont amortissement des financements de l'autorité concédante et des tiers		4 941	**5 039**
Dont autres amortissements		0	**0**
Dotation aux provisions pour renouvellement	16	7	**6**
Autres dotations d'exploitation	17	8 504	**8 439**
Autres charges	18	3 298	**3 818**
Charges centrales	19	8 883	**8 783**
Total des charges		**109 851**	**113 127**

Total des produits d'exploitation - total des charges d'exploitation *(en k€)* (Concession)

	Cf. Note	2024	2025
Montant	20	21 861	**23 870**

Tableaux de synthèse des modalités de répartition retenues pour les produits et les charges d'exploitation

Produits à répartir

	Montant affecté directement à la concession *(k€)*	Montant réparti* *(k€)*	Clé de répartition principale des montants répartis	Valeur de la clé principale appliquée pour la répartition** *(en %)*
Recettes d'acheminement	103 109	950	Au prorata du localisé	0,6 %
Raccordements	9 835	0	Au prorata du nombre de clients	22,9 %
Prestations	520	0	Au prorata du localisé	0,6 %
Autres recettes	500	1 261	Au prorata du nombre de clients	22,9 %
Production stockée et immobilisée	12 571	3 020	Au prorata du nombre de clients	22,9 %
Reprise sur amortissements et provisions	539	4 089	Au prorata du nombre de clients	22,9 %
Dont reprises d'amortissements de financements du concédant	247	0	Au prorata du nombre de clients	22,9 %
Dont autres types de reprises	0	0	Au prorata du nombre de clients	22,9 %
Dont reprises de provisions pour renouvellement	292	0	Au prorata du nombre de clients	22,9 %
Dont reprises d'autres catégories de provisions	0	4 089	Au prorata du nombre de clients	22,9 %
Autres produits divers	4	600	Au prorata du nombre de clients	22,9 %

* Arrondi au k€ près.
** Arrondi à un chiffre après la virgule.

Charges à répartir

	Montant affecté directement à la concession *(k€)*	Montant réparti* *(k€)*	Clé de répartition principale des montants répartis**	Valeur de la clé principale appliquée pour la répartition*** *(en %)*
Accès réseau amont	0	21 483	Au prorata des consommations	23,1 %
Achats d'énergie	0	10 079	Au prorata des consommations	23,1 %
Redevances de concession	1 901	0	Non applicable	-
Matériel	9 188	3 475	Clé composite Matériel : Investissements / Longueur du réseau / Nb de clients	30,9 %
Travaux	1 493	159	Au prorata du nombre de clients	22,9 %
Informatique et télécommunications	0	1 156	Au prorata du nombre de clients	22,9 %
Tertiaire et prestations	2	3 075	Au prorata du nombre de clients	22,9 %
Bâtiments	0	1 723	Au prorata du nombre de clients	22,9 %
Autres achats	135	1 832	Au prorata du nombre de clients	22,9 %
Contribution au CAS-FACÉ	711	0	Modalités de calcul du montant des contributions des gestionnaires de réseau au CAS-FACÉ	17,9 %
Autres impôts et taxes	1 932	848	Au prorata du nombre de clients	22,9 %
Charges de personnel	3 218	14 449	Clé composite Charges de personnel : Investissements / Longueur du réseau / Nb de clients	26,3 %
Dotation aux amortissements DP	15 219	0	Au prorata du nombre de clients	22,9 %
Dont amortissement des financements du concessionnaire	10 180	0	Au prorata du nombre de clients	22,9 %
Dont amortissement des financements de l'autorité concédante et des tiers	5 039	0	Au prorata du nombre de clients	22,9 %
Dont autres amortissements	0	0	Au prorata du nombre de clients	22,9 %
Dotation aux provisions pour renouvellement	6	0	Au prorata du nombre de clients	22,9 %
Autres dotations d'exploitation	0	8 439	Au prorata du nombre de clients	22,9 %
Autres charges	1 301	2 517	Au prorata du nombre de clients	22,9 %

* Arrondi au k€ près.
** Pour les « Autres impôts et taxes », plusieurs clés de répartition interviennent.
*** Arrondi à un chiffre après la virgule.

