

Réunion du Comité du SDEHG

-

Vendredi 30 janvier 2026 à 14h00

Visioconférence

ORDRE DU JOUR

1. *Désignation d'un secrétaire de séance* _____ 6
2. *Procès-verbal du Comité Syndical du 5 novembre 2025* _____ 6
3. *Débat d'orientations budgétaires pour 2026 et mise à jour du règlement d'intervention du SDEHG* _____ 6
4. *Débat d'orientations budgétaires pour 2026 - Budget annexe réseaux de chaleur* __ 11
5. *Avenant au contrat de concession afférent au Programme Pluriannuel d'Investissements 2026-2029* _____ 12
6. *Compte-rendu des délégations du Comité* _____ 14
7. *Questions diverses* _____ 15

Le vendredi 30 janvier 2026 à 14h00, les membres du Comité Syndical, légalement convoqués, se sont réunis à distance par visioconférence, sous la présidence de M. Thierry SUAUD.

Nombre de membres en exercice : 240	Nombre de membres présents : 126
Quorum : 121	Nombre de pouvoirs : 11

PRÉSENTS

- M. AGOSTI Dominique
- M. ALENÇON Alain
- M. ALMERO Jean-Jacques
- Mme AMPOULANGE Françoise
- M. ASTOR Jean-Louis
- M. AURY Jean-Pierre
- M. AUSSEL Edmond
- M. BAQUIER Jacques
- M. BAR Frédéric
- M. BARBREAU Robert
- M. BARTHE de MONTMEJAN Gérard
- M. BERGON Christian
- M. BERNES Jean-Paul
- M. BERRI Djamel
- M. BEZIAT Denis
- M. BLOYET Anthony
- M. BODOT Bernard
- Mme BONHOMME Martine
- M. BONNET Bernard
- M. BOUBE Patrick
- M. BOUDON Gérard
- M. BOUREAU Pascal
- M. BRACHET Philippe
- M. BRANA Jean-Pierre
- M. BRESSAND Philippe
- M. BRONDINO Georges
- M. CARVALHO Horacio
- M. CASSAGNE Robert
- M. CASTERA Didier
- M. CAZELLES Jean-Pierre
- M. CHARTIER Patrick
- M. COLLA Serge
- M. COSTES Philippe
- M. DE SCORRAILLE Jean-Baptiste
- M. DEJEAN Serge
- M. DELHON Jacques
- Mme DELMOND Ghislaine
- M. DEODATO Jean-Paul
- M. DUCASSE Bernard
- M. DUHAMEL Thierry
- M. DUPEYRON Michel
- M. DUPRESSOIRE Jean-Luc
- Mme EMBRY Marie
- M. ESTIBALS Jacques
- M. FABRE Christian
- M. FABRIS Marcel
- M. FERNANDEZ Marc
- Mme FERRERI Arlette
- Mme FEVRIER Anne-Marie
- M. FOURMENT Jean-Luc
- M. FREZOULS Jean-Philippe
- M. FUSEAU Philippe
- M. GALAUP Didier
- M. GALINON Jérôme
- Mme GALY Brigitte
- M. GASC Jean-Pierre
- M. GASQUET Etienne
- M. GAUTHIER Jean
- Mme GENNARO-SAINT Christine
- Mme GIBERT Janine
- M. GILLES André
- M. GILLON Christophe
- Mme GIMENEZ Corinne
- Mme GINER Corinne
- M. GRASS Francis
- M. GRIMAUD Robert
- Mme GRUEL Marie-Louise
- M. GUILLERMIN Thierry
- M. HERBAUT Patrick
- Mme HILLAT Brigitte
- Mme HUMEAU Dominique
- M. IMART Thierry
- Mme KLOPP-TOSSER Gwénola
- M. KONDRYSZYN Serge
- M. LAFFONT Didier
- M. LARGE Alain
- M. LASSERRE Alain
- M. LASSERRE Marc
- Mme LATCHÉ Catherine
- M. LAVIGNE Gérard
- M. LE NÉVANEN Cédric
- M. LECOURT Bruno
- M. LEMAGNER Frédéric
- M. LORRAIN Jean-Luc
- M. LOT Thierry
- M. MALAVAL Claude
- M. MALET Jean-Pierre
- M. MARC David
- M. MARCHAND René
- M. MARTY Francis
- M. MAZARDO Jean-Michel
- Mme MEIFFREN Isabelle
- Mme MERLE-JOSÉ Christine
- M. MILHAU Claude
- M. MORO Sébastien
- Mme MOURGUE Josiane
- M. PALLEJA Patrick
- M. PAQUELET Pascal
- M. PARRO Fabrice
- M. PAYAN Miguel
- M. PEYRAS Henri
- M. PICARD Serge
- M. PORTES Thierry
- M. PUYDEBOIS Yves

- M. RASPEAU Raoul
- M. RICHARD Jean Louis
- M. RIQUET Alain
- M. RIVAL Patrice
- M. ROBERT Didier
- M. RODRIGUES Patrice
- M. ROUJEUAN Edgard
- Mme ROURE Marie-Hélène
- M. ROUSSEL Jean-François
- Mme RUSSO Ida
- M. SARRALIÉ Claude
- M. SAURA Olivier
- M. SAURAT Bernard
- M. SAVIGNY Thierry
- M. SOMBRIS Yves
- M. SUAUD Thierry
- M. TARRAUBE Gilbert
- M. THIBAUD Gérard
- M. TONELLI Marc
- Mme VALCKE Sophie
- M. VIGUIER Gilles
- M. VINCENT Pierre

ABSENTS EXCUSÉS

- Mme ADOUE-BIELSA Caroline
- M. AKA Alain
- Mme ALLAL Fella
- Mme ARMENGAUD Roseline
- M. ARSAC Olivier
- M. AUGÉ Dimitri
- M. AUJOUAT Michel
- M. AUTHIÉ Olivier
- M. BEDIEE Jean Sébastien
- M. BERLUTEAU Xavier
- M. BICO Carlos
- M. BORHOVEN Davy
- M. BOTTAREL Didier
- M. BOUCHE Jean-Paul
- Mme BOULAY Dominique
- M. BOYER Maxime
- M. BRIAND Sacha
- M. BRIANTAIS Paul
- M. CALMETTES Francis
- M. CAMART Joël
- M. CAPARROS Pierre
- M. CASTEX Frédéric
- M. CAZARRE Max
- M. CHOLLET François
- M. COGNARD Gaëtan
- M. CORBARIEU Thierry
- Mme COURTOIS-PÉRISSÉ Jennifer
- M. DA SILVA Manuel
- M. DARNAUD Guy
- M. DAVEZAC Gilles
- M. DE PINS-LOZE Etienne
- M. DEBEAURAIN Guillaume
- M. DELPECH Patrick
- M. DESBONNET Guy
- M. DESSEAUX Jean-Pierre
- Mme DOITTAU Véronique
- M. DUCOMTE Alain
- Mme DUFFORT PIQUES Régine
- Mme DUFRAISSE Cécile
- M. DUMOULIN Jean-Marc
- M. DUNAL Jonhny
- M. DURAND Cédric
- M. DURAND Christophe
- M. DURANDET Patrick
- M. ESNAULT Emilion
- M. ESPIC Bruno
- M. ESPIE Jean-Claude
- M. ESPLUGAS-LABATUT Pierre
- M. FRECHOU Jean-Claude
- M. GAILLARD David
- M. GARCIA Damien
- M. GASPARD Joseph
- M. GENRE Pierre
- M. GIRAUDO Sébastien
- M. GLINKOWSKI Julien
- Mme ICARD Evelyne
- Mme JACQUET-VIOLLEAU Valérie
- M. JEANBON Patrick
- M. JOLIBERT Bastian
- M. JOUBÉ Raymond
- Mme KATZENMAYER Laurence
- M. LAGORCE Patrice
- Mme LAIGNEAU Annette
- M. LARROQUE Alain
- M. LASSERRE Serge
- M. LATTES Jean-Michel
- Mme LEFEVRE Marine
- M. LEFRANC Gérard
- M. LEGRIS Jérôme
- Mme LEJEUNE Christine
- M. LIONNET Marc
- M. LOMBARDO Bruno
- M. LOURME Etienne
- Mme LYORET Sandrine
- M. MANERO Félix
- Mme MARTY Souhayla
- Mme MAURIN Nadine
- Mme MICHAUD Elisabeth
- Mme MIQUEL-BELAUD Nicole
- M. MISIAK Nicolas
- M. NAVARRO Yvan
- Mme NISON Claire
- Mme OCHOA Nina
- Mme OUSMANE Gnadang
- M. PARRE Frédéric
- M. PASSERIEU Bernard
- M. PAVAN René
- Mme PEIRO Marielle
- M. PELLEGRINO Joseph
- M. PLICQUE Patrick
- M. PONS Quentin
- Mme RACAUD-ESPINOSA Christine
- M. RIBEYRON Franck
- M. RIQUET Clément
- M. ROQUES Patrick
- M. ROUX Laurent
- M. SABATHÉ Daniel
- M. SALAT Eric
- M. SALVATICO Jean-Paul
- M. SARRAU Bertrand

- M. SCHWENZFEIER Christian
- M. SENTOUS Thierry
- M. SERRE François
- M. SOLOMIAC Christophe
- M. SOULIÉ Laurent
- Mme SOUSSI Nadia
- M. STURMEL Philippe

- M. SUSIGAN Alain
- M. TRAUTMANN Pierre
- M. VERGNES Claude
- M. VIDAL Alain
- M. VINCINI Sébastien
- M. WASTJER Michel
- M. ZARAGOZA Antoine

PROCURATIONS

- M. CAMART Joël
- M. DEBEAURAIN Guillaume
- Mme DUFRAISSE Cécile
- M. DURANDET Patrick
- M. ESPLUGAS-LABATUT Pierre
- Mme JACQUET-VIOLLEAU Valérie
- M. LATTES Jean-Michel
- M. LOMBARDO Bruno
- Mme OCHOA Nina
- M. PARRE Frédéric
- M. VINCINI Sébastien

- à Mme Janine GIBERT
- à M. BÉZIAT Denis
- à M. DE SCORRAILLE Jean-Baptiste
- à M. FUSEAU Philippe
- à Mme DELMOND Ghislaine
- à M. GASC Jean-Pierre
- à M. LEMAGNER Frédéric
- à M. CHARTIER Patrick
- à Mme AMPOULANGE Françoise
- à Mme MEIFFREN Isabelle
- à M. SUAUD Thierry

Préambule - Actualités

Le Président Thierry SUAUD ouvre la séance en remerciant les participants pour leur présence et formule ses vœux pour la nouvelle année.

Il annonce également la participation de plusieurs intervenants : Bernard DEGEILH, Administrateur des finances publiques adjoint, les représentants d'ENEDIS et EDF ainsi que les collaborateurs du SDEHG.

Réforme de la décentralisation

Le Président informe le Comité qu'un nouvel acte de décentralisation est envisagé au niveau national. Parmi les pistes évoquées, la compétence relative à la gestion de réseaux notamment des réseaux d'énergie, pourrait être transférée aux départements.

Il précise qu'il ne s'agit pas d'un sujet d'inquiétude immédiate, mais d'un élément nécessitant vigilance, analyse et suivi.

Projet de loi de finances et FCTVA

Le projet initial de loi de finances prévoyait la suppression de l'éligibilité au Fonds de compensation pour la taxe sur la valeur ajoutée (FCTVA) des dépenses d'entretien des réseaux dont l'éclairage public.

La suppression du FCTVA pour ces dépenses représenterait un manque à gagner proche de 1 million d'euros par an pour le Syndicat.

Afin d'anticiper, le Syndicat a d'ores et déjà engagé un travail :

- d'optimisation du marché d'entretien de l'éclairage public, tout en préservant durablement la qualité du service rendu aux communes, sans dégrader la sécurité ni la performance du réseau.
- de reclassement des interventions de maintenance lourde en investissement, permettant de sécuriser environ 200 000 € de recettes de FCTVA.

Baisse de la consommation électrique

La consommation d'électricité en France, dont la hausse était pourtant anticipée dans le cadre de la décarbonation de l'énergie, reste finalement très limitée : elle atteint 442 TWh en 2024, soit seulement +0,7% par rapport à 2023.

En Haute-Garonne, la tendance est même orientée à la baisse, avec une diminution de 2,6%.

Cette baisse se répercute directement sur les recettes issues de l'assise sur l'électricité perçues par le SDEHG, qui pourraient reculer d'environ 400 000 €.

Il est toutefois rappelé que cette évolution s'explique aussi par les efforts de sobriété énergétique engagés par les collectivités et par le développement de l'autoconsommation.

Tarifs réglementés de l'électricité

Les instances nationales avaient annoncé en fin d'année dernière pour 2026 une baisse d'environ 10% du prix de l'électricité pour les particuliers.

Dans les faits, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) confirme une baisse plus modeste, limitée à - 0,8% au 1^{er} février, atténuée par la hausse d'autres mécanismes (accise, CEE).

Au regard de ces actualités, les programmes du SDEHG - LED++, production et autoconsommation locale d'énergie - restent pleinement pertinents : plus que jamais, il convient d'économiser l'énergie et la produire localement.

1. Désignation d'un secrétaire de séance

Conformément aux articles L5711-1 et L2121-15 du Code général des collectivités territoriales (CGCT), le Comité Syndical nomme, au début de chacune de ses séances, un ou plusieurs de ses membres pour remplir les fonctions de secrétaire.

Il est proposé au Comité Syndical de désigner un membre parmi les délégués présents pour assurer la fonction de secrétaire de séance.

Monsieur Thierry SAVIGNY est nommé secrétaire de séance à l'unanimité des membres présents.

2. Procès-verbal du Comité Syndical du 5 novembre 2025

Conformément aux articles L5711-1 et L2121-15 du Code général des collectivités territoriales (CGCT), le procès-verbal de chaque séance, rédigé par le ou les secrétaires, est arrêté au commencement de la séance suivante, et signé par le Président et le ou les secrétaires. Il est ensuite publié sous forme électronique de manière permanente et gratuite sur le site internet dans la semaine qui suit la séance au cours de laquelle il a été arrêté.

Il est proposé aux membres du Comité Syndical ayant participé à la dernière séance du 5 novembre 2025 d'arrêter le procès-verbal de ladite réunion.

Les membres du Comité Syndical présents à la séance du 5 novembre 2025 décident d'arrêter le procès-verbal tel que proposé et disponible sur www.sdehg.fr > Actes administratifs.

3. Débat d'orientations budgétaires pour 2026 et mise à jour du règlement d'intervention du SDEHG

Le débat d'orientations budgétaires (DOB) constitue la première étape dans le cycle budgétaire annuel.

Il représente une étape substantielle de la procédure budgétaire qui doit permettre d'informer les élus du Comité Syndical sur la situation économique et financière du SDEHG afin d'éclairer leur choix lors du vote du budget primitif.

La loi NOTRe n°2015-991 du 7 août 2015 - art. 107 a créé le « rapport d'orientations budgétaires » (ROB), lequel constitue la base à partir de laquelle doit se tenir le débat d'orientations budgétaires.

Le code général des collectivités territoriales (CGCT), notamment par les articles L1612-26, L2312-1 et R1612-49 précise qu'un syndicat mixte fermé comme le SDEHG comptant plus de 10 000 habitants et comprenant au moins une commune de 3 500 habitants et plus doit produire un rapport d'orientations budgétaires intégrant les éléments spécifiques suivants :

- les évolutions prévisionnelles des dépenses et des recettes et la présentation des engagements pluriannuels (autorisations de programme) ;
- des informations relatives à la structure de la dette ;
- la structure des effectifs et l'évolution des dépenses de personnel.

Le débat d'orientations budgétaires n'a aucun caractère décisionnel. Sa tenue doit néanmoins faire l'objet d'une délibération afin que le représentant de l'Etat puisse s'assurer du respect de la loi.

Projection 2026 des recettes

Le Président rappelle le principe du lien étroit entre finances et projets. Les recettes du Syndicat sont relativement stables, hormis l'incertitude sur l'assise évoquée plus haut.

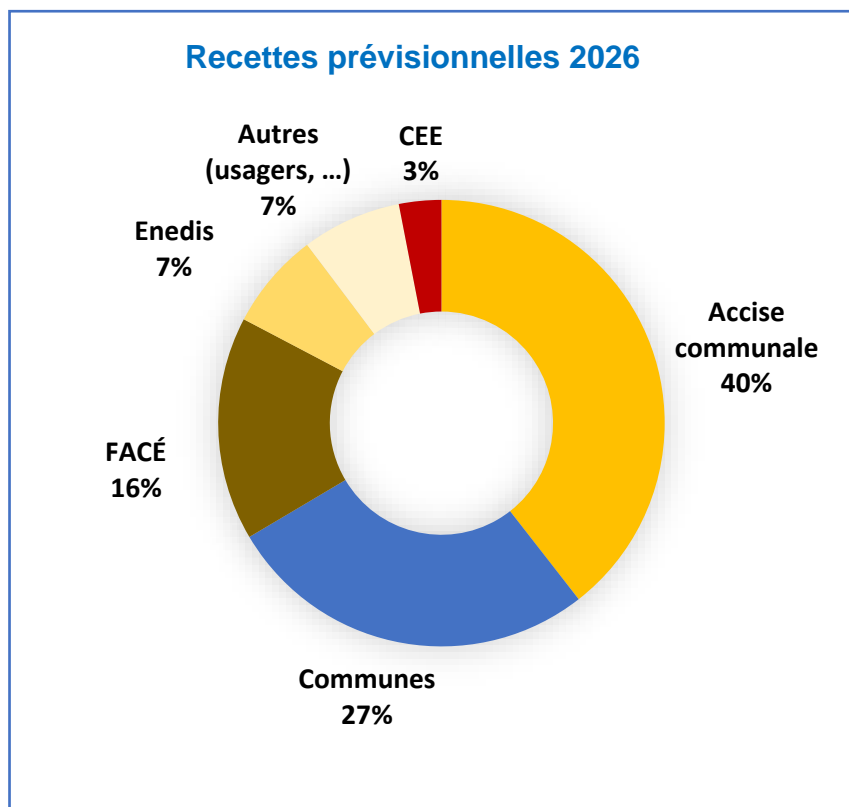
L'accise communale sur l'électricité, principale ressource du SDEHG (40% des recettes), présente une évolution difficilement prévisible : dynamique positive liée au développement des usages électriques (véhicules électriques, pompes à chaleur...), mais contrebalancée par les économies d'énergie et la montée de l'autoconsommation. Cette double tendance rend la prévision financière plus incertaine à moyen terme.

Le Fonds d'Amortissement des Charges d'Electrification (FACÉ) impose désormais une gestion plus rigoureuse : les crédits doivent être mobilisés plus précisément et plus rapidement pour éviter des reports inutiles.

En ce qui concerne le FCTVA, il convient d'être vigilants au regard de la menace de suppression de l'éligibilité des dépenses d'entretien de l'éclairage à ce dispositif. Même si la version discutée à l'Assemblée semble rassurante, le risque n'est pas totalement écarté.

Comme indiqué en préambule, le Syndicat a d'ores et déjà engagé un travail sur ce sujet :

- optimisation du marché d'entretien de l'éclairage public, tout en préservant durablement la qualité du service rendu aux communes, sans dégrader la sécurité ni la performance du réseau.
- reclassement des interventions de maintenance lourde en investissement, permettant de sécuriser environ 200 000 € de recettes de FCTVA.



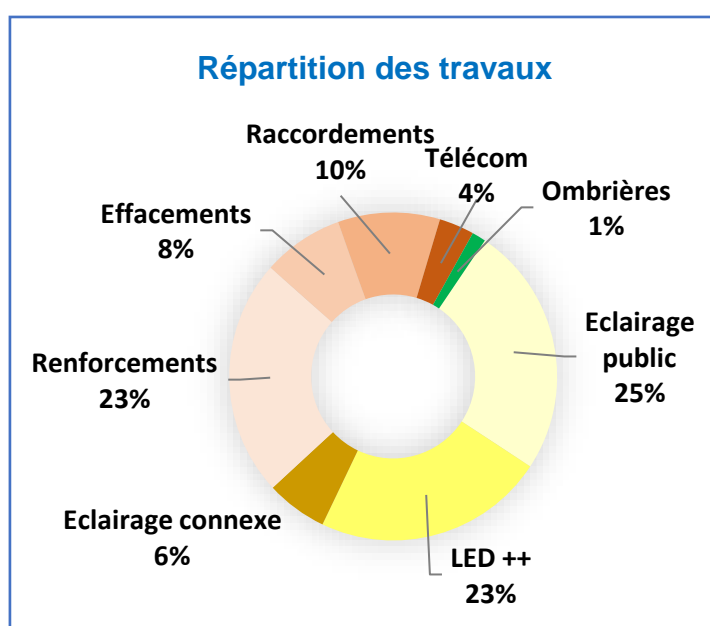
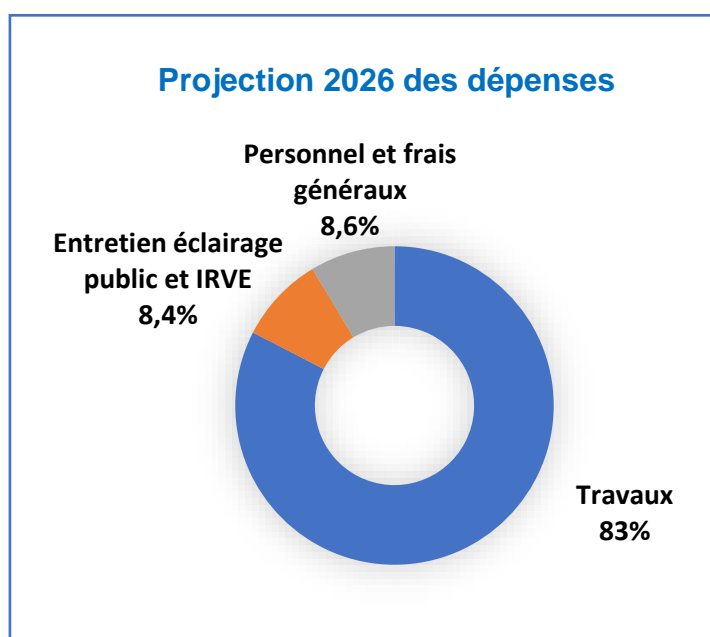
Projection 2026 des dépenses

Les frais de personnel et les frais généraux demeurent modestes au regard du volume total de travaux, représentant environ 9% des dépenses du Syndicat.

Les variations constatées d'une année sur l'autre s'expliquent principalement par :

- le recrutement d'ingénieurs supplémentaires pour accompagner les programmes LED++ et les projets d'ombrières photovoltaïques,
- les évolutions salariales habituelles,
- quelques interventions imprévues dans l'immeuble, liées à des fissurations de plâtres, un phénomène sans impact structurel, mais nécessitant tout de même des réparations.

91% des dépenses projetées pour 2026 sont destinées aux programmes d'investissement du SDEHG et à l'entretien de l'éclairage public et des Infrastructures de Recharge pour Véhicules Électriques (IRVE).



Indicateurs financiers (M€)

	2020	2021	2022	2023 *	2024	2025
EPARGNE BRUTE	23,2	26	27,1	35	28,8	29,1
EPARGNE NETTE	18,1	20,1	20,6	28,3	21,2	20,7
INVESTISSEMENT	44,1	46,3	46	50,9	64,1	51,6
ENDETTEMENT	44,9	47,9	50,4	51,4	61,9	65,5
RESULTAT EXERCICE	2	0,2	3	11,3	7,6	7,9
RESULTAT DE GESTION (Y compris emprunts spécifiques SDEHG)	-3	-2,3	-0,8	5,1	7,6	7,9

*L'exercice 2023 présente un résultat exceptionnel, lié à un ajustement ponctuel de la TICFE.

Les indicateurs financiers de l'année 2025 mettent en évidence une trajectoire financière solide et maîtrisée, avec une épargne brute de 29,1 M€ et une épargne nette de 20,7 M€.

L'emprunt contracté par le SDEHG permet d'octroyer des facilités de paiement au bénéfice des communes. L'indicateur relatif à l'endettement 2025 intègre les besoins inhérents au déploiement du programme LED++ financé par emprunt sur 12 ans.

Le Président rappelle la situation financière passée, marquée par l'ancien système d'emprunt « toxique » utilisé pour financer les besoins propres au fonctionnement du SDEHG. Ce modèle, abandonné au début du mandat, a permis de retrouver une trajectoire saine.

Le Président rappelle également que le Conseil départemental de la Haute-Garonne a consenti un effort tout particulier en apportant son soutien financier au SDEHG en vue d'accélérer l'équipement en éclairage public LED des communes haut-garonnaises. Dans une période où les indicateurs financiers étaient dans le rouge, le Conseil départemental a d'abord attribué 2 millions d'euros au SDEHG, puis a maintenu une enveloppe d'un million d'euros, et ce malgré les difficultés auxquelles il est confronté comme l'ensemble des départements de France, dont les recettes sont en baisse.

Le fonds de roulement actuel permet d'assurer le paiement des entreprises et des dépenses de fonctionnement du SDEHG.

Le résultat de gestion est positif de +7,9 M€ en 2025.

Après plusieurs résultats de gestion « négatifs » en 2020, 2021 et 2022, les résultats de gestion deviennent positifs dès 2023 et cette dynamique se confirme en 2024 comme en 2025.

Ces chiffres attestent d'une gestion rigoureuse et d'un modèle financier qui se consolide au service des communes et des usagers.

Pour autant, la prudence reste de mise (FCTVA, gestion du FACÉ...) et il conviendra de poursuivre le pilotage des finances avec la même vigilance pour préserver durablement l'action du Syndicat.

Modifications du règlement d'intervention

Sollicitées par les élus des communes lors des réunions des commissions territoriales, les évolutions suivantes sont proposées :

- **Remplacement des horloges astronomiques défectueuses** :
La prestation du SDEHG d'entretien de l'éclairage public comprendrait le remplacement des horloges astronomiques défectueuses identifiées lors des interventions de maintenance préventive ou corrective.
- **Production locale d'électricité en autoconsommation** :
Un groupement de commandes géré par le SDEHG, avec mise à disposition de l'ingénierie y afférente, pour développer les ombrières en autoconsommation a été proposé aux communes dès 2025.
Le SDEHG étudie la mise à disposition d'ingénierie pour ses communes afin de leur permettre d'aller plus loin dans la production locale en autoconsommation (boucles d'autoconsommation étendues, unités de production sur toiture, stockage d'énergie, cohérence avec la rénovation des bâtiments, etc.).

Au vu du rapport d'orientations budgétaires pour 2026 et du débat organisé en séance, le Comité Syndical :

- **prend acte de la tenue du débat d'orientations budgétaires 2026 sur la base du rapport d'orientations budgétaires figurant en annexe 1.**
- **adopte le règlement d'intervention du SDEHG figurant en annexe 2 mis à jour suivant le rapport d'orientations budgétaires présenté en séance.**
- **donne mandat au Bureau et au Président pour engager les actions présentées dans le cadre des délégations qui leur ont été attribuées par délibérations du 9 octobre 2020.**

Résultat du vote :

Pour	134
Contre	0
Abstention	2 ⇒ Mme AMPOULANGE Françoise (+ pouvoir de Mme OCHOA Nina)
Non-participation au vote	0

4. Débat d'orientations budgétaires pour 2026 - Budget annexe réseaux de chaleur

Le débat d'orientations budgétaires (DOB) constitue la première étape dans le cycle budgétaire annuel. Il représente une étape substantielle de la procédure budgétaire qui doit permettre d'informer les élus du Comité Syndical sur la situation économique et financière de la régie Réseau de chaleur du SDEHG afin d'éclairer leurs choix lors du vote du budget primitif.

La loi NOTRe n°2015-991 du 7 août 2015 - art. 107 a créé le « rapport d'orientations budgétaires » (ROB), lequel constitue la base à partir de laquelle doit se tenir le débat d'orientations budgétaires.

Le code général des collectivités territoriales (CGCT), notamment par les articles L1612-26, L2312-1 et R1612-49 précise qu'un syndicat mixte fermé comme le SDEHG comptant plus de 10 000 habitants et comprenant au moins une commune de 3 500 habitants et plus doit produire un rapport d'orientations budgétaires intégrant les éléments spécifiques suivants :

- les évolutions prévisionnelles des dépenses et des recettes ;
- des informations relatives à la structure de la dette ;
- la structure des effectifs et l'évolution des dépenses de personnel.

Le débat d'orientations budgétaires n'a aucun caractère décisionnel. Sa tenue doit néanmoins faire l'objet d'une délibération afin que le représentant de l'Etat puisse s'assurer du respect de la loi.

Le Président rappelle l'historique des projets étudiés (Grazac, Fonsorbes, Lherm, L'Isle-en-Dodon) et souligne la difficulté d'établir des modèles économiques viables pour des réseaux de chaleur de petite taille. Plusieurs projets, séduisants au départ, se sont révélés non soutenables, en raison notamment du prix de sortie trop élevé pour les utilisateurs.

Le projet du Lherm, qui repose sur l'extension d'un réseau technique existant, est en cours de finalisation. Celui de L'Isle-en-Dodon fait l'objet d'une réévaluation complète, menée conjointement avec la commune, l'ADEME et les services de SOLÉVAL.

L'année 2026 marquera la mise en service du réseau de chaleur du Lherm, avec la finalisation des travaux et le démarrage de l'exploitation courant mars/avril. Elle constituera une première année de fonctionnement permettant la montée en charge progressive et des ajustements possibles.

La mise en fonctionnement de la régie sera accompagnée par la mise à disposition de personnel technique communal ainsi que par un appui administratif, notamment pour la facturation.

Le Président insiste sur le caractère transitoire de l'année 2026 pour ce budget annexe : les recettes d'exploitation ne couvrant qu'une partie de l'année, il sera difficile d'établir immédiatement un modèle consolidé.

Au vu du rapport d'orientations budgétaires pour 2026 et du débat organisé en séance, le Comité Syndical prend acte de la tenue du débat d'orientations budgétaires 2026 du budget annexe réseaux de chaleur sur la base du rapport d'orientations budgétaires figurant en annexe 3.

Résultat du vote :

Pour	135
Contre	0
Abstention	0
Non-participation au vote	0

5. Avenant au contrat de concession afférent au Programme Pluriannuel d'Investissements 2026-2029

Le Syndicat Départemental d'Énergie de la Haute-Garonne (SDEHG), Enedis et Électricité de France (EDF) ont conclu le 5 juin 2018, pour une durée de 30 ans, un contrat de concession pour le service public de la distribution d'électricité et de la fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés sur le territoire desservi par la concession, ci-après désigné « le Contrat de concession ».

Le Contrat de concession comporte un cahier des charges de concession intégrant, dans son annexe 2A, un Programme Pluriannuel d'Investissements pour la période 2022-2025, ci-après désigné le « PPI ».

Le PPI arrivant à son terme, l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution se sont rapprochés afin d'établir le bilan des investissements réalisés et d'élaborer le PPI de la période suivante, conformément à l'article 11 du cahier des charges et aux articles 6, 7 et 10 de l'annexe 2 au cahier des charges du Contrat de concession. Un projet d'avenant au contrat de concession afférent au Programme Pluriannuel d'Investissements pour la période 2026-2029 est proposé.

Par ailleurs, dans le cadre du contrôle du concessionnaire, le SDEHG a travaillé avec l'AEC, société de conseil indépendante, pour établir un tableau de bord de concession permettant notamment de vérifier que la qualité de fourniture d'électricité au regard des tableaux techniques présentés dans cet avenant est réellement satisfaisante en comparaison avec les autres concessions de distribution d'électricité du territoire national. Une synthèse de ce tableau de bord est fournie en annexe 4 ainsi que les données détaillées en annexe 5.

Ces éléments confirment un niveau de qualité de fourniture d'électricité généralement conforme à la moyenne nationale, et même bien meilleur en ce qui concerne la fréquence des coupures brèves par usager (d'une durée comprise entre 1 seconde et 3 minutes).

Les représentants d'Enedis présentent le nouveau programme pluriannuel d'investissement :

- Jacques FAESSEL, Directeur territorial Haute-Garonne,
- Jean-Pierre LOUTOBY, Expert pour la concession de Haute-Garonne,
- Mickaël PIERRE, Adjoint de domaine Patrimoine et infrastructures.

Le diaporama présenté en séance est disponible [en cliquant ici](#).

Les 4 priorités structurantes pour ce PPI sont :

- D'accompagner la croissance démographique et économique : La Haute-Garonne connaît une forte expansion, nécessitant des extensions régulières du réseau et de nombreux raccordements clients et producteurs.
- De maintenir un équilibre urbain/rural : Le réseau doit rester performant sur tout le territoire. Les zones rurales sont davantage exposées aux aléas climatiques et doivent bénéficier d'investissements ciblés.
- D'améliorer la qualité de fourniture : Si les résultats sont globalement bons, la qualité est plus fragile en zone rurale (coupures liées au vent, neige, arbres). Le PPI concentre donc l'essentiel des moyens sur la résilience du réseau.
- D'optimiser les investissements financés via le TURPE.

Enedis souligne l'importance d'investir de manière « intelligente » pour garantir un service public fiable au meilleur coût pour l'utilisateur final.

Plusieurs données clés sont présentées :

- Le département est passé de 480 000 à 540 000 clients en quelques années, soit une hausse très importante.
- Les raccordements de production, en particulier photovoltaïque, connaissent une croissance rapide et continue.

- Le temps moyen de coupure est plutôt bon en zone urbaine, mais reste plus élevé en rural. L'évolution reste toutefois globalement favorable, malgré des aléas marqués en 2023.

Le nouveau PPI représente une enveloppe de 41 millions d'euros, légèrement inférieure à celle du précédent (43 millions), mais avec une réallocation des moyens vers les priorités du territoire.

Le renforcement de la qualité de fourniture est la principale orientation du programme : sécurisation du réseau, réduction des fils nus, résilience accrue face aux intempéries.

Cette enveloppe est en augmentation par rapport au PPI précédent.

Les précédents PPI ont permis de résorber l'essentiel des problèmes de tension.

La nouvelle enveloppe est donc ajustée à la baisse tout en conservant de la capacité pour traiter les cas résiduels.

Enedis rappelle que le montant affiché constitue un plancher d'investissement. Les PPI précédents ont d'ailleurs été dépassés, démontrant la mobilisation du concessionnaire pour répondre aux besoins locaux.

Le Président salue la qualité du dialogue avec Enedis et insiste sur l'importance du rôle du SDEHG comme interface entre les besoins du terrain et les objectifs techniques du concessionnaire.

Il est proposé au Comité Syndical de se prononcer sur le projet d'avenant au contrat de concession afférent au Programme Pluriannuel d'Investissements 2026-2029 et d'autoriser Monsieur le Président à le signer.

Après en avoir délibéré, le Comité Syndical, à l'unanimité des membres présents, décide d'adopter le projet d'avenant au contrat de concession afférent au Programme Pluriannuel d'Investissements 2026-2029 figurant en annexe 6 et autorise Monsieur le Président à le signer.

Résultat du vote :

Pour	131
Contre	0
Abstention	0
Non-participation au vote	0

6. Compte-rendu des délégations du Comité

Conformément à l'article L5211-10 du CGCT, lors de chaque réunion de l'organe délibérant, le Président rend compte des travaux du Bureau et des attributions exercées par délégation de l'organe délibérant.

Décisions du Bureau du 19 décembre 2025

- Programme d'éclairage du SDEHG
- Programme d'effacement de réseaux du SDEHG
- Programme LED Haute-Garonne 2026 ++
- Délégation de maîtrise d'ouvrage à la Communauté de Communes Terres du Lauragais
- Mise à disposition des biens du réseau de chaleur du Lherm
- Emprunt Budget Annexe réseau de chaleur
- Marché de construction d'unités photovoltaïques destinées à de l'autoconsommation individuelle ou collective (puissance < 250 kWc)
- Ligne de trésorerie budget général
- Contrat d'assurance groupe 2026-2029
- Convention d'adhésion au service retraite du CDG 31
- Plan de Formation 2026
- Convention d'organisation et de répartition des frais communs des Syndicats d'énergie de l'Entente Territoire d'Energie Occitanie Pyrénées Méditerranée
- Convention 2026-2029 pour application de l'article 8A du cahier des charges de concession de distribution publique d'électricité

Décisions du Président

Les commandes passées du 1^{er} octobre 2025 au 31 décembre 2025 au titre de la délégation concernant les achats inférieurs à 90 000 € HT sont les suivantes :

OBJET DE LA COMMANDE	MONTANT HT
Migration informatique de l'outil technique de suivi des opérations du SDEHG	24 500,00 €
Souscription 2026 à la plateforme en ligne de déclaration des DT/DICT	23 780,00 €
Acquisition d'un système de vote électronique, avec accompagnement	9 850,00 €
Extension de la mission d'accompagnement stratégique du SDEHG	9 400,00 €
Renouvellement abonnement licences Microsoft 365 pour un an	8 426,16 €
Diverses interventions sur le bâtiment du SDEHG	6 392,70 €
Lien internet 5G de secours pour le bâtiment du SDEHG pour 36 mois	5 616,00 €
Achat de diverses fournitures liées au fonctionnement du SDEHG : produits d'entretien, petit matériel informatique, vêtements, produits pharmacie...	3 965,18 €
Frais de réceptions	3 273,22 €
Licences anti-virus pour un an	2 960,00 €
Prestations informatiques pour un an liées à l'opération TISSEO "LEX 117 express"	2 665,00 €
Achat de 11 téléphones portables pour les agents du SDEHG	2 462,33 €
Entretien des véhicules du SDEHG	2 181,58 €
Frais de dossier SNCF et redevance d'occupation du domaine public ferroviaire pour un raccordement	2 001,16 €
Abonnement internet pour le réseau de chaleur du Lherm pour 36 mois	1 980,00 €
Frais de téléphonie fixe	1 737,78 €
Insertion dans la revue 2026 des sapeurs-pompiers 31	1 650,00 €

OBJET DE LA COMMANDE	MONTANT HT
Publications de 3 marchés publics	1 368,00 €
Abonnements annuels à la presse spécialisée	1 297,65 €
Maintenance copieurs pour la fin de l'année 2025	1 275,80 €
Achat d'un luxmètre	1 135,00 €
Formations pour les agents	1 072,09 €
Conseils juridiques	1 050,00 €
Acquisition d'une borne Wifi pour la salle de réunion du SDEHG	882,66 €
Hébergement et maintenance du site internet du SDEHG pour un an	480,00 €
Frais d'hébergement pour le forum Energaïa 2025	470,00 €
Test carte SIM Bouygues pour une ombrière photovoltaïque - abonnement 24 mois	437,00 €
Impression de stickers pour le changement des tarifs IRVE	398,00 €
Renouvellement d'un certificat électronique pour un an	299,00 €
Achat de 200 tickets de métro	266,58 €
TOTAL	123 272,89 €

7. Questions diverses

Rappel sur le quorum

Le Président attire l'attention sur l'enjeu du quorum (présence de la majorité des membres en exercice) pour la prochaine séance du Comité Syndical programmée le 18 février à 14h à la salle des fêtes de Pins-Justaret, consacrée au vote du budget primitif, dernier budget du mandat. Il insiste sur la nécessité d'une forte mobilisation pour garantir la tenue de la séance, rappelant que la précédente réunion est passée tout près de l'absence de quorum.

Il souligne que cette remarque ne vise pas les élus présents, mais concerne surtout ceux qui sont régulièrement absents, rappelant qu'assumer une délégation au Syndicat implique une véritable responsabilité.

Il insiste pour les mandats futurs : lorsqu'on choisit de siéger dans une instance comme le SDEHG, il faut prendre ses responsabilités et être présent. La participation régulière des élus est indispensable au bon fonctionnement du Syndicat.

Précisions sur les modalités de dépannage de l'éclairage public

Le Syndicat organise un dispositif d'entretien collectif qui s'applique au réseau d'éclairage public, aux terrains de sports et à la signalisation lumineuse tricolore.

Le dispositif comprend des interventions de maintenance préventive et corrective.

Les interventions de maintenance corrective consistent à dépanner les installations signalées par la commune, sous un délai maximum de 7 jours, délai ramené à 24 heures, hors samedi, dimanche et jour férié, si la panne concerne plus de 10 points lumineux dans un même secteur.

Si la commune demande une intervention en urgence - sous 4 heures - ou durant le weekend ou un jour férié, le surcoût lié à l'astreinte sera à sa charge.

Coordination avec Orange pour les effacements de réseaux

A la suite de remontées d'informations d'élus communaux au sujet de retards dans les effacements de réseaux imputables à Orange, le Président du SDEHG a organisé une rencontre avec la représentante d'Orange.

Un rapprochement technique a été formalisé : un planning d'intervention va être établi pour traiter les dossiers en retard et les situations restées trop longtemps sans solution.

Les modalités de coordination des travaux ont également été abordées, en rappelant les délais prévus dans la convention avec Orange : 25 jours pour la réception des travaux, 60 jours pour la dépose des poteaux ou interventions finales.

Le Président précise qu'une séance spéciale de la Commission Consultative de l'Énergie pourra être organisée, ouverte à tous les maires, afin de faire intervenir les différents opérateurs de réseaux - Orange, Enedis, RTE, etc. - pour clarifier les engagements de chacun.

Par ailleurs, les représentants d'Orange seront désormais invités aux réunions des commissions territoriales, comme c'est déjà le cas pour Enedis et les entreprises intervenant pour le SDEHG.

Bornes IRVE : coût et maintenance

Le coût moyen d'installation d'une Infrastructure de Recharge pour Véhicules Électriques (IRVE) est d'environ 10 000 €, pour une borne standard de 22 KVA. Le coût peut varier selon les contraintes techniques et les besoins de raccordement.

La maintenance annuelle d'une IRVE coûte en moyenne 1 200 €.

Les recettes liées à la vente d'électricité peuvent couvrir jusqu'à 60% des frais d'entretien, si le tarif est correctement ajusté.

Certaines sociétés proposent d'installer des bornes « gratuitement », mais se rémunèrent sur d'autres dispositifs ou services associés.

Le SDEHG peut accompagner les communes souhaitant installer une borne en leur apportant une expertise technique et objective.

Signalétique « Ici, l'État investit »

La signalétique « Ici, l'État investit » n'est fournie que lorsqu'il existe un financement de l'État de type Fonds Vert. Le SDEHG vérifiera la situation au cas par cas.

Optimisation du traitement des pannes d'éclairage persistantes

Certaines interventions sur des pannes d'éclairage public peuvent être réalisées très rapidement, mais sans diagnostic suffisamment approfondi. Il arrive alors que la panne réapparaisse quelques jours plus tard, nécessitant une nouvelle déclaration dans le Système d'Information Géographique.

Le Président explique que certains défauts nécessitent un diagnostic plus poussé (intempéries, problèmes d'isolement, anomalies spécifiques) et insiste sur l'importance d'un suivi rigoureux : lorsque la même panne se reproduit, il faut le signaler afin que le SDEHG en demande un diagnostic complet, plutôt qu'une simple intervention de maintenance répétée.

Ces situations constituent des axes d'amélioration prioritaires pour renforcer la qualité des interventions et éviter les réparations successives non résolutes.

Pilotage des horloges astronomiques

Le SDEHG installe des horloges astronomiques avec Bluetooth intégré permettant la programmation des horaires de l'éclairage public par smartphone. Cette solution permet un pilotage plus précis et adapté aux besoins des communes.

Le Président rappelle que leur remplacement préventif est désormais intégré au règlement d'intervention du SDEHG.



Prochaine réunion du Comité Syndical

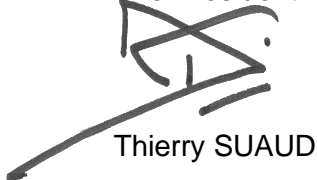
Mercredi 18 février 2026 à 14h00

Salle des fêtes de Pins-Justaret

Chemin de la Croisette
31860 PINS-JUSTARET

Le présent procès-verbal est approuvé par le Comité Syndical le 18/02/2026.

Le Président



Thierry SUAUD

Secrétaire de séance



Thierry SAVIGNY

RAPPORT D'ORIENTATIONS BUDGETAIRES

Exercice 2026



Comité Syndical

30 janvier 2026 - 14h00

Table des matières

Préambule	3
Analyse financière : indicateurs financiers, dette	4
1.1 <i>Indicateurs financiers</i>	4
1.2 <i>Structure de la dette</i>	5
Orientations budgétaires 2026	6
1.3 <i>Les recettes du SDEHG</i>	6
1.3.1 Recette principale : la part communale de l'accise sur l'électricité	6
1.3.2 Autres recettes	7
1.4 <i>Les dépenses du SDEHG</i>	9
1.4.1 La structure et l'évolution des dépenses de personnel	10
1.4.2 L'évolution des charges à caractère général	13
1.4.3 Les dépenses d'investissement travaux – Opérations et plan pluriannuel d'investissement	14
1.4.4 Dépenses d'investissement d'équipements divers	16

Préambule

Le débat d'orientations budgétaires (DOB) constitue la première étape dans le cycle budgétaire annuel.

Il représente une étape substantielle de la procédure budgétaire qui doit permettre d'informer les élus du Comité Syndical sur la situation économique et financière du SDEHG afin d'éclairer leurs choix lors du vote du budget primitif.

La loi NOTRe n°2015-991 du 7 août 2015 - art. 107 a créé le « Rapport d'Orientations Budgétaires » (ROB), lequel constitue la base à partir de laquelle doit se tenir le débat d'orientations budgétaires.

Le code général des collectivités territoriales (CGCT), notamment par les articles L1612-26, L2312-1 et R1612-49, précise qu'un syndicat mixte fermé comme le SDEHG comptant plus de 10 000 habitants et comprenant au moins une commune de 3 500 habitants et plus doit produire un rapport d'orientations budgétaires intégrant les éléments spécifiques suivants :

- Les évolutions prévisionnelles des dépenses et des recettes et la présentation des engagements pluriannuels (autorisations de programme).
- Des informations relatives à la structure de la dette.
- La structure des effectifs et l'évolution des dépenses de personnel.

Le débat d'orientations budgétaires n'a aucun caractère décisionnel. Sa tenue doit néanmoins faire l'objet d'une délibération afin que le représentant de l'Etat puisse s'assurer du respect de la loi.

Le rapport d'orientations budgétaires a été établi sur la base du règlement d'intervention du SDEHG annexé et en tenant compte des dernières données financières de l'année 2025.

Il est proposé au Comité Syndical de prendre acte de la tenue du débat d'orientations budgétaires pour l'exercice 2026 sur la base du rapport présenté en Comité Syndical le 30 janvier 2026 à 14h00.

Analyse financière : indicateurs financiers, dette

L'épargne nette mesure l'épargne disponible pour réaliser des investissements après le remboursement de la dette.