Contribution à l'équilibre

Le tarif d'acheminement, qui détermine l'essentiel des recettes de distribution d'électricité, est fixé par la Commission de régulation de l'énergie (CRE). Identique sur l'ensemble du territoire français (principe de péréquation), il permet de couvrir les coûts engagés dans l'activité de distribution d'électricité et ainsi d'assurer l'équilibre économique global d'Enedis.

Si une concession se situe, proportionnellement à ses recettes régulées, au-delà de cet équilibre, figure dans le tableau ci-après le montant de la charge qui serait nécessaire pour ramener la concession au niveau moyen national, également indiqué dans ce tableau. Inversement, si une concession se situe, proportionnellement à ses recettes régulées, en deçà de l'équilibre global, le montant du produit qui serait nécessaire pour ramener la concession au niveau moyen national est mentionné dans le tableau ci-dessous.

Par définition, les contributions à l'équilibre se compensent entre elles, tandis que la somme des produits et des charges affectés à l'ensemble des concessions aboutit au résultat d'exploitation d'Enedis en normes françaises. Ce résultat est public et audité chaque année par les commissaires aux comptes.

La contribution à l'équilibre n'est pas une notion à caractère comptable, ni un flux financier, mais elle illustre le lien essentiel entre les concessions qu'est l'unicité du tarif d'acheminement sur l'ensemble du territoire.

Contribution à l'équilibre (*en k€*) (Concession)

	2024	2025
Total des produits d'exploitation - total des charges d'exploitation (pour rappel)	21 861	**23 870**
Charge supplémentaire	14 345	**5 976**
Produit supplémentaire	0	**0**
Total des produits - total des charges y compris contribution à l'équilibre (niveau moyen)	**7 516**	**17 894**

4.1.2. Les éléments exceptionnels

Conformément à l'article D. 2224-40 du décret n° 2016-496 du 21 avril 2016, relatif au compte-rendu annuel d'activité des concessions d'électricité, Enedis mentionne les produits et charges exceptionnels. Ils sont répartis au prorata du nombre de clients de la concession par rapport à l'ensemble des clients d'Enedis, en l'absence d'information permettant de les localiser sur la concession.

Les montants répartis pour 2025 dans le cadre des textes précités sont les suivants :

Eléments exceptionnels ***(en k€)*** (Concession)

	2025
Produits	**2 011**
Charges	**1 502**
Produits - charges	**508**

4.1.3. Principaux éléments de la délibération de la CRE du 4 février 2025 concernant les prévisions de charges d'exploitation et de produits d'exploitation en 2025 et 2026

Charges nettes d'exploitation

D'un point de vue tarifaire, les charges nettes d'exploitation d'Enedis sont constituées :

- des charges liées à l'exploitation du système électrique composées :
  - des charges d'accès au réseau public de transport,
  - des autres charges liées à l'exploitation du système électrique ;
- des autres charges nettes d'exploitation.

A) Charges liées à l'exploitation du système électrique

1) Charges d'accès au réseau public de transport

Le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution couvre l'accès des gestionnaires de ces réseaux au réseau public de transport.

La CRE a estimé les montants prévisionnels des charges d'accès au réseau public de transport sur la base notamment :

- des évolutions prévisionnelles du TURPE HTB prévues par la délibération de la CRE du 21 janvier 2021 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans le domaine de tension HTB (TURPE 6 HTB) pour l'année 2024, et pour l'année 2025, par la délibération du 4 février 2025 (TURPE 7 HTB) ainsi que celle du 6 janvier 2025 ;
- des hypothèses d'évolution des volumes de soutirage sur le réseau public de transport prévues dans le cadre de cette même délibération.

Les montants prévus pour 2025 et 2026 dans le cadre des délibérations précitées sont les suivants :

Charges d'accès au réseau public de transport (M€ courants)

	2025	2026	Variation (en %)
Charges d'accès au réseau public de transport	4125	4192	2%

2) Autres charges liées à l'exploitation du système électrique

Les autres charges liées à l'exploitation du système électrique couvrent essentiellement les achats de pertes sur les réseaux.

La CRE a retenu les montants prévisionnels des achats de pertes estimés par Enedis pour l'année 2025.

Autres charges d'exploitation du système électrique *(M€ courants)*

	2025	2026	Variation (en %)
Autres charges liées à l'exploitation du système électrique	1918	1986	+ 4%
Dont achats de perte	1894	1964	+ 4%

B) Autres charges nettes d'exploitation

Les autres charges nettes d'exploitation correspondent notamment :

- aux autres achats et services (dont font partie les redevances de concession), aux charges de personnel et aux impôts et taxes ;
- déduction faite des produits d'exploitation hors recettes d'acheminement (dont font partie les contributions des utilisateurs reçues au titre du raccordement).