Le fonds de roulement permet de couvrir le décalage entre l'encaissement de recettes et le paiement de dépenses. On peut interpréter la variation du fonds de roulement comme la variation de la trésorerie.

La capacité de financement est la somme de l'épargne nette et du résultat d'investissement.

Les données financières 2025 sont susceptibles d'être ajustées à la marge dans le cadre de la concordance du compte administratif et du compte de gestion.

1.1 Indicateurs financiers

k€	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Recettes réelles de fonctionnement	32 844	36 558	38 332	46 202	40 491	41 226
Dépenses réelles de fonctionnement	10 097	10 414	11 027	11 340	11 001	11 066
Epargne de gestion	22 747	26 144	27 305	34 862	29 490	30 160
Résultat financier	-634	-582	-541	-476	-637	-1 038
Résultat exceptionnel	1 125	487	363	668	-81	-57
Epargne brute	23 238	26 049	27 127	35 054	28 772	29 065
Remboursement du capital de la dette	5 146	5 904	6 549	6 743	7 554	8 388
Epargne nette	18 092	20 145	20 578	28 311	21 218	20 677
Recettes d'investissement hors emprunt	15 346	15 424	19 253	23 032	21 183	19 241
Dépenses d'investissement	44 119	46 316	46 039	50 985	64 108	51 595
Capacité ou besoin de financement	-10 682	-10 747	-6 208	358	-21 707	-11 677
Emprunt	11 200	9 000	9 000	7 753	17 985	12 000
Capacité après emprunt	518	-1 747	2 792	8 111	-3 722	323
Variation du fonds de roulement	518	-1 747	2 792	8 111	-3 722	323
Excédent global de clôture	1 985	238	3 030	11 274	7 571	7 894
<i>Dont restes à réaliser :</i>	0	0	-133	-19	0	0
Dette au 31/12	44 867	47 963	50 414	51 424	61 854	65 467
Annuité de la dette	5 780	6 467	7 077	7 208	8 182	9 413
Intérêts de la dette	634	563	528	465	628	1 025
Remboursement du capital	5 146	5 904	6 549	6 743	7 554	8 388
Emprunts nouveaux	11 200	9 000	9 000	7 753	17 985	12 000
Capacité désendettement	1,9	1,8	1,9	1,5	2,15	2,25

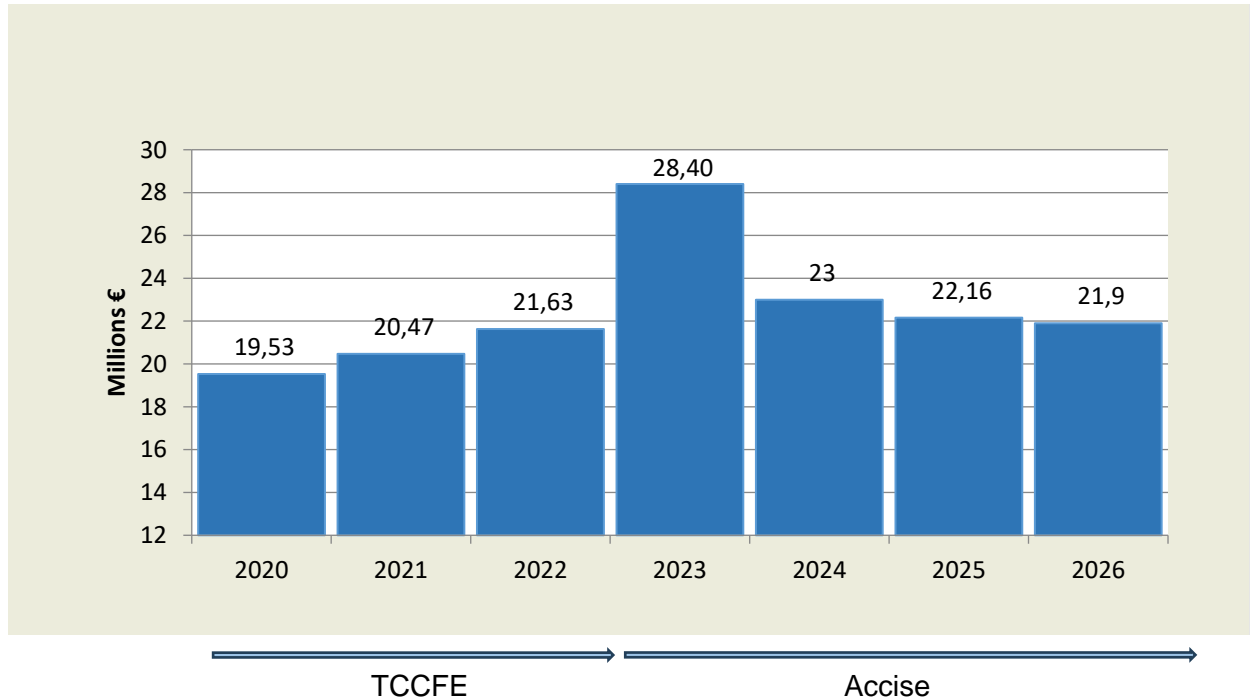
1.2 Structure de la dette

Année d'encaissement	Capital emprunté	Durée résiduelle en année	Organisme prêteur	Taux d'intérêt	Capital restant dû au 31/12/2025
2014	6 200 000 €	1	La Banque Postale	3,15%	609 263,44 €
2015	5 000 000 €	2	La Banque Postale	1,64%	679 886,15 €
2016	6 000 000 €	3	La Banque Postale	1,53%	1 342 064,42 €
2017	5 000 000 €	4	La Banque Postale	0,61%	1 496 271,12 €
2018	6 200 000 €	5	Caisse d'Epargne	0,98%	2 132 156,08 €
2019	5 200 000 €	6	Crédit Mutuel	1,12%	2 469 973,44 €
2019	6 000 000 €	6	La Banque Postale	0,58%	3 052 044,00 €
2020	10 000 000 €	7	La Banque Postale	0,34%	5 882 774,91 €
2020	1 200 000 €	7	La Banque Postale	0,34%	705 933,00 €
2021	5 000 000 €	8	La Banque Postale	0,50%	3 263 352,79 €
17/12/2021	3 000 000 €	9	La Banque Postale	0,51%	3 470 222,38 €
27/12/2021	1 000 000 €				
12/01/2022	1 000 000 €				
2022	8 000 000 €	9	Crédit Mutuel	0,65%	5 730 717,41 €
2023	7 752 730 €	10	Banque des Territoires / LED ++	0,75%	6 508 396,76 €
2024	10 000 000 €	11	Banque des Territoires / LED ++	3,00%	8 937 142,61 €
2024	1 085 000 €	19	La Banque Postale / Grappe 1 OMB	3,63%	1 027 988,13 €
2024	3 900 000 €	11	La Banque Postale	3,23%	3 629 376,15 €
2024	3 000 000 €	11	Banque des Territoires / LED ++	2,66%	2 839 153,27 €
2025	6 000 000 €	12	La Banque Postale	3,41%	5 795 754,92 €
2025	6 000 000 €	12	Banque des Territoires / LED ++	2,80%	5 894 393,29 €
	106 537 730 €				65 466 864,27 €

Orientations budgétaires 2026

1.3 Les recettes du SDEHG

1.3.1 Recette principale : la part communale de l'accise sur l'électricité



Depuis le 1^{er} janvier 2023, l'accise est versée directement aux services fiscaux de l'Etat. Cette dernière est ensuite reversée au SDEHG mensuellement, pour la partie lui revenant.

Le montant versé au SDEHG en 2026 sera calculé au second semestre par les services de l'Etat à partir du montant de 2025, révisé par l'évolution de la consommation d'électricité entre 2023 et 2024 et l'évolution de l'indice moyen des prix à la consommation hors tabac entre 2024 et 2025.

Dans l'attente, il est proposé pour le budget 2026 d'inscrire 21,9 millions d'euros.

1.3.2 Autres recettes

- **Les participations aux travaux communaux**

Ces participations sont calculées sur la base du règlement d'intervention du SDEHG et du montant des travaux d'investissement inscrits en dépense.

Le Syndicat perçoit les différentes participations communales à la fois en section de fonctionnement et en section d'investissement en fonction, notamment, du mode de financement retenu pour le paiement de chaque participation communale.

Pour 2026, ces recettes sont estimées à environ 15 millions d'euros.

- **Les dotations des programmes du Fonds d'Amortissement des Charges d'Electrification (CAS FACÉ)**

Ces dotations correspondent à ce jour à 80% du montant hors taxe des travaux éligibles réalisés en commune rurale.

Le FACÉ est un fonds de péréquation créé en 1936 pour aider les collectivités à financer leurs travaux d'électrification rurale. Il constitue un outil indispensable d'aménagement du territoire et d'amélioration de la qualité de l'électricité distribuée dans le monde rural.

Le financement du CAS FACÉ est désormais adossé à l'accise sur l'électricité.

Seules les communes classées en régime rural de distribution d'électricité peuvent bénéficier des aides à l'électrification rurale. Les modalités de calcul et de répartition des aides dépendent d'un inventaire des besoins en travaux d'électrification rurale réalisé tous les deux ans dans chaque département.

Les aides du CAS FACÉ sont réparties par programmes et sous-programmes correspondant à des catégories de travaux. Ces dotations privilégient les travaux de renforcement et de sécurisation des réseaux afin d'améliorer la qualité de l'électricité distribuée aux usagers.

Il est proposé d'établir le budget 2026 sur une estimation du montant des dotations du CAS FACÉ à percevoir d'environ 9 millions d'euros.

Focus sur le programme d'aide du CAS FACÉ pour les opérations d'effacement de réseaux pour les communes rurales :

DOTATIONS FACE	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Enfouissement (C)	663 000,00 €	625 500,00 €	644 000,00 €	990 000,00 €	691 700,00 €	713 000,00 €
Montant travaux HT	1 035 937,50 €	977 343,75 €	1 006 250,00 €	1 546 875,00 €	1 080 781,25 €	1 114 062,50 €

Focus sur l'amélioration du suivi des Départs Mal Alimentés (DMA) :

Tous les ans, ENEDIS transmet au SDEHG un fichier appelé fichier de criblage, identifiant les départs du réseau basse tension en zone rurale pour lesquels la tension d'alimentation des usagers pourrait évoluer au-delà de 230V +/- 10%, c'est-à-dire soit inférieure à 207 Volts, soit supérieure à 253 Volts. Dans quelques cas exceptionnels, le départ est identifié en raison de sa capacité limitée en puissance bien que la tension délivrée soit correcte. Il n'est identifié aucun départ présentant une tension supérieure à 253 Volts.

Ces DMA ont vocation à être renforcés par le SDEHG dans le cadre des programmes du FACÉ afin de garantir une tension d'alimentation comprise entre 207 et 253 Volts.

Un nouveau processus a été défini afin de répondre aux recommandations de la CRC.

- Identifier les DMA non justifiés :

Il s'agit notamment des départs pour lesquels les travaux de renforcement sont en cours de réalisation ou ceux dont la mise à jour après travaux n'a pas encore été prise en compte. Le SDEHG informe ENEDIS des DMA en question afin qu'ils soient exclus du fichier de l'année suivante.

En 2025, le fichier de criblage contenait 310 DMA contre 361 en 2024.

Parmi ces 310 DMA, 170 DMA (55%) étaient déjà en cours de traitement par le SDEHG (études ou travaux en cours, travaux terminés mais non encore pris en compte en cartographie). Seuls 140 DMA ont par conséquent servi de base à l'élaboration du programme de renforcement 2025.

- Classer par ordre de priorité les DMA :
 1. Ceux présentant le nombre le plus élevé d'usagers mal alimentés sont prioritaires. La moitié des départs concernés concernent 2 usagers ou plus.
 2. Ceux présentant les écarts de tension les plus élevés sont prioritaires. Environ la moitié des départs concernés présentent des chutes de tension supérieures à 13%, soit une tension inférieure à 200 V.
 3. Les plus anciens sont prioritaires et à cet effet, l'année de leur identification par ENEDIS, appelée « millésime », est désormais accessible dans le fichier de criblage. Ainsi les projets de renforcements ont été engagés pour plus de 50% du millésime 2025.
- Lisser l'envoi des commandes :

Le but est d'engager les commandes de façon continue afin de conserver une certaine cohérence avec les ressources des entreprises de travaux et dans la limite des crédits alloués par le FACÉ l'année précédente.

- DMA non identifiés par ENEDIS sur le fichier de criblage :

Le SDEHG est également amené à procéder à des travaux de renforcement sur des DMA non identifiés par ENEDIS sur le fichier de criblage, notamment lorsque la chute de tension est en relation avec le raccordement de nouveaux abonnés en cours d'année. Les travaux de renforcement sont alors engagés sans délai par le SDEHG concomitamment avec le raccordement en question.

- Nécessité d'aller plus vite dans la réalisation des travaux de renforcement ce qui induit un écart entre les recettes et les dépenses de ces travaux inscrits au budget 2026.

➤ **Les redevances et participations d'Enedis**

- La redevance dite « R1 » vise à financer les dépenses annuelles de structure supportées par le SDEHG en tant qu'autorité concédante du réseau de distribution d'électricité. Pour 2026, cette redevance est estimée aux alentours de 1 000 000 €.
- La redevance dite « R2 » est proportionnelle aux investissements effectués par le SDEHG sur les réseaux de distribution d'électricité et d'éclairage public à l'exception des raccordements. Pour 2026, cette redevance est estimée aux alentours de 1 000 000 € HT.
- Pour les effacements de réseaux, Enedis verse une participation annuelle d'un montant maximum de 850 000 € dans le cadre de l'article 8 du cahier des charges de concession.
- Pour les raccordements, une participation d'Enedis de 40% est versée au SDEHG.

➤ **Les participations des usagers**

Depuis le 1^{er} juillet 2022, les participations des usagers sont calculées sur la base du coût réel des raccordements.

Pour 2026, ces participations sont estimées à 2 millions d'euros.

➤ **Diverses recettes**

- L'emprunt : il est souscrit pour la participation des communes aux travaux sollicités par ces dernières et afin de financer la participation financière aux travaux du SDEHG.
- Les recettes liées à la vente des certificats d'économies d'énergie sont estimées à 1,7 million d'euros pour 2026.

1.4 Les dépenses du SDEHG

Les dépenses budgétées en 2026 peuvent être décomposées en deux catégories :

- Les prestations au bénéfice des communes et des usagers (91%) :
 - Les travaux sur les réseaux de distribution d'électricité et d'éclairage public ainsi que les opérations relatives à la transition énergétique ;
 - Les prestations d'entretien de l'éclairage public ;
- Les charges de personnel, frais généraux et autres immobilisations (9%).

Le remboursement de la dette, majoritairement couverte par les communes au titre de leur participation aux travaux, est estimé à 10,6 millions d'euros dont 9,2 millions d'euros de remboursement du capital emprunté.

1.4.1 La structure et l'évolution des dépenses de personnel

TABLEAU DES EMPLOIS ET DES EFFECTIFS												
EMPLOIS PERMANENTS - PARTIE 1												
FILIÈRE	EMPLOI / POSTE	Service	Temps de de l'emplo en heures		Total		Grades (tout grade du cadre d'emplois indiqué)	Emplois pourvus Nombre d'agents	Emplois non pourvus Nombre d'agents	Dont contractuels Nombre d'agents		
			TC	TNC	En heures	En ETP						
	Directeur Général des Services	Direction	x		35	1	Ingénieur en Chef	1	0	0		
Emplois fonctionnels de direction	Directeur Général Adjoint des Moyens et Services Techniques	Direction technique	x		35	1	Ingénieur territorial	1	0	0		
	Directeur Général Adjoint Ressources Finances et Bâtiment	Direction ressources	x		35	1	Attaché territorial	1	0	0		
	Assistante RH et des fonctions supports	Ressources humaines	x		35	3		3	0	0		
Administrative	Secrétaire de secteur géographique	Technique	x		35	1	Adjoint administratif	1	0	0		
Administrative	Assistante administrative	Procédures techniques et juridiques	x		35	6	Adjoint administratif	6	0	0		
Administrative	Assistante administrative et comptable	Finances	x		35	1	Adjoint administratif	1	0	0		
Administrative	Assistante de gestion comptable	Finances	x		35	2	Adjoint administratif	2	0	0		
Administrative	Secrétaire du Président	Secrétariat du Président	x		35	2	Adjoint administratif	2	0	1		
Administrative	Assistant du service transition énergétique	Transition énergétique	x		35	1	Adjoint administratif	1	0	0		
Administrative	Détachement emploi fonctionnel		x		35	1	Attaché territorial	0	1	0		
Administrative	Responsable Communication et Assemblées	Communication et assemblées	x		35	1	Attaché territorial	1	0	0		
Administrative	Responsable du service des Ressources Humaines	Ressources humaines	x		35	1	Rédacteur	1	0	0		
Administrative	Responsable du service des Finances	Finances	x		35	1	Rédacteur	1	0	0		
Administrative	Gestionnaire des ressources internes	Ressources humaines	x		35	1	Rédacteur	1	0	0		
Administrative	Chargé de gestion financière	Finances	x		35	1	Rédacteur	1	0	0		
Administrative	Assistante juridique	Procédures techniques et juridiques	x		35	1	Rédacteur	1	0	0		
						21		20	1	1		

EMPLOIS PERMANENTS - PARTIE 2										
Technique	Détachement emploi fonctionnel				35	1	Ingénieur en chef	0	1	0
Technique	Détachement emploi fonctionnel				35	1	Ingénieur	0	1	0
Technique	Conseiller technique et juridique	Procédures techniques et juridiques	x		35	1	Ingénieur	1	0	0
Technique	Architecte informatique	Service informatique et moyens technologiques	x		35	1	Ingénieur	1	0	0
Technique	Responsable de secteur géographique	Services techniques	x		35	6	Ingénieur	6	0	0
Technique	Responsable du développement et de l'optimisation des procédés sur les réseaux d'éclairage public	Services techniques	x		35	1	Ingénieur	1	0	0
Technique	Mise à disposition et décharge d'activité syndicale		x		35	1	Ingénieur	1	0	0
Technique	Chef de projet transition énergétique	Transition énergétique	x		35	1	Ingénieur	1	0	0
Technique	Technicien chargé d'opérations	Services techniques	x		35	18	Technicien	17	1	2
Technique	Technicien conseiller en énergie des bâtiments publics	Transition énergétique	x		35	1	Technicien	0	1	0
Technique	Technicien en énergies renouvelables et maîtrise de l'énergie	Transition énergétique	x		35	1	Technicien	1	0	1
Technique	Chargé de gestion financière	Finances	x		35	1	Technicien	1	0	0
Technique	Technicien NTIC et moyens technologiques	Service informatique et moyens technologiques	x		35	1	Technicien	1	0	1
Technique	Chargé d'accueil	Ressources générales	x		35	1	Agent de maîtrise	1	0	0
Technique	Chargé des transports et de la maintenance	Ressources générales	x		35	1	Adjoint technique	1	0	0
Technique	Agent de propreté	Ressources humaines		x	17,5	1,5	Adjoint technique	2	1	1
Technique	Gestionnaire de la cartographie d'éclairage	Services techniques	x		35	1	Adjoint technique	0	1	0
						39,5		35	6	5
	TOTAUX					63,5		58	7	6

EMPLOIS NON PERMANENTS											
FILIÈRE	EMPLOI / POSTE	Service	Temps de l'emploi en heures		Total	Grades (tout grade du cadre d'emplois indiqué)	Durée	Emplois pourvus		Emplois non pourvus	
			TC	TNC				En heures	En ETP		Nombre d'agents
Technique	Ingénieur - chargé de projets	Technique	x		35	3	3 ans	3		0	
Technique	Technicien - ASA	Technique	x		35	1	6 mois à compter du 01/05/2025	1		0	
Technique	Adjoint Technique - ATA	Technique		x	17H30	0,5	6 mois à compter du 01/01/2026	1		0	
Administrative	Assistant administratif en renfort ASA	Administratif / Technique		x	35	2	6 mois à compter du 01/05/2025	0		2	
	TOTAUX					6,5		5		2	

Le tableau ci-dessous retrace l'évolution des charges de personnel :

Etat des paiements au 31/12	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Charges de personnel	3 506 315€	3 426 290€	3 422 641€	3 704 081€	3 841 181 €	3 823 449 €

Il est prévu en 2026 un montant prévisionnel des dépenses de personnel estimé à 4 M€. Cette prévision prend notamment en compte l'avancement de carrière des agents ainsi que la hausse du taux de cotisation à la Caisse Nationale de Retraites des Agents des Collectivités Locales (CNRACL).

1.4.2 L'évolution des charges à caractère général

Etat des paiements au 31/12	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Charges à caractère général	6 537 039 €	6 801 702 €	7 448 036 €	7 456 593 €	6 876 838 €	7 031 680 €
Achats et prestations diverses	690 271 €	917 177 €	1 310 240 €	1 477 404 €	1 163 751 €	945 337 €
Entretien de l'éclairage public	5 846 769 €	5 884 525 €	6 137 796 €	5 979 189 €	5 713 087 €	6 086 343 €

➤ L'entretien et l'exploitation du réseau d'éclairage public

Le Syndicat organise un dispositif d'entretien collectif qui comprend les interventions de maintenance préventive et corrective du parc d'éclairage public, les interventions d'urgence sous 4 heures, les interventions pour continuité de service, ainsi que les prestations de maintenance lourde.

Toute intervention sur le réseau d'éclairage public ou d'éclairage connexe suite à accident, vandalisme, vol ou aléa climatique, est à la charge de la commune. Le coût du dispositif d'entretien évolue en fonction de l'actualisation des prix du marché, de l'augmentation du parc et des prestations de continuité de service. Ce coût est estimé à environ 6,1 millions € TTC pour 2026.

A compter de 2026, il est envisagé d'imputer en investissement les prestations de maintenance lourde effectuées, estimées à 1,5 million d'euros TTC.

➤ Achats et prestations diverses

Les dépenses de gestion courante en section de fonctionnement sont principalement impactées par l'inflation.

➤ Diagnostics énergétiques des bâtiments

Le SDEHG poursuivra sur l'exercice 2026 ses campagnes de diagnostics énergétiques représentant une dépense globale à hauteur de 80 000 € TTC.

Le programme ACTEE - « *Action des Collectivités Territoriales pour l'Efficacité Energétique* » porté par la Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies - accompagne les communes dans les projets de rénovation énergétique des bâtiments.

➤ Entretien et gestion du réseau de bornes de recharge pour véhicules électriques

Les dépenses d'exploitation des bornes de recharge pour véhicules électriques sont estimées à environ 200 000 € TTC en incluant les frais de fourniture d'électricité. Ce montant comporte une marge d'appréciation relative à la quantité d'énergie consommée.

Comme prévu dans le règlement d'intervention, un bilan annuel sur l'utilisation et l'exploitation des IRVE de l'année passée est présenté dans une note en annexe de ce rapport.

Ainsi, pour l'année 2026, les charges à caractère général sont estimées entre 5,7 et 5,8 millions d'euros TTC.

1.4.3 Les dépenses d'investissement travaux – Opérations et plan pluriannuel d'investissement

Pour le budget 2026, il est proposé un objectif d'investissement ambitieux sur les travaux, en privilégiant la modernisation de l'éclairage public.

Les modalités d'interventions du SDEHG pour les travaux d'investissement sont précisés dans le règlement d'intervention annexé au présent document.

Plan pluriannuel d'investissement - Autorisations de programme - Propositions 2026➤ *Le Programme LED Haute-Garonne 2026 ++ :*

L'AP de ce programme est fixée à 78 millions d'euros TTC dans le but de rénover en technologie LED l'ensemble du parc d'éclairage public du département.

Pour le budget 2026, il est proposé de prévoir un montant prévisionnel de paiements aux alentours de 14,5 millions d'euros TTC.

➤ *Les AP « classiques » :*

La règle AP/CP (Autorisations de Programmes / Crédits de Paiement) retenue au SDEHG est d'engager les travaux des différents programmes l'année N et de clôturer les paiements l'année N+2, soit 3 ans de réalisation.

Les Autorisations de Programmes 2026 proposées sont les suivantes :

N°	Opérations 2026	Nouvelles AP (*)
1	Effacements de réseaux - HT	4 250 000 €
2	Renforcements de réseaux - HT	12 075 000 €
3	Raccordements - HT	4 700 000 €
4	Travaux communaux - HT	550 000 €
5	Eclairage - TTC	15 000 000 €
6	Eclairage connexe - TTC	3 800 000 €
7	Travaux réseaux télécom et régies - TTC	2 250 000 €
TOTAL		42 625 000 €
*Données estimées pouvant varier dans une plage de 10% lors de l'élaboration budgétaire		

Les effacements des réseaux de distribution d'électricité

Etat des paiements au 31/12	2020 (HT)	2021 (HT)	2022 (HT)	2023 (HT)	2024 (HT)	2025 (HT)
Effacements de réseaux	3 581 846 €	4 484 112 €	3 899 071 €	4 305 251 €	3 542 570 €	3 890 538 €

Les opérations d'effacement des réseaux ont pour objet l'intégration des réseaux électriques dans l'environnement. La maîtrise d'ouvrage de ces opérations est assurée exclusivement par le SDEHG quel que soit le régime urbain ou rural des communes.

Pour le budget 2026, il est proposé de prévoir un montant prévisionnel de paiement compris entre 4 et 4,5 millions d'euros HT.

Les renforcements des réseaux électriques

<i>Etat des paiements au 31/12</i>	2020 (HT)	2021 (HT)	2022 (HT)	2023 (HT)	2024 (HT)	2025 (HT)
Renforcements des réseaux	6 577 222 €	8 632 740 €	9 987 110 €	9 408 066 €	10 494 056 €	11 617 782 €

Il s'agit des travaux de renforcement et de sécurisation des réseaux évoqués plus haut et financés en partie par les dotations FACE des programmes afférents.

Pour le budget 2026, il est proposé de prévoir un montant prévisionnel de paiement compris entre 11 et 12 millions d'euros HT.

Les raccordements au réseau de distribution d'électricité des usagers

<i>Etat des paiements au 31/12</i>	2020 (HT)	2021 (HT)	2022 (HT)	2023 (HT)	2024 (HT)	2025 (HT)
Raccordements des usagers	3 649 678 €	4 393 552 €	5 866 167 €	4 935 959 €	4 341 593 €	3 837 488 €

Il s'agit de raccordements au réseau de distribution publique d'électricité, nécessaires à l'alimentation des nouveaux usagers, comprenant une partie « branchement » et une éventuelle partie « extension ».

Pour le budget 2026, il est proposé de prévoir un montant prévisionnel de paiement compris entre 4,3 et 4,8 millions d'euros HT.

Les raccordements au réseau de distribution d'électricité des équipements communaux

<i>Etat des paiements au 31/12</i>	2020 (HT)	2021 (HT)	2022 (HT)	2023 (HT)	2024 (HT)	2025 (HT)
Raccordements des équipements communaux	390 344 €	594 445 €	781 617 €	454 315 €	423 830 €	482 438 €

Il s'agit de raccordements d'équipements communaux tels que les mairies, écoles, stations d'épuration, logements communaux, terrains communaux, coffrets forains, coffrets prises de courant, etc.

Pour le budget 2026, il est proposé de prévoir un montant prévisionnel de paiement compris entre 0,5 et 0,8 million d'euros HT.

Les travaux d'éclairage

<i>Etat des paiements au 31/12</i>	2020 (TTC)	2021 (TTC)	2022 (TTC)	2023 (TTC)	2024 (TTC)	2025 (TTC)
Eclairage public	25 880 539 €	23 823 155 €	19 870 300 €	18 350 061 €	18 324 056 €	12 653 937 €
Eclairage connexe	2 101 250 €	2 226 058 €	3 002 379 €	2 556 105 €	3 252 976 €	2 741 116 €
Programme LED ++			496 614 €	8 350 123 €	20 748 124 €	12 871 000 €
Total	27 981 789 €	26 049 213 €	23 369 293 €	29 256 289 €	42 325 156 €	28 266 053 €

Hors programme LED Haute-Garonne 2026 ++, il est proposé de prévoir un montant prévisionnel de paiement compris entre 18,5 et 19,5 millions d'euros TTC pour 2026.

Les travaux spécifiques

<i>Etat des paiements au 31/12</i>	2020 (TTC)	2021 (TTC)	2022 (TTC)	2023 (TTC)	2024 (TTC)	2025 (TTC)
Travaux divers : réseaux télécom et régies	1 523 345 €	2 054 622 €	1 633 179 €	1 895 997 €	1 698 051 €	1 889 641 €

Les travaux spécifiques comprennent :

- Les travaux sur le réseau de distribution d'électricité hors concession (règles identiques aux travaux en concession) ;
- Les travaux sur les réseaux de télécommunications réalisés à l'occasion des effacements des réseaux ou en application de l'article L49 du code des postes et des communications électroniques.

Il est proposé de prévoir un montant prévisionnel de paiements entre 2 et 2,2 millions d'euros TTC pour 2026.

Le programme ombrières

Ce programme est composé de plusieurs tranches réparties en fonction des demandes communales. En 2026, il est prévu de terminer les travaux relatifs à la tranche 2.

Ces prévisions se traduiront par la proposition d'une inscription de crédits de paiement estimés à 850 000 €.

Le programme IRVE

Prenant en compte la nouvelle stratégie d'aménagement des bornes de recharge SDEHG proposée dans le règlement d'intervention joint en annexe ainsi que les besoins relatifs aux IRVE déjà posées ou en cours de pose, la prévision de crédits de paiement pour 2026 s'établit à environ 130 000 €.

Participation à des projets de production d'énergie renouvelable

Afin d'accélérer la transition énergétique sur le département, le SDEHG veut être acteur dans le développement des projets à Energie Renouvelable par le biais de prises de participations à des projets de production d'énergie renouvelable. Il est proposé d'inscrire 500 000 € au budget 2026.

1.4.4 Dépenses d'investissement d'équipements divers

Il s'agit des paiements des immobilisations hors opérations mentionnées ci-dessus et nécessaires au fonctionnement du SDEHG : mobiliers, matériels et logiciels informatiques, outillages techniques, travaux dans l'immeuble, remplacement des véhicules de service, etc.

En 2026, le montant global de ces investissements est estimé à environ 450 000 € TTC.

Enfin, afin de respecter la réglementation DT/DICT qui s'impose au SDEHG, en 2026 est prévue la poursuite de la relève des réseaux d'éclairage public en classe A.

Ainsi, dans le cadre de l'autorisation de programme créée en 2022, il sera proposé d'inscrire en 2026 un montant de 1,4 million d'euros TTC de crédits de paiement.

En outre, est étudiée l'acquisition du plan de corps de rue simplifié (PCRS) sur la partie sud du département estimée à 150 000 € TTC.



Règlement d'intervention du SDEHG

*adopté par le Comité Syndical
le 30 janvier 2026*

Sommaire

<i>Préambule</i>	2
1. Le réseau d'éclairage public et l'éclairage connexe	3
Les programmes de travaux d'éclairage	3
L'entretien du réseau d'éclairage public	6
2. Le réseau de distribution d'électricité	7
Les travaux d'effacements de réseaux	7
Les travaux de renforcement de réseau	8
Les travaux de raccordement au réseau	9
3. Les travaux liés aux réseaux de télécommunications	10
4. Les infrastructures de recharge pour véhicules électriques (IRVE)	10
Schéma Directeur des Infrastructures de Recharge de Véhicules Electriques et hybrides rechargeables (SDIRVE)	10
Stratégie de développement des IRVE	10
5. Les projets de transition énergétique	12
6. La cartographie informatique	13
Annexe : Répartition des communes rurales et urbaines	14

Préambule

Les modalités d'intervention du SDEHG ont été construites sur la base des résultats d'un audit financier et d'un important travail de prospective financière. Elles permettent la réalisation d'un programme ambitieux indispensable pour renforcer notre **Service Public Local de l'Énergie**.

Ce programme, construit sur les valeurs de solidarité, de mutualisation et de proximité ainsi que sur l'expertise des agents au service du Syndicat, conduira nos territoires vers un modèle énergétique durable et responsable. Il participera à la construction du Service Public Local de l'Énergie, aux côtés des autres grands acteurs engagés en faveur de la transition écologique, comme la Région Occitanie et le Conseil Départemental de la Haute-Garonne.

Les grands axes du programme « Service Public Local de l'Énergie » pour 2022-2026 sont les suivants :

- Accélérer la transition énergétique de nos territoires grâce à un nouveau modèle d'éclairage public et de nouveaux programmes de travaux pour lutter contre la pollution lumineuse,
- Favoriser le développement de la mobilité électrique par le renforcement et la coordination des infrastructures de recharge,
- Renforcer l'accompagnement des communes dans leurs projets de transition énergétique, développer l'autoconsommation à partir d'énergies renouvelables et assurer une veille technologique et énergétique,
- Développer l'expertise du Syndicat, améliorer et moderniser les services apportés aux communes et aux usagers.

Les conditions de réalisation des prestations :

Les financements indiqués dans les pages suivantes sont réservés aux travaux réalisés sous maîtrise d'ouvrage du SDEHG, demandés par les communes pour lesquelles le Syndicat perçoit directement la taxe sur l'électricité ou par les établissements publics de coopération intercommunale intervenant sur le territoire des communes membres reversant la taxe sur l'électricité. Ils s'appliquent sur le montant HT des travaux subventionnables.

Les honoraires de maîtrise d'œuvre de l'ensemble des travaux sont à la charge du demandeur et s'appliquent comme suit :

- 5% du montant HT des travaux d'investissement jusqu'à 60 000 € HT ;
- 10% du montant HT des travaux d'investissement au-delà de 60 000 € HT ;
- 0,5% de la part communale au titre des frais de gestion de l'emprunt.

La TVA est récupérée par le Syndicat, soit par voie fiscale, soit par l'intermédiaire du FCTVA pour les autres investissements. La loi de finances 2021 a rendu éligibles au FCTVA certaines dépenses d'entretien depuis le 1^{er} janvier 2020.

Les contributions financières des communes aux travaux des programmes ou relevant du fil de l'eau sont définies en pages suivantes et peuvent être versées, en section de fonctionnement par souscription d'un emprunt, en section d'investissement par versement unique en fonds de concours pour les travaux sur le réseau de distribution d'électricité ou toute autre intervention répondant aux conditions de l'article L5212-26 du CGCT.

Les travaux « hors programme » peuvent être réalisés par le SDEHG sous réserve de leur prise en charge intégrale par le demandeur, avec paiement à l'avancement des travaux. Dans ce cas, seul le financement communal sur fonds propres ou fonds de concours peut être utilisé.

1. Le réseau d'éclairage public et l'éclairage connexe

Les programmes de travaux d'éclairage

Les opérations d'éclairage public classique

Les communes sollicitent le SDEHG pour réaliser les travaux d'éclairage public correspondant aux décisions prises par le Maire au titre de son pouvoir de police municipale.

Dans ce cadre réglementaire, les extensions de réseau d'éclairage public, les opérations de continuité, les opérations d'extinction d'éclairage en cœur de nuit, les rénovations de points lumineux hors service sont réalisées au fil de l'eau.

La partie rénovation de réseau relève d'un diagnostic réalisé sur la base des éléments constatés lors de l'entretien de l'éclairage public.

Ainsi, sauf urgence exceptionnelle, les autres opérations sont soumises à programmation sur la base des critères suivants :

- Priorité au remplacement des luminaires de type « boule »,
- Priorité à la coordination avec des travaux communaux,
- Priorité aux communes dont le taux de LED est inférieur à la moyenne SDEHG,
- Découpage en tranches cohérentes avec le nombre de points lumineux de la commune,
- Rénovation réservée aux installations constatées vétustes par les services du SDEHG ou de plus de 30 ans,
- Ancienneté de la demande ou des études ou de la délibération.

Les travaux afférents à ces opérations concernent les réseaux nécessitant des travaux lourds d'investissement tels que le remplacement des mâts ou la reprise du génie civil. En cas de changement d'appareils d'éclairage public, des appareils à LEDS à faible consommation d'énergie et en faveur de la biodiversité et de la protection pour la santé humaine sont utilisés.

Les opérations de rénovation sont décomposées en tranches annuelles :

- Pour les luminaires de type « boules » : 40 points lumineux ou 20% du parc communal.
- Pour les autres luminaires : 40 points lumineux ou 4% du parc communal.

Un plafond de prise en charge est fixé à 1 800 € pour la pose et la fourniture d'un ensemble sur mât, à 1 000 € pour un appareil sur façade et à 500 € pour un appareil sur support déjà existant.

Le Bureau du SDEHG est chargé d'arrêter le programme d'éclairage dans la limite des crédits votés par le Comité Syndical et de solliciter les aides des potentiels financeurs.

Le programme de rénovation LED Haute-Garonne ++

En complément des opérations d'éclairage public classiques, afin d'aller plus vite dans le respect de l'environnement et de la biodiversité tout en conciliant économies d'énergie, maîtrise des dépenses publiques et réduction de la pollution lumineuse, un nouveau programme a été engagé en 2022. Il s'agit du programme *LED Haute-Garonne ++* qui permet de diminuer les dépenses liées à la fourniture d'électricité des points lumineux rénovés d'au minimum 10%, indépendamment du coût des travaux, le SDEHG prenant en charge le cas échéant la partie des travaux permettant d'arriver à cet objectif de 10%.

Il est proposé à la commune de financer sa participation sous forme de 12 annuités calculées comme suit :

1. Le montant de l'annuité communale est calculé afin de garantir à la commune une économie de dépenses de 10%.
2. Si le montant de cette annuité est supérieur au coût de l'annuité des travaux, calculée suivant les règles en vigueur au SDEHG, le montant de l'annuité communale est ramené au montant de l'annuité travaux, sans que le coût de pose et de fourniture pris en compte pour le calcul de l'annuité travaux ne puisse être inférieur à un prix plancher à 500 € HT/point lumineux pour les propositions adressées aux communes après le 15/04/2023. Dans ce cas, l'économie de dépenses devient supérieure à 10% et le SDEHG en informe la commune.

Sauf aléa climatique, vandalisme, accident ou travaux sur le réseau, les dépenses de dépannage des appareils d'éclairage public rénovés dans le cadre du programme *LED Haute-Garonne ++* sont prises en charge par le SDEHG pendant 12 ans.

Pour les communes qui souhaiteraient verser leurs 12 annuités en une seule fois, le principe de calcul exposé ci-dessus reste applicable.

Les économies sont calculées sur la base du tarif de fourniture d'électricité de la commune en vigueur lors de l'expédition de la proposition.

Le Bureau du SDEHG est chargé d'arrêter le programme LED Haute-Garonne ++ dans la limite des crédits votés par le Comité Syndical et de solliciter les aides des potentiels financeurs.

Le programme d'éclairage connexe

En outre, les communes sollicitent le SDEHG pour des travaux « d'éclairage connexe » tels que l'éclairage des terrains de sport, les feux tricolores ainsi que le raccordement des abribus, prises guirlandes, panneaux lumineux, panneaux d'information ou prises électriques pour vendeurs ambulants sur les marchés.

Les opérations de raccordement des abribus, de prises guirlandes, panneaux lumineux, panneaux d'information sont réalisées au fil de l'eau.

Sauf urgence exceptionnelle, les autres travaux d'éclairage connexe sont soumis à programmation sur la base des critères suivants :

- Priorité aux feux tricolores liés à la sécurité au droit des écoles,
- Rénovation réservée aux installations constatées vétustes par les services du SDEHG ou de plus de 30 ans,
- Ancienneté de la demande ou des études ou de la délibération.

Le Bureau du SDEHG est chargé d'arrêter le programme d'éclairage connexe dans la limite des crédits votés par le Comité Syndical et d'une opération par commune et par an sans qu'une opération par an ne constitue un droit.

Extinction cœur de nuit

Il s'agit de mettre en place des dispositifs d'extinction de l'éclairage public dédié aux réseaux les plus anciens pour capitaliser des économies à réinvestir dans la rénovation globale des installations ou de prendre en compte la programmation d'horloges existantes en vue de réaliser des économies d'énergie à l'occasion de travaux de rénovation relevant des programmes LED Haute-Garonne 2026 ou LED Haute-Garonne 2026 ++.

Afin de permettre aux communes ayant choisi l'extinction en cœur de nuit de pouvoir rallumer l'éclairage ponctuellement sur des espaces particuliers, sur les cheminements à proximité des fêtes locales par exemple, il est créé à compter de 2025 un nouveau programme « pilotage des coffrets de commandes ».

Le Bureau du SDEHG est chargé d'arrêter le programme « pilotage des coffrets de commande » dans la limite des crédits votés par le Comité Syndical.

Le financement des travaux d'éclairage

Programmes	Taux de participation		
	SDEHG	Commune	Plafond
Rénovation éclairage	50%	50%	
LED Haute-Garonne 2026 ++	10% d'économie sur les dépenses de fonctionnement		
Extinction cœur de nuit	50%	50%	
Extension du réseau	50%	50%	
Pilotage des coffrets de commande	50%	50%	
Continuité (renforcement de réseau)	100%		
Accident, vandalisme, ...		100%	
Éclairage connexe	50%	50%	85 000 € TTC/an
Prestations hors programme		100%	

Les taux de participation sont calculés après prise en compte d'éventuelles subventions d'organisme extérieur (Etat, Fédérations sportives, ...).

L'entretien du réseau d'éclairage public

Le champ d'intervention du SDEHG

Le Syndicat organise un dispositif d'entretien collectif qui s'applique au réseau d'éclairage public, aux terrains de sports et à la signalisation lumineuse tricolore.

Le dispositif comprend :

- Des interventions de maintenance préventive qui consistent à remplacer périodiquement toutes les sources lumineuses (pour les lampes à décharge), à nettoyer les réflecteurs et à relever les imperfections du parc d'éclairage. Ces interventions sont automatiquement programmées une fois tous les 6 ans maximum, y compris pour les appareils LED.
- Des interventions de maintenance corrective qui consistent à dépanner les installations signalées par la commune, sous un délai maximum de 7 jours, délai ramené à 24 heures hors samedi dimanche et jours fériés si la panne concerne plus de dix points lumineux dans un même secteur. La commune peut également solliciter une intervention en urgence sous astreinte dans un délai de 4 heures. Pour les appareils LED, le joint d'étanchéité, le driver et le parasurtenseur font partie des pièces incluses dans la maintenance préventive.
- Des interventions pour maintenir la continuité de service, en partenariat avec les communes, avec application d'un forfait pour la pose d'un contrôleur de feux, d'un tronçon de câble aérien, d'une boîte de jonction ou d'un appareil LED, dès lors que le matériel défectueux a été identifié comme non réparable.

Le dispositif comprend également le remplacement des horloges astronomiques défectueuses identifiées lors des interventions de maintenance préventive ou corrective.

Au titre de l'exploitation du réseau d'éclairage public, le SDEHG :

- Gère une cartographie conforme à la réglementation en vigueur,
- Gère les Déclarations de Travaux à proximité de réseaux (DT-DICT) dans le périmètre du réseau d'éclairage public,
- Déplace des réseaux à la demande de tiers après avis de la commune.

Le financement

Entretien du réseau	Participation communale
Entretien du réseau d'éclairage public	0 €/point lumineux.
Suite à accident, vandalisme, vol ou aléa climatique. Intervention urgente sous astreinte dans un délai de 4 heures	100% du coût de l'intervention
Intervention urgente sous astreinte de 4 heures pour un défaut sur des feux tricolores présentant un danger avéré.	0% (pris en charge par le SDEHG)
Interventions de continuité de service	Application des règles de financement des travaux d'éclairage

2. Le réseau de distribution d'électricité

Les travaux d'effacements de réseaux

Le champ d'intervention du SDEHG

Les effacements des réseaux comprennent l'intégration dans l'environnement du réseau de distribution d'électricité, du réseau d'éclairage public et du réseau de télécommunication.

La maîtrise d'ouvrage des effacements des réseaux électriques est assurée par le SDEHG quel que soit le régime urbain ou rural des communes (répartition régime urbain / rural en annexe).

Le Bureau du SDEHG est chargé d'arrêter le programme d'effacement des réseaux, dans la limite des crédits votés par le Comité Syndical et d'une opération par commune et par an, sans qu'une opération par an constitue un droit.

Les critères d'élaboration du programme annuel d'effacement de réseaux sont les suivants :

- La coordination avec des travaux de voirie, des travaux de renforcement des réseaux électriques, d'eau ou d'assainissement, ou avec des travaux de création de piétonniers scolaires,
- La réglementation architecturale (périmètre à moins de 500 m de la mairie, de l'église, d'un site classé),
- Le niveau d'urbanisation du périmètre concerné (présence de trottoirs, ...),
- Ancienneté de la demande ou des études ou de la délibération.

Le financement

Programme d'effacement de réseaux	Taux de participation			
	SDEHG	Commune	Plafond	Autre
Rural < 500 hab.	18%	10%	85 000 € HT/an	72% FACÉ
Rural > 500 hab.	16%	20%	85 000 € HT/an	64% FACÉ
Urbain < 500 hab.	50%	10%	85 000 € HT/an	40% Enedis
Urbain > 500 hab.	40%	20%	85 000 € HT/an	40% Enedis

Les travaux de renforcement de réseau

Le champ d'intervention du SDEHG

Le renforcement du réseau correspond à toute modification des ouvrages existants nécessitée par l'accroissement de la demande d'électricité ou par l'amélioration de la qualité de service.

Le Syndicat est maître d'ouvrage des renforcements des postes de transformation et des canalisations basse tension des communes rurales (répartition régime urbain / rural en annexe).

Les renforcements de réseaux sont réalisés au fil de l'eau sur la base de données sur le réseau établie par le concessionnaire Enedis. En complément de ces données, Enedis transmet au SDEHG des fiches problèmes lorsque, suite au raccordement d'un nouvel abonné ou suite à un changement d'abonnement, le réseau ne permet plus de desservir les abonnés suivant les normes en vigueur.

Ces renforcements ne concernent pas les travaux de renouvellement nécessaires au maintien du réseau en bon état de fonctionnement, lesdits travaux relevant de la compétence d'Enedis.

Ces opérations de renforcement sont inscrites aux sous-programmes du Fonds d'Amortissement des Charges d'Électrification (FACÉ) en fonction de leur nature :

- Sous-programmes « renforcement » et « extension » lorsque le réseau est en contrainte de tension (>207 V) ou d'intensité (risque de surchauffe du réseau),
- Sous-programme « sécurisation » lorsque les travaux concernent la sécurisation des lignes électriques en fils nus sensibles aux intempéries.

Les renforcements de réseau (y compris les reprises des branchements) sont réalisés sans contribution communale du fait des aides du FACÉ et du SDEHG.