Dans le cadre de la décision TURPE 7, la CRE a retenu une trajectoire de charges d'exploitation prenant principalement en compte :

- la hausse des charges d'exploitation nécessaires pour permettre l'accélération des raccordements et garantir la sécurité des ouvrages ;
- une croissance des charges de personnel donnant à Enedis les moyens humains suffisants pour faire face à la croissance des investissements et mettre en œuvre des chantiers tels que la lutte contre les fraudes et la refonte du plan de tension.

Autres charges nettes d'exploitation *(M€ courants)*

	2025	2026	Variation (en %)
Autres charges nettes d'exploitation	4729	4788	+ 6%
Dont contributions des utilisateurs reçues au titre du raccordement	-1419	-1541	8%

Recettes d'acheminement

Les recettes d'acheminement (hors composante rémunération des fournisseurs pour la gestion des clients en contrat unique) prévues pour 2025 et 2026 dans le cadre des délibérations précitées sont les suivantes :

Recettes d'acheminement (M€ courants)

	2025	2026	Variation (en %)
Les recettes d'acheminement prévisionnelles	17544	17941	2%

NB: Pour l'année 2025, les recettes d'acheminement prévisionnelles intègrent l'évolution de 7,7 % du TURPE HTA-BT au 1er février 2025 prévue par la délibération de la CRE du 6 janvier 2025.

NB : Pour l'année 2025, les recettes d'acheminement prévisionnelles intègrent l'évolution de 7,7 % du TURPE HTA-BT au 1er février 2025 prévue par la délibération de la CRE du 6 janvier 2025.

4.2. Les informations patrimoniales

Les valeurs présentées correspondent aux ouvrages concédés en exploitation, qu'ils aient été construits sous maîtrise d'ouvrage du concédant ou du concessionnaire.

Le concessionnaire a finalisé ses travaux d'amélioration de la localisation des ouvrages.

Sont ainsi désormais distingués :

- les compteurs Linky™ et marchés d'affaires ;
- les transformateurs HTA-BT ;
- les colonnes montantes électriques ;
- les branchements aériens constitués des liaisons réseau aériennes et de leurs dérivations individuelles ;
- les liaisons réseau aéro-souterraines et souterraines ;
- les dérivations individuelles des liaisons réseau aéro-souterraines et souterraines ;
- les disjoncteurs.

Dans le cadre de ces travaux, des études ont été lancées dès 2020 pour déterminer la meilleure estimation de la durée de vie de ces nouvelles catégories d'ouvrages. Ces études ont porté sur la tenue technique des ouvrages (revue des prescriptions des matériels et réalisation de tests de vieillissement de matériels prélevés sur le lieu d'exploitation), leurs conditions d'exploitation (études d'incidentologie) et l'évolution du parc. Ces études ont conclu à une durée de vie de 60 ans pour les branchements aériens, au lieu de 50 ans précédemment et vont se poursuivre sur les autres catégories de branchements.

Par ailleurs, des analyses de même nature ont été menées sur les réseaux BT torsadés entre 2023 et 2025. Sur la base de leurs conclusions, le Directoire d'Enedis a décidé d'allonger de 50 à 60 ans la durée d'amortissement des canalisations BT aériennes torsadées et des branchements aériens de même technologie, à compter du 1er décembre 2025.

Les valeurs immobilisées des quelques ouvrages résiduels ne faisant pas l'objet d'un suivi individualisé dans le système d'information patrimonial restent affectées par concession en fonction de clés.

Des travaux de rapprochement des bases techniques et comptables sont en cours notamment sur les réseaux BT fils nus sur la base d'un accord de méthode convenu avec la FNCCR et France urbaine. Dans l'objectif de supprimer la quasi-totalité du stock de fils nus sur le terrain en collaboration avec les AODE, le concessionnaire a organisé au préalable une campagne de fiabilisation des bases de données techniques pour une planification efficace des chantiers de suppression. Pour donner suite aux différents résultats des diagnostics et à la mise à jour de la base technique, les premières corrections comptables ont eu lieu en 2023. Ces travaux se sont poursuivis en 2024 et achevés en 2025.

La valeur des ouvrages concédés au 31 décembre 2025

Valeur des ouvrages concédés *(en k€)*

	Valeur brute comptable	Amortissements	Valeur nette comptable	Valeur de remplacement	Provisions de renouvellement
Canalisations HTA	273 685	129 380	144 305	381 876	15 294
Dont aérien	38 172	29 997	8 175	67 996	7 970
Dont souterrain	235 513	99 383	136 130	313 880	7 323
Canalisations BT	213 468	98 630	114 838	301 738	4 640
Dont aérien	48 505	32 065	16 440	85 593	2 315
Dont souterrain	164 963	66 565	98 398	216 146	2 325
Postes HTA-BT	64 001	44 552	19 449	91 323	4 629
Transformateurs HTA-BT	20 943	10 142	10 800	29 793	2 744
Comptage	21 251	8 249	13 002	21 251	0
Dont compteurs Linky™	17 395	5 925	11 469	17 395	0
Dont compteurs marché d'affaires	1 112	442	670	1 112	0
Dont disjoncteurs	2 745	1 881	863	2 745	0
Branchements	128 202	54 945	73 257	173 446	9 289
Dont branchements aériens˚	9 557	6 443	3 115	18 053	4 330
Dont liaisons réseaux souterraines et aéro-souterraines	94 898	36 684	58 214	123 848	4 286
Dont dérivations individuelles des liaisons réseau aéro-souterraines et souterraines	23 747	11 819	11 928	31 545	673
Ouvrages collectifs de branchement	7 802	2 835	4 967	10 408	1
Autres biens localisés	5 508	3 720	1 788	6 280	144
Comptage non localisés	106	106	0	106	0
Autres biens non localisés	2 049	1 626	423	2 445	35
Total	**737 016**	**354 185**	**382 831**	**1 018 668**	**36 776**

˚ Constitués des liaisons réseau aériennes et de leurs dérivations individuelles.

La **valeur brute** correspond à la valeur d'origine des ouvrages, évaluée à leur coût d'acquisition ou de production, ou à la valeur vénale (cas des colonnes « loi ELAN » notamment).

La **valeur nette comptable** correspond à la valeur brute diminuée des amortissements industriels pratiqués selon le mode linéaire sur la durée d'utilité des ouvrages.

La **valeur de remplacement** représente l'estimation, à fin 2025, du coût de remplacement d'un ouvrage à fonctionnalités et capacités identiques. Elle fait l'objet, au 31 décembre de l'exercice, d'une revalorisation sur la base d'indices spécifiques à la profession issus de publications officielles. L'incidence de cette revalorisation est répartie sur la durée de vie résiduelle des ouvrages concernés.

Mode et durées d’amortissement

Les immobilisations sont amorties selon le mode linéaire. Pour les principaux ouvrages, les durées d’utilité estimées sont les suivantes :

Durées d'utilité estimées

Génie civil des postes	45 ans
Canalisations HTA et BT	40 ans à 60 ans
Postes de transformation	30 ans ou 40 ans
Compteurs Linky™	20 ans
Disjoncteurs	20 ans
Autres installations de comptage	20 à 30 ans*
Colonnes montantes électriques	60 ans
Liaisons réseau/dérivations individuelles	40 ans à 60 ans

* Certaines installations de comptage font actuellement l’objet d’un amortissement accéléré.

Comme indiqué précédemment, la durée d’amortissement des canalisations BT aériennes torsadées et des branchements aériens de même technologie a été allongée de 50 à 60 ans à compter du 1er décembre 2025.

Périodiquement, Enedis s’assure de la pertinence des principaux paramètres de comptabilisation des immobilisations (durées d’utilité, valeurs de remplacement, mailles de gestion). Les travaux d’individualisation menés vont notamment permettre d’affiner, dans le temps, ces paramètres par composant, pour un plus juste reflet de la réalité patrimoniale.