Le financement

Programme de renforcement des réseaux	Taux de participation			
	SDEHG	Commune	Plafond	Autre
Renforcement du réseau (y compris reprises des branchements)	20%	-	-	80% FACÉ

Les travaux de raccordement au réseau

Le champ d'intervention du SDEHG

Conformément au cahier des charges de concession, le Syndicat est maître d'ouvrage des raccordements d'une puissance inférieure ou égale à 250 KVA sur le territoire des communes rurales (répartition régime urbain / rural en annexe).

Le raccordement au réseau de distribution publique d'électricité, nécessaire à l'alimentation des nouveaux usagers, comprend une partie « branchement » et une éventuelle partie « extension ». Cette dernière est nécessaire lorsque le réseau public d'électricité n'arrive pas en limite de propriété.

Ces opérations sont réalisées au fil de l'eau, au fur et à mesure de la réception des demandes des usagers ou des communes.

La maîtrise d'ouvrage des travaux de raccordement au réseau se répartit entre Enedis et le SDEHG dans les conditions suivantes (les mêmes règles sont applicables aux régies) :

Gestionnaire de réseau	SDEHG
<ul style="list-style-type: none"> - Communes urbaines sauf équipements communaux pour les puissances inférieures à 36 kVA - Communes rurales pour les puissances individuelles supérieures à 250 kVA - Zones d'activité économique pour toutes les communes 	<ul style="list-style-type: none"> - Communes rurales pour les puissances individuelles inférieures à 250 kVA - Équipements communaux pour les puissances inférieures à 36 kVA

Le SDEHG réalise les raccordements d'équipements publics tels que les mairies, écoles, stations d'épuration, logements communaux, terrains communaux, coffrets forains, coffrets prises de courant type « marché », etc.

Conformément au cahier des charges de concession, le Syndicat est maître d'ouvrage des raccordements communaux d'une puissance inférieure ou égale à 36 KVA sur le territoire de toutes les communes et maître d'ouvrage des raccordements d'une puissance comprise entre 36 et 250 KVA uniquement sur le territoire des communes rurales.

Le financement

Programme de raccordements au réseau	Taux de participation après déduction des autres participations			
	SDEHG	Commune	Plafond	Autre
Raccordement	-	-	-	40% distributeur 60% demandeur
Raccordement IRVE éligible*	-	-	-	75% distributeur 25% demandeur
Raccordement équipement public	50%	50%	-	40% distributeur, ...
Raccordement IRVE communale éligible	50%	50%	-	75% distributeur, ADEME, ...

* raccordement au réseau des infrastructures de recharge pour les véhicules électriques éligibles à la réglementation en vigueur

La contribution communale pour le raccordement d'équipement public est calculée selon le barème national d'Enedis.

Les taux de participation, hors équipement public, sont calculés sur la base du coût réel des opérations correspondantes depuis le 1er juillet 2022.

3. Les travaux liés aux réseaux de télécommunications

Il s'agit de travaux de génie civil de communication réalisés lors des opérations d'effacement de réseaux ou en application de l'article L49 du code des postes et des communications électroniques.

Il est sollicité une participation financière d'Orange à hauteur de 10 €/mètre linéaire aux opérations d'effacement de réseaux afin de réduire encore la participation des communes.

4. Les infrastructures de recharge pour véhicules électriques (IRVE)

Schéma Directeur des Infrastructures de Recharge de Véhicules Electriques et hybrides rechargeables (SDIRVE)

La loi d'orientation des mobilités a créé la possibilité pour les collectivités et établissements publics titulaires de la compétence relative à la création et l'exploitation d'Infrastructures de Recharge pour Véhicules Electriques (IRVE) d'élaborer un Schéma Directeur des Infrastructures de Recharge de Véhicules Electriques et hybrides rechargeables (SDIRVE) ouvertes au public.

Ce schéma directeur donne à la collectivité ou à l'établissement public un rôle de chef d'orchestre du développement de l'offre de recharge ouverte au public sur son territoire, pour aboutir à une offre coordonnée entre les maîtres d'ouvrage publics et privés, cohérente avec les politiques locales de mobilité, de protection de la qualité de l'air et du climat, d'urbanisme et d'énergie, adaptée à l'évolution des besoins de recharge pour le trafic local ou de transit.

Le SDEHG, en tant que gestionnaire d'un réseau de bornes de recharge pour véhicules électriques en Haute-Garonne, a réalisé un SDIRVE sur le territoire des communes lui ayant transféré la compétence IRVE ou ayant manifesté un intérêt pour le schéma en question.

Ce schéma intègre toutes les bornes qu'elles soient mises en place par un opérateur privé ou public et présente une évaluation des besoins de déploiement de points de charge à l'horizon 2023, 2025 et 2028 pour assurer l'adéquation entre l'offre et la demande sur le territoire.

Par délibération n°CS202361-1 du 19 octobre 2023, le Comité Syndical a approuvé le Schéma Directeur pour les Infrastructures de Recharge pour Véhicules Electriques.

Stratégie de développement des IRVE

Territoire concerné : Département de la Haute-Garonne hors Toulouse Métropole qui exerce directement la compétence Infrastructures de Recharge pour Véhicules Electriques (IRVE).

La forte croissance du véhicule électrique met en évidence deux zones géographiques au sein du territoire du SDEHG :

- Une zone géographique avec une offre à venir conséquente de la part des opérateurs privés (zone dense d'habitat, pôle touristique ou économique, grands axes routiers, ...)
- Une zone géographique « blanche », délaissée par les opérateurs privés, pour laquelle le SDEHG a vocation à jouer son rôle en matière d'aménagement du territoire.

EN ZONE BLANCHE

- Pas de contribution communale, prise en charge financière à 100% par le SDEHG.
- Maillage pour assurer une IRVE à moins de 15 km de tout point du territoire en tenant compte de l'initiative privée. Les 108 IRVE du SDEHG sont classées en zone blanche.
- Tarification du service identique permettant de couvrir les frais de fourniture d'électricité et a minima 15% des frais d'exploitation, soit 0,15 €/connexion + 0,40 €/kWh + 4,5 €/h au-delà de 4 h de connexion.
- Réexamen du statut de zone blanche si le nombre de bornes, autres que celles du SDEHG, prévu en 2028 au schéma directeur dans un rayon de 15 km est atteint.

- Amélioration de la qualité de service :
 - ✓ Puissance de charge portée à 22 KVA AC si fréquence d'utilisation > 2 charges par jour.
 - ✓ Puissance de charge portée à 50 KVA DC/AC avec possibilité de paiement par carte bancaire si fréquence d'utilisation > 6 charges par jour.
 - ✓ Taux de disponibilité > 95%, rénovation pour les IRVE avec taux < 75%.
 - ✓ Possible repositionnement d'une IRVE si fréquence d'utilisation < 1 charge par semaine.
- Bilan annuel de l'utilisation et de l'exploitation des IRVE présenté lors des débats d'orientations budgétaires et publication des statistiques d'utilisation de chaque borne sur le site internet du SDEHG.

HORS ZONE BLANCHE

- Mise à jour du SDIRVE après prise en compte de l'initiative privée.
- Assistance du SDEHG sur le choix des investisseurs privés.
- En cas d'IRVE publique, contribution communale calculée par différence entre les recettes du service de charge et les frais d'investissement et d'exploitation, déduction faite des subventions ou dotations diverses recherchées par le SDEHG.
- Conseil et assistance du SDEHG pour définir la tarification du service souhaitée par la commune. La tarification comprend la couverture des frais de fourniture d'électricité et de tout ou partie des frais d'investissement et des frais de fonctionnement.

PARTIE REGLEMENTAIRE

- [Motion du Comité Syndical du 19/10/23](#) sur l'incohérence des obligations de pose d'IRVE sur les parkings.
- Approche identique à la stratégie hors zone blanche.

5. Les projets de transition énergétique

Le champ d'intervention du SDEHG

Le Syndicat Départemental d'Énergie de la Haute-Garonne développe les services et l'expertise apportés aux communes pour les accompagner dans leurs différents projets de transition énergétique.

Le SDEHG peut intervenir, à la demande de ses membres, pour toute action liée à l'énergie, notamment :

- L'élaboration de diagnostic des bâtiments publics,
- L'acquisition de Certificats d'Économies d'Énergie,
- La réalisation d'opération de maîtrise de la consommation d'électricité,
- La coordination de groupement d'achat pour la fourniture d'énergie,
- Le conseil énergétique,
- L'attribution d'aides pour la rénovation énergétique des bâtiments,
- La réalisation d'études énergétiques,
- L'accompagnement et le portage du développement des énergies renouvelables.

La production locale d'électricité en autoconsommation

Compte tenu de la forte baisse des prix de rachat de l'électricité photovoltaïque pour les installations de puissance inférieure à 250 kWc, pour bon nombre de projets, l'autoconsommation de l'énergie est économiquement plus intéressante que la revente de l'énergie produite.

Un groupement de commandes géré par le SDEHG, avec mise à disposition de l'ingénierie y afférente, pour développer les ombrières en autoconsommation a été proposé aux communes dès 2025.

La production locale en autoconsommation présente les avantages suivants :

- La protection et le confort thermique des véhicules stationnés sous les ombrières.
- Une vision à long terme des dépenses d'électricité.
- Une économie par rapport aux prix d'achat de l'électricité sous réserve d'autoconsommer la quasi-totalité de l'énergie produite.
- Le développement de l'autoconsommation collective patrimoniale, notamment afin d'optimiser le taux d'autoconsommation.
- La prise en compte du confort thermique des bâtiments, notamment scolaires, grâce à des climatisations/pompe à chaleur alimentés par les panneaux photovoltaïques.
- La production et consommation locale afin de s'inscrire pleinement dans la transition écologique et notamment limiter la quantité d'énergie transitant sur les réseaux de distribution d'électricité sur les périodes critiques.

Le SDEHG étudie la mise à disposition d'ingénierie pour ses communes afin de leur permettre d'aller plus loin dans la production locale en autoconsommation (boucles d'autoconsommation étendues, unités de production sur toiture, stockage d'énergie, cohérence avec la rénovation des bâtiments, etc).

La coordination d'un groupement d'achat d'électricité

Le SDEHG organise et coordonne depuis le 1^{er} janvier 2016 un groupement d'achat d'électricité afin de permettre à ses membres de bénéficier de tarifs préférentiels.

Ce groupement d'achat est composé d'un Accord-Cadre suivi de Marchés subséquents.

L'organisation de cet achat groupé ainsi que l'assistance du SDEHG au bon déroulement du marché sont des prestations proposées gratuitement aux communes qui le souhaitent.

Les réseaux de chaleur

La compétence réseaux de chaleur est exercée par le SDEHG dans le cadre de l'article 3.2 de ses statuts. Ce service est géré en régie sans personnalité juridique et avec autonomie financière impliquant un budget annexe. Comme indiqué précédemment, la TVA sera collectée par voie fiscale.

L'AMO est confiée à un bureau d'étude extérieur. Son coût est estimé à 2,5% des coûts d'investissement hors taxes estimés lors des études de faisabilité. Ces frais d'AMO, dans la limite de 2,5% du montant HT du projet et après déduction des éventuelles subventions obtenues, ont vocation à être intégrés dans l'équilibre économique du projet en question et par conséquent à être partagés entre les consommateurs du réseau de chaleur. De ce fait, les frais d'AMO ne sont appelés par le SDEHG qu'en cas de demande communale d'abandon du projet du fait de la commune.

Les économies d'énergie dans les bâtiments communaux

Le Syndicat accompagne les communes dans leurs projets de réduction des consommations d'énergie dans le cadre de campagnes de diagnostics énergétiques des bâtiments publics.

Les diagnostics consistent à identifier les points sur lesquels des économies d'énergie peuvent être réalisées et à proposer un plan d'actions pour maîtriser et diminuer ses consommations énergétiques.

Les audits énergétiques des bâtiments sont pris en charge à 95% par le SDEHG.

Le SDEHG est lauréat du programme national ACTEE sur la période 2023-2026, qui permet d'aller au-delà du financement des audits énergétiques, en attribuant des aides financières pour des missions de maîtrise d'œuvre, d'études spécifiques patrimoniales ou post-audit, pour un poste RH d'économiste de flux ou pour l'achat de petits matériels.

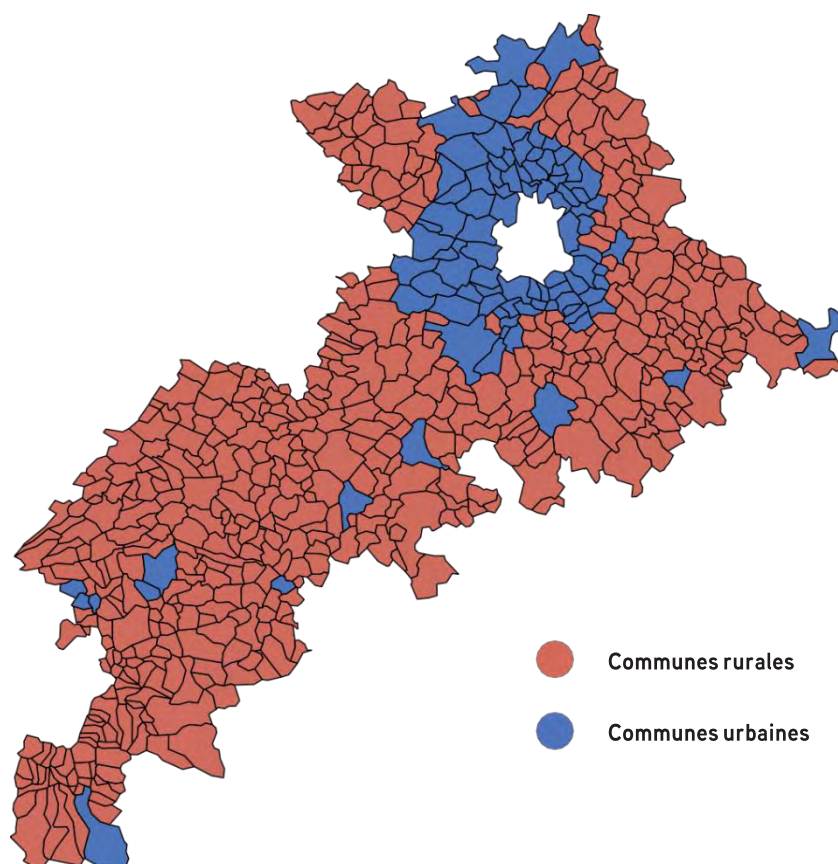
6. La cartographie informatique

Le champ d'intervention du SDEHG

Dans le respect de la réglementation DT/DICT qui impose aux exploitants d'indiquer leurs réseaux en classe A (précision de 40 cm) depuis le 1er janvier 2020 pour les communes identifiées comme unités urbaines (~110 communes du département).

Le SDEHG prend en charge tous les frais relatifs à l'application de la réglementation en question.

Annexe : Répartition des communes rurales et urbaines



Parmi ses 585 communes adhérentes, le SDEHG compte 94 communes urbaines :

AUCAMVILLE, AUSSONNE, AUTERIVE, AUZEVILLE-TOLOSANE, AUZIELLE, BAGNERES-DE-LUCHON, BALMA, BEAUPUY, BEAUZELLE, BELBERAUD, BLAGNAC, BOULOC, BRAX, BRUGUIERES, CARBONNE, CASTANET-TOLO-SAN, CASTELGINEST, CASTELMAUROU, CASTELNAU-D'ESTRETEFONDS, CAZERES, CEPET, COLOMIERS, CORNEBARRIEU, CUGNAUX, DAUX, DEYME, DREMIL-LAFAGE, EAUNES, ESCALQUENS, FENOUILLET, FONBEAUZARD, FONSORBES, FONTENILLES, FRONTON, FROUZINS, GAGNAC-SUR-GARONNE, GOURDAN-POLIGNAN, GRATENTOUR, GRENADE, HUOS, LA SAL-VETAT-SAINT-GILLES, LABARTHE-SUR-LEZE, LABASTIDE-SAINT-SER-NIN, LABEGE, LACROIX-FALGARDE, LAPEYROUSE-FOSSAT, LAUNAGUET, LAUZERVILLE, LEGUEVIN, LESPINASSE, L'UNION, MERVILLA, MERVILLE, MONDONVILLE, MONTBERON, MONTRABE, MONTREJEAU, MURET, PECHABOU, PECHBONNIEU, PECHBUSQUE, PIBRAC, PIN-BALMA, PINSAGUEL, PINS-JUSTARET, PLAISANCE-DU-TOUCH, POMPERTUZAT, PORTET-SUR-GARONNE, QUINT-FONSEGRIVES, RAMONVILLE-SAINT-AGNE, REVEL, ROQUES, ROQUETTES, ROUFFIAC-TOLOSAN, SAINT-ALBAN, SAINT-GAUDENS, SAINT-GENIES-BELLEVUE, SAINT-JEAN, SAINT-JORY, SAINT-LOUP-CAMMAS, SAINT-LYS, SAINT-ORENS-DE-GAMEVILLE, SAINT-SAUVEUR, SALIES-DU-SALAT, SEILH, SEYSSSES, TOURNEFEUILLE, VALENTINE, VIEILLE-TOULOUSE, VIGOLET-AUZIL, VILLATE, VILLEFRANCHE-DE-LAURAGAIS, VILLEMUR-SUR-TARN, VILLENEUVE-TOLOSANE

La répartition entre les communes urbaines et rurales pourra être ajustée conformément à la réglementation nationale relative au CAS FACE à la suite aux élections municipales de 2026.



**Rapport d'Orientation Budgétaire
Budget Annexe
Régie « Réseau de chaleur »
Janvier 2026**

SDEHG
9 rue des 3 Banquets – CS 58021
31080 TOULOUSE CEDEX 6

Table des matières

I.	Introduction	3
II.	Bilan 2025 et Projection des activités techniques de la régie	3
A.	Réseau de chaleur au Lherm	3
B.	Réseau de chaleur à L'Isle-en-Dodon	5
III.	Bilan et projection financière 2026 de la régie	5
A.	Bilan financier 2025	5
B.	La Section d'Exploitation 2026	6
C.	La Section d'Investissement 2026.....	7
IV.	Structure de l'endettement	8
V.	Suivi du personnel.....	8

I. Introduction

Le Rapport d'orientations budgétaires (ROB) a pour but de présenter les orientations financières générales poursuivies par la Régie à seule autonomie financière du SDEHG en charge de la gestion des réseaux de chaleur qui seront développés par le SDEHG.

Depuis sa création, le SDEHG a élargi son champ d'actions dans les domaines de la transition énergétique pour rassembler et accompagner ses collectivités adhérentes, leur population et leur territoire autour des enjeux essentiels de la maîtrise de l'énergie et de la transition énergétique, aujourd'hui et pour l'avenir.

L'année 2025 a été marquée par la consultation du marché travaux et le lancement du chantier pour le projet du Lherm en juillet 2025.

Les orientations budgétaires de 2026 sont concentrées sur la mise en exploitation du projet d'extension de réseau de chaleur du Lherm.

II. Bilan 2025 et Projection des activités techniques de la régie

La Commission Consultative de l'Énergie réunie en octobre 2022 a émis un avis favorable sur la création d'une régie départementale dotée de la seule autonomie financière en vue de gérer les projets de réseaux de chaleur portés par le Syndicat Département d'Énergie de la Haute-Garonne (SDEHG). Il a été décidé que ce dernier porterait en maîtrise d'ouvrage publique les travaux liés à la mise en œuvre de la chaufferie bois et de son réseau de chaleur associé ainsi que de son exploitation.

A. Réseau de chaleur au Lherm

La Commune de Lherm a créé une chaufferie bois associée à un réseau de chaleur technique en 2019 qui alimente trois bâtiments communaux : l'école, la salle polyvalente et le restaurant scolaire.

Le gymnase, l'EHPAD et le collège à proximité des bâtiments précités étant dépendants du gaz naturel pour satisfaire leurs besoins de chaleur et de production d'eau chaude sanitaire, la Commune et le SDEHG ont vérifié la faisabilité technico-économique de l'extension du réseau vers ces derniers.

L'étude ayant montré que le projet avait une pertinence technique et économique, la Commune a sollicité le SDEHG, qui a la compétence « réseau de chaleur », pour porter le projet d'extension du réseau de chaleur bois et la mise en place d'une seconde chaudière bois.

Ce projet permettrait par ailleurs d'atteindre les objectifs suivants :

- Apporter une solution de chauffage renouvelable et locale pour les nouveaux bâtiments du secteur précité ;
- Stabiliser et réduire la facture énergétique des bâtiments concernés par le projet ;
- Réaliser une opération exemplaire sur le plan environnemental (*réduction CO2, valorisation de ressources renouvelables locales...*).

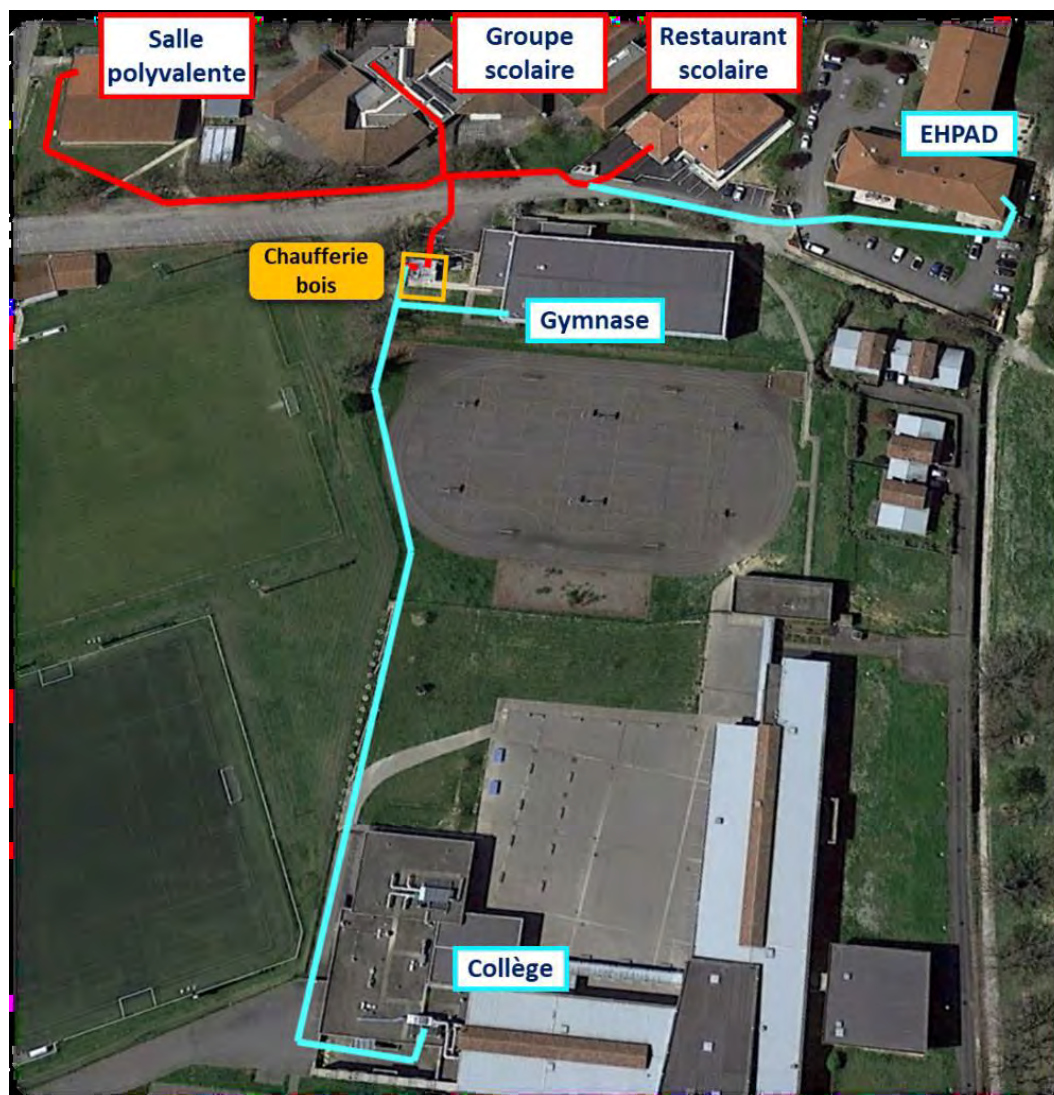


FIGURE 1 LE PLAN INDICATIF PROVISOIRE DE LA CHAUFFERIE ET DU RESEAU

En 2024, le marché de maîtrise d'œuvre a été attribué au groupement mandaté par INDDIGO.

En 2025, le marché de travaux a été attribué par lot :

LOTS	CANDIDATS RETENUS
Lot 1-1 : VRD	DUPUY
Lot 1-2 : GROS OEUVRE	COLAS
Lot 2 : CONTAINERS ET PROCESS BOIS	Groupement HARGASSNER / CONTAINERGIE
Lot 3 : HYDRAULIQUE ELECTRICITE CHAUFFERIE ET SOUS STATION	ALIBERT
Lot 4 : RESEAU DE CHALEUR	SCAM TP

Les différentes études ont permis d'affiner les caractéristiques du projet :

RECAPITULATIF DES DONNEES TECHNIQUES ET ECONOMIQUES PREVISIONNELLES DU PROJET DE RESEAU BOIS <i>(au ACT)</i>	
Combustible pressenti	bois déchiqueté (plaquettes)
Enveloppe d'investissement chaudière/silo/ réseau/Sous-stations <i>(hors missions d'étude de faisabilité, de MOE et d'AMO)</i>	810 k€ <i>Chiffre en date de Juillet 2025</i>
Puissance bois indicative	300 kW
Taux de couverture par le bois objectif	91 %
Appoint / secours <i>(mise en place d'un appoint/secours centralisé)</i>	Gaz naturel

L'année 2026 sera concentrée sur :

- La réception des travaux et la mise en service de la chaudière,
- La mise en exploitation de la chaudière.

B. Réseau de chaleur à L'Isle-en-Dodon

La Commune de L'Isle-en-Dodon a réalisé une étude de la faisabilité de la mise en place d'un réseau de chaleur bois pour desservir différents bâtiments existants dans le centre-bourg.

En 2025, à la suite de l'obtention de l'Avant-Projet Définitif et de la réévaluation des calculs économiques du projet, des interrogations concernant l'équilibre économique du projet se sont posées. Il convient de les analyser pour statuer sur la poursuite de ce projet.

III. Bilan et projection financière 2026 de la régie

L'année 2025 a permis le lancement du premier chantier de réseau de chaleur de la régie du SDEHG avec une livraison prévue au 1^{er} trimestre 2026. En conséquence, l'année 2026 sera marquée par l'augmentation des coûts de fonctionnement et l'intégration des recettes en lien avec la vente de la chaleur.

A. Bilan financier 2025

Les dépenses d'investissement de 2025 reflètent l'engagement financier déployé pour la concrétisation du projet de réseau de chaleur du Lherm.

Concernant les dépenses d'exploitation de l'année 2025, elles concernent globalement les frais de personnel pour le suivi des études et du chantier.

En ce qui concerne les investissements, l'année 2025 a été marquée par des dépenses liées aux études et travaux du projet de réseau de chaleur du Lherm.

Les recettes de la section d'investissement sont constituées majoritairement par le solde de la dotation initiale d'investissement d'un montant reporté de 255 343,16 €.

Elle fera l'objet d'un remboursement au budget général selon des modalités à définir qui tiendront compte de l'équilibre financier global de la régie et des recettes perçues. La durée de remboursement ne pourra pas dépasser 20 ans.

EXPLOITATION			
Dépenses		Recettes	
Charges à caractère général	5 240 €	Produits exceptionnels	35 240 €
Charges de personnel	30 000 €		
TOTAL	35 240 €		35 240 €

INVESTISSEMENT			
Dépenses		Recettes	
Projet L'Isle-En-Dodon	28 534,60 €	Solde d'exécution de la section d'investissement reportée	255 343,16 €
Projet Lherm	682 383,25 €	Subventions d'investissement reçues	5 400 €
Projet Fonsorbes	9 000 €		
TOTAL	719 917,85 €		260 743,16 €

Le solde de la section d'investissement est de -459 174,69 €.

Après prise en compte des restes à réaliser concernant le projet du LHERM en dépenses d'un montant de 189 095,02 € et de 933 800 € en recettes, le résultat 2025 est de 285 530,29 €

B. La Section d'Exploitation 2026

1. Recettes d'exploitation prévisionnelles

En 2026, les recettes de fonctionnement de la régie seraient réparties entre une participation du budget principal et la facturation en lien avec le fonctionnement du réseau de chaleur du Lherm :

SECTION DE FONCTIONNEMENT 2026		
OPERATION	RECETTES	Prévisionnel année 2026
DIVERS	Subvention d'exploitation	25 000 €
	Facturation LHERM	100 000 €
TOTAL		125 000 €

2. Dépenses d'exploitation prévisionnelles

En 2026, les dépenses de fonctionnement de la régie correspondraient aux postes ci-après :

- 10 mois de fonctionnement de la chaufferie du Lherm,
- Les frais généraux et de personnel en lien avec le fonctionnement de la régie,
- Les intérêts en lien avec l'emprunt souscrit en 2025 et la ligne de trésorerie.

SECTION DE FONCTIONNEMENT 2026		
OPERATION	DEPENSES	Prévisionnel année 2026
DIVERS	Fonctionnement Lherm	80 000 €
DIVERS	Frais personnel	25 000 €
DIVERS	Charges financières	20 000 €
TOTAL		125 000 €

C. La Section d'Investissement 2026

1. Recettes d'investissement prévisionnelles

Les recettes d'investissement sont directement liées à :

- A l'emprunt pour le marché travaux du Lherm,
- L'obtention des subventions et des CEE coup de pouce pour le projet du Lherm,

SECTION D'INVESTISSEMENT 2026		
OPERATION	RECETTES	Prévisionnel année 2026
EMPRUNT	Emprunts	195 230 €
SUBVENTION	Subventions	738 570 €
TOTAL		933 800 €

2. Dépenses d'investissement prévisionnelles

- Les dépenses d'investissement sont principalement liées à la fin des travaux de l'extension du réseau de chaleur du Lherm.

SECTION D'INVESTISSEMENT 2026		
OPERATION	DEPENSES	Prévisionnel année 2026
	Solde d'exécution de la section d'investissement reportée	459 174,69 €
DIVERS	Etudes de faisabilité	10 000 €
	Emprunts et dettes assimilées	265 000 €
	Projet L'Isle-En-Dodon	10 000 €
	Projet Lherm	189 625,31 €
TOTAL		933 800 €

IV. Structure de l'endettement

En synthèse, la structure de la dette au 1^{er} janvier 2026 (hors souscription de nouvelle enveloppe d'emprunt) est présentée dans le tableau détaillé ci-dessous :

PRETEUR	ANNEE SIGNATURE	MONTANT	TAUX
BANQUE DES TERRITOIRES	2025	195 230 €	Livret A +0,5%
TOTAL EMPRUNT EN COURS		195 230 €	

V. Suivi du personnel

La mise en service du réseau de chaleur au 1^{er} semestre 2026 nécessitera la mobilisation de plusieurs agents, notamment pour l'appui administratif, financier et technique, ainsi que pour l'accompagnement de la montée en fonctionnement de la régie.

Ces besoins, incluant notamment la mise à disposition d'agents de la commune, représentent un coût global estimé à 25 000 €.



Syndicat Départemental d'Énergie
de la Haute-Garonne
SDEHG

Note de synthèse du tableau de bord de concession

Exercice 2024

Novembre 2025

Version 1

www.aecenergie.fr

18, rue de la Pépinière – 75008 PARIS

+33(0)1 44 70 78 10

contact@aecenergie.fr

Table des matières

1.	PREAMBULE	2
1.1	RETOUR SUR LES ECHANGES AVEC LES CONCESSIONNAIRES	2
1.2	PERIMETRE DE LA CONCESSION	3
2.	CRAC – EXERCICE 2024	4
3.	DOMAINE TECHNIQUE.....	5
3.1	LE RESEAU HTA ET L'AMONT	5
3.1.1.	<i>Les réseaux HTA souterrains, dont les CPI.....</i>	<i>5</i>
3.1.2.	<i>Les réseaux HTA aériens.....</i>	<i>7</i>
3.1.3.	<i>Âge des réseaux HTA</i>	<i>8</i>
3.2	LE RESEAU BT ET L'AVAL.....	8
3.3	LA CONTINUTE D'ALIMENTATION	10
3.4	LA QUALITE DE TENSION SUR LES RESEAUX.....	12
3.5	LES DEPENSES D'INVESTISSEMENT	13
3.5.1.	<i>Investissements totaux d'Enedis.....</i>	<i>13</i>
3.5.2.	<i>Dépenses d'exploitation.....</i>	<i>14</i>
4.	DOMAINE COMPTABLE ET FINANCIER	15
4.1	LE PATRIMOINE COMPTABLE DE LA CONCESSION.....	15
4.2	LE COMPTE D'EXPLOITATION DE LA CONCESSION.....	17
5.	DOMAINE CLIENTELE DISTRIBUTEUR	19
5.1	LES USAGERS DE LA CONCESSION	19
5.2	LES RACCORDEMENTS.....	19
5.3	LA QUALITE DE SERVICE.....	21
6.	DOMAINE CLIENTELE FOURNISSEUR	23
6.1	ÉVOLUTIONS DU NOMBRE D'USAGERS, « TEMPO » EN 2023 ET BOUCLERS TARIFAIRES.....	23
6.2	RECLAMATIONS TRAITEES PAR EDF	24
6.3	LES USAGERS EN DIFFICULTES FINANCIERES.....	25
7.	ANNEXE : SIGLES ET ABREVIATIONS	27

1. Préambule

1.1 Retour sur les échanges avec les concessionnaires

La mission de **contrôle du service public de la distribution et de la fourniture d'électricité** de la concession du SDEHG portant sur l'exercice 2024 a été effectuée sur documents, sans audit sur site. La mission avait pour objectif d'une part d'apporter des éclaircissements sur les données fournies par les concessionnaires dans les domaines technique, comptable et des services aux usagers et, d'autre part, obtenir des précisions sur les sujets saillants de l'exercice audité.

Pour rappel, le 5 juin 2018, le SDEHG a signé un nouveau contrat de concession avec ses concessionnaires Enedis et EDF. Ce contrat, qui s'est initialement appuyé sur le modèle national mis en place par la FNCCR en décembre 2017, a été personnalisé pour les attentes du SDEHG et les spécificités de son territoire. Ce **contrat est entré en vigueur le 1^{er} juillet 2018 pour une durée de 30 ans**, aussi le contrôle de concession de l'exercice 2024, correspond au 7^{ème} contrôle annuel dans le cadre de ce nouveau contrat.

Remarque : en complément de l'audit général sur les résultats annuels de la concession, le SDEHG désirait également réaliser un bilan technique du patrimoine de sa concession. Cette thématique a été traitée dans un rapport indépendant de cette note de synthèse.

La mission avait pour objectif d'une part d'apporter des éclaircissements sur les données fournies par les concessionnaires dans les domaines technique, comptable et des services aux usagers et, d'autre part, obtenir des précisions sur les sujets saillants de l'exercice audité.

Préalablement à l'audit, une liste des documents attendus a été remise le 30 avril 2025 à l'AODE, à destination des deux concessionnaires. Ces données de contrôle ont été réceptionnées entre le 29 mai 2025 et le 18 juillet, dans les délais convenus. En particulier, le **CRAC** a été transféré à AEC le 29 mai 2025.

Pour l'exercice 2024, les principales données manquantes sont les suivantes (liste non exhaustive) :

- Les **références d'affaires « IEP »** dans les fichiers comptables de retraits et mises en immobilisation annuels, afin de pouvoir rassembler les numéros d'immobilisation comptables et les références d'affaires techniques, et aussi permettre à la Collectivité les affaires sous sa maîtrise d'ouvrage ;
- Concernant la liste des affaires CAPEX, il reste important que le **type d'affaires**, information existant dans les outils d'Enedis et qui est une sorte de sous-catégorie détaillant plus finement la catégorie « Nome 3 », soit ajouté ;
- Le détail des **codes GDO des départs BT** dans la liste des interruptions de fourniture sur le réseau BT ;
- Les **inventaires détaillés des élévations de tension** en HTA et en BT ;

Remarque : Enedis a indiqué dans sa réponse à la demande de documents que « des discussions [étaient] en cours sur le sujet au niveau national avec la FNCCR dans le cadre du GT Qualité ».

- La **liste des raccordements** terminés dans l'année, détaillant les principales dates de chacune de ces affaires ;
- La transmission pour la mesure de la satisfaction des **taux de clients « pas du tout satisfaits » (PDTS)** dans les données de contrôle.

Pour rappel, l'obligation de communication d'éléments de contrôle est au demeurant expressément prévue dans **l'article 44 du cahier des charges de la convention de concession** aux termes duquel l'AODE peut notamment, à tout moment, prendre connaissance (dans le cadre d'un contrôle sur place ou sur pièce) de tout document technique ou comptable, et ce, sous peine d'application d'une pénalité. Les principes de ce contrôle sont précisés à **l'annexe 1 du cahier des charges, article 9**.

Extrait de l'article 44 du cahier des charges en vigueur : « L'autorité concédante exerce le contrôle du bon accomplissement des missions de service public fixées par le présent cahier des charges. À cet effet, les agents de contrôle qu'elle désigne peuvent à tout moment procéder à toutes vérifications et prendre connaissance sur place, ou copie, de toutes informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique utiles à l'exercice de la compétence d'autorité concédante.

L'exercice du contrôle de la distribution d'énergie électrique par l'autorité concédante est prévu par l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales.

Ils ne peuvent en aucun cas intervenir dans la gestion de l'exploitation. »

La suite de la note de synthèse s'attachera à analyser les indicateurs clés de la concession du SDEHG et à faire un retour sur les réponses des concessionnaires sur les enjeux associés et proposera des pistes d'approfondissement à mener par l'AODE.

1.2 Périmètre de la concession

Pour rappel, le préfet a, par arrêté, défini la liste des communes sur lesquelles les travaux d'électrification sont éligibles aux aides à l'électrification rurale, en application du décret n° 2013-46 du 14 janvier 2013 modifié par le décret n° 2014-496 du 16 mai 2014 (dit « décret FACÉ »). La grande majorité des communes de la concession (84%) est sous le régime d'électrification rurale (ER). **En 2024, aucune commune n'a changé de régime d'électrification.**

Le **périmètre concessif du SDEHG est constant à 585 communes** (en gardant les communes fusionnées). En effet, le distributeur Enedis communique toujours les données de contrôle selon les codes INSEE « d'origine », c'est-à-dire pour chaque commune à part entière et pour chaque commune dite « déléguée » au sein de chaque commune nouvelle.

En revanche, le fournisseur EDF n'applique pas la même méthode, et les résultats pour les codes INSEE des communes déléguées ont été supprimés dans les fichiers fournis (données « s »). Ainsi, les valeurs des communes déléguées sont cumulées sur le seul code INSEE de la commune nouvelle. Pour le SDEHG, EDF présente donc les données pour 582 communes en 2024, comme en 2023.

2. CRAC – exercice 2024

Recommandation : en termes de complétude, il est attendu que **le modèle d'édition du CRAC d'Enedis du prochain exercice** intègre l'ajout des indicateurs suivants, afin de contribuer à un compte-rendu exhaustif, sur des points importants :

- Dans la partie « Situation globale du réseau au 31 décembre 2024 - Réseau HTA (en m) » : ajout des linéaires totaux à fin d'exercice des réseaux **HTA CPI** en concession ;
- Dans la partie « Situation globale du réseau au 31 décembre 2024 - Réseau HTA (en m) » : ajout des linéaires totaux à fin d'exercice des réseaux **HTA de faibles sections** en concession ;
- Dans la partie « Situation globale du réseau au 31 décembre 2024 - Postes HTA-BT (en nb) » : ajout des quantités de **transformateurs HTA/BT** en concession ;
- Dans la partie « Charges à répartir » : ajout de la ligne « charges centrales » manquante.

Remarque : un changement de vocabulaire a été constaté dans le CRAC 2024 dans le tableau « Installations de production » (p. 12), passant de la notion de « Puissance installée » en 2023 à « Puissance raccordée » en 2024.

Interrogé à ce sujet par ailleurs, Enedis explique :

« 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 en 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. »

3. Domaine technique

3.1 Le réseau HTA et l'amont

À fin 2024, **49 postes sources (PS) alimentent la concession** (avec une puissance totale de 3 176 MVA), dont 37 sont situés sur la concession. De plus, aucune modification de puissance installée n'a été constatée en 2024 pour les postes sources alimentant la concession.

Ces postes sources alimentent les usagers de la concession *via* le **réseau HTA** d'une longueur totale de 10 193 km, qui a augmenté de +87 km en 2024 (soit +0,9%), une évolution au niveau de la moyenne des 5 exercices précédents de +95 km/an.

Cette hausse en 2024 est la résultante, d'une part, de +118 km de mises en service de réseaux HTA souterrains (vs +138 km/an sur la période 2019-2023), et, d'autre part, de la résorption de -31 km de réseaux HTA aériens (vs -39 km/an sur la période 2019-2023).

A fin 2024, la totalité des départs HTA alimentant la concession ont une **tension de 20 kV**, et l'entièreté des postes de distribution publique sont alimentés en 20 kV (en 2023, 289 postes de la concession, soit 2% du total, étaient encore alimentés en 15 kV).

3.1.1. Les réseaux HTA souterrains, dont les CPI

Le **taux d'enfouissement HTA** s'établit à 52,3% à fin 2024. Ce taux est inférieur de 0,3 points au taux national moyen de 52,6% (statistiques nationales à partir de l'Opendata Enedis à fin 2024¹). Considérant la densité d'usagers relativement élevée sur le territoire du SDEHG (environ 53 usagers par kilomètre de réseau), le taux d'enfouissement de la concession se positionne dans la tendance nationale observée. Ce taux est en augmentation de +0,7 point par rapport à l'exercice 2023, un rythme stable, puisque sur la période 2018-2023, la hausse était en moyenne de +0,7 point/an de taux d'enfouissement HTA.

A noter que 33 communes de la concession (6% du total) présentent un taux d'enfouissement HTA supérieur à 90%. En particulier, le réseau HTA est complètement enfoui sur 11 communes : Couladère, Fonbeauzard, Guran, Launaguet, Montauban-de-Luchon, Poiret-d'Aspet, Ramonville-Saint-Agne, Saint-Alban, Saint-Jean, Saint-Pé-d'Ardet et L'Union.

A l'inverse, 132 communes (23% du total) ont moins de 10% de leurs réseaux HTA enfouis et 33 d'entre elles présentent même un réseau HTA totalement aérien.

¹ AEC a fait le choix de présenter des statistiques nationales sur 90 départements, et ainsi sans prendre en compte les 4 départements de la petite couronne parisienne (départements : 75, 92, 93 et 94).

En effet, ces 4 départements avec des taux d'enfouissement HTA de 100% présentent des densités d'usagers comprises entre 227 et 331 usagers/km, qui sont très supérieures au reste de l'hexagone, ce qui rendrait illisible le nuage de points. Le 5^{ème} département au classement de la densité (et donc le maximum du benchmark du TDB) est les Alpes-Maritimes avec 174 usagers/km.

A titre informatif, sans exclure ces 4 départements, le taux d'enfouissement HTA national est de 53%, soit 1,1 point au-dessus de la valeur affichée dans le tableau de bord, sur chaque année.

Parmi les réseaux souterrains, la concession compte 47,2 km de **Câbles à isolation Papier Imprégné (CPI)**, réparti entre 45,7 km en zone RU et 1,5 km en zone ER.

Le taux associé s'élève à 0,5% et est très faible, se situant dans la fourchette basse des valeurs constatées par AEC sur la base des concessions auditées (moyenne à 2,9% en 2023, selon une quarantaine d'AODE).

Sur la concession, à fin 2024 et selon l'inventaire du concessionnaire à date, au total 29 communes au total sont concernées par la présence de CPI sur leur territoire, toutefois, 5 communes rassemblent près de 73% du total. En effet, 27% des CPI sont situés à Colomiers (12,7 km), 16% à Portet-sur-Garonne (7,4 km), 11% à Balma (5,3 km), 10% à Muret (4,6 km) et 9% à Blagnac (4,4 km).

***Recommandation** : un point d'amélioration en attente demeure : le linéaire total des CPI n'est toujours pas retranscrit dans le CRAC, s'agissant d'ouvrages ciblés prioritairement dans certains programmes, il devient indispensable que le CRAC en fasse état.*

Représentant 0,5% des réseaux HTA de la concession, ou 0,9% des réseaux HTA souterrains, **les câbles CPI contribuent très faiblement au critère B incidents HTA du SDEHG**. En effet, sur les deux derniers exercices, ils ne contribuent en moyenne qu'à 1,6% de ce critère B, loin derrière les réseaux HTA aériens (59,5%) ou les autres réseaux souterrains (21,0%). Ce faible impact s'explique par le fait que ces ouvrages sont principalement installés dans les centres bourgs avec des « schémas en coupure d'artère », qui permettent de réalimenter rapidement les postes HTA/BT par un autre tronçon. En revanche, en cas de « double défauts », c'est-à-dire s'il y a 2 incidents sur le même départ, les postes situés entre les 2 défauts ne sont pas ré-alimentables rapidement, et dans ces cas, les NiTi se cumulent considérablement.

En complément de ce risque, les câbles CPI sont le siège de nombreux incidents HTA en 2024 : sur les 85 incidents souterrains HTA HIX du territoire, 3 ont eu lieu sur des **câbles CPI soit 4% du nombre incidents souterrains**. Cela représente une incidentologie de 6,4 incidents pour 100 km de réseaux, soit 4 fois plus que les câbles souterrains synthétiques avec 1,6 inc./100 km. **Ce potentiel risque de doubles défauts d'une part, et ce taux d'incidents élevé d'autre part, font des câbles CPI vieillissants une cible importante dans les programmes de renouvellement, même si les gains sur le critère B incidents ne seront pas toujours manifestes sur la concession du SDEHG.**

***Depuis 2022** : la liste des incidents HTA répertoriés par Enedis comprend désormais une nouvelle cause « **Cause fortes chaleurs** (canicule ou chaleur estivale) ». Pour rappel, les réseaux HTA CPI, et particulièrement les boîtes de jonctions, sont sensibles aux fortes chaleurs et aux variations brutales de température. Au total, la concession a été concernée par 9 incidents avec cette cause en 2023 et 2 incidents en 2024.*

En outre, le **PPI 2022-2025** prévoit une résorption de -12 km de CPI en 4 ans.

***Remarque** : Au niveau national, Enedis vise à diminuer de 5/6 (soit 83%) la longueur des réseaux souterrains HTA ancienne technologie à l'horizon 2035 (CPI). Cependant, la trajectoire de diminution n'est pas forcément linéaire à l'échelle de chaque concession : elle répond d'une part aux trajectoires d'investissement nationales sur la période 2020-2035, en lien avec la trajectoire TURPE (Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité), d'autre part à des priorisations techniques en fonction des concessions les plus impactées.*

***Remarque** : Enedis priorise les tronçons HTA souterrains à renouveler grâce à des méthodes statistiques (**Big Data**). En pratique les réseaux HTA CPI sont les plus incidentogènes, mais les réseaux HTA à isolation synthétique de première génération présentent également une incidentologie élevée.*

A noter qu'il existe une incertitude de l'ordre de 25% sur la nature de certains câbles synthétiques datés antérieurement à 1980 selon Enedis. Cette incertitude peut avoir pour conséquence une sous-représentation des CPI dans les inventaires par rapport aux présences réelles sur le terrain.

3.1.2. Les réseaux HTA aériens

Le réseau HTA de la concession est constitué à 47,7% de réseaux aériens. Comme cela est précisé dans la partie « continuité » de cette synthèse, les **réseaux aériens nus HTA** restent la source majeure de discontinuité de distribution électrique de la concession du SDEHG, notamment en raison de leur exposition aux aléas climatiques (vents, orages, neiges, etc.).

À fin 2024, la concession compte 4 859 km de **réseaux HTA aériens (regroupant les câbles nus et torsadés)**, contre 5 047 km en 2019, soit une résorption de -188 km en 5 ans ou -38 km/an en moyenne. En 2024, le réseau HTA aérien a diminué de -31 km.

Remarque : par habitude, le réseau HTA torsadé est confondu avec le réseau HTA aérien nu, sous l'expression « réseaux HTA aériens », c'est le cas dans le CRAC d'Enedis et dans le TDB d'AEC. En effet, cette technologie torsadée peu répandue en HTA, représente seulement 6 km sur la concession du SDEHG, soit 0,1% des réseaux HTA aériens.

Trois postes sources alimentent des zones de plus de 300 km de réseaux HTA aériens nus chacune. Il s'agit de VALENTINE avec 343 km, CARBONNE avec 329 km et L'ISLE-EN-DODON avec 323 km. Ces 3 zones rassemblent 20% des réseaux HTA nus de la concession.

Parmi le linéaire total de réseaux HTA aériens nus, 20,1 km (soit une part de 0,2% du total) sont de **faible section (FS)**. Il s'agit de réseaux dont les conducteurs en cuivre ont des sections $\leq 14 \text{ mm}^2$ et ceux en aluminium des sections $\leq 22 \text{ mm}^2$. Le taux de faible section du SDEHG se situe en-dessous de la moyenne de 0,5% constatée par AEC (sur la base du panel AEC, exercice 2023). En 2024, le linéaire FS HT a diminué de -1,7 km.

Recommandation : un point d'amélioration demeure en attente, le linéaire total des HTA FS n'est toujours pas retranscrit dans le CRAC, s'agissant d'ouvrages ciblés prioritairement dans certains programmes, il devient indispensable que le CRAC en fasse état.

Les **réseaux HTA aériens sont particulièrement sensibles aux aléas climatiques** (voir section continuité). Afin de désensibiliser les réseaux au risque climatique et d'améliorer la continuité d'alimentation, Enedis tient un inventaire de réseaux « à risque climatique avéré ». Ces linéaires, catégorisés selon le risque identifié (risque bois, risque neige, risque vent, réseaux HTA faible section), sont progressivement remplacés dans le cadre du programme « **Plan Aléas Climatiques** » (PAC).

Au total, 385 km de réseaux HTA aériens (soit 8% du linéaire HTA aérien) sont catégorisés comme à risque climatique avéré à fin 2024 sur la concession du SDEHG, contre 390 km à fin 2023. Le principal risque climatique est le risque bois, avec 352 km concernés à fin 2024, suivi du risque neige et vent, avec 25 km.

Remarque : Par ailleurs, Enedis a indiqué que le programme PAC sera prochainement remplacé par un nouveau programme « ResClimat », destiné à enfouir les réseaux HTA aériens en zone boisée. Les linéaires concernés par d'autres risques (neige, vent, Faible section) seront traités via d'autres programmes.

3.1.3. Âge des réseaux HTA

Par ailleurs, l'**âge moyen des réseaux HTA** du SDEHG se situe au niveau de la moyenne calculée par AEC sur son panel établi au niveau national. En effet, l'âge moyen des réseaux HTA du SDEHG est de 31,8 ans, contre une moyenne AEC de 31,5 ans (statistiques AEC 2023).

Plus en détail, avec 20,6 ans de moyenne d'âge pour les réseaux souterrains, le SDEHG est proche de la moyenne relevée par AEC de 21,1 ans (statistiques AEC 2023).

Le réseau HTA aérien est en moyenne âgé de 44,1 ans. Face à cela, une partie de la politique industrielle du concessionnaire était d'opérer au renouvellement partiel des ouvrages HTA aérien *via* des opérations de maintenance lourde dénommées **Prolongation de la Durée de Vie (PDV)**. Ces opérations de PDV, qui avaient débuté nationalement en 2012, avaient pour objet le renouvellement des accessoires les plus défaillants (attaches, isolateurs, armements, ponts, bretelles, éclateurs, parafoudres, supports, etc.) identifiés à la suite d'un diagnostic précis réalisé sur le terrain. Par définition, ces travaux de PDV doivent coûter plus de 5 €/m (pour ne pas être qualifiés en maintenance), et moins de 70% du coût du renouvellement complet du tronçon HTA considéré.

Entre 2020 et 2023, la politique PDV a évolué vers une politique de **rénovation programmée (RP)** visant à remettre à niveau les lignes aériennes pérennes pour une durée de 25 ans (au lieu de 15 ans pour la PDV) grâce à un diagnostic approfondi et le remplacement de composants supplémentaires avec des niveaux d'usure moindre.

Remarque : Enedis a indiqué que le programme RP va poursuivre sa montée en puissance, pour atteindre un objectif de 7 500 km traités par an en 2028, à la maille nationale.

Entre 2011 et 2022, 809 km de réseaux HTA aériens de la concession ont été traités par de la PDV, et en complément 102 km ont été fiabilisés (sans travaux immobilisés comptablement). En cumulant les linéaires traités et fiabilisés (911 km), la part de réseaux HTA concernés par de la PDV était ainsi de 18% à fin 2022, par rapport au linéaire aérien HTA total. Depuis 2023 et le passage au traitement technique et comptable selon la méthodologie RP, l'inventaire des tronçons concernés ne permet plus de faire la distinction entre linéaires traités et fiabilisés. Au total, ce sont 178 km qui ont été concernés par ce programme sur les deux derniers exercices (74 km en 2023 et 104 km en 2024), portant à 22% le taux de réseaux HTA aériens fiabilisés via les programmes RP et PDV.

3.2 Le réseau BT et l'aval

Concernant le **réseau BT**, le taux d'enfouissement (46,3%, en hausse de +0,5 point par rapport à 2023) est légèrement inférieur à la moyenne nationale de 49,2% (statistiques nationales à partir de l'Opendata Enedis à fin 2024²). Néanmoins, en considérant la densité d'utilisateurs (37 utilisateurs/km de BT), le taux d'enfouissement BT se situe au-dessus de la tendance constatée sur les autres concessions de densités d'utilisateurs comparables.

² AEC a fait le choix de présenter des statistiques nationales sur 90 départements, et ainsi sans prendre en compte les 4 départements de la petite couronne parisienne (départements : 75, 92, 93 et 94).

En effet, ces 4 départements avec un taux moyen d'enfouissement BT de 91,7% présentent des densités d'utilisateurs comprises entre 170 et 382 utilisateurs/km, qui sont très supérieures au reste de l'hexagone, ce qui rendrait illisible le nuage de points. Le 5^{ème} département au classement de la densité (et donc le maximum du benchmark du TDB) est le Val-d'Oise avec 109 utilisateurs/km.

En outre, ce réseau est constitué à 4,6% de **lignes aériennes nues**, dont le taux d'incidents est 5 à 7 fois supérieurs aux câbles torsadés et souterrains, sur la concession en 2024. Leur présence sur le territoire de la concession s'inscrit dans la tendance observée au niveau national (moyenne de 4,9%, statistiques Opendata Enedis 2024).

Au cours des dernières années, Enedis a mené à bien une **démarche nationale de fiabilisation** de ses bases de données (technique et comptable) concernant les réseaux BT fils nus, parallèlement à la démarche de résorption de cette technologie sur le terrain. En effet, par suite de retours du terrain, il est apparu que des linéaires de réseau BT fils nus figurant dans les bases n'avait pas de réalité physique. De fait, en amont d'éventuels travaux de résorption, un inventaire terrain visant à caler les bases (technique/SIG dans un premier temps, puis comptable dans un 2^{ème} temps) à la réalité du terrain devrait aboutir pour la base technique et pour la base comptable, entre 2023 et 2025, selon les DR et selon les AODE.

Pour la concession du SDEHG, selon les indications du « *rapport de fiabilité* », seule la première phase de réalisation du diagnostic terrain est terminée à fin 2024. La mise à jour de l'inventaire technique est en cours à fin 2024, et la mise à jour de l'inventaire comptable sera réalisée en 2025. Pour rappel, sur la base d'une longueur de fils nus de 876 km à fin 2022, 164 km ont été diagnostiqués comme n'étant pas des BT fils nus, soit un taux de 19%. Dans le détail, 108 km de fils nus ont été transformés en torsadés, 53 km ont été déposés, 3 km ont été transformés en branchements. La concession est donc significativement impactée par cette correction.

Rappel : les données transmises pour les ouvrages BT en tant qu'inventaire technique, ne sont pas un véritable inventaire, en effet les informations communiquées sont une compilation des linéaires par commune, par millésime, par type, par métal et par section. De plus, les isolants des réseaux BT ne sont pas décrits dans le SIG du concessionnaire. L'inventaire des BT fils nus a permis de corriger les typologies de réseaux BT, et les communes, mais pour rappel les millésimes n'ont pas été corrigés.

À fin 2024, il restait 673 km de réseau **BT aérien nu**, soit -148 km en moins par rapport à 2023 (-18%). Cette forte baisse correspond dans la mise à jour de l'inventaire technique des réseaux BT fils nus, qui est réalisé sur les exercices 2024 et 2025.

Parmi ces lignes, le **réseau BT de faible section (BT FS)** présente une fragilité accrue, d'où une attention particulière dans le cadre d'opérations de sécurisation. La concession compte 219 km de réseau BT de faible section à fin 2024, ce qui représente 1,5% du réseau BT, taux similaire à ce qui est constaté par ailleurs avec une moyenne de 1,2% (statistiques d'AEC, exercice 2023).

À noter que 14,6% (2 126 km) des lignes BT de la concession présentent une **datation arbitraire et fictive à 1946**, ce qui altère le suivi de leur âge moyen depuis la base technique. Ce taux a baissé de -0,9 point entre 2023 et 2024.

Le raccordement des nouveaux usagers et les opérations d'adaptation en charge ont amené le nombre de **postes HTA/BT** à croître de +139 unités en 2024 (+69 pour des communes en zone RU et +70 en zone ER). Plus précisément, 254 nouveaux postes ont été mis en service en 2024 (dont 87 postes « urbains portables », 71 « PSSA » et 65 « PSSB »), et 115 postes antérieurs ont été retirés (dont 24 cabines hautes).

A titre informatif, sans exclure ces 4 départements, le taux d'enfouissement BT national est de 49,5%, soit 1,1 point au-dessus de la valeur affichée dans le tableau de bord, sur chaque année.

Les technologies **préfabriquées** sont généralement privilégiées dans les mises en services. Elles représentent, du reste, la principale catégorie de ces biens avec une proportion à hauteur de 52% pour le SDEHG.

Les **cabines hautes** sont en cours de suppression. À fin 2024, il reste 216 ouvrages de ce type, soit environ 1,6% des postes HTA/BT. Cette valeur a diminué de -24 unités lors de la dernière année.

À ce jour, aucun **inventaire des équipements des postes HTA/BT (dont les cellules HTA, les tableaux BT, position de la prise du transformateur, etc.)** n'est communiqué par le concessionnaire. Toutefois le concessionnaire mène actuellement un programme « Dataposte » qui permet la collecte de données lors des déploiements des concentrateurs dans les postes HTA/BT et les intégrer au SIG. Les exploitants et des prestataires compléteront progressivement l'inventaire en délibéré. Les données collectées sont : Cellules HTA (fabricant et modèle), Tableau BT (fabricant et type), ILD (fabricant, modèle et type), Transformateur et position du commutateur.

***Recommandation** : pour l'AODE, l'enjeu sera de savoir à quelle échéance ces nouvelles données plus fines de connaissance du patrimoine seront consolidées et transmises.*

Parallèlement, le nombre de **transformateurs** continue d'augmenter (+122 unités en 2024). Désormais 79% des transformateurs sont de la génération 410 V, autorisant des réglages de prises à vide plus élevées que la génération précédente, avec notamment : 0%, 2,5% et 5%.

La panoplie des compteurs prend en compte depuis 2016 le déploiement en masse des **compteurs communicants Linky** qui a débuté fin 2015 sur le plan national d'Enedis. Le déploiement en masse selon son programme initial a pris fin en décembre 2021, toutefois le déploiement des compteurs s'est poursuivi en 2022 avec des marchés de prestation pour la saturation, et également lors des poses en diffus par Enedis.

Seuls les usagers ayant des puissances souscrites inférieures ou égales à 36 kVA ont été concernés par ce déploiement national. Ces ouvrages se dénombrent à près de 523 600 compteurs sur la concession, soit un taux de **déploiement de 94,9%** à fin 2024 (au niveau de la moyenne nationale de 95,0% pour l'exercice 2024).

3.3 La continuité d'alimentation

La continuité d'alimentation est mesurée principalement par le **temps de coupure moyen par usager BT (critère B)** et les nombres moyens de coupures longues, brèves et très brèves subies par les usagers.

Le **critère B HIX** (Hors Évènement Exceptionnel) de la concession après avoir augmenté de +10 min en 2023, **diminue légèrement en 2024 pour atteindre 68 min** (-1 min). Cette valeur se situe légèrement au-dessus de la moyenne de 65 min observée sur la période 2017-2024.

Le critère B HIX hors RTE du SDEHG (67 min) se situe en 2024 5 min en dessous de la valeur moyenne nationale qui est de 72 min, **ce qui met en évidence une bonne performance de la concession en termes de continuité de fourniture.**

La concession est parfois concernée par des temps de coupures conséquents classés « exceptionnels », avec en moyenne 6,4 min de critère B sur incidents exceptionnels au cours des 8 dernières années (moyenne tirée vers le haut par l'année 2020 avec 26 min de critère B sur incidents exceptionnels). En 2024, les incidents exceptionnels sont responsables de 1,5 min de coupure par usager BT, ce qui explique que les critères B HIX et B TCC (Toutes Causes Confondues) sont très proches.

La part des incidents HTA dans le critère B HIX est majoritaire avec 47%, soit 32 min de coupure en 2024. En moyenne sur les huit derniers exercices, ce taux s'élève à 59% (pour 39 min), ce qui met en évidence la part prépondérante des incidents HTA parmi les causes de discontinuité de fourniture.

Les **réseaux aériens HTA** représentent, sur les exercices 2023 et 2024, **60% des temps de coupure sur incident HTA HIX**. Ces réseaux sont particulièrement sensibles aux aléas climatiques. Ainsi, les incidents d'origine climatique qui touchent les réseaux HTA aériens sont responsables de 27 min de critère B HIX, en moyenne en 2023 et 2024, soit 40% du critère B incidents HTA HIX et 20% du critère B HIX. **L'action prioritaire à mettre en place pour réduire le niveau de discontinuité sur la concession est donc la désensibilisation du réseau HTA aérien au risque climatique**, notamment en enfouissant les linéaires à risque climatique avéré.

Avec 23% du critère B sur incidents HTA HIX en moyenne sur les deux dernières années (dont 2% pour les CPI et 21% pour les câbles synthétiques), les réseaux HTA souterrains ne sont pas négligeables mais impactent moins la concession.

Le **critère B HIX lié au travaux HTA** atteint 14 min en 2024 (21% du critère B HIX), en baisse de -1 min par rapport à 2023.

De même, le **temps de coupure moyen sur incidents BT** diminue de -2 min et s'élève à 8 min en 2024 (12% du critère B HIX).

Le reste du critère B HIX de 2024 est réparti entre les coupures pour travaux BT (6 min, soit 9% du total), les incidents au niveau des postes sources (1 min, 1% du total) et les coupures sur le réseau de transport RTE (7 min, 10% du total).

***Remarque :** La Commission de régulation de l'énergie (CRE) a demandé à Enedis de développer les processus afin fiabiliser le calcul des critères B, M, F-BT et F-HTA en s'appuyant sur les données issues des compteurs Linky. Enedis a indiqué par ailleurs que les valeurs des critères B et M pour l'exercice 2025 devraient être obtenues à partir de cette nouvelle méthodologie.*

***Recommandation :** jusqu'en 2020, la liste des interruptions sur le réseau BT comportait le code GDO des départs BT, depuis ce niveau de détail n'est plus communiqué. Il est nécessaire que l'AODE puisse obtenir les données avec tous les détails existants. Le concessionnaire n'a pas transmis de fichier complété en réponse complémentaire, ni d'explication sur cette perte de précision.*

Le taux d'utilisateurs présentant des indicateurs hors seuil du « **décret qualité** » a légèrement diminué en 2024 pour atteindre 0,9% (-0,5 point). Ce taux ne dépasse pas la limite de 5% fixée par ce décret.

La **fréquence des coupures** longues est de 1,0 coupure longue en moyenne par usager en 2024. Il s'agit d'un niveau comparable à la moyenne de 1,0 sur les autres concessions auditées par AEC (statistiques 2023). En outre, la fréquence de coupures brèves présente une valeur de 1,4 coupures brèves par usager en 2024, dans la fourchette basse des valeurs constatées par ailleurs avec une moyenne à 2,4 (statistiques AEC 2023). La fréquence de coupures très brèves atteinte en 2024 sur le territoire du SDEHG se situe à 4,7, une valeur qui se situe au-dessus de la moyenne d'AEC de 3,8 (statistiques 2023).

Avec 3,6 incidents pour 100 km de réseau HTA, le SDEHG présente un **taux d'incidents** inférieur à la moyenne des concessions auditées par AEC (4,2 inc./100 km, statistiques 2023). Dans le détail, le taux d'incidents HTA

souterrains (CPI et synthétiques confondus) pour 100 km, qui atteint 1,6 en 2024, est légèrement inférieur à la moyenne AEC (1,9 en 2023), alors que le taux d'incidents HTA aériens se situe à 4,0 et est très en-deçà de la moyenne AEC (4,2) de l'année précédente.

3.4 La qualité de tension sur les réseaux

Au total **4 départs HTA avec une chute de tension maximale supérieure à 5%** ont été répertoriés sur l'exercice 2024, soit un de plus que l'année précédente. Il s'agit des départs BOURG (PS VERMEIL), CARAMA (PS VERFAIL), MADELE (PS VILLEMUR), qui étaient déjà concernées en 2023, et NAVIDA (PS VILLEMUR).

En outre, le taux de départs HTA de la concession dont la chute de tension maximale excède 5% atteint 0,9%, légèrement supérieur à la moyenne des valeurs constatées par ailleurs (0,7%, statistiques AEC 2023).

Recommandation : les valeurs des élévations de tension maximale à l'échelle des départs HTA restent inaccessibles pour le SDEHG. Il est d'autant plus crucial d'avoir accès à ces données que les risques de surélévations de tension pourraient s'intensifier dans les années à venir en raison de l'augmentation du nombre d'installations en injection raccordées au réseau.

En ce qui concerne les contraintes de tension sur le réseau BT, le nombre de **départs mal alimentés (DMA)** a diminué, avec 425 DMA en 2024 contre 491 en 2023 (sur un total de 38 272 départs BT existants). Dans le détail, le nombre de DMA a diminué de -50 DMA en zone ER et de -16 DMA en zone RU.

Recommandation : de même que pour le réseau HTA, les données de variations de tension BT à injection maximale et consommation minimale demeurent inaccessibles. Le SDEHG rappelle pourtant que ces données techniques sont déjà prises en compte dans le cas d'études techniques entreprises par Enedis et qu'elle ne relève pas du secret professionnel d'Enedis ; mais participe bien à la communication de données indispensables pour la qualité de tension du réseau.

Recommandation : pour l'instant, les données issues des compteurs Linky qui permettraient de confirmer les estimations des DMA ne sont pas encore transmises aux AODE. Il s'agit notamment des « excursions de tension par BT mesurées par les compteurs Linky » et des « ouvertures de breakers ».

Parallèlement à cela, le nombre de **clients considérés comme mal alimentés (CMA)** est de 1 977 CMA en 2024, et a fortement baissé de -447 CMA (-18%) par rapport à 2023. Cette baisse se décompose selon les zones FACE : -343 CMA (-22%) en zone ER et -104 CMA (-12%) en RU.

Le taux associé s'établit désormais à 0,4%, inférieur à la moyenne observée par AEC de 0,6% (statistique AEC 2023).

Remarque : Le nouveau plan de tension d'Enedis est entré en vigueur le 3 décembre 2024. Les ajustements apportés aux hypothèses de calcul des variations de tension sur le réseau basse tension, en particulier la révision du forfait d'élévation et de chute de tension appliqué aux branchements, auront vraisemblablement un impact significatif sur le nombre de CMA.

À la suite d'une négociation entre la DGEC, la MFER, la FNCCR et Enedis, les effets du nouveau plan de tension ainsi que ceux du nouveau modèle de charge des consommateurs BT ont été neutralisés dans le calcul national de référence 2025. Ce gel s'applique notamment aux données alimentant le DQ, le CRAC, ainsi que

le contrôle de l'exercice 2024. Il est donc probable que le prochain exercice enregistre une forte évolution du nombre de CMA.

3.5 Les dépenses d'investissement

3.5.1. Investissements totaux d'Enedis

En vue d'améliorer la qualité de la desserte électrique sur le territoire, le concessionnaire a investi **20,1 M€ en 2024 sur la performance et la modernisation des réseaux**, auxquels s'ajoutent **50,9 M€ imposés par les opérations de raccordement**, et 9,1 M€ pour les exigences réglementaires.

Au total, **Enedis a donc investi 80,9 M€ en 2024 sur la concession du SDEHG**, soit une hausse de +5,9 M€ par rapport à 2023 (+8%). Cette progression s'inscrit dans légère tendance à la hausse sur les cinq derniers exercices, avec une augmentation cumulée de 8,0 M€ par rapport à 2019 (+11%). La **dynamique d'investissement observée sur la concession se révèle moins soutenue que la tendance nationale**. À l'échelle d'Enedis, les investissements totaux ont atteint 5,3 Md€ en 2024, contre 4,9 Md€ en 2023 (+9%) et 4,3 Md€ en 2019 (+26%).

L'augmentation des dépenses d'investissement d'Enedis, tant à l'échelle de la concession qu'au niveau national, s'explique majoritairement par la hausse des investissements de raccordement. Celle-ci est portée par la forte croissance des demandes de raccordement d'installations de production d'électricité d'origine renouvelable au réseau de distribution. En 2024, les raccordements représentent 63% des dépenses totales d'investissement sur la concession (contre 52% à l'échelle nationale), et sont en augmentation chaque année depuis 2020, dont des hausses de +35% en 2022, +5% en 2023 et +11% en 2024. Les dépenses de raccordements pour les producteurs BT et HTA s'élèvent respectivement à 8,2 M€ (16% des dépenses de raccordements) et 2,3 M€ (5% des dépenses de raccordement).

Remarque : Dans le cadre du déploiement des compteurs Linky, Enedis a enregistré les dernières dépenses en 2022. Depuis 2023, elles sont incluses dans les dépenses de raccordements (car les Linky sont posés pour les nouveaux PDL). Toutefois l'ordre de grandeur reste important même si cela est moins facilement lisible dans le CRAC. Alors qu'en 2022, les CAPEX Linky était de 3,4 M€, les immobilisations des compteurs Linky en 2024 étaient encore de 2,0 M€.

De manière préoccupante, en parallèle de la hausse des investissements de raccordements sur la concession, les investissements de performance et modernisation du réseau (hors Linky) suivent une tendance à la baisse, passant de 27,1 M€ en 2019 à 20,1 M€ en 2024. Ainsi, après une hausse en 2019, les investissements sur la concession « performance et modernisation du réseau » ont diminué régulièrement, passant de 55 €/usager³ en 2019 à 37 €/usager en 2024. Ce dernier ratio légèrement supérieur au ratio national de 34 €/usager⁴.

³ AEC a fait évoluer le graphique du tableau de bord relatif au ratio des investissements par usager. Les investissements « délibérés » (tous les investissements du concessionnaire Enedis, en excluant les dépenses pour les raccordements et celles pour les compteurs Linky), pour la totalité de la chronique de ce graphique, ont été remplacés par les investissements « II.1 Investissements pour la performance et la modernisation du réseau » en excluant toujours les « compteurs communicants ». Ce changement de méthodologie permet d'exclure les investissements « II.2 Investissements motivés par des exigences environnementales et des contraintes externes », dont les déplacements d'ouvrages.

⁴ Source : URD groupe EDF « Document d'Enregistrement Universel 2024 », « Investissements Bruts d'Enedis » page 62.

À noter qu'il s'agit d'un ordre de grandeur, dérivé d'un ratio « brut » et discutable. Il permet cependant une observation à titre indicatif, et par exemple, de positionner la moyenne des investissements [2020-2024], par rapport au critère B HIX moyen de la période précédente [2016-2019].

Recommandation : Le concessionnaire **ne communique toujours pas la colonne « type d'affaires »**, alors qu'elle permettrait de mieux distinguer les différentes affaires comprises dans la catégorie Nome 3 « fiabilité réseaux & postes (hors PDV) » avec les types : automatisation, travaux BT souterrains, BT aériens, HTA souterrains, HTA aériens, etc. Il est nécessaire que le concessionnaire partage cette information à l'AODE pour pouvoir échanger avec le même niveau de précision.

3.5.2. Dépenses d'exploitation

Le concessionnaire a dépensé 4,4 M€ en 2024 pour la maintenance préventive, en hausse de +0,3 M€ (+8%) par rapport à 2023.

En particulier, les dépenses pour les opérations d'élagage s'élèvent à 2,4 M€ en 2024, en légère augmentation de +0,1 M€ par rapport à 2023. Cela a permis d'élaguer 379 km de réseaux HTA (vs 464 km en 2023) et 104 km de réseaux BT (vs 92 km en 2023). Ce linéaire élagué diminue donc par rapport à l'exercice précédent (-72 km), indiquant une hausse du coût du mètre de linéaire élagué, passant de 4,1 €/m en 2023 à 5,0 €/m en 2024.

Recommandation : Le SDEHG pourra interroger le concessionnaire pour qu'il apporte des explications à la hausse du coût du mètre linéaire élagué.

4. Domaine comptable et financier

4.1 Le patrimoine comptable de la concession

Le patrimoine concédé est valorisé à 1 790 M€ à fin 2024 en valeur brute, en augmentation de +67 M€ sur un an (+4%). La valeur brute par usager est égale à 3 313 €/usager en 2023 et se situe proche du ratio moyen constaté par AEC (3 105 €/usager en 2023).

*Recommandation : l'AODE reste en attente d'une solution permettant d'ajouter les **numéros des affaires IEP** dans les fichiers de suivi des mises en immobilisations annuelles et des retraits comptables annuels.*

Depuis fin 2022 et la finalisation du projet ADELE (Actif Détaillé et Localisé) d'individualisation et de localisation des ouvrages, la quasi-totalité du patrimoine concédé correspond à des **ouvrages localisés**. Ces derniers représentent en effet **99,7% de la valeur brute totale** (contre 86,5% en 2021).

La valeur résiduelle d'actifs encore « non localisés », 4,9 M€ à fin 2024, concerne essentiellement la catégorie des « autres ouvrages non localisés ». Il s'agit d'une dizaine de types d'ouvrages à faible valeur unitaire, dont notamment les « aménagements Linky » (ce sont les platines associées aux concentrateurs) et les « dépollutions des transformateurs au PCB ».

Nouveauté 2024 : A noter qu'un nouveau projet « branchements » d'Enedis consistera, dans les prochains mois ou années, à compléter la démarche d'ADELE en allant au-delà de la simple localisation comptable des ouvrages. Il s'agira de repositionner avec précision les branchements individuels et collectifs (PRM, LR, DI, OCB, etc.) dans le SIG à partir d'un inventaire terrain, afin de corriger les écarts entre la cartographie et la réalité. Ces ajustements techniques devront ensuite être traduits en opérations comptables via des mises en service, retraits ou requalifications d'immobilisations. À ce stade, le calendrier et les impacts précis de ce projet ne sont pas encore connus, mais il semblerait que les conséquences comptables devraient rester très limitées.

Le concessionnaire transmet depuis 2019 un **inventaire des ouvrages précisant ouvrage par ouvrage la décomposition du financement entre son financement propre et le financement externe** (collectivités et tiers). Il est donc possible de suivre les taux de financement concédant (apports externes) ouvrage par ouvrage dans le temps, et d'auditer le calcul des droits du concédant. Ainsi, le taux de financement externes sur les ouvrages mis en concession lors du dernier exercice s'élève à 17%. Ainsi, la part de la collectivité et des tiers dans la valeur nette comptable des mises en service s'élève à 38,5% à fin 2024 et suit une tendance à la baisse depuis au moins 2018.

Cette démarche de transparence s'intègre dans un cadre réglementaire plus global : l'arrêté du 10 février 2020 est en effet venu fixer le contenu et les délais de production de l'inventaire détaillé et localisé des ouvrages des concessions de distribution d'électricité prévu à l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales. Cet arrêté, dit « décret inventaire » pour les concessions de distribution publique d'électricité, était attendu depuis l'adoption de la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (dite loi TECV). Ce décret est paru le 28 février 2020 au Journal officiel et appliqué à partir des données 2019.

Les biens couverts par l'inventaire sont censés, selon l'article n°7 de cet arrêté, disposer d'un identifiant identique et unique dans chacun des fichiers transmis (que ce soit dans les fichiers comptables, techniques et dans la cartographie SIG), dès que cela est possible, ce qui devrait permettre de largement faciliter les rapprochements entre les différentes bases.

En réalité, ce n'est à ce stade le cas de façon systématique que pour les ouvrages collectifs de branchements (colonnes montantes) et les transformateurs HTA/BT, ces ouvrages disposant d'un identifiant commun entre l'inventaire comptable et la base technique (SIG). S'agissant des réseaux HTA et BT, représentant l'essentiel du patrimoine concédé, ce n'est pas techniquement possible pour Enedis car il n'y a pas d'identifiant unique entre les bases techniques (description des réseaux « par tronçon ») et les bases comptables (immobilisation agrégée par commune et par millésime de pose). S'agissant des postes HTA/BT et des compteurs Linky ou du marché d'affaires, ce n'est de la même façon pas possible techniquement en l'état, la description comptable de ces ouvrages étant agrégée par mois de mise en service et donc non individualisée.

À fin 2024, près de la moitié (49%) du stock de PR de la concession (49,0 M€ au total à fin 2024) a été constituée sur les ouvrages HTA, 25% sur les réseaux BT et 14% pour les postes HTA/BT.

Depuis la signature du nouveau contrat de concession en 2018, le stock des **provisions pour renouvellement (PR)** diminue chaque année, à l'exception de 2022 qui avait été marquée par une hausse des PR du fait de la localisation des branchements. Cette baisse est de -1,4 M€ (-2,7%) en 2024, contre une baisse moyenne annuelle de -0,9 M€/an sur la période 2018-2023 (hors 2022).

*Pour **rappel**, le nouveau modèle de contrat ne permet plus de dotation annuelle en provisions pour renouvellement. Toutefois, les affectations des PR (utilisations de la PR) lors des renouvellements d'ouvrages sont toujours possibles conformément au sens premier des PR.*

L'évolution du stock de PR est la résultante de 3 **flux**. Pour l'année 2024, ces flux sont :

- La **dotation** totale (impact de correctifs) aux PR est de +1 k€ :

***Recommandation**: Le SDEHG pourra interroger Enedis sur la dotation de +1 k€ aux PR sur les transformateurs HTA/BT en 2024, alors que le contrat de concession ne prévoit plus de dotation aux provisions pour renouvellement.*

- En parallèle -1365 k€ de PR ont été utilisées pour financer les ouvrages renouvelés (-986 k€ en 2023) et affectées en tant que financement concédant sur les ouvrages renouvelés ;
- -36 k€ ont été **reprises** et remontées au résultat d'Enedis (contre -262 k€ en 2023).

Pour rappel, dans le précédent contrat de concession, les dotations aux PR étaient prévues uniquement sur les ouvrages renouvelables avant le terme du contrat de concession en vigueur, et les réseaux BT ainsi que les postes HTA/BT situés en **zone rurale au sens du FACÉ n'étaient pas concernés par ces dotations** à la maille de la concession (un mécanisme spécifique de dotation à l'échelle nationale de la part « provisions BT en zone ER » faisait office). Cela explique en partie pourquoi sur la concession du SDEHG, les réseaux BT qui regroupent 35% de la valeur brute ne représentent que 25% du stock de PR.

En ajoutant à cette réduction du stock de PR un niveau conséquent d'investissements du concessionnaire, augmentant la VNC des financements d'Enedis de +2,4% sur l'exercice 2024, cela a pour effet mécanique de fortement augmenter chaque année la **dette potentielle du concédant envers le concessionnaire (ou indemnité de fin de contrat)**, de 250 M€ en 2023 à 268M€ en 2024. À noter que cette dette potentielle du SDEHG envers Enedis s'élevait à 153 M€ à fin 2018.

Ce résultat ne peut être présenté sans apporter des précisions indispensables à sa lecture, car chaque composante de son calcul est assortie de divers biais : allongements des durées de vie comptable de nombreux ouvrages, sous-valorisation des ouvrages construits sous MOA concédant dans le cadre de la valorisation des remises gratuites (VRG), contributions des raccordements non considérées comme des financements externes,

modifications récentes des modalités de calcul de la dotation à la provision pour renouvellement et de certaines durées de vie comptables, particularité des PR sur les « biens ER », impact sur les PR des opérations de PDV ou RP sur les ouvrages HTA, etc.

*Évolution 2024 : Suite au protocole d'accord FNCCR–Enedis signé à Besançon en juin 2024, un modèle d'avenant au cahier des charges de 2017 a été adopté le 20 novembre 2024, modifiant l'article 49 sur l'indemnité de fin de contrat (IFC). Ce changement remplace une approche de « revalorisation au TMO de la VNC des financements Enedis » jusque-là partiellement définie et sujette à interprétation par une méthode encadrée et normalisée. Désormais, le calcul de l'IFC intègre explicitement **en cas de rupture anticipée** du contrat la perte de rémunération du concessionnaire jusqu'à la fin théorique du contrat, ainsi que les frais de rupture anticipée, le tout selon des modalités de calcul précises. Cette évolution clarifie les enjeux économiques liés à une sortie anticipée et sécurise le cadre contractuel au niveau national.*

Toutefois, cette nouvelle clause ne sera applicable au niveau local qu'à la condition que le concédant signe effectivement cet avenant au cahier des charges.

Les **droits du concédant**, contrepartie des biens remis gratuitement dans la concession par le concédant au concessionnaire, continuent quant à eux d'augmenter, pour s'établir à 664 M€, soit une hausse de +8 M€ sur 2024 (+1,3%).

Dans le cadre de la poursuite du programme de fiabilisation et de correction des inventaires des linéaires de réseaux BT fils nus, la mise à jour de la base comptable des immobilisations sera réalisée en 2025 pour la concession du SDEHG. Les impacts comptables que cela entraîne seront décrits dans le « Rapport de fiabilité » transmis par Enedis et pourront être analysés lors du contrôle sur l'exercice 2025.

*Recommandation : depuis quelques années le suivi des évolutions comptables a été perturbé par de nombreux nouveaux éléments tels que la localisation des ouvrages ou l'entrée en concession des colonnes montantes qui étaient auparavant hors concession. Afin de traduire ces évolutions, le concessionnaire remet à l'AODE un rapport de fiabilité, sur demande explicite de l'AODE. Nous suggérons que ce **rapport de fiabilité soit systématiquement annexé au CRAC**, puisque ce rapport complète la lecture du CRAC.*

4.2 Le compte d'exploitation de la concession

Le seul **compte d'exploitation** d'Enedis étant présenté à la maille nationale, les **éléments financiers d'exploitation** présentés dans le CRAC sont un recalcul pour s'approcher d'une vision concession. Cette vision est un **cumul d'éléments financiers natifs à la concession, avec des éléments financiers nationaux auxquels des clés de répartition sont appliquées**. Sans être l'unique clé utilisée, la principale clé de répartition est le « prorata du nombre de clients », qui est de **47,0% pour le SDEHG au sein de la DR Midi-Pyrénées Sud**. Sur la concession, environ 69% des charges d'exploitation et 9% des produits d'exploitation sont calculés via des clés de répartition appliquées à des montants collectés à un périmètre supraconcessif (essentiellement la maille DR).

Le **résultat d'exploitation** constaté sur la concession est en très forte hausse entre 2023 et 2024, pour atteindre un résultat **positif à hauteur de 8,5 M€ en 2024**, ce qui induit un taux de marge (résultat d'exploitation rapporté au chiffre d'affaires) de 3,6%, inférieur au taux de marge national de +6,6%.

En effet, le montant total des charges de 270,5 M€ diminue nettement de -21,2 M€ sur un an (-7%), alors que le montant total des produits de 279,0 M€ a connu une augmentation de +12,0 M€ (+5%), ce qui provoque une

hausse du résultat annuel de +33,2 M€. Pour la seconde année consécutive, le taux de marge constaté pour le SDEHG reste pour autant en-dessous du taux de marge affiché dans le CRAC après application de la **contribution à l'équilibre**, ce qui explique pourquoi la concession a bénéficié de la contribution à l'équilibre à hauteur de +7,0 M€ en 2024.

Entre 2023 et 2024, le total des **produits** a augmenté de +12,0M€ soit +5%, cela est notamment la résultante de :

- La hausse importante des **recettes d'acheminement** de +7,5 M€ (soit +3,7%), dont +1,6 M€ (+1,0%) pour les usagers BT<36 kVA, qui s'explique par 2 principales composantes :
 - D'une part, les hausses des tarifs d'acheminement *via* le TURPE : **augmentations du TURPE de +6,51% au 1^{er} août 2023, et de +4,81% au 1^{er} novembre 2024 ;**
 - D'autre part, la baisse des **consommations** (énergie acheminée) de -2,1%, qui ne compense que partiellement les hausses tarifaires.
- La **forte hausse de la production stockée et immobilisée** de +4,2 M€ (+14%), consécutive à la hausse des investissements d'Enedis sur la concession (+8% en 2024) ;
- La hausse des recettes de **raccordements** de +2,0 M€ (+13%), en lien avec la hausse du nombre total de raccordements réalisés au cours de l'année ;

En parallèle, les **charges** totales ont très fortement diminué, avec -21,2 M€ entre 2023 et 2024, résultats des principales dynamiques ci-dessous :

- La **très forte baisse** de -22,2 M€ en 2024 (soit -36%) pour les **achats d'énergie pour couvrir les pertes sur le réseau**. Cette baisse s'explique par la baisse des prix de marché de l'électricité, un tiers des pertes d'Enedis étant acheté sur les marchés de l'énergie (Enedis subit donc, comme tout acteur exposé aux marchés, les variations de prix de l'électricité).

Remarque : Au niveau national, ces pertes sont estimées à 23,8 TWh (soit un taux de 6,4%) en 2024, en hausse de +0,7 TWh. Ce poste de charge étant obtenu totalement à la maille de la concession à partir de clés de répartition, nous en déduisons que la baisse constatée des achats d'énergie pour couvrir les pertes sur le réseau sur la concession est exclusivement due à la baisse des prix de l'électricité, qui a même compensé l'augmentation du volume de ces pertes.

Par ailleurs, dans sa délibération TURPE 6, la CRE estime que les pertes non techniques et les pertes techniques représentent respectivement 45% et 55% des pertes totales au niveau national. Ainsi, en appliquant ces taux, les charges associées à l'achat d'énergie pour couvrir les pertes techniques et non techniques s'élèveraient respectivement à 21,7 M€ et 17,8 M€ sur la concession du SDEHG en 2024.

- L'augmentation **des achats de matériels** de +2,5 M€ en 2024 (+13%), vraisemblablement en lien avec la dynamique positive des investissements et des travaux associés.

En outre, la volatilité des résultats et la sensibilité des méthodes d'estimations des postes du compte d'exploitation amène à une certaine prudence dans leur lecture. En particulier, certains postes comme le coût de l'accès au réseau amont et la distinction entre **production stockée et immobilisée (PSI)** pourraient être précisés de même qu'un détail sur les méthodes d'enregistrement des **charges de maintenance préventive et curative**.

5. Domaine clientèle distributeur

5.1 Les usagers de la concession

La concession continue de suivre un rythme d'évolution à la **hausse de son nombre d'usagers raccordés en soutirage** (+1,5% en 2024 contre +1,8% en 2023) pour atteindre environ 540 000 usagers.

En revanche, la **consommation électrique totale est à nouveau en baisse** en 2024, avec -2,1% (et -6,2% l'année précédente). Cette baisse est principalement explicable par des effets de sobriété, les coûts de l'électricité continuant à augmenter pour les consommateurs.

Les usagers C5 représentent 65% de cette consommation totale en 2024, et les 1 066 usagers HTA, 22%.

La **consommation moyenne** d'électricité d'un usager BT<36 kVA de la concession est de 5,0 MWh/an en 2024, en baisse de -18% en 3 ans. À titre informatif, la moyenne nationale calculée par AEC (93 AODE) était de 4,8 MWh/an (avec un minimum de 3,3 et un maximum de 6,4 MWh/an/us.) en 2023. Les écarts sont très variables par département en fonction des taux de pénétrations et d'usages des autres énergies pour le chauffage (gaz, fioul, bois, réseau de chaleur, etc.)

Entre 2023 et 2024, la baisse des volumes consommés conjuguée aux augmentations des grilles tarifaires induit une hausse des **recettes totales d'acheminement** de +4,4 M€ HT, soit +2,1% (contre +5,4 M€ l'année antérieure).

Remarque : le TURPE 7 est entré en vigueur au 1^{er} août 2025.

Les **producteurs** (y compris les autoconsommateurs) représentent 34 632 installations, **en forte augmentation en nombre (+35%) et en puissance (+17%)**. Les producteurs **photovoltaïques** représentent 99,8% du nombre d'installations raccordées au réseau de distribution (HTA ou BT) d'Enedis. La puissance totale raccordée s'établit à 723 MVA à fin 2024 selon la répartition suivante : 77% pour les installations photovoltaïques, 10% pour les installations hydrauliques, 6% pour les installations éoliennes et 7% pour les « autres ».

Remarque : Enedis explique que les autoconsommateurs sont tenus de déclarer leur production, mais que cette obligation n'est pas systématiquement respectée. A fin 2024 2024, Enedis a collecté 993 déclarations d'autoconsommation BT<36 kVA pour la concession du SDEHG.

AEC attire également l'attention sur l'augmentation des confusions de vocabulaire entre producteurs en revente en totalité ou revente en surplus, ou autoconsommateur ou autoproducteur, et que des clarifications vont être nécessaires dans le CRAC et les données de contrôle. Par ailleurs, la hausse rapide du nombre d'autoconsommateurs rend capital la mise en place à d'un suivi précis et différencié de ces usagers.

5.2 Les raccordements

Depuis le 3 août 2024, le **barème de raccordement dans sa version 7.2 est entré en vigueur** et s'appliquait en partie durant l'exercice 2024. Il a remplacé la précédente version du barème (version 7.1), qui était en vigueur depuis le 20 juillet 2023.

Le **volume de raccordements en soutirage (tous segments confondus) est en baisse** en 2024 avec 2 729 raccordements réalisés, soit 567 de moins que l'année précédente (-17%).

A *contrario*, la **tendance est à la forte hausse pour les raccordements en injection** en 2024 avec 8 622 nouvelles installations de productions raccordées au réseau (tous segments confondus), soit +1 923 installations raccordées par rapport à l'exercice précédent (+29%). Cette augmentation s'inscrit dans une dynamique de forte croissance sur les 5 derniers exercices, le nombre d'installations de production raccordées en 2019 s'élevant à 866. La croissance du nombre total de raccordements en injection réalisés chaque année se reflète particulièrement sur le segment BT<36 kVA sans adaptation (780 raccordements en 2019 contre 8 408 en 2024) et sur le segment BT>36 kVA (73 raccordements en 2019 contre 205 en 2024).

La puissance cumulée des producteurs raccordés dans l'année a fortement augmenté entre 2023 et 2024, passant de +63 MW à +105 MW, traduisant notamment la dynamique positive de raccordements BT > 36 kVA, et le maintien à un niveau conséquent le nombre de raccordements HTA (au moins 5 chaque année). À titre de comparaison, la puissance cumulée des consommateurs raccordés dans l'année s'élève à 115 MVA.

Les **délais moyens de production d'un devis de raccordement en soutirage ou en injection augmentent pour la quasi-totalité des segments clientèles.**

Évolution des délais moyens de production d'un devis de raccordement sur la concession

Segment Clientèle		Délai moyen de production d'un devis de raccordement – Exercice 2023	Délai moyen de production d'un devis de raccordement – Exercice 2024
Soutirage	BT<36 kVA sans adaptation	3,8 jours	3,2 jours
	BT<36 kVA avec adaptation	67 jours	68 jours
	BT>36 kVA sans adaptation	27 jours	70 jours
	BT>36 kVA avec adaptation	35 jours	73 jours
	Collectif BT/HTA avec adaptation	41 jours	68 jours
	HTA	48 jours	75 jours
Injection	BT<36 kVA sans adaptation	0,1 jour	0,2 jours
	BT<36 kVA avec adaptation	n.c.	75 jours
	BT>36 kVA	76 jours	75 jours
	HTA	71 jours	132 jours

De même, les **délais moyens de réalisation des opérations de raccordement**, qui font partie des indicateurs de qualité de service d'Enedis donnant lieu à une incitation financière dans le cadre du TURPE 6, **se dégradent également sur la quasi-totalité des segments clientèles.**

En particulier, les délais de réalisation des opérations de raccordement en injection sur les segments BT<36 kVA et HTA demeurent néanmoins très fortement dégradés avec respectivement 322 jours et 281 jours (objectif TURPE 6 pour ces segments en 2024 : 150 jours).

Évolution des délais moyens de réalisation des opérations de raccordement sur la concession

Segment Clientèle		Délai moyen de réalisation des opérations de raccordement – Exercice 2023	Délai moyen de réalisation des opérations de raccordement – Exercice 2024
Soutirage	BT<36 kVA sans adaptation	45 jours	44 jours
	BT<36 kVA avec adaptation	127 jours	166 jours
	BT>36 kVA sans adaptation	90 jours	127 jours
	BT>36 kVA avec adaptation	130 jours	148 jours
	Collectif BT/HTA avec adaptation	205 jours	205 jours
	HTA	231 jours	281 jours
Injection	BT<36 kVA sans adaptation	0,1 jour	0,1 jour
	BT>36 kVA	269 jours	322 jours
	HTA	294 jours	281 jours

Recommandation : la liste détaillée des raccordements réalisés au cours de l'année n'est toujours pas transmise par Enedis. En effet, un tel fichier contenant le détail des jalonnements permettrait à l'AODE d'analyser les délais liés aux procédures de raccordement.

5.3 La qualité de service

En 2024, le nombre de réclamations des clients faites au distributeur repart à la hausse après deux années de baisse successives. Ce volume a atteint 3 921 réclamations, soit à nouveau une progression de +10% par rapport à 2023. La concession présente désormais un ratio de réclamations par usager de 73 réclamations pour 10 000 usagers, supérieur au ratio moyen observé par AEC (56 réclamations pour 10 000 usagers, statistiques 2023).

En particulier, le nombre de réclamations relatives à la qualité de fourniture augmente de +33% et atteint 1 174 réclamations.

A noter que les réclamations relatives à la pose des compteurs Linky ont diminué, avec -11% (113 réclamations en 2024)

En 2024 le taux de réponse aux réclamations dans un délai de 15 jours s'élève à 97,1%. Cet indicateur fait partie des indicateurs suivi par la CRE et donnant lieu à une incitation financière dans le cadre du TURPE 6. L'objectif

est fixé à 95% à la maille nationale. Depuis 2017, il faut préciser que cet indicateur prend en compte les réclamations relatives au déploiement des compteurs Linky.

La publication de la **loi « Brotttes »** a modifié les processus de gestion des impayés durant l'année 2013 : désormais plus aucun client ne peut être coupé durant la trêve hivernale du 1^{er} novembre au 31 mars. Durant cette période, en cas d'impayés, les clients non-protégés (les clients protégés étant ceux bénéficiaires d'une aide FSL ou du Chèque Energie) voient leur **puissance réduite** à 2 000 ou 3 000 W selon leur puissance souscrite ; et, pour les clients protégés, le processus est à l'arrêt jusqu'à la sortie de la trêve. Hors **trêve hivernale**, tous les usagers peuvent être coupés pour impayés, mais pour les clients protégés, les délais intermédiaires sont plus longs.

Depuis 2022, le fournisseur aux TRV, EDF, ne procède plus à des demandes de coupures pour impayés, mais à des réductions de puissance à la place. Ainsi, les quantités de coupures faites par Enedis en 2022, sont uniquement pour le compte des fournisseurs alternatifs.

Selon les données d'Enedis, le nombre de **coupures effectives pour impayés** réalisées en tant que GRD, et pour le compte de tous les fournisseurs, a diminué de -4% en 2024.

Recommandation : en ce qui concerne les « mesures de la satisfaction », le concessionnaire suit désormais principalement le taux de PDTS (Pas Du Tout Satisfait), or les données de contrôle ne sont pas présentées ainsi avec des taux de Très et Assez satisfaits. Il est indispensable que les types de mesures les plus récentes soient transmises à l'AODE, avec le détail par catégorie de prestations enquêtées.

Enedis justifie habituellement le refus de transmettre ces données en arguant que les taux de PDTS sont des indicateurs de suivi internes. Cet argument ne pourra plus être invoqué lors des prochains exercices, dans la mesure où les taux de PDTS consécutifs à la réalisation une prestation de raccordement, ainsi qu'à la réalisation d'une prestation hors raccordement, constituent désormais des indicateurs de suivi de la qualité de service dans le cadre de la régulation incitative du TURPE 7 HTA/BT.

6. Domaine clientèle fournisseur

6.1 Évolutions du nombre d'utilisateurs, « Tempo » en 2023 et boucliers tarifaires

L'érosion progressive du nombre **d'utilisateurs bénéficiant d'un TRV** (Tarif Réglementé de Vente) continue et s'accélère même à nouveau pour les Tarifs Bleus en 2024 avec une baisse annuelle de -2,7%.

Année	Taux d'évolution annuelle du nombre d'utilisateurs aux Tarifs Bleus de la concession	Taux d'évolution moyen annuelle du nombre d'utilisateurs aux Tarifs Bleus (statistiques AEC, 79 AODE) [min ; max]
2024/2023	-2,7%	-
2023/2022	-0,9%	-1,5% [-8,8% ; +1,5%]
2022/2021	-0,1%	-0,8% [-3,1% ; +0,5%]

L'accélération de l'érosion des Tarifs bleus s'explique par le niveau élevé des TRV en 2024, comparé aux offres de marché disponibles. En effet, le calcul des TRV intègre un mécanisme de lissage des prix de l'électricité sur une période de 24 mois, destiné à atténuer les fluctuations du marché. Ce lissage induit un effet de décalage, à la hausse comme à la baisse, entre les TRV et les prix de marché. En 2024, ce mécanisme s'est traduit par un niveau très élevé des TRV, encore impactés par la crise énergétique de 2022-2023, alors même que les prix de marché avaient nettement reculé, donnant lieu à des offres commerciales plus compétitives.

À fin 2024, 52,5% des utilisateurs de la concession possède un contrat TRV ; ce taux a baissé de -2,3 points en un an. Au total, ce taux a diminué de -27,0 points en 7 ans.

Pour rappel, depuis le 1^{er} janvier 2021, la **suppression de certains TRV** a concerné « l'ensemble des consommateurs finals non domestiques qui emploient **10 personnes ou plus**, et/ou dont le chiffre d'affaires, les recettes ou le total de bilan annuels excèdent **2 M€** ». Ainsi, les utilisateurs au TB non résidentiels ont été principalement concernés, mais aussi certains utilisateurs aux tarifs jaunes et verts.

Remarque : tous les clients qui n'ont pas fait le nécessaire ont été basculés en CST (Contrats de Sortie de Tarif) que seul EDF peut gérer. Ce tarif n'appartient pas aux TRV, et doit devenir progressivement et théoriquement désavantageux pour les utilisateurs afin de les inciter à choisir une offre de marché.

Auparavant et depuis le 1^{er} janvier 2016, les tarifs réglementés de vente pour des puissances souscrites supérieures à 36 kVA avaient été supprimés. Il subsistait quelques contrats spécifiques, des **tarifs jaunes (TJ) et tarifs verts (TV)** parmi les utilisateurs BT inférieurs à 36 kVA.

À fin 2024, il reste sur la concession encore 11 clients aux tarifs jaunes (-2 en un an) et 31 clients aux tarifs verts (-1 en un an).

La **consommation** totale des clients aux TRV a diminué de -4,0% en 2024. Cela est la résultante, d'une part, de la baisse du nombre total de clients aux TRV, et aussi des **baisses unitaires de consommation moyenne par utilisateur**, qui est passée, sur la concession de 5,4 MWh/client tarif bleu en 2023, à 5,3 MWh/client tarif bleu en 2024.

En revanche et inversement aux 2 baisses évoquées précédemment, la **recette totale** de fourniture a augmenté de **+1%** en 2024 (en € HT), après des hausses de +17% en 2023 et +27% en 2022, notamment du fait des hausses des grilles tarifaires des TRV. Toutefois, les pouvoirs publics avaient plafonné cette hausse à **+4% en € TTC du**

1^{er} février 2022 au 31 janvier 2023, puis à +15% en € TTC le 1^{er} février 2023 et enfin à +10% en € TTC le 1^{er} août 2023. La mise en place de **boucliers tarifaires par l'État** en 2022 a permis de lisser les tarifs d'électricité dans le temps, et d'éviter de trop fortes augmentations des factures des clients aux TRV.

Remarque : Le bouclier tarifaire a pris fin le 1^{er} février 2025.

Selon les ratios calculés pour cette concession, le kWh d'électricité d'un usager au **Tarif Bleu (TB)** est de près de 21,2 c€ HT en 2024, contre 20,2 c€ HT en 2023 et 10,9 c€ HT en 2019 (dernière année avant la crise COVID19), soit une hausse en 5 ans de +95% en € HT.

Recommandation : EDF a été sollicité afin de transmettre également les recettes en € TTC, afin que l'AODE puisse avoir une double lecture avec et sans les taxes, des coûts et des évolutions supportées par les usagers. Le concessionnaire a indiqué que cette demande a été remontée aux instances nationales du fournisseur.

En 2022, le **taux de réussite aux appels téléphoniques** était en forte diminution par rapport à 2021 (- 4,2 points) à la maille nationale. Il s'agissait de la 3^{ème} année de baisse consécutive. Le traitement par les plateformes régionales d'écoute n'est pas effectué en fonction des territoires d'appels, mais avec une répartition nationale des flux d'appels. EDF avait alors expliqué que cette forte baisse de ce taux était liée à des vagues très importantes de volumes d'appels sur des durées très courtes, en fonction des annonces gouvernementales. EDF a depuis pu redresser cet indicateur, avec 88,4% des appels qui ont pu être traités en 2023, puis 89,6% en 2024, soit le niveau maximum atteint depuis 10 ans.

6.2 Réclamations traitées par EDF

Le volume total de **réclamations** traitées par EDF est en baisse en 2024 par rapport à 2023 avec -26% pour atteindre 8 990 réclamations.

Rappel : depuis 2016, les volumes de réclamations faites par mail sont comptabilisés par EDF dans les données de contrôle avec celles faites par courrier. Et, depuis mai 2017, c'est désormais le cas pour celles faites par Internet (AEL : Agence En Ligne) par les clients. Ce périmètre de mesure s'est ainsi grandement élargi, de plus, les canaux digitaux facilitent largement le passage à l'acte pour réclamer sur le champ, contrairement au courrier auparavant.

La concession, avec 321 réclamations pour 10 000 clients au tarif bleu, se situe en dessous de la moyenne d'AEC de 370 en 2023.

En 2024, près de 93% des **réclamations sont faites par mail ou Internet**. Cette proportion est systématiquement supérieure à 80% depuis 2020.

*Recommandation : le fournisseur EDF ne communique toujours pas les volumes de **réclamations orales**, mais uniquement les volumes de réclamations écrites. De plus, seules les réclamations des clients bleus résidentiels sont comptabilisées. Ainsi, celles des **clients bleus non résidentiels** sont toujours manquantes.*

Recommandation : contrairement à la liste des réclamations de 1^{er} niveau traitées par EDF, le fournisseur ne communique toujours pas la liste de réclamations traitées en instance d'appel.

Les réclamations relatives à la « **facturation** » rassemblent la plus grande part avec 42% du total, et sont en baisse de -10%. Puis les réclamations sur le « **recouvrement** » regroupent 17% du total, et sont en très forte diminution avec -49%. Les réclamations sur l'« **accueil** » rassemblent 18% du total, et sont également en baisse

avec -22%. Hormis la thématique « qualité de fourniture », dont le nombre de réclamations associées progresse de +16%, toutes les catégories de réclamations sont en baisse sur la concession.

Depuis 7 ans, le taux de réponse sous 30 jours aux réclamations par EDF est quasiment stable et est compris entre 94,4% et 95,8%.

***Recommandation** : dans les indicateurs de contrôle, le fournisseur EDF calcul le taux de réponse aux réclamations sous 30 jours, avec un délai calendaire. Mais le délai moyen de réponses aux réclamations est un délai en jours ouvrés, ce qui peut créer des incohérences de lecture. Il a été suggéré au fournisseur de retenir un unique type de calcul de délai pour ces 2 indicateurs.*

6.3 Les usagers en difficultés financières

Au 31 décembre 2024, **EDF a reçu 20 988 chèques énergie « annuel »** de la part de ses clients au TRV, en baisse de -6,0% par rapport à 2023. Ainsi, le taux de bénéficiaire diminue et atteint 7,5% en 2024 (-0,5 point sur un an).

***Rappel** : le Chèque Energie a remplacé le 1^{er} janvier 2018 les deux tarifs sociaux de l'énergie (TPN pour l'électricité et TSS pour le gaz). Ce remplacement implique un changement du système d'attribution, mais aussi une élévation de l'équivalence du plafond de revenus permettant d'en bénéficier et une hausse des montants alloués aux bénéficiaires.*

En l'état actuel des textes, les AODE compétentes pour contrôler les tarifs sociaux ne le sont plus pour le Chèque Energie, les résultats sont ainsi transmis par EDF à titre informatif, et pour permettre la connaissance des AODE sur un sujet délicat qu'est la précarité énergétique.

Selon les données d'EDF, le **montant moyen du chèque énergie** est de 139 € en 2024 à la maille de la concession. Cela représente sur le territoire plus de 3,0 M€ de chèques énergie crédités.

Depuis 2023, le plafond du Revenu Fiscal de Référence (RFR) donnant droit au chèque énergie est désormais de 11 000 € par an, **soit une hausse de +200€ du plafond par rapport à 2022**, pour une personne vivant seule, et de 23 100 € pour un couple avec deux enfants (soit 2,1 UC – Unité de Consommation).

Il existe 12 montants de chèques énergie en fonction de la composition familiale et des plafonds de revenus. Ces montants varient entre 48 € et 277 €, **ils n'ont pas évolué depuis 2019**. Les chèques « annuels » sont envoyés aux bénéficiaires durant le mois d'avril.

*Une étude nationale de l'ONPE (Observatoire National de la Précarité Énergétique) indique que depuis 5 ans (2019 à 2024), le **taux d'utilisation des Chèques Energie stagne à 80%**.*

***Point d'attention** : En 2024, à la suite de la fin de la taxe d'habitation en France, le process a perdu son système automatique de détections et de connaissances des ayants-droits, l'Etat a alors choisi que les ayants-droits de 2024 seraient les mêmes que ceux de 2023, à défaut de pouvoir faire mieux. De plus, un guichet en ligne a été ouvert pour que les foyers nouvellement éligibles puissent demander l'attribution du Chèque Energie.*

A partir de 2025, le Chèque Energie sera attribué par croisement du numéro de compteur d'électricité du logement, avec le revenu fiscal de référence et le nombre de personnes rattachées au foyer fiscal associés au numéro fiscal du titulaire du contrat de fourniture d'électricité. Cette réforme inquiète les associations

d'usagers, la FNCCR et le Cnafal alertant sur une « désoptimisation » du chèque énergie et dénonçant un risque de priver une partie des foyers les plus modestes de cette aide contre la précarité énergétique.

Le **Fonds de Solidarité pour le Logement (FSL)** est un montant alloué par EDF au Conseil Départemental (CD). Ce dernier est de 173 k€ en 2024 pour le département de la Haute-Garonne, en hausse de +20 k€. Le Conseil Départemental est le gestionnaire du FSL pour le département et le décideur des attributions des aides. Ainsi, EDF a principalement le rôle de contribuer au financement de ce Fonds et de communiquer des informations à la demande des travailleurs sociaux.

Le nombre de dossiers aidés pour des clients d'EDF augmente en 2024, passant de 661 à 828 entre 2023 et 2024. Cette évolution reste difficilement interprétable car le contrôle de concession ne permet pas d'accéder aux chiffres relatifs aux volumes de dossiers aidés pour les clients des fournisseurs alternatifs et les clients du fournisseur historique aux offres de marché.

Remarque : en dehors du cadre du contrôle de concession, il serait opportun pour l'AODE de se rapprocher du CD afin d'analyser les observations sur cette baisse sans fin du nombre de dossiers aidés apparaissant dans les chiffres d'EDF, et savoir s'il existe une difficulté plus globale de cette aide, ou s'il s'agit de redirection des aides vers d'autres sujets du logement que l'électricité.

En outre, des révisions des règlements intérieurs des FSL pourraient être envisagées.

Depuis 2022, EDF ne demande plus de **coupures pour impayés**, mais uniquement des réductions de puissance. Pour rappel, en 2021, les coupures pour impayés avaient concerné près de 0,3% des clients aux TRV de la concession. Depuis 2023, le nombre de coupures pour impayés réalisés à la demande d'EDF est effectivement nul.

Le nombre de **réductions de puissance** est quant à lui en pleine progression, atteignant 3 439 en 2024 (1,2% des usagers au TRV). Parmi elles, 921 sont des réductions de puissance hivernale de 2 ou 3 kVA durant la **trêve hivernale** (du 1^{er} novembre au 31 mars).

7. Annexe : sigles et abréviations

ADELE	Actif Détaillé et Localisé	M€	Millions d'euros
AEL	Agence En Ligne	Md€	Milliards d'euros
AFC	Amortissement du Financement Concédant	MOA	Maîtrise d'Ouvrages
AODE	Autorités Organisatrices de la Distribution d'Energie	NOME	(Loi) Nouvelle Organisation des Marché de l'Electricité
APER	(Loi) Accélération de la Production d'Energies Renouvelables	OCB	Ouvrage Collectif de Branchement
BT	Basse Tension	OMT	Organe de Manœuvre Télécommandé
CAPEX	Capital Expenditure (<i>dépenses d'investissements</i>)	ONPE	Observatoire National de la Précarité Énergétique
CDT	Changement De Tension	OPEX	Operational Expenditure (<i>dépenses d'exploitation</i>)
CH	Cabine Haute	PAC	Programme Aléas Climatiques
CM	Colonne Montante	PAI	Plan Annuel d'Investissements
CMA	Clients considérés Mal Alimentés	PCT	Part Couverte par le Tarif
CPI	Câble à isolation Papier Imprégné	PDV	Prolongation de Durée de Vie
CRAC	Compte Rendu Annuel de Concession	PIH	Plan Industriel et Humain
CRCP	Compte de Régulation des Charges et des Produits	PPI	Plan Pluriannuel d'Investissements
CRE	Commission de Régulation de l'Energie	PR	Provisions pour Renouvellement
CST	Contrat de Sortie de Tarif	PS	Poste Source
CT	Contrainte de Tension	PSI	Production Stockée Immobilisée
DE	Droits en Espèce	RFR	Revenu de Référence Fiscale
DFEI	Distributeur France Enedis Investissements	RP	Rénovation Programmée
DI	Dérivation Individuelle	RTE	Réseau de Transport d'Electricité
DJU	Degrés Jours Unifiés	RU	Régime Urbain
DMA	Départs Mal Alimentés	SDI	Schéma Directeur d'Investissements
DR	Direction Régionale	SIG	Système d'Information Géographique
DT	Direction Territoriale	TB	Tarif Bleu
ELD	Entreprises Locales de Distribution	TBNR	Tarif Bleu Non Résidentiel
ER	Electrification Rurale	TBR	Tarif Bleu Résidentiel
ETI	Elément Technique d'Identification	TCC	Toutes Causes Confondues
FACE	Financement des Aides aux Collectivités pour l'Electrification rurale	TDB	Tableau De Bord
FNCCR	Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies	TECVL	(Loi) Transition Energétique pour la Croissance Verte
FS	Faible Section	TJ	Tarif Jaune
FSL	Fonds de Solidarité pour le Logement	TPN	Tarif de Première Nécessité
FU	France Urbaine	TRV	Tarifs Règlementés de Vente
GDO	Guide Des Ouvrages	TST	Travaux Sous Tension
GE	Groupe Electrogène	TTC	Toutes Taxes Comprises
GRD	Gestionnaire du Réseau de Distribution	TURPE	Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité
HIX	Hors Evènement Exceptionnel	TV	Tarif Vert
HT	Hors Taxe	URD	Universal Registration Document (<i>Document d'Enregistrement Universel</i>)
HTA	Haute Tension A (appelée "moyenne tension")	VB	Valeur Brute
ILD	Indicateur Lumineux de Défaut	VNC	Valeur Nette Comptable
LR	Liaison Réseau	VRG	Valorisation des Remises Gratuites



SYNDICAT DÉPARTEMENTAL D'ÉLECTRICITÉ DE LA HAUTE-GARONNE

- SDEHG 31 -

Tableau de bord de concession

Exercice 2024

Décembre 2025

Version 1

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



Sommaire

Distribution publique d'électricité (Enedis)

Caractéristiques générales de la concession et de son alimentation	p.3
Les ouvrages concédés	p.4
Continuité d'alimentation de la concession	p.9
Qualité de l'électricité distribuée	p.12
Les investissements du concessionnaire	p.13
Les éléments patrimoniaux	p.14
Le compte d'exploitation	p.17
Les usagers de la concession	p.18
Les raccordements en soutirage et en injection	p.20
Les services aux usagers du distributeur	p.21

Fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente (EDF)

Les usagers aux Tarifs Réglementés de Vente de la concession	p.23
Les services du fournisseur aux usagers aux tarifs réglementés	p.24

Indicateurs relatifs à la distribution publique d'électricité

(Enedis)

Caractéristiques générales de la concession et de son alimentation

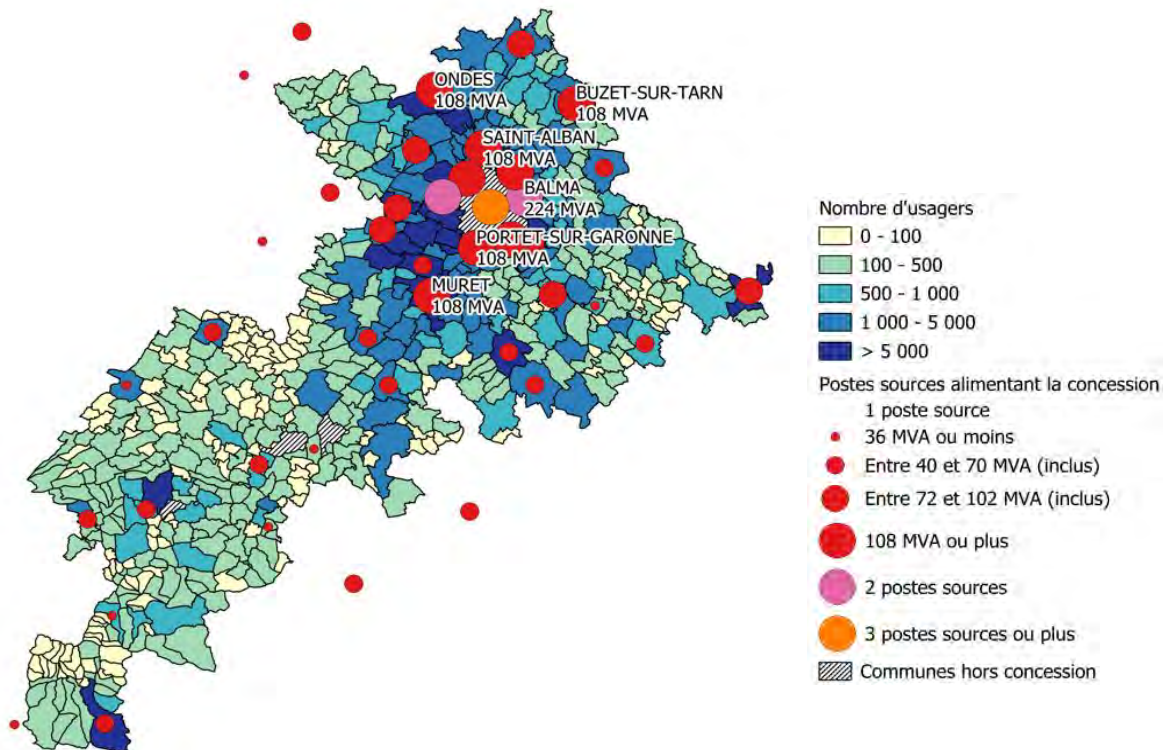
La délégation de service public

Date d'entrée en vigueur du contrat de concession 01/07/2018

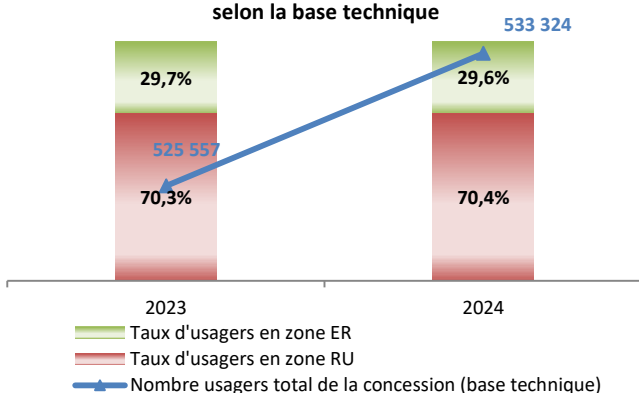
Durée de la concession 30 ans

Service public délégué à Enedis / EDF

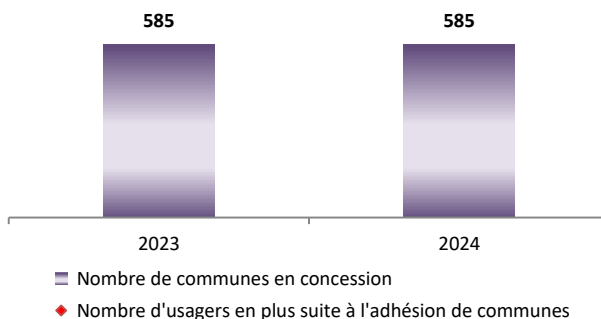
Alimentation électrique et répartition des usagers de la concession



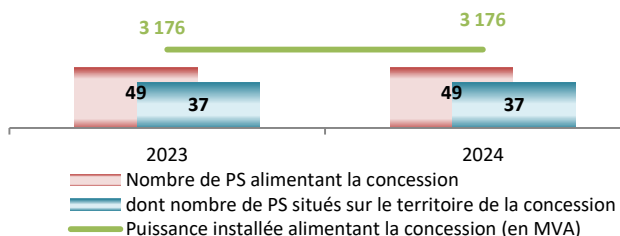
Part des usagers en zones rurale (ER) et urbaine (RU) selon la base technique



Evolution du périmètre de la concession



L'alimentation amont de la concession



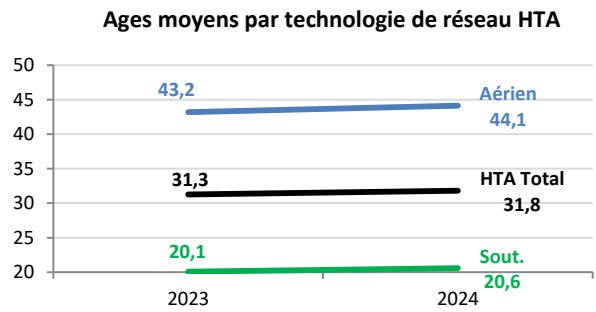
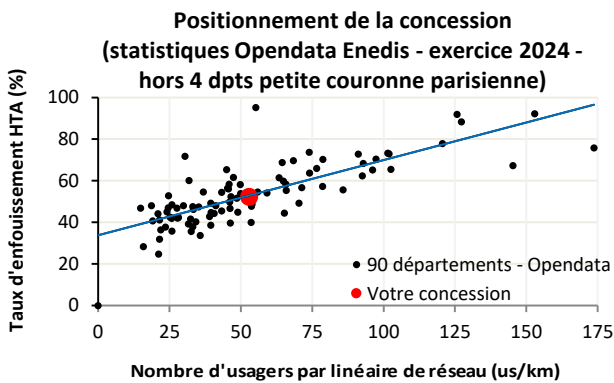
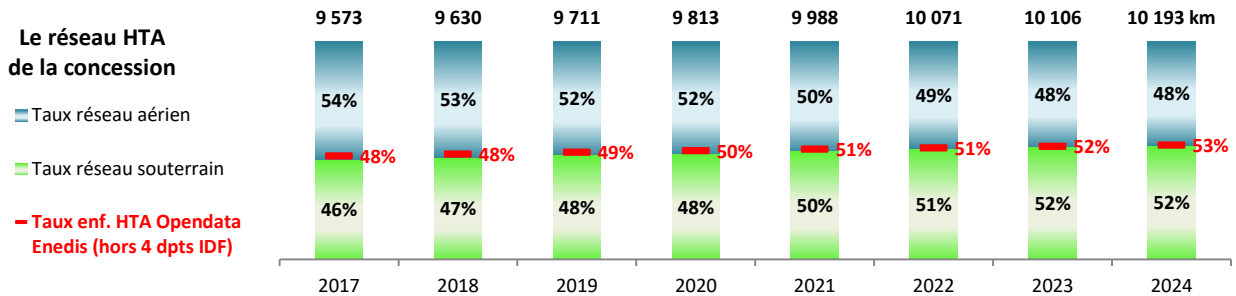
Les caractéristiques de la concession

Nombre de communes desservies	585
Population de la concession (population municipale en vigueur au 1 ^{er} janv. 2022, INSEE)	898 595
Nombre d'usagers total de la concession	
selon la base "clientèle"	540 092
selon la base "technique"	533 324

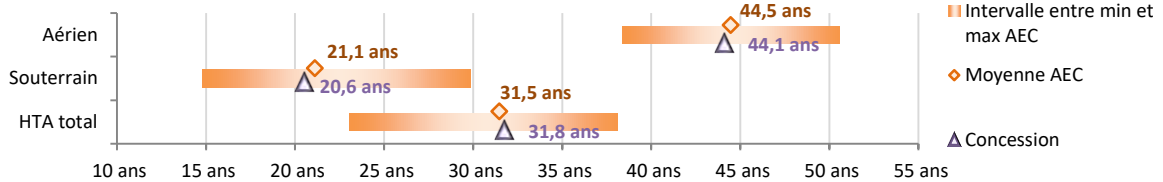
Les ouvrages concédés

Le réseau HTA

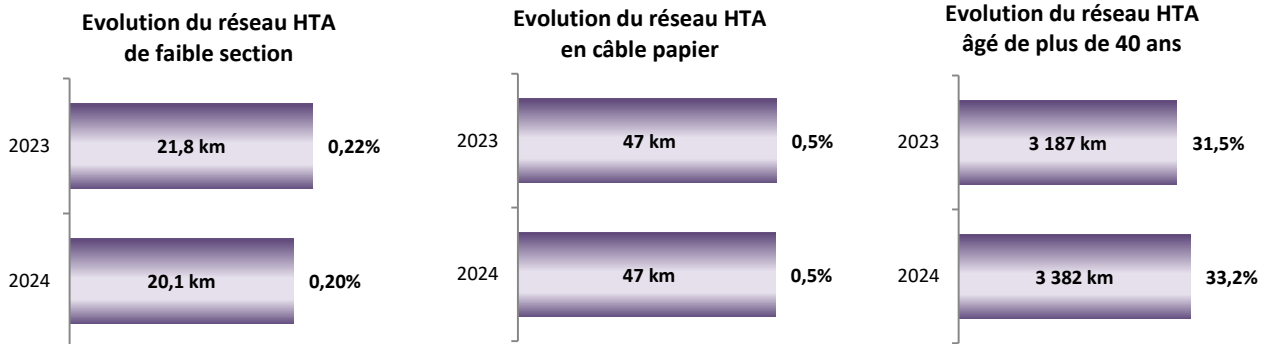
Nombre de départs HTA de la concession 465 **Nombre de départs HTA > 70 km** 25 départs



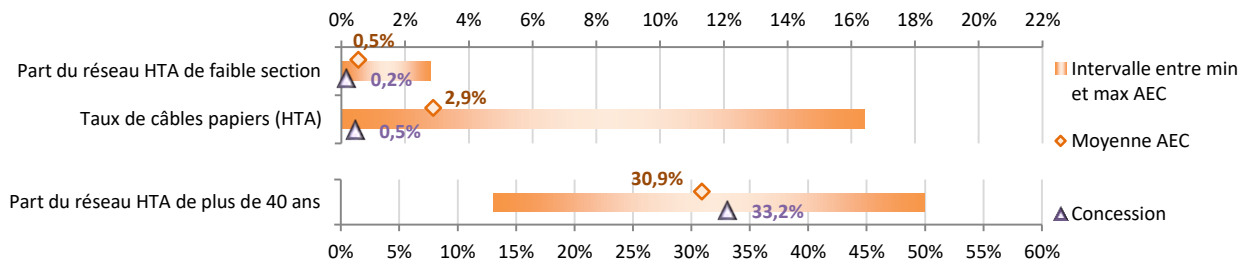
Comparaison des âges moyens HTA avec les statistiques AEC (ex 2023 - 41 AODE)



Points de vigilance du réseau HTA

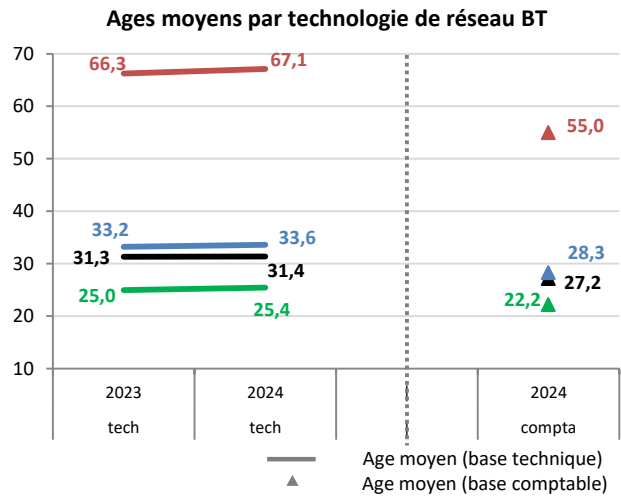
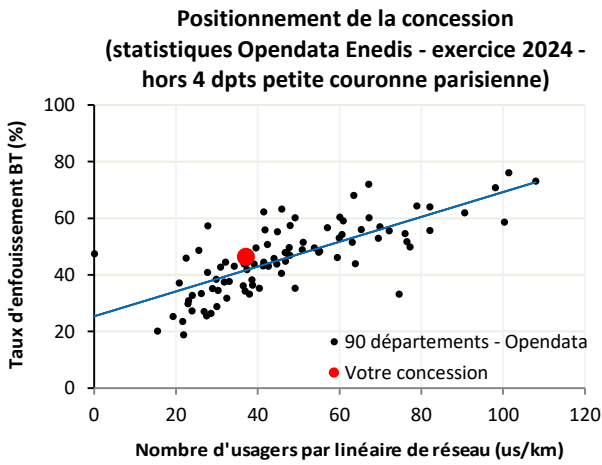
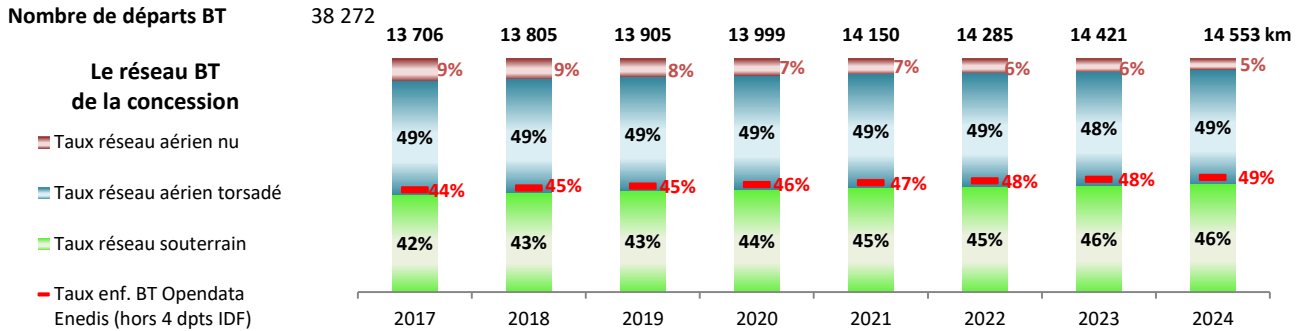


Comparaison des taux des points de vigilance HTA avec les statistiques AEC (ex 2023 - 41 AODE)



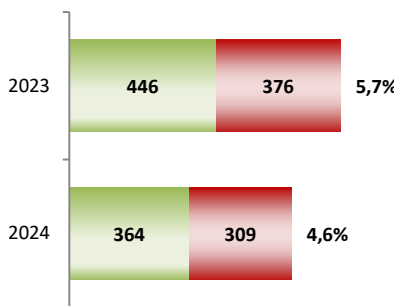
Les ouvrages concédés

Le réseau BT

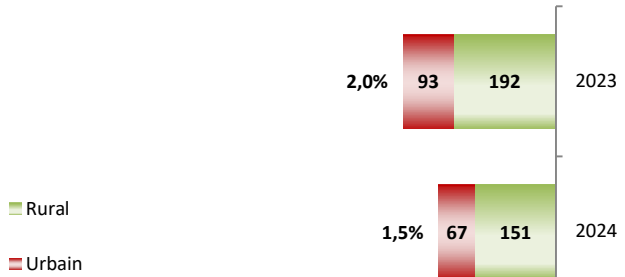


Les âges moyens du réseau BT présentés sur le graphique ci-dessus sont à considérer avec prudence, leur datation selon l'inventaire technique étant approximative. En effet, 14,6% d'entre eux sont datés de 1946. Les âges moyens de la base comptable y sont aussi indiqués pour le dernier exercice, à cause de l'imprécision de la base technique.

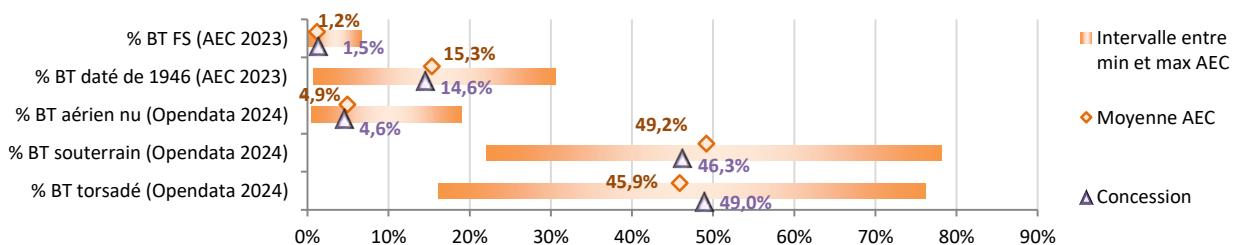
Répartition du réseau BT aérien nu (km)



Evolution du réseau BT aérien de faible section (km)



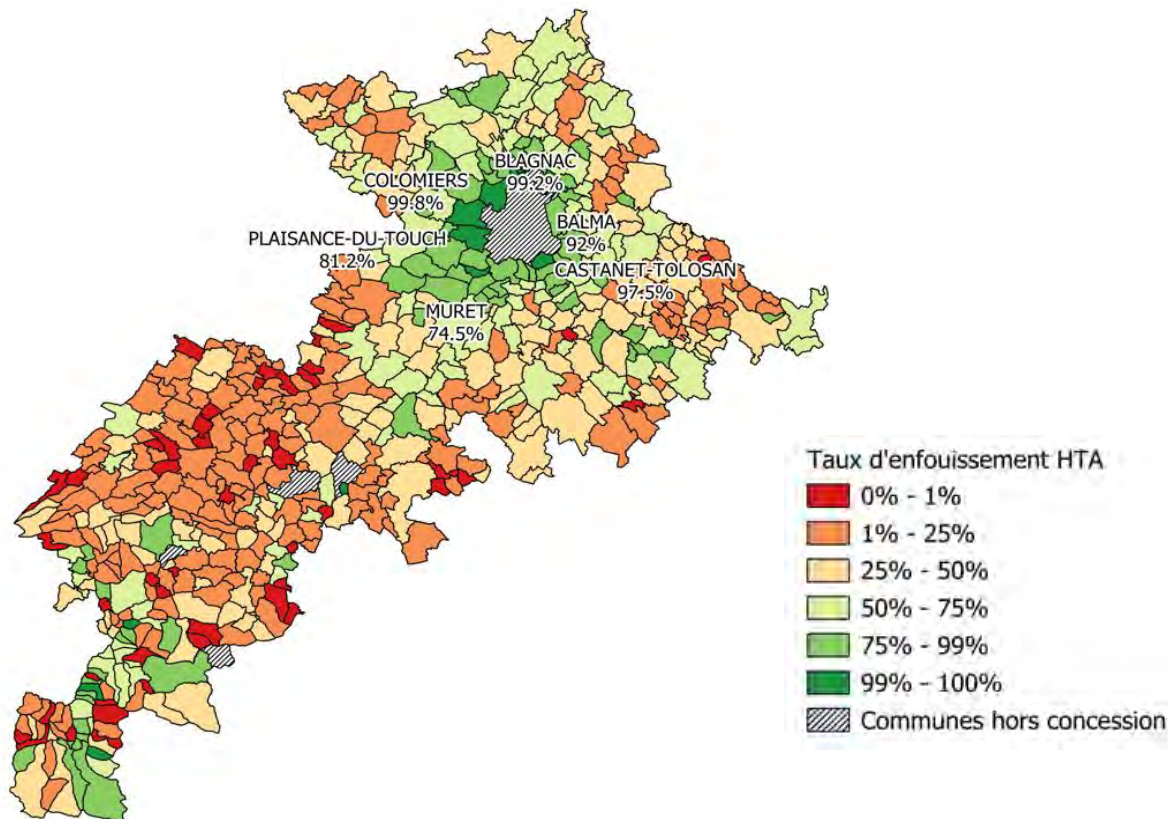
Comparaison des taux par technologie BT avec les statistiques AEC (ex 2023) ou Opendata (ex 2024)



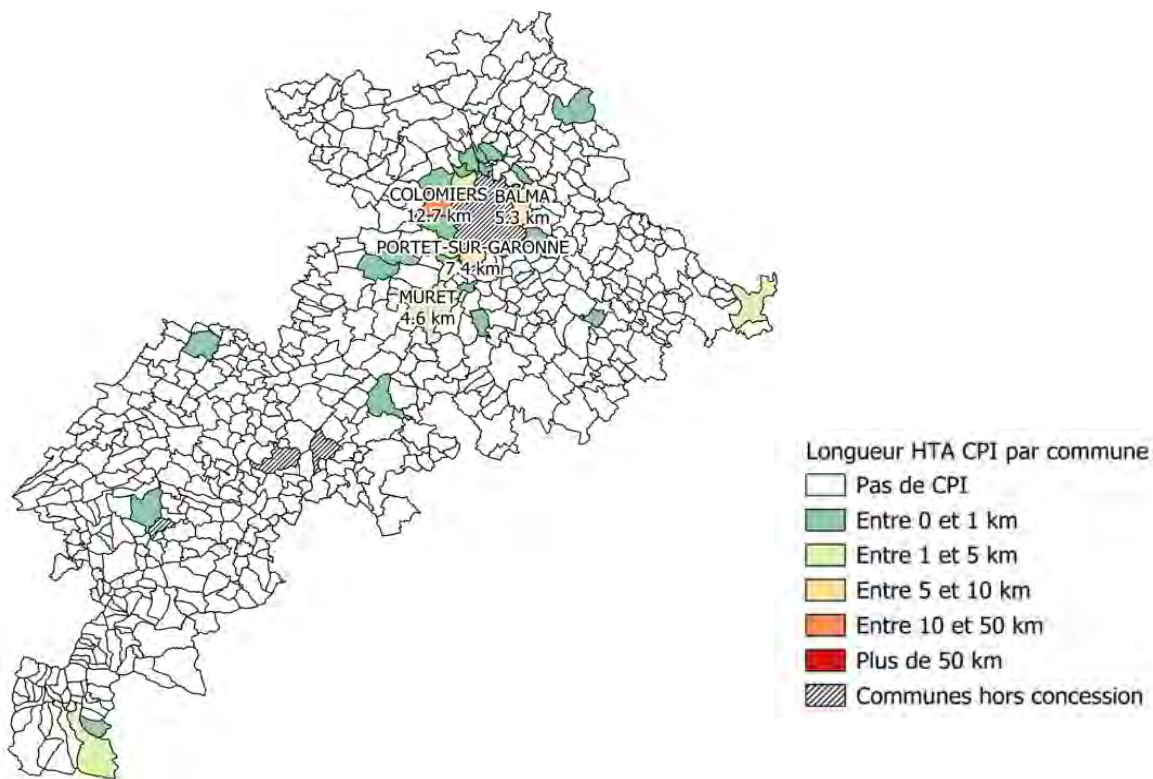
Les ouvrages concédés

Le réseau HTA

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



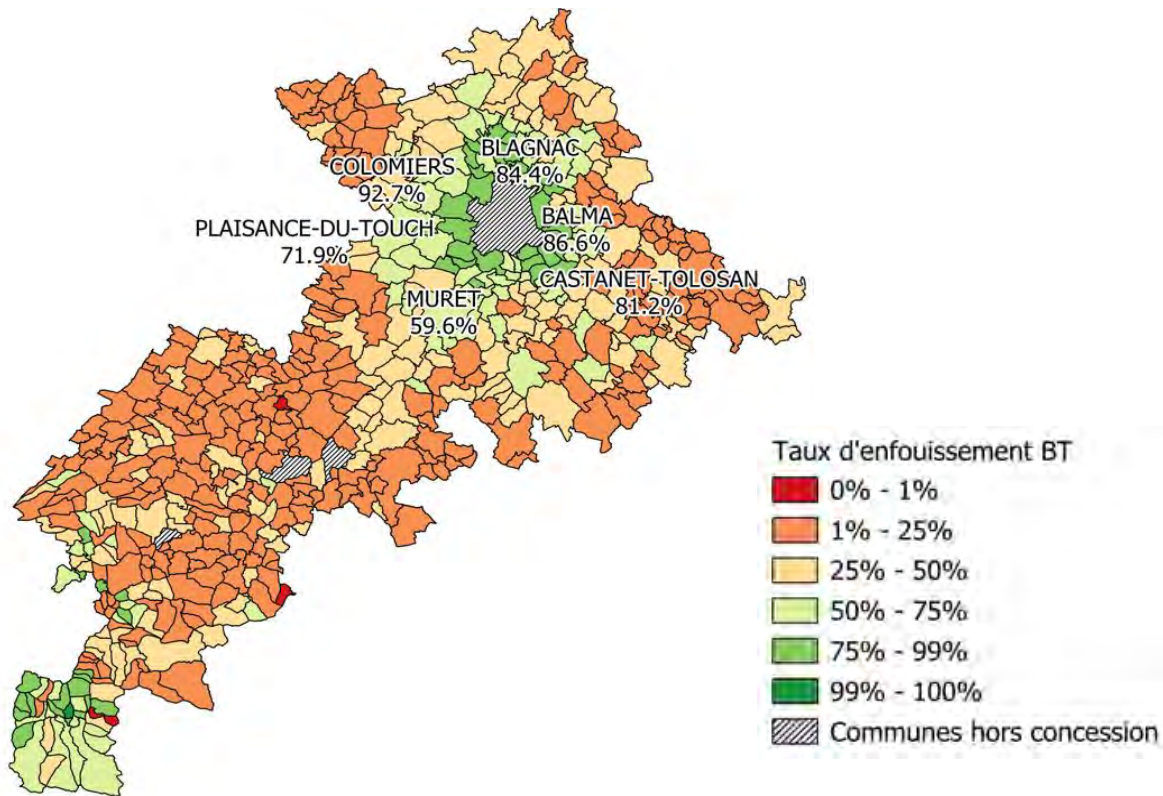
Longueurs des réseaux HTA CPI par commune



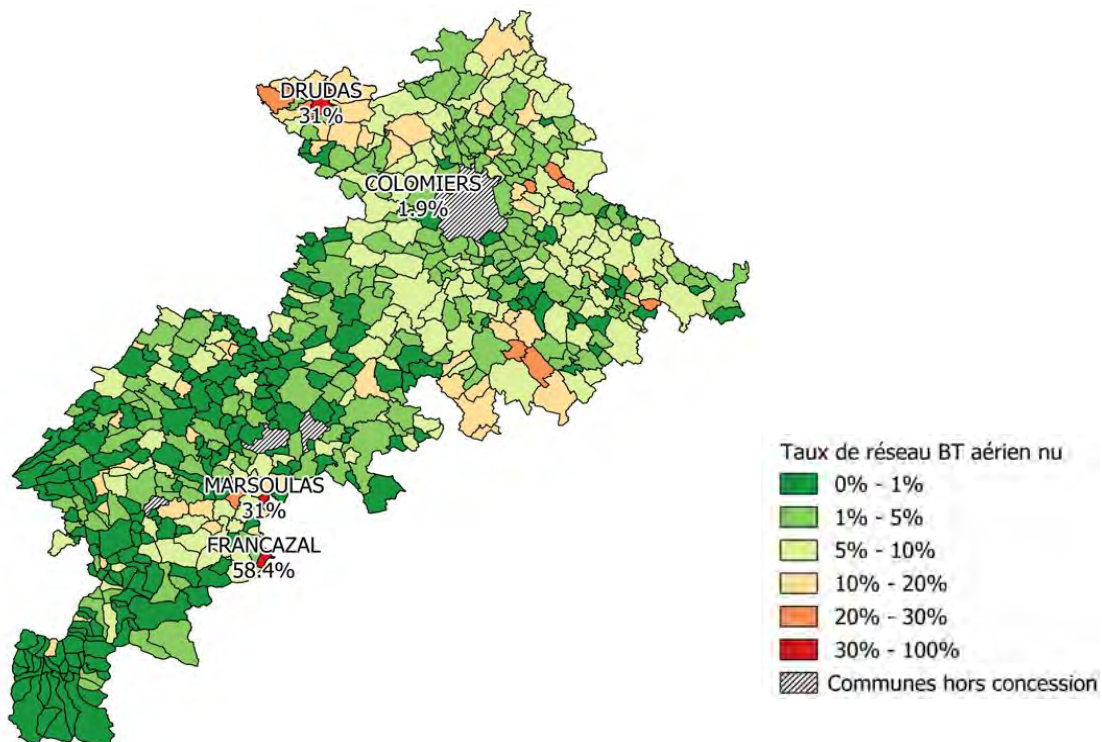
Les ouvrages concédés

Le réseau BT

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



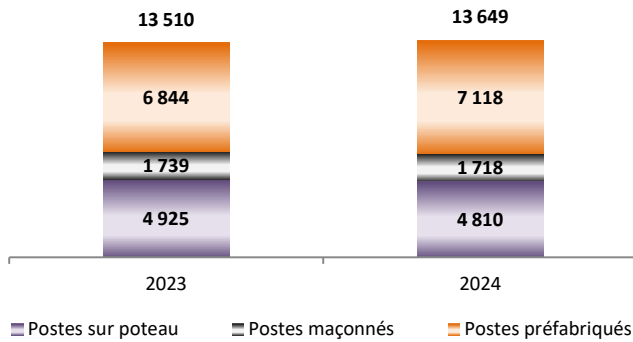
**Taux de réseaux BT aérien nu par commune
(par rapport au linéaire total BT)**



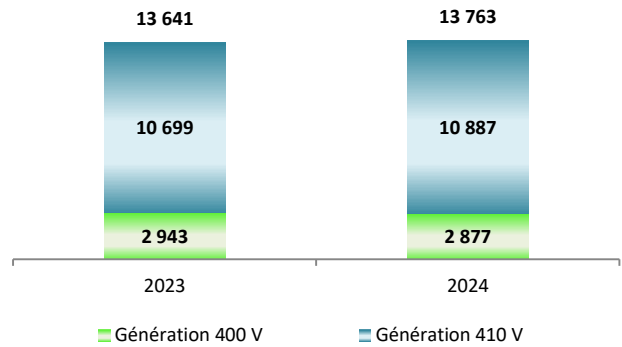
Les ouvrages concédés

Les postes et les transformateurs HTA/BT

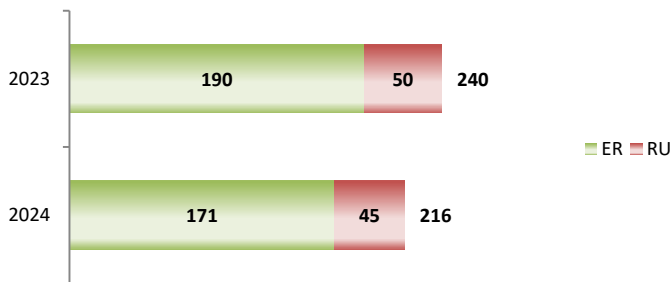
Evolution de la répartition des postes HTA/BT



Répartition des transformateurs par génération



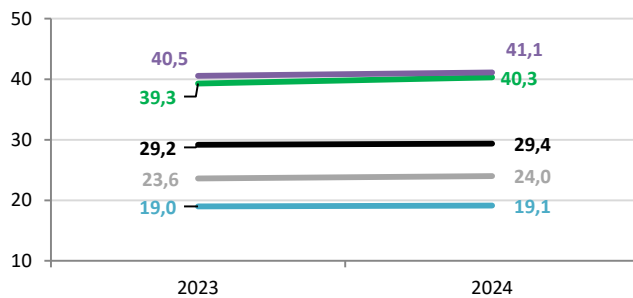
Evolution de la répartition des cabines hautes



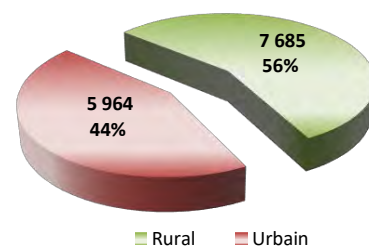
Les transformateurs de type "400 V" ont été fabriqués jusqu'en 1988, puis ils ont été remplacés par les transformateurs de type "410 V" qui autorisent désormais un réglage maximal de +5% de la tension, contre +2,5% pour la génération précédente.

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

Agés moyens par technologie de postes et de transformateurs

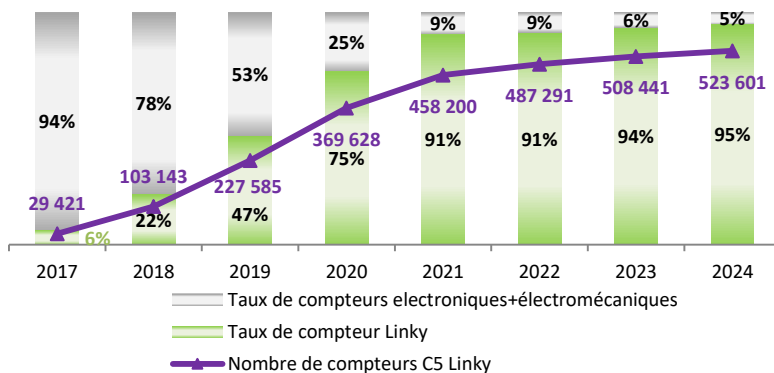


Répartition des postes selon les régimes urbain et rural sur le dernier exercice

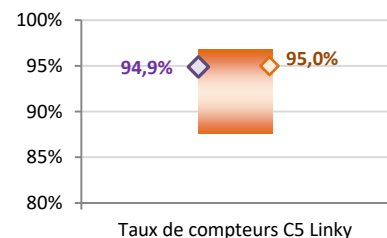


Les appareils de comptage

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



Comparaison des taux de déploiement des compteurs C5 Linky

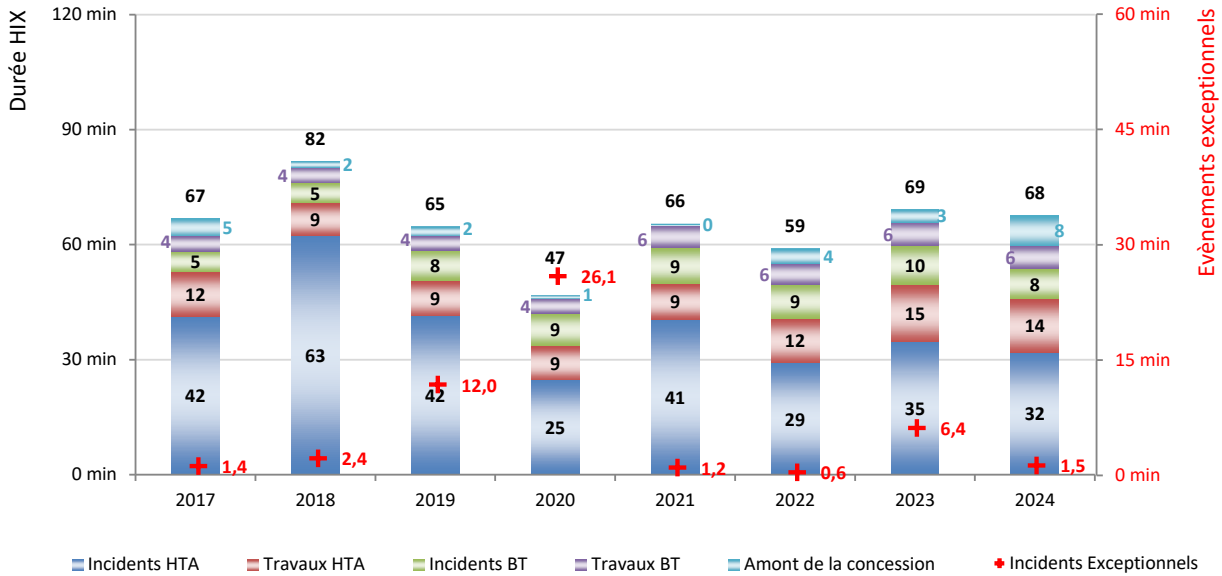


Continuité d'alimentation de la concession

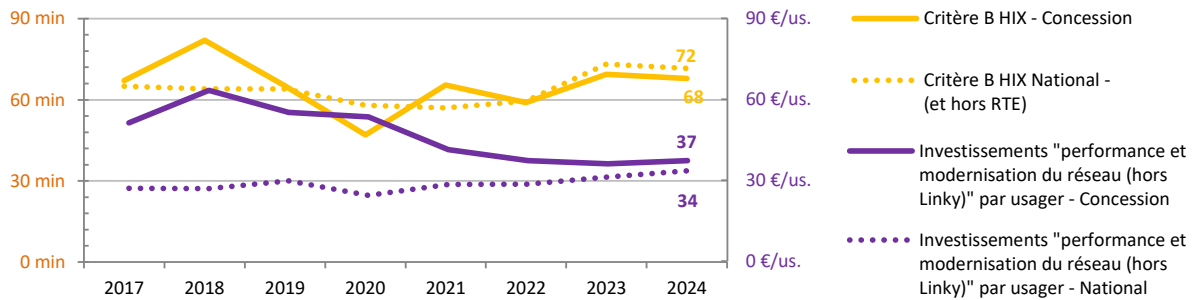
La durée moyenne de coupure

Les événements exceptionnels sont notamment des incidents ayant affecté plus de 100 000 clients sur des territoires contigus et dont la probabilité d'occurrence est supérieure à 20 ans. Le critère B TCC (toutes causes confondues) prend en compte ces aléas, a contrario du critère B HIX (hors événements exceptionnels). Le temps moyen de coupure par usager, ou critère B, se décompose selon les deux causes d'interruption (incidents et travaux) et les trois réseaux concernés (HTA, BT et amont).

Evolution et décomposition du critère B de la concession (en minutes)



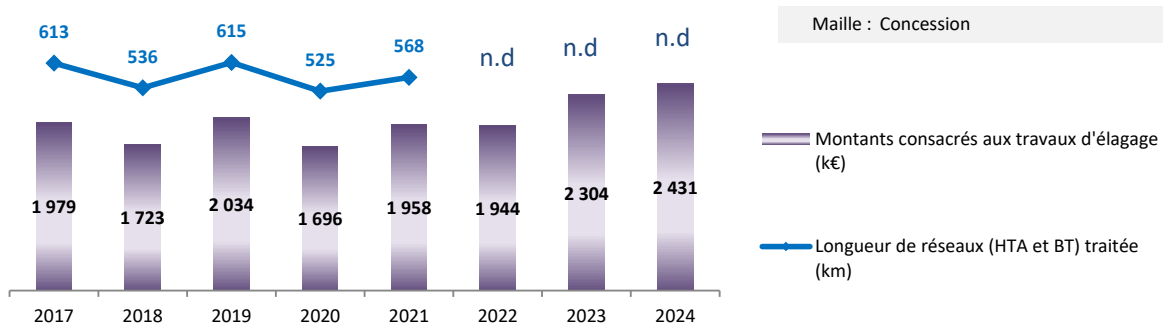
Croisement du critère B HIX et des investissements "performance et modernisation du réseau" d'Enedis (hors déploiement Linky)



Selon le CRAC, à la maille nationale, Enedis a investi en 202 pour la performance et la modernisation du réseau environ 1 300 M€ (vs 1 200 M€ en 2023 et 1 089 M€ en 2022). Et selon l'URD EDF 2024, Enedis compte 38,8 millions d'usagers.

Elagage

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

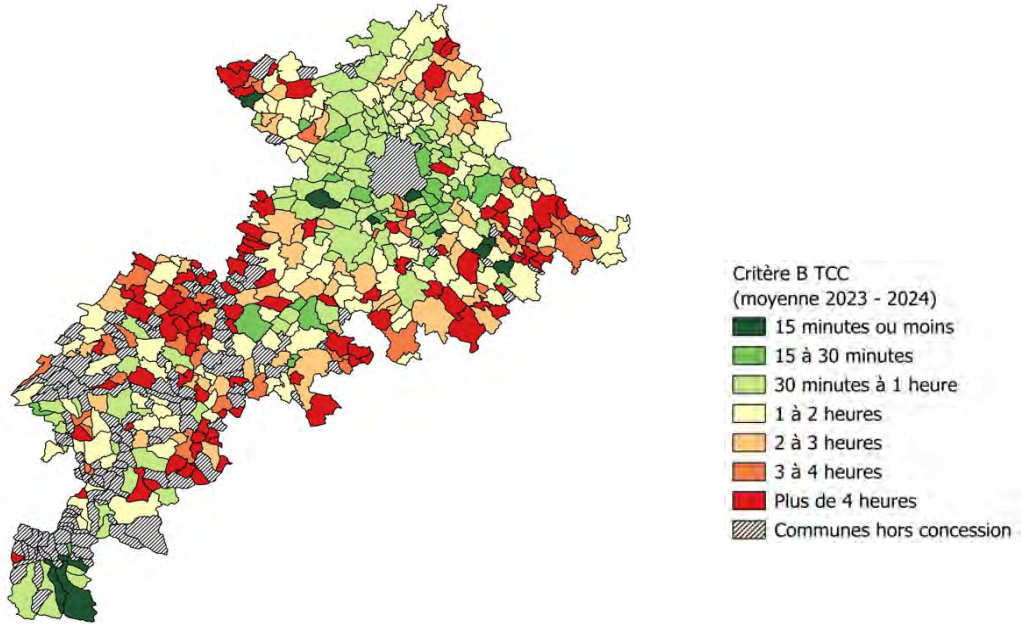


Continuité d'alimentation de la concession

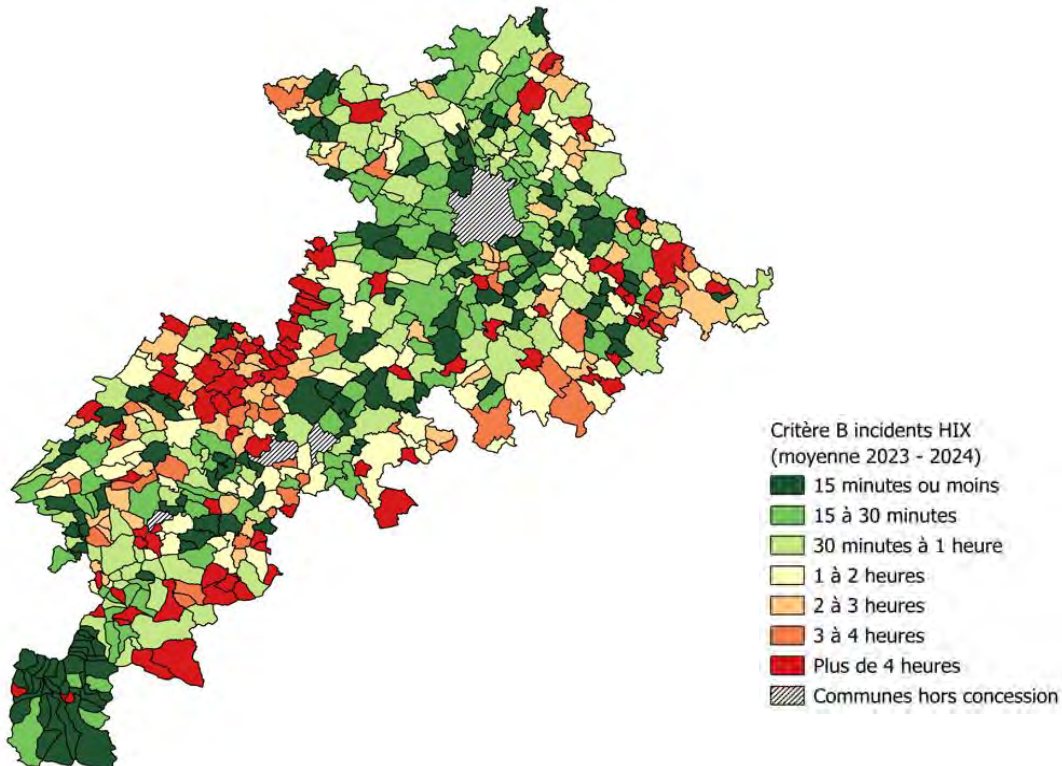
La durée moyenne de coupure

Critère B TCC par commune - moyenne des exercices 2023 à 2024

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



Critère B sur incidents HIX par commune - moyenne des exercices 2023 à 2024
(comprenant : incidents HTA, incidents BT et incidents Postes Sources)

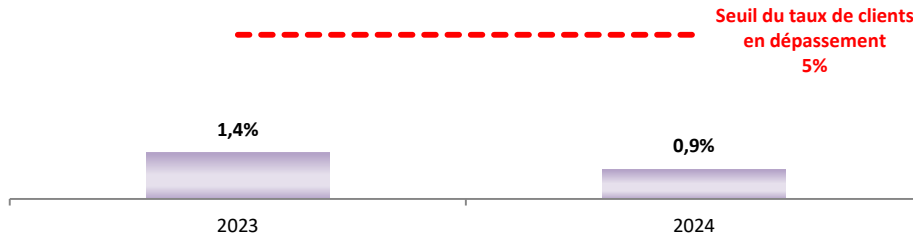


Les cartes ci-dessus permettent de visualiser les grandes zones qui ont connu des temps de coupure moyens par usager supérieurs au reste du territoire. Les résultats sur une seule année d'une commune ne peuvent être utilisés en absolu pour évaluer la continuité de fourniture. Seules des analyses de moyennes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

Continuité d'alimentation de la concession

Seuils du décret qualité

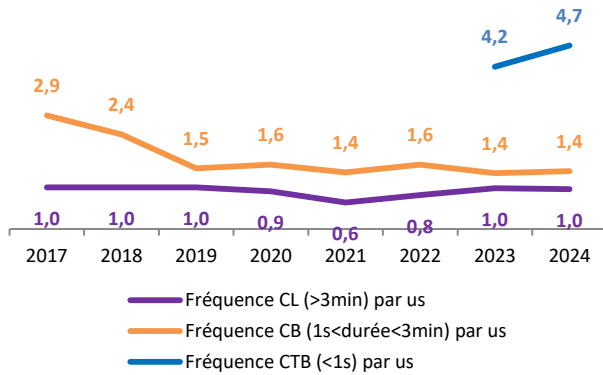
Taux d'usagers (BT et HTA) de la concession au delà des seuils sur la continuité de fourniture (6 coupures longues, 35 coupures brèves et 13 heures de coupures cumulées)



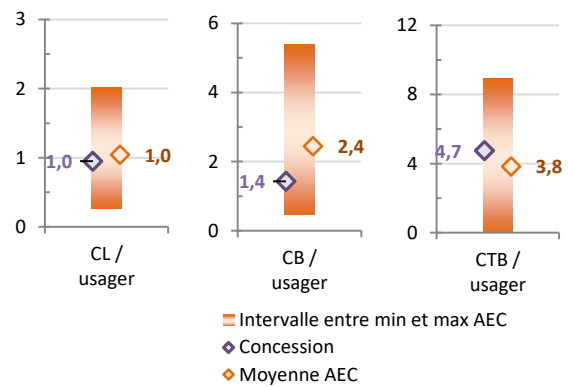
Le décret "Qualité" du 24 décembre 2007 et son arrêté, modifiés en 2010, établissent des seuils en termes de continuité et de qualité de tension. Pour la continuité, les seuils sont 6 coupures longues, 35 coupures brèves et 13 heures de coupures cumulées sur l'année. Lorsque le taux global d'usagers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

Les fréquences de coupure (HIX)

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

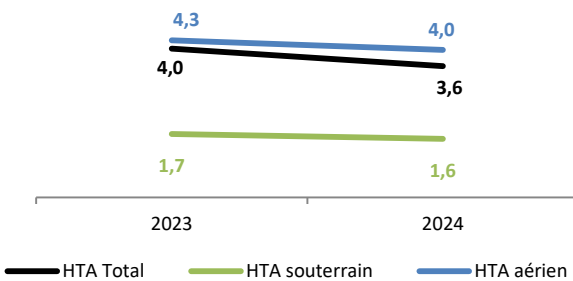


Comparaison des fréquences de coupure avec les statistiques AEC (ex 2023 - 41 AODE)

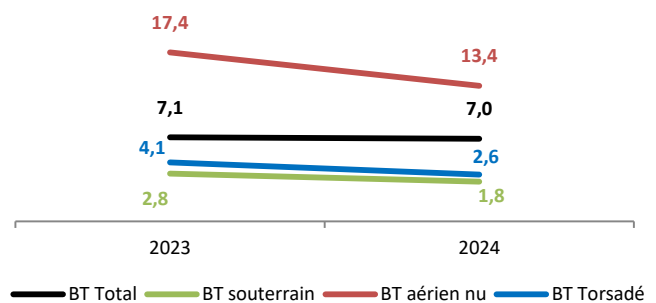


Les taux d'incidents pour 100 km de réseau (HIX)

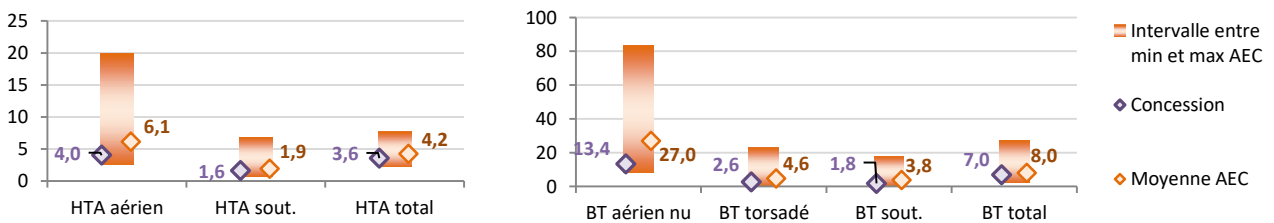
Evolution du nombre d'incidents HTA pour 100 km de réseaux (HIX)



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



Comparaison des taux d'incidents par technologie avec les statistiques AEC (ex 2023 - 41 AODE)



Qualité de l'électricité distribuée

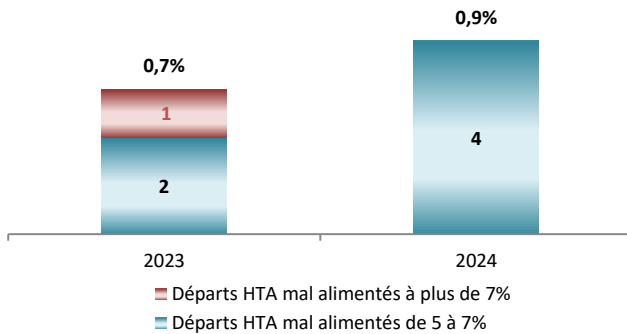
Les contraintes de tension sur les réseaux HTA et BT

Afin de répartir la maîtrise d'ouvrage du renforcement entre les réseaux HTA et BT, le seuil de dimensionnement du réseau HTA a été déterminé à 5% de chute de tension (CT) dans le nouveau plan de tension.

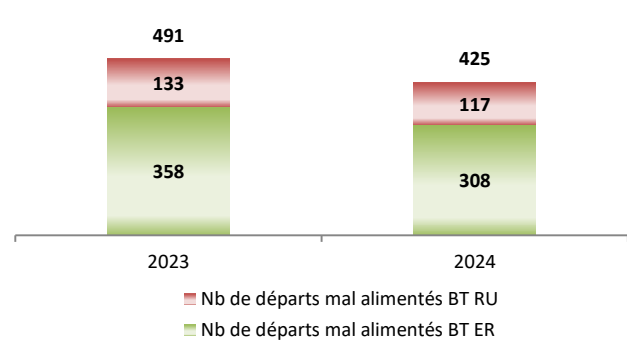
Un départ BT est en contrainte de tension lorsque le niveau de tension sort de la fourchette [-10%, +10%] de la tension nominale de 230 V, c'est-à-dire entre 207 V et 253 V.

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

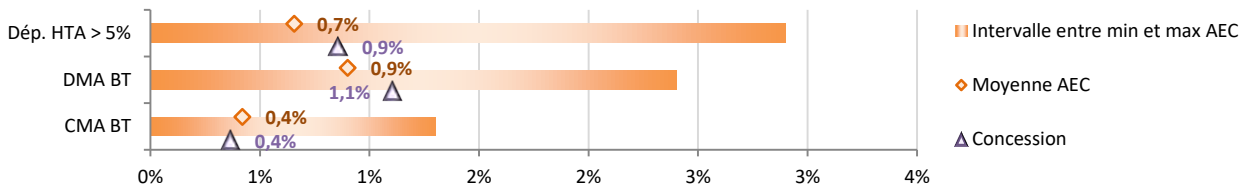
Evolution du nombre et du taux de départs HTA avec une CT supérieure à 5%



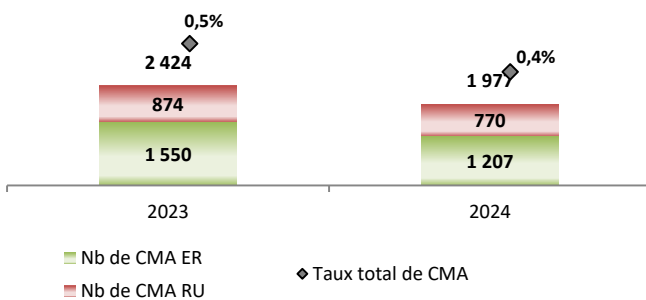
Evolution du nombre de départs BT mal alimentés par zone



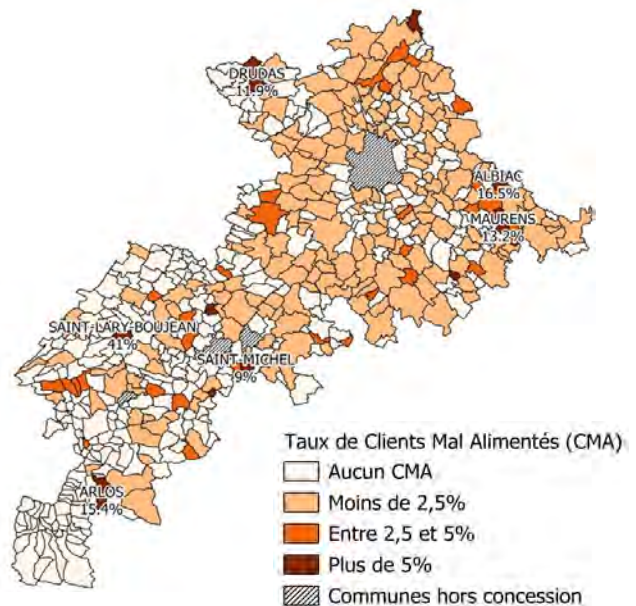
Comparaison avec les statistiques AEC (ex 2023 - 94 AODE)



Evolution du nombre et du taux de CMA selon les zones



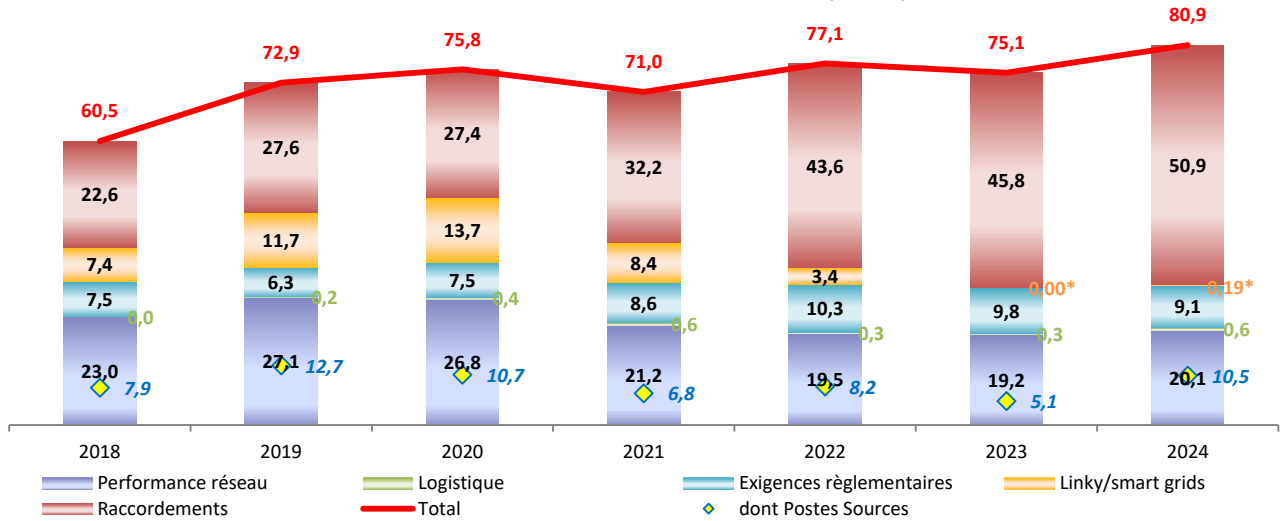
Taux de clients mal alimentés sur la concession en 2024



Les investissements du concessionnaire

Montants des investissements du concessionnaire (données issues des CRAC)

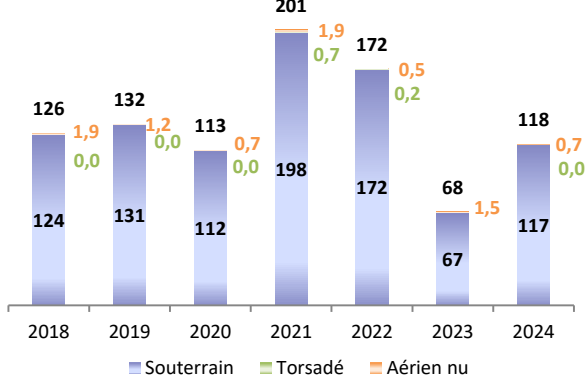
Montants des investissements du concessionnaire (en M€)



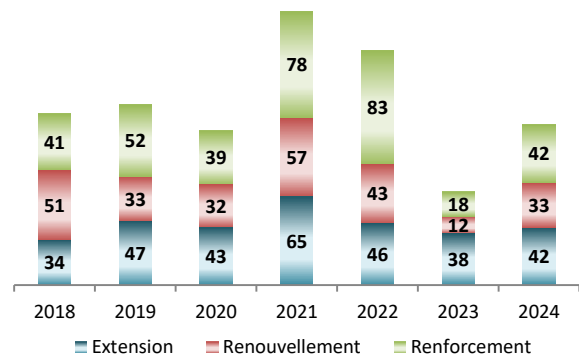
*A partir de 2023, la catégorie "Linky/Smart grids" ne contient plus que les dépenses pour les Smart Grids. Enedis a fait le choix d'inclure dans les "raccordements" les dépenses liées aux compteurs Linky posés depuis la fin du déploiement en masse.

Réseaux HTA mis en service sous maîtrise d'ouvrage du concessionnaire (données CRAC)

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

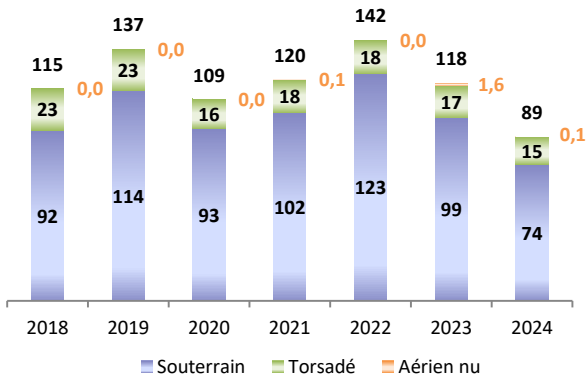


Longueurs HTA mises en service par nature de travaux (en km)

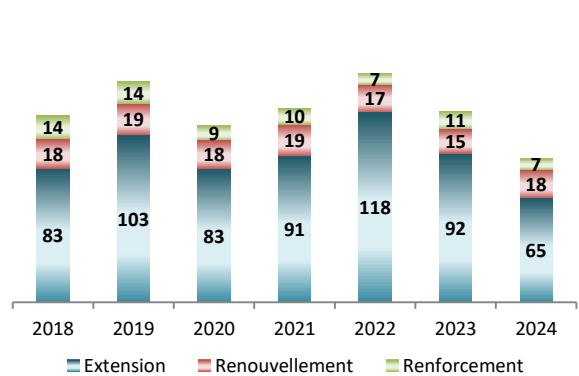


Réseaux BT mis en service sous maîtrise d'ouvrage du concessionnaire

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



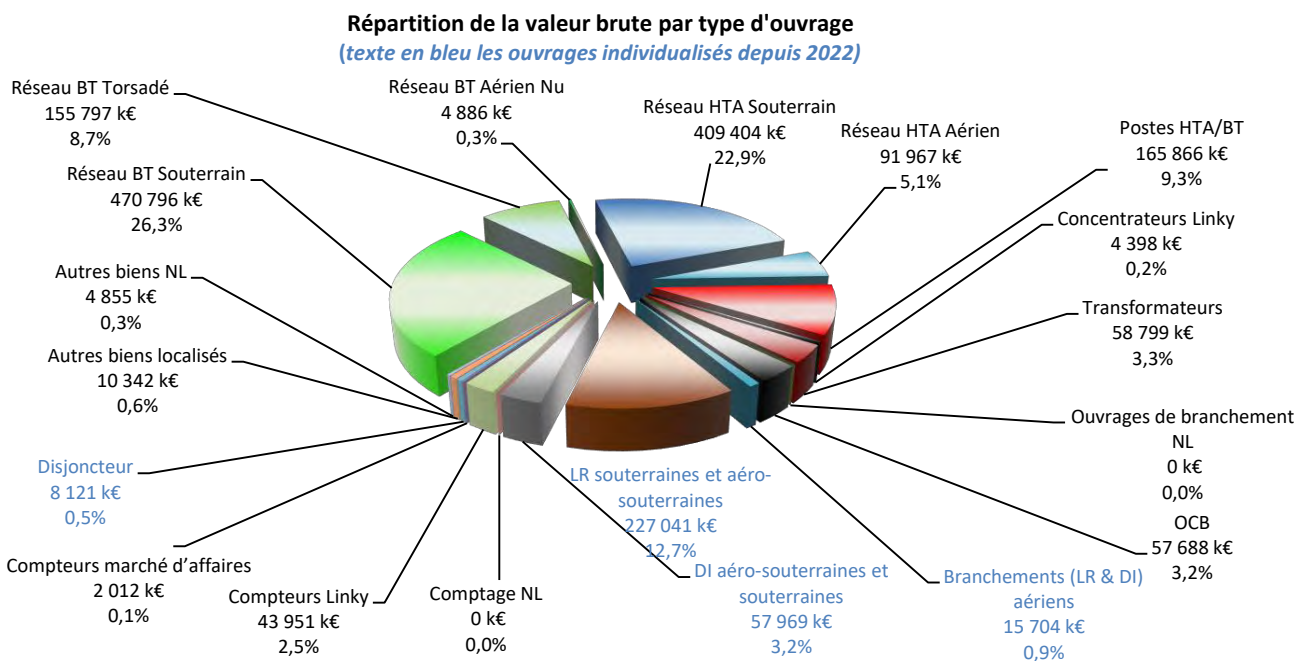
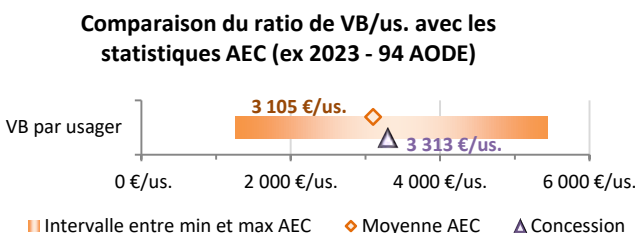
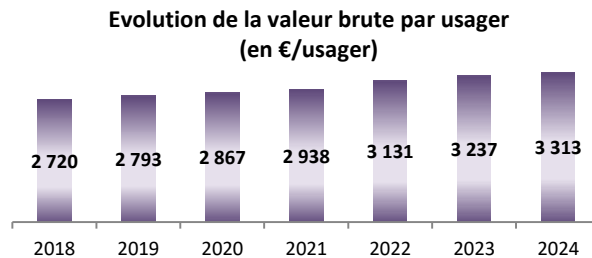
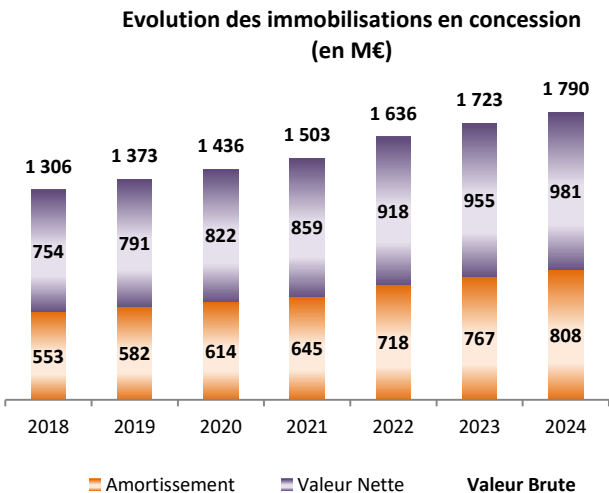
Longueurs BT mises en service par nature de travaux (en km)



Les éléments patrimoniaux

La valorisation du patrimoine concédé

VB : Valeur brute ;
AMORT : Amortissement. Il est linéaire et sa durée varie en fonction de la nature des ouvrages ;
VNC : Valeur Nette Comptable des immobilisations en concession correspondant à la valeur brute diminuée des amortissements.



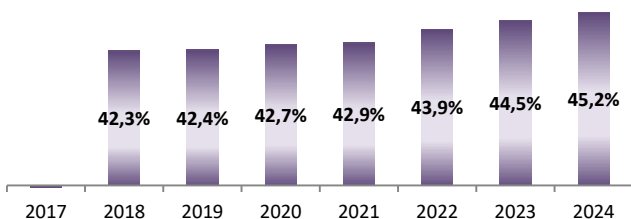
NL : Non Localisés LR : Liaisons Réseau DI : Dérivations Individuelles
OCB : Ouvrages Collectifs de Branchement (dont les DI des OCB, et les colonnes transférées selon la Loi ELAN)

- 2011 : prolongation de la durée d'amortissement des réseaux BT torsadés de 40 à 50 ans
- 2012 : prolongation de la durée d'amortissement des transformateurs de 30 à 40 ans
- 2017 : déploiement et immobilisation des compteurs Linky
- 2018 : localisation des compteurs du marché d'affaires
- 2018 et 2019 : localisation et individualisation des ouvrages de branchements collectifs
- 2019 : prolongation de la durée d'amortissement des ouvrages de branchements collectifs de 40 à 60 ans
- 2019 et 2020 : transferts des colonnes montantes hors concession vers le régime concessif (Loi ELAN)
- 2022 : localisation et individualisation des disjoncteurs, et des branchements individuels avec prolongation de leur durée d'amortissement de 40 à 50 ans

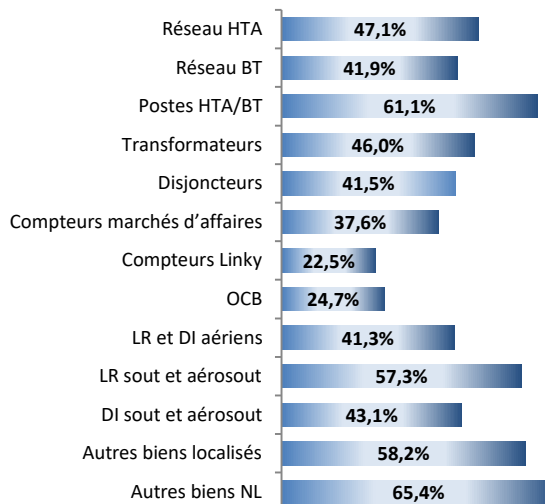
Les éléments patrimoniaux

Le taux d'amortissement des ouvrages

Evolution du taux d'amortissement des ouvrages

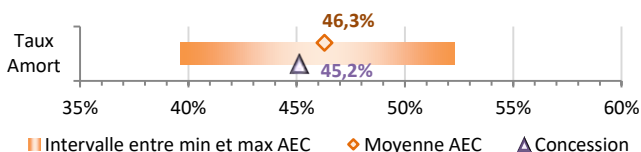


Taux d'amortissement par type d'ouvrage (à fin 2024)



NL : Non Localisés

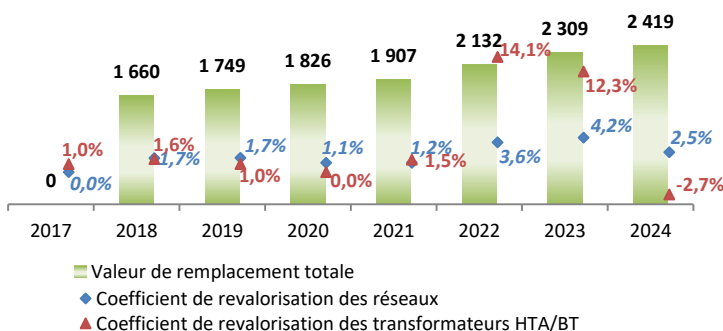
Comparaison du taux d'amortissement avec les statistiques AEC (ex 2023 - 87 AODE)



La valeur de remplacement

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

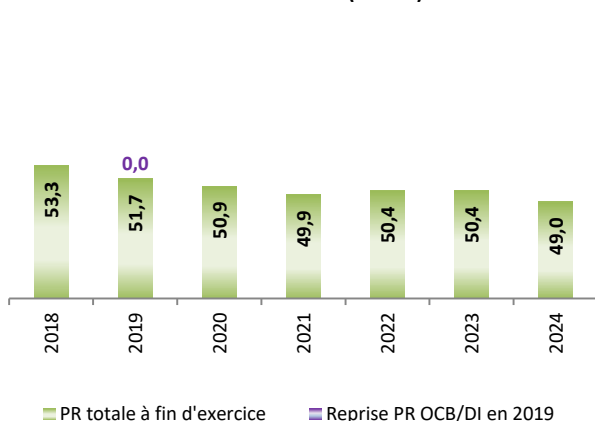
Evolution de la valeur de remplacement (en M€)



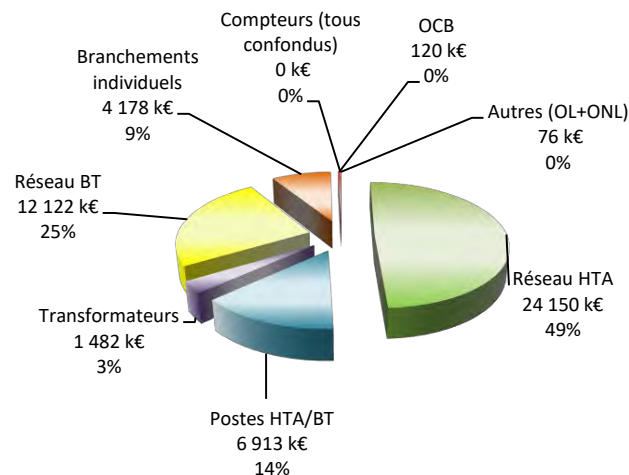
Les provisions pour renouvellement

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

Evolution des provisions pour renouvellement constituées (en M€)



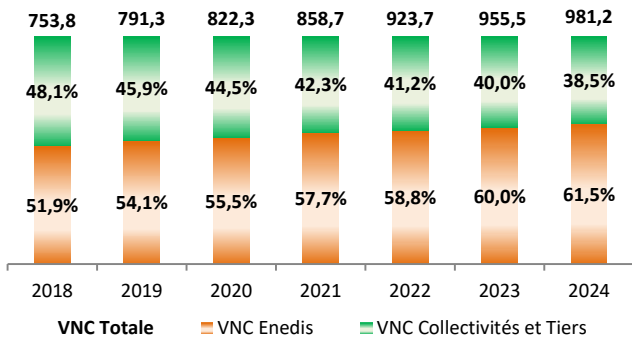
Répartition des provisions pour renouvellement constituées



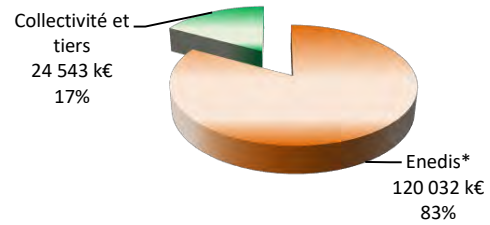
Les éléments patrimoniaux

La répartition de l'origine de financement des immobilisations

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



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



Statistiques AEC (ex 2023 - 94 AODE)

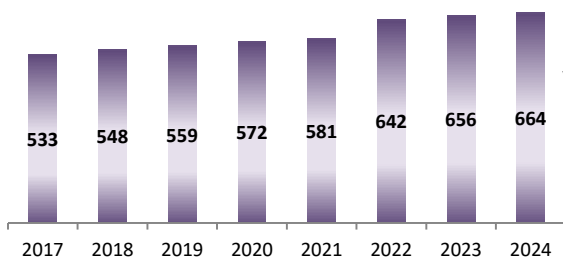
	Financement Enedis	Financement Collectivité
Minimum	46%	15%
Moyenne	67%	33%
Maximum	85%	54%

* il est possible que cette valeur diffère de celle du CRAC, car les valeurs des ONL sont parfois manquantes dans les requêtes de contrôle

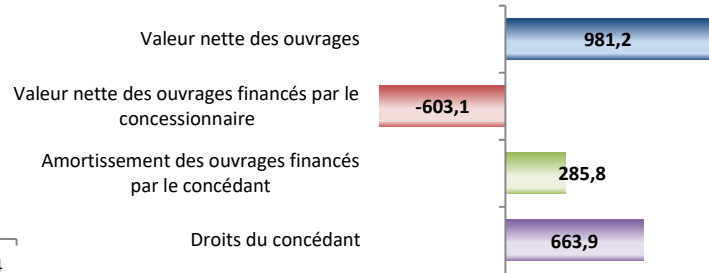
Les droits du concédant

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

Evolution des droits du concédant (en M€)

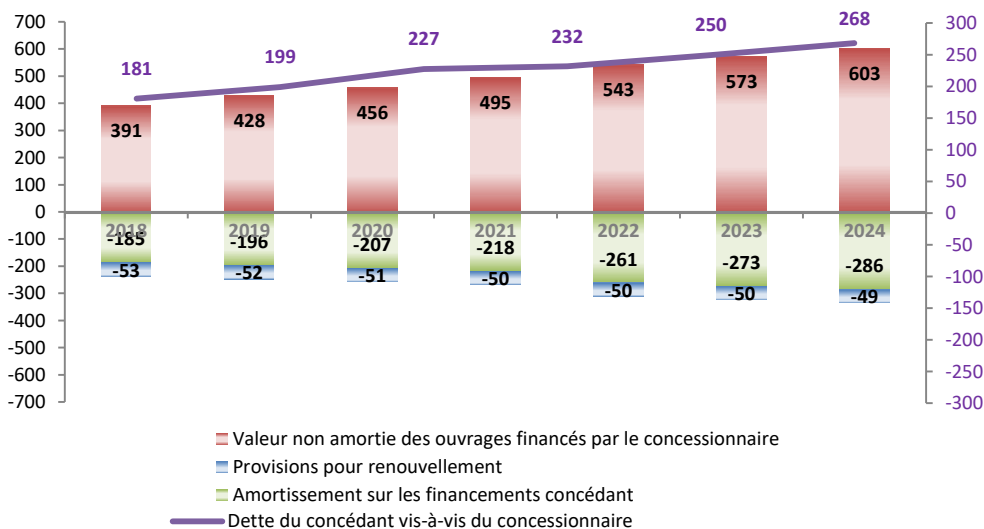


Décomposition des droits du concédant sur le dernier exercice (en M€)



Les dettes et créances réciproques

Evolution des dettes et créances réciproques (en M€)



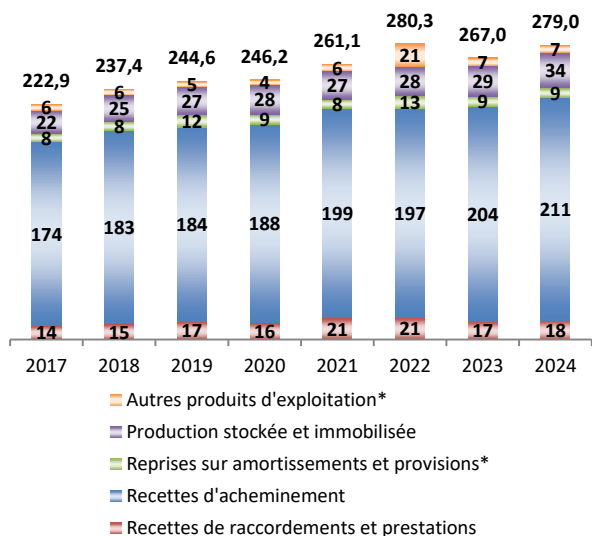
Un solde des dettes et créances réciproques **positif** traduit une position de dette de la Collectivité envers le concessionnaire.

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

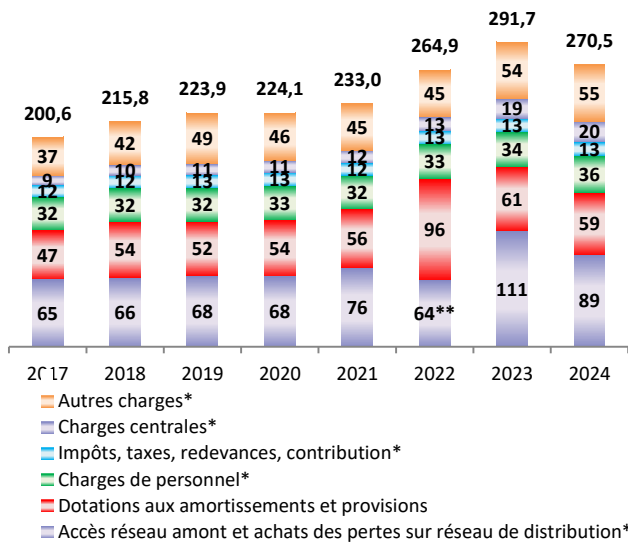
Le compte d'exploitation

Montants des produits et charges d'exploitation du concessionnaire

Evolution des produits d'exploitation (M€)



Evolution des charges d'exploitation (M€)

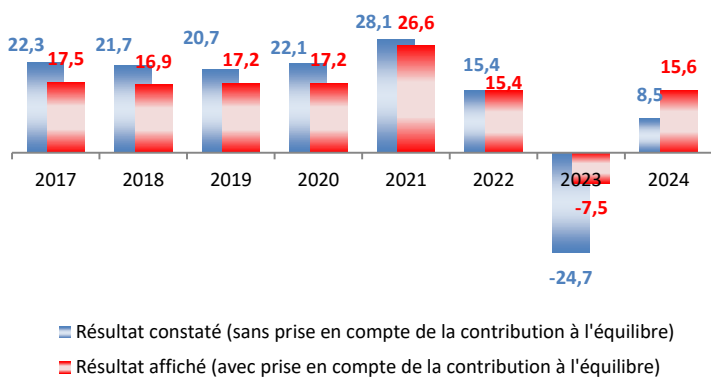


*Ces données sont issues d'une clé de répartition appliquée à des montants collectés à un périmètre supraconcessionnif.

** 2022 : reversement anticipé du CRCP de RTE, appliqué en déduction des charges "amont" pour Enedis

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

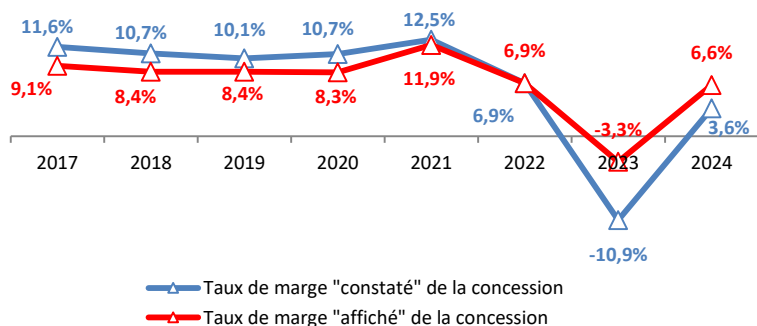
Evolution des résultats "constaté" et "affiché" de la concession (M€)



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

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

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



Le taux de marge 'affiché' est identique quelle que soit la concession considérée. Ce taux de marge 'affiché' est également identique à celui de la société Enedis. Le taux de marge 'constaté' donne une indication sur la rentabilité de la concession (rapport entre le résultat 'constaté' et le chiffre d'affaires de la concession).

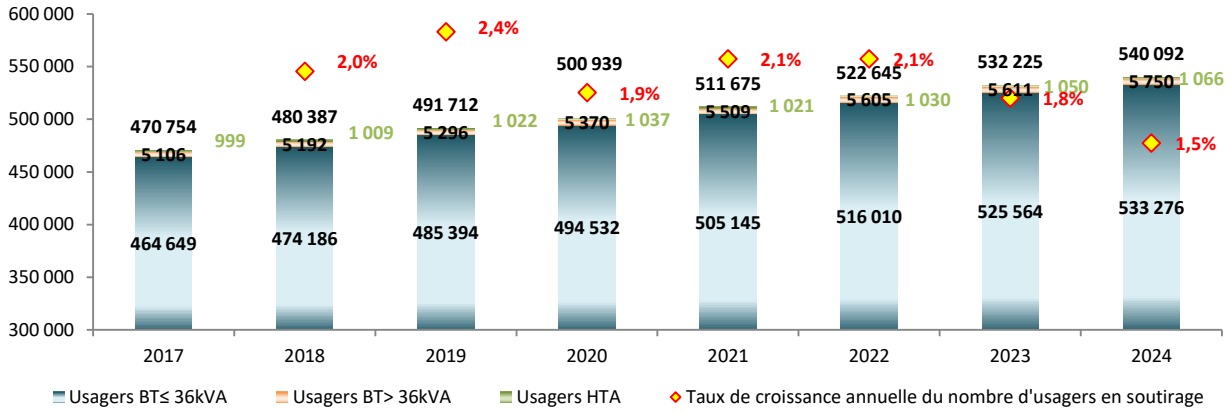
Les usagers de la concession

Les usagers sont répartis selon les niveaux de puissance et segments mentionnés dans le tableau ci-dessous.

Segment	C5	C4	C3	C2	C1
Tension	BT		HTA		
Niveau de puissance	≤ 36 kVA	> 36 kVA	< 250 kW	> 250 kW	

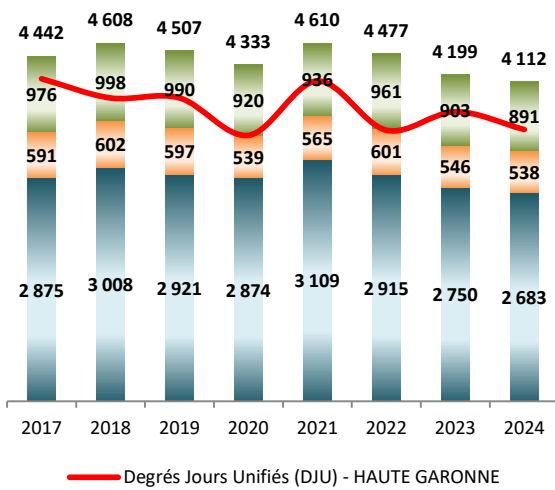
La répartition des usagers

Evolution du nombre d'usagers BT et HTA sur la concession

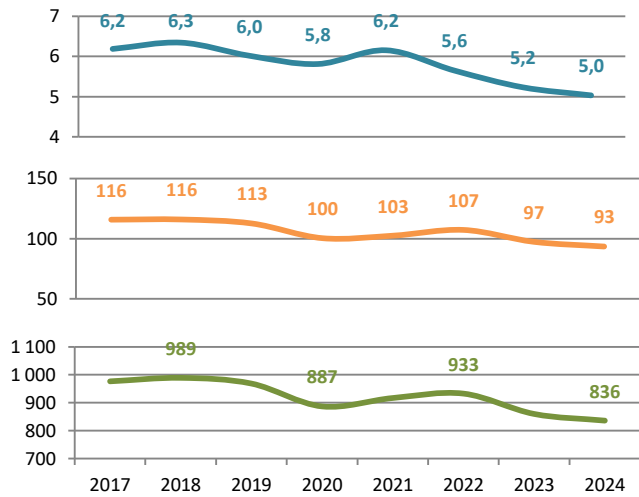


La répartition des consommations des usagers

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

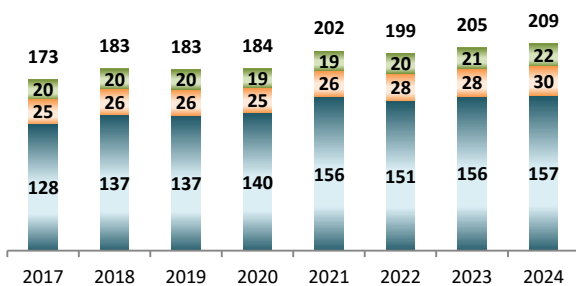


Evolution de la consommation moyenne des usagers de la concession (en MWh)

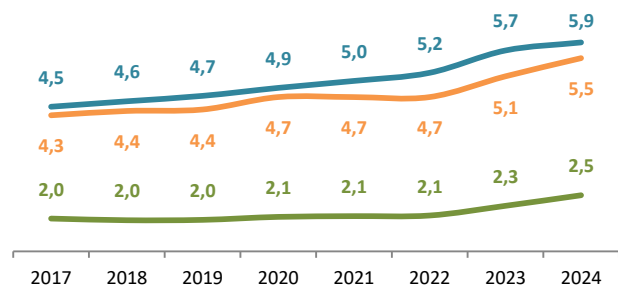


La répartition des recettes d'acheminement des usagers

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



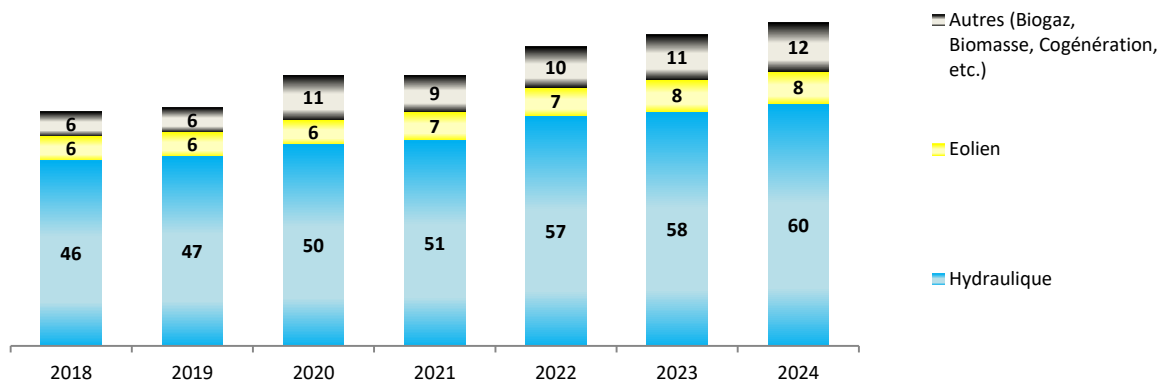
Evolution du prix moyen du kWh sur la concession (en c€ HT/kWh)



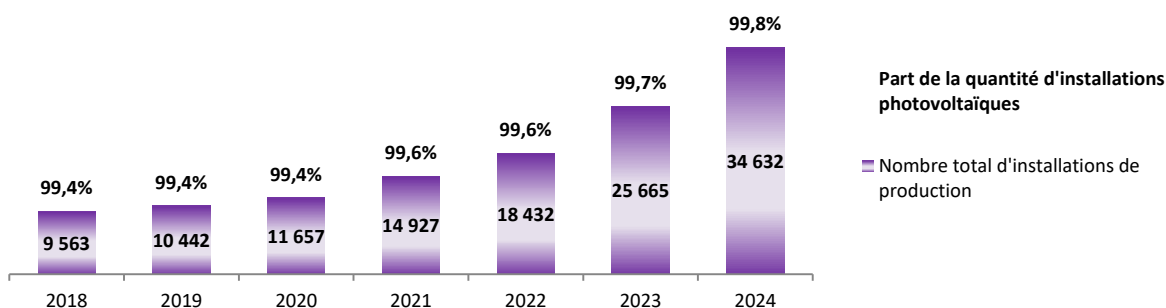
Les usagers de la concession

La répartition des producteurs

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



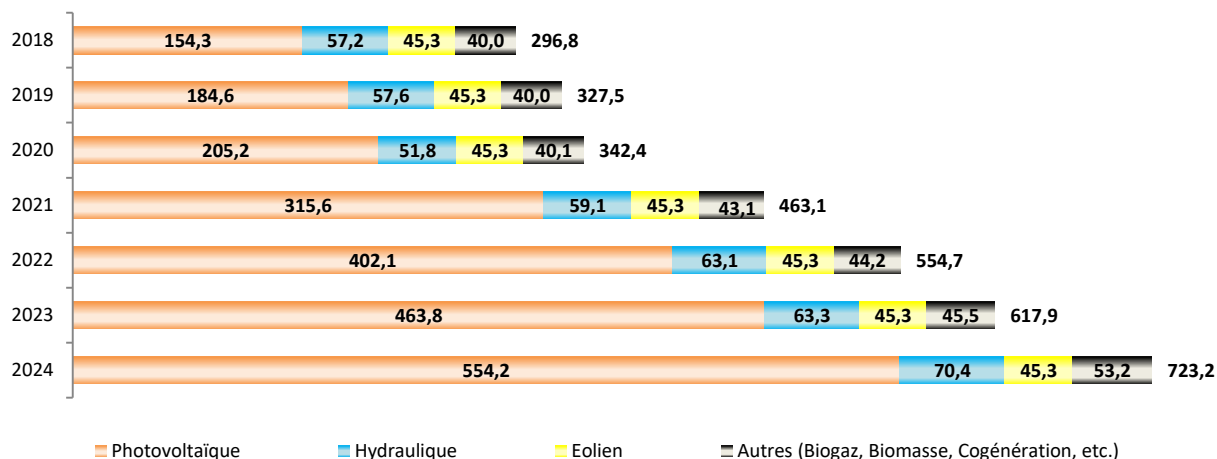
Evolution du nombre total d'installations de production et évolution de la part des installations photovoltaïques



Depuis l'exercice 2021, Enedis comptabilise désormais les auto-consommateurs, en plus des producteurs.

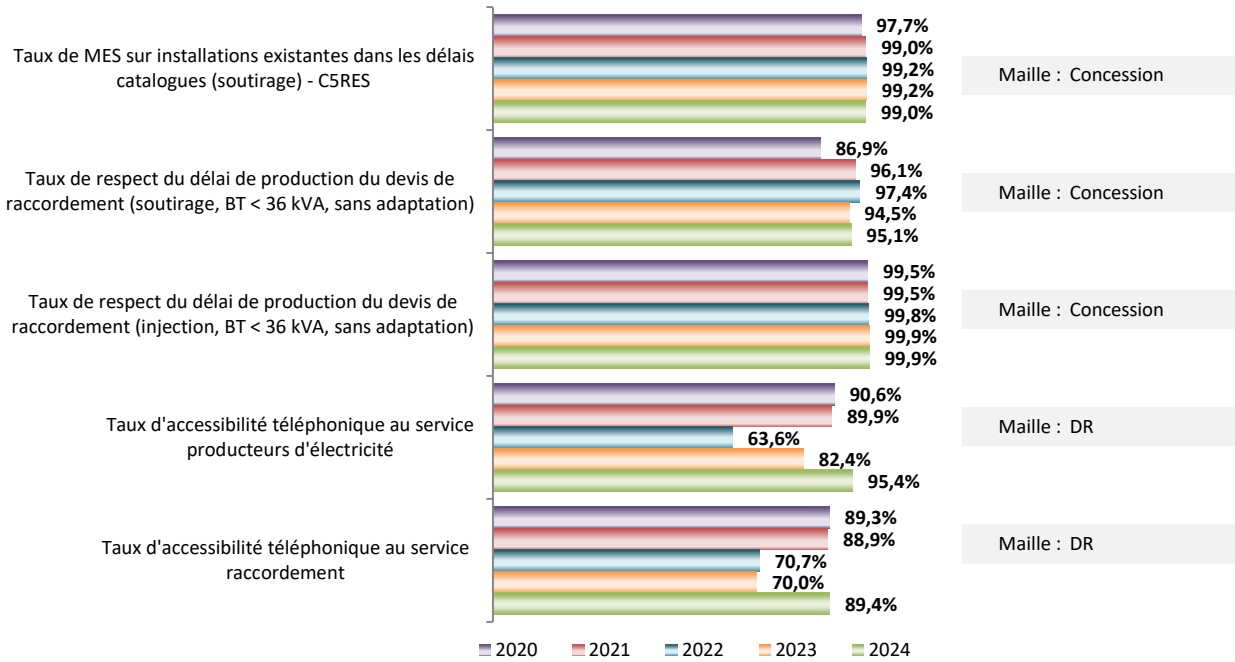
La répartition des puissances de production

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



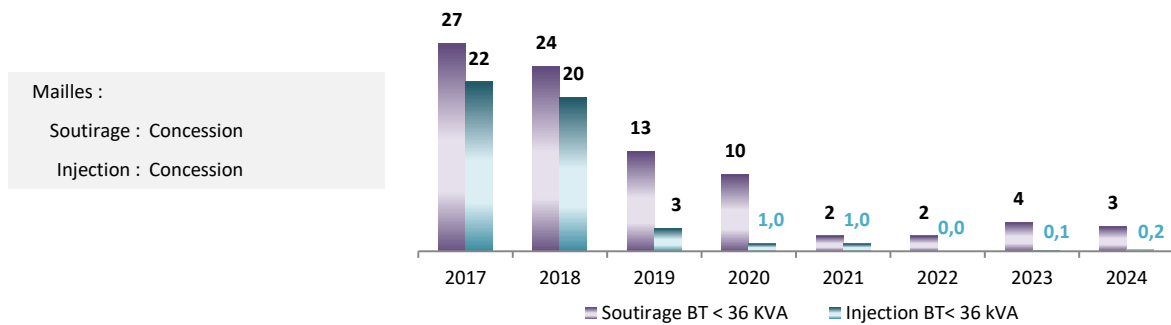
Les raccordements en soutirage et en injection

Indicateurs - Raccordements



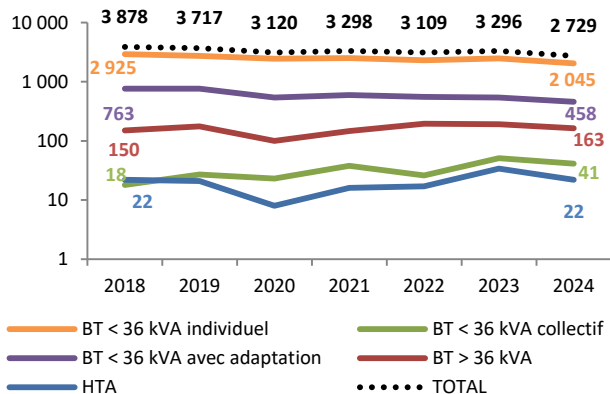
Délai moyen de production de devis pour raccordements

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

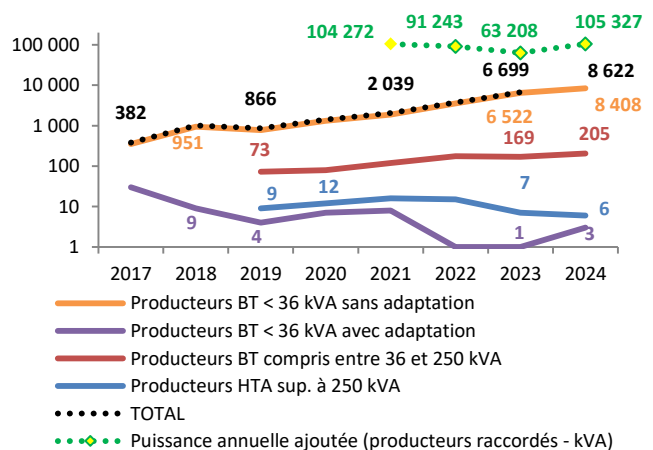


Volume annuel des raccordements

Evolution du nombre de raccordements (HTA et BT) en SOUTIRAGE dans l'année - échelle log.



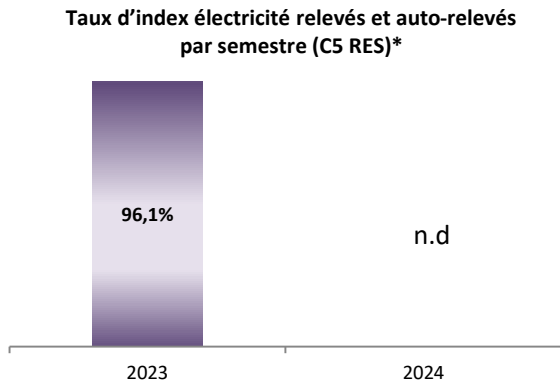
Evolution du nombre de raccordements en INJECTION et de la puissance dans l'année - échelle log.



Maille : Concession

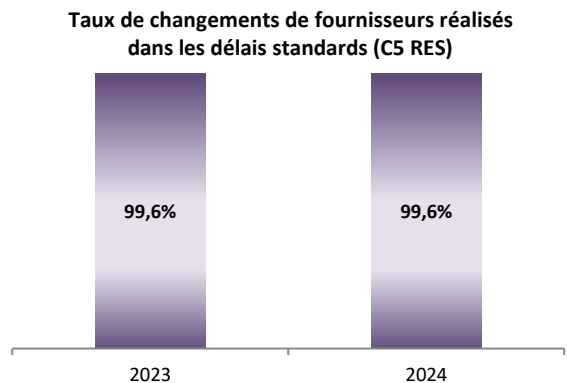
Les services aux usagers du distributeur

La relève



Maille : Concession

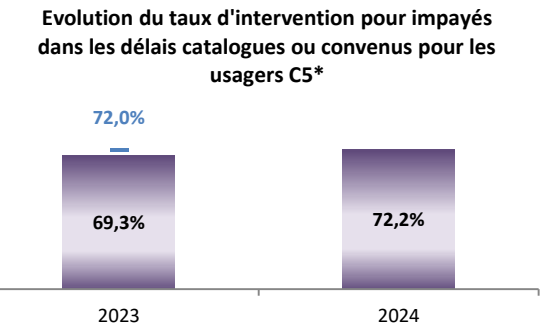
Les changements de fournisseurs



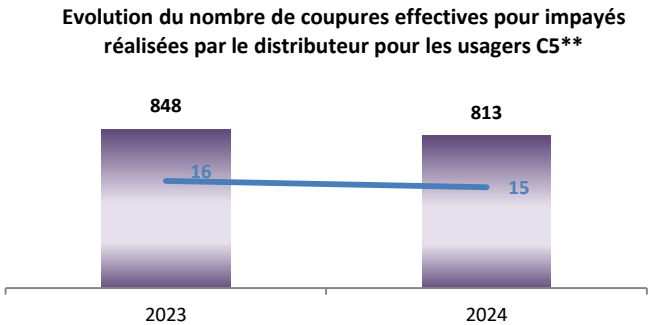
Maille : Concession

* Hors auto-relevés des fournisseurs

Les coupures pour impayés



Maille : Concession - Moy. AEC

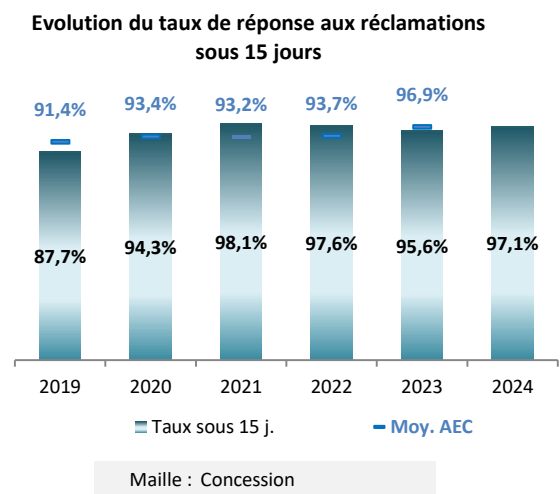
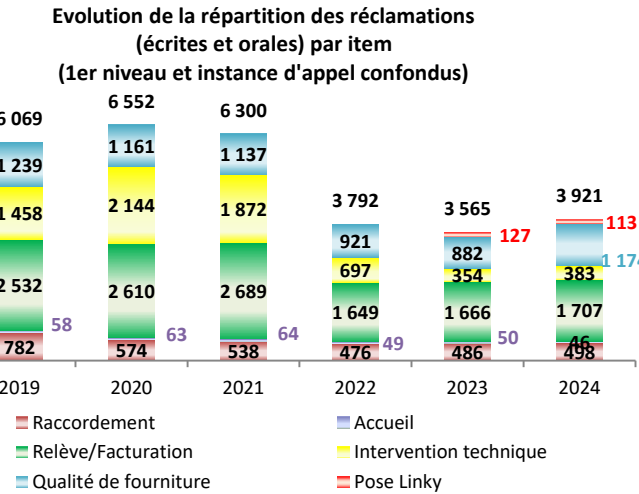


Nb de coupures effectives selon Enedis
Nb de coupures effectives pour 10 000 us.

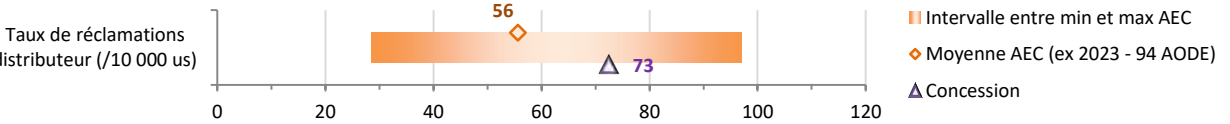
*Le taux d'intervention pour impayés affiché concerne que l'ancien SI DISCO jusqu'en 2020 pour les compteurs "non Linky". A partir de 2021, la valeur indiquée concerne le SI GINKO pour tous les compteurs. Enedis ayant terminé la migration de ses 2 SI fin 2020.

**Jusqu'en 2020, le nombre de coupures effectives pour impayés est le cumul des valeurs des 2 SI d'Enedis: DISCO et GINKO. A partir de 2021, la valeur est issue de GINKO pour tous les compteurs.

Les réclamations



Maille : Concession



Indicateurs relatifs à la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente

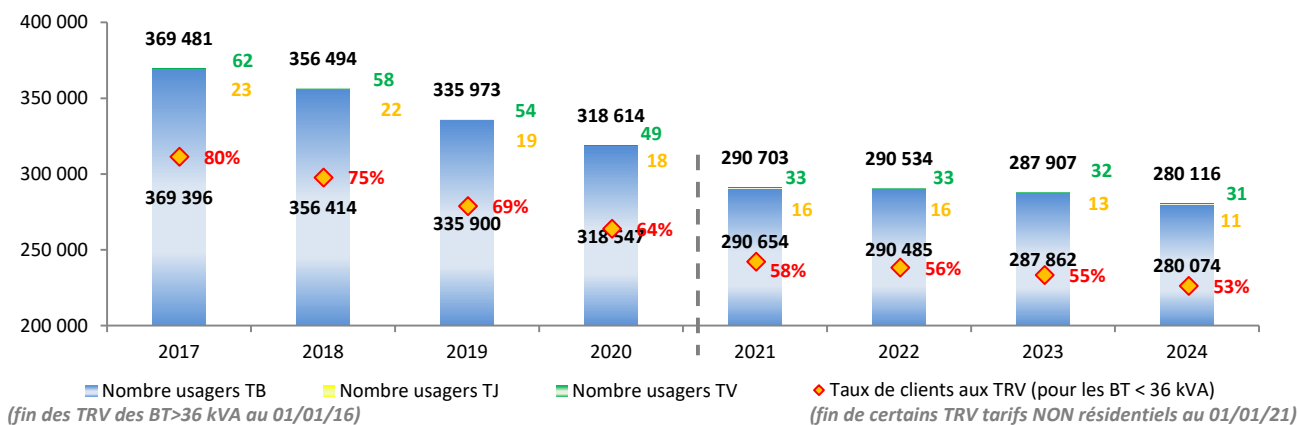
(EDF)

Les usagers aux Tarifs Réglementés de Vente de la concession

Tarif Bleu (TB) : alimentation basse tension, tarifs régulés, puissance inférieure ou égale à 36 kVA.
Tarif Jaune (TJ) : alimentation basse tension, tarifs régulés, puissance inférieure ou égale à 250 kVA.
Tarif Vert (TV) : alimentation moyenne tension, tarifs régulés, puissance supérieure à 250 kVA.
 Depuis le 1er janvier 2016, les tarifs règlementés des usagers BT > 36 kVA ont été supprimés (Loi NOME), ces usagers ont alors soucrit des offres de marché.

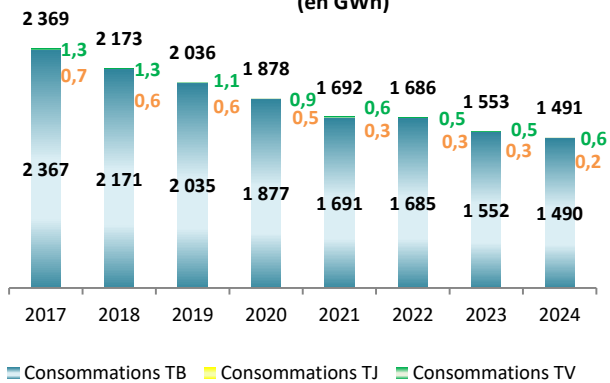
La répartition des usagers aux Tarifs Réglementés de Vente (TRV)

Evolution du nombre d'usagers total sur la concession

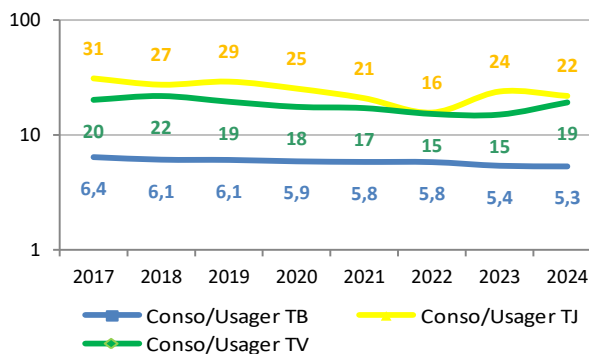


La répartition des consommations des usagers aux tarifs réglementés de vente

Evolution des consommations des usagers aux TRV (en GWh)

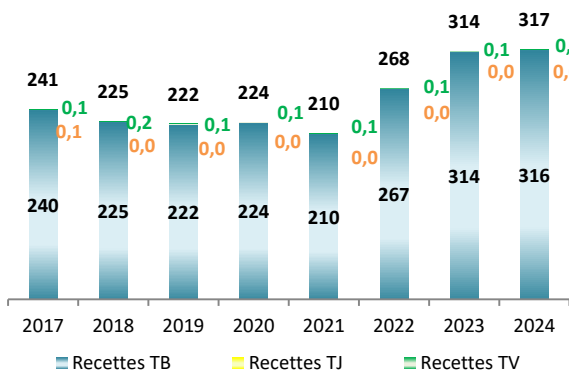


Evolution de la consommation moyenne des usagers aux TRV (en MWh)

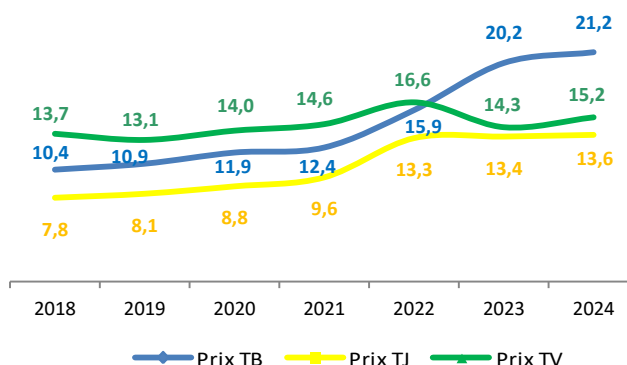


La répartition des recettes de fourniture des usagers aux tarifs réglementés de vente

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



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

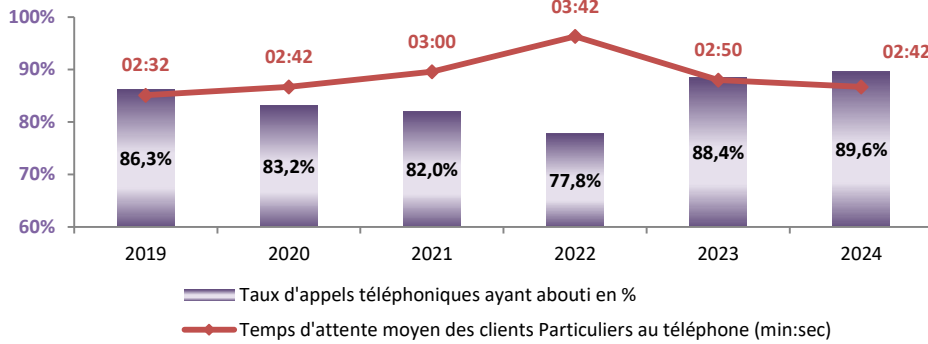


* hors contributions (CTA et CSPE) et hors taxes (TCFE et TVA)

Les services du fournisseur aux usagers aux tarifs réglementés

L'accueil des usagers

Taux de réussite (en %) aux appels téléphoniques et délai moyen d'attente (en minutes et secondes)

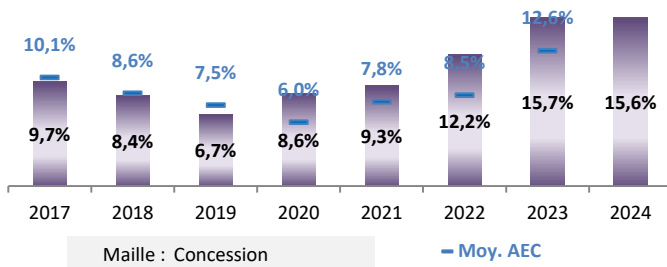


Le taux de réussite des appels téléphoniques est le nombre d'appels traités par EDF rapporté au nombre d'appels reçus.

Maille : Nationale

Les services aux usagers

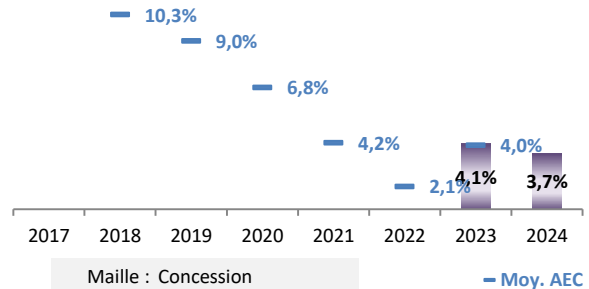
Pourcentage de contrats optimisés (CTS) dans l'année



Maille : Concession

Moy. AEC

Taux de factures basées sur un auto-relevé

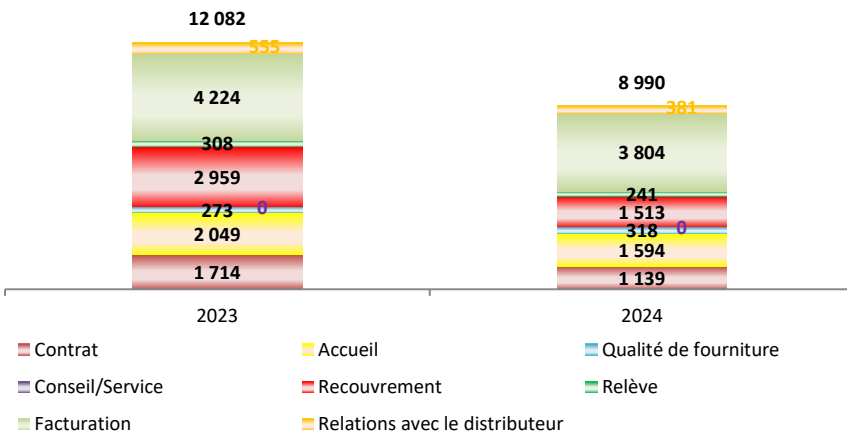


Maille : Concession

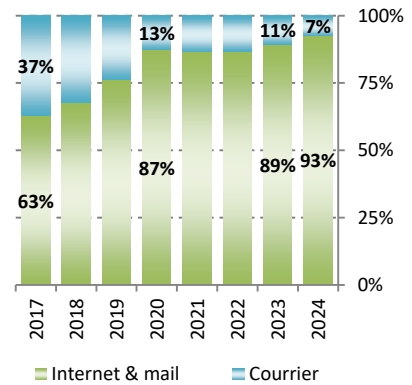
Moy. AEC

Les réclamations

Evolution de la répartition des réclamations ECRITES par item (uniquement clients aux tarifs Bleu Résidentiel)

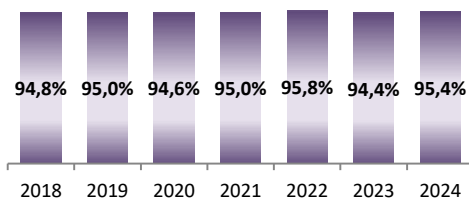


Proportion des canaux de réclamations



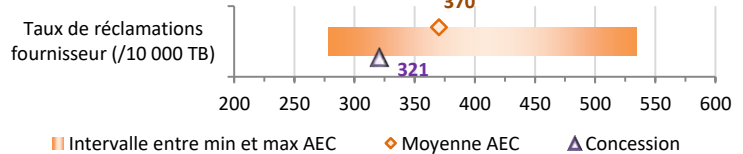
> Depuis 2016, EDF dénombre les réclamations faites par mail et depuis 2017 également celles faites sur Internet.

Evolution du taux de réponse aux réclamations sous 30 jours



Maille : Concession

Comparaison des taux avec les statistiques AEC (ex 2023 - 94 AODE)



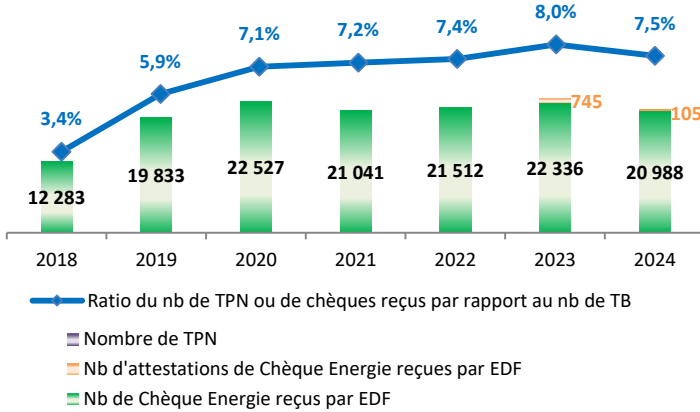
TB : Tarif Bleu

Les services du fournisseur aux usagers aux tarifs réglementés

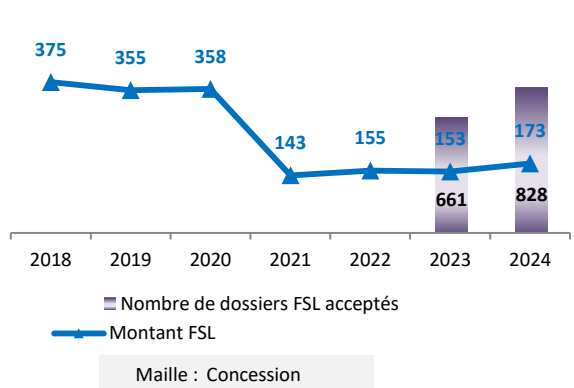
Les usagers en difficultés financières

Le Chèque Energie remplace depuis le 1er janvier 2018 le Tarif de Première Nécessité (TPN), il est envoyé aux ayants-droits sous conditions de ressources. Le Fonds Solidarité Logement (FSL), qui traite des difficultés de paiement liées au logement, à l'eau, à l'énergie et au téléphone, est cofinancé par EDF.

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

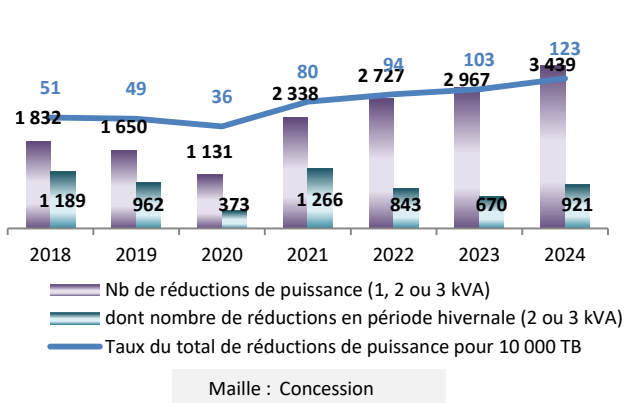


Evolution du montant alloué par EDF au FSL (en k€) et du nombre de dossiers aidés

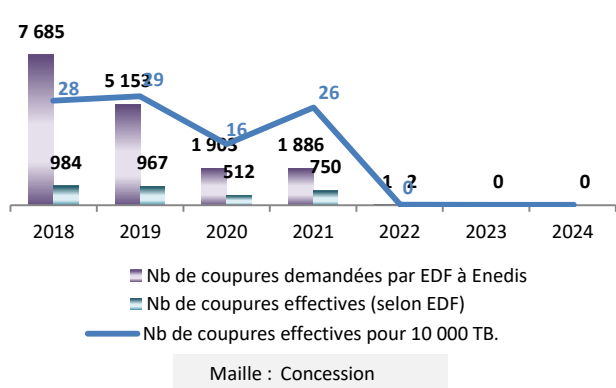


Le Service Minimum de 1 000 watts (ex SMI) est installé pour les clients en situation d'impayés qui sont absents lors de l'intervention du distributeur. Depuis la parution des textes de la Loi Brottes en avril 2013, les clients en situation d'impayés (hors TPN ou FSL) ne sont plus coupés durant la trêve hivernale, mais leur puissance est réduite à 3 kVA voire 2 kVA.

Evolution des réductions de puissance enregistrées par le fournisseur



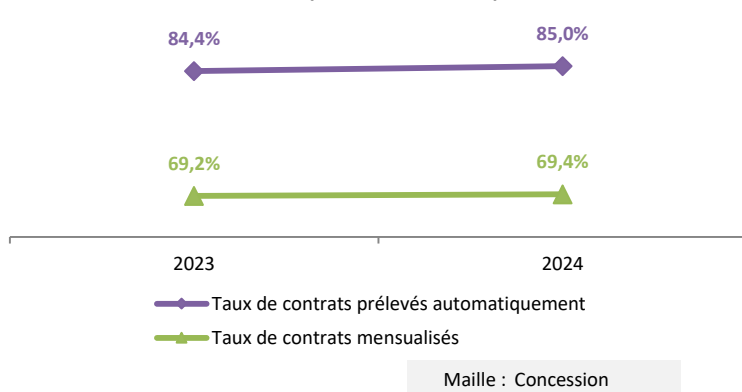
Evolution des coupures effectives pour impayés à la demande du fournisseur



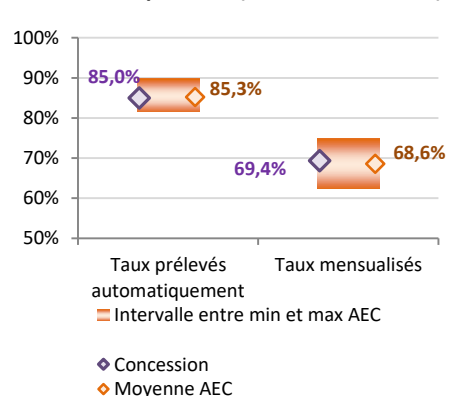
TB : Tarif Bleu

Les facilités de règlement des factures

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



Comparaison des taux avec les statistiques AEC (ex 2023 - 41 AODE)





AVENANT N°2 AU CONTRAT DE CONCESSION POUR LE SERVICE PUBLIC DU DÉVELOPPEMENT ET DE L'EXPLOITATION DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ ET DE LA FOURNITURE D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE AUX TARIFS RÉGLÉMENTÉS DE VENTE

Programme pluriannuel d'investissements pour la période 2026-2029

Entre les soussignés :

- Le **Syndicat Départemental d'Énergie de la Haute-Garonne (SDEHG)**, autorité concédante du service public du développement et de l'exploitation du réseau de distribution d'électricité et de la fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés sur son territoire, représenté par son Président, Monsieur Thierry SUAUD, dûment habilité à cet effet par délibération du comité syndical du 30 janvier 2026, domicilié 9 rue des 3 Banquets, CS 58021, 31080 TOULOUSE Cedex 6,

désigné ci-après « **l'autorité concédante** », d'une part,

et, **d'autre part,**

- **Enedis**, gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité, société anonyme à directoire et à conseil de surveillance au capital social de 270 037 000 euros, dont le siège social est sis 4, place de la Pyramide 92 800 Puteaux, immatriculée au registre du commerce et des sociétés de Nanterre sous le numéro 444 608 442, représentée par Monsieur Jacques FAESSEL, en sa qualité de Directeur Territorial pour le département de la Haute-Garonne, agissant en vertu des délégations de pouvoirs qui lui ont été consenties le 1^{er} novembre 2025, par Madame Karine ASCARATEGUI, Directrice Régionale Midi-Pyrénées Sud, faisant élection de domicile 2 rue Roger Camboulives – BP 55713, 31057 TOULOUSE Cedex 1,

désignée ci-après « **le concessionnaire** », pour la mission de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'électricité, ou « le gestionnaire du réseau de distribution »,

et

Électricité de France (EDF), société anonyme au capital de 2 084 365 041 euros ayant son siège social 22-30 avenue de Wagram - 75008 Paris, immatriculée au registre du commerce et des sociétés de Paris sous le numéro 552 081 317, représentée par M. Olivier ROLAND Directeur EDF Commerce Sud-Ouest, agissant en vertu de la délégation de pouvoirs qui lui a été consentie le 1^{er} octobre 2018 par M. Thierry LE BOUCHER Directeur des Opérations et de la Performance d'EDF, faisant élection de domicile au 4 rue Claude Marie Perroud, ACI B001 – Wood Park, 31096 TOULOUSE Cedex 1,

désignée ci-après « **le concessionnaire** », pour la mission de fourniture d'énergie électrique aux clients bénéficiant des tarifs réglementés de vente, ou « le fournisseur aux tarifs réglementés de vente »,

Ci-après désigné(e)s ensemble par « les parties ».

EXPOSÉ

Le Syndicat Départemental d'Énergie du Département de la Haute-Garonne (SDEHG), Électricité de France et Enedis ont conclu le 5 juin 2018, pour une durée de 30 ans, un contrat de concession pour le service public de la distribution d'électricité et de la fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés sur le territoire desservi par la concession, ci-après désigné « le Contrat de concession ».

Le Contrat de concession comporte un cahier des charges de concession intégrant dans son annexe 2A un programme pluriannuel d'investissements pour la période 2022-2025, ci-après désigné le « PPI ».

Le PPI arrivant à son terme, l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution se sont rapprochés afin d'établir le bilan des investissements réalisés et d'élaborer le PPI de la période suivante, conformément à l'article 11 du cahier des charges et aux articles 6, 7 et 10 de l'annexe 2 au cahier des charges du Contrat de concession.

Cela étant exposé, il a été convenu ce qui suit.

ARTICLE 1^{er} – OBJET

Le présent avenant a pour objet d'intégrer au Contrat de concession le PPI de la période 2026-2029, qui succède au PPI de la période 2022-2025.

ARTICLE 2 – MODIFICATION DE L'ANNEXE 2-A AU CAHIER DES CHARGES DE CONCESSION

Les dispositions relatives au nouveau PPI de la période 2026-2029 sont précisées dans la nouvelle annexe 2-A, annexée au présent avenant.

Cette nouvelle annexe 2-A se substitue de plein droit à celle relative au PPI de la période précédente 2022-2025.

ARTICLE 3 – DATE D'EFFET

Le présent avenant prend effet le 1^{er} janvier 2026, sous réserve que l'autorité concédante accomplisse les formalités propres à le rendre exécutoire.

ARTICLE 4 – DROITS D'ENREGISTREMENT

Le présent avenant est dispensé des droits d'enregistrement. Ces droits, s'ils étaient perçus, seraient à la charge de celle des parties qui en aurait provoqué la perception.

Fait en quatre exemplaires, reliés par le procédé Assemblact RC, empêchant toute substitution ou addition et signés seulement à la dernière page de la convention,

À Toulouse, le

Pour l'autorité concédante,

Le Président

Thierry SUAUD

Pour le concessionnaire,

Le Directeur Territorial Enedis
Haute-Garonne

Jacques FAESSEL

Le Directeur EDF Commerce
Sud-Ouest

Olivier ROLAND

« ANNEXE 2-A

**SCHEMA DIRECTEUR DES INVESTISSEMENTS ET PROGRAMMES PLURIANNUELS
D'INVESTISSEMENT****Article 1- Schéma directeur****1-1 Principes**

Dans le cadre des textes législatifs et réglementaires en vigueur, le gestionnaire du réseau de distribution d'électricité sur le territoire de la concession est responsable de l'exploitation, de la sécurité, de l'entretien du réseau et de son développement. A ce titre, le gestionnaire du réseau de distribution définit, pilote et réalise, dans le cadre des grandes orientations fixées en concertation avec l'autorité concédante lors de l'élaboration partagée du diagnostic technique, les investissements sur le réseau de distribution d'électricité.

Trois horizons de programmation sont définis avec l'autorité concédante pour projeter l'évolution du réseau :

Long terme	30 ans	<i>Vision de l'aménagement et du développement du territoire du Syndicat d'Energie de la Haute Garonne avec prise en compte d'enjeux majeurs, notamment climatiques, traduit par un schéma directeur</i>
Moyen terme	4 ans	<i>Programmes pluriannuels d'investissements</i>
Court terme	1 an	<i>Programmes de travaux annuels</i>

Le schéma directeur du contrat de concession intègre les principes suivants :

- la recherche de la performance globale du réseau, dans une perspective d'évolution vers un réseau intelligent,*
- la capacité à fournir à chaque utilisateur présent et futur la puissance de raccordement nécessaire, dans le respect des règles du marché ouvert de l'électricité,*
- une structure moyenne tension (« HTA ») modernisée et interconnectée assurant une garantie de continuité satisfaisante avec un programme de renouvellement de câbles aériens et souterrains,*
- un réseau basse tension (« BT ») modernisé et sécurisé avec un programme de renouvellement des câbles souterrains incidentogènes et la résorption de fils nus aériens.*

Le schéma directeur sera décliné par périodes quadriennales sous forme de programmes pluriannuels d'investissements. Le lancement et l'achèvement de chacune de ces périodes feront l'objet d'une consultation entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution. La durée du dernier programme pluriannuel d'investissements (« PPI ») sera ajustée.

Les programmes pluriannuels d'investissements incluront les travaux nécessaires pour permettre au gestionnaire du réseau de distribution de satisfaire aux obligations résultant de l'article 11 du cahier des charges, étant précisé que le respect de ces obligations requiert également le bon accomplissement de travaux ne relevant pas du schéma directeur, notamment les travaux de raccordement des clients et des producteurs, les déplacements à la demande de tiers, et tous les autres travaux nécessaires à l'exploitation et à l'entretien du réseau.

1-2 Mise à jour du diagnostic technique partagé au 31 décembre 2024

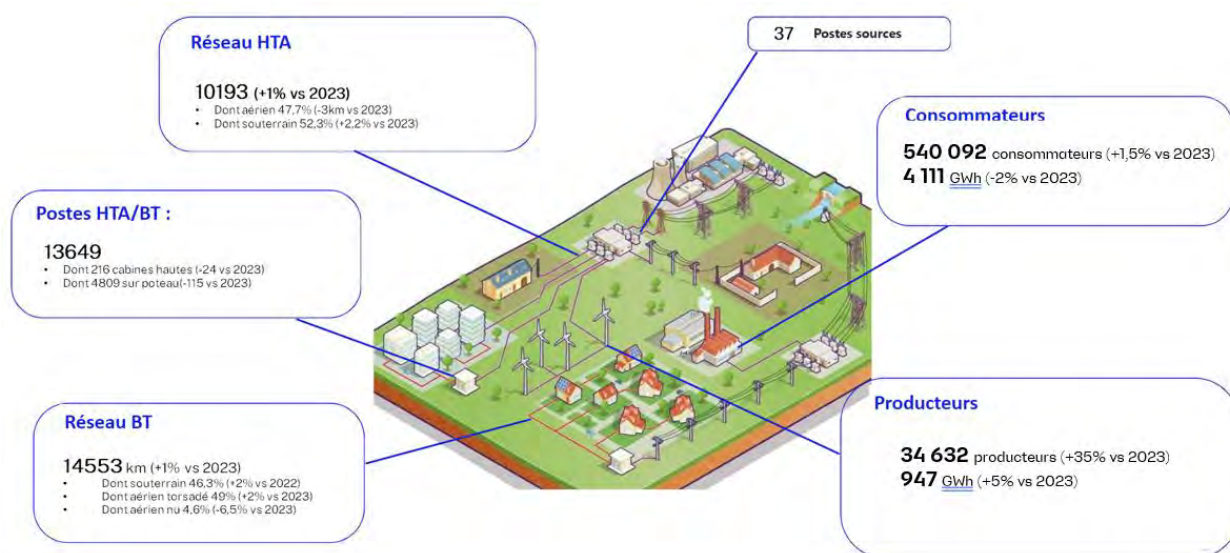
Enedis met en œuvre une politique de modernisation, d'entretien et de renouvellement du réseau public de distribution destinée à garantir dans la durée et au meilleur coût un réseau électrique performant.

La performance du réseau est caractérisée par sa capacité à fournir :

- pour chaque utilisateur présent la puissance électrique prévue dans son contrat ;
- pour chaque utilisateur futur un accès à la puissance souhaitée dans les meilleures conditions (coût et délai) ;
- avec un niveau de qualité conforme aux engagements du distributeur ;
- dans les meilleures conditions économiques et de sécurité ;
- en minimisant les impacts environnementaux.

Ainsi, pour définir les orientations à long terme des investissements sur le réseau public de distribution d'électricité, un diagnostic technique partagé a été élaboré à la signature du contrat de concession le 5 juin 2018. Ce diagnostic technique a été en partie mis à jour en 2021 pour les besoins de l'élaboration du PPI 2022-2025.

En 2025, ce diagnostic technique a été à nouveau mis à jour pour définir conjointement le 3^{ème} PPI sur la période 2026-2029.

1-2-1 Descriptif du réseau de distribution de la concession :

Patrimoine géré par Enedis sur la concession SDEHG (données à fin 2024)

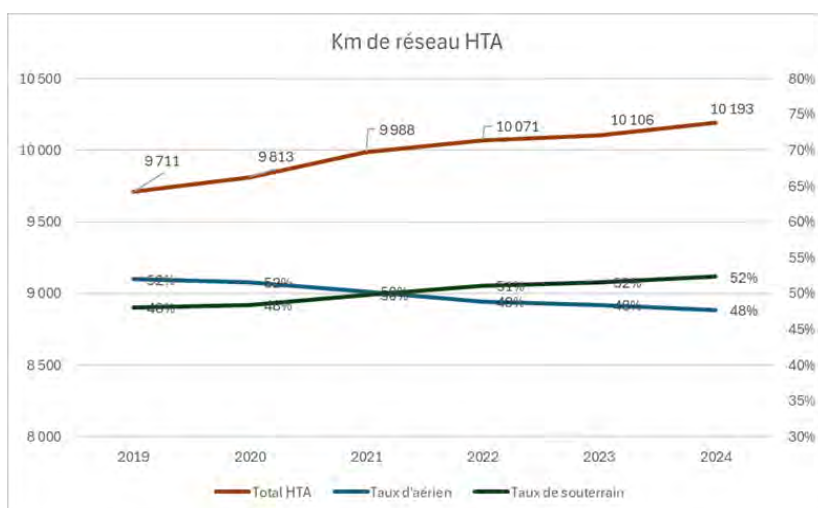
1.2.1.1 Le réseau moyenne tension (« HTA »)

Composition du réseau HTA de la concession (km)

	2020	2021	2022	2023	2024
Souterrain	4 751	4 970	5 145	5 216	5 334
Dont CPI	50	48	48	47	47
Aérien	5 062	5 019	4 926	4 890	4 859
Dont Torsadé	5	5	5	5	6
Dont Nu	5 057	5 013	4 921	4 885	4 853
Dont Nu faible section	37	31	22	22	20
Total HTA	9 813	9 988	10 071	10 106	10 193

Evolution de la composition du réseau HTA

	2020	2021	2022	2023	2024
Taux de réseau HTA Souterrain	48,4 %	49,8 %	51,1 %	51,6 %	52,3 %
Taux CPI / réseau HTA Souterrain	1,0 %	1,0 %	0,9 %	0,9 %	0,9 %
Taux de réseau HTA Aérien Nu	51,5 %	50,2 %	48,9 %	48,3 %	47,6 %
Taux de FS / réseau HTA aérien	0,7 %	0,6 %	0,4 %	0,4 %	0,4 %



Un réseau de type rural, très aérien, avec un kilométrage important au regard du nombre de clients. Le réseau HTA est en croissance annuelle de 0,8% depuis 2020 et majoritairement souterrain depuis 2021. La baisse du réseau faible section (« FS »), amorcée sur le PPI précédent, se poursuit.

Nombre de Postes HTA BT	2020	2021	2022	2023	2024
TOTAL	13 137	13 248	13 401	13 510	13 649
dont Postes H61	5 265	5 138	5 004	4 924	4 809
dont Postes cabines hautes	269	259	247	240	216
dont Postes cabines basse	1 251	1 119	1 120	1 119	1 119
Autres (PSSA, PSSB, PRCS, RC, UC, UP, en immeuble,...)	7 352	6 733	7 030	7 227	7 505
Taux Postes H61	40%	39%	37%	36%	35%
Taux Postes cabines hautes	2%	2%	2%	2%	2%
Taux Postes cabines basse	10%	8%	8%	8%	8%

La croissance du nombre de postes (essentiellement de type poste préfabriqué au sol simplifié de type A (« PSSA ») – +37% – et poste préfabriqué rural compact simplifié (« PRCS ») – +100%) est fortement liée à la dynamique des raccordements producteurs > 36 kVA. La baisse significative des postes cabines hautes (-20%) est liée aux travaux d'enfouissement des réseaux aériens.

1.2.1.2 Le réseau basse tension (« BT »)

Composition du réseau BT de la concession (km)

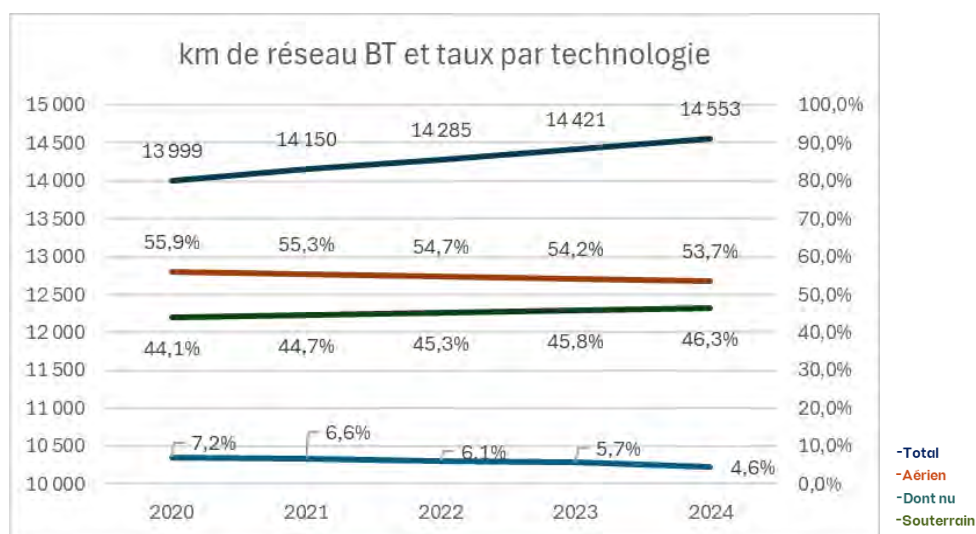
	2020	2021	2022	2023	2024
Souterrain	6 168	6 322	6 476	6 610	6 745
dont CPI et NP	41	41	41	41	40
Aérien	7 831	7 829	7 809	7 811	7 808
dont Torsadé	6 826	6 889	6 933	6 989	7 135
dont Nu	1 004	939	876	822	673
dont Nu faible section	358	334	309	285	219
Total BT	13 999	14 150	14 285	14 421	14 553

Évolution de la composition du réseau BT

	2020	2021	2022	2023	2024
Taux de réseau BT Souterrain	44,1 %	44,7 %	45,3 %	45,8 %	46,3 %
Taux de réseau Nu / réseau BT aérien	12,8 %	12,0 %	11,2 %	10,5 %	8,6 %
Taux de FS / réseau BT aérien	4,6 %	4,3 %	4,0 %	3,6 %	2,8 %

Répartition des types de réseau par statut FACE (km)

Statut FACE	Total réseau BT	Aérien	Dont Nu	Dont Nu faible section	Dont Torsadé	Souterrain	Dont CPI et NP	Taux souterrain
Rural	7 689	5 649	364	151	5 285	2 040	7	26,5 %
Urbain	6 864	2 159	309	67	1 850	4 705	33	68,6 %
Total	14 553	7 808	673	219	7 135	6 745	40	46,3 %



Un réseau de type rural majoritairement aérien, avec un kilométrage important au vu du nombre de clients et en faible croissance (+5%).

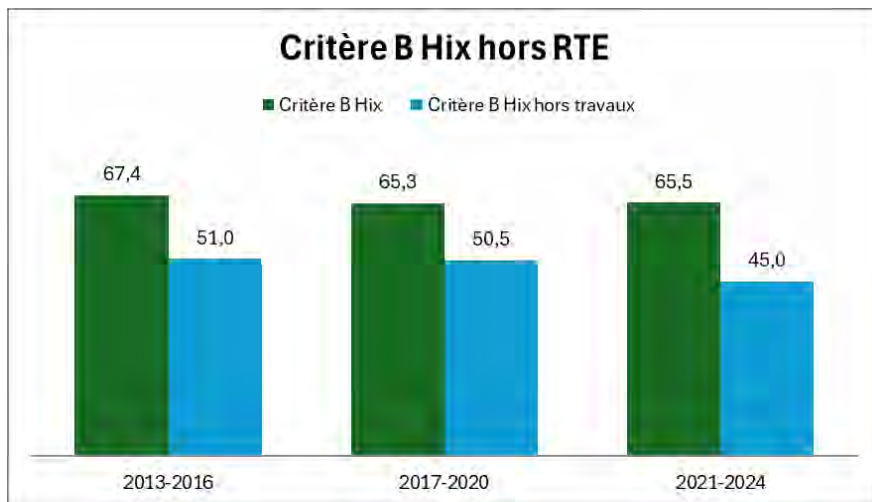
Un accroissement annuel du souterrain de l'ordre de 2% et une forte baisse du réseau BT nu (-32%).

Une augmentation de la proportion de réseau sécurisé en partie liée au remplacement du réseau nu par du réseau torsadé ou souterrain et par la construction de réseau davantage souterrain.

1.2.2 La qualité de la distribution électrique sur la concession

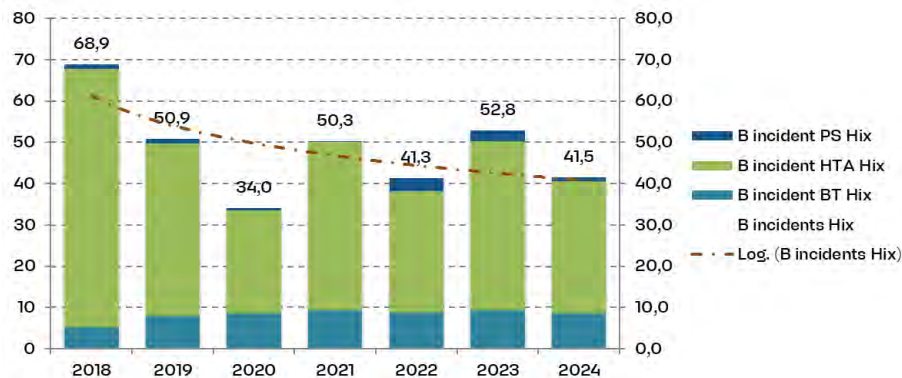
1.2.2.1 Evolution du temps moyen de coupure par usager

Sur la concession du Syndicat Départemental d'Énergie de la Haute Garonne, l'évolution de la durée moyenne annuelle de coupure cumulée par client en minutes (critère B) est la suivante :



La baisse de critère B incident est en partie compensée par une hausse du critère B travaux jusqu'à fin 2024.

On observe 11% de baisse du critère B incident hors événements exceptionnels (HIX) moyen ramené à la période des PPI entre le PPI n°1 et le PPI n°2 (hors 2025).



Un critère B incident HIX en amélioration depuis 2018, malgré une augmentation des événements non exceptionnels. Une année 2023 marquée par les aléas climatiques (orages de juin 2023, ...).

1.2.2.2 La continuité de fourniture

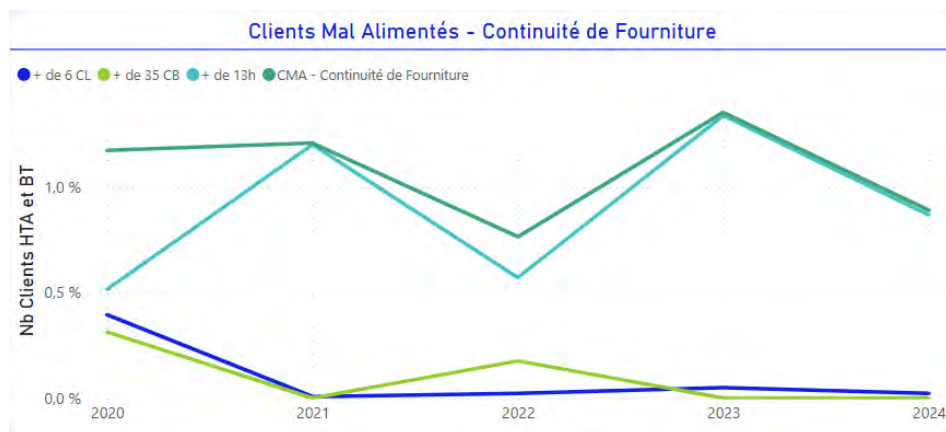
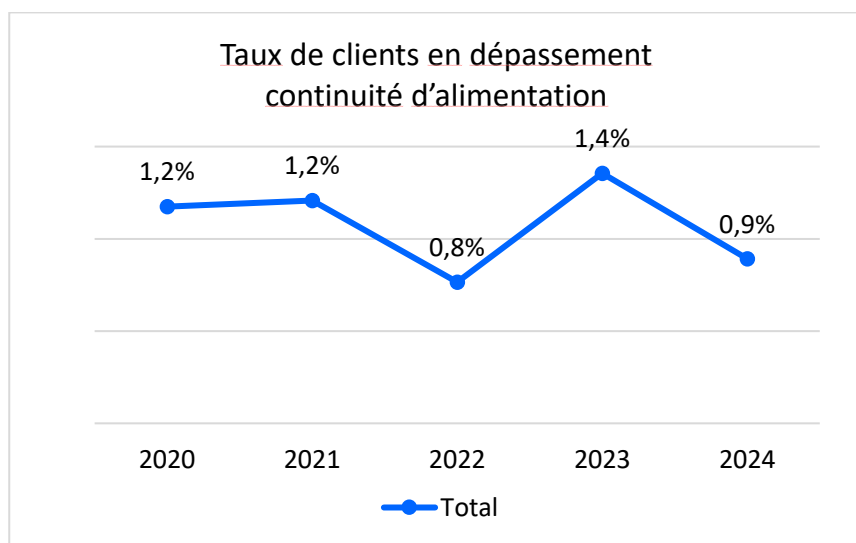
Taux de continuité de fourniture

	2020	2021	2022	2023	2024
% clients ayant subi plus de 6 CL	0,40 %	0,01 %	0,02 %	0,05 %	0,02 %
% clients ayant subi plus de 35 CB	0,31 %	0,00 %	0,18 %	0,00 %	0,00 %
% clients ayant subi un temps de coupure > 13 heures	0,52 %	1,20 %	0,57 %	1,34 %	0,87 %
% CMA - continuité de fourniture (tout seuil)	1,17 %	1,21 %	0,77 %	1,36 %	0,89 %

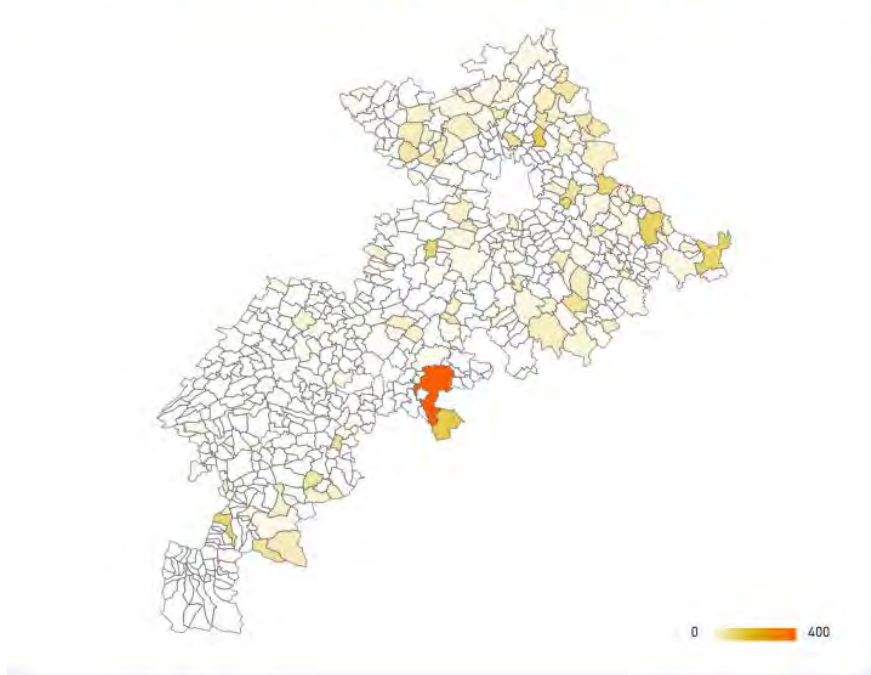
CL = coupures longues

CB = coupures brèves

CMA = clients mal alimentés



Nombre de clients mal alimentés (moyenne sur 5 ans)



Les 3 composantes du décret qualité sont respectées :

- *Le taux de client ayant subi plus de 6 heures de coupure est très faible (entre 0,01 et 0,05% sur la période 2021-2024)*
- *En 2021, 2023 et 2024, aucun client n'a subi plus de 35 coupures brèves. 910 clients ont subi 35 coupures brèves en 2022 (communes de Thil, Le Castéra, Montaigut-sur-Save, Bretx, Saint-Paul-sur-Save)*
- *Le taux de client coupés plus de 13 heures cumulées varie entre 0,57% et 1,34% sur la même période et concerne en particulier les zones du Lauragais, de Melles et Fos, de Montesquieu-Volvestre et Montbrun-Bocage.*

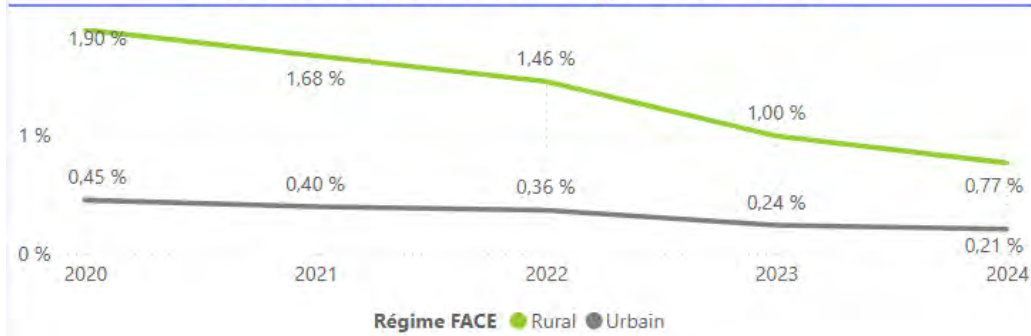
1.2.2.3 La tenue de tension

Le taux de clients mal alimentés (CMA) est nettement sous le seuil du décret qualité. La baisse est continue depuis 5 ans.

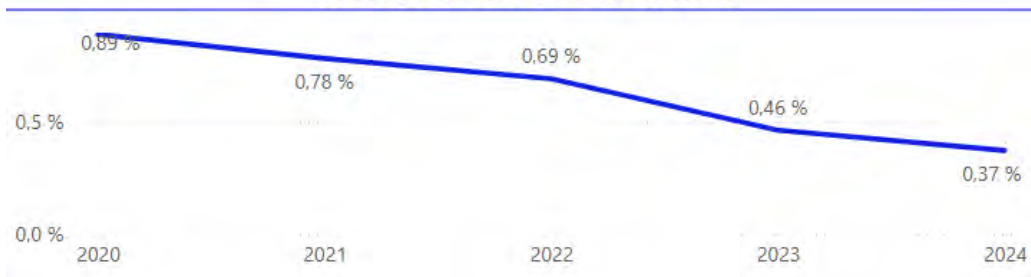
CMA en tension selon le régime commune FACE

Régime FACE		2020	2021	2022	2023	2024
Rural	Nombre CMA	2 839	2 546	2 240	1 550	1 207
	Taux CMA	1,90 %	1,68 %	1,46 %	1,00 %	0,77 %
Urbain	Nombre CMA	1 565	1 397	1 319	874	770
	Taux CMA	0,45 %	0,40 %	0,36 %	0,24 %	0,21 %
Total	Nombre CMA	4 404	3 943	3 559	2 424	1 977
	Taux CMA	0,89 %	0,78 %	0,69 %	0,46 %	0,37 %

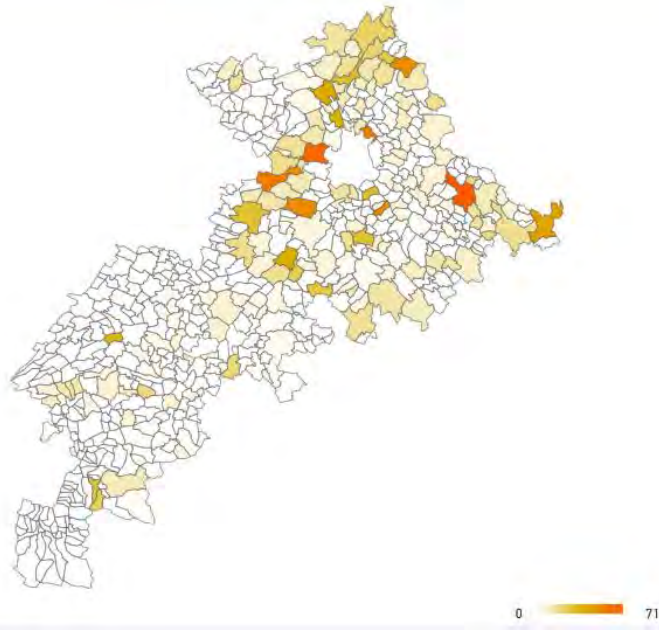
Taux CMA en tension selon le régime commune FACE



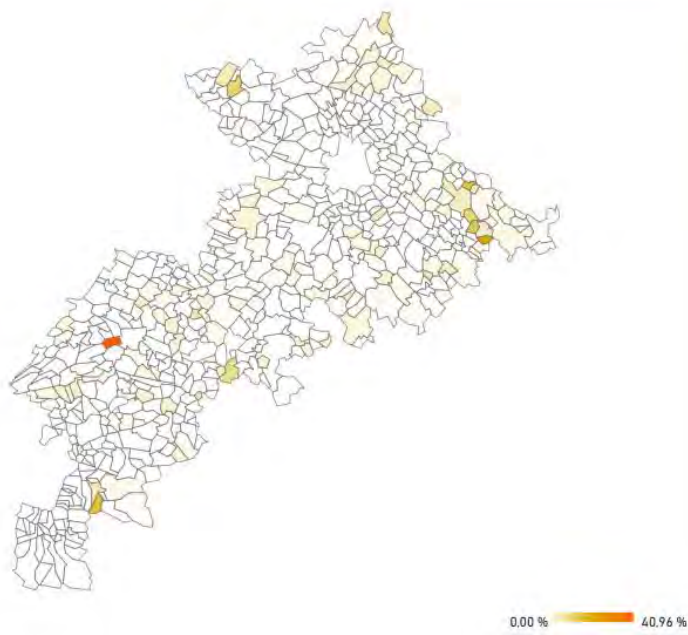
Taux de CMA en tenue de tension



Nb de CMA en tenue de tension



Taux de CMA par commune



1.2.3 Synthèse de la mise à jour du diagnostic technique

La mise à jour du diagnostic a permis d'actualiser les caractéristiques générales du réseau de distribution d'électricité, les forces et enjeux existants, et donc les axes d'investissements à retenir pour le nouveau PPI pour la période 2026-2029.

Forces

- Maintien d'un bon niveau de critère B malgré une hausse des évènements climatiques non exceptionnels.
- Très bon niveau de qualité sur la zone de la métropole (critère B autour des 30 min).
- Rythme de résorption du réseau BT fils nus à l'attendu en zone urbaine et soutenu en zone rurale.

Enjeux

- Un réseau sur la partie rurale qui reste sensible aux aléas climatiques (neige, vent, orages).
- L'augmentation de la part des incidents souterrain HTA a conduit à résorber plus de réseau synthétique 1^{ère} génération et technologie de « Lyon » que de câbles à isolation papier imprégné ("CPI") HTA, faisant légèrement baisser le stock.
- Dans un contexte de croissance d'activité (développement des énergies renouvelables ("EnR"), raccordement des infrastructures de recharge de véhicule électrique ("IRVE"), rénovation programmée, élagage sous coupure), une augmentation du critère B travaux à maîtriser.
- Réseau de l'agglomération difficile à faire évoluer au rythme de la croissance, certains postes sources saturés.

1-3 Le schéma directeur : ambition et leviers

Le diagnostic réalisé au terme du premier PPI montre la pertinence du schéma directeur qui ne nécessite pas d'ajustement. Les axes d'investissements décrits ci-dessous restent pertinents.

Pour améliorer la qualité et accroître les capacités du réseau, le schéma directeur d'investissements comprend les principaux axes d'investissements suivants :

- **Accompagner la croissance de l'agglomération toulousaine en créant et renforçant les postes sources et le réseau HTA en cohérence avec l'apparition des contraintes**
 - Traitement des départs actuellement en contrainte dans les premières années du schéma directeur d'investissements (« SDI »)
 - Traitement au fil de l'eau des nouvelles apparitions de contraintes.
- **Améliorer le niveau de qualité sur la partie péri-urbaine**
 - Désensibilisation des réseaux aériens, en priorisant les départs les plus fragiles : passage en souterrain pour les ossatures et prolongation de la durée de vie (« PDV ») pour les antennes.
- **Maintenir la qualité et la résistance du réseau aux phénomènes atmosphériques sur la zone rurale du sud du département**
 - Restructuration du réseau HTA et PDV
- **en complément sur l'ensemble de la concession: continuer à améliorer la réactivité et diminuer les incidents**
 - Renouvellement des câbles à isolation papier imprégné (« CPI ») HTA sur la durée du SDI
 - Traitement des poches organe de manœuvre télécommandé (OMT) en contrainte et déploiement des objets communicants
 - Traitement des réseaux BT les plus incidentogènes en coordination avec le SDEHG (dont fils nus)
 - Renouvellement de l'ensemble des compteurs par des compteurs Linky

Leviers	Type de réseau concerné	Stock à fin 2016	Valeurs repères	Stock à fin 2020	Stock/situation à fin 2024
Renforcement et restructuration des réseaux HTA	Départs HTA en contrainte	36	Traitement du stock et de l'apparition des nouvelles contraintes au fil de l'eau sur la durée du SDI	8 départs en contrainte U (5%) Pas de nouvelle contrainte apparue	4 départs en contrainte U (5%) dont 2 en cours de traitement et 1 décision d'investissement prise
	Poches en contrainte	117 poches	Traitement essentiellement sur 2018 à 2020, en priorisant les plus pénalisantes	68 poches à fin 2020, dont 26 sur les 117 identifiées en 2016	66 poches en contraintes
Fiabilisation réseau HTA aérien	Réseau HTA sensible aux aléas climatiques	96 km de lignes principales	Traitement de 25% environ sur le premier PPI, priorités sur l'alimentation des bourgs de plus de 1500 habitants	90 km de lignes principales. Néanmoins, 118 km de réseau à risque avéré ont été traités, essentiellement sur antennes (ciblage incidentologie).	330 km (principales et antennes)
	Réseau HTA aérien incidentogène	Selon évolution incident.	PDV de 280 km prioritaires sur la durée du premier PPI	225 km à fin 2020	350 km traités en PDV et RP à l'issue du PPI n°2
Réseaux urbains HTA incidentogènes	Réseaux CPI	57 km	Résorption sur la durée du SDI	49,8 km restant	47 km restant
Renforcement et fiabilisation du réseau BT	Réseaux BT	1406 km de réseau fil nu	Ambition partagée avec l'AODE de traiter les fils nus sur la durée du SDI et d'adapter le réseau à la croissance	1000 km restant. 406 km ont été déposés, dont - 335 km en zone rurale - 71 km en zone urbaine.	673 km restant : - 364 km en zone rurale - 309 km en zone urbaine.
Réseaux intelligents	Linky	9000 posés	423 000 Compteurs posés d'ici fin 2021	362 000 posés à fin 2020 Objectif : 423 000 à fin 2021 maintenu	523 601 compteurs posés à fin 2024 soit 94,9% de PDL équipés d'un compteur

1-4 Suivi du schéma directeur et des programmes pluriannuels d'investissements

Les parties conviennent de retenir une période quadriennale pour chaque programme pluriannuel d'investissements.

Chaque année, un bilan du programme pluriannuel d'investissement sera établi dans le compte-rendu annuel d'activités (CRAC) et présenté à l'autorité concédante. Cette présentation comprendra les résultats qualité obtenus et les investissements réalisés dans le cadre du présent schéma directeur.

Le programme travaux de l'année N sera présenté par Enedis au Syndicat Départemental d'Energie de la Haute Garonne avant fin novembre de l'année N-1.

Enfin, à la fin de chaque programme pluriannuel et à l'occasion de la révision du schéma directeur seront examinés :

- les bilans techniques et environnementaux, en les éclairant des difficultés rencontrées ;*
- une projection actualisée du contexte à venir de la concession à moyen terme permettant d'apprécier la validité des hypothèses de mise en œuvre du schéma directeur ;*
- des propositions, si nécessaire, d'adaptation du schéma directeur pour tenir compte d'hypothèses nouvelles.*

1-5 Financement des investissements

Comme le prévoit l'article 11 du cahier des charges, Enedis pourvoira au financement des programmes d'investissement prévus ci-dessus avec les ressources que lui attribuent les lois et règlements en vigueur pour l'exercice de la mission de développement et d'exploitation du réseau concédé.

Article 2 - Programme pluriannuel d'investissements

L'engagement financier du gestionnaire du réseau de distribution porte sur le montant total du programme pluriannuel d'investissement 2026-2029 et est indiqué dans le tableau suivant :

Engagement financier prévisionnel sur les priorités de la concession (M€)	PPI 2026 – 2029
II. Investissements pour l'amélioration du patrimoine	
<i>II.1 Investissements pour la performance du réseau</i>	
<i>Renforcement des réseaux HTA et BT</i>	4 M€
<i>Climatique-sécurisation</i>	9,5 M€
<i>Modernisation des réseaux HTA et BT</i>	27,5 M€
Total de l'engagement (M€)	41 M€

À titre indicatif, sur cet engagement financier global, l'enveloppe prévisionnelle consacrée aux investissements de renouvellement est évaluée à 33 M€ et se décompose techniquement de la manière suivante :

Valeurs techniques indicatives (période 2026-2029)
<p>Réseau HTA :</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Renouvellement d'environ 30 km de réseau HTA aérien à risques avérés ▪ Rénovation programmée d'environ 260 km de réseau HTA aérien ▪ Renouvellement d'environ 7 km de réseau HTA souterrain incidentogène CPI et synthétique de 1^{ère} génération <p>Réseau BT :</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Renouvellement d'environ 46 km de réseau BT en fils nus (travaux sous maîtrise d'ouvrage du gestionnaire du réseau public de distribution)

Article 3- Programmes annuels et suivi**3.1 – Programmes annuels**

Chaque programme pluriannuel est décliné en programmes annuels. Ces programmes annuels intègrent les programmes prévisionnels présentés dans les conférences départementales prévues par l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales.

Lors des conférences départementales, l'autorité concédante communique au gestionnaire du réseau de distribution son programme travaux et une copie de l'état prévisionnel de ses projets de travaux transmis au compte d'affectation spécial dédié au financement des aides aux collectivités pour l'électrification rurales (« CAS FACE »), conformément au décret du 14 janvier 2013 relatif aux aides pour l'électrification rurale.

Le programme annuel de chaque partie détaille pour les affaires localisables les informations suivantes :

- l'intitulé du projet, suffisamment explicite pour l'autorité concédante ;
- la finalité à laquelle répond l'affaire
- la localisation, selon les types de travaux : commune principale, postes HTA/BT concernés, départ HTA, départ BT...
- les montants prévisionnels.

3.2- Suivi et bilans

3.2.1 Échanges sur la réalisation des affaires

Un échange pourra être organisé chaque année pour que l'autorité concédante et le gestionnaire de réseau partagent sur l'état d'avancement réciproque de leurs programmes travaux respectifs et des éventuelles difficultés rencontrées.

3.2.2 Suivi annuel

Un bilan d'avancement du programme pluriannuel est réalisé entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution, à l'occasion des CRAC.

Dans le compte rendu annuel d'activité du concessionnaire, le gestionnaire du réseau de distribution communique à l'autorité concédante le compte-rendu du programme de travaux de l'année précédente sous sa maîtrise d'ouvrage et la liste des investissements réalisés sur le territoire de la concession.

Outre le détail des investissements réalisés cité ci-avant, le gestionnaire du réseau et l'autorité concédante analyseront ensemble le fichier technique des ouvrages pour évaluer les quantités de réseau renouvelées.

La réalisation de chaque programme pluriannuel et son efficacité sont mesurées par des indicateurs de suivi, définis en concertation lors de l'établissement du programme pluriannuel. Ces indicateurs de suivis sont transmis dans les comptes rendus annuels d'activité.

	Type de programme	Indicateur de suivi ¹	Indicateur d'évaluation ²
Renforcement et restructuration de réseaux HTA	Départs HTA en contrainte	Nombre de départs traités / an	Nombre de départs en contrainte de tension ou d'intensité.
	Poches en contrainte	Nombre de poches traitées / an	Nombre de poches en contrainte.
Fiabilisation réseau HTA aérien	Réseau HTA sensible aux aléas climatiques	Km des lignes principales traités / an	Fréquence de coupures sur incident HTA
	Réseau HTA aérien incidentogène	Nombre de km traités / an	
Réseaux urbains HTA incidentogènes	Réseaux souterrains HTA - CPI	Nombre de km renouvelés / an	Nombre de km de réseau HTA CPI restant
Réseaux BT fils nus	Réseaux BT	Nombre de km de fils nus déposés/an Autorité concédante – Enedis	Nombre de km de fils nus restant
Réseaux intelligents	Linky	Nb Cumulé de compteurs Posés	% de compteurs télé opérables

Les indicateurs d'évaluation sont transmis dans le compte rendu annuel d'activité qui suit la fin d'un programme pluriannuel.

Avant le portage du compte rendu annuel d'activité, l'autorité concédante transmet à Enedis, chaque année, la liste des opérations réalisées qui ont concouru au plan pluriannuel d'investissement en précisant leur localisation, leur descriptif succinct.

¹ Les indicateurs de suivi qui portent sur des réalisations peuvent être renseignés dans le cadre du suivi annuel.

² Les indicateurs d'évaluation n'ont pas vocation à être intégrés au suivi annuel, et doivent être renseignés au terme du PPI (réalisation complète des programmes d'investissement)

3.2.3 Bilan quadriennal

À l'issue de chaque programme pluriannuel, en même temps que la remise du compte rendu annuel d'activité de l'année qui suit la fin d'une période quadriennale, le gestionnaire de réseau proposera à l'autorité concédante un bilan des investissements effectivement réalisés et notamment des opérations de maintenance conduisant à la prolongation de la durée de vie des ouvrages, des indicateurs de suivi et des indicateurs d'évaluation sur la période quadriennale.

Au moment du portage des CRAC, les parties se rapprochent pour compléter ce bilan des données du SDEHG (travaux réalisés par le SDEHG) investissements effectivement réalisés, pour examiner les indicateurs de suivi sur la période quadriennale et actualiser le diagnostic partagé.

Sur la base de ce bilan et de cette actualisation, les parties conviennent par voie d'avenant au contrat de concession du programme pluriannuel d'investissements suivant. En cas d'évolution significative du diagnostic partagé actualisé par rapport au diagnostic initial ou précédent, les parties pourront faire des propositions d'adaptation du schéma directeur pour tenir compte d'hypothèses nouvelles. Le cas échéant, le schéma directeur des investissements pourra ainsi être révisé de manière collégiale entre les parties par voie d'avenant. »