La variation des actifs concédés au cours de l'année 2025

Variation de la valeur des ouvrages concédés au cours de l'année 2025 ***(en k€)*** (Mise en service)

	Valeur brute au 01/01/2025 pro forma	Apports Enedis nets	Apports externes nets (concédants & tiers)	Retraits en valeur brute	Transferts en valeur brute	Valeur brute au 31/12/2025
Canalisations HTA	266 116	7 756	412	-599	0	273 685
Dont aérien	37 619	805	0	-266	14	38 172
Dont souterrain	228 498	6 951	412	-333	-14	235 513
Canalisations BT	204 908	2 482	6 706	-628	0	213 468
Dont aérien	48 568	91	291	-444	0	48 505
Dont souterrain	156 340	2 391	6 416	-184	0	164 963
Postes HTA-BT	61 680	2 244	309	-213	-19	64 001
Transformateurs HTA-BT	19 839	1 109	207	-104	-109	20 943
Comptage	20 801	613	0	-166	3	21 251
Dont compteurs Linky™	17 094	425	0	-128	3	17 395
Dont compteurs marché d'affaires	1 040	85	0	-13	0	1 112
Dont disjoncteurs	2 666	103	0	-24	0	2 745
Branchements	121 598	3 729	4 691	-1 814	-2	128 202
*Dont branchements aériens**	9 265	309	107	-123	0	9 557
Dont liaisons réseaux souterraines et aéro-souterraines	89 875	2 794	3 813	-1 582	-2	94 898
Dont dérivations individuelles des liaisons réseau aéro-souterraines et souterraines	22 459	627	771	-109	0	23 747
Ouvrages collectifs de branchement	7 437	364	38	-37	0	7 802
Autres biens localisés	5 250	236	39	0	-17	5 508
Comptage non localisé	106	0	0	0	0	106
Autres biens non localisés	2 076	10	0	-51	13	2 049
Total	**709 812**	**18 542**	**12 402**	**-3 610**	**-131**	**737 016**

* Constitués des liaisons réseau aériennes et de leurs dérivations individuelles.

Les **valeurs brutes « pro forma »** correspondent au périmètre des communes adhérentes au 31 décembre 2025.

Les **apports Enedis nets** correspondent aux ouvrages construits sous maîtrise d'ouvrage d'Enedis mis en service dans l'année, ainsi qu'aux contributions financières directes d'Enedis dans le cas d'ouvrages réalisés sous maîtrise d'ouvrage du concédant (notamment la contribution d'Enedis au titre de l'article 8 et de la PCT), déduction faite le cas échéant des contributions financières externes.

Les **apports externes nets** correspondent aux ouvrages apportés par le concédant ou les tiers et mis en service dans l'année, ainsi qu'aux contributions financières externes dans le cas d'ouvrages réalisés par le concessionnaire (par exemple lors de déplacements d'ouvrages), déduction faite le cas échéant des contributions financières directes d'Enedis.

Synthèse des passifs de concession

Les passifs de concession sont de natures différentes selon que l'on considère les droits sur les ouvrages existants ou les droits sur les ouvrages futurs.

Droits sur les ouvrages existants *(en k€)* (Concession)

	2024	2025	Variation *(en %)*
Contre-valeur des biens concédés (comptes 22941x et 22945x)	372 423	**382 831**	**2,8 %**
Valeur nette comptable des financements Enedis (comptes 22955x)	202 630	**208 934**	**3,1 %**

Les **droits sur les ouvrages existants** comprennent :

- la contre-valeur des biens, qui correspond à la valeur nette comptable des ouvrages concédés et matérialise l'obligation de retour des ouvrages au concédant ;
- la valeur nette comptable des financements Enedis (ou financement du concessionnaire non amorti) : cette valeur correspond à la part non amortie des apports nets d'Enedis.

Droits sur les ouvrages futurs *(en k€)* (Concession)

	2024	2025	Variation *(en %)*
Amortissement du financement du concédant (compte 229541)	100 497	**105 205**	**4,7 %**

Les **droits sur les ouvrages à renouveler** correspondent à l'amortissement du financement du concédant sur des biens pour lesquels Enedis est maître d'ouvrage du renouvellement.

Le financement du concédant est défini comme les apports externes nets des concédants et des tiers. Ce montant est ensuite complété des montants de provision pour renouvellement et d'amortissement du financement du concédant affectés en financement du concédant lors des renouvellements. Pendant la durée de la concession, les droits du concédant sur les biens à renouveler se transforment donc, au remplacement effectif du bien, en droit du concédant sur les biens existants.

Montant des droits du concédant *(en k€)* (Concession)

	2024	2025	Variation *(en %)*
Somme des comptes 22941x, 22945x, 229541 et 22955x	270 290	**279 102**	**3,3 %**

Les **droits du concédant** correspondent aux enregistrements comptables dans les comptes 229. Ils sont spécifiques à l'existence de passifs du patrimoine concédé.

Ils correspondent à la somme de :

- La valeur nette comptable des ouvrages concédés ;
- L'amortissement du financement du concédant ;
- Diminuée de l'amortissement du financement concessionnaire non encore amorti.

Provision pour renouvellement *(en k€)* (Concession)

	2024	2025
Provision	38 344	**36 776**

La provision pour renouvellement est assise sur la différence entre la valeur d'origine des ouvrages et leur valeur de remplacement à fonctionnalités et capacités identiques.

Elle est constituée pour les contrats de type 2017 sur la durée de vie des biens ou continue à l'être pour les contrats modèle 92 pour les seuls ouvrages renouvelables avant le terme de la concession et pour lesquels Enedis est maître d'ouvrage du renouvellement, conformément à l'article 36 de la loi du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières et selon les modalités juridiques du contrat de concession en vigueur.

4.3. Les flux financiers de la concession

La redevance de concession

La redevance annuelle de concession a pour objet de faire financer par le prix du service rendu aux clients, et non par l'impôt :

Les frais supportés par l'autorité concédante dans l'exercice de son pouvoir concédant

C'est la part R1 de cette redevance, dite « de fonctionnement ». Elle couvre notamment les dépenses relatives au contrôle de la bonne exécution du contrat de concession, aux conseils donnés aux clients pour l'utilisation rationnelle de l'électricité.

Montant de la part R1 *(en €)* (Concession)

	2024	**2025**	**Variation** *(en %)*
Part R1 versée	564 293	**558 290**	**-1,1 %**
Dont part R1 versée au titre des années antérieures	9 331	**0**	**-**

Une partie des dépenses effectuées par l'autorité concédante au bénéfice du réseau concédé

C'est la part R2 de la redevance, dite « d'investissement ». Elle représente chaque année N une fraction de la différence (si elle est positive) entre certaines dépenses d'investissement effectuées par l'autorité concédante et certaines recettes perçues par celle-ci durant l'année N-2. Son montant est exprimé ci-dessous hors taxes.

Montant de la part R2 *(en €)* (Concession)

	2024	**2025**	**Variation** *(en %)*
Part R2 versée	1 540 411	**1 343 144**	-12,8%
Dont part R2 versée au titre des années antérieures	309 364	**0**	-

La part couverte par le tarif (PCT)

Les travaux de raccordement qui ont fait l'objet d'une remise d'ouvrages au concessionnaire sont éligibles à la part couverte par le tarif (PCT) versée par Enedis dans les conditions fixées par le cahier des charges de concession.

Le montant de PCT versé par Enedis au cours de l'exercice 2025 pour la concession s'élève à **1 081 369 €.**

Les aides à l'électrification rurale dans le cadre du CAS-FACÉ

Bien qu'il ne s'agisse pas d'une ressource contractuelle versée directement par Enedis, il convient de noter que l'autorité concédante bénéficie chaque année, pour le financement des travaux d'électrification rurale réalisés sous sa maîtrise d'ouvrage, d'aides versées dans le cadre du compte d'affectation spéciale Financement des aides aux collectivités territoriales pour l'électrification rurale (CAS-FACÉ).

Le montant des dotations FACÉ attribué à votre département au titre de 2025 est le suivant :

Département	
Montant (en k€)	**2 281**

La participation au titre de l'article 8

Conformément aux dispositions de l'article 8A du cahier des charges, le concessionnaire participe au financement des travaux réalisés sur le territoire de la concession qui sont destinés à améliorer l'intégration des ouvrages existants dans l'environnement et qui contribuent à la sécurisation des réseaux.

Montant de la participation *(en €)* (Concession)

	2024	**2025**	**Variation** *(en %)*
Article 8 « Travaux environnement »	250 000	**0**	-

Le montant de la participation d'Enedis au programme travaux 2025 de l'article 8 a été réglé au 1er trimestre 2026.

Les partenariats et les conventions spécifiques

Le concessionnaire intervient également dans le cadre de partenariats spécifiques, notamment afin de mieux intégrer ses ouvrages électriques dans le paysage. Une convention pluriannuelle avec TE80 fixe le montant de la participation d'Enedis à 30 k€/an pour la réalisation d'embellissements de postes sur le territoire de la concession